



УЧЕБНИК  
ПО БУРОВЫМ  
РАСТВОРАМ  
ДЛЯ ИНЖЕНЕРОВ



КОМПАНИИ М-И ДРИЛЛИНГ  
ФЛЮИДЗ

M-I DRILLING FLUIDS  
TECHNICAL LIBRARY

## ПРЕДИСЛОВИЕ

Настоящий учебник является руководством для обучения инженеров по буровым растворам компании

В настоящее издание включены новейшие достижения в области испытания и контроля буровых растворов, зарегистрированных с первого декабря 1986 г. Начинающий найдет в учебнике основы приготовления и использования буровых растворов, а более опытный специалист сможет обновить полученные ранее знания.

Материал в учебнике расположен с нарастающей сложностью, поэтому начинающим рекомендуется изучать его в той последовательности, в которой он изложен.

Предлагаемое руководство поможет оператору и подрядчику достичь заданной цели бурения с минимальными затратами.

Авторское право 1991 принадлежит исключительно компании

Ответственный за выпуск и переводчик А.И.БУЛАТОВ

# ГЛАВА 1.

## ВВЕДЕНИЕ К РОТОРНОМУ БУРЕНИЮ

### Происхождение нефти

Нефтепродукты, будь то нефть или газ, являются органическими соединениями, состоящими из атомов водорода и углерода, что и объяснит их общее название - углеводороды. Эти атомы могут соединяться различными способами, образуя вещества, начиная от простого метана до веществ, наименование которых может занять целую строчку.

Нефтепродукты в естественном состоянии почти всегда являются комбинацией различных типов углеводородов. После того, как их извлекли на поверхность, происходит разделение различных углеводородов, каждый из которых обладает специфическими свойствами и имеет различное применение.

Термин "нефть" произошел от латинских слов **petra**, что значит скала, камень, горная порода и **oleum**, что значит масло; поэтому буквально "нефть" обозначает горное масло, т.е. указывает, где залегает нефть.

Почти во всех осадочных породах имеются пустоты, называемые порами, в которых может находиться нефть. В некоторых типах пород, таких, как песчаники и известняки, поры занимают большое пространство - порода пористая - и эти пространства являются взаимосвязанными (порода проницаемая). Такие типы пород называются коллекторами. Несмотря на то, что нефть залегает почти во всех осадочных породах, омышенная добыча нефти может производиться лишь из находящихся в коллекторах подземных ловушек.

Ловушки образуются в том случае, если порода коллектора встречается с непроницаемым барьером. При перемещении нефти по коллектору она встречается с непроницаемым барьером, препятствующим её дальнейшему перемещению, что приводит к её накоплению. Существует множество различных нефтяных ловушек, однако все они подразделены на две основные категории - структурные и стратиграфические.

Структурные ловушки образуются в результате местных деформаций, таких, как складкообразование или сбросообразование (или обоих одновременно), коллектора и непроницаемого барьера. Типичными примерами таких ловушек являются антиклинальные ловушки, ловушки, образующиеся в результате сбросообразования, и ловушки, связанные с образованием соляных куполов (см.рис.1а, 1б).

Рис.1. Структурные ловушки

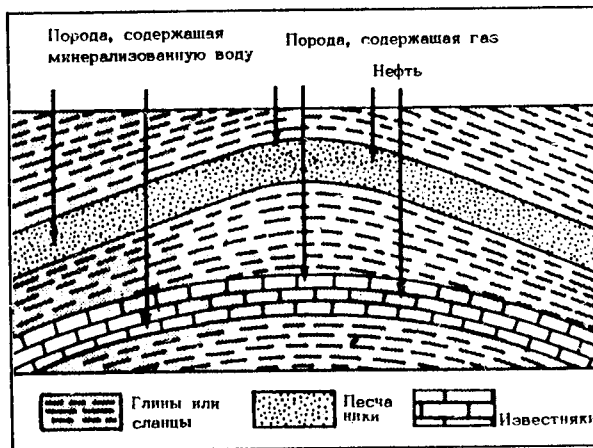


Рис.1а. Антиклинальная ловушка

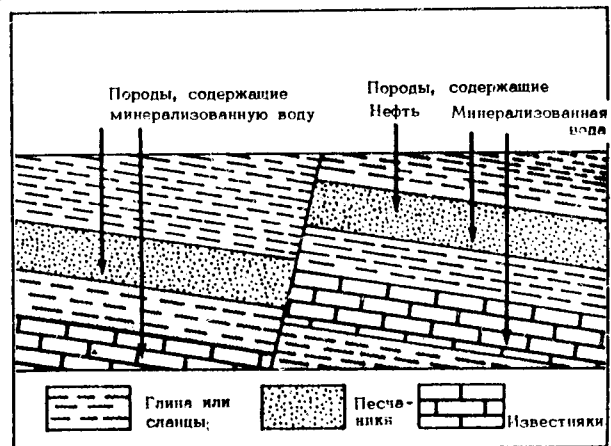


Рис.1б. Ловушки, образующиеся в результате сбросообразования

Стратиграфические ловушки образуются в результате геологических процессов, отличных от структурных деформаций. Останки реликтовых коралловых рифов, погребенные под непроницаемыми осадочными породами, могут образовать ловушку.

Литологический состав осадочных слоев может изменяться или же они могут исчезнуть в одном месте и появиться в другом в виде другой породы. Такие изменения часто приводят к уменьшению поперечной проницаемости и пористости с вероятностью образования ловушек. Ловушки другого типа могут образовываться в результате несогласного напластования, когда последовательность слоев, в которых находится нефтяной коллектор, поднимается, смещается, размывается и в конце концов над ними оказываются непроницаемые осадочные породы, выполняющие роль непроницаемого барьера (см.рис. 2а, 2б).

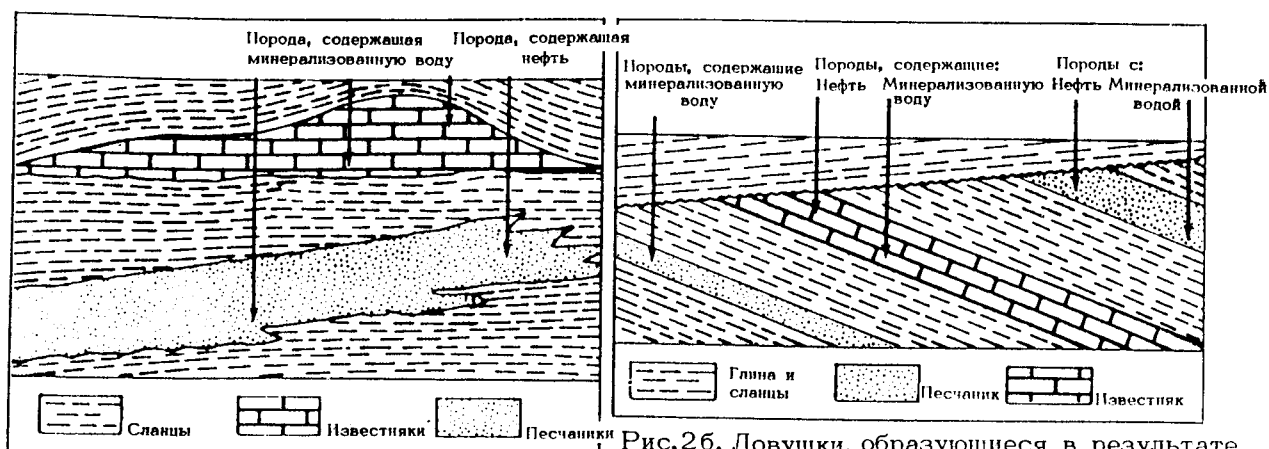


Рис.2а. Стратиграфические ловушки в глинистых сланцах и песчаниках

Рис.2б. Ловушки, образующиеся в результате несогласного напластования

### Обнаружение нефти

Одного знания того, что существуют нефтяные ловушки, недостаточно. Необходимо установить их местонахождение. Определение местонахождения ловушек производилось различными способами, однако наиболее важными из них являются аэросъемка, геологическая съемка и геофизическая съемка. Аэросъемка применяется, когда необходимо получить полное представление о площади, на которой предстоит бурить скважины. Она позволяет обнаружить основные поверхностные структуры, такие, как антиклинали и сбросы. Геологические исследования основываются на наблюдениях выходящих на дневную поверхность пород на площадях, потенциально содержащих углеводороды. На основании этих наблюдений составляются подробные карты, на которых указывается положение и форма выходящей на поверхность породы наряду с описанием физических свойств и содержания окаменелостей в обнаруженной породе. Третий и наиболее эффективный метод исследования – это геофизические исследования. При использовании этого метода используют наземное оборудование. Наиболее распространенный способ состоит в использовании сейсмического метода геофизических исследований с применением ударных волн, направляемых с поверхности с целью обнаружения и описания подземных пород. Другие методы зависят от гравиметрических или магнитных свойств пород.

### Бурение на нефть

После того, как установлена возможность нахождения нефти в определенном месте, единственный способ подтверждения этого – бурение скважины. Бурение скважин в той или иной форме осуществляли в течение многих веков. В 1100 г. нашей эры в Китае бурили скважины на минерализованную воду глубиной 3500 футов (10,8 м) способом аналогичным кабельному бурению. Этот метод использовался в 19 веке при бурении нефтяных скважин и в первые два десятилетия двадцатого века (в настоящее время он используется для бурения неглубоких скважин в твердых породах). Метод кабельного бурения заключается в последовательном нанесении ударов долотом, прикрепленным к бурильной штанге. Вес бурильной штанги помогает внедрению долота в породу, при этом скважина остается пустой, за исключением некоторого количества воды на забое. После того, как пробурено несколько футов, долото поднимают на поверхность, а образовавшийся шлам удаляют с помощью желонки (открытой трубки с клапаном в нижней части). Метод кабельного бурения довольно простой, однако он эффективен только для бурения неглубоких скважин, т.к. скорость его невелика.

За некоторыми исключениями все нефтяные скважины в настоящее время бурятся роторным способом, который впервые использовали в 1900 году. Оборудование, применяемое при роторном бурении, приведено на рис.3. Логично было бы начать описание роторного способа бурения с долота. Функция долота состоит в разрушении нижележащего грунта, с целью создания скважины. В первых долотах для роторного бурения использовали лопасти. Ввиду того, что они напоминали по своей форме рыбий хвост, его называли двухлопастное долото „рыбий хвост“. Такие долота были эффективными при бурении мягких пород, однако довольно быстро изнашивались – при бурении твердых пород.



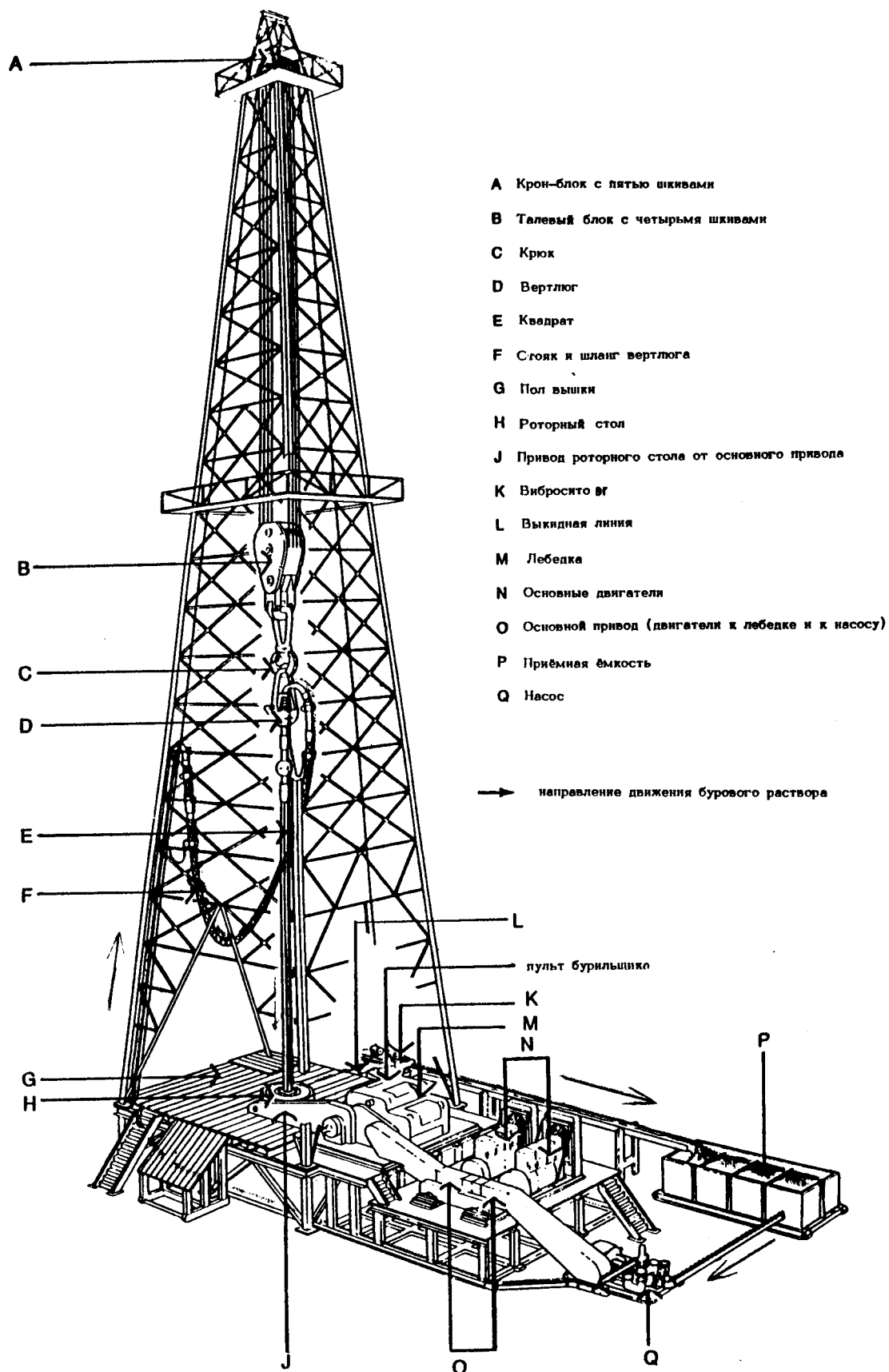


Рис.3. Схематическое изображение буровой установки для роторного бурения

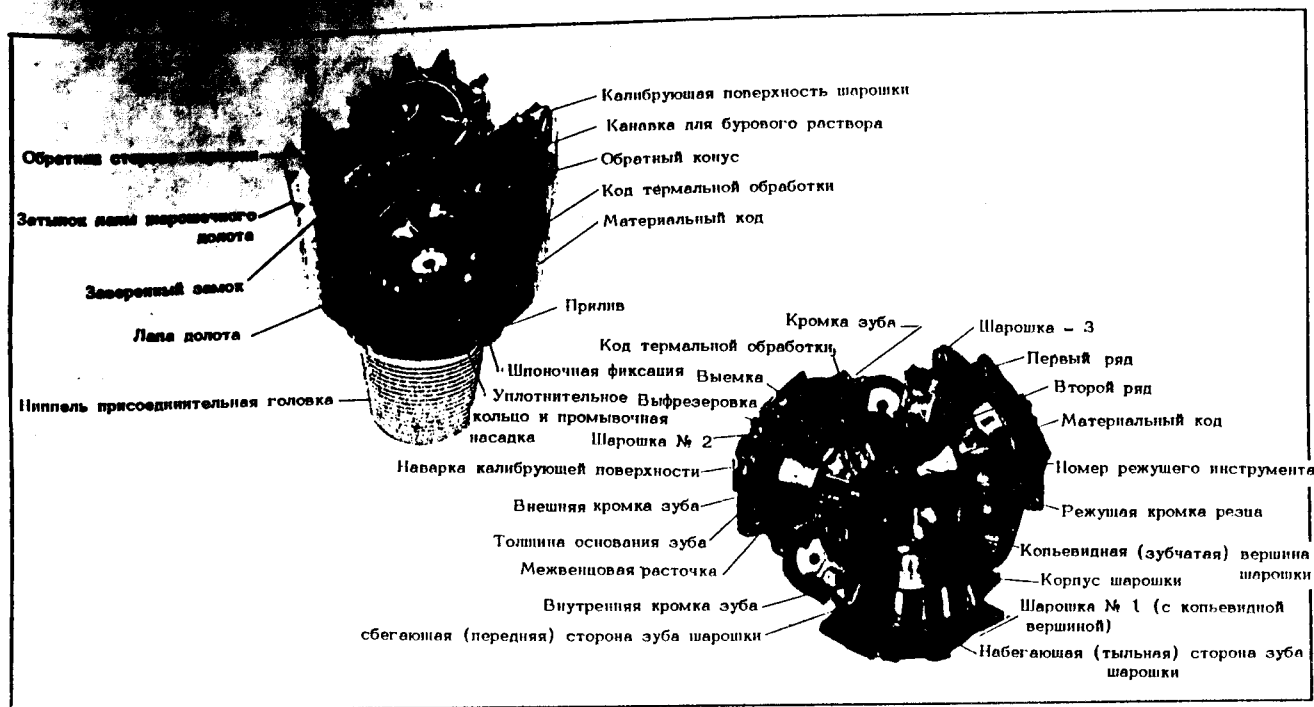


Рис.4. Трех-шарошечное долото

В совершенствованном трехшарошечном долоте вместо лопастей использовали шарошки с зубьями, установленные на опорах с подшипниками (см.рис.4). Бурение происходит путем разрушения породы зубьями на вращающихся шарошках. Скребующее действие долота осуществляется за счёт эксцентричного расположения шарошек. Трехшарошечные долота классифицируются в соответствии с типом опор и зубьев. Основные конструкции подшипников по убывающей степени срока их службы следующие: роликовые подшипники без уплотнений, с уплотнениями и подшипники скольжения. Числа, форма и размещение зубьев могут быть различными, однако все их можно подразделить на две группы – фрезерованные и вставные.

Фрезерованные зубья изготавливаются на станке из материала шарошки, в то время как вставные зубья представляют собой шпильки или штыри, изготовленные из карбида вольфрама и вставляемые в отверстия шарошек. Долота с фрезерованными зубьями используются для бурения мягких пород и пород средней твердости. Долота со вставными зубьями используются для бурения твердых пород.

В тех случаях, когда необходимо бурить очень твердые или абразивные породы, или же желательно иметь более длительный срок службы долота, используют алмазные долота. Алмазные долота не имеют шарошек, в них используются алмазы, укрепленные в стальной матрице. Обычным недостатком алмазных долот является небольшая механическая скорость проходки. В последние годы широкое распространение получили поликристаллические алмазные долота, преимуществами которых являются более высокая скорость проходки и более длительный срок службы.

Независимо от типа долота оно должно вращаться, чтобы осуществлять бурение (см.рис.5). Вращение передается на долото через бурильную колонну. Бурильная колонна состоит из отдельных бурильных труб длиной приблизительно 30 футов и диаметром от 3,5 до 5 дюймов, изготовленных из специальной высокопрочной стали. Каждая секция труб имеет специальные стальные соединения, которые могут передавать крутящий момент и обеспечивать неоднократное, быстрое и надежное свинчивание и развинчивание труб. Толстостенные бурильные трубы УБТ, устанавливаемые в нижней части бурильной колонны над долотом, создают нагрузку на долото, необходимую для осуществления бурения. Кроме того, бурильная колонна также служит средством для подачи бурового раствора к долоту и выноса шлама из скважины на поверхность.

Описания буровых растворов и их функции приведено в последующих разделах этой главы.

Бурильная колонна осуществляет вращение долота, что приводит в движение саму бурильную колонну. Эту функцию выполняет наземное оборудование для вращения бурильной колонны. К верхней части бурильной колонны привинчена ведущая труба. Веду-

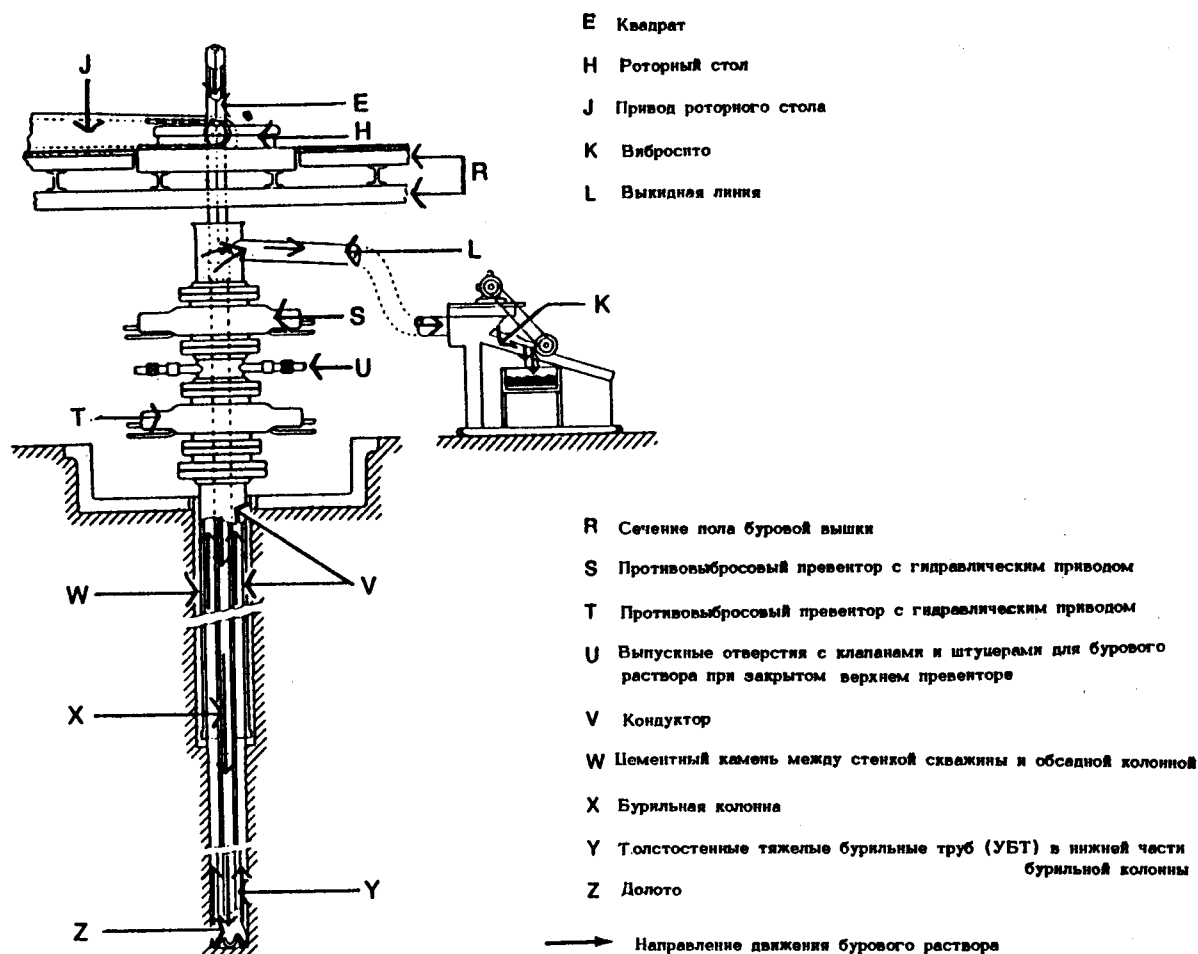


Рис.5. Схематическое изображение оборудования, расположенного под полом вышки и в скважине

шая труба проходит через специальный кожух, который называется вкладыш под рабочую трубу с отверстием такой же формы, как и квадрат.

Поэтому при повороте вкладыша квадрат также поворачивается, и, наконец, вкладыш устанавливается на роторном столе, обеспечивающем вращательное движение. В наклонно-направленных скважинах долото иногда приводится в движение забойными двигателями-турбинами. Турбины устанавливаются непосредственно над долотом. Буровой раствор проходит через турбину и энергия бурового раствора вращает долото.

Нагрузка, необходимая для осуществления бурения, создается УБТ, расположенными выше долота. Вес остальной части буровой колонны должен разгружаться на поверхности. Кроме того, в случае изнашивания долота и необходимости его смены вся буровая колонна поднимается из скважины на поверхность. Эта операция называется спуско-подъемом. Для выполнения этой операции применяются специальные подъемные механизмы. Крупно-габаритный многошківный блок и талевая система обеспечивают механическую силу, необходимую для подъема буровой колонны. Стационарный блок или крон-блок устанавливается в верхней части опорной структуры, называемой вышкой. Передвижной блок, называемый „талевый блок“, подвешен ниже крон-блока на крепком тросе, который наматывается на барабан лебедки и затем проходит между шкивами крон-блока и талевого блока. Конец троса против лебедки, называемый мертвым концом, прикрепляется к основанию вышки. К талевому блоку прикрепляется большой крюк. В процессе бурения устройство, называемое вертлюгом, подвешивается на крюк на штропах, а к вертлюгу прикрепляют квадрат. Вертлюг позволяет подвешивать на крюк буровую колонну, которая проворачивается квадратом. Вертлюг также обеспечивает герметизацию давления при вращении и пропускает буровой раствор в верхнюю часть буровой колонны.

При проведении спуско-подъемных операций вертлюг с прикрепленным к нему квадратом отставляется в сторону, а его место занимает устройство, называемое эле- ватором. Элеватор штропами прикрепляется к шейке крюка и применяется для захвата труб при их подъеме из скважины. При подъеме бурильной колонны из скважины эту операцию обычно проводят, поднимая по три свинченные вместе трубы, называемые свечами. Во время отвинчивания свечи бурильная колонна висит на клиньях, установленных в роторном столе. Клинья представляют собой набор шарнирных клиньев, которые вставляются между бурильной колонной и стволом скважины, предупреждая перемещение бурильной колонны. Свечи бурильных колонн свинчиваются и развинчиваются с помо- щью большого гаечного ключа, который называется трубный ключ. Для свинчивания со- единений часто применяют цепь. Устройство, которое вытягивает цепь и приводит в движение трубный ключ, называется механическая катушка. Барабан, называемый фрик- ционной катушкой, прикрепляется к тому же валу, что и механическая катушка. С по- мощью каната, намотанного вокруг этого барабана, члены буровой бригады могут вы- полнять различные легкие подъемные операции.

Катушечный или промежуточный вал является составной частью устройства, назы- ваемого лебедкой. Лебедка как подъемный механизм, применяется для подъема ранее упомянутого талевого каната. Лебедка снабжена тормозом, позволяющим удерживать бурильной колонны. При спуске в скважину колонны большего веса наряду с основным тормозным устройством применяется вспомогательный гидравлический и электрический тормоз или демпер, который амортизирует большое количество энергии, развиваемой огромной массой талевого блока, крюком и бурильной колонной.

Рядом с лебедкой располагается пульт бурильщика, с которого он может с по- мощью кнопок и рычагов управлять лебедкой и другим оборудованием.

При рассмотрении бурильной колонны указывалось, что буровой раствор прокачива- ется по бурильной колонне, выходит из долота и поднимается по затрубному простран- ству между бурильной колонной и стенкой скважины. Функция бурового раствора заклю- чается в выносе шлама из ствола скважины, предупреждении проникновения пластового флюида в ствол скважины в процессе бурения, а также в предупреждении осыпей и об- валов стенок скважины. Логически было бы начать описание циркуляционной системы с буровых насосов, т.к. они являются основным звеном системы. Как правило в циркуля- ционной системе применяются насосы двойного действия, двухцикловые поршневые, порш- ни которых перемещаются в заменяемых рубашках (втулки). Эти двойные насосы мо- гут иметь мощности до 1750 лошадиных сил должны быть в состоянии перемешать большие объемы раствора под давлением до 4000 фунт/кв.д. (280 кг/см<sup>2</sup>). В послед- нее время широкое распространение получили трехцилиндровые насосы одностороннего (простого) действия. Они более компактны, т.е. занимают меньше места и в некоторых случаях могут перемешать большие объемы раствора при более высоких давлениях.

Из бурового насоса буровой раствор поступает в стояк, длинную вертикальную трубу, присоединенную к вышке. После этого раствор поступает в вертлюг через буро- вой шланг, соединяющий стояк с вертлюгом. Раствор проходит через вертлюг в ра- бочую трубу и из неё по бурильной колонне к долоту. Долото как правило имеет три насадки, или промывочных сопла, через которые раствор выходит из долота с большой скоростью струи раствора обеспечивают очистку забоя скважины, а также очищают зу- бья шарошек от налипающего шлама. Выходящий из долота раствор поднимается по за- трубному пространству вынося на поверхность выбуренный шлам. Выходящий из скважи- ны раствор со шламом поступает на вибросито через горизонтальную трубу большого диаметра, которая называется выкидной линией. Вибросито имеет вибрирующую сетку, так что обломки породы остаются на её поверхности, а очищенный от них раствор по- лагает в отстойник. Отстойник, как правило, представляет собой большую, прямоуголь- ную открытую стальную ёмкость, в которой более мелкие частицы, такие, как песок, осаждаются из раствора на дно ёмкости. Из отстойника раствор поступает в одну или несколько аналогичных ёмкостей для хранения и обработки бурового раствора. Эти ём- кости оборудованы лопастными мешалками или струйными глиномониторами, перемешива- ющими буровой раствор. Кроме того, при необходимости здесь же могут располагаться устройства для удаления механических примесей и растворенного в растворе газа. Уст- ройства для удаления механических примесей включают илоотделителя для удаления мелкодисперсных частиц и пескоотделителя для удаления более крупных частиц, а так- же центрифуг, которые отделяют все примеси, за исключением дорогостоящих частиц

утяжелителей, которые применяются для увеличения плотности буровых растворов. Устройство для удаления газа, газоотделитель, удаляет попавший в раствор газ, чтобы его повторно не закачивали в скважину с раствором.

Кроме того, на этих ёмкостях устанавливается воронка, в которую засыпаются сухие вещества, такие, как глины, утяжелители, а также химические реагенты для обработки бурового раствора. Как только, в насос поступает раствор из приёмной ёмкости, начинается новый цикл промывки.

Одной из важных функций бурового раствора является предупреждение попадания пластового флюида будь то газ, нефть или вода, в ствол скважины. В том случае, когда в скважину попадает один из названных пластовых флюидов, говорят, что произошло флюидопроявление. Чтобы ликвидировать флюидопроявление затрубное пространство на устье должно быть загерметизировано, а попавший в скважину флюид вымыт из затрубья при создании противодавления на пласт. Затрубное пространство герметизируется противовыбросовым превентором. Как правило, применяются два и более превенторов, установленных один на другом. Они крепятся друг к другу болтами, образуя блок превенторов. В верхней части блока превенторов находится универсальный превентор с упругим уплотнительным элементом, гидравлического действия. Ниже универсального превентора находится превентор плашечного типа. В таком типе превенторов плашки соединяются друг с другом с противоположных направлений. Плашечные превенторы могут иметь либо трубные плашки, либо глухие плашки. У трубных плашек головки имеют выгнутую форму, позволяющую обжимать бурильную колонну, обеспечивая полную герметизацию затрубного пространства. Глухие плашки обеспечивают герметизацию затрубного пространства в том случае, если бурильной колонны нет в скважине в момент обнаружения проявления или же если происходит разрыв бурильной колонны.

Ниже превенторов находится буровая катушка, имеющая отверстие для прохождения бурового раствора и пластовых флюидов, выходящих из скважины. К буровой катушке подсоединена штуцерная линия с клапаном, которой называется штуцером. С помощью этого штуцера поддерживается противодавление на пласт в затрубном пространстве. Если поступившим в скважину флюидом является газ, его удаляют с помощью вертикальной установленного устройства, называемого газосепаратор для бурового раствора. Газ сжигается на факеле, а буровой раствор направляется в амбары.

Ввиду сложности процесса бурения необходимо осуществлять постоянный контроль за скважинными условиями. Пневматические, механические и электронные инструменты измеряют и записывают такие параметры, как глубина, механическая скорость проходки, давление на выкиде насоса, нагрузка на крюке, объём раствора в приёмной ёмкости и другие. Эти устройства помогают бурильщику определить, как протекает процесс бурения, и предупреждают о возможном осложнении. Большая часть измерительных и регистрирующих приборов расположены у пульта бурильщика, так что при угрозе возникновения осложнения бурильщик может принять срочные меры по его предупреждению. При бурении глубоких осложнённых скважин часто применяют сложное электронное оборудование.

С целью предупреждения обвалов стенок скважины и разрыва пласта при закачивании бурового раствора повышенной плотности в скважину спускают стальную колонну, называемую обсадной. Обсадные колонны используют также с целью предупреждения ухудшения коллекторских свойств пласта в результате воздействия бурового раствора. Как правило в скважину спускают две и более телескопических обсадных колонны. Первая колонна, называемая кондуктор, спускается на сравнительно небольшую глубину. При необходимости опускают последующие обсадные колонны в ствол скважины постепенно уменьшающегося диаметра до проектной глубины. С целью закрепления обсадной колонны в скважине в неё закачивают цементный раствор, который проходит через обратный клапан башмака и, выходя из обсадной колонны, поднимается по затрубному пространству между стенкой скважины и обсадной колонной. Схватывание и затвердевание цемента происходит через 8-12 часов. После этого бурение возобновляют долотом меньшего диаметра.

С целью обеспечения возможности оценки геологических условий и определения потенциала накопления углеводородов в процессе бурения используют различные методы. Один из методов называется газовый каротаж, который заключается в исследовании шлама и бурового раствора на предмет содержания в них углеводородов. При проведе-

нии этого каротажа непрерывно вычерчивается каротажная диаграмма, отмечая эти изменения в составе бурового раствора, а также литологический состав разбуриваемых пород. Преимущество каротажного перед другими методами использования заключается в том, что во время его проведения процесс бурения не прекращается.

Другой метод оценки состояния скважины заключается в исследовании керна. Относительно большие образцы разбуриваемой породы получают, заменив обычное долото колонковым. Полученный керн направляется в лабораторию на исследование. Исследование керна — это медленный и дорогостоящий процесс, к которому прибегают только в случае крайней необходимости.

Для оценки коллекторских свойств пласта используют метод исследования скважины испытателем пласта, спущенным на бурильной колонне. По существу этот метод представляет собой временное заканчивание скважины через бурильную колонну (см. рис.6). Этот метод исследования скважины позволяет определить продуктивность коллектора, а также получить достоверную информацию о составе пластового флюида.

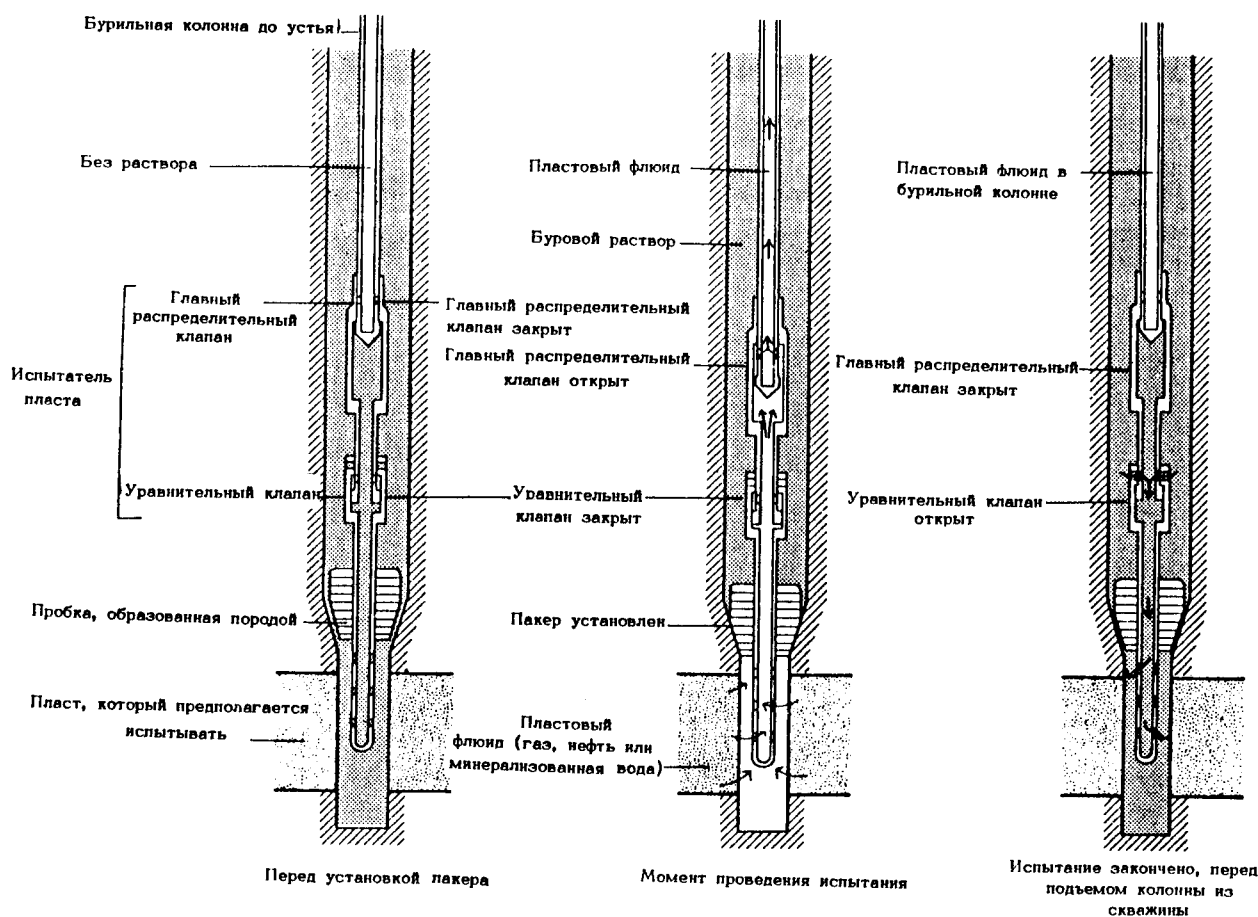


Рис.6. Принципы исследования скважины и испытанием пласта

Наиболее распространенным способом оценки состояния пласта скважины является проведение каротажа специальными инструментами, последовательно спускаемым в скважину на стальном канате, которые позволяют определить электрические, акустические или радиоактивные свойства пород.

По электрическому кабелю, идущему от спускаемых в скважину устройств, на поверхность передаются сигналы, которые на специальном аппарате усиливаются и записываются на специальной бумажной ленте. Полученные каротажные диаграммы можно использовать для определения местонахождения и определения типа слагающих скважину пород.

Кроме того, их можно использовать для определения типа пластового флюида, а также установления является ли вскрываемый пласт коллектором или нет.

## Добыча нефти

Предположим, что были обнаружены промышленные запасы нефти или газа. Следующий этап после обнаружения полезного флюида – заканчивание скважины.

На рис.7 показаны 7 наиболее распространенных способа заканчивания скважины. Во всех этих способах обвал и осыпание породы выше продуктивного пласта предупреждается спуском в скважину обсадной колонны. Если продуктивный пласт сложен твердой породой, например, известняком, то обсадную колонну цементируют непосредственно выше этой породы, оставляя продуктивный пласт незакрепленным. Этот метод называется методом заканчивания скважины при необсаженном забое. В том случае, если продуктивный пласт необходимо закрепить, то используется один из трех методов. Один из способов предусматривает спуск и цементирование обсадной колонны в интервале протирания всего продуктивного пласта. После чего обсадную колонну и цементный камень простреливают перфоратором. Существует два типа перфораторов, спускаемых в скважину на электрокабеле вместе с зарядами взрывчатого вещества, которые взрываются электрическим током. В пулевых перфораторах стальные пули простреливают обсадную

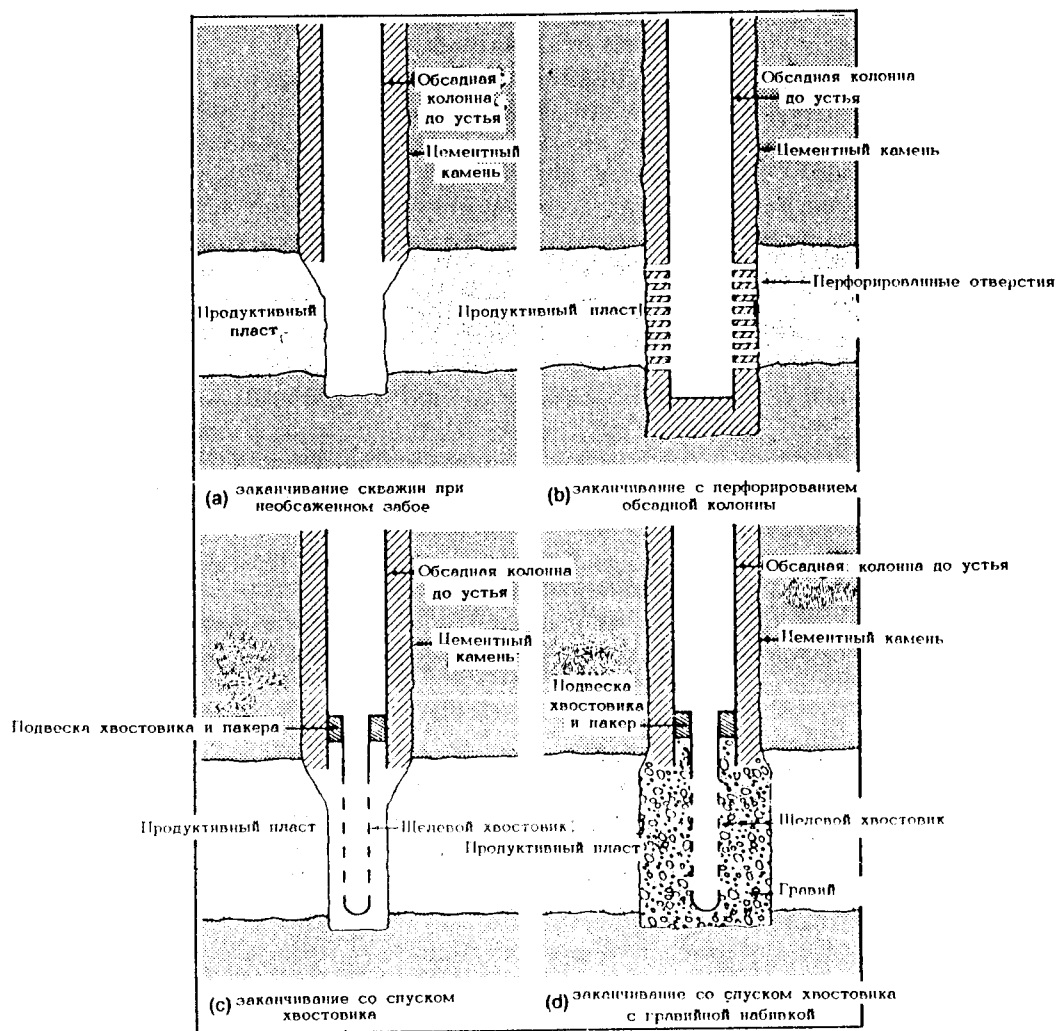


Рис.7. Схема забоя при некоторых видах заканчивания скважин

колонну и цементный камень; в кумулятивных беспулевых перфораторах применяют небольшие взрывные заряды, имеющие такую форму, которая позволяет концентрировать механическое воздействие в струе уменьшенного диаметра, пробивающей обсадную колонну и цементный камень и породу.

Последние два способа предусматривают подвеску небольшого перфорированного или шелевого хвостовика в нижней части последней обсадной колонны в интервале продуктивного горизонта. В том случае, если продуктивный пласт представлен слабосцементи-

рованными породами, которые будут попадать в скважину вместе с продуктивными флюидами. Можно спускать проволоочный хвостовик или хвостовик с гравийной набивкой. Гравийная набивка представляет собой мелкий гравий, намытый между хвостовиком и стенкой скважины, предусматривающий попадание песка в скважину.

Ввиду того, что обсадная колонна и хвостовик должны оставаться в скважине продолжительное время, а их ремонт или замена потребовали бы больших затрат времени, в скважину спускают другую колонну, через которую производится добыча нефти. Эта колонна называется насосно-компрессорной. Ввиду того, что диаметр насосно-компрессорных труб обычно меньше 4 1/2 д., они могут выдерживать более давление, чем обсадные трубы. Это обстоятельство упрощает проблемы, связанные с высоконапорными продуктивными коллекторами, т.к. межтрубное пространство между обсадной колонной и колонной насосно-компрессорных труб можно герметизировать с помощью трубного пакера. Трубный пакер, или в данном случае любой другой пакер, можно сравнить с расширяющейся пробкой, которая надежно перекрывает зазор между двумя концентрическими трубами. После того, как пробка установлена, поступивший в скважину газ или нефть заполняют затрубное пространство ниже пакера, а затем по НКТ поднимается на поверхность. Как правило, некоррозионная жидкость, называемая пакерной жидкостью, закачивается в затрубное пространство над пакером.

После того, как зацементирована обсадная колонна и спущена НКТ, остается рассмотреть эксплуатационное оборудование.

Требования к наземному оборудованию отличаются от скважины к скважине и от коллектора к коллектору. Однако общим требованием для всех скважин является наличие головки насосно-компрессорных труб, которая герметизирует затрубное пространство и на которой подвешивается колонна НКТ. Применение другого оборудования зависит от того, естественным ли образом поступает нефть в скважину. Если нефть из пласта поступает самотеком, то необходимо применять лишь систему регулирующих клапанов и измерительных приборов, называемую ёлкой. Если же величина давления в коллекторе недостаточно высока для того, чтобы нефть могла сама выходить на поверхность, необходимо применить ту или иную форму механизированной (насосно-компрессорной) эксплуатации. Насосно-компрессорная эксплуатация — довольно распространенный метод подъема нефти на поверхность. Насос устанавливается на забое. Он может быть либо поршневым, либо центробежным. Другим способом механизированной эксплуатации является газлифт. Этот метод добычи нефти заключается в нагнетании газа в скважину с целью подъема продуктивного флюида на поверхность. Газ закачивается под давлением в межтрубное пространство между обсадной колонной и НКТ, а затем через газлифтный клапан поступает в НКТ. Жидкость, находящаяся в НКТ выше отверстия клапана, вытесняется поступившим газом. Смешиваясь с газом, удельный вес флюида уменьшается и расширяющийся газ поднимает его на поверхность.



## Г Л А В А 2.

### ФУНКЦИИ И ИСПЫТАНИЕ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ

На раннем этапе развития роторного бурения основная функция бурового раствора заключалась в выносе шлама из скважины на поверхность. В настоящее время буровые растворы выполняют одиннадцать основных функций:

1. Удаление шлама с забоя на поверхность.
2. Охлаждение и смазка долота и бурильной колонны.
3. Образование тонкой глинистой корки с низкой проницаемостью на стенках скважины.
4. Регулирование давления в скважине.
5. Поддержание шлама и утяжелителя во взвешенном состоянии.
6. Вынос шлама и песка на поверхность.
7. Облегчение веса бурильной и обсадной колонны.
8. Максимальное понижение неблагоприятного воздействия на породу, слагающую пристволную зону скважины.
9. Обеспечение необходимой информации о пробуренной породе.
10. Передача гидравлической мощности к долоту.
11. Предупреждение коррозии.

#### Ф у н к ц и и

##### Удаление шлама

Удаление шлама из скважины – одна из наиболее важных функций бурового раствора. Выходящая из насадок долота струя бурового раствора должна очищать забой скважины и долото от шлама. Это продлевает срок службы долота и повышает эффективность бурения.

Поднимающийся по затрубью поток циркулирующего бурового раствора выносит шлам на поверхность. Под воздействием силы тяжести шлам начинает оседать в восходящем потоке бурового раствора, однако прокачивание значительного объема бурового раствора с большой скоростью позволяет преодолеть осаждение шлама и вынести его на поверхность. Эффективность выноса шлама буровым раствором на поверхность определяется несколькими факторами:

Скоростью движения бурового раствора в определенном участке циркуляционной системы. Скорость движения раствора по затрубью – важный фактор, влияющий на вынос шлама на поверхность.

Наиболее распространена скорость движения бурового раствора в затрубном пространстве, равная 100–200 фут/мин (0,5–1,0 м/сек). Скорость раствора в затрубном пространстве зависит от производительности насоса, диаметра ствола скважины и диаметра бурильной колонны. Расчёт скорости движения раствора в затрубном пространстве производится по следующей формуле:

$$A.V.(\text{фут/мин}) = \frac{24,5 (\text{галл/мин})}{D_h^2 - D_p^2}$$

или:

$$A.V.(\text{фут/мин}) = \frac{\text{производит. насоса (барр/мин)}}{\text{объём затрубья (барр/фут)}}$$

Плотность – это вес единицы объема бурового раствора, которая обуславливает поддержание частиц бурового раствора во взвешенном состоянии. Увеличение плотности бурового раствора увеличивает его несущую способность за счёт увеличения его подъёмной силы и вязкости вследствие возросшего содержания в растворе твёрдой фазы.

Вязкость – имеет большое значение для обеспечения подъёмной силы бурового раствора. Вязкость определяется концентрацией, качеством и степенью гидратации взвешенных частиц. В промысловых условиях она определяется как сопротивление движению раствора, определяемое с помощью вискозиметра Марша или Фэнна. Эти приборы позволяют измерять эффективность бурового раствора и наблюдать за изменением вязкости при проведении пробных испытаний.

## Охлаждение и смазывание долота и бурильной колонны

При трении долота и бурильной колонны о породу образуется много тепла. Это тепло не может охлаждаться породой, т.к. температура породы, как правило, превышает температуру бурового раствора. Поэтому оно должно удаляться циркулирующим раствором. Тепло, передающееся от точек трения или от породы к буровому раствору, переходит на поверхности в атмосферу.

В меньшей степени буровой раствор обеспечивает смазку бурильной колонны. Для повышения смазывающей способности буровых растворов применяют обычные нефтемulsionные буровые растворы с добавлением различных эмульгирующих реагентов или специальных смазывающих добавок. Это приводит к понижению крутящего момента, увеличению срока службы долота, понижению давления на выходе насоса и т.д.

Увеличение смазывающей способности имеет место между стенкой скважины и долотом и бурильной колонной, а не в опорах долота. Попадание бурового раствора в уплотнения подшипников приведет к быстрому выходу из строя долота.

С целью уменьшения крутящего момента бурильной колонны применяют специальные добавки.

## Образование фильтрационной корки

Хороший буровой раствор должен образовывать на стенке скважины сложенной проницаемыми породами тонкую глинистую корку с низкой проницаемостью с целью укрепления породы и предупреждения поглощения раствора. Это свойство раствора улучшается введением бентонита с целью увеличения коллоидальной фракции бурового раствора и/или обработкой бурового раствора с целью улучшения дефлокуляции и гранулометрического состава бурового раствора. Во многих случаях может возникнуть необходимость добавления крахмала или других добавок, понижающих водоотдачу.

## Регулирование давления в скважине

Регулирование пластового давления определяется плотностью бурового раствора. Как правило, для уравнивания пластового давления достаточно веса воды плюс вес твердой фазы, поступившей из разбуриваемой породы. Однако при вскрытии пород с аномально-высоким пластовым давлением в буровой раствор добавляют специальные утяжеляющие реагенты, такие, как барит, способствующие увеличению гидростатического напора столба бурового раствора. Плотность бурового раствора измеряют специальными весами для бурового раствора в единицах удельного веса — фунт/галл, фунт/фут<sup>3</sup> или фунт/кв.д./100 футов глубины. Величина гидростатического давления столба бурового раствора в любой точке ствола скважины можно рассчитать по формуле:

$$\text{Н.р., фунт/кв.д.} = (\text{глубина, футы}) \times (\text{плотность бурового раствора, фунт/галл}) \times (0.052)$$

или

$$\text{Н.р., фунт/кв.д.} = (\text{глубина, футы}) \times (\text{плотность бурового раствора, фунт/фут}^3) \times (0.00695)$$

$$\text{Н.р., фунт/кв.д.} = (\text{глубина, футы}) \times (\text{удельная плотность бурового раствора}) \times 4.33.$$

## Поддержание твердой фазы во взвешенном состоянии и вынос шлама на поверхность

Хорошие буровые растворы обладают тиксотропными свойствами, обеспечивающими поддержание частиц выбуренной породы во взвешенном состоянии даже после остановки циркуляции бурового раствора. При возобновлении циркуляции раствор снова приобретает жидкую структуру и находящиеся в нём частицы песка и породы выносятся на поверхность. Для измерения содержащегося в буровом растворе песка применяют специальные трубки и фильтры. Сравнивая содержание песка в образцах бурового раствора, взятых из выкидной и приемной линий, можно определить качество очистки бурового раствора. Содержание песка в буровом растворе повышается при вскрытии песчаников. Песок чрезвычайно абразивен, поэтому повторное закачивание его в скважину может

привести к выходу из строя буровых насосов и оборудования. Ввиду этого необходимо проводить регулярные проверки содержания в буровом растворе песка, которое не должно превышать 2% от приёма насоса.

#### Уменьшение веса колонны бурильных и обсадных труб за счёт эффекта плавучести

С увеличением глубины бурения возрастает значение нагрузки на наземное оборудование. Ввиду того, что вес бурильной и обсадной колонны уменьшается на величину, равную весу вытесненного бурового раствора, повышение плотности бурового раствора приводит к значительному уменьшению общей нагрузки на наземное оборудование.

#### Обеспечение устойчивости стенок скважины и максимальной информативности о внутрискважинных условиях

Для обеспечения максимальной устойчивости стенок скважины необходимо поддерживать оптимальные значения всех параметров бурового раствора. Однако в некоторых случаях при необходимости получения сведений о внутрискважинных условиях приходится допускать некоторое ухудшение оптимальных параметров бурового раствора. Так, несмотря на то, что соль может вызывать флокуляцию бурового раствора и повышать его водоотдачу, её добавляют в буровой раствор для регулирования удельного сопротивления бурового раствора с целью повышения качества интерпретации электрических каротажных диаграмм.

Нефть и битумы могут улучшать параметры бурового раствора и даже повышать производительность скважины, однако в тех случаях, когда это затрудняет работу геологов и экологов, их применение в буровых растворах может быть запрещено.

#### Передача гидравлической мощности долоту

Буровой раствор – это среда, через которую передается гидравлическая мощность от наземного оборудования долоту.

При составлении технологической карты применения буровых растворов необходимо учитывать гидравлику. Это значит, что скорость циркуляции бурового раствора должна быть такой, при которой можно использовать оптимальную гидравлическую мощность, обеспечивающую очистку забоя. Большое значение на гидравлику оказывают реологические свойства бурового раствора, пластическая вязкость и предельное напряжение сдвига, поэтому их значения должны поддерживаться на оптимальном уровне. Кроме того, необходим тщательный контроль за твердой фазой бурового раствора, её концентрацией и типом.

#### Предупреждение коррозии

Бурильная и обсадная колонна, а также другое металлическое оборудование, применяемое при бурении скважин, могут подвергаться воздействию коррозии. Растворенные в буровом растворе газы, такие, как кислород, двуокись углерода и сероводород могут привести к серьезному коррозионному разрушению оборудования, как на поверхности, так и внутри скважины.

Буровой раствор должен иметь такие параметры, при которых исключается возникновение осложнений. Надлежащая химическая и механическая обработка могут значительно продлить срок службы основного оборудования. Игнорирование этих вопросов может привести к потере скважины и даже к человеческим жертвам.

#### Промысловое испытание буровых растворов (Испытание буровых растворов на углеводородной основе приведено в главе 11)

Для того, чтобы определить, может ли буровой раствор выполнять перечисленные ранее функции, проводят промысловые испытания растворов. Частота проведения этих испытаний может быть различна в зависимости от конкретных промысловых условий.

Результаты проведения испытаний заносятся в разработанные АНИ стандартные формы. В них вносятся значения следующих параметров,

Плотность бурового раствора - в фунт/галл, фунт/фут<sup>3</sup> или фунт.кв.д./1000 футов проходки. При критических значениях плотности калибровку инструментов следует проводить ежедневно.

Вязкость определяется как правило вискозиметром Марша в секундах на квар-ту.

Прочность геля - измеряется в фунтах на 100 фунт<sup>2</sup>.

Водоотдача - измеряется в кубических сантиметрах фильтрата по истечении 30-минутного периода; толщина глинистой корки измеряется в 32 долях дюйма.

pH - измеряется лакмусовой бумажкой или pH-метром.

Содержание песка - определяется в объёмных процентах.

Содержание соли - определяется в мг/л хлорида или мг/л хлорида натрия.

Содержание твёрдой фазы - определяется в объёмных процентах.

К числу других исследований для определения параметров буровых растворов относятся: кажущаяся вязкость, пластическая вязкость, предельное напряжение сдвига,  $P_i$ ,  $P_m$ , содержание извести, содержание кальция, температура, удельное сопротивление и т.д.

АНИ разработал стандартные методы проведения этих исследований, которые подробно описаны в работе "Рекомендуемый порядок проведения типовых промысловых исследований буровых растворов", API RP 13B.

### Пробные исследования

При проведении промысловых исследований буровых растворов все расчёты проводят на объём, равный одному баррелю. Один нефтяной баррель содержит 42 галлона США. Обработку бурового раствора проводят введением определенного количества фунтов (или долей фунта) вещества на баррель бурового раствора.

При проведении пробных и лабораторных исследований такой объём очень неудобен, поэтому вместо него используют "эквивалент барреля" гораздо меньшего объёма, равный 350 мл раствора. Такой эквивалент барреля получают следующим образом.

Объём промыслового барреля составляет 42 галлона США, или 350 фунтов пресной воды. 350 граммов воды занимают объём, равный 350 мл в метрической системе. Таким образом, можно допустить, что 350 мл представляют 42 галлона США, т.е. один нефтяной баррель. Если к эквиваленту барреля добавить один грамм вещества, то это будет равноценно добавлению одного фунта вещества к промысловому баррелю.

## Р а з д е л 1

### Плотность раствора

#### Оборудование

Плотность раствора можно определять с помощью любого прибора с достаточной степенью прочности до 1/10 фунт/галл (1/2 фунт/фут<sup>3</sup> или 5 фунт.кв.д./1000 футов глубины скважины). При проведении практических исследований можно считать, что плотность - это вес единицы объёма, поэтому определение плотности заключается во взвешивании раствора. Плотность бурового раствора может быть выражена через градиент гидростатического давления в фунтах на квадратный дюйм на 1000 футов глубины скважины по вертикали (фунт.кв.д./1000 футов), как плотность в фунтах на галлон, в фунтах на кубический фут, или как удельный вес (см.табл.1).

### Рычажные весы для определения плотности бурового раствора

#### Описание

Рычажные весы (рис.1) состоят из основания, градуированного балансира, чаши, крышки, лезвия ножа, уровня с воздушным пузырьком, рейтера и противовесов. Чаша постоянного объёма прикреплена к одному концу градуированного балансира, а на другом конце находится противовес. Чаша с рычагом перемещается в плоскости, перпендикулярной горизонтально расположенному лезвию ножа и уравнивается перемещением рейтера по градуированному балансиру.

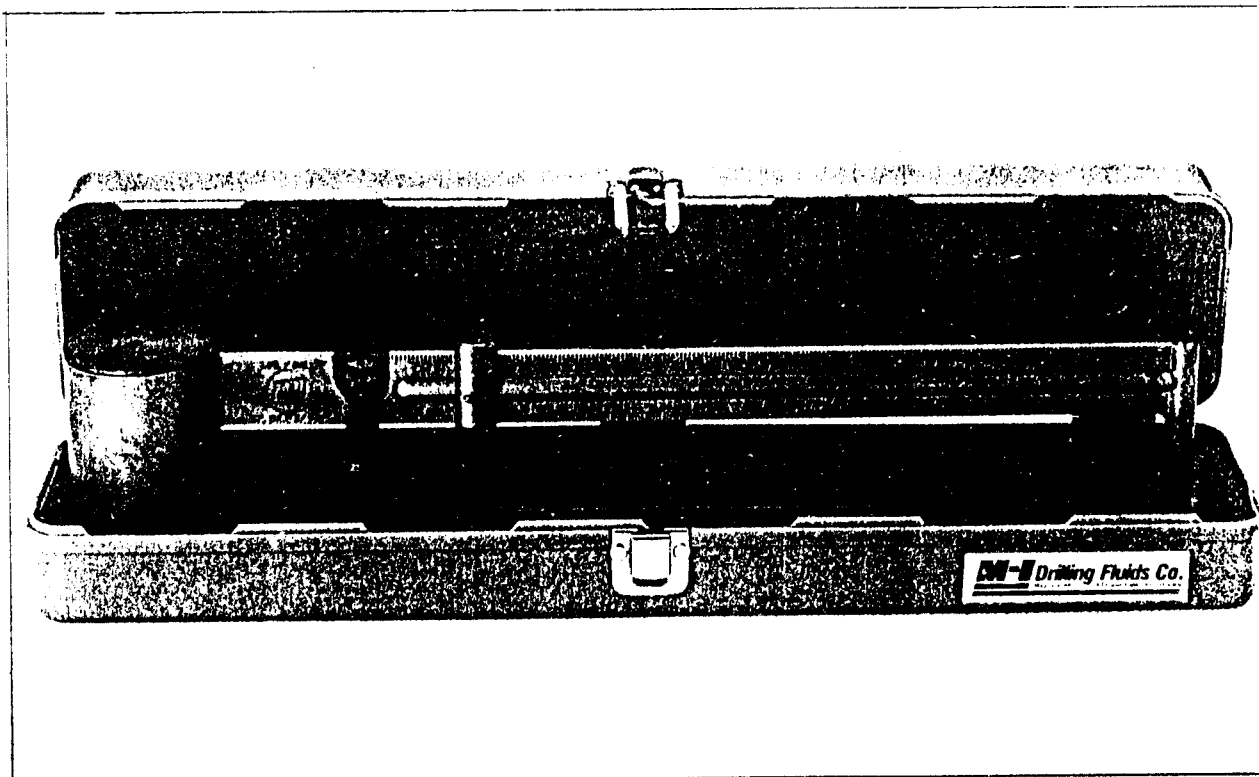


Рис. 1. Рычажные весы.

#### Калибровка

1. Снимите крышку с чаши и налейте в неё чистой или дистиллированной воды.
2. Накройте крышкой и вытрите насухо.
3. Замените градуированный балансир на основании лезвия ножа, имеющем точку опоры.
4. Уровень с воздушным пузырьком должен быть центрирован, если рейтер установлен на 8,33. Если же нет, отрегулируйте с помощью калибровочного винта в конце градуированного балансира. Некоторые весы не имеют калибровочных винтов, вместо которых используется свинцовая дробь, которая помещается или вынимается через калибровочную крышку.

#### Порядок взвешивания

1. Снимите крышку с чаши и доверху заполните её буровым раствором.
  2. Закройте крышку и закрутите её до тех пор, пока часть раствора не будет вытеснена через отверстие в крышке.
  3. Смойте буровой раствор с внешней стороны чаши.
- Обратите внимание: После того, как раствор смыт, либо вытрите насухо, либо смочите весы.
4. Установите градуированный балансир на основании так, чтобы лезвие ножа опиралось на точку опоры.
  5. Перемещайте рейтер до тех пор, пока градуированный балансир не займет горизонтальное положение, что определяется по уровню с воздушным пузырьком на коромысле.
  6. На левой стороне рейтера можете прочесть показания плотности бурового раствора, или его вес.
  7. Записывайте результаты измерения с точностью до последнего деления шкалы в фунтах на галлон, фунтах на кубический фут, в фунтах на кв. дюйм на 2000 футов глубины или в единицах удельного веса.
  8. Если весы имеют только крупные деления шкалы, можно использовать приведенное в таблице 1 уравнение определения градиента жидкости.

$$SG = \frac{\text{фунт/галл}}{8,33} \quad \text{или} \quad \frac{\text{фунт/фут}^3}{62,3} \quad \text{или} \quad \frac{\text{грамм}}{\text{см}^3}$$

$$\text{фунт/фут}^3 = 7,48 \times \text{фунт/галл}$$

Градиент бурового раствора:

$$\begin{aligned} \text{фунт кв.д./фут} &= 0,052 \times \text{фунт/галл} \\ &= 0,00695 \times \text{фунт/фут}^3 \\ &= 0,4333 \times SG \end{aligned}$$

$$\text{кг/см}^2/\text{м} = \frac{SG}{10}$$

$$SG \text{ при } t^{\circ} = 60^{\circ} F = SG \quad \text{при } t^{\circ} = 15,6^{\circ} C = \frac{141,5}{131,5 - \text{АНИ}}$$

$$SG_t = \frac{SG \text{ при } 60^{\circ} F}{[1 - \sigma(t - 60^{\circ} F)]}$$

$$SG_t = \frac{SG \text{ при } 15,6^{\circ} C}{[1 - \beta(t - 15,6^{\circ} C)]}$$

где

АНИ = амер.нефт.институт

$SG_t$  = удельный вес при *любой*  $t^{\circ}$  либо  $^{\circ}F$  либо  $^{\circ}C$ .

$t$  = фактическая температура,  $^{\circ}F$  или  $^{\circ}C$ .

$\sigma$  = коэффициент объемного расширения, на  $^{\circ}F$ .

$\beta$  = коэффициент объемного расширения, по  $^{\circ}C$ .

## Р а з д е л 2

### Вязкость

#### Оборудование

Вискозиметр Марша применяется для повседневного определения вязкости бурового раствора. Вискозиметр Фэнна с непосредственной индикацией применяется для подтверждения информации, полученной с помощью вискозиметра Марша, особенно при определении СНС.

Вискозиметр V-G с непосредственной индикацией позволяет определять кажущуюся вязкость, пластическую вязкость, предельное напряжение сдвига и прочность геля.

#### Вискозиметр Марша

Вискозиметр Марша (рис.2) представляет собой воронку диаметром 6 дюймов и длиной 12 дюймов. К нижней части воронки прикреплена гладкостенная трубка длиной 2 дюйма с внутренним диаметром 3/16 дюйма без образования какого-либо изменения в месте соединения с воронкой. Проволочный фильтр с отверстиями размером 1/16 дюйма, перекрывающий половину воронки, прикреплен на расстоянии 3/4 дюйма ниже верхней части вискозиметра.

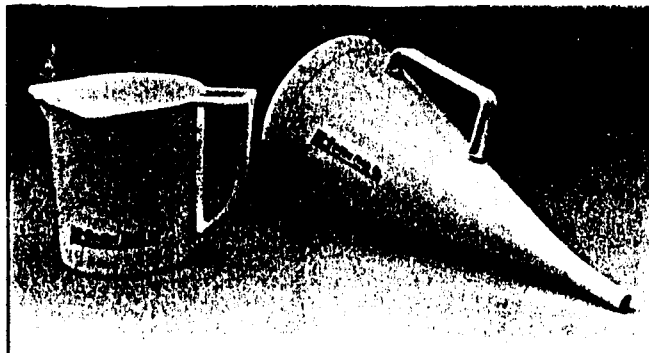


Рис.2. Вискозиметр Марша.

## Калибрование

Заполните воронку до нижней части диаметра (1500 мл) пресной водой с температурой  $70^{\circ}\text{F}$  ( $91^{\circ}\text{C}$ )  $\pm 5^{\circ}\text{F}$ .

Время истечения одной кварты (946 мл) воды из воронки должно равняться 26 секундам  $\pm 1/2$  секунды.

## Порядок действия

1. Держа воронку вертикально закройте отверстие пальцем и наливайте порцию свежего бурового раствора через фильтр до тех пор, пока уровень раствора не достигнет нижней части фильтра (1500 мл).

2. Сразу же уберите палец, перекрывающий выпускное отверстие, и измерьте время, необходимое для заполнения принимающего сосуда до уровня 946 мл (1 кварта).

3. Полученное время с точностью до секунды и определяет вязкость при температуре измерения в градусах Фаренгейта (рис.2. Вискозиметр Марша).

## Вискозиметр V-G с непосредственной индикацией

### Описание.

Вискозиметр такого типа представляет собой вращающийся прибор, приводимый в движение электродвигателем или рукояткой ручного привода. Буровой раствор помещается в кольцевом пространстве между двумя концентрическими цилиндрами. Внешний цилиндр или вращающаяся втулка вращается с постоянной скоростью (об/мин). Вращение втулки в растворе создает крутящий момент, передаваемый на внутренний цилиндр, который сдерживает перемещение внутреннего цилиндра, а градуированный диск, прикрепленный к внутреннему цилиндру, показывает смещение внутреннего цилиндра.

Константы измерительных приборов были подобраны таким образом, что пластическая вязкость и предельное напряжение сдвига определялись при скоростях вращения внешнего цилиндра 300 и 600 об/мин.

## Технические характеристики вискозиметра

### Внешний цилиндр.

Внутренний диаметр ..... 1,450 д. (36,83 мм)

Общая длина ..... 3,425 д. (87,00 мм)

Метка ..... 2,30 д. (58,4 мм) выше дна цилиндра.

Ниже метки расположены два ряда  $1/8$  д. (3,18 мм) отверстий на расстоянии  $120^{\circ}$  (2,09 радиана).

### Внутренний цилиндр.

Диаметр ..... 1,358 д. (34,49 мм)

Длина цилиндра ..... 1,496 д. (38,00 мм)

Внутренний цилиндр закрыт пластиной, верхняя часть которой переходит в конус.

### Константа крутящего момента:

отклонение = 386 дина/см/градус.

### Скорость вращения ротора:

верхняя скорость 600 об/мин,

нижняя скорость 300 об/мин.

Ниже приведены типы вискозиметров, применяющихся для исследования буровых растворов:

1. Вискозиметр, приводимый в действие рукояткой ручного привода, имеет две скорости вращения – 300 об/мин и 600 об/мин. Кнопка на втулке рычага для изменения скоростей вращения используется для определения прочности геля.

2. Вискозиметр, приводимый в движение электродвигателем с напряжением 12 в, также имеет две скорости вращения – 300 и 600 об/мин. Регулирующий переключатель позволяет создавать большое сдвигающее усилие перед проведением измерений, а ручкой маховик с насечкой используется для определения прочности геля.

3. Вискозиметр, приводимый в движение синхронным двигателем напряжением 155 в (рис.3), может вращаться со скоростью 3,6, 100, 200, 300 и 600 об/мин. Для определения прочности геля используют скорость 3 об/мин.

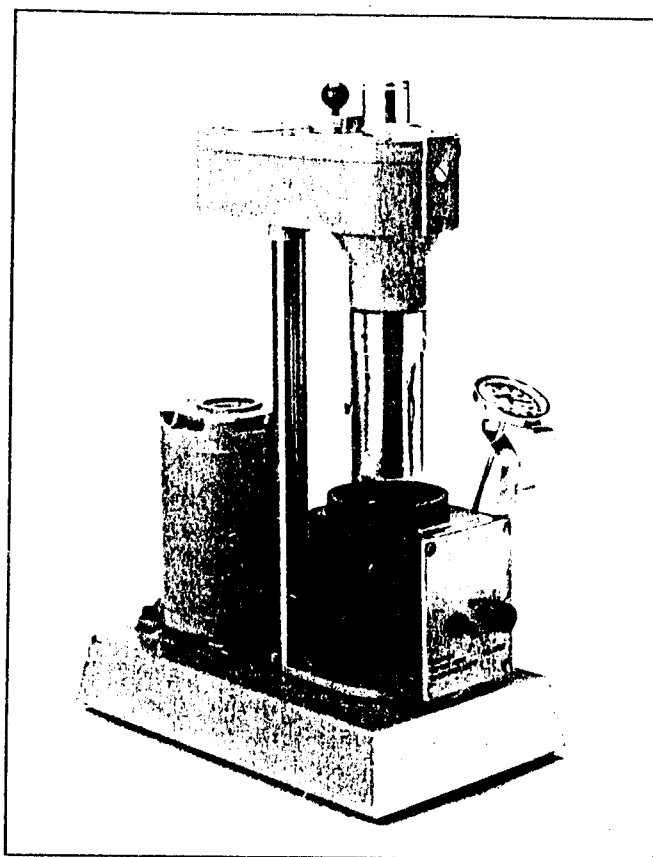


Рис.3. Лабораторная модель вискозиметра V-G с непосредственной индикацией

4. Вискозиметр с переменной скоростью, приводимый в движение двигателем напряжением 115 в и 240 в, может вращаться с любой скоростью, начиная от 1 об/мин до 625 об/мин. Для определения прочности геля используют скорость 3 об/мин.

Методика определения кажущейся вязкости, вязкости и предельного напряжения сдвига

1. Поместите перемешанный раствор в чашу вискозиметра так, чтобы его уровень находился на метке вращающейся втулки.
2. Охладите или нагрейте раствор до температуры  $120 \pm 2^\circ\text{F}$ . ( $49 \pm 1^\circ\text{C}$ ). Не перемешивайте раствор при вращении со скоростью 600 об/мин при доводке до нужной температуры.
3. Включите двигатель, переместив переключатель в положение максимальной скорости, так, что переключатель передач всё время находится в нижнем положении. Подождите, пока показания не стабилизируются и запишите их при 600 об/ми. Изменения передачи можно производить только при включённом двигателе.
4. Переведите переключатель в положение 300 об/мин. Подождите, пока показания не стабилизируются и запишите их при 300 об/мин.
5. Пластическая вязкость в сантипаузах определяется как разность между показаниями при 600 об/мин и 300 об/мин (рис.4).
6. Предельное напряжение сдвига в фунт/100 кв.дюймов определяется как разность показаний при 300 об/мин и пластической вязкости в сантипаузах.
7. Кажущаяся вязкость в сантипаузах равна частному от деления показаний при 600 об/мин на 2.



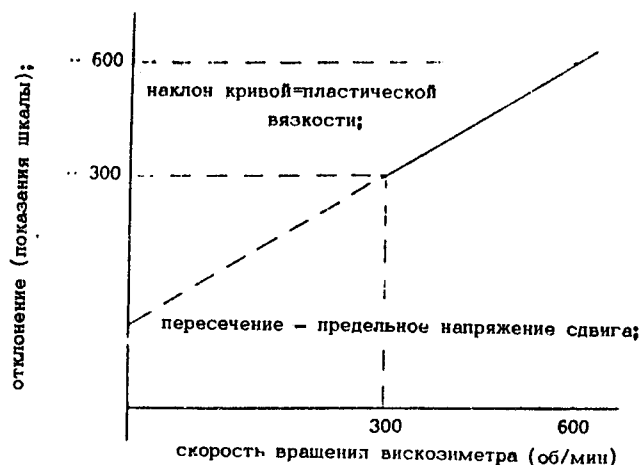


Рис.4. Типичный график реологических характеристик бурового раствора

#### Методика определения прочности геля

1. Перемешайте раствор при 600 об/мин в течение 15 секунд и медленно передвиньте механизм передачи в верхнее положение.
2. Отключите двигатель и подождите 10 секунд.
3. Передвиньте переключатель в положение малой скорости и отметьте максимальное отклонение в фунт/100 кв.ф., определяющее начальное СНС. Если дисковый индикатор не возвращается в исходное положение после отключения двигателя, не возвращайте его в исходное положение.
4. Подождите 10 минут, снова установите переключатель в положение малой скорости и отметьте максимальное отклонение, определяющее СНС через 10 мин.

#### Уход за вискозиметром

Удаление остатков глинистого раствора с вискозиметра производится при погружении внешнего цилиндра в воду или другой растворитель и его вращении с большой скоростью. Снимите внешний цилиндр, слегка провернув его, чтобы освободить запорный штифт. Тщательно оботрите внутренний цилиндр и другие части вискозиметра чистой сухой тканью или бумажным полотенцем.

Внимание! Внутренний цилиндр полый и его можно снять, чтобы вычистить. Влага периодически скапливается внутри цилиндра, поэтому его нужно вытереть насухо. Погружение полового цилиндра в очень горячий раствор ( $300^{\circ} +$ ) может привести к опасному взрыву.

Предостережение. Никогда полностью не погружайте вискозиметр в воду.

### РАЗДЕЛ 3

#### ВОДООТДАЧА БУРОВОГО РАСТВОРА

Водоотдача, или способность раствора образовывать глинистую корку, определяется с помощью фильтр-пресса. Исследование заключается в определении скорости, с которой жидкость выталкивается из фильтр-пресса, содержащего пробу бурового раствора в конкретных условиях температуры, давления и времени, и измерении толщины остаточной твёрдой плёнки на фильтрационной бумаге, образовавшейся в результате потери жидкости.

Применяемый фильтр-пресс должен отвечать техническим условиям АНИ, а исследования должны производиться в соответствии с описанной ниже методикой.

#### Оборудование

Фильтр-пресс (рис.5) состоит из бомбы для бурового раствора, регулятора давления и манометра, установленной в верхней части прибора. Бомба соединена с регулятором с помощью переходной муфты путем простой установки соединения бомбы с наружной резьбой в соединение фильтр-пресса с внутренней резьбой и проворачивания по часовой стрелке на 1/4 оборота. Нижняя часть бомбы закрывается крышкой с фильтром, плотно прилегающей к фильтрационной бумаге, которую поворачивают вправо до отказа. Это заставляет лист фильтрационной бумаги на неопреновом кольце плотно прилегать к основанию бомбы. Давление создается небольшим патроном двуокиси углерода. Предусмотрен выпускной клапан для стравливания давления перед отсоединением бомбы.

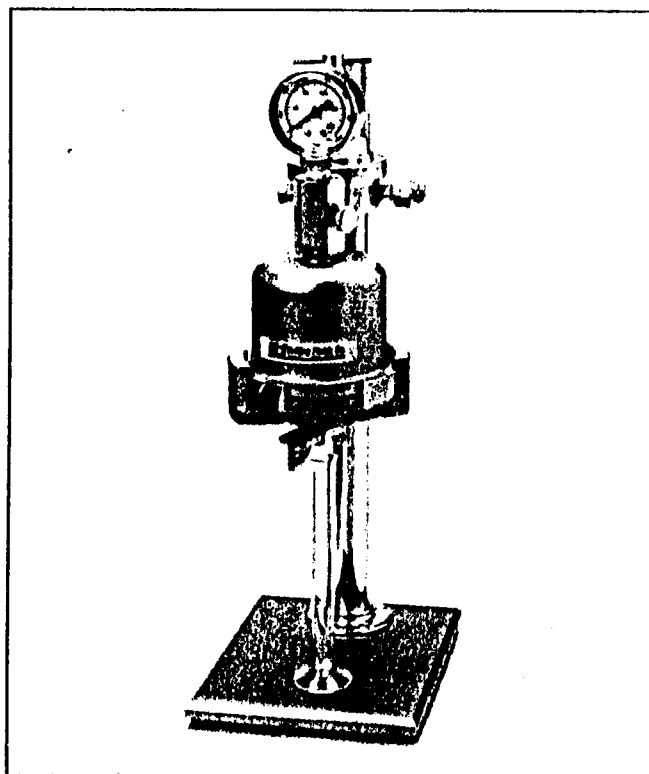


Рис.5. Фильтр-пресс АНИ.

#### Методика исследования

1. Создайте давление 100 фунт/кв.д. ( $7 \text{ кг/см}^2$ ).
2. Снимите с бомбы нижнюю крышку и убедитесь, что она сухая и чистая и что кольцообразное уплотнение перед крышкой не имеет порезов и/или пережимов, нарушающих её герметичность.
3. Залейте в бомбу буровой раствор на 1/4 дюйма от кольцевой канавки. Поместите неопреновое кольцо в канавку, а фильтрационную бумагу (Ватман № 50, или её эквивалент) сверху кольца. Установите крышку на фильтрационную бумагу так, чтобы крышка плотно прилегала и поверните по часовой стрелке до отказа (Когда бомба перевернута, если приложить палец к отверстию в муфте, то и отверстие и муфта останутся чистыми). Переверните бомбу и вставьте соединение бомбы с наружной резьбой в соединение фильтр-пресса с внутренней резьбой и поверните до отказа.

4. Поместите градуированную ёмкость под отверстие для фильтрата.
5. Откройте впускной клапан, создавая давление в бомбе (колебания показаний манометра наблюдаются в момент приложения давления).
6. Обычный период исследований АНИ составляет 30 мин (Другие периоды могут быть определены специально). По окончании исследования закройте клапан. Источник подачи давления будет перекрыт и произойдет автоматическое снижение давления (После этого бомбу можно снять).
7. Запишите водоотдачу в кубических сантиметрах или в миллиметрах, если не указано иначе.
8. Снимите бомбу, удалите буровой раствор и с особой осторожностью извлеките фильтрационную бумагу с глинистой коркой. Осторожно смойте буровой раствор с глинистой корки. Измерьте толщину глинистой корки и запишите её с точностью до 32 доли дюйма.

### Фильтр-пресс Фэнна, рассчитанный на высокое давление и температуру

#### О п и с а н и е

Прибор (рис.6 и 7) состоит из обогревающей рубашки с термостатом, комплекта пластин бомбы, устройства, создающего первичное давление и ресивера противодействия. Для проведения исследований можно использовать источник электроэнергии с силой тока 4 амп при напряжении 110 в постоянного или переменного тока, или 2 амп и 220 в.

Ёмкость бомбы для бурового раствора составляет 160 мл при площади фильтра 3,5 кв.д. Ёмкость приёмника фильтрата равна 15 мл.

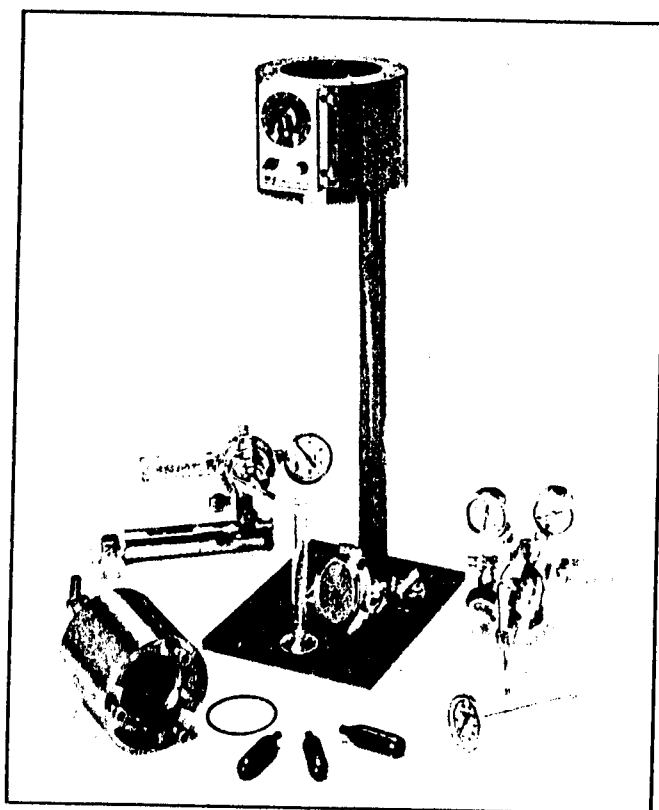


Рис.6. Бомба высокого давления для исследования водоотдачи в разобранном виде.

Исследование обычно проводят при температуре  $300^{\circ}\text{F}$  ( $149^{\circ}\text{C}$ ) и дифференциальном давлении 500 фунт/кв.д. ( $35 \text{ кг/см}^2$ ). Водоотдачу в условиях высокой температуры определяют как удвоенное число фильтрата в кубических сантиметрах за 30 минут.

#### Методика исследования

1. Воткните шнур обогревающей рубашки в розетку с необходимым напряжением и подождите, пока прибор не прогреется. Поместите термометр в обогревательную рубашку и установите термостат так, чтобы получить температуру около  $350^{\circ}\text{F}$  ( $177^{\circ}\text{C}$ ). Это создаст температуру в бомбе с буровым раствором, равную  $300^{\circ}\text{F}$ .

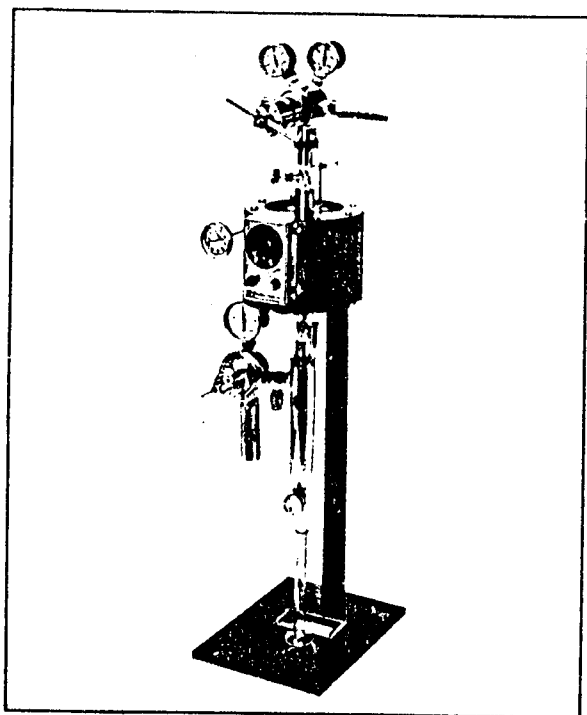


Рис.7. Бомба высокого давления для исследования водоотдачи в собранном виде.

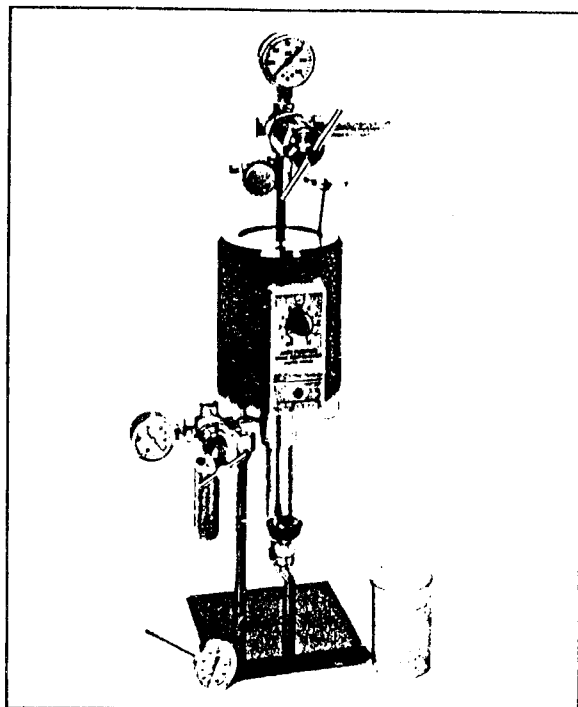


Рис.8. Фильтр-пресс высокого давления и температуры.

2. Закройте впускной клапан устройства первичного давления и передвиньте бомбу.
3. Заполните перевернутую бомбу раствором с выкидной линии до уровня, на  $1/2$  дюйма не доходящего до кольцевой канавки с учётом возможности его расширения.
4. Поместите один кружок фильтрационной бумаги в канавку, а кольцо на бумагу. Используйте Ватман № 50 или его эквивалент.
5. Поместите комплект пластин бомбы на фильтрационную бумагу и выравнивайте предохранительные стопорные устройства.
6. Равномерно затяните винты на чаше вручную и закройте разгрузочный клапан.
7. При наборе пластин бомбы в нижнем положении поместите бомбу в обогревательный кожух, закрыв все клапаны.
8. Поместите патрон с двуокисью углерода в устройство первичного давления и затяните держатель патрона так, чтобы патрон проткнулся. Регулятор и впускной клапан должны быть закрыты.
9. При поднятом запорном кольце передвиньте устройство первичного давления на верхнюю часть скользящей муфты и ослабьте запорное кольцо. К этому моменту создано необходимое давление.
10. При закрытом нижнем клапане для сравнения давления слегка откройте шпindelь клапана устройства первичного давления в верхней части. После того, как давление достигнет 200 фунт/кв.д. ( $14 \text{ кг/см}^2$ ) приоткройте клапан на один полный оборот шпинделя. Это давление максимально понизит кипение при нагревании пробы раствора.
11. Если температура исследований превышает  $200^\circ\text{F}$  ( $93^\circ\text{C}$ ) используйте ресивер противодавления с целью предупреждения испарения фильтрата. Поместите патрон с двуокисью углерода в ресивер противодавления. Впускной клапан должен быть закрыт.
12. Передвиньте устройство для создания противодавления туда, где находится прорезанное запорное кольцо.
13. Приложите давление в 100 фунт/кв.д. ( $7 \text{ кг/см}^2$ ) в нижнее устройство для создания давления при всё ещё закрытом клапане для выпуска флюида.
14. После того, как температура достигла необходимой величины ( $300^\circ\text{F}$ ), увеличьте давление на верхнем регуляторе бомбы до 600 фунт/кв.д. ( $42 \text{ кг/см}^2$ ) одновременно поддерживая 100 фунт/кв.д. ( $7 \text{ кг/см}^2$ ) на нижнем регуляторе. Откройте нижний клапан бомбы по крайней мере на один полный оборот. Это начало проведения исследования — включите таймер.
15. Если во время исследований противодавление поднимается выше 100 фунт/кв.д. осторожно снизьте давление, отобрав часть фильтрата, поддерживая правильное дифференциальное давление. Поддерживайте температуру с точностью до  $\pm 5^\circ\text{F}$ .

16. По истечении 30 минут фильтрации, закройте нижний клапан бомбы, а затем закройте верхний клапан бомбы.

17. Отвинтите оба винта на регуляторе и сравните давление на обоих регуляторах.

18. Отсоедините ресивер, слейте фильтрат в градуированный цилиндр и замерьте объём.

19. Удвоенное число общего объёма фильтрата будет определять водоотдачу.

20. Отсоедините устройство первичного давления, приподняв запорное кольцо, и снимите устройство.

21. Установите бомбу в вертикальное положение и охладите до комнатной температуры, после этого сравните давление в бомбе.

22. Переверните бомбу, ослабьте винты на чаше (при необходимости используйте гаечный ключ Аллен) и разберите её. Тщательно промойте и вытрите насухо все узлы и детали.

#### Водоотдача в условиях высокого давления и температуры

Исследование водоотдачи в условиях высокого давления и температуры обычно проводится при температуре  $300^{\circ}\text{F}$  ( $148^{\circ}\text{C}$ ) и дифференциальном давлении 500 фунт/кв.д. ( $35\text{ кг/см}^2$ ).

#### Оборудование

1. Обогревающая рубашка на подставке.

2. Бомба для пробы раствора, рассчитанная на давление 1000 фунт/кв.д. ( $70\text{ кг/см}^2$ ), площадь фильтра равна 3,5 кв.д.

3. Термометр со шкалой до  $500^{\circ}\text{F}$  ( $260^{\circ}\text{C}$ ).

4. Регулятор верхнего устройства, способный регулировать давление 1000 фунт/кв.д. от любого источника давления.

5. Герметическая собирающая камера нижнего устройства, рассчитанная на рабочее противодавление по крайней мере 500 фунт/кв.д. ( $35\text{ кг/см}^2$ ).

6. Градуированный цилиндр для сбора фильтрата. Внимание! Это исследование должно проводиться с особой осторожностью, всё оборудование должно поддерживаться в хорошем рабочем состоянии.

#### Методика исследования

при температуре  $300^{\circ}\text{F}$  ( $149^{\circ}\text{C}$ ) или меньше

1. Подсоедините обогревающую рубашку к источнику питания с нужным напряжением. Поместите термометр с наружи обогревающей рубашки.

2. Предварительно нагрейте рубашку до температуры на  $10^{\circ}$  превышающей температуру испытаний и поддерживайте её с помощью термостата. Проверьте все уплотнения и кольца и при необходимости замените.

3. Перемешайте раствор в течение 10 минут и вылейте в бомбу, убедившись, что шпindelь клапана на корпусе бомбы закрыт. Уровень раствора должен находиться от края на расстоянии не менее  $1/2$  дюйма.

4. Поместите лист фильтрационной бумаги (Ватман № 50) на чашу.

5. Плотно закройте крышку и затяните винты Аллена. Убедитесь, что шпindelь обоих клапанов закрыты, после чего поместите бомбу в обогревательную рубашку. Провернув бомбу, закрепите её в рубашке.

Внимание! Поместите бомбу в рубашку так, чтобы конец с фильтрационной бумагой находился в нижней части.

6. Поместите термометр в нишу в корпусе бомбы.

7. Поместите установку для создания давления на верхнем клапане и закрепите стопорным штифтом.

8. Поместите нижний ресивер низкого давления на нижний клапан и закрепите (см. рис.8).

9. Создайте в обеих установках давление, равное 100 фунт/кв.д. ( $7\text{ кг/см}^2$ ) и откройте шпindelь верхнего клапана на  $1/4$  оборота против часовой стрелки.

10. По достижении заданной температуры увеличьте давление верхней установки давления до 600 фунт/кв.д. ( $42\text{ кг/см}^2$ ) и откройте шпindelь нижнего клапана на  $1/4$  оборота по часовой стрелке, чтобы началась фильтрация. Фильтрат необходимо собирать в градуированном цилиндре в течение 30 минут.

11. При проведении испытаний необходимо поддерживать температуру с точностью

до  $\pm 5^{\circ}\text{F}$ . Когда противодействие превышает 100 фунт/кв.д. необходимо осторожно слить фильтрат из приёмной ёмкости.

12. Спустя 30 минут закройте оба клапана и отвинтите винт. Выпустите фильтрат и сравните давление из нижней приёмной ёмкости, после чего сравните давление в верхнем регуляторе. Удалите бомбу из рубашки и остудите в комнатной температуре в вертикальном положении.

Осторожно! Давление внутри бомбы всё ещё составляет приблизительно 500 фунт/кв.д.

13. Во время охлаждения бомбы измерьте объём скопившегося фильтрата и удвойте полученную величину. Запишите эти данные в кубических сантиметрах как объём фильтрата, а также температуру исследования.

14. После того, как раствор остынет, осторожно сравните давление шпинделем, расположенным напротив фильтрационной бумаги. Закройте клапан и осторожно откройте другой конец, чтобы сравнить оставшееся давление. Разберите устройство и удалите буровой раствор. Визуально определите состояние фильтрационной корки.

Проведение испытаний при температуре от  $300$  до  $400^{\circ}\text{F}$   
( $149$ – $233^{\circ}\text{C}$ )

Порядок действий тот же, за исключением  
следующих изменений

1. При нагревании пробы бурового раствора в обеих установках давления создается давление 450 фунт/кв.д. ( $32\text{ кг/см}^2$ ). В начале исследования давление в верхней установке поднимают до 950 фунт/кв.д. ( $66\text{ кг/см}^2$ ), а в нижней поддерживается на уровне 450 фунт/кв.д.

2. Если температура превышает  $400^{\circ}\text{F}$  ( $204^{\circ}\text{C}$ ), то вместо фильтрационной бумаги необходимо использовать диски из пористой нержавеющей стали (сплав Вайнэлой х 5 или эквивалент).

3. Время нагревания пробы раствора не должно превышать одного часа.

Сжимаемость фильтрационной корки

Исследование проводится по указанной выше методике, но в бомбе поддерживается давление равное 200 фунт/кв.д. ( $14\text{ кг/см}^2$ ), а в нижнем ресивере – 100 фунт/кв.д. ( $7\text{ кг/см}^2$ ).

Таблица 2

Давление пара и объём расширения воды при температуре от 212  
до  $600^{\circ}\text{F}$  ( $100$ – $316^{\circ}\text{C}$ )

Температура		Давление водяного пара		Коэффициент объёмного расширения воды при давлении насыщения
$^{\circ}\text{F}$	$^{\circ}\text{C}$	фунт/кв.д.	$\text{кг/см}^2$	
212	100	14,7	1,03	1,04
250	121	30,0	2,11	1,06
300	149	67,0	4,72	1,09
350	177	135,0	9,50	1,12
400	204	247,0	17,36	1,16
450	232	422,0	29,78	1,21
500	260	680,0	47,85	1,27
550	288	1044,0	73,57	1,36
600	316	1541,0	108,77	1,47

\* Рекомендации изготовителей не превышать максимальные значения температуры, объёма и давлений должны соблюдаться.

## РАЗДЕЛ 4

### СОДЕРЖАНИЕ ПЕСКА

#### Оборудование

Содержание песка в буровом растворе оценивается с помощью устройства с фильтром. Эта процедура ввиду её простоты широко используется на промыслах.

#### Устройство для определения содержания песка в буровом растворе

##### Описание.

Устройство (рис.9) состоит из сита диаметром 2 1/2 д. (200 меш, 74 м), воронки, соответствующей диаметру сита и стеклянной измерительной трубки с делениями, рассчитанной на объём добавляемого бурового раствора, позволяющей определять процентное содержание песка непосредственно в нижней части трубки, которая проградуирована от 0 до 20%.

##### Методика исследования

1. Заполните до указанной метки стеклянную трубку буровым раствором. Добавьте воды до следующей метки. Закройте трубки и энергично встряхните.
2. Вылейте смесь на сито, добавьте ещё воды в трубку, встряхните и снова вылейте на сито. Повторяйте до тех пор, пока вода не станет чистой. Промойте песок, оставшийся на сите, от остатков бурового раствора.
3. Установите воронку широкой частью на сито. Медленно переверните и вставьте горлышко воронки в отверстие стеклянной трубки. Смойте песок в трубку мелко разбрызгивающейся струей воды. Дайте песку отстояться. По делениям на стеклянной трубке определите объёмный процент содержания песка в растворе.

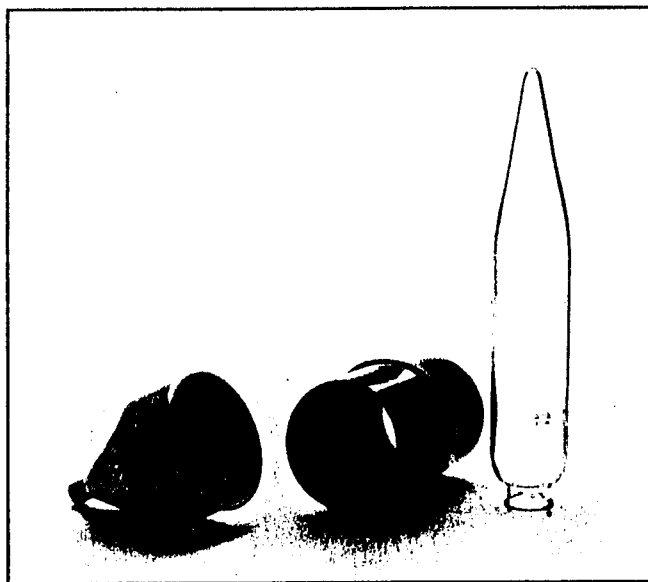


Рис.9. Устройство для определения содержания песка в буровом растворе.

## РАЗДЕЛ 5

### СОДЕРЖАНИЕ ЖИДКОЙ И ТВЁРДОЙ ФАЗЫ

#### Оборудование

Для определения количества содержащейся в буровом растворе твёрдой и жидкой фазы используют реторту. Тщательно измеренный объём пробы бурового раствора помещают в сосуд и нагревают до тех пор, пока жидкая фаза не испарится. Пары пропускаются через конденсатор и скапливаются в градуированном цилиндре (процентная градуировка). Объём жидкости, нефти и/или воды измеряется непосредственно в процентах. Объём твёрдой фазы, как растворимой так и находящейся во взвешенном состоянии, определяется путем вычитания полученного объёма жидкой фазы из 100%.

#### Описание

Минидистиллятор Фэнна (рис.10) состоит из реторты, чаши для бурового раствора, вмещающей ровно 20 см<sup>3</sup>, нагревательного элемента и камеры расширения. Подающая трубка соединяется с алюминиевым конденсатором, который охлаждает и конденсирует жидкость. Прибор работает от сети с напряжением 110 или 220 в постоянного или переменного тока или же может работать от батарейки напряжением 23 в. Постоянный и переменный ток требуют применения различных нагревательных элементов. Эти элементы должны меняться при различных напряжениях. Во избежание перелива жидкости через край при кипении оберните нагревательный элемент стальной "шерстью". Реторта и нагреватель из нержавеющей стали установлены в корпусе из нержавеющей стали размером 5х6х9 дюймов и общим весом 8 фунтов.

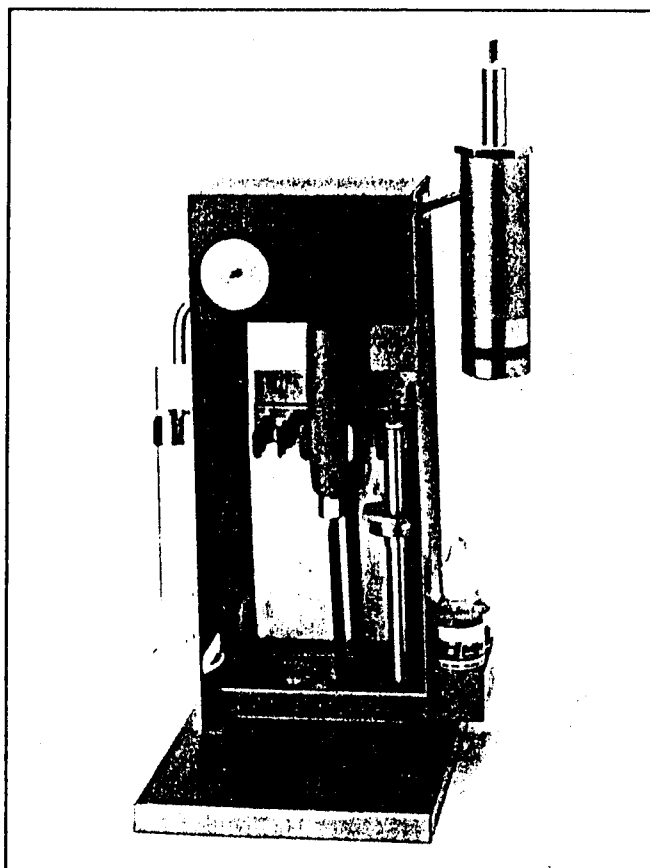


Рис.10. Реторта.

#### Методика исследований

1. Дайте пробе бурового раствора остыть до комнатной температуры.
2. Снимите реторту и смажьте резьбу чаши для раствора термоустойчивой силиконовой смазки. Заполните чашу доверху раствором, который предстоит исследовать. Накройте чашу с раствором плотно крышкой, чтобы излишки раствора вытеснились наружу и



оставшийся в чаше раствор соответствовал ровно 20 см<sup>3</sup>. Сотрите пролившийся раствор с крышки и резьбы.

3. Слегка приоткройте крышку и проведите ею по краю чаши, чтобы раствор на внутренней стороне крышки соскresti обратно в чашу.

4. Выберите нагреватель, соответствующий напряжению в сети и навинтите его на верхнюю часть камеры расширения. Держите нагреватель в вертикальном положении, чтобы раствор не выплескивался в сливную трубу.

5. Во избежание выплескивания кипящего раствора оберните нагревательный элемент стальной "шерстью".

6. Вставьте сливную трубку в отверстие на конце конденсатора так, чтобы соединение было герметично. Градуированный цилиндр должен быть установлен так, чтобы в него попадал конденсат.

7. Воткните вилку конденсатора в розетку соответствующего источника питания и не выключайте, до тех пор, пока не прекратится дистилляция, т.е. через 15-25 минут в зависимости от содержания нефти, твердой фазы и окружающих условий.

8. Подождите, пока дистиллят не остынет до комнатной температуры.

9. По градуированному цилиндру определите процентное содержание воды, нефти и твердой фазы. Введение одной-двух капель раствора аэрозоля облегчит определение границы раздела воды и нефти.

10. По окончании исследования возьмите находящийся над обогревателем соединительный элемент с резиновым покрытием и отсоедините реторту от конденсатора. С помощью соединительного шнура опустите горячую реторту в воду для охлаждения (Штепсель водонепроницаемый и его можно полностью погружать в воду).

11. Большая часть оставшейся в реторте твердой фазы прилипнет к нагревателю, с которого её легко можно удалить. Для очистки чаши и камеры расширения используйте шпатель. Чтобы удалить остатки нефти пропустите короткий трубоочиститель через отверстие конденсатора и сливную трубу реторты.

#### Анализ процентного объема содержания твердой фазы, весовой метод

##### Расчёты по разности веса с использованием обычной реторты

1. Необходимое оборудование: мерная колба ёмкостью 200 см<sup>3</sup>. Весы для бурового раствора.

Обычная реторта объёмом 20 см<sup>3</sup>.

Аналитические весы с точностью до 0,01 г.

2. Проводится четыре измерения:

A. Плотность бурового раствора (см. раздел 1).

B. Вес реторты (вместе со стальной "шерстью" и зондом).

C. Вес реторты с буровым раствором.

D. Вес реторты с твердой фазой бурового раствора.

##### Методика исследования

1. Подготовьте реторту вместе с зондом и стальной "шерстью" и взвесьте. Это соответствует вышеприведенному пункту B.

2. Разберите реторту и заполните нижнюю чашу буровым раствором. Измерение объема или использование крышки необязательно. Взвесьте вновь собранную реторту (пункт C).

3. Нагрейте реторту как обычно, собирая дистиллят (воду или же нефть).

4. Дайте реторте остыть и снова взвесьте. Это пункт D.

##### Расчёты

Рассчитайте:

1. Плотность раствора как удельный вес:

$$[\text{Пл.р. (фунт/галл)}] [0,11994] = \text{пл.р. (г/см}^3\text{)}.$$

2. Вес раствора в реторте:

Величина С - величина В = г бурового раствора

3. граммы (или же  $\text{см}^3$ ) дистиллята воды:

величина С - величина D = G (и  $\text{см}^3$ ) воды

(1  $\text{см}^3$  воды весит 1 г).

Рассчитайте процентный объем твердой фазы:

Содержание твердой фазы

$$\frac{\frac{\text{вес раствора (пункт 2)}}{\text{плотн. р-ра} - \text{г/см}^3 (\text{пункт 1})}}{\frac{\text{вес раствора (п. 2)}}{\text{плотность р-ра} - \text{г/см}^3 (\text{п. 1})}} \cdot [(\text{г/см}^3) \text{ воды, пункт 3}]$$

Процентное содержание твердой фазы = (100%) · (объемное содержание твердой фазы).

Пример:

Четыре измерения промыслового бурового раствора:

А) 212,70 фунт/галл

В) 317,45 г

С) 348,31 г

Д) 332,69 г

Т.обр.:

$$\text{№ 1} = 12,70 \text{ фунт/галл} \left( 0,11994 \frac{\text{г/см}^3}{\text{фунт/галл}} \right) = 1,523 \text{ г/см}^3.$$

$$\text{№ 2} = 348,31 \text{ г} - 317,45 \text{ г} = 30,86 \text{ грамм раствора.}$$

$$\text{№ 3} = 348,31 \text{ г} - 332,69 \text{ г} = 15,62 \text{ грамм воды} = 15,62 \text{ см}^3 \text{ воды.}$$

$$\begin{aligned} \text{Содержание} &= \frac{30,86 \text{ г}}{1,523 \text{ г/см}^3} - 15,62 \text{ см}^3 \\ \text{твёрдой фазы} &= \frac{30,86 \text{ г}}{1,523 \text{ г/см}^3} = \\ &= \frac{20,263 \text{ см}^3 \text{ раствора} - 15,62 \text{ см}^3 \text{ воды}}{20,263 \text{ см}^3 \text{ раствора}} = \frac{4,643 \text{ см}^3 \text{ тв. фазы}}{20,263 \text{ см}^3 \text{ раствора}} \\ &= 0,2291. \end{aligned}$$

Процентное содержание твердой фазы = 100% (0,2291) = 22,91% твердой фазы.

Исследование методом „метиленовой голубой“

Промысловый метод определения  
катион-обменной ёмкости

О б о р у д о в а н и е

1. Шприц или серологическая пипетка, 1 мл.
2. Колба Эрленмейера, 250 мл, с резиновой пробкой.
3. Бюретка или пипетка, 10 мл.
4. Градуированный цилиндр, 50 мл.
5. Палочка для перемешивания.
6. Обогреватель.
7. Фильтрационная бумага, диаметр 11 см, Ватман № 1 или эквивалент (можно использовать № 50, но она подходит меньше).

## Р е а г е н т ы

1. Раствор "метиленовый голубой":  
 1 мл = 0,01 миллиэквивалентам  
 3,74 г метиленовой голубой по патенту США ( $C_{16}H_{18}N_2SCl \cdot 3H_2O$ ) на литр.
2. 3% раствор перекиси водорода.
3. раствор серной кислоты 5N: 13,9 мл концентрированной серной кислоты (36 N), разбавленной 100 мл деионизированной водой.

## М е т о д и к а   и с с л е д о в а н и й

1. Добавьте 2 мл бурового раствора (или подходящий объем бурового раствора, требующий добавления 2-10 мл химреагента) в 10 мл воды в колбе Эрленмейера. Добавьте 15 мл 3% раствора перекиси водорода и 0,5 мл раствора серной кислоты 5N и перемешайте, вращая, перед нагреванием. Прокипятите в течение 10 минут (кипение не бурное). Разбавьте водой до объема, приблизительно равного 50 мл.

Примечание. Буровые растворы часто содержат помимо бентонита вещества, поглощающие "метиленовую синь". Рекомендуются обработка перекисью водорода для нейтрализации таких органических веществ, как КМЦ, полиакрилата, лигносульфонаты и лигниты.

2. Добавьте в колбу пипеткой или бюреткой раствор "метиленовой сини", по 0,5 мл за один раз. После каждого введения закройте колбу резиновой пробкой и встряхивайте её содержимое в течение 30 секунд. Пока ещё частицы твёрдой фазы находятся во взвешенном состоянии, стеклянной палочкой, помещенной в колбу, поместите одну каплю содержимого на фильтрационную бумагу. Конец титрования достигается тогда, когда появляется зеленовато-голубой обод, окружающей окрашенную твёрдую фазу.

3. После обнаружения зеленовато-голубого цвета, раширяющегося от одной капли, встряхните колбу ещё в течение 2-х минут и поместите следующую каплю на фильтрационную бумагу. Если снова появится зеленовато-голубой обод, то это значит, что титрование закончено. Если же обод не появится, продолжайте до тех пор, пока не появится обод на бумаге вокруг капли после 2-х минутного встряхивания раствора.

4. Запишите объем использованного раствора метиленовой сини в мл.

## И с с л е д о в а н и е   г л и н и с т ы х   с л а н ц е в   м е т о д о м м е т и л е н о в о й   с и н и

$$\text{Катионно-обменная способность} = \frac{\text{мл метиленовой сини}}{\text{мл бурового раствора}}$$

Английская система.

Ёмкость метиленовой сини (эквивалент бентонита), фунт/барр = катионно-обменная ёмкость  $\times 5$ .

Метрическая система.

Ёмкость метиленовой сини (эквивалент бентонита),  $\text{кг/м}^3$  = катионно-обменной ёмкости  $\times 14$ .

## К а т и о н н о - о б м е н н а я   ё м к о с т ь   г л и н и с т ы х с л а н ц е в

Около одного грамма выпущенных сланцев тщательно взвешивается и помещается в колбу Эрленмейера ёмкостью 150 мл и добавляется 50 мл деионизированной воды. Полученный раствор с добавлением 0,5 мл серной кислоты 5N кипятится в течение 10 минут (кипение не бурное). После этого раствору дают остыть и начинают его титрование по 0,5 мл раствором метиленового голубого 0,01N. Катионно-обменная ёмкость

$$\begin{aligned} \text{Катионно-обменная ёмкость в миллиэквивалентах на 100 г сланцев} &= \\ &= \frac{\text{мл метиленовой сини } 0,01N}{\text{г титрованных сланцев}} \end{aligned}$$

# Анализ содержания твёрдой фазы по ёмкости метиленовой сини (ТВС)

## Условные обозначения

- $M_w$  = плотность бурового раствора, фут/галл,  
 $SG_{sw}$  = плотность раствора соленой воды, SG,  
 $MBC$  = ёмкость метиленовой сини (эквивалент бентонита), фунт/барр или кг/м<sup>3</sup>,  
 $Cor$  = откорректированный,  
 $HG$  = твёрдая фаза высокой плотности,  
 $LG$  = твёрдая фаза низкой плотности (бентонит и буровой шлам),  
 $Bent$  = бентонит,  
 $DS$  = буровой шлам,  
 $Bar$  = барит,  
 $F$  = содержание бентонита в шламе,  
 $SG_w$  = удельный вес утяжелителей.

## Объёмный анализ

- (1) % общего содержания твёрдой фазы, (реторта) = % откорректированной тв.фазы + соль.  
 (2) % откорректированной тв.фазы = % HG + % LG.  
 (3) % LG = % Bent + % DS.

## Английская система.

$$(4) \% LG = \left( \frac{\% \text{откорр.тв.фазы} (SG_w - SG_{sw})}{SG_w - 2.6} \right) - \frac{100}{SG_w - 2.6} \left( \frac{M_w}{8.34} - SG_{sw} \right) - \frac{\% \text{нефти} (SG_{sw} - 0.84)}{SG_w - 2.6}$$

$$(5) \text{фунт/барр } LG = 9.1 \times \% LG$$

$$(6) \text{фунт/барр } Bent = \frac{MBC - 9.1(F)(\%LG)}{(1 - F)}$$

$$(7) \% Bent = \frac{\text{фунт/барр } Bent}{9.1}$$

$$(8) \text{фунт/барр } DS = \text{фунт/барр } LG - \text{фунт/барр } Bent$$

$$(9) \% DS = \% LG - \% Bent$$

$$(10) \text{фунт/барр утяжелителя} = 42 \frac{SG_w \times 8.34}{100} (\%HG) .$$

## Метрическая система.

$$(11) \% LG = \left( \frac{\% \text{откорр.тв.фазы} (SG_w - SG_{sw})}{SG_w - 2.6} \right) - \frac{100}{SG_w - 2.6} \left( \frac{MW}{8.34} - SG_{sw} \right) - \frac{\% \text{нефти} (SG_{sw} - 0.84)}{SG_w - 2.6}$$

$$(12) \text{кг/м}^3 LG = 26 \times \% LG$$

$$(13) \text{кг/м}^3 Bent = \frac{MBC - 26(F)(\%LG)}{1 - F}$$

$$(14) \% \quad Bent = \frac{\text{кг/м}^3 Bent}{26}$$

$$(15) \text{кг/м}^3 DS = \text{кг/м}^3 LG = \text{кг/м}^3 Bent$$

$$(16) \%DS = \%LG - \%Bent$$

$$(17) \text{кг/м}^3 \text{ утяжелителя} = (SG_w \times 10)(\%HG).$$

### Определение эффективности флокулянта

#### Порядок действий

1. Поместите в градуированный цилиндр 100 мл воды из выкидной линии буровой установки.
  2. Добавьте в цилиндр 1 мл 1%\* раствора флокулянта.
  3. Медленно переверните градуированный цилиндр 3-4 раза и поместите его на ровную поверхность.
  4. Запишите время (в секундах), необходимое для образования хлопьев и осадения до отметки 40 см<sup>3</sup> на градуированном цилиндре.
  5. Повторите то же самое с каждым флокулянт. Если не происходит образования хлопьев, значит в этот момент не требуется применение флокулянта. Проводите такое исследование ежедневно или через день.
  6. Наиболее эффективным будет флокулянт, образующий хлопья быстрее других.
- Примечание. Для определения целесообразности применения флокулянта при бурении на чистой воде отберите пробу воды, выходящей из скважины, из приёмного амбара бурового насоса и проведите исследование.

\* 1% растворы флокулянта приготавливают введя 1 г соответствующего флокулянта в 100 мл дистиллированной воды и встряхивая до полного растворения.

## РАЗДЕЛ 6

### КОНЦЕНТРАЦИЯ ИОНОВ ВОДОРОДА (рН)

#### Ц е л ь.

Промысловые измерения рН бурового раствора (или фильтрата) имеют первостепенное значение в осуществлении контроля за параметрами бурового раствора. Взаимодействие глин, растворимость различных компонентов и эффективность добавок зависят от уровня рН, такие как и кислотная и серная коррозия труб.

Измерение концентрации водородных ионов, или рН буровых растворов на водной основе, осуществляется двумя способами – с помощью калориметрических индикаторов и стеклянных приборов с электродами (потенциометрический метод). Калориметрический метод часто используется для определения рН в промысловых условиях, однако он может эффективен только для очень простых буровых растворов на водной основе. Наличие твердой фазы, растворенных солей и химреагентов, а также растворов темного цвета дают значительную погрешность в определении рН калориметрическим методом.

#### Палочки-индикаторы рН

##### Описание.

Палочки-индикаторы рН (рис.11) покрыты такими красками, цвет которых изменяется в зависимости от уровня рН среды, в которую они помещены. Имеются стандартные цветовые таблицы, позволяющие сравнивать цвет индикаторных палочек с точностью до 0,5 единицы рН по всей шкале.

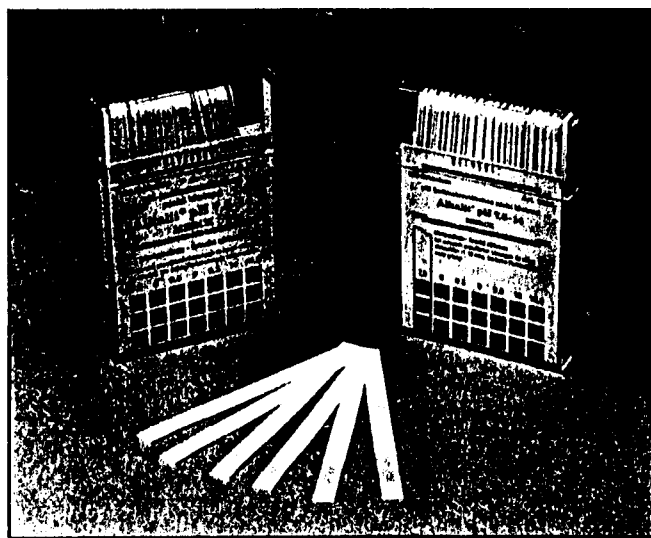


Рис.11. Палочки-индикаторы рН.

##### Порядок действия

1. Поместите палочку в буровой раствор и оставьте её до тех пор, пока цвет её не стабилизируется; как правило – менее минуты. Ополосните палочку водой, но не вытирайте.
2. Сравните цвет палочки с таблицей и определите уровень рН бурового раствора.
3. Запишите рН бурового раствора с точностью до 0,5 единицы.

#### Измеритель рН

##### Описание.

Для определения рН буровых растворов рекомендуется использовать измеритель рН со стеклянными электродами, аналогичный Ориону модели № 201 (рис.12). Этот прибор отличается высокой точностью и надежностью и позволяет быстро и легко производить измерения, автоматически учитывая температуру и наклон электродов.

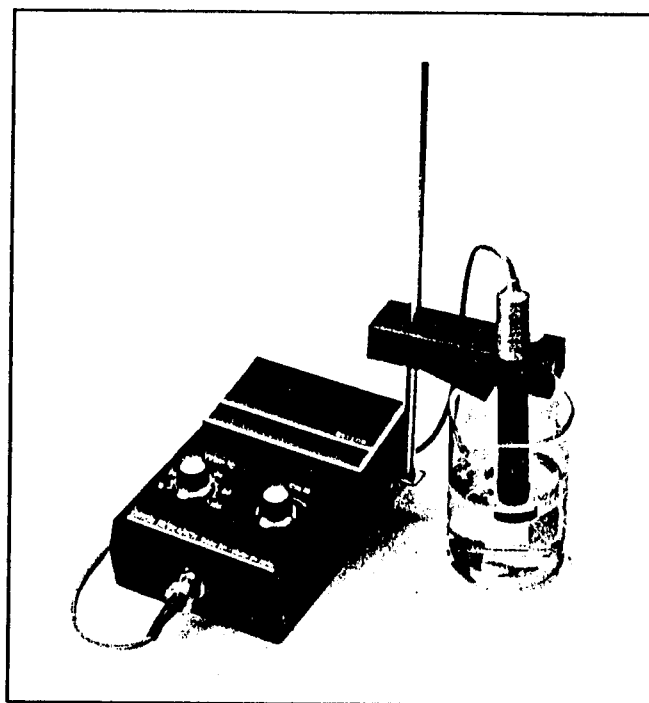


Рис.12. Измеритель pH Орион.

#### Оборудование.

1. Измеритель pH (например, Орион-201).
2. Стекланные электроды.
3. Буферные растворы (поставляются вместе с прибором).
4. Вспомогательное оборудование:
  - а) щётка с мягкой щетиной;
  - б) мягкое жидкое моющее средство;
  - в) NaOH, 0,1 молярный, для восстановления электродов.
  - г) HCl, 0,1 молярный, для восстановления электродов;
  - д) дистиллированная или деионизированная вода;
  - ж) мягкая ткань - для высушивания электродов;
  - з) стеклянный термометр, 32-212°F

#### Порядок действий.

1. Нагрейте образец исследуемой жидкости до  $75 \pm 5^\circ\text{F}$  ( $24 \pm 3^\circ\text{C}$ ).
2. Нагрейте растворы буферных жидкостей до такой же температуры, что и исследуемая жидкость.

Для обеспечения точного определения pH, исследуемая жидкость, буферный раствор и контрольный электрод должны иметь одинаковую температуру. Обозначенный на ярлычке контейнера с буферной жидкостью уровень pH будет верным только при температуре  $75^\circ\text{F}$  ( $24^\circ\text{C}$ ).

Если производить калибровку при другой температуре, то необходимо использовать pH буферной жидкости при этой температуре. При калибровке следует использовать таблицы значений pH буферных жидкостей при различных температурах.

3. Очистите электроды - промойте дистиллированной водой и промокните насухо.
4. Поместите зонд в буферный раствор с pH=7.
5. Включите прибор, подождите 60 секунд, чтобы показания стабилизировались. Если показания не стабилизируются, ознакомьтесь с инструкцией по техобслуживанию прибора.
6. Измерьте температуру буферного раствора с pH=7.
7. Установите полученное значение температурной кнопки.
8. Установите показания прибора на "7" с помощью калибровочной кнопки.
9. Ополосните и вытрите насухо зонд.
10. Повторите действия по пунктам 6-9, используя буферный раствор с pH = 4 или pH=10,0.

Используйте  $pH=4,0$  для кислотной пробы, или  $pH=10,0$  для щелочной пробы. Установите прибор на цифру "4,0" или "10,0" соответственно, используя температурную кнопку.

11. Снова проверьте прибор с буферным раствором при  $pH=7$ . Если показания изменились, снова установите калибровочную кнопку на "7". Повторите действия по пунктам 6-11. Если прибор не калибруется должным образом, восстановите или замените электроды, как указано в инструкции по техобслуживанию.

12. Если прибор калибруется нормально, промойте и вытрите насухо электроды. Залейте пробу исследуемого раствора. Подождите 60-90 секунд, пока показания прибора не стабилизируются.

13. Запишите  $pH$  и температуру раствора исследуемого. Отметьте, что конкретно исследовалось - раствор или его фильтрат.

14. Тщательно промойте электроды перед последующим употреблением. Хранить электроды следует в специальных чехлах для хранения.

15. Отключите прибор и накройте его крышкой.

#### Инструкция по техобслуживанию

1. Периодически необходимо очищать электроды, особенно если частицы глины или нефти налипают на поверхности стеклянного или контрольного электрода. Очистку электродов проводите мягкой щёткой, смоченной в слабом моющем средстве.

2. Необходимость в восстановлении электродов может возникнуть в случае серьезного их загрязнения, о чём может свидетельствовать медленное реагирование прибора, смещение показаний или же невозможность взаимной установки "наклона" и "калибровки".

3. Восстановление электродов путем выдерживания в течение 10 минут в 0,1 молярной соляной кислоте с последующим промыванием водой, выдерживанием после этого в течение 10 минут в 0,1 молярном едком натре и промыванием водой.

4. Проверьте реагирование электродов калибровкой.

5. Если эффективность электродов не повысилась, выдержите электроды не более 2-х минут в 10% растворе  $NH_4F \cdot HF$  (Внимание! Это очень сильная и токсичная кислота). Повторно проведите калибровку.

6. Если в этом случае не удалось восстановить электроды, замените их.



## РАЗДЕЛ 7

### ХИМИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ НА ВОДНОЙ ОСНОВЕ

#### Щёлочность фильтрата, $P_f$ и $M_f$ и содержание извести

##### Оборудование и материалы

Для определения щёлочности и содержания извести в буровых растворах необходимы следующие материалы и оборудование.

1. Раствор стандартизированной кислоты, 0,02 N (N/50), серной или азотной. (Примечание: для определения щёлочности бурового раствора можно использовать раствор стандартизированной 0,1N (N/10) кислоты.
2. Раствор фенолфталеинового индикатора.
3. Раствор метилоранжевого – бром-крезол зеленого индикатора.
4. Титратор, плательно белый, емкостью 100–150 мл.
5. Градуированные пипетки – одна 1-мл, другая – 10 мл.
6. Палочка для перемешивания.
7. Один 1-мл шприц или одна 1-мл пипетка.
8. Измеритель pH со стеклянными электродами (необязательно).

#### Порядок определения щёлочности фильтрата $P_f$ и $M_f$ .

1. Налейте в титратор один или более мл фильтрата.
2. Добавьте 2–3 капли фенолфталеинового индикатора. Если индикатор становится розовым, добавьте пипеткой 0,02 N кислоту по одной капле, непрерывно перемешивая, пока не исчезнет розовый цвет.
3. Если цвет пробы не позволяет заметить изменение цвета индикатора, за конечную точку принимают момент падения уровня pH до 8,3, определенный с помощью измерителя pH со стеклянным электродом. (Исследуемый образец можно разбавить небольшим количеством дистиллированной воды).
4. Запишите фенолфталеиновую щёлочность фильтрата,  $P_f$ , выраженную через число миллилитров кислоты 0,02 N, необходимой для определенного количества миллилитров фильтрата.
5. К той же пробе, которую использовали для определения  $P_f$ , добавьте 3–4 капли метилоранж-бром крезол зелёного индикатора: появится зелёная окраска.
6. Проведите титрование кислотой 0,02 N до тех пор, пока цвет не станет жёлтым, Это произойдет при pH=4,3.
7. Запишите  $M_f$ , выраженное через общее число миллилитров кислоты, использованной для  $P_f$  плюс это последнее титрование.

##### Пример.

Если для окончательного титрования фенолфталеина использовали 0,5 мл кислоты, то  $P_f$  равно 0,5.

Если для окончательного титрования метилоранжа использовали 0,3 мл кислоты, то  $M_f$  равно 0,8.

##### Порядок действий для $BaCl_2$ .

1. Поместите в титратор один миллилитр фильтрата.
2. Добавьте 2 капли хлорида бария (Внимание: хлорид бария чрезвычайно ядовит, не набирайте его в бюретку ртом).
3. Для титрования  $P_f$  повторите операции по пунктам 2–4.
4. Существует эмпирическое правило, согласно которому если  $BaCl_2$  равен или меньше половины предыдущего титрования  $P_f$ , имеется загрязнение солью угольной кислоты.

##### Пример.

Если для конечного титрования  $P_f$  использовали 1,0 мл кислоты, то  $P_f = 1,0$ .

Если для конечного титрования  $BaCl_2$  использовали 0,4 мл кислоты, то значение  $BaCl_2$  равно 0,5. Таким образом, существует загрязнение раствора солью угольной кислоты, т.к. значение  $BaCl_2$  меньше половины  $P_f$ .

### Методика определения щёлочности бурового раствора ( $P_m$ )

Шприцом или серологической пипеткой пометите в титратор 1 мл бурового раствора. Разбавьте пробу бурового раствора 25–50 мл дистиллированной воды. Добавьте 4–5 капель фенолфталеинового индикатора и, перемешивая, быстро проведите титрование 0,02 нормальной кислотой или 0,1 нормальной кислотой до исчезновения розового цвета. Если проба раствора имеет цвет, маскирующий изменение цвета индикатора, за конечную точку принимают падение pH до 8,3, которое измеряют стеклянным электродом.

Запишите фенолфталеиновую щёлочность бурового раствора,  $P_m$ , через число миллилитров 0,02 нормальной (N/50) кислоты, необходимой на один миллиметр бурового раствора. Если используется 0,1 нормальная кислота,  $P_m = (5) -$  (миллилитры 0,1 нормальной кислоты на миллилитр бурового раствора).

### Методика определения содержания извести

Определите фенолфталеиновую щёлочность фильтрата и бурового раствора,  $P_f$  и  $P_m$ , как указано в предыдущем параграфе.

Определите объёмное содержание воды в буровом растворе,  $F_w$ , используя значения объёмного процента воды, полученное при определении содержания жидкой и твёрдой фазы в соответствующем разделе:

$$F_w = \frac{\text{объёмный \% воды}}{100}$$

Запишите содержание извести в буровом растворе в фунт/барр, полученное из нижеприведенного уравнения или из номограммы (см. рис. 13):

$$\text{известь фунт/барр} = 0,26 (P_m - F_w P_f)$$

Если содержание жидкой и твёрдой фазы неизвестно, то приблизительные значения  $F_w$  на основе градиента бурового раствора можно определить по номограмме рис. 13 для не содержащих углеводородов растворов и для растворов, содержащих 10–15 объёмных процентов. Значения  $F_w$  буровых растворов, содержащих другое количество углеводородов, можно получить путем вычитания 0,01 для каждого 1,0% углеводородов из значения  $F_w$  без углеводородов.

### Щёлочность фильтрата: $P_f$ и $P_2$

#### Оборудование и материалы

1. Раствор стандартной серной кислоты, 0,02 N(N/50).
2. Раствор едкого натра, 0,1 N(N/10).
3. Раствор хлорида бария, 1%.
4. Фенолфталеиновый индикатор.
5. Деионизированная вода.
6. Полоски pH (или измеритель pH со стеклянными электродами).
7. Титратор, предположительно белый, емкостью 100–150 мл.
8. Пипетки: одна 1-мл, одна 2-мл, одна 10-мл.
9. Градуированные цилиндры: один 25-мл и один 5, или 10-мл.
10. Палочка для перемешивания.

### Номограмма для определения содержания извести в буровых растворах, обработанных известью

Фунты извести на баррель =  $0,26 (P_m - F_w P_f)$ ,

$P_m$  = мл N/50  $H_2SO_4$ , необходимой на 1 мл бурового раствора

$P_f$  = мл N/50  $H_2SO_4$ , необходимой на 1 мл фильтрата.

$F_w$  = объёмное содержание воды в буровом растворе (полученное при определении содержания твёрдой фазы или из нижеприведенной таблицы).

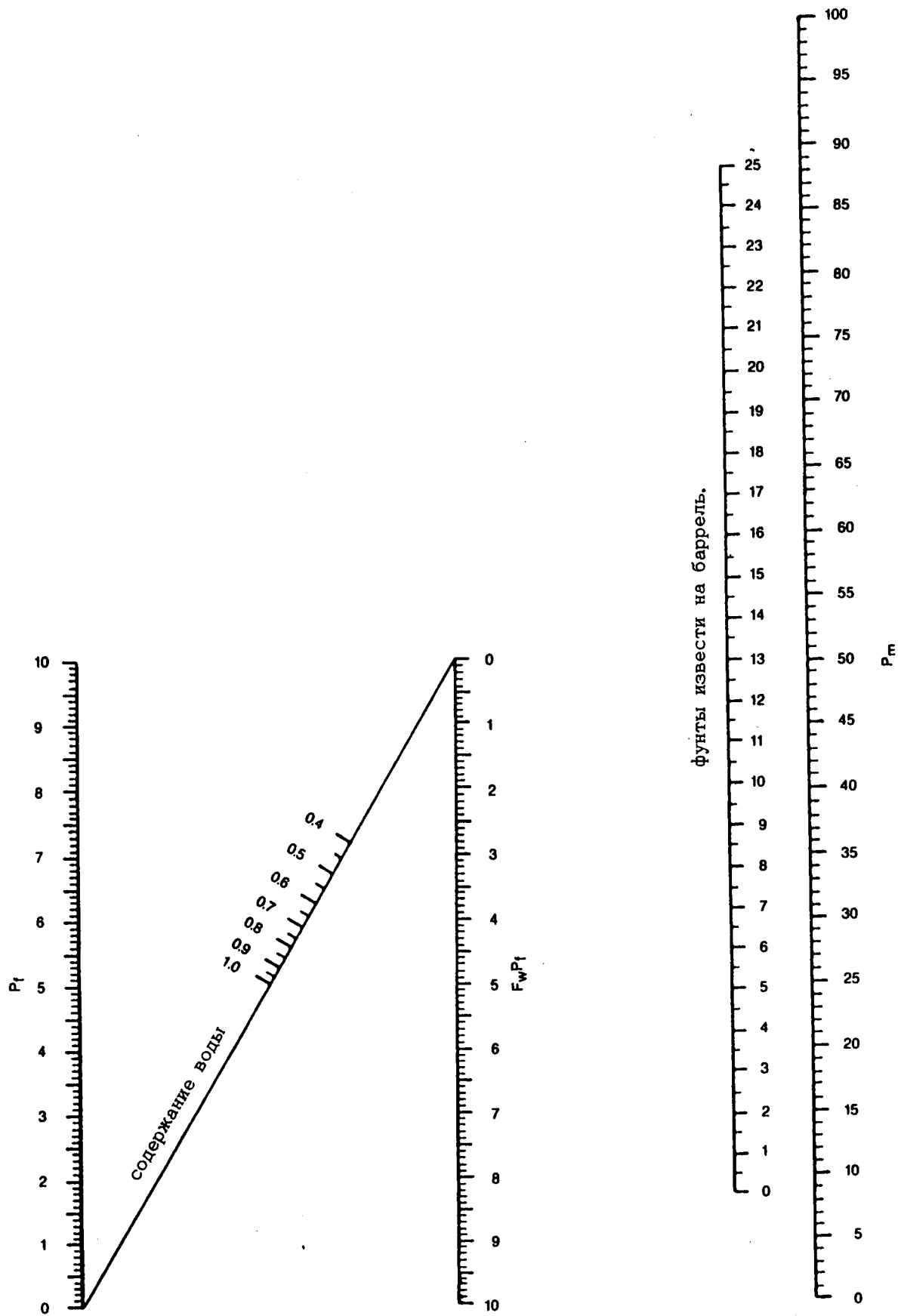


Рис.13. Номограмма.

Таблица

Приблизительные значения  $F_w$ 

Градиент бурового раствора, фунт/кв.д./м.фут	Плотность бурового раствора		Без углеводородов	$F_w$	
	фунт/галл	фунт/фут <sup>3</sup>		10% углеводородов	15% углеводородов
520	10,0	75,0	0,89	0,79	0,74
570	11,0	82,5	0,86	0,76	0,71
625	12,0	90,0	0,82	0,72	0,67
675	13,0	97,5	0,79	0,69	0,64
730	14,0	105,0	0,75	0,65	0,60
780	15,0	112,5	0,72	0,62	0,57
830	16,0	120,0	0,68	0,58	0,53
885	17,0	127,5	0,65	0,55	0,50
935	18,0	135,0	0,62	0,52	0,47

Для другого процентного содержания углеводородов необходимо вычесть 0,01 для каждого процента углеводородов из значения  $F_w$  без углеводородов.

#### Методика определения $P_1$

1. Поместите 1,0 мл фильтрата в титратор и добавьте 24 мл дистиллированной воды.
2. Добавьте 2,0 мл 0,1 N едкого натра и хорошо размешайте. Определите pH либо лакмусовой полоской, либо измерьте на приборе. Если pH равно или больше 11,4, переходите к следующему этапу. Если pH меньше 11,4 добавьте ещё 2 мл 0,1 N едкого натра.
3. С помощью градуированного цилиндра отмерьте 2 мл хлорида бария и вылейте в титратор. При помешивании добавьте 2-4 капли фенолфталеина.  
Внимание: ввиду чрезмерной токсичности хлорида бария нельзя пользоваться оральной пипеткой.
4. Незамедлительно приступайте к титрованию смеси стандартной серной кислотой до первого исчезновения розового цвета (или до pH=8,3). Через короткий промежуток времени розовый цвет может вновь появиться; не продолжайте титрование.
5. Запишите щёлочность  $P_1$ , выраженную в мл 0,02 N серной кислоты, необходимой для конечного титрования фенолфталеина.

#### Методика определения $P_2$

1. Фильтрат не потребуется, в остальном порядок действий тот же, что и для  $P_1$ ; использовали те же количества воды и реагентов. Титрование аналогично  $P_1$ .
2. Запишите щёлочность  $P_2$ , выраженную в мл 0,02 N серной кислоты, необходимой для конечного титрования фенолфталеина.

#### Расчёты:

С некоторыми ограничениями можно рассчитать различную ионную щёлочность:

При  $P_1 > P_2$

ЕРМ щёлочность бикарбоната = 0.

ЕРМ щёлочность гидроксила =  $20(P_1 - P_2)$ .

ЕРМ щёлочность карбоната =  $40 P_f - (P_1 - P_2)$

При  $P_1 < P_2$

ЕРМ щёлочность бикарбоната =  $20(P_2 - P_1)$

ЕРМ щёлочность карбоната =  $40 \times P_f$

ЕРМ щёлочность гидроксила = 0.

Примечание: ЕРМ - обозначает грамм-эквиваленты на литр.

Пример:

$$P_f = 1,2$$

$$pH = 9,1$$

$$M_f = 8,0$$

$$P_1 = 7,3$$

$$P_2 = 7,8$$

$P_1 < P_2$ , таким образом:

$$\text{ЕРМ}(\text{HCO}_3) = 20(7,8 - 7,3) = 10$$

$$\text{ЕРМ}(\text{CO}_3) = 40(1,2) = 48$$

$$\text{Количество извести} = (10 \times 0,0129 \times 48(0,0129)) = 0,877 \text{ фунт/барр.}$$

Таблица 3

Наименование	Химическая формула	Молекулярный вес	Фунт/барр, вступающих в реакцию с одним грамм-экв. на литр
Известь	$\text{Ca(OH)}_2$	74	0,0129*
Хлорид кальция	$\text{CaCl}_2$	111	0,0194*
Гипс	$\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$	172	0,0301*
Каустическая сода	$\text{NaOH}$	40	0,0140
Кальцинированная сода	$\text{Na}_2\text{CO}_3$	106	0,0185
Бикарбонат натрия	$\text{NaHCO}_3$	84	0,0294

\* Примечание: т.к. 2ЕРМ  $\text{Ca}^{**}$  необходимы для того, чтобы выпал в осадок 1ЕРМ  $\text{HCO}_3$ , значения со звездочками необходимо удвоить в случае с  $\text{HCO}_3$ , что было сделано в выше приведенном примере.

#### Исследование карбоната (бикарбоната) с помощью газоанализатора Гаррета

##### Цель.

Исследование растворимых карбонатов на пробе фильтрата бурового раствора на водной основе проводили с помощью газоанализатора Гаррета.

Трубка Дрёгера для  $\text{CO}_2$  после прохождения через неё газовой фазы  $\text{CO}_2$  становится фиолетовой. Часть трубки, меняющая цвет, реагирует прежде всего на объём присутствующего  $\text{CO}_2$ , однако она также реагирует на расход газа и общий объём газа, прошедшего через трубку. Поэтому для получения более точных результатов, газ, возбуждающий газоанализатор, вначале необходимо выдержать в мешке ёмкостью 1 л с тем, чтобы он мог равномерно смешаться с газом-носителем. В отличие от трубок Дрёгера для  $\text{H}_2\text{S}$  трубки Дрёгера для  $\text{CO}_2$  очень чувствительны к неправильному применению. Фильтрат должен быть очищен от твёрдой фазы. Поэтому первую порцию фильтрата следует отбросить, т.к. в ней могут находиться частицы  $\text{CaCO}_3$ , приводящие к завышению результатов исследования. Содержимое мешка проталкивается через трубку Дрёгера десятью ходами поршня ручного насоса Дрёгера, который протолкнёт через трубку ровно один литр газа.

##### Оборудование и материалы

1. Деионизированная вода.
2. Октил-спиртовый пеногаситель.
3. Серная кислота, примерно класса 5 N.
4. Газоанализатор Гаррета.
5. Трубка Дрёгера для исследований  $\text{CO}_2$ , #CH-30803, " $\text{CO}_2$  0.01/A".

6. Однолитровый мешок Дрёгера, № 762425.
7. Ручной вакуумный насос Дрёгера.
8. Стекланный запорный кран, 8-мм, 2-х ходовой.
9. Шприцы для подкожной инъекции: один 10 мл с иглой 21 калибра (для кислоты), один 10 мл, один 5 мл и один 2,5 мл.
10. Патроны с газом  $N_2O$ . Можно также использовать бутылки с  $N_2$  или газом  $H_2$ .

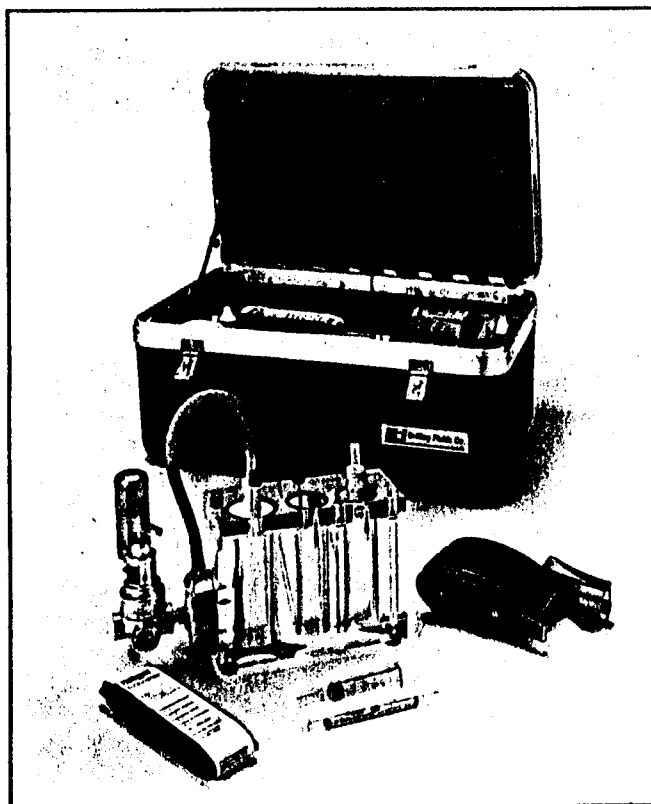


Рис. 14. Газоанализатор Гаррета.

#### Методика исследования

1. Убедитесь, что газоанализатор чистый, сухой и находится в горизонтальном положении.
2. При отвинченном регуляторе установите и проткните патрон с  $N_2O$ . Нельзя использовать сжатый воздух или патрон с  $CO_2$ .
3. Добавьте 20 мл деионизированной воды в камеру 1.
4. Добавьте 5 капель пеногасителя в камеру 1.
5. Установите верхнюю часть на газоанализатор и затяните равномерно вручную все уплотнительные кольца.
6. Прикрепите гибкую трубку от регулятора к дисперсионной трубке Камеры 1.
7. Впрысните шприцом тщательно отмеренную пробу фильтрата в камеру 1 (рис. 14). Пропустите газ-носитель через анализатор в течение 1 минуты, чтобы удалить воздух. Прекратите подачу газа.
8. Присоедините один конец гибкой трубки к запорному крану, которая соединена с газовым мешком. Полностью выпустите газ из мешка. Присоедините другой конец трубки к выходной трубке камеры 3.
9. Через резиновую перегородку медленно впрысните шприцом 10 мл серной кислоты в камеру 1. Осторожно встряхните газоанализатор, чтобы кислота смешалась с пробой в камере 1.
10. Откройте запорный кран на газовом мешке. Медленно впустите  $H_2O$  в мешок до полного заполнения. После заполнения мешка перекройте поступление  $H_2O$  и закройте запорный кран. Немедленно переходите к пункту 11.
11. Отсоедините трубку выходного отверстия камеры 3 и присоедините её к восходящему концу трубки Дрёгера для  $CO_2$  после отсоединения концов трубки Дрёгера. (Стрелками обозначено направление потока газа). Подсоедините ручной насос Дрёгера к другому концу трубки Дрёгера.

12. Откройте запорный кран на мешке. Нажатием ручки полностью надавите на поршень, затем отнимите руку, чтобы газ вышел из мешка и прошел через трубку Дрёгера. Сделайте десять ходов поршня, после чего газовый мешок станет пустым.

13. Появление фиолетового цвета на трубке Дрёгера свидетельствует о присутствии  $\text{CO}_2$  в газовом мешке. Измерьте длину фиолетового пятна по делениям на трубке Дрёгера.

Маркировка трубок Дрёгера

Таблица

Диапазон исследования карбонатов (мг/л)	Объём пробы (мл)	Маркировка трубки Дрёгера	Коэффициент трубки
25-750	10,0		
50-1500	2,5	" $\text{CO}_2 0.01\% \text{A}$ "	25000
250-7500	1,5		

#### Расчёты.

Используя измеренный объём пробы, длину фиолетового пятна трубки Дрёгера и коэффициент трубки или 25000 (см. табл.), рассчитайте объём растворимых карбонатов в пробе фильтрата, используя следующее уравнение.

$$\text{мг/л CO}_2 - \frac{(\text{длина пятна трубки}) \times 25000}{\text{мл фильтрата пробы}}$$

Примечание. Газоанализатор необходимо содержать в чистоте после каждого использования, в противном случае кислота оставшаяся может серьезно повредить прибор. Для этого отсоедините гибкую трубку и снимите крышку. Используя щётку, промойте камеры тёплой водой с мягким моющим средством. Для очистки переходов между камерами используйте приспособление для очистки труб. Промойте, ополосните и продуйте дисперсионные трубки воздухом или газом  $\text{N}_2\text{O}$ . Ополосните газоанализатор деионизированной водой и дайте обсохнуть.

### Х л о р и д

#### Цель.

Исследование хлорида имеет особое значение на тех площадях, где эта соль может загрязнять буровой раствор, а это происходит на большей части нефтяных промыслов мира. Соль может поступить в раствор с водой затворения, из соляных пропластков или пластов или при проявлениях минерализованной воды.

#### Оборудование и материалы

Для определения концентрации ионов хлорида в фильтрате бурового раствора требуется следующее:

1. Раствор нитрата серебра, 0,282 N или 0,0282 N, в желтой или непрозрачной бутылке.
2. Раствор индикатора хромата калия.
3. Раствор 0,02 нормальной серной или азотной кислоты.
4. Дистиллированная вода.
5. Две градуированные пипетки: одна 1-мл и одна 10/мл.
6. Титратор, объёмом 100-150 мл, предпочтительно белый.
7. Палочка для перемешивания.

#### Методика исследований

Поместите 1-2 мл фильтрата в титратор. Добавьте кислоты в количестве, которое использовалось при титровании  $\text{P}_f$ .

Добавьте 25–50 мл дистиллированной воды и 5–10 капель раствора хромата калия. Добавляя по капле пипеткой стандартный раствор нитрата серебра, непрерывно перемешивайте до тех пор, пока желтый цвет не станет оранжево-красным и останется таковым в течение 30 сек. Запишите число миллилитров нитрата серебра, необходимых для окончания исследования. (Если использовали более 10 мл раствора 0,0282 N нитрата серебра, попробуйте повторить исследование с меньшим объемом фильтрата).

#### Расчёты:

Если концентрация ионов хлорида фильтрата меньше 10000 мг/л, используйте раствор нитрата серебра, эквивалентный 0,001 г ионов хлорида на миллилитр (0,0282 N). Запишите концентрацию ионов хлорида фильтрата в мг на литр, полученную следующим образом:

$$\text{хлорид, мг/л} = \frac{(\text{мл } 0,0282 \text{ N нитрата серебра}) (1000)}{\text{мл фильтрата пробы}}$$

Если концентрация ионов хлорида фильтрата больше 10000 мг/л, используйте нитрат серебра 0,282 N (эквивалент 0,01 г ионов хлора на мл). Запишите концентрацию хлорида фильтрата в мг/л, полученную следующим образом:

$$\text{хлорид, мг/л} = \frac{\text{мл } 0,0282 \text{ N нитрата серебра}) (10000)}{\text{мл фильтрата пробы}}$$

Для любой нормальности нитрата серебра:

$$\frac{N \times 35000 \times \text{мл использованного}}{\text{мл фильтрата пробы}} = Cl, \text{ мг/л.}$$

(см. график 2 зависимости миллиграммов соли на литр от весового процента соли).

### Качественное исследование кальция

#### Цель.

Вода, содержащая большое количество растворенных солей кальция и магния, называется "жесткой". Признаком "жесткой" воды может служить плохое образование в ней мыльной пены. На многих месторождениях применяемая вода довольно "жесткая". Глино-порошки, добавляемые в такую воду, дают очень малый выход раствора. Чем жестче вода, тем больше требуется бентонита, чтобы получить нормальный глинистый раствор.

В отдельных случаях может быть экономически оправдана химическая обработка воды перед затворением раствора, однако в повседневной практике это очень невыгодно. Очень часто, когда есть возможность выбора одного из двух имеющихся источников воды для буровой установки, целесообразно провести простой анализ, чтобы выбрать менее жесткую воду.

Все промысловые инженеры знакомы с влиянием разбуриваемых ангидритов (сульфатов кальция) или гипсовых пород на свойства бурового раствора. Аналогичным образом кальций может попасть в буровой раствор при разбуривании цементных пробок и иногда при вскрытии известковых сланцев. Любое чрезмерное загрязнение кальцием приводит к значительной водоотдаче бурового раствора и повышению его вязкости.

### Оборудование и материалы

Для качественного определения наличия кальция и/или магния необходимо следующее:

1. Пробирка.
2. Капельница с насыщенным раствором оксалата аммония.

#### Порядок действий.

Поместите 1–3 мл фильтрата в пробирку. Добавьте несколько капель насыщенного раствора оксалата аммония. Образование белого осадка свидетельствует о присутствии кальция. Определите его концентрацию – незначительная, средняя или высокая.



Общая жёсткость (количественная) частей на миллион  
кальция, частей на миллион магния

Оборудование и материалы

1. Раствор стандартной этилендиаминтетрауксусной кислоты (1 мл = 1 мг  $\text{CaCO}_3$ )
2. Крепкий раствор буферной жидкости.
3. Кальмагит.
4. Титровальная чашка, преимущественно белая, ёмкостью 100–150 мл.
5. Три градуированных пипетки: 1 мл, 5 мл и 10 мл.
6. Мерный цилиндр, 50 мл.
7. Дистиллированная вода.
8. Палочка для перемешивания.
9. Раствор 8N KOH или 8N NaOH.
10. Кальконовый индикатор (гексаметафосфат натрия) содержащий 67%  $\text{P}_2\text{O}_5$ .
11. Фарфоровая ложка и шпатель.
12. Раствор № 1.
13. Раствор № 2. (Внимание! Цианид натрия недопустимо смешивать с кислотой; обращайтесь осторожно; очень токсичен).

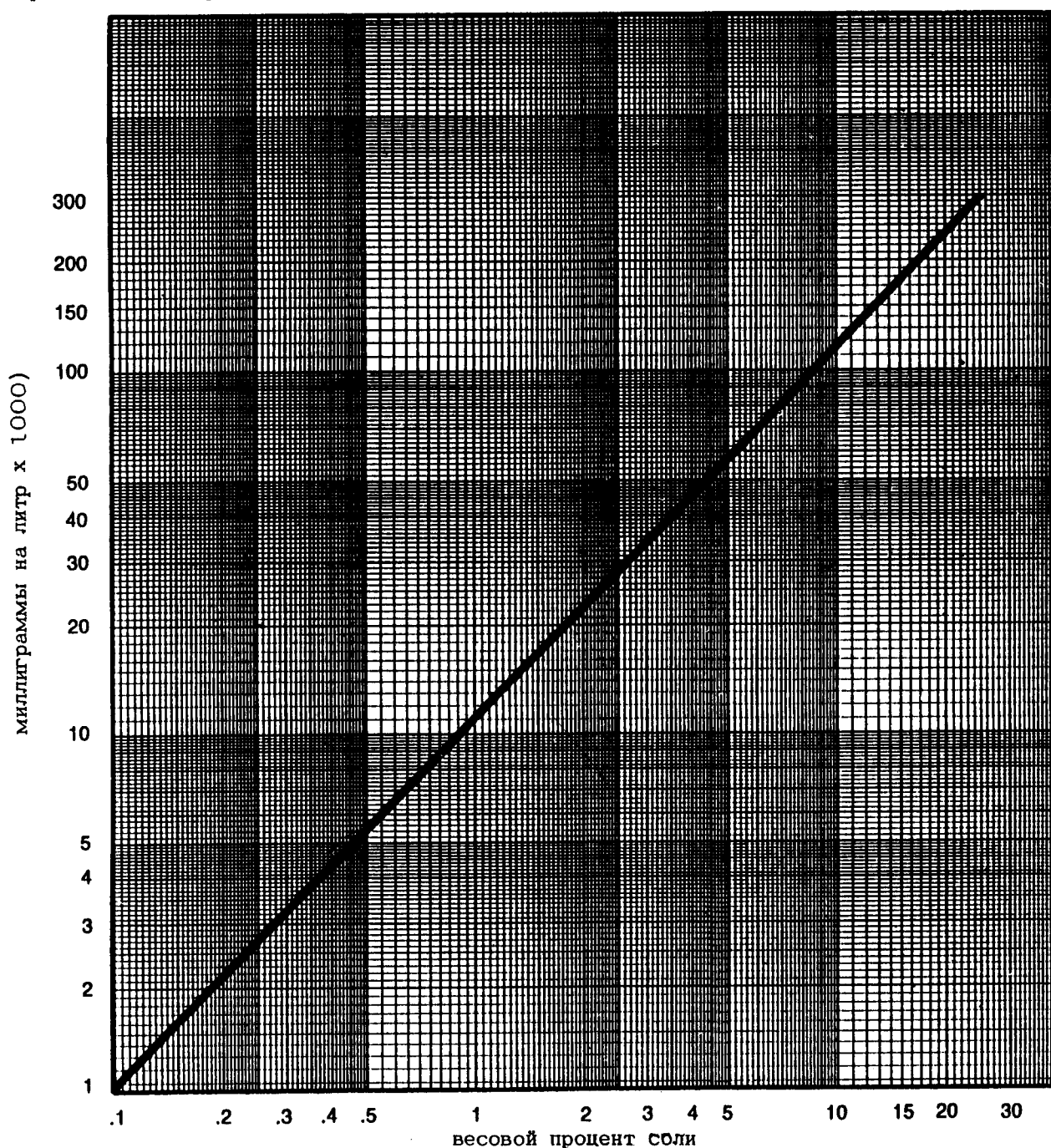


График зависимости миллиграммов соли на литр от весового процента соли.

Общую жёсткость воды или фильтрата бурового раствора можно определить по приведенной ниже методике части А. По этой методике определяют общую жёсткость или содержание кальция в буровом растворе в частях на миллион.

Иногда возникает необходимость определения содержания магния, грядя с кальцием. В этом случае необходимо провести другое титрование, описанное в части В, с помощью которого определяют не общую жёсткость, а содержание кальция. После определения содержания кальция концентрацию магния определяют как разность значений двух титрований.

#### Часть А (общая жёсткость, содержание $\text{CaCO}_3$ )

1. Поместите в титратор приблизительно 20 мл дистиллированной воды.
2. Добавьте 1–2 мл воды исследуемого фильтрата.
3. Добавьте 1 мл крепкого буферного раствора.
4. Добавьте 4–6 капель Кальмагита и перемешайте палочкой. Если в растворе есть кальций и/или магний, то цвет его станет винно-красным.
5. С помощью пипетки проведите титрование стационарным раствором этилендиаминтетрауксусной кислоты, непрерывного перемешивания до тех пор, пока цвет пробы не станет полностью голубым. Запишите число миллилитров использованного раствора кислоты.

Расчёты:

Общая жёсткость ( $\text{CaCO}_3$ , частей на миллион) =

$$= \frac{(\text{мл стандартного раствора этиленуксусной кислоты}) \times 100}{\text{мл пробы}}$$

Кальций, частей на миллион = ( $\text{CaCO}_3$ , частей/милл.) (0,4).

Иногда при исследовании фильтрата тёмного цвета с целью определения общей жёсткости трудно заметить окончание титрования. В таких случаях рекомендуется следующая методика. Расчёты остаются те же.

1. Поместите в титратор примерно 20 мл дистиллированной воды.
2. Добавьте 1 мл исследуемой пробы (если конец титрования трудно просматривается, можно использовать полмиллилитра пробы).
3. Добавьте 1 мл раствора № 1 и помешайте.
4. Добавьте 1 мл раствора № 2 и помешайте.
5. Добавьте 1 мл крепкого буферного раствора.
6. Добавьте Кальмагит и помешайте.
7. Используя пипетку проведите титрование стандартным раствором этилендиаминтетрауксусной кислоты до тех пор, пока цвет не станет голубым или зелёным. Запишите число использованных миллилитров раствора кислоты и проведите те же расчёты. (Если необходимо определить содержание магния, как в части В, назовите это значение "А мл").

Расчёты.  $\text{CaCO}_3 = \frac{(\text{мл этилен...уксусной кислоты}) (1000)}{\text{мл пробы}}$

Кальций, г/млн = ( $\text{CaCO}_3$ , ч/млн) (0,4)

#### Часть В (кальций и магний отдельно)

1. Поместите 20 мл дистиллированной воды в титратор.
2. Добавьте то же количество воды или фильтрата, как в следующем исследовании.
3. Добавьте 1 мл раствора № 1 и перемешайте.
4. Добавьте 1 мл раствора № 2 и перемешайте.

Внимание! Раствор № 2 чрезвычайно токсичен, поэтому нельзя проводить титрование ртом. Нельзя смешивать раствор № 2 с кислотой.

5. Добавьте 1 мл 8N КОН или 8N NaOH и 1/4 ложки Кальконового индикатора и перемешайте.
6. Проведите титрование стандартным раствором этилендиаминтетрауксусной кислоты до тех пор, пока винно-красный цвет индикатора не станет полностью голубым. Запишите число мл использованной кислоты (назовите это количество "В мл").

## Расчёты.

$$\text{Кальций, част./млн} = \frac{B \times 400}{\text{мл пробы}}$$

$$\text{Магний, ч/млн} = \frac{(A-B) \times 243}{\text{мл пробы}}$$

## Количественный анализ по определению общей жёсткости фильтратов тёмного цвета

### Цель.

Иногда бывает трудно провести точное титрование по определению жёсткости фильтратов тёмного цвета.

Для таких случаев был разработан следующий способ:

### Оборудование и материалы

1. Ацетатная кислота.
2. Кальгоновый индикатор.
3. Клорокс.
4. Кальмагит.
5. Едкий натр: 8N NaOH
6. Раствор № 1.
7. Раствор № 2.
8. Стандартный раствор этилендиаминтетрауксусной кислоты.
9. Крепкий буферный раствор.
10. Мензурка, 100 мл.
11. Градуированные цилиндры, два 10 мл.
12. Градуированная пипетка, 10 мл.
13. Обогреватель.
14. Объёмная пипетка, 1 мл.
15. Фарфоровая ложка шпатель.

## Методика А

Общая жёсткость (часто характеризуется содержанием кальция)

Метод 1. (включает все металлы, которые титруются раствором этилендиаминтетрауксусной кислоты).

Внимание! Работайте в хорошо вентилируемых помещениях. Не вдыхайте пары.

1. С помощью 1 мл пипетки поместите 1 мл фильтрата в 100 мл мензурку.
2. Добавьте 10 мл Клорокса. (Клорокс должен быть свежим, т.к. он быстро портится от времени). Перемешайте, вращая мензурку.
3. Добавьте 1 мл уксусной кислоты и перемешайте вращением.
4. Нагрейте до кипения на сильном огне и прокипятите в течение 5 мин. Поддерживайте объём, добавляя деионизированную воду 1-2 раза во время кипения.
5. Снимите с плиты мензурку и дайте остыть до комнатной температуры. Ополосните стенки мензурки деионизированной водой.
6. Добавьте 1 мл сильного буферного раствора и вращая, перемешайте.
7. Добавьте 4-6 капель Кальмагита и перемешайте. Если проба жёсткая, появится винно-красный цвет.
8. С помощью пипетки, проведите титрование стандартным раствором этилендиаминтетрауксусной кислоты, непрерывноперемешивая до тех пор, пока раствор не станет полностью голубым. При исследовании тёмных фильтратов цвет станет фиолетовым или грифельно-серым. Запишите объём использованной стандартной кислоты.

### Расчёты.

Общая жёсткость (по кальцию), мг/л = (стандартный раствор этилендиаминтетрауксусной кислоты, мл)  $\times$  400.

Метод 2. (включает только сочетание кальция и магния).

1. Поместите 1 мл пипеткой в 100 мл мензурку 1 мл фильтрата.
  2. Добавьте 10 мл Клорокса (только свежего!). Перемешайте вращением.
  3. Добавьте 1 мл уксусной кислоты и перемешайте.
  4. Нагрейте до кипения на большом огне и прокипятите 5 мин. Поддерживайте объём добавлением деионизированной воды 1-2 раза во время кипения.
  5. Снимите мензурку с нагревателя и дайте остыть до комнатной температуры. Ополосните стенки мензурки деионизированной водой.
  6. Добавьте 1 мл крепкого буферного раствора и перемешайте, вращая.
  7. Добавьте 1 мл раствора № 1 и перемешайте.
  8. Добавьте 1 мл раствора № 2 и перемешайте.
- Внимание! Раствор № 2 чрезвычайно токсичен. Не втягивайте ртом пипетку; не смешивайте раствор № 2 с кислотой.
9. Добавьте 4-6 капель Кальмагита и перемешайте. В случае наличия кальция и магния появится винно-красный цвет.
  10. С помощью пипетки проведите титрование стандартным раствором этилендиаминтетрауксусной кислоты, непрерывно перемешивая до тех пор, пока весь объём пробы не станет голубым. Запишите объём использованной кислоты в мл. Это значение А.

Расчёты.

Общая жёсткость по кальцию, мл/л =  $A \times 400$ .

#### Методика В

(включает отдельно кальций и магний)

При проведении этого исследования необходимо использовать растворы 1 и 2, чтобы замаскировать другие металлы, как в вышеприведенном методе 2, в противном случае результаты могут быть недействительны.

1. Поместите в 100 мл мензурку пипеткой 1 мл фильтрата.
2. Добавьте 10 мл Кронкса и вращением перемешайте.
3. Добавьте 1 мл уксусной кислоты и перемешайте.
4. Нагрейте до кипения на высокой температуре и кипятите 5 мин. Поддерживайте объём, 1-2 раза добавляя деионизированную воду во время кипения.
5. Снимите мензурку с нагревателя и дайте остыть до комнатной температуры. Ополосните стенки мензурки деионизированной водой.
6. Добавьте 1 мл едкого натра и вращая, перемешайте.
7. Добавьте 1 мл раствора № 1 и перемешайте.
8. Добавьте 1 мл раствора № 2 и перемешайте.
9. Добавьте 1/4 ложки Кальгонового индикатора и перемешайте. Если присутствует кальций, появится винно-красный цвет.
10. Проведите титрование стандартным раствором этилендиаминтетрауксусной кислоты до тех пор, пока индикатор не изменит винно-красный цвет на голубой. Запишите объём использованного раствора кислоты. Это будет значение В.

Расчёты.

Кальций, мг/л =  $B \times 400$ .

Магний, мг/л =  $(A-B) \times 243$ .

#### Качественное определение наличия сульфатов

Цель.

Ионы сульфатов присутствуют во многих естественных источниках воды вследствие растворения водой природных минералов. Ангидрит (природный безводный сульфат натрия) является слабо растворимой примесью, встречающейся при бурении на отдельных площадях. Очень часто может возникать необходимость определить, имеется ли в буровом растворе соль серной кислоты, т.к. ионы сульфата в концентрации, пребывающей 2000 ч/млн могут привести к ухудшению свойств бурового раствора, повышая его вязкость и увеличивая водоотдачу.

## Оборудование и материалы

1. Пробирка.
2. Капельница с раствором хлорида бария (61 г/л).
3. Капельница с крепкой азотной кислотой.

### Порядок действий.

Поместите 1–3 мл фильтрата в пробирку. Добавьте несколько капель раствора хлорида бария. Образование белого осадка свидетельствует о наличии сульфатов и/или карбонатов. Добавьте несколько капель концентрированной азотной кислоты. Если осадок растворится, то это карбонат, если не растворится – то это сульфат. Запишите оставшееся количество осадка после кислотной обработки как незначительное, среднее или значительное.

## Наличие непрореагировавшего сульфата кальция

### Цель.

Применяя некоторые буровые растворы (например, растворы с кальциевым ПАВ или гипсовые растворы), может возникнуть необходимость определения количества содержащихся в них сульфатов кальция.

## Оборудование и материалы

1. 10% гидросилиламин гидрохлорид.
2. 30% раствор цианида натрия (очень токсичен).
3. Деионизированная вода.
4. Стандартный раствор этилендиаминтетрауксусной кислоты.
5. Кольмагит.
6. Крепкий буферный раствор.
7. Мензурка, 400 мл.
8. Калибровочная ёмкость, 250 мл.
9. Нагреватель.
10. Пипетки: 1 мл, 2 мл и 10 мл.
11. Титратор, 100–150 мл, предположительно белый.

### Порядок действий.

1. К пробе бурового раствора объёмом 5 мл добавьте воды, чтобы конечный объём составил 250 мл.

2. Нагрейте до 140–160°F (60–70°C) и перемешайте в течение 15–20 минут. Перемешивайте, пока возможно нагревание. Если нет нагревательных приборов, мешайте 30 минут.

3. Охладите, помешивая, и добавьте воды, чтобы общий объём составил 250 мл.

4. Профильтруйте фильтпрессом, выбросив первую мутную порцию фильтрата.

5. Соберите 10 мл чистого фильтрата и добавьте 1 мл крепкой фбуферной жидкости и 4–6 капель Кольмагита.

6. Проведите титрование стандартным раствором этилендиаминтетрауксусной кислоты, помешивая до тех пор, пока цвет пробы не станет полностью голубым или зеленым, если фильтрат тёмного цвета.

Запишите объём использованного стандартного раствора кислоты ( $V_1$ ).

7. Промойте титратор и добавьте 20 мл воды.

8. Добавьте 1 мл фильтрата бурового раствора.

9. Добавьте 2 мл крепкого буферного раствора.

10. Добавьте 1 мл 10% раствора гидросилиламин гидрохлорида.

11. Добавьте 1 мл 30% раствора цианида натрия.

Внимание! Цианид натрия чрезвычайно токсичен. Не вытягивайте раствор ртом в пипетку! Не мешайте его с кислотой.

12. Добавьте 4–6 капель Кольмагита и перемешайте палочкой.

13. Проведите титрование стандартным раствором этилендиаминтетрауксусной кислоты, помешивая непрерывно до тех пор, пока цвет пробы не станет голубым или зеленым, если фильтрат тёмного цвета. Запишите объём использованного раствора кислоты ( $V_2$ ).

#### Расчёты.

Имеющийся в наличии  $\text{CaSO}_4$ , выраженный в фунт/барр =  $2,38 \times V_1 - [0,2 \times (F_w \times V_1)]$

где:

$V_1$  = объём стандартного раствора этилендиаминтетрауксусной кислоты, использованной для титрования чистого фильтрата по пункту 6.

$V_f$  = объём стандартного раствора этилендиаминтетрауксусной кислоты, использованной для титрования фильтрата бурового раствора по пункту 13.

$F_w$  = содержащаяся в буровом растворе пресная вода, полученная с помощью ре-  
торты.

#### Калий (K').

Несмотря на то, что в обычной практике исследования буровых растворов содержание калия не определяется, растворы, содержащие калий и магний, исследуются на предмет содержания в них ионов кальция. Исследования проводятся двумя способами. Первый способ применяется для исследования растворов с малой концентрацией ионов калия. Второй способ довольно быстрый и лёгкий, однако его нельзя использовать для исследования растворов с низкой концентрацией калия.

Способ 1 – с использованием тетрафенилборного раствора натрия (STPB).

#### Оборудование и материалы.

1. Стационарный раствор тетрафенилборного натрия (STPB),
2. Четвертичный раствор аммониевой соли (QAS),
3. 20% раствор едкого натра.
4. Голубой бромфеноловый индикатор.
5. Градуированные пипетки – одна 2 мл с делениями по 0,1 мл, две 5 мл и две 10 мл.
6. Градуированные цилиндры – два 25 мл и два 100 мл.
7. Пластмассовая воронка, 100 мл.
8. Фильтрационная бумага.
9. Две мензурки, 250 мл.

#### Порядок действий.

1. Поместите в 100 мл цилиндр нужное количество фильтрата, используя приведенную ниже таблицу для определения объёма пробы. Обязательно пользуйтесь пипеткой для измерения объёма фильтрата и/или разбавленной пробы.
2. Добавьте 4 мл едкого натра 5 мл пипеткой, 25 мл раствора STPB, измеренного в 25 мл цилиндре в дистиллированной воде столько, чтобы весь объём составил 100 мл.
3. Перемешайте и дайте постоять 10 минут.
4. Профильтруйте в чистый градуированный 100 мл цилиндр. Если фильтрат мутный, профильтруйте ещё раз.
5. Поместите 25 мл чистого фильтрата (отмеренного 25 мл цилиндром) в 250 мл мензурку.
6. Добавьте 10–20 капель голубого бромфенолового индикатора.
7. Проведите титрование раствором QAS до тех пор, пока фиолетово-голубой цвет не станет светло голубым. Запишите объём использованного раствора QAS. Продолжайте титрование до 25 мл, чтобы довести исследование до конца. Если возможно используйте магнитную мешалку с лампочкой или же сделайте так, чтобы мензурка была освещена. Не применяйте титровальную чашу.

Примечание. Очень важно ежемесячно проверять концентрацию растворов QAS и STPB. Для определения эквивалентного QAS, разбавьте 2 мл раствора STPB в титраторе 50 мл дистиллированной воды. Добавьте 1 мл раствора едкого натра и 10–20 капель голубого бромфенольного индикатора. Проведите титрование раствором QAS до тех пор, пока фиолетово-голубой цвет не изменится на светло голубой.

$$\text{Отношение} \quad \text{QAS to STPB} = \frac{\text{мл QAS}}{2}.$$

Если отношение будет отличаться от  $4 \pm 0,05$ , то его следует использовать как корректирующий коэффициент при расчёте мг/л калия.

Расчёты.

$$\text{мг/л } K^+ = \frac{(25 - \text{мл QAS}) 1000}{\text{мл фильтрата бурового раствора}}.$$

Если необходим корректирующий коэффициент, то

$$\text{мг/л } K^+ = \frac{\left[ 25 - \left( \text{мл QAS} \times \frac{4}{\text{отношение}} \right) \right] \cdot 1000}{\text{мл фильтрата}}$$

Этот метод называется обратным титрованием. Выполнение действий по пункту 2 приведёт к выпадению осадка калия из раствора, выполнение действий по пункту 4 приведёт к отфильтровыванию ионов калия. Титрование раствором QAS определяет количество непрореагировавшего раствора STPB.

Определенная концентрация $K^+$ , (ч/млн)	Приготовление пробы	Фильтрат
Свыше 100000 ч/млн	Возьмите 1 мл фильтрата, добавьте 9 мл дистиллированной воды. Смешайте и используйте 1 мл раствора в качестве пробы	0,1 мл
50000-100000 ч/млн	Возьмите 1 мл фильтрата, добавьте 9 мл дистиллированной воды. Смешайте и используйте 2 мл раствора в качестве пробы	0,2 мл
20000-50000 ч/млн	Возьмите 1 мл фильтрата, добавьте 9 мл дистиллированной воды. Смешайте и используйте 5 мл раствора в качестве пробы.	0,5 мл
10000-20000 ч/млн	Возьмите 1 мл неразбавленного фильтрата	1,0 мл
4000-10000 ч/млн	Возьмите 2 мл неразбавленного фильтрата	2,0 мл
2000-4000 ч/млн	Возьмите 5 мл неразбавленного фильтрата	5,0 мл
2500-2000 ч/млн	Возьмите 10 мл неразбавленного фильтрата	10,0 мл

Способ II - с использованием перхлората натрия.

Оборудование и материалы.

1. Стандартный раствор перхлората натрия: 150,0 г  $NaClO_4$  на 100 мл дистиллированной воды.

Внимание: перхлорат натрия взрывоопасен в сухом состоянии, если его нагреть до высокой температуры или же при контакте с органическими восстановителями. Перхлорат не представляет опасности, если разбавлен водой. Для обезвреживания перхлората его растворяют в ведре воды и сливают в отдаленном месте, где он разлагается на безопасные компоненты.

2. Стандартный раствор хлорида калия, 14,0 г  $KCl$ , разбавленного водой дистиллированной до 100 мл.

3. 10 мл клинические центрифуги для центрифугирования в пробирке, только модели Кольмера: Corning 8360.

4. Центрифуга, горизонтально вращающаяся головка ротора (ручная или электрическая) со скоростью вращения до 1800 об/мин.

5. Стандартная калибровочная кривая для хлорида калия.

#### Подготовка.

1. Прокалибруйте центрифугу.

а) Если используется электрическая центрифуга, прокалибруйте её до 1800 об/мин используя реостат.

б) Если используется ручная центрифуга, сравнительно постоянную скорость 1800 об/мин. можно получить следующим образом:

1) определите число оборотов ротора на каждый поворот рукоятки, т.е. очень медленно поверните ручку и посчитайте число оборотов головки ротора за один поворот ручки;

2) определите число поворотов ручки, необходимых для 1800 об/мин головки ротора;

3) для поддержания постоянной скорости в течение одной минуты, разделите на 12 необходимое число поворотов ручки. В результате получится число поворотов ручки в течение 5 секунд;

4) посмотрите на секундную стрелку ваших часов. Начните быстро проворачивать рукоятку и посчитайте число поворотов ручки за 5 сек. Если это число превышает 10, немного замедлите скорость и снова посчитайте число поворотов в течение 5 секунд. Продолжайте регулировать скорость вращения до получения нужной вам.

2. Начертите стандартную калибровочную кривую для хлорида калия (см. рис. 15) или же выполните следующие операции для того, чтобы начертить кривую.

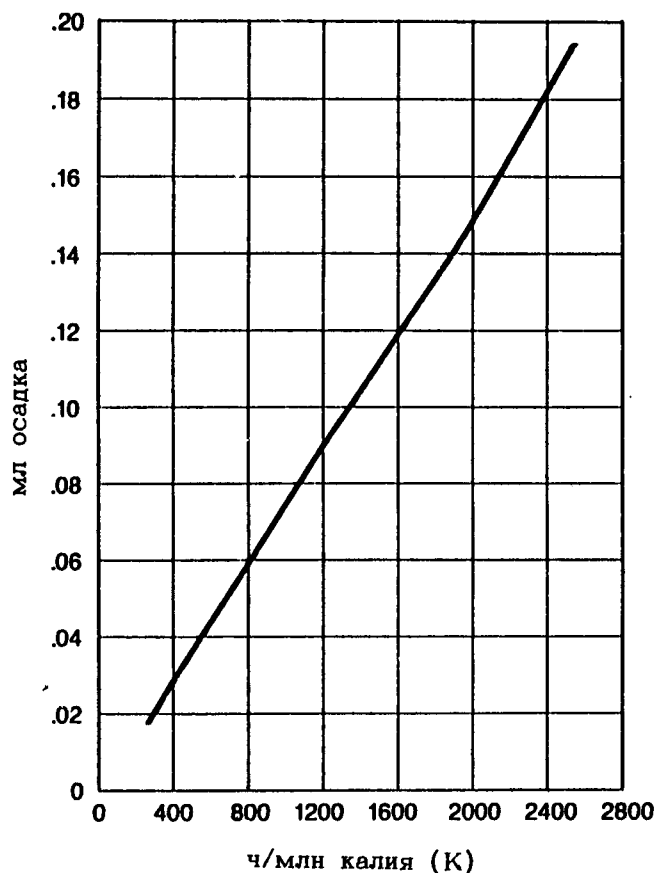


Рис. 15. Зависимость объема осадка от концентрации калия.

а) Подготовьте эталоны для 7-8% растворов  $KCl$ , добавляя соответствующее количество стандартного раствора хлорида калия (0,5 мл на каждые 3,5 фунт/барр в пробирку центрифуги и разбавьте до 7,0 мл дистиллированной водой.



- б) Добавьте 3,0 мл раствора перхлората натрия в каждую пробирку.
- в) Процентрифугируйте в течение 1 мин со скоростью 1800 об/мин и немедленно определите объем осадка.
- г) Ополосните пробирку, и раствор удалите, соблюдая правила безопасности.
- д) На прямоугольном графике постройте прямую со значениями объема осадка в зависимости от содержания хлорида калия (фунт/барр).

#### Порядок действий.

1. Отмерьте 7,0 мл фильтрата в пробирку центрифуги. Добавьте 3,0 мл раствора перхлората натрия в пробирку (если присутствует калий, то немедленно выпадет осадок). Не перемешивайте! Процентрифугируйте в течение 1 мин с постоянной скоростью (приблизительно 1800 об/мин) и немедленно определите объем осадка. Смойте осадок из пробирки в ведре с водой.

Примечание. 1. Чтобы убедиться, что весь калий был удален, добавьте 2–3 капли перхлората натрия в пробирку после центрифугирования. Если образуется осадок, значит не весь объем ионов калия был измерен, пробу следует разбавить, как указано в примечании (2).

2. Определите концентрацию хлорида калия, сравнив объем осадка со стандартной кривой (рис. 15, но по вашим данным).

3. Запишите концентрацию калия через фунт/барр KCl ( $\text{кг}/\text{м}^3$ ).

#### Расчёты.

Концентрацию калия можно также выразить в весовых процентах KCl ч/млн ионов калия:

$$\text{вес. \% KCl} = \frac{\text{фунт/барр KCl}}{3,5}$$

$\text{мг/л K}^+$  можно приблизительно определить путем умножения фунт/барр KCl на 1500.

Примечание (2). В настоящих расчётах принимается удельный вес фильтрата, равный 1,00. Если концентрация KCl превышает 18/фунт/барр, точность результатов можно повысить уменьшив объем добавляемого в пробирку центрифуги фильтрата. Объем в пробирке должен быть доведен до 7 мл добавлением дистиллированной воды с последующим перемешиванием перед введением раствора перхлората натрия. Если объем фильтрата не равен 7 мл, то концентрацию KCl можно определить следующим образом:

$$\text{фунт/барр KCl в фильтрате} = \frac{7}{\text{мл фильтрата}} \quad (\text{значение по стандартной кривой}).$$

Этот метод был разработан для промышленной практики с целью поддержания концентрации ионов калия в фильтрате бурового раствора на или выше определенного уровня. Его можно использовать для определения концентрации ионов калия в любом типе буровых растворов. Однако, наилучшие результаты получаются в случае превышения концентрации ионов калия 1%.

### Концентрация ионов нитратов

#### Цель.

Жидкости получаемые при опробовании пласта, часто трудно поддаются определению – либо это фильтрат, либо связанная вода. Применение ионов нитрата в качестве индикатора в фильтрате бурового раствора позволяет более точно установить характер жидкости.

#### Оборудование и инструменты.

Комплект А.Ж. для проведения исследований по определению нитратов

#### Методика исследований

1. Поместите в пробирку 5 мл пробы почти бесцветного фильтрата. Если фильтрат темного цвета, его надо либо разбавить, либо обработать известью (см. примечание 1 и табл. 4).

2. Добавьте содержимое ампулы  $\text{NO}_3\text{-11}$  и встряхните в течение 3 мин.
3. Дайте отстояться и слейте жидкость во вторую пробирку.
4. Вылейте содержимое ампулы  $\text{NO}_3\text{-12}$  в жидкость, слитую во вторую пробирку.
5. Встряхните и дайте отстояться 10 мин, пока цвет полностью не проявится.
6. После образования цвета вылейте пробу в 10 мл градуированный цилиндр и добавьте деионизированной воды до 10 мл. Тщательно перемешайте.
7. Снова перелейте пробу во вторую пробирку.
8. Поместите в банку 5 мл пробы, обработанной аналогично пробе по пункту 1 в отношении разбавления и добавления извести, и добавьте 5 мл деионизированной воды, чтобы получить такую же степень разбавления как в пункте 6.
9. Поместите неизвестное окрашенное вещество в правое отверстие блока сравнения.
10. Поместите баночку влево отверстия блока сравнения.
11. Наблюдая через отверстия, медленно вращайте колесо до тех пор, пока интенсивность цвета не совпадет. Если цвет пробы темнее цвета колеса при 80 (см. примечание 2), определите необходимую степень разбавления (см. табл. 1), чтобы уменьшить концентрацию ионов нитрата до получения цвета колеса и повторите опыт.
12. Запишите показания прибора.

Расчёты.

Чистые фильтраты:

$$\text{мг/л } \text{NO}_3^- = \frac{\text{показания прибора} \times \text{коэфф. разбавления}}{10}$$

Окрашенный фильтрат требует 1 обработки известью:

$$\text{мг/л } \text{NO}_3^- = \frac{\text{показания приборов} \times \text{коэфф. разбавления}}{10} - 6 \times \text{мг/л } \text{NO}_3^- \text{ в извести}^*$$

Окрашенный фильтрат требует 2 обработки известью:

$$\text{мг/л } \text{NO}_3^- = \frac{\text{показания прибора} \times \text{коэфф. разбавления}}{10} - 1-42 \times \text{мг/л } \text{NO}_3^- \text{ в извести}^*$$

\* Это значение указано на контейнере с известью.

Примечание 1. 5 мл проба по пункту 1 не должна быть абсолютно бесцветной. Допустима небольшая окраска, если использовалась нужная заготовка, как указано в пункте 8. Довольно часто интенсивность цвета уменьшают до удовлетворительного уровня путем разбавления с целью понижения концентрации  $\text{NO}_3^-$  с тем, чтобы цвет совпал с цветом колеса по пункту 11. Чрезвычайно темный фильтрат придется обесцветить. Эта операция завершается разбавлением 5 мл фильтрата деионизированной водой, добавлением 1 столовой ложки гидроксида кальция, встряхиванием и отфильтровыванием на воронке. В результате получится начальный коэффициент разбавления 6. Если фильтрат слишком темный, возьмите 1 мл и разбавьте его до 5 мл деионизированной водой и посмотрите, можно ли будет использовать его в качестве пробы по пункту 1. Если нет, возьмите 5 мл и повторите разбавление и обработку и снова профильтруйте. В результате получится коэффициент разбавления 36. В дальнейшем обесцвечивание не потребуется, хотя разбавление деионизированной водой возможно (см. таблицу далее). Однако это может быть известно только после завершения пункта 11.

Примечание 2. Показания прибора, превышающие 80 на цветном колесе, дадут ошибочные результаты. Поэтому образцы с показаниями, превышающими 80, необходимо разбавить и исследование повторить.

Таблица 4 поможет определить необходимую степень разбавления исходного фильтрата (без обработки известью) или же необходимость дополнительного разбавления после обработки известью, если приблизительная концентрация  $\text{NO}_3^-$  фильтрата исходного бурового раствора известна. В таблице также приведены коэффициенты разбавления (D.F.) для проведения расчётов.

Таблица 4

## Без обработки известью

мг/л $\text{NO}_3^-$	Разбавление*	D.F.
0-8	нет	1
8-20	2 мл - 5 мл	2,5
20-40	1 мл - 5 мл	5
40-80	1 мл - 10 мл	10
80-200	1 мл-2-25 мл	25
200-500	1 мл - 50 мл	50

## Одна обработка известью

мг/л	Разбавление*	D.F.
0-20	нет	6
20-100	2 мл - 5 мл	15
100-200	1 мл - 5 мл	30
200-450	1 мл - 10 мл	60

## Две обработки известью

мг/л $\text{O}_3^-$	Разбавление	D.F.
0-120	нет	36
120-550	2 мл - 5 мл	90

Колонка "Разбавление" показывает объём используемого фильтрата и конечный объём, до которого он был разбавлен деионизированной водой.

Содержание хроматов ( $\text{CrO}_4^{=}$ ) в фильтрате  
бурового раствора

## Цель.

Добавление хроматов в буровой раствор обеспечивает его стабилизацию в условиях высоких температур. Избыток хроматов нейтрализуется следующим образом.

Промысловый метод определения общего содержания  
хрома в фильтратах буровых растворов

## Оборудование.

1. Нагревательный прибор.
2. Колба Эрленмейера, 250 мл.
3. Комплект Nash для исследования хроматов Ch-12.
4. Резиновая пробка.

## Реагенты.

1. Подушка с порошкообразным реагентом хром-1.
2. Реагент хром-2.
3. Подушка с порошкообразным кислотным реагентом.
4. Подушка с порошкообразным хромавером-3.

## Порядок действий.

Примечание 1. Если необходимо определить общее содержание хрома, начинайте с пункта 1. Если определяется только шестивалентный хром ( $\text{Cr}^{+6}$ ), начинайте с пункта 8.

1. Заполните квадратную бутылку для перемешивания до отметки 25 мл водой или фильтратом.

2. Добавьте содержимое одной подушки с порошкообразным реагентом хром-1. Вращая, перемешайте.
  3. Вылейте содержимое в колбу Эрленмейера.
  4. Установите обогревательный прибор и доведите пробу до кипения. Прокипятите 1 мин.
  5. С помощью проволочных держателей снимите колбу и дайте ей остыть в течении 5 мин. Проба будет всё ещё тёмной по окончании 5-мин периода.
  6. Добавьте 4 капли реагента хром-2. Вращая, перемешайте.
  7. Добавьте содержимое одной подушки с порошкообразным кислотным реагентом. Вращая, перемешайте.
- Примечание. Для повышения точности результатов остудите обработанную пробу под холодной водой до тех пор, пока температура не снизится до 77°F (25°C).

8. Заполните одноцветную наблюдательную трубку до отметки 5 мл приготовленной пробой, если определяется общее содержание хрома, или же заполните трубку предварительно не обработанной пробой, если определяется содержание только шестивалентного хрома.
9. Добавьте содержимое подушки с поршнем Хромавер-3, закройте пробкой и взболтайте.
10. Дайте отстояться 5 мин. Если имеется хром, то появится розовый цвет.
11. Вставьте подготовленную цветную наблюдательную трубку в первое отверстие в верхней части блока сравнения.
12. Заполните другую цветную наблюдательную трубку какой-нибудь исходной пробой воды и вставьте трубку в левое отверстие блока сравнения.
13. Установите блок сравнения против света неба, окна или лампы, чтобы оба отверстия находились перед вами. Вращайте диск, пока окраска не станет одинаковой. Прочтите показания прибора через градуированное окошко (в мл/л).

#### Определение концентрации частично гидролизованного полиакриламидного полимера (РНРА)

РНРА полимеры – это добавки к буровому раствору, повышающие устойчивость стенок скважины, сложенных глинистыми сланцами. Приведенный ниже анализ позволит определить свободный полимер, адсорбирующийся на стенках скважины.

#### Оборудование и реагенты

1. Нагреватель/магнитный перемешиватель.
2. Две колбы Эрленмейера ёмкостью 2125 мл.
3. Магнитная палочка для перемешивания.
4. Дистиллированная вода.
5. Раствор 2% (по весу) борной кислоты.
6. Красный метиловый индикатор.
7. Раствор едкого натра 6N.
8. Тайгоновые трубки длиной 2–3 фута.
9. Резиновая пробка № 6 с отверстием 1/4 д.
10. Раствор серной кислоты 0,02 .
11. Силиконовый пеногаситель (например, Dow-Corning 84 AFC-78).
12. Стеклоанная трубка с внешним диаметром 1/4 д. (2 шт. длиной 3–4 д.).

#### Методика исследования

1. Присоедините две стеклянные трубки к концу тигиновой трубки и соедините одну из стеклянных трубок к резиновой пробке так, чтобы конец трубки находился на одном уровне с нижней частью пробки.
2. В одну колбу налейте 25 мл раствора борной кислоты и 3–6 капель красного метилового индикатора.
3. В другую колбу налейте 50 мл дистиллированной воды 2 мл силиконового пеногасителя и буровой раствор. Если концентрация активного полимера равна 0,0–1,0 фунт/барр, используйте 10 мл бурового раствора, если 1,0–2,0 фунт/барр, используйте 5 мл бурового раствора, после этого удвойте результат из следующего графика.

4. Поместите колбу с раствором на горячую плиту и начните перемешивать. Затем добавьте 3,0 мл раствора едкого натра 6 N и немедленно закройте колбу резиновой пробкой.

5. Погрузите другой конец трубки в борную кислоту/ в раствор красного метила и начните нагревать буровой раствор.

6. Нагревайте 60 мин. За это время должно набраться приблизительно 20–25 мл дистиллята.

7. После завершения реакции, раствор борной кислоты должен иметь жёлтый цвет. Проведите обратное титрование кислоты до прежнего красного или розового цвета раствором 0,02 N  $\text{H}_2\text{SO}_4$  и запишите объём использованной кислоты.

8. По приведенным ниже графикам определите количество активного полимера в буровом растворе. Не забудьте удвоить результат, если при анализе использовалось всего 5 мл бурового раствора.

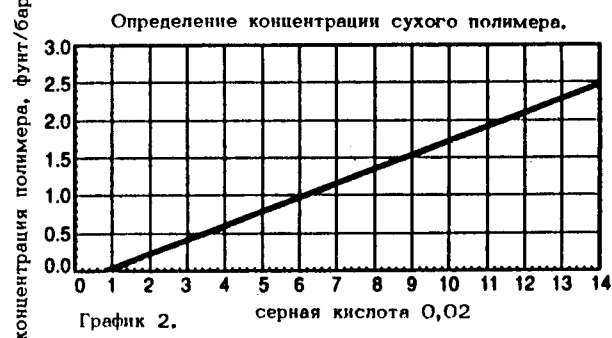
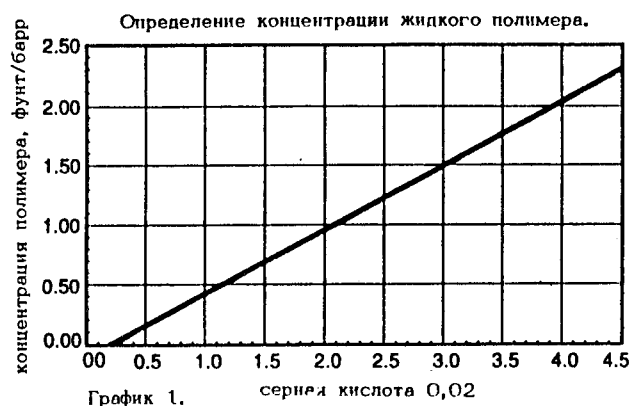


Рис. 16. Определение концентрации полимеров в буровых растворах.

#### Дополнительные рекомендации и устранение неполадок

1. Очень важно промыть струей воды стеклянную трубку и нижнюю часть резиновой пробки. Если стеклянная трубка выступает ниже резиновой пробки, то дистиллируемый раствор едкого натра будет скапливаться вокруг выступающей части трубки и засасываться в раствор борной кислоты. Это приведет к значительным погрешностям в результатах исследования.

2. Обязательно используйте в качестве индикатора красный метил. Этот индикатор будет менять цвет от бледно-жёлтого до розового или розовато-красного при переходе от высокого pH до низкого pH. Кроме того, раствор борной кислоты должен окрасить индикатор в розовый цвет, а не в жёлтый. Если этого не происходит, попытайтесь достать свежую борную кислоту. Если это невозможно, возьмите немного серной кислоты 0,02 N, а остальную добавляйте по капле до тех пор, пока раствор не станет розовым. Используйте этот раствор для сбора дистиллята. Таким образом при проведении конечного титрования серной кислотой 0,008 N, титроваться будет только количество аммиака, а не какое-то несоответствие в борной кислоте.

3. Если исследуемый раствор сильно пенится или переливается через край, увеличьте количество пеногасителя. Попробуйте точно определить количество активного полимера, чтобы можно было точно определить необходимое количество бурового раствора.

4. Температура дистилляции раствора должна быть такой, при которой он не будет при кипении переливаться через край (в этом случае результаты исследования будут недействительны), а кипение должно быть не сильным, при котором вода (или дистиллят) будут конденсироваться на верхней стенке стеклянной трубки, так что дистиллят не будет переливаться в приёмную колбу, а будет постепенно скапливаться в трубке и стекать в раствор борной кислоты.

5. Убедитесь, что свободный конец стеклянной трубки находится ниже поверхности раствора борной кислоты. Лучше, если вместо стеклянной трубки на этом конце будет использоваться пипетка Пастера; у неё отверстие меньше, а это уменьшает возможность утечки аммиака.

6. После завершения конечного титрования, обязательно проведите обратное титрование до первоначального цвета раствора борной кислоты. Если использовался бледно-розовый цвет, не продолжайте титрование до получения тёмно-розового или красноватого оттенка.

## РАЗДЕЛ 8.

### ХИМИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ ПРИ ВОЗМОЖНОСТИ ВОЗНИКНОВЕНИЯ КОРОЗИИ

#### Оксид цинка ( $ZnO$ ) и карбонат цинка ( $ZnCO_3$ )

##### Цель.

Оксид цинка и карбонат цинка могут использоваться для удаления сероводорода из буровых растворов на водной основе, поэтому может возникнуть необходимость регулирования содержания  $ZnO$  и  $ZnCO_3$  в буровом растворе.

##### Оборудование и реагенты.

1. Уксусная кислота, кристаллизованная.
2. Фтористый аммиак, 10%.
3. Гидроокись аммония, концентрированная.
4. Раствор кальция-1, (10% гидроксиламин гидрохлорид).
5. Раствор кальция-2, (30%  $NaCN$ ).
6. Деионизированная вода.
7. Раствор формальдегида (4%).
8. Кальмагит.
9. Стандартный раствор этилендиаминтетрауксусной кислоты.
10. Мензурка, 150 мл.
11. Градуированные цилиндры, один 10 мл, один 25 мл и один 100 мл.
12. Глиномешалка с регулятором постоянно мощности или магнитный смеситель со стержнем для перемешивания.
13. Шприцы, один 10 мл и один 20 мл.
14. Пластмассовая воронка, 4 д.
15. Гофрированная фильтрационная бумага (S & S No. 588, размером 18,5 см).
16. Лахмусовые палочки.
17. Мерные пипетки, одна 10 мл, другая – 20 мл.

##### Порядок действий.

1. Отберите шприцом 10 мл хорошо перемешанной пробы бурового раствора. **Внимание!** Если общая жесткость превышает 50000 мг/л  $Ca^{2+}$ , возьмите 5 мл раствора.

2. Поместите его в 150 мл мензурку.
3. Долейте до 40 мл деионизированной воды.
4. Добавьте 10 мл кристаллизованной уксусной кислоты.
5. Перемешайте 10 мин в мешалке или смесителе. Если нет ни той, ни другого, перемешайте стержнем вручную. Перемешивание должно быть тщательным, т.к. реакция происходит медленно.

6. Добавьте 15 мл гидроокиси аммония.
7. Проверьте pH. Если pH больше 9, переходите к следующему этапу. Если pH меньше 9, добавьте гидроокись аммония по 5 мл до тех пор, пока pH не будет выше 9, затем переходите к следующему этапу.

8. Добавьте 3 капельницы (примерно 3 мл) раствора кальция-1 и 3 капельницы раствора кальция-2 в таком порядке.

**Внимание!** Раствор кальция-2 чрезвычайно токсичен. Не пользуйтесь оральной пипеткой. Не смешивайте раствор-2 с кислотой.

9. Добавьте 10 мл раствора фтористого аммония.

**Внимание!** Фтористый аммоний также токсичен, не втягивайте его оральной пипеткой. Ни в коем случае не смешивайте фтористый аммоний с раствором кислоты.

10. Перелейте раствор в 100 мл градуированный цилиндр и разбавьте деионизированной водой до отметки 100 мл.

11. Хорошо смешайте и профильтруйте в сухую, чистую мензурку или подходящую ёмкость.

12. Возьмите 10 или 20 мл фильтрата и поместите в чистую мензурку или колбу.
13. Разбавьте деионизированной водой до примерно 40 мл.

14. Добавьте несколько капель кальмагита. Если раствор имеет голубой цвет, переходите сразу к пункту 15. Если раствор красный, медленно протитруйте стандартным раствором этилендиаминтетрауксусной кислоты до тех пор, пока не появится голубой цвет, количество этилендиаминтетрауксусного индикатора не нужно записывать.

15. Добавьте 15 мл гидроокиси аммония.

16. Проверьте значение pH; оно должно равняться 10-11 единицам. Если pH ниже 10, введите дополнительно по 5 мл гидроокиси аммония до тех пор, пока pH не будет равняться 10.

17. Добавьте 5 мл раствора формальдегида.

18. Оставьте в покое по крайней мере на 2 минуты. Если присутствует цинк, то раствор изменит голубой цвет на винно-красный.

19. Проведите титрование этилендиаминтетрауксусным индикатором до тех пор, пока винно-красный цвет не превратится в небесно-голубой (аналогично титрованию по определению "жёсткости").

Расчёты.

$$\text{фунт/барр } \text{ZnO} = \frac{28,5 \times \text{мл этилендиаминтетрауксусный индикатор}}{\text{мл пробы} \times \text{мл фильтрата}}$$

$$\text{фунт/барр } \text{ZnCO} = \frac{44 \times \text{мл этилендиаминтетрауксусный индикатор}}{\text{мл пробы} \times \text{мл фильтрата}}$$

#### Качественное определение сульфида железа

Цель - качественное определение сульфида железа на поверхности стального оборудования. Несмотря на то, что наличие сульфида железа часто свидетельствует о присутствии на забое сероводорода, это ни в коем случае не доказывает присутствие сероводородного газа.

Оборудование и реагенты.

1. Раствор сульфида железа.

Порядок действий.

Каплю раствора кислоты помещают на оборудование или начинающую образовываться окалину. Если образуется ярко-жёлтый осадок сульфида мышьяка, то проба содержит сульфид железа. Осадок напоминает в миниатюре яичницу-болтунью.

Ввиду того, что некоторое количество железа будет растворено кислотой, раствор может окраситься в жёлто-оранжевый цвет. Его не следует путать с жёлтым осадком, образуемым сульфидом.

Осторожно! Это исследование следует проводить только на стальном оборудовании и ни в коем случае не на алюминиевом или оборудовании с металлическим покрытием, т.к. могут образоваться ядовитые пары.

Примечание. Информация взята из сборника "Коррозия оборудования нефтяных и газовых скважин", выпущенного Национальной ассоциацией Инженеров - коррозионистов и АНИ, 300 Корриган Тауэр Билдинг, Даллас 1, Техас, 1958, стр.85.

#### Сероводород ( $\text{H}_2\text{S}$ )

Цель.

Иногда  $\text{H}_2\text{S}$  попадает в буровой раствор, вызывая коррозию внутрискважинного оборудования; кроме того, сероводород чрезвычайно токсичен. Было разработано два различных метода по определению  $\text{H}_2\text{S}$  в частях на миллион. Первый метод довольно быстр и требует меньше оборудования. Однако, получаемые с его помощью результаты не обладают большой точностью и могут служить в качестве индикатора наличия или отсутствия сероводорода. Более точные результаты в частях на миллион даёт второй метод.



### Метод 1, исследование "НАСН"

1. Специальная бутылка для исследований с крышкой.
2. Индикаторная бумага для определения сероводорода под крышкой бутылки.
3. Шприц для подкожных инъекций, одн., ёмкостью 10 мл.
4. Деионизированная вода.
5. Щелочные таблетки Sellzer.
6. Цветовая диаграмма с указанием ч/млн  $H_2S$ .
7. Пенегаситель Magsofol или его эквивалент.
8. Соляная кислота, приблизительно 6 N.

#### Порядок действий.

1. Шприцом для подкожных инъекций поместите 8,3 мл бурового раствора в склянку. Добавьте 16,7 мл деионизированной воды и, вращая, перемешайте.

Внимание! Если буровой раствор сильно пенится, необходимо добавить одну каплю пенегасителя. Если раствор коснётся индикаторной бумаги, результаты будут недействительны.

2. Поместите кружок индикаторной бумаги для обнаружения  $H_2S$  внутрь крышки от склянки.

3. Добавьте щелочную таблетку Sellzer в пробу и немедленно закрутите крышку с индикаторной бумагой.

4. Спустя 15 минут удалите индикаторную бумагу и сравните её цвет с цветовой диаграммой. Взятые из диаграммы значения сероводорода в частях на миллион следует умножить на три, чтобы получить значение сероводорода, содержащегося в буровом растворе, в частях на миллион.

В результате исследования было получено значение сероводорода, равное 0,3 частей на миллион. Этот способ приемлем только для исследования растворенных сульфидов. Для обнаружения нерастворимых сульфидов, таких, как, сульфид железа, он должен находиться в растворе вместе с кислотой. Для определения такого количества сульфида железа достаточно ввести 5 капель серной кислоты на этапе 3.

Примечание: Если содержание сероводорода в буровом растворе превышает 15 частей на миллион раствор следует разбавить. Для растворов с содержанием сероводорода от 15 до 125 частей на млн необходимо 24 мл деионизированной воды на 1 мл бурового раствора; полученную из диаграммы концентрацию сероводорода в частях на миллион необходимо умножить на 25.

Для концентраций от 125 до 1250 частей на миллион смешайте 1 мл бурового раствора с 9 мл деионизированной воды в небольшой мензурке, возьмите 1 мл смеси и добавьте 24 мл деионизированной воды для исследования; значение сероводорода из цветовой диаграммы в частях на миллион умножьте на 250.

### Метод 2: Газоанализатор Гаррета

#### Цель.

Газоанализатор Гаррета выделяет сероводородный газ из жидкости перед проведением количественного анализа газа с использованием трубки Дрёгера.

#### Оборудование и реагенты:

1. Газоанализатор Гаррета вспомогательные приборы.
2. Трубки Дрёгера для исследования содержания  $H_2S$ : (а) малого диапазона, с обозначением  $H_2S$  100/a - ( No. CH-291-01 ). (б) большого диапазона, с обозначением  $H_2SO_4$  2%/A-(No. CH-281-01).
3. Патрон с  $CO_2$  (или другим газом, инертным по отношению к  $H_2S$  и не содержащим воздуха или кислорода).
4. Бумажные диски из уксусного ацетата (необязательно).
5. Серная кислота, приблизительно марки 5 N.
6. Магконоль или аналогичный пенегаситель в капельнице.
7. Шприцы для подкожного введения: один 10 мл с иглой № 21 для кислоты; один 40 мл, один 5 мл.

#### Порядок действий.

1. Газоанализатор должен быть чистым, сухим и установленным в горизонтальной плоскости, т.к. проход должен быть свободным, а влага может привести к тому, что ша-

рик расходомера будет плавать в неправильном положении.

2. Установите новый патрон с  $\text{CO}_2$ .
3. Добавьте 20 мл деионизированной воды в камеру 1.
4. Добавьте 5 капель пеногасителя в камеру 1.
5. Выберите в соответствии с предполагаемой концентрацией сульфидов правильный объём пробы и трубку Дрёгера по следующей таблице. Отбейте кончики с обеих концов трубки.
6. Установите трубку так, чтобы стрелка показывала вниз в гнезде, высверленном в углу газоанализатора. Кроме того установите чистую сухую трубку расходомера так, чтобы слово "TOP" находилось сверху, а шарик - в гнезде в боковой части газоанализатора. Убедитесь, что кольцевые уплотнения находятся вокруг трубок после того, как они установлены.

#### Маркировка трубок Дрёгера

Объём проб и коэффициенты трубок для различных концентраций сульфидов

Концентрация сульфидов (мг/л)	Объём пробы (см <sup>3</sup> )	Маркировка трубок Дрёгера	Коэффициент трубки
1,5-30	10,0	$\text{H}_2\text{S}$ 100/а	15
3-60	5,0	белого цвета	
6-120	2,5	длина 6 д.	
60-1020	10,0	$\text{H}_2\text{S}$ 0,2%/А	600*
120-2040	5,0	голубого цвета	
240-4080	2,5	8 1/2 д. длина	

\* Коэффициент трубки 600 основан на коэффициенте серии (указанной на упаковке), равной 0,40. Для коэффициента другой серии (указанной на упаковке) скорректированный коэффициент трубки следует рассчитать по следующей формуле:

$$\text{Скорректированный коэффициент трубки} = 600 \frac{\text{коэффициент серии}}{0,40}$$

7. Измерьте объём пробы в камере 1. Для определения концентрации растворимых сульфидов в буровом растворе следует использовать пробу фильтрата. Если необходимо определить концентрацию нерастворимых сульфидов, используют пробу бурового раствора. Камера 2 и 3 остается пустой в процессе улавливания пены.

8. Оденьте уплотнительные кольца на камеры, установите верхнюю часть газоанализатора и затяните вручную равномерно все винты, чтобы обеспечить герметизацию газоанализатора.

9. Присоедините гибкий шланг к дисперсионной трубке и к трубке Дрёгера. Шланг не нужно закреплять к трубкам, чтобы в случае необходимости можно было разгрузить давление.

10. Присоедините дисперсионную трубку так, чтобы она находилась выше дна на 0,5 см.

11. Медленно в течение 15 секунд выпускайте  $\text{CO}_2$ , чтобы вытеснить воздух из системы, после этого прекратите подачу  $\text{CO}_2$ . Необходимо, чтобы воздух начал выходить медленно, с тем, чтобы шарик не выдуло из трубки расходомера. Чтобы шарик не выпал, можно также слегка перекрыть отверстие трубки кольцом.

12. Медленно введите шприцом 10 мл серной кислоты в камеру 1 через резиновую перегородку.

13. Немедленно начните выпускать  $\text{CO}_2$ . Скорость подачи  $\text{CO}_2$  должна быть такой, чтобы шарик в трубке расходомера находился между красными полосками (200-400 см<sup>3</sup>/мин). При такой скорости один патрон обеспечивает подачу  $\text{CO}_2$  в течение 15-20 минут.

14. Продолжайте впускать  $\text{CO}_2$  в течение 15 минут. Отметьте максимальную длину затемнённого участка перед тем, как начнёт затемняться передняя часть. В трубке с большим диапазоном оранжевый цвет может появиться до появления чёрного цвета, если в пробе находятся сульфиды. При измерении затемнённого участка не следует обращать внимание на оранжевый цвет.

15. Газоанализатор должен быть промыт во избежание повреждения остатками ки-слоты. Для этого отсоедините гибкий шланг и верхнюю часть газоанализатора. Отсоедините расходомер и трубку Дрёгера и закройте отверстия пробками во избежание попадания влаги. Промойте камеры мягким моющим средством и мягкой щёткой. Проходы между камерами промойте специальными приспособлениями для очистки труб. Ополосните устройство деионизированной водой и дайте высохнуть.

#### Расчёты,

Используя объём пробы, максимальный затемнённый участок трубки Дрёгера и коэффициент трубки (используйте откорректированный коэффициент трубки, применяя трубку для растворов более высокой концентрации  $0,2\%/A \text{ H}_2\text{S}$ ), рассчитайте концентрацию сульфидов в пробе:

$$\text{Сульфиды, мг/л} = \frac{(\text{длина затемнённого участка}) (\text{коэфф. трубки})}{\text{объём пробы, мл}}$$

#### Фосфат

##### Цель.

Активным ингридентом в ингибиторах коррозии, разработанных M-1, CONCOR 404 и Si-1000, является органический фосфат. Однако, неорганические фосфаты могут также находиться в буровом растворе, поэтому при проведении исследований надо дифференцировать органические и неорганические фосфаты. Приведенные ниже два способа практически не отличаются друг от друга, однако при их осуществлении используются различные комплекты приборов Наск.

Примечание. Присутствие крахмала в растворе не позволяет обнаружить органические или неорганические фосфаты.

#### Способ 1 (используя калориметр Nach D.R. )

##### Оборудование и материалы.

1. Деионизированная вода.
2. Фенолфталеиновый индикатор.
3. Подушки с PhosVer III.
4. Подушки с персульфатом калия.
5. Гидроокись натрия,  $8 \text{ N NaOH}$ .
6. Серная кислота,  $5 \text{ N H}_2\text{SO}_4$ .
7. Колба Эрленмейера, 50 мл.
8. Градуированный цилиндр, 25 мл.
9. Калориметр Nach D.R.
10. Нагреватель.
11. Пипетки, одна 1 мл, одна 5 мл и одна 10 мл.

##### Порядок действий: неорганический фосфат.

1. Поместите 5-10 мл фильтрата пипеткой в 50 мл колбу. Добавьте деионизированной воды до отметки 20 мл.
2. Добавьте 1 мл серной кислоты.
3. Прокипятите 15 минут, поддерживая объём на уровне 20 мл. Убедитесь, что проба кипит.
4. Охладите.
5. Добавьте одну каплю фенолфталеинового индикатора.
6. Добавляйте по каплям гидроокись натрия до тех пор, пока цвет пробы не станет почти розовым. Если добавлено слишком много и розовый цвет не исчезает, добавьте по каплям серную кислоту до тех пор, пока розовый цвет не исчезнет.
7. Вылейте пробу в 325 мл градуированный цилиндр и добавьте деионизированную воду до отметки 25 мл.

8. Вылейте в граненную бутылку для смешивания.
9. Добавьте содержимое одной подушки PhosVer III. Вращая, перемешайте и дайте постоять 1-2 минуты (не более 2 минут).
10. Вставьте шкалу фосфатного измерителя или шкалу прозрачности в калориметр Nach D.R. и используйте цветовой фильтр 2408.
11. Заполните другую граненую калориметрическую бутылку необработанным фильтратом в качестве заготовки. Убедитесь, что у него такая же концентрация, как и у пробы, например, если для пробы используется 5 мл, используйте 5 мл фильтрата разбавленного до 25 мл для заготовки.
12. Посетите заготовку в калориметр. Отрегулируйте световой регулятор на деление "0" мг/л счётчика или на 100 по шкале прозрачности в зависимости от типа применяемой шкалы.
13. Поместите подготовленную пробу в калориметр и определите концентрацию в мг/л  $\text{PO}_4^{3-}$  или прозрачность. Если показания мг/л  $\text{PO}_4^{3-}$  превышают 2,0 или если показания прозрачности меньше фильтрата на этапе 1.
14. Запишите показания  $\text{PO}_4^{3-}$  в мг/л для последующих расчётов. Если используется шкала прозрачности, обратитесь к графику зависимости прозрачности от мг/л  $\text{PO}_4^{3-}$ .

Порядок действий. Общее количество фосфата (неорганический плюс органический).

15. Поместите пипеткой 5-10 мл фильтрата в 50 мл колбу. Добавьте деионизированную воду до отметки 20 мл.
16. Добавьте 1 мл серной кислоты.
17. Добавьте содержимое одной подушки персульфата калия.
18. Выдержите в течение 30 минут.
19. Кипятите пробу до тех пор, пока её объём не уменьшится до не менее 10 мл. Добавьте деионизированной воды при необходимости. Убедитесь, что проба кипит.
20. Выполняйте действия по пунктам 4-11.

Примечание. Если цвет фильтрата исчезает вследствие окисления персульфата калия, не используйте цветной фильтрат в качестве заготовки на этапе 11. В этом случае используйте деионизированную воду.

21. Поместите заготовку в калориметр. Установите световой регулятор на отметку 0 мг/л или 100% прозрачность в зависимости от того, какая шкала используется.

22. Поместите пробу в калориметр и определите мг/л  $\text{PO}_4^{3-}$  или % прозрачности. Если показания мг/л  $\text{PO}_4^{3-}$  превышают 2,0, или если показания прозрачности меньше 10%, повторите опыт, используя меньший объём на этапе 15.

23. Запишите мг/л  $\text{PO}_4^{3-}$  для дальнейшего использования при расчётах. Если используется шкала прозрачности, обратитесь к графику зависимости прозрачности от мг/л  $\text{PO}_4^{3-}$ .

Расчёты.

$$\text{мг/л неорганического фосфата} = \frac{\text{мг/л } \text{PO}_4^{3-} \text{ из графика} \times 25}{\text{мг использованного фильтрата}}$$

$$\begin{aligned} \text{мг/л органического фосфата} &= \text{мг/л общего количества фосфатов} = \\ &= \text{мг/л неорганического фосфата.} \end{aligned}$$

Способ II (используя фосфатный комплект Наск, PO-24)

Оборудование.

1. Деионизированная вода.
2. Фенолфталеиновый индикатор.
3. Подушки PhosVer III.
4. Подушки персульфата калия.
5. Гидроокись натрия, 8 N NaOH.
6. Серная кислота, 5 N  $\text{H}_2\text{SO}_4$ .
7. Колба Эрленмейера, 50 мл.

8. Градуированный цилиндр, 25 мл.
9. Фосфатный комплект Nash', PO-24.
10. Нагревательный прибор.
11. Пипетки, одна 2 мл, одна 5 мл и одна 10 мл.

Порядок действий; неорганические фосфаты.

1. Поместите пипеткой 5-10 мл фильтрата в 50 мл колбу. Добавьте деионизированной воды до отметки 20 мл.
2. Добавьте 1 мл серной кислоты.
3. Прокипятите в течение 15 минут, поддерживая объём на отметке 20 мл. Убедитесь, что проба кипит.
4. Охладите.
5. Добавьте одну каплю фенолфталеинового индикатора. По каплям вводите гидроокись натрия до тех пор, пока проба не станет почти розовой. Если добавлено слишком много гидроокиси натрия и розовый цвет не исчезает, по каплям добавляйте серную кислоту до тех пор, пока розовый цвет не исчезнет.
6. Вылейте пробу в граненую бутылку для смешивания и добавьте воды до отметки 20 мл.
7. Добавьте содержимое подушечки PhosVer III к пробе. Вращая, перемешайте и дайте отстояться 1-2 минуты.
8. Вылейте пробу в цветную трубку для наблюдений.
9. Вставьте трубку в отверстие цветового компаратора, ближайшее к центру.
10. Поместите заготовку в другую трубку. Убедитесь, что её концентрация также, как и концентрация пробы, например, если используется объём пробы, равный 5 мл, используйте 5 мл фильтрата, разбавленного до 20 мл для заготовки.
11. Установите компаратор против света и наблюдайте через два отверстия в передней части. Вращайте цветовой диск до тех пор, пока цвета не совпадут. Если цвет слишком тёмный, повторите процедуру, используя меньше фильтрата на первом этапе.
12. Запишите показания для последующих расчётов.

Порядок действий; общее количество фосфатов (неорганические плюс органические).

13. Поместите 5-10 мл фильтрата в колбу и добавьте деионизированной воды до отметки 20 мл.
14. Добавьте 1 мл серной кислоты.
15. Добавьте содержимое одной подушечки с персульфатом калия.
16. Прокипятите в течение 30 минут.
17. Пусть объём пробы выкипит до не менее 10 мл. Если необходимо, добавьте деионизированной воды. Убедитесь, что проба действительно кипит.
18. Повторите операции по пунктам 4-10.

Примечание. Если цвет фильтрата исчезает вследствие окисления персульфата калия, не используйте цветной фильтрат для заготовки на этапе 10. В этом случае используйте деионизированную воду.

19. Установите компаратор против света и посмотрите через два отверстия в передней части. Повторите процедуру, используя меньше фильтрата на этапе 13.
20. Запишите показания для последующих расчётов.

Расчёты.

$$\text{мг/л неорганич. фосфата} = \frac{\text{показания этапа 12} \times 2}{\text{мл фильтрата на этапе 1}}$$

$$\text{мг/л общего количества фосфатов} = \frac{\text{показания этапа 20} \times 2}{\text{мл фильтрата на этапе 13}}$$

$$\text{мг/л органического фосфата} = \text{мг/л общего фосфата} - \text{мг/л неорганического фосфата.}$$

## Сульфит: $\text{SO}_3^{2-}$ (кислородный поглотитель)

### Цель.

Кислородные поглотители в виде жидкого бисульфита аммония или сухого сульфата натрия добавляются в буровой раствор с целью максимального уменьшения растворенного кислорода. С целью обеспечения полного удаления растворенного кислорода необходимо поддерживать избыток ионов сульфита ( $\text{SO}_3^{2-}$ ) в буровом растворе.

Ниже приводятся две методики, одна из которых используется тогда, когда есть возможность, другая – для темных фильтратов. Используйте вначале метод 1, т.к. он более точный. Однако, если при использовании второго способа изменение цвета не наблюдается, не разбавляйте фильтрат деионизированной водой, т.к. при этом вводится растворенный кислород.

Порядок действий. Светлые фильтраты.

Оборудование.

1. Деионизированная вода.
2. Соляная кислота, 6 N HCl.
3. Стандартный раствор йода 0.008 N ( $\text{KI-KIO}_3$ ).
4. Стандартный раствор тиосульфата натрия, 0.008 N.
5. Раствор крахмального индикатора.
6. Пробирка.
7. Мензурки, две по 125 мл.
8. Пипетки, одна 1 мл и одна 2 мл.

Примечание. Если присутствует сероводород, его также следует протитровать в этом исследовании. Определите количество сероводорода каким-либо другим способом и вычтите мг/л  $\text{H}_2\text{S}$  x 2,4 из полученных мг/л  $\text{SO}_3^{2-}$ . Если содержание  $\text{SO}_3^{2-}$  в буровом растворе очевидно увеличивается без добавления сульфата, то можно говорить о присутствии в растворе  $\text{H}_2\text{S}$ .

### Стандартизация раствора тиосульфата натрия

Тиосульфат натрия не очень стойкий. Поэтому каждые две недели его следует проверять раствором  $\text{KI-KIO}_3$  описанным ниже способом. Это важно в виду того, что более слабый раствор тиосульфата натрия даст более низкое содержание сульфита, поэтому следует учитывать коэффициент ухудшения.

1. Поместите в 125 мл мензурку пипеткой 2 мл раствора йода.
2. Добавьте 2 капли серной кислоты.
3. Разбавьте 10 мл деионизированной воды.
4. Проведите титрование тиосульфатом натрия до почти полного исчезновения желтого цвета.
5. Добавьте 5 капель крахмального индикатора.
6. Продолжайте титрование до исчезновения голубого цвета.
7. Запишите общий объем раствора тиосульфата, необходимый для расчёта коэффициента ухудшения.
8. Используйте этот коэффициент в уравнении для определения: мг/л  $\text{SO}_3^{2-}$  в фильтратах темного цвета:

$$\text{коэффициент} = \frac{\text{мл KI-KCO}_3 \text{ раствора}}{\text{мл тиосульфата натрия}}$$

### Способ 1. Светлые фильтраты.

Проба раствора для проведения этого исследования должна отбираться перед поступлением на вибросито. Ввиду неустойчивости сульфита, исследование фильтрата следует проводить непосредственно после его получения.

1. Поместите пипеткой 5 мл фильтрата ограничено, можно использовать пробу объемом 1 мл.

Осторожно! Не разбавляйте пробу для проведения этого исследования.

2. Добавьте 5 капель крахмального индикатора и 2 капли соляной кислоты.
3. Проведите титрование раствором йода до тех пор, пока не появится устойчивый голубой цвет.

Расчёты.

$$\text{мг/л SO}_2 = \frac{\text{мл раствора йода} \times 320}{\text{мл фильтрата}}$$

Способ II. Тёмные фильтраты.

Используйте, если возможно, способ I для светлых фильтратов, т.к. он более простой и точный. Однако, если изменение цвета нельзя определить визуально, не разбавляйте пробу; выполняйте способ II для тёмных фильтратов. Если фильтрат не слишком тёмного цвета, можно использовать пробу объёмом более 1 мл.

1. Введите пипеткой 2 мл раствора йода в каждую из двух 125 мл колб.

2. Добавьте 20 мл деионизированной воды в каждую колбу.

3. В обе колбы пипеткой добавьте 1 мл фильтрата. Колба № 1 будет служить в качестве заготовки. Используйте белый лист бумаги в качестве фона, чтобы лучше видеть изменение цвета.

4. В колбу № 2 добавьте 4 капли соляной кислоты и 5 капель раствора крахмального индикатора. Цвет раствора станет тёмно-синим, переходящим в чёрный.

5. Проведите капельное титрование теосульфатом натрия до исчезновения тёмно-синего цвета и соответствия цвета раствору заготовки в колбе № 1.

Расчёты:

$$\text{мг/л SO}_2 = \frac{[\text{мл раствора йода} - (\text{коэфф.} \times \text{мл теосульфата натрия})] \times 320, \text{г}}{\text{мл использованного фильтрата}}$$

#### Контрольные кольцевые пластинки для определения коррозионного воздействия бурового раствора на бурильные трубы

Контрольные кольцевые пластинки, помещаемые на бурильных трубах, являются одним из наиболее распространенных способов контроля скорости коррозионного воздействия бурового раствора на металл бурильных труб. Извлечение и осмотр этих пластин по истечении 100-часового периода их эксплуатации может быть достаточно информативным. Этим способом можно определить коррозионность бурового раствора, причину коррозии и тип коррозии.

Исследование окарины может определить источник коррозии. Если известен источник коррозии, можно более эффективно выбрать тип химической обработки, предотвращающей коррозионное разрушение металла.

Кольцевые контрольные пластины должны плотно прилегать к замковому соединению. Оно обрабатывается на станке для более плотного прилегания в углублении замкового соединения. Его внутренний диаметр должен соответствовать диаметру замкового соединения с целью уменьшения турбулизации бурового раствора. В идеальном варианте это кольцо должно изготавливаться из марки стали, идентичной той, из которой изготовлено замковое соединение во избежание гальванической коррозии.

Обычно это невыполнимо и используется сталь, аналогичная стали замкового соединения, как правило, марки стали AISI 4130. Если используется какая-нибудь другая марка стали, её надо указать на упаковке или в товаро-сопроводительной документации. Кольца изготавливаются и обрабатываются на станке из холодноотянутых бесшовных труб и, как правило, не подвергаются закалке и отпуску. Сталь марки AISI аналогична по составу стали замкового соединения и максимально понижает любую гальваническую коррозию.

Имеются инкапсулированные кольцевые контрольные пластины для бурильных труб, которые в ограниченном количестве применяются на отдельных месторождениях и площадях. После проведения каждой операции необходимо сравнивать полученные результаты и экспериментально устанавливать необходимую корреляцию. Не следует ожидать, что все контрольные пластины покажут одинаковую степень коррозионного воздействия.

Инкапсулированные кольцевые контрольные пластины имеют металлические кольца с заранее установленным весом с термическими уплотнениями, аналогичными применяемым в металлографии. Размеры пластмассового держателя аналогичны размерам стальных кольцевых пластин, с целью обеспечения адекватной подгонки.

Необходимо также с осторожностью устанавливать контрольное кольцо, чтобы не повредить покрытия, в противном случае его осколки могут забить насадки долота.

Чтобы обработать инкапсулированные в пластмассовую оболочку кольцевые контрольные пластины, пластмассовое покрытие разрушают тисками или другим инструментом, который не оказывает разрушающего воздействия на металл. При образовании окалина её подвергают исследованию. После этого кольцевые контрольные пластины очищаются обычным способом. Расчёты коэффициента "К" различны для каждой инкапсулированной кольцевой пластины. Расчёты скорости коррозионного разрушения производятся аналогично расчётам со стальными пластинами.

#### Контроль коррозионного разрушения с помощью кольцевых контрольных пластин

а) Кольцевые контрольные пластины необходимо оставлять на колонне бурильных труб как минимум в течение 40 часов. Более короткие периоды неприемлемы, т.к. скорость начальной коррозии чрезвычайно высока, а может привести к неправильным выводам. Предпочтительно выдерживать контрольные пластины приблизительно в течение 100 часов. Как правило контрольные пластины устанавливаются парами. Первая устанавливается на предохранительном переводнике на рабочей трубе, вторая – на переднем соединении бурильной колонны над УБТ. Пластины при необходимости оставляются на колонне более чем на один рейс долота. Обычно очищается общее время нахождения пластины на колонне, а не только период вращения колонны.

Необходимо, чтобы углубления в муфте замкового соединения были чистыми с целью обеспечения надлежащего свинчивания замковых соединений и предотвращения механического повреждения кольцевой пластины. Необходимо установку кольцевой пластины проводить в чистых сухих перчатках.

б) Необходимо подробно заполнить специальную форму после установки контрольной пластины, в которую заносятся фамилия оператора, наименование скважины, её местонахождение, а также адрес и телефон человека, с которым можно контактировать по поводу результатов использования контрольных пластин. Кроме того, необходимо указать тип применяемого бурового раствора, место установки пластин на бурильной колонне, марку стали, если это не AISI 4130, дату установки пластины, дату её изъятия, время общего нахождения в скважине, проведенные химические обработки, данные ежедневного анализа бурового раствора.

в) По окончании исследования снимите кольцевые пластины и оботрите остатки бурового раствора. Затем визуально определите степень коррозионного разрушения пластины или возможного механического повреждения. Если пластина выглядит "как новая", то скорость коррозионного разрушения небольшая. Если обнаружено значительное коррозионное разрушение, необходимо точно и быстро установить его причину с тем, чтобы можно было принять незамедлительные меры по устранению его причины. После очищения и высушивания кольцевой пластины её необходимо завернуть в гигроскопическую бумагу и поместить в конверт. В соответствии со стандартом АИИ RP 13-B рекомендуется после снятия помещать кольцо в масло, однако специальная исследовательская группа в Национальной ассоциации инженеров – коррозионистов внесла предложение изменить этот стандарт и не применять ни масла ни смазки, т.к. их наличие может затруднить установление характера окалина в лаборатории и, кроме того, представляет дополнительное неудобство для лаборантов. По нашему мнению нанесение защитного покрытия на контрольные кольцевые пластины не дает никаких реальных преимуществ при условии, если их поверхность тщательно очищена и высушена.

#### Лабораторные исследования

а) Перед тем, как приступить к количественному анализу степени коррозионного воздействия на пластину, её следует промыть подходящим растворителем с целью удаления остатков нефти. Убедитесь, что номер пластины соответствует номеру на упаковке. Если не соответствует, то необходимо устранить это несоответствие. Если номер невозможно различить визуально или с помощью увеличительного стекла, отметьте это в документации. Не указывайте номер пластины, если его не удалось точно установить. Перед очисткой и взвешиванием определите характер окалина, если таковая имеется. С помощью магнита можно определить наличие окиси и, возможно, кислородную коррозию. По-



капельное добавление раствора сульфида железа может вызвать бурное выпадение газов, что будет свидетельствовать о наличии карбонатов из растворённого кислого газа, а именно, двуокиси углерода.

При проведении этого же исследования также определяется наличие сульфидов. Жёлтый осадок сульфида мышьяка напоминает яичницу-болтунью в миниатюре. Появление жёлтого цвета может свидетельствовать о наличии некоторого количества растворенной стали, из которой изготовлено контрольное кольцо, если же осадка не образовалось, то в отчёте не указывается наличие в растворе сульфидов.

б) Контрольную кольцевую пластину необходимо промывать раствором моющего средства и жёсткой щёткой из щетины. Может возникнуть необходимость погрузить контрольную пластину в 15% раствор ингибированной серной кислоты один-два раза с целью облегчения удаления продуктов коррозии. После каждого погружения в кислоту пластинку необходимо промывать щёткой, смоченной в моющем растворе. После очищения кольца промойте его чистой водой и затем безводным ацетоном или метиловым спиртом и дайте кольцу высохнуть. (При обращении с кислотами проявляйте особую осторожность.).

в) После промывания кольца его следует вновь взвесить с точностью до миллиграмма и определить потерю веса. Если обнаружится значительная потеря металла, вызванная механическим повреждением, необходимо в конце отчётной формы о проведении исследования сделать маркировку "MD" и привести все расчёты. Исследовательская группа при Национальной ассоциации инженеров-коррозионистов также предполагает обратиться с таким предложением в АНИ. Практически не существует какого-либо количественного метода определения потери веса металла вследствие механического повреждения. Для определения степени коррозионного разрушения необходимо умножить потерю веса металла в граммах на коэффициент "К" и разделить на общее время нахождения контрольной пластины на бурильной колонне. Значения коэффициентов для различных пластин можно узнать в лаборатории технического обслуживания, в Хьюстоне, Техас.

#### Визуальный анализ

Если после удаления контрольной пластины с бурильной колонны визуально обнаруживается коррозионное разрушение металла, то это может быть либо точечная коррозия, либо общая коррозия. Степень коррозионного разрушения, определяемая методом установления потери веса, предполагает общее и однородное коррозионное разрушение. Не существует сколько-нибудь подходящего метода определения скорости точечного коррозионного разрушения с помощью установки контрольных кольцевых пластин. Механическое повреждение металла, как правило, имеет вид порезов и углублений. В некоторых случаях на кольцевой пластине остается ряд углублений на изношенных участках колонны, что свидетельствует о значительном передвижении кольцевой пластины в углублении муфты.

При определении степени коррозионного разрушения методом расчёта потери металла необходимо помнить, что на скорость коррозионного разрушения также влияет фризонное воздействие бурового раствора. Т.к. контрольная кольцевая пластина подвергается воздействию закачиваемого в бурильную колонну бурового раствора, то потеря веса металла будет включать в себя металл, размытый как в результате коррозии, так и в результате эрозии.

При осмотре кольцевой пластины можно обнаружить несколько глубоких изъязвлений со сравнительно небольшой потерей веса. Такое состояние свидетельствует о наличии более серьезной проблемы коррозионного разрушения, чем в случае общей коррозии.

В каждой системе буровых растворов на водной основе уровень pH и  $Cl^-$  должен быть оптимальным. Если скорость коррозионного разрушения слишком велика, то необходимо предусмотреть возможность использования разработанного фирмой M-1 ингибитора коррозии CONCOR<sup>®</sup>-404. Кроме того, необходимо также предусмотреть меры предотвращения бактериального воздействия, т.к. оно также может привести к серьезным осложнениям.

Как правило, допустимой нормой скорости коррозионного разрушения является скорость, равная 2 фунт/фут<sup>2</sup>/год и менее, исключая точечную коррозию. Если степень коррозионного воздействия приближается к этой величине, то целесообразно провести дополнительную химическую обработку бурового раствора и сделать возможную замену скважинного оборудования.

## Расчёт скорости коррозионного разрушения

Контрольные кольцевые пластины обычно можно приобрести у обслуживающих компаний по буровым растворам или в исследовательских лабораториях по определению степени коррозионного разрушения. На пластинах обычно указывается их вес; упаковываются они в гигроскопическую бумагу или обычные почтовые конверты. На упаковке указывается номер пластины и коэффициент "К". В США коэффициенты, как правило, предназначены для определения степени коррозионного разрушения в фунт/фут<sup>2</sup>/год. Это значение можно преобразовать в другую систему измерений с помощью таблиц или соответствующих уравнений. Разницу в весе пластины до и после проведения исследования определяют взвешиванием. Определенная таким образом потеря веса, умноженная на коэффициент "К" и деленная на общее время исследования дает степень коррозионного разрушения.

Можно также произвести дополнительные расчёты в других лабораториях с предварительным взвешиванием контрольных пластин на других весах. Для повышения точности результатов необходимо очень тщательно взвешивать и записывать полученные данные.

а) В том случае, если неизвестен коэффициент "К", степень коррозионного разрушения в фунтах на квадратный фут в год можно рассчитать по следующей формуле:

$$\begin{aligned} \text{фунт/фут}^2/\text{год} &= \frac{\text{потеря веса (мг)} \cdot 144 \cdot 365}{453600 \times \text{площадь (дюйм}^2\text{)} \times \text{количество дней воздействия}} = \\ &= \frac{\text{потеря веса (мг)} \times 2,781}{\text{площадь (дюйм}^2\text{)} \times \text{время воздействия в часах}} \end{aligned}$$

б) Ниже приведены переводные коэффициенты различных систем измерения для контрольных кольцевых пластин из стали:

$$\text{число миллов в год} = 24,62 \times \text{фунт/фут}^2/\text{год},$$

$$\text{число миллов в год} = 5,03 \times \text{кг/м}^2/\text{год},$$

$$\text{фунт/фут}^2/\text{год} = 0,04 \times \text{число миллов в год},$$

$$\text{фунт/фут}^2/\text{год} = 0,20 \times \text{кг/м}^2/\text{год},$$

$$\text{кг/м}^2/\text{год} = 0,20 \times \text{число миллов в год},$$

$$\text{кг/м}^2/\text{год} = 4,90 \text{ фунт/фут}^2/\text{год}.$$

Подразделение фирмы М-1, занимающееся поставкой оборудования, готово оказать услуги в выборе размера и приобретении необходимых вам контрольных кольцевых пластин для определения степени коррозионного разрушения.

Коэффициенты "К" можно узнать в лаборатории технического обслуживания фирмы М-1.

### ГЛАВА 3.

#### ТЕХНИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ И РАСЧЁТЫ ПРИ СОСТАВЛЕНИИ ГИДРАВЛИЧЕСКИХ ПРОГРАММ ПРОМЫВКИ СКВАЖИН

Приведенные в настоящей главе технические данные расположены в том порядке, как они представлены в буровом журнале в конце главы.

1. Объем применяющегося бурового раствора.
2. Производительность насоса.
3. Цикл промывки.
4. Скорость восходящего потока бурового раствора.
5. Гидростатический напор бурового раствора.
6. Разное.

#### Объем бурового раствора

Первостепенной задачей инженера по буровым растворам является правильное определение объема применяющегося бурового раствора. Этот объем складывается из объема бурового раствора в амбарах и в скважине. В некоторых случаях буровой раствор может храниться в резервном амбаре или ёмкости, и необходимо знать объем этого раствора, однако он не учитывается при составлении обычных программ промывки. Следовательно, объем бурового раствора в системе равен объёму бурового раствора в амбарах плюс объем бурового раствора в стволе.

#### Объем раствора в амбаре

Объем бурового раствора в прямоугольных стальных амбарах можно рассчитать по следующей формуле:

$$\frac{\text{длина(футы)} \times \text{ширина(футы)} \times \text{глубина (футы)}}{5,6 \text{ (суб.фута/барр)}}$$

В случае применения земляных амбаров следует учитывать наклон его стенок, чтобы определить среднюю величину объема.

Приведенная на рис. 1 схема демонстрирует метод измерения земляного амбара. Эффективная длина "А" включает измерение одной наклонной стенки амбара. При практических расчётах неизмеренный торец компенсируется оставшейся усечённой секцией и поэтому не рассматривается как часть общей длины. Если боковые стенки также имеют заметный наклон, то для определения ширины следует использовать тот же метод измерений.

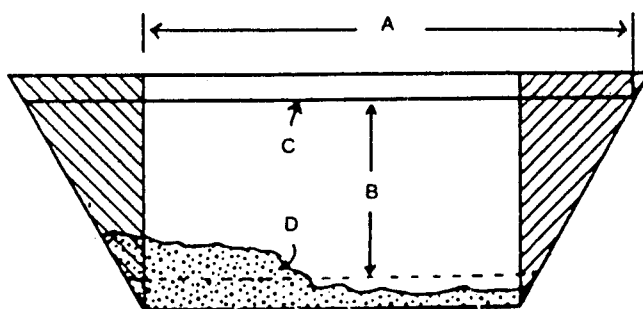


Рис. 1. Размеры амбара с буровым раствором:

А — длина или ширина; В — глубина;  
С — уровень бурового раствора; — шлам

Рабочие амбары и ёмкости с буровым раствором резко бывают чистыми; как правило осевший шлам и песок образуют холмистую поверхность дна. Поэтому необходимо производить замеры уровня бурового раствора с помощью планки, лопаты, отвеса или другого устройства в различных точках амбара. Среднее значение нескольких замеров следует принимать за глубину амбара "В".

В различных регионах страны более или менее часто применяются четыре других типа амбаров. В Канзасе и Западном Техасе применяются амбары с пологими стенками

и различной шириной в верхней и нижней части стенки, как показано на рис. 2. Объем раствора в амбарах такого типа можно рассчитывать путём определения средней ширины с последующим умножением:

$$\frac{\text{длина} \times \text{ширина} \times \text{глубина}}{5,6} = \text{барр.}$$

На некоторых площадях Мексиканского залива амбары имеют вертикальные стенки в верхней части и наклонные в нижней части амбара, что облегчает очистку амбаров и перемещение раствора из одного амбара в другой. Такой амбар показан на рисунке 3; его объем рассчитывается в два этапа.

Вертикальная часть рассчитывается следующим образом:

$$\frac{\text{длина} \times \text{ширина} \times \text{глубина вертикальной части}}{5,6} = \text{барр.}$$

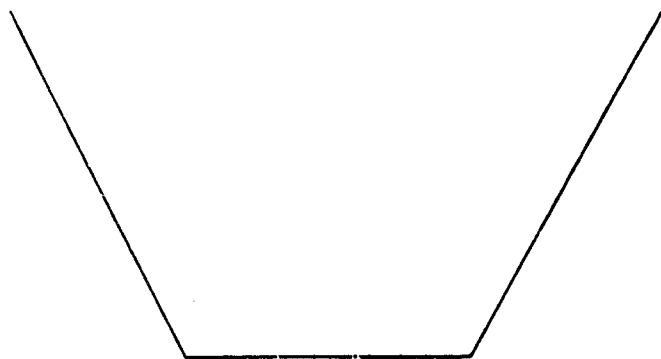


Рис.2. Амбар с пологими стенками

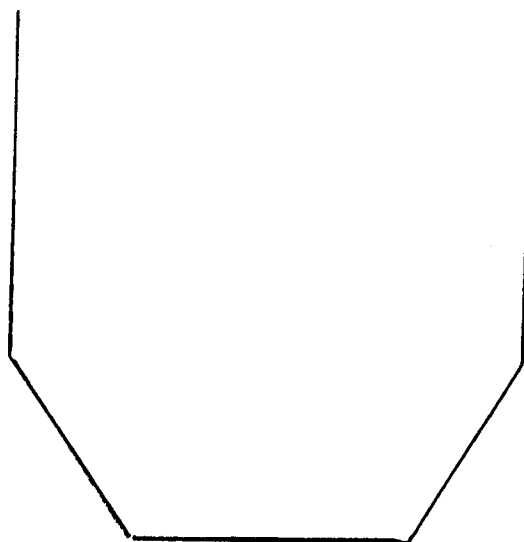
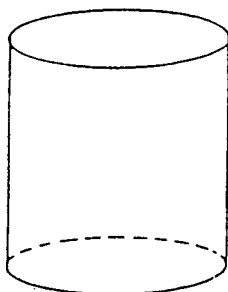


Fig Рис.3. Амбар с вертикальными и пологими стенками

Наклонная часть определяется как треугольник и объем этого участка амбара равен длине, умноженной на 1/2 ширины, умноженной на глубину. Общий объем равен сумме двух объемов.

Цилиндрические амбары иногда применяются для хранения буровых растворов, особенно на углеводородной основе и водоземulsionных типа "вода-в-масле", как показано на рис.4. Объем таких амбаров рассчитывается как объем цилиндров умножением:



$$\frac{\text{Диаметр}^2 \times 3,1416 \times \text{глубину}}{4 \times 5,6} = \text{барр.}$$

В том случае, если диаметр неизвестен, измерьте окружность (C), после чего:

$$\text{Диаметр} = \frac{\text{окружность}}{3,1416}.$$

Рис.4. Цилиндрический амбар

В некоторых случаях большие круглые барабаны разрезаются пополам и используются в качестве открытых амбаров как показано на рис.5. Объем таких амбаров определяется как объем цилиндра, деленный на два:

$$\frac{\text{Диаметр}^2 \times 3,1416 \times \text{длину}}{5,6 \times 8} = \text{барр.}$$

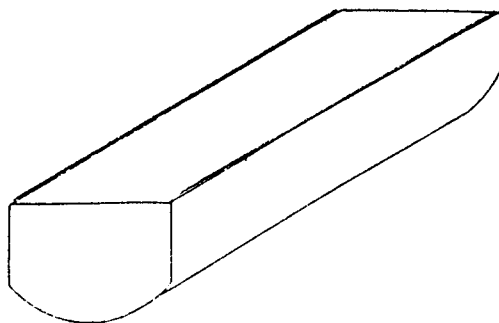


Рис.5. Амбар полуцилиндрической формы

#### Объём ствола скважины

Для определения объёма бурового раствора в стволе скважины чаще всего применяется эмпирический метод.

$$\text{Объём в барр./1000 футов ствола} = (\text{диаметр в дюймах})^2.$$

Например: 9 7/8 д. долото разбуривает ствол диаметром, приблизительно равным 10 дюймам. В квадрате, т.е.  $10 \times 10 = 100$  барр./1000 футов глубины. Кроме того, если скважина включает 10 3/4 д. кондуктор и 9 7/8 д. необсаженный ствол, квадрат приблизительного диаметра в десять дюймов ( $10 \times 10$ ) снова даёт нам близкое приближение к фактическому объёму ствола 100 барр./1000 футов. Если диаметр включает доли дюйма, легко можно произвести интерполяцию между квадратами значений ближайших целых чисел. В таких приблизительных расчётах обычно не принимается во внимание объём металла буровых труб, производится приведенное выше простое умножение, позволяющее получить приблизительный объём бурового раствора в стволе скважины.

Хорошо известно, что необсаженный ствол редко равен диаметру долота, что сланцы, соляные отложения и другие аналогичные породы как правило обуславливают расширение диаметра ствола скважины, в то время, как песчаники и твёрдые известняки дают диаметр ствола, приближающийся к диаметру долота. Этот факт, как правило, не принимается в расчёт при расчёте объёма бурового раствора и для определения объёма необсаженного ствола применяется диаметр долота. Некоторые инженеры, однако, прибавляют 25-50% объёма необсаженного ствола, чтобы учесть интервалы увеличенного диаметра, однако такая практика не всеми принимается.

Однако во многих случаях необходимо знать точный объём ствола скважины, например, при определении объёма бурового раствора, необходимого для вытеснения объёма шлама, образующегося при вскрытии пласта.

Объём раствора можно рассчитать по следующей формуле:

$$\frac{V_n}{L} = \frac{\pi D_n^2}{4}$$

где  $V_n$  = объём ствола;  
 $D_n$  = диаметр ствола или внутренний диаметр обсадной колонны;  
 $L$  = длина интервала.

В том случае, если объём определяется в баррелях, диаметр ствола в дюймах, а протяженность интервалов ствола в футах (что характерно для нефтяных промыслов США), формула принимает следующий вид:

$$\frac{V_n}{L} = \frac{D_n^2}{1029}$$

Объёмы необсаженных стволов и обсадных колонн АНИ приведены в табл.1 и 2. В табл. 3, 3А, 3В и приведены объёмы буровых труб, УБТ и НКТ типоразмеров АНИ.

Таблица 2  
Стандарты АНИ

внутреннего объема обсадных колонн.

Размер Номинальный внешний диаметр	Вес фунт/фут	Внутренний диаметр дюймы	Внутренний объем Барр/фут
5	11.50	4.560	.0202
5	13.00	4.494	.0196
5	15.00	4.408	.0189
5	18.00	4.276	.0178
5-1/2	14.00	5.012	.0244
5-1/2	15.50	4.950	.0238
5-1/2	17.00	4.892	.0232
5-1/2	20.00	4.778	.0222
5-1/2	23.00	4.670	.0211
6	18.00	5.424	.0285
6	20.00	5.352	.0278
6	23.00	5.240	.0266
6-5/8	20.00	6.049	.0355
6-5/8	24.00	5.921	.0341
6-5/8	28.00	5.791	.0326
7	17.00	6.538	.0415
7	20.00	6.456	.0405
7	23.00	6.366	.0393
7	26.00	6.276	.0383
7	29.00	6.184	.0371
7	32.00	6.094	.0360
7	35.00	6.004	.0350
7	38.00	5.920	.0340
7-5/8	24.00	7.025	.0479
7-5/8	26.40	6.969	.0472
7-5/8	29.70	6.875	.0459
7-5/8	33.70	6.765	.0445
7-5/8	39.00	6.625	.0426
8-5/8	24.00	8.097	.0637
8-5/8	28.00	8.017	.0624
8-5/8	32.00	7.921	.0610
8-5/8	36.00	7.825	.0595
8-5/8	40.00	7.725	.0579
8-5/8	44.00	7.625	.0565
9-5/8	32.30	9.001	.0787
9-5/8	36.00	8.921	.0773
9-5/8	40.00	8.835	.0758
9-5/8	43.50	8.755	.0745
9-5/8	47.00	8.681	.0732
9-5/8	53.50	8.535	.0708
10-3/4	32.75	10.192	.1009
10-3/4	40.50	10.050	.0981
10-3/4	45.50	9.950	.0962
10-3/4	51.00	9.850	.0943
10-3/4	55.50	9.760	.0925
13-3/8	48.00	12.715	.1571
13-3/8	54.50	12.615	.1546
13-3/8	61.00	12.515	.1522
13-3/8	68.00	12.415	.1497
13-3/8	72.00	12.347	.1481
16	65.00	15.250	.2259
16	75.00	15.124	.2222
16	84.00	15.010	.2189
20	94.00	19.124	.3553

Таблица 1

Объем необсаженного ствола

Диаметр дюйма	Объем ствола, барр/фут
3-7/8	.0146
4-1/4	.0175
4-3/4	.0219
5-5/8	.0308
6	.0350
6-1/8	.0365
6-1/4	.0380
6-3/4	.0443
7-3/8	.0528
7-5/8	.0565
7-7/8	.0602
8-3/8	.0681
8-1/2	.0702
8-5/8	.0723
8-3/4	.0745
9-5/8	.0900
9-7/8	.0949
11	.1175
12-1/4	.1458
15	.2186
17-1/2	.2975
18	.3147
20	.3886
24	.5595

Таблица 3

Внутренний объем - объем металла бурильных труб АНИ

Номинальный размер	Внутренний диаметр, дюймы	Вес, фунт/фут	Внутренний объем, барр/фут	Объем металла, барр/фут
2-3/8	1.815	6.65	.0032	.0023
2-7/8	2.151	10.40	.0045	.0035
3-1/2	2.764	13.30	.0074	.0045
3-1/2	2.602	15.50	.0066	.0053
4	3.340	14.00	.0108	.0047
4-1/2	3.820	16.60	.0142	.0055
4-1/2	3.640	20.00	.0129	.0068
5	4.276	19.50	.0178	.0065
5-1/2	4.778	21.90	.0222	.0072
5-1/2	4.670	24.70	.0212	.0082
6-5/8	5.965	25.20	.0346	.0081

Таблица 3А

Внутренний объем - объем металла УБТ

Внешний диаметр, дюймы	Внутренний диаметр, дюймы	Вес, фунт/фут	Внутренний объем, барр/фут	Объем металла, барр/фут
3.5	1.5	26.64	.0022	.0097
4.125	2	34.68	.0039	.0126
4.75	2.25	46.70	.0049	.0170
5.75	2.25	74.70	.0049	.0272
6	2.25	82.50	.0049	.0301
6.25	2.25	90.60	.0049	.0330
6.5	2.8125	91.56	.0077	.0333
6.75	2.25	108.00	.0049	.0393
6.75	2.8125	100.08	.0077	.0366
7	2.8125	109.68	.0077	.0399
7.25	2.8125	119.28	.0077	.0434
7.75	2.8125	138.48	.0077	.0507
8	2.8125	150.48	.0077	.0545

Таблица 3В

Внутренний объем НКТ АНИ

Номинальный размер	Внешний диаметр	Внутренний диаметр, дюймы	Вес, фунт/фут	Внутренний объем, барр/фут
1-1/2	1-15/16	1.610	2.75	.0025
2	2-3/8	1.995	4.60	.0039
2-1/2	2-7/8	2.441	6.40	.0058
3	3-1/2	2.992	10.20	.0087
3-1/2	4	3.476	11.00	.0117
4	4-1/2	3.958	12.60	.0152

### Объём затрубного пространства

Объём затрубного пространства имеет чрезвычайно большое значение при расчёте времени или числа ходов поршня, необходимых для подъёма бурового раствора от долота до устья. Это время обычно называют временем прохождения бурового раствора от забоя к устью.

Объём затрубного пространства выражается следующей формулой:

$$\frac{V_{\text{зп}}}{L} = \frac{(D_H^2 - D_P^2) \pi}{4}$$

где  $V_{\text{зп}}$  — объём затрубного пространства,  
 $D_P$  — внешний диаметр бурильной колонны или УБТ.

Если использовать размерные величины, применяемые на месторождениях США, то формула примет следующий вид:

$$\frac{V_{\text{зп}}}{L} = \frac{(D_H^2 - D_P^2)}{1029}$$

### Производительность насоса

Существует множество различных насосов, однако в бурении особое значение имеет показанный на рис.6 поршневой насос. Насосы такого типа применяются преимущественно для закачивания бурового раствора. Часто применяется двухцилиндровый насос двойного действия, показанный на рис.6.

Один ход поршня состоит из полного хода поршня вперед и назад или одного полного оборота коленчатого вала, т.к. при перемещении поршня влево открывается всасывающий клапан и цилиндр заполняется жидкостью. Затем при обратном перемещении поршня влево всасывающий клапан закрывается, нагнетательный клапан открывается возрастающим давлением и происходит поступление одной единицы объёма раствора.

В табл.6 приведена производительность трехцилиндровых насосов, а в табл. 5 — двухцилиндровых насосов при 100% эффективности. Производительность насосов должна корректироваться с учётом их эффективности. Эффективность трехцилиндровых насосов обычно составляет 90%, а у двухцилиндровых — 85%. Производительность трехцилиндрового насоса можно рассчитать по следующей формуле:

$$P.O. = \frac{3 \pi D_L^2 L E_n}{4}$$

где  $P.O.$  — производительность насоса (число ходов поршня в минуту),  
 $D_L$  — диаметр втулки насоса,  
 $L$  — длина хода поршня,  
 $E_n$  — эффективность насоса.

Если диаметр втулки и длина хода поршня выражена в дюймах, то производительность трехцилиндрового насоса в баррелях на один ход поршня можно определить по следующей формуле:

$$P.O. = \frac{D_L^2 L E_n}{4107}$$

Производительность двухцилиндрового насоса рассчитывается по следующей формуле:

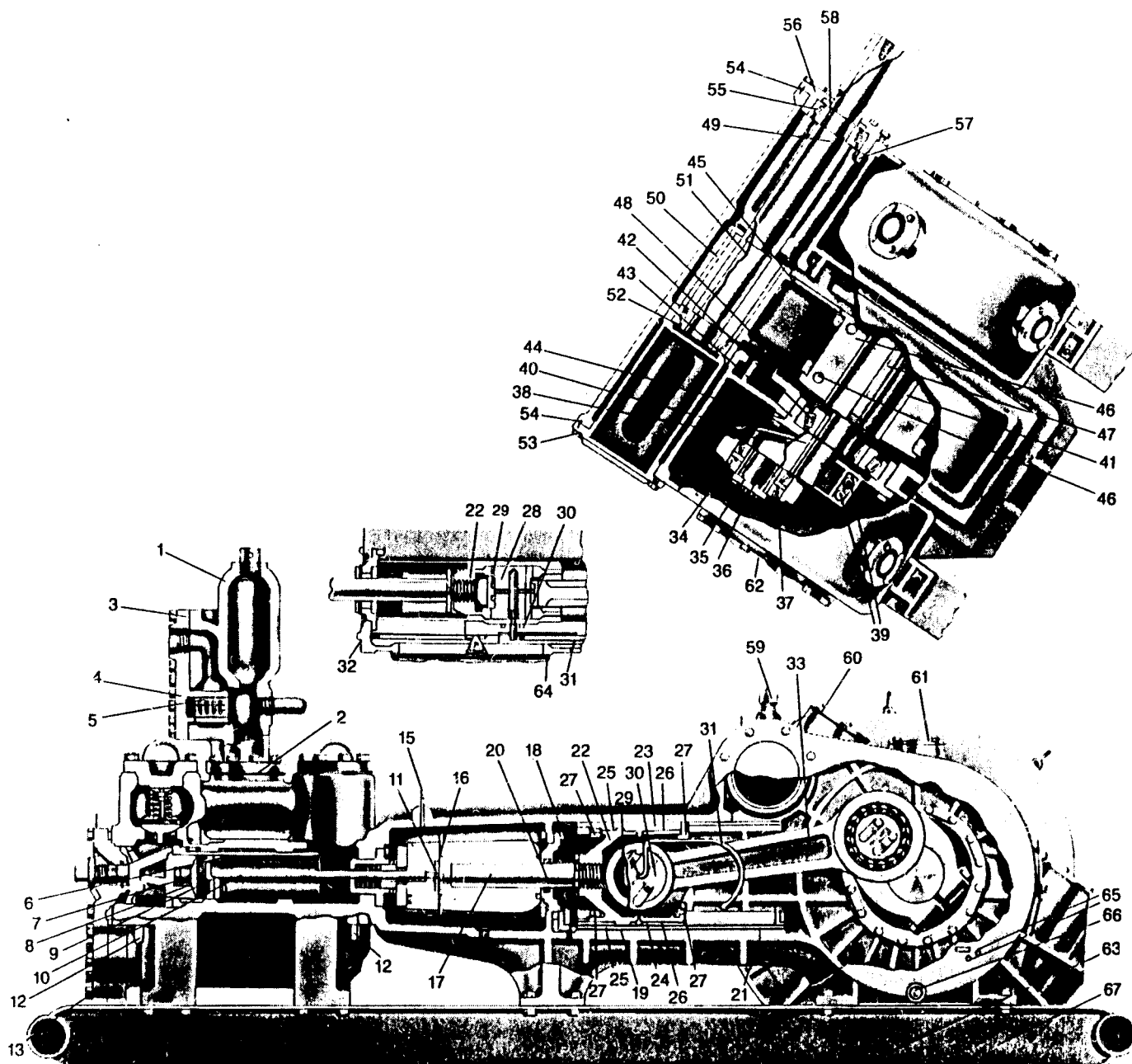
$$P.O. = \left( \frac{2\pi D_L^2 L}{4} + \frac{2\pi(D_L^2 - D_R^2)L}{4} \right) E_n$$

где  $D_R$  — диаметр штока поршня.

И снова, если диаметр втулки и штока поршня, а также длина хода поршня выражена в дюймах, производительность двухцилиндрового насоса в баррелях на один ход поршня можно выразить следующей формулой:

$$P.O. = \frac{(2D_L^2 - D_R^2)L E_n}{6160}$$





1. Воздушный компенсатор
2. Уплотнение - воздушная камера
3. Фланец - выкид - и уплотнение
4. Верхняя часть насоса - фильтр на выкиде - и уплотнение
5. Фильтр - выкид
6. Пушка - цилиндр с жидкостью
7. Контргайка - шток поршня
8. Гайка - поршень
9. Поршень - жидкость
10. Шток - поршень - сверхпрочный
11. Контргайка - шток поршня
12. Пробка - спускное отверстие
13. Фланец - присосы насоса и уплотнение
14. Клапан - всасывание воздуха (не стандартное оборудование)
15. Трубная обвязка насоса - капельно-водное охлаждение штока насоса
16. Перегородка - буровой раствор
17. Удлинитель - шток поршня
18. Гайка - шток поршня
19. Направляющее устройство - нижний ползун
20. Болт и гайка - направляющее устройство нижнего ползуна
21. Колпачковая гайка - направляющее устройство нижнего ползуна
22. Ползун
23. Башмак - ползун - верхний
24. Башмак - ползун - нижний
25. Прокладка - башмак ползуна - конец поршня
26. Прокладка - башмак ползуна - конец кривошипа
27. Шпилька и гайка - башмак ползуна
28. Штифт - ползун
29. Подшипник - ролик штифта ползуна
30. Пластина - удерживающая штифт ползуна и уплотнение
31. Шланг - трубка, подводящая смазку к штифту ползуна
32. Приспособление - смазка
33. Шток - соединение
34. Подшипник - ролик штифта кривошипа

35. Пластина - удерживающая подшипник штифта кривошипа
36. Прокладка - подшипник штифта кривошипа
37. Шпилька - подшипник штифта кривошипа
38. Кривошип
39. Болт и гайка - кривошип
40. Шпонка - кривошип
41. Коленчатый вал
42. Подшипник - основной ролик
43. Корпус - основной подшипник
44. Прокладка - корпус основного подшипника
45. Шестерня - коленчатый вал
46. Болт и гайка - шестерня коленчатого вала
47. Шпонка - шестерня коленчатого вала
48. Шпилька - коленчатый вал
49. Вал - шестерня, ведущее зубчатое колесо пары
50. Ведущее (меньшее) зубчатое колесо пары
51. Шпонка - ведущее (меньшее) зубчатое колесо пары
52. Подшипник - ролик вала ведущего зубчатого колеса пары - длинный корпус
53. Корпус - подшипник вала ведущего зубчатого колеса - длинный
54. Прокладка - корпус подшипника вала ведущего зубчатого колеса
55. Подшипник - ролик вала ведущего зубчатого колеса - короткий корпус
56. Корпус - подшипник вала ведущего зубчатого колеса - короткий
57. Маслоудерживающее кольцо подшипника вала ведущего зубчатого колеса
58. Уплотнение - маслоудерживающее кольцо подшипника вала ведущего зубчатого колеса
59. Дыхательный клапан в задней части корпуса
60. Крышка - корпус шестерни - и уплотнение
61. Пластина - колпак отверстия - и уплотнение
62. Пластина - крышка корпуса кривошипа и уплотнение
63. Пластина - нижняя часть корпуса
64. Дверца - корпус и уплотнение
65. Кран - уровень масла в корпусе
66. Пробка - спускное отверстие корпуса кривошипа охлаждения насоса
67. Пробка - спускное отверстие для масла в основании насоса

Рис.6. Двухцилиндровый буровой насос двойного действия

Таблица 4

Подача трёхцилиндрового бурового насоса одностороннего действия  
(при 100% эффективности)

Длина хода поршня, (дюймы)	Размер втулки, (дюймы)	Число ходов поршня на баррель	Объём раствора на один ход поршня	Длина хода поршня (дюймы)	Размер втулки, (дюймы)	Число ходов поршня на баррель	Объём раствора на один ход поршня
7"	3"	65.79	.0152	8-1/2"	6"	13.46	.0743
7"	3-1/2"	48.31	.0207	9"	4-1/2"	22.62	.0442
7"	4"	36.90	.0271	9"	5"	18.32	.0546
7"	4-1/2"	30.03	.0333	9"	5-1/2"	15.13	.0661
7"	5"	23.33	.0429	9"	6"	12.70	.0787
7"	5-1/2"	19.09	.0524	10"	4-1/2"	20.29	.0493
7"	6"	16.15	.0619	10"	4-3/4"	18.25	.0548
7"	6-1/2"	14.00	.0714	10"	5"	16.47	.0607
7"	7"	12.00	.0833	10"	5-1/4"	14.95	.0669
8"	4"	32.31	.0310	10"	5-1/2"	13.58	.0736
8"	4-1/2"	25.45	.0393	10"	5-3/4"	12.47	.0802
8"	5"	20.58	.0486	10"	6"	11.44	.0874
8"	5-1/2"	17.00	.0588	10"	6-1/4"	10.55	.0948
8"	6"	14.33	.0698	12"	5-1/2"	11.35	.0881
8"	6-1/4"	13.13	.0762	12"	5-3/4"	10.37	.0964
8-1/2"	4"	30.30	.0330	12"	6"	9.52	.1050
8-1/2"	4-1/2"	23.92	.0418	12"	6-1/4"	8.79	.1138
8-1/2"	5"	19.38	.0516	12"	6-1/2"	8.14	.1229
8-1/2"	5-1/4"	17.58	.0569	12"	6-3/4"	7.54	.1326
8-1/2"	5-1/2"	16.03	.0625	12"	7"	7.01	.1426
8-1/2"	5-3/4"	14.67	.0682				

Таблица 5

Подача двухцилиндрового бурового насоса двойного действия  
(при 100% эффективности)

Длина хода поршня, (дюймы)	Размер втулки, (дюймы)	Число ходов поршня на баррель	Объём раствора на один ход поршня	Длина хода поршня (дюймы)	Размер втулки, (дюймы)	Число ходов поршня на баррель	Объём раствора на один ход поршня
10"	3-1/2"	27.77	.0360	14"	7-3/4"	3.88	.2575
10"	4"	20.76	.0481	16"	5"	8.81	.1135
10"	4-1/2"	16.15	.0619	16"	5-1/2"	7.12	.1405
10"	5"	13.43	.0745	16"	6"	5.86	.1705
12"	4"	17.3	.0578	16"	6-1/4"	5.40	.1855
12"	5"	11.2	.0894	16"	6-1/2"	4.93	.2025
12"	5-1/2"	9.13	.1095	16"	6-3/4"	4.65	.2200
12"	6"	7.58	.1320	16"	7"	4.21	.2375
12"	6-1/4"	6.96	.1437	16"	7-1/4"	3.91	.2560
12"	6-1/2"	6.39	.1565	16"	7-1/2"	3.64	.2750
12"	6-3/4"	5.92	.1690	16"	7-3/4"	3.39	.2950
12"	7"	5.48	.1825	18"	5"	7.84	.1275
14"	5"	9.6	.1040	18"	5-1/2"	6.33	.1580
14"	5-1/2"	7.81	.1280	18"	6"	5.21	.1920
14"	6"	6.50	.1540	18"	6-1/4"	4.78	.2090
14"	6-1/4"	5.96	.1675	18"	6-1/2"	4.38	.2280
14"	6-1/2"	5.48	.1825	18"	6-3/4"	4.05	.2465
14"	6-3/4"	5.08	.1970	18"	7"	3.74	.2670
14"	7"	4.70	.2130	18"	7-1/4"	3.47	.2880
14"	7-3/4"	4.46	.2240	18"	7-1/2"	3.22	.3100
14"	7-1/2"	4.15	.2410	18"	7-3/4"	3.02	.3310

## Проблемы определения объема

Определение объема, времени полного цикла бурового раствора и скорости его циркуляции – все эти расчёты периодически должен производить инженер по буровым растворам.

Приведенные ниже два примера иллюстрируют необходимые расчёты. Во втором примере показано преобразование величин в метрическую систему.

Дано:

Кондуктор – 1850 футов 13 3/8 д., 48 фунт/фут.

Промежуточная колонна – 8643 фута 9 5/8 д., 3230 фунт/фут.

Хвостовик – от 8300 футов до 14500 футов, 7 д., 20 фунт/фут.

Размер долота – 6 1/8 д.

Общая глубина – 17800.

Ступенчатая колонна – 5 д. бурильная колонна с весом одного погонного фута +9,50 фунт/фут до глубины 8000 футов и 3 1/2 д. бурильная колонна с весом одного погонного фута 13,30 фунт/фут до общей глубины.

Прискважинные сооружения – Три амбара глубиной 7 футов, шириной 6 футов и длиной 31 фут. Два амбара имеют 64 дюйма бурового раствора, а третий – 46 дюймов раствора при спущенной в скважину бурильной колонне.

Плотность бурового раствора – 16,3 фунт/галл

Насос – двухцилиндровый двойного действия 6x16 с числом ходов поршня в минуту 34 и эффективностью 90%.

Учебная задача № 1. Ниже представлена схема конструкции скважины для проведения необходимых инженерных расчётов.

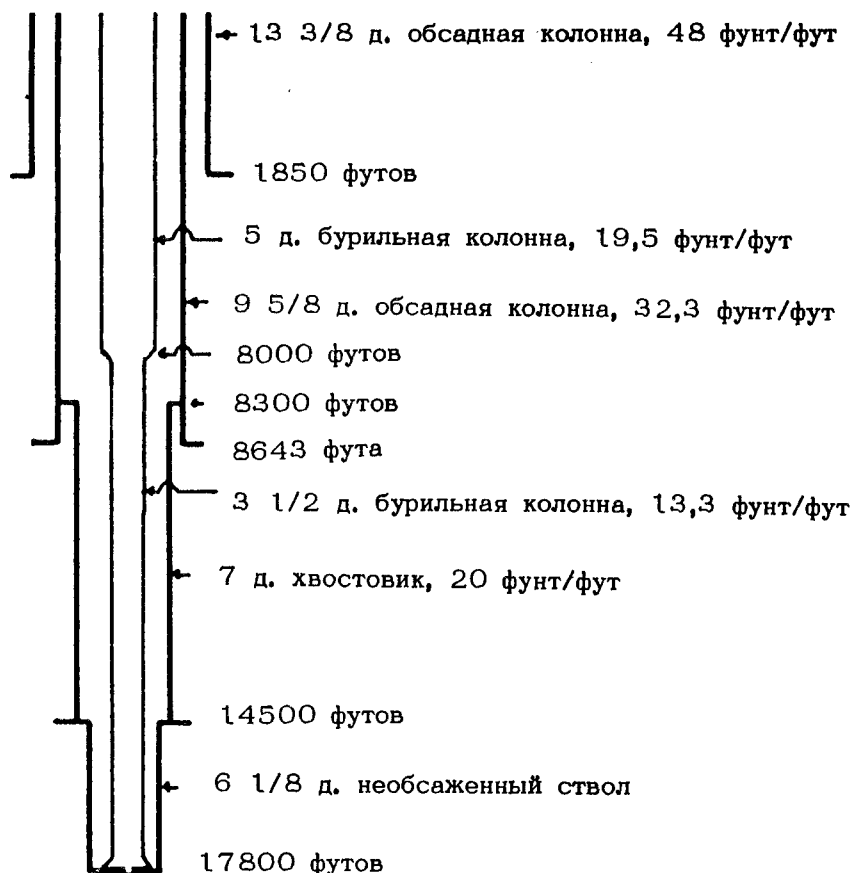


Рис.7.

Рассчитайте:

I. Общую ёмкость амбаров для бурового раствора в баррелях, в баррелях на дюйм, в баррелях на фут.

II. Общий объём бурового раствора в амбарах.

III. Общий объём бурового раствора в скважине при спущенных бурильных трубах и при поднятых бурильных трубах.

IV. Полный цикл циркуляции бурового раствора, цикл циркуляции в скважине, время необходимое для выноса шлама с забоя на поверхность.

V. Скорость циркуляции бурового раствора в затрубном пространстве необсаженного ствола, 7 д. хвостовик и 9 5/8 д. обсадная колонна.

VI. Гидростатическое давление столба бурового раствора на общей глубине.

Часть I.

Объём амбара, куб.футы=длинахширинахглубина (футы) =  $6 \times 31 \times 7 = 1300$  фут<sup>3</sup>.

Объём 3-х амбаров =  $1300 \times 3 = 3900$  фут<sup>3</sup>.

Объём 3-х амбаров, барр/д. =  $\frac{700 \text{ барр}}{84 \text{ дюйма глубины}} = 8,33 \text{ барр/д.}$

Объём 3-х амбаров, барр/фут =  $12 \text{ д.} \times 8,33 \text{ барр/д.} = 100 \text{ барр/фут.}$

Часть II.

Объём, барр =  $\frac{8,33 \text{ барр/д.}}{3 \text{ амбарах (64 д.+64 д.+46 д.)}} = (2,77 \text{ барр/д. в одном амбаре}) \times$   
 $\times (174 \text{ д.}) = 484 \text{ барр.}$

Часть III.

Объём раствора в скважине (без бурильной колонны), барр. = барр. в обсадной колонне + барр. в необсаженном стволе.

для 9 5/8 д. обсадной колонны =  $8300 \text{ фут} \times 0,0787 \text{ барр./фут} = 654 \text{ барр.}$

для 7 д. хвостовика =  $6200 \text{ фут} \times 0,0405 \text{ барр/фут} = 251 \text{ барр}$

для 6 1/8 д. скважины =  $3300 \text{ фут} \times 0,0365 \text{ барр/фут} = 120 \text{ барр}$

Объём раствора в скважине без бурильных труб = 1025 барр.

Объём раствора в скважине со спущенными буровыми трубами, барр = объёму раствора без бурильных труб (барр) - объём металла бурильных труб (барр).

Объём металла труб, барр -  $(8000 \text{ фут} \times 0,0075 \text{ барр/фут}) + (9800 \text{ фут} \times 0,00513 \text{ барр/фут}) = 60 \text{ барр} + 50 \text{ барр} = 110 \text{ барр.}$

Объём бурового раствора в скважине (при спущенных бурильных трубах), барр. =  $1025 \text{ барр} - 110 \text{ барр} = 915 \text{ барр.}$

Часть IV.

Полный цикл циркуляции бурового раствора в скважине, мин =

$$= \frac{\text{объём ствола(барр.)} - [(\text{объём металла бур.труб,барр.}) + \text{внутр.объём б.труб(барр.)}]}{\text{Производительность насоса, барр/мин}}$$

Объём металла бурильных труб из части III = 110 барр.

Внутренний объём бур.труб =  $(8000 \text{ фут} \times 0,0178 \text{ барр}) + (9800 \text{ фут} \times 0,00742 \text{ барр/фут}) = 142 \text{ барр.} + 73 \text{ барр.} = 215 \text{ барр.}$

Время выноса шлама на поверхность, мин =

$$\frac{1025 \text{ барр.} - (110 \text{ барр.} + 215 \text{ барр.})}{5,21 \text{ барр/мин}} = \frac{700 \text{ барр.}}{5,21 \text{ барр/мин}} = 134 \text{ мин}$$

Часть V.

Скорость восходящего потока бурового раствора,

$$\text{фут/мин} = \frac{\text{производительность насоса (барр/мин)}}{\text{объём зятрубья (барр/фут)}}$$

Объём затрубного пространства, барр/фут = объём ствола (барр/фут) - объём металла бур.труб, барр/фут + внутр.объём бур.труб, барр/фут)

Объем затрубного пространства в необсаженном стволе = 0,0365 барр/фут - (0,00513 барр/фут + внутренний объем бурильных труб 0,00742 барр/фут).

Объем затрубного пространства = 0,02395 барр/фут.

Скорость выходящего потока бурового раствора в необсаженном стволе.

$$\text{фут/мин} = \frac{5,21 \text{ барр/мин}}{0,02395 \text{ барр/фут}} = 218 \text{ фут/мин.}$$

Объем затрубного пространства в обсаженном 7 д. обсадной колонне стволе = 0,0405 барр/фут - (0,00513 барр/фут) + 0,00742 барр/фут = 0,0279 барр/фут.

Скорость восходящего потока бурового раствора при спущенной 7 д. обсадной ко-

$$\text{лонне, фут/мин} = \frac{5,21 \text{ барр/мин}}{0,0279 \text{ барр/фут}} = 187 \text{ фут/мин.}$$

Объем затрубного пространства в обсаженном 9 5/8 д. обсадной колонне стволе = 0,0787 барр/фут - (0,0075 барр/фут + 0,0178 барр/фут) = 0,0534 барр/фут.

Скорость выходящего потока бурового раствора при спущенной 9 5/8 д. обсад-

$$\text{ной колонне, фут/мин} = \frac{5,21 \text{ барр/мин}}{0,0534 \text{ барр/фут}}.$$

Часть VI.

$$17800 \text{ фут} \times 0,052 \times 16,3 \text{ фунт/галл} = 15200 \text{ фунт/кв.д.}$$

Глубина (фут)  $\times$  0,052  $\times$  плотность б.р-ра (фунт/галл) = гидростатическое давление, фунт/кв.д.

#### Ф о р м у л ы:

$$1. \text{ Объем выходящего потока бурового раствора} = \frac{353530}{D_h^2 - D_p^2} = \text{см/сек;}$$

$Q$  = расход, м<sup>3</sup>/час.

где  $D$  - диаметр мм.

$$2. \text{ Скорость сдвига бурового раствора (сек)} = \frac{120V}{D_h - D_p} \quad V = \text{скорость, см/сек,}$$

где  $D$  = диаметр, мм.

3. Повышение плотности бурового раствора баритом

$$X = \frac{4250 (W_2 - W_1)}{4250 - W_2}$$

где  $X$  = количество барита, кг/м<sup>3</sup>,

$W_1$  = настоящая плотность бурового раствора, кг/м<sup>3</sup>,

$W_2$  = необходимая плотность, кг/м<sup>3</sup>.

Для преобразования кг/м<sup>3</sup> барита в 100 фунт.мешки на м<sup>3</sup>:

$$100 \text{ фунт.мешки/м}^3 = \frac{\text{кг/м}^3}{45,36}$$

4. Увеличение объема вследствие введения барита:

$$\text{увеличен. объема (м}^3\text{)} = \frac{\text{кг барита}}{4250 \text{ кг/м}^3} \text{ или } \frac{100 \text{ фунт.мешки барита}}{93,7}$$

5. Понижение плотности раствора добавлением воды:

$$X = \frac{V(W_1 - W_2)}{W_1 - 1000}$$

где  $X$  = необходимый объем воды, м<sup>3</sup>,

$V$  = исходный объем воды, м<sup>3</sup>,

$W_1$  = исходная плотность бурового раствора, кг/м<sup>3</sup>,

$W_2$  = необходимая плотность бурового раствора, кг/м<sup>3</sup>.

Примечание. При понижении плотности бурового раствора дизельным топливом подготавливайте 840 вместо 1000 в знаменателе приведенного выше уравнения.

$$6. \text{ Гидростатическое давление, кг/см}^2 = \frac{(\text{кг/м}^3) (\text{м})}{10000}.$$

Учебная задача № 2.

Кондуктор - 13 3/8 д. (339,7 мм), 2000 фут (609,6 м), 48 фунт/фут (71,4 кг/м).

Общая глубина - 10000 фут (до 48 м)  
9 7/8 д. (250,8 мм).

Бурильная колонна - 4 1/2 д. (114,3 мм), 16,60 фунт/фут (24,7 кг/м)

Прискважинные сооружения - три амбара 7 фут x 6 фут x 31 фут, в каждом из которых глубина раствора составляет 60 дюймов, (2,13 м) (1,83 м) (9,45 м) при глубине 1,52 м.

Плотность раствора - 12,5 фунт/галл (1497 кг/м<sup>3</sup> или 1,497 г/см<sup>3</sup>).

Насос - 6 д. (152 мм) x 16 д. (406 мм) при 50 ходах поршня в минуту и 90% эффективности.

Рассчитайте.

1. Общую ёмкость амбаров для бурового раствора в м<sup>3</sup>, м<sup>3</sup>/м, м<sup>3</sup>/см.
2. Общий объём бурового раствора в амбарах (м<sup>3</sup>).
3. Общий объём бурового раствора в скважине при спущенных и поднятых бурильных трубах (м<sup>3</sup>).
4. Полный цикл циркуляции бурового раствора, подъём шлама на забой, (мин).
5. Скорость выходящего потока бурового раствора в необсаженном и обсаженном стволе (см/сек).
6. Гидростатическое давление на общей глубине, кг/см<sup>2</sup>.

Часть 1.

Объём амбара, м<sup>3</sup> = L x W x D = (2,13 м)(1,83 м)(9,45 м) = 36,8 м<sup>3</sup> одного амбара = 3 x 36,8 м<sup>3</sup> (трёх амбаров) = 110,4 м<sup>3</sup>.

$$\frac{110,4 \text{ м}^3}{1,83 \text{ м}} = 60,3 \text{ м}^3/\text{м} \text{ для трёх амбаров}$$

$$= \frac{110,4 \text{ м}^3}{183 \text{ см}} = 0,603 \text{ м}^3/\text{см} \text{ для трёх амбаров.}$$

Часть 2.

Объём раствора в амбарах, м<sup>3</sup> = (60,3 м<sup>3</sup>/м)(1,52 м) = 91,6 м<sup>3</sup>.

Часть 3.

Объём раствора в скважине без бурильных труб, м<sup>3</sup> = м<sup>3</sup> в обсаженном стволе + м<sup>3</sup> в необсаженном стволе.

Для 13 3/8 д. (339,7 мм) обсадной колонны = 0,1570 барр/фут x 2000 ф. =  
= 314 барр.  
= 314 барр (0,1590)  
= 49,9 м<sup>3</sup>.

Для 9 7/8 д. (250,8 мм) ствола = 10,0947 барр/фут(8000 фут) =  
= 757,6 барр  
= 757,6 барр (0,1590)  
= 120,4 м<sup>3</sup>.

Общий объём = 120,4 м<sup>3</sup> + 49,9 м<sup>3</sup>.

Объем раствора в скважине без буровых труб,  $\text{м}^3 = 170,3 \text{ м}^3$ .

Объем раствора в скважине с буровыми трубами = объем без бур.труб -  
объем металла бур.труб.

$$\begin{aligned}\text{Объем металла буровых труб} &= (0,00643 \text{ барр/фут}) (10000) = \\ &= 64,3 \text{ барр} \\ &= 64,3 \text{ барр} (0,1590) \\ &= 10,2 \text{ м}^3 \\ &= 170,3 \text{ м}^3 - 10,2 \text{ м}^3.\end{aligned}$$

Часть 4.

$$\text{Полный цикл циркуляции бурового раствора} = \frac{\text{объем скважины с бур. трубами} +}{\text{производительность}} \\ + \frac{\text{объем раствора в амбарах}}{\text{насоса}}$$

Производительность насоса.

$$\begin{aligned}&(50 \text{ ход.поршня/мин})(0,1705 \text{ барр/ход.поршня}) (0,90) = \\ &= 7,67 \text{ барр/мин} \\ &= (7,67 \text{ барр/мин})(0,159) \\ &= 1219,9 \text{ дм}^3 \text{ или } 1,22 \text{ м}^3/\text{мин}.\end{aligned}$$

(Производительность насоса) Полный цикл циркуляции бурового раствора =

$$\frac{160,1 \text{ м}^3 + 91,6 \text{ м}^3}{1,22 \text{ м}^3/\text{мин}} = 206 \text{ мин}$$

Вынос шлама на поверхность = объем скважины -

$$- \frac{(\text{объем металла бур.труб} + \text{внутр. объем бур.труб})}{\text{производительность насоса}}$$

$$\begin{aligned}\text{Внутренний объем буровых труб} &= (0,01422 \text{ барр/фут})(10000 \text{ фут}) \\ &= 142,2 \text{ барр} (0,1590) \\ &= 22,6 \text{ м}^3.\end{aligned}$$

$$\frac{170,3 \text{ м}^3 - (10,2 \text{ м}^3 + 22,6 \text{ м}^3)}{1,22 \text{ м}^3/\text{мин}} = 112,7 \text{ мин (вынос}$$

шлама на поверхность, мин).

Часть 5.

Скорость восходящего потока бурового раствора

$$\frac{1030 \text{ (барр/мин)}}{D_h^2 - D_p^2}$$

Скорость восходящего потока бурового раствора в необсаженном стволе =

$$= \frac{1030(7,67 \text{ барр/мин})}{(9 \frac{7}{8})^2 - (4 \frac{1}{2})^2}$$

$$\begin{aligned}&= (102 \text{ фут/мин}) \\ &= (102 \text{ фут/мин}) (0,508) \\ &= 51,82 \text{ см/сек}.\end{aligned}$$

Скорость восходящего потока бурового раствора в обсаженном стволе =

$$= \frac{(1030)(7,67 \text{ барр/мин})}{(13 \frac{3}{8})^2 - (4 \frac{1}{2})^2} = 49,8 \text{ фут/мин}$$

$$\text{или } (49,8 \text{ фут/мин})(0,508) = 25,3 \text{ см/сек}.$$

Часть 6.

$$\begin{aligned}\text{Гидростатическое давление} &= (\text{плотность, фунт/галл})(\text{глубина, фут}) \\ &= (0,052)(12,5 \text{ фунт/галл})(10000 \text{ фут}) \\ &= (0,052) = 6500 \text{ фунт/кв.д.} \\ &= (6500 \text{ фунт/кв.д.})(0,0703) = 456 \text{ кг/см}^2\end{aligned}$$

$$\text{или гидростатическое давление} = \frac{(\text{кг/м}^3)(\text{м})}{10000} = \frac{(1497)(3048)}{10000} = 456 \text{ кг/см}^2.$$

Таблица 6

Международная таблица атомных весов химических элементов

Наименование химического элемента	Обозначение	Атомный номер	Атомный вес	Валентность	Наименование химического элемента	Обозначение	Атомный номер	Атомный вес	Валентность
Активный	Ac	89	227.0	—	Молибден	Mo	42	95.95	3, 4, 6
Алюминий	Al	13	26.97	3	Неодим	Nd	60	144.27	3
Антимоний	Sb	51	121.76	3, 5	Никель	Ni	10	20.183	0
Аргон	A	18	39.944	0	Азот	Ni	28	58.69	2, 3
Мышьяк	As	33	74.91	3, 5	Осмий	N	7	14.008	3, 5
Барий	Ba	56	137.36	2	Кислород	Os	76	190.2	2, 3, 4, 8
Бериллий	Be	4	9.02	2	Палладий	O	8	16.000	2
Висмут	Bi	83	209.00	3, 5	Фосфор	Pd	46	106.7	2, 4
Бор	B	5	10.82	3	Платина	P	15	30.98	3, 5
Бром	Br	35	79.916	1, 3, 5, 7	Полоний	Pt	78	195.23	2, 4
Кадмий	Cd	48	112.41	2	Калий	Po	84	210.0	—
Кальций	Ca	20	40.08	2	Празеодим	K	19	39.096	1
Цезий	Cs	55	132.91	1	Радий	Pr	59	140.92	3
Хлор	Cl	17	35.457	1, 3, 5, 7	Радон	Ra	88	226.05	2
Хром	Cr	24	52.01	2, 3, 6	Рений	Rn	86	222.0	0
Кобальт	Co	27	58.94	2, 3	Родий	Re	75	186.31	—
Колумбий	Cb	41	92.91	3, 5	Рубидий	Rh	45	102.91	3
Медь	Cu	29	63.57	1, 2	Рутений	Rb	37	85.48	1
Диспрозий	Dy	66	162.46	3	Саморий	Ru	44	101.7	3, 4, 6, 8
Эрбий	Er	68	167.2	3	Скандий	Sm, Sa	62	150.43	3
Европий	Eu	63	152.0	2, 3	Селен	Sc	21	45.10	3
Фтор	F	9	19.000	1	Кремний	Se	34	78.96	2, 4, 6
Гадолиний	Gd	64	156.9	3	Серебро	Si	14	28.06	4
Галлий	Ga	31	69.72	2, 3	Натрий	Ag	47	107.880	1
Германий	Ge	32	72.60	4	Стронций	Na	11	22.997	1
Золото	Au	79	197.2	1, 3	Сера	Sr	38	87.63	2
Гафний	Hf	72	178.6	4	Тантал	S	16	32.06	2, 4, 6
Гелий	He	2	4.003	0	Теллурий	Ta	73	180.88	5
Холий	Ho	67	164.94	3	Тербий	Te	52	127.61	2, 4, 6
Волопод	H	1	1.008	1	Таллий	Tb	65	159.2	3
Индий	In	49	104.76	3	Торий	Tl	81	204.39	1, 3
Йод	I	53	126.92	1, 3, 5, 7	Тулий	Th	90	232.12	4
Иридий	Ir	77	193.1	3, 4	Олово	Tm	69	169.4	3
Железо	Fe	26	55.85	2, 3	Титан	Sn	50	118.70	2, 4
Криптон	Kr	36	83.7	0	Вольфрам	Ti	22	47.90	3, 4
Лантан	La	57	138.92	3	Уран	W	74	183.92	6
Цинк	Pb	82	207.21	2, 4	Ванадий	U	92	238.07	4, 6
Литий	Li	3	6.940	1	Вирглений	V	23	50.95	3, 5
Литеций	Lu	71	174.99	3	Ксенон	Vi	87	224.0	1
Магний	Mg	12	24.32	2	Иттербий	Xe	54	131.3	0
Марганец	Mn	25	54.93	2, 3, 4, 6, 7	Иттербий	Yb	70	173.04	3
Мазурий	Ma	43	—	—	Цинк	Zn	30	65.38	2
Ртуть	Hg	80	200.61	1, 2	Цирконий	Zr	40	91.22	4

Материальный баланс

Материальный баланс имеет огромное значение в технологии промывки скважины.

Анализ содержания твердой фазы в буровом растворе, разбавление и повышение плотности бурового раствора, его смешивание и введение добавок — все эти операции основаны на материальном балансе.

Концепция материального баланса основана на законе сохранения массы, в соответствии с которым массу нельзя ни создать ни разрушить. Проще говоря сумма компонентов должна равняться сумме продуктов или если 3000 фунтов Сперсена ввести в буровой раствор весом 30000 фунтов, то общий вес системы составит 33000 фунтов. Такая концепция верна по отношению к массе и атомам, однако она не всегда приемлема для растворов и химических соединений, что объясняется растворимостью и химическими реакциями.



Существует простой способ определения любого материального баланса.

1. Нарисуйте схему.
2. Определите компоненты и продукты.
3. Напишите уравнения, с одной стороны знака равенства которых находятся сла-  
гаемые компоненты, а с другой стороны – получаемые продукты.
4. Определите известные и неизвестные члены уравнения.
5. Составьте соответствующие уравнения для определения неизвестных.
6. Определите неизвестные величины.

Общие уравнения материального баланса:

Массовый баланс:  $\rho \text{ общее } V \text{ общее} = \sum \rho_n V_n = \rho_1 V_1 + \rho_2 V_2 + \rho_3 V_3 + \dots$

Объёмный баланс:  $V \text{ общее} = \sum V_n = V_1 + V_2 + V_3 + \dots$

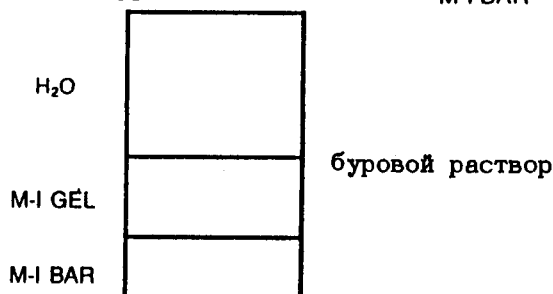
$\rho$  – обозначает плотность, например, в фунтах/галл, или в г/см<sup>3</sup>.

$V$  – обозначает объём, в барр или м<sup>3</sup>.

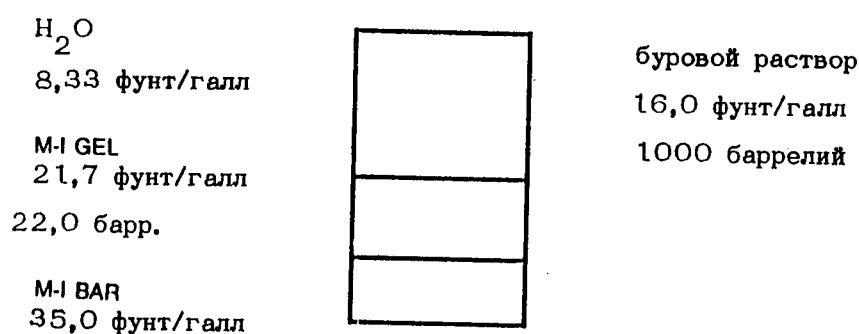
### Приготовление бурового раствора

В первом примере материальный баланс используется для приготовления бурового раствора. Необходимо приготовить 1000 барр. бурового раствора плотностью 16,0 фунт/галл с добавлением 20 фунт/барр M-I GEL®. M-I BAR® используется в качестве утяжелителя.

Этап 1. Нарисуйте схему.



Этап 2. Определите компоненты и продукты.



Продукт: буровой раствор.

$$V_{\text{б.р.}} = 1000 \text{ барр.} \quad \rho_{\text{б.р.}} = 16,0 \text{ фунт/галл}$$

Компоненты:

M-I GEL® (2,6 г/см<sup>3</sup>) при 20 фунт/барр

$$\rho_{\text{GEL}} = 2,6 \times 8,33 \text{ фунт/галл} = 21,7 \text{ фунт/галл.}$$

$$V_{GEL} = \frac{20 \text{ фунт/барр} \times 1000 \text{ барр}}{21,7 \text{ фунт/галл} \times 42 \text{ галл/барр}} = \frac{20000 \text{ фунт}}{910 \text{ фунт/барр}} = 22 \text{ барр}$$

$$= \frac{20000 \text{ барр}}{100 \text{ фунт/мешок}} = 200 \text{ мешков M-I GEL}^{\circ}$$

$$H_2O: V_{H_2O} (\text{барр}) \quad \rho_{H_2O} = 8,33 \text{ фунт/галл}$$

$$M-I BAR^{\circ}: V_{BAR} (\text{барр}) \quad \rho_{BAR} = 35 \text{ фунт/галл}$$

Этап 3. Напишите уравнения, с одной стороны знака равенства которых находятся слагаемые компоненты, а с другой – получаемые продукты.

$$\rho_{б.р.} V_{б.р.} = \rho_{H_2O} V_{H_2O} + \rho_{GEL} V_{GEL} + \rho_{BAR} V_{BAR}$$

$$V_{б.р.} = V_{H_2O} + V_{GEL} + V_{BAR}$$

Этап 4. Определите известные и неизвестные члены уравнения.

Известные	Неизвестные
$\rho_{H_2O}$ (8,33 фунт/галл)	$V_{H_2O}$
$\rho_{BAR}$ (35 фунт/галл)	$V_{BAR}$
$\rho_{GEL}$ (21,7 фунт/галл)	
$V_{GEL}$ (22 барр)	
$\rho_{б.р.}$ (16 фунт/галл)	
$V_{б.р.}$ (1000 барр).	

Этап 5. Составьте соответствующие уравнения для неизвестных.

На этом этапе массовый баланс имеет два неизвестных. Т.к. никакой химической реакции не происходит, можно использовать уравнение объёмного баланса для определения одного неизвестного, после чего его можно подставить в уравнение массового баланса

$$1000 \text{ барр.} = V_{H_2O} + 22 \text{ барр.} + V_{BAR}$$

$$V_{BAR} = (1000 - 22) - V_{H_2O} = (978 - V_{H_2O})$$

Этап 6. Определите неизвестные и подставьте их вместо  $V_{BAR}$  в уравнение массового баланса:

$$16(1000) = 8,33(V_{H_2O}) + 21,7(22) + 35(978 - V_{H_2O})$$

$$16000 = 8,33 V_{H_2O} + 477,4 + 34230 - 35 V_{H_2O}$$

$$V_{H_2O} (35 - 8,33) = 34230 + 477,4 - 16000 = 18707,4$$

$$V_{H_2O} = \frac{18707,4 \text{ барр фунт/галл}}{26,67 \text{ фунт/галл}} = 701,4 \text{ барр } H_2O$$

Объём барита ( $V_{BAR}$ ) можно определить по уравнению определения объёма, которое было подставлено в уравнение массового баланса:

$$V_{BAR} = 978 - V_{H_2O} = 978 - 701,4 = 276,6 \text{ барр}$$

$$= 276,6 \text{ барр} (35 \text{ фунт/галл} \times 42) = 276,6 \text{ барр} \times 1470 \text{ фунт/барр} =$$

$$= 406,602 \text{ фунт}$$

$$\frac{406,602 \text{ фунт}}{100 \text{ фунт/мешок}} = 4066 \text{ мешков M-I BAR}$$

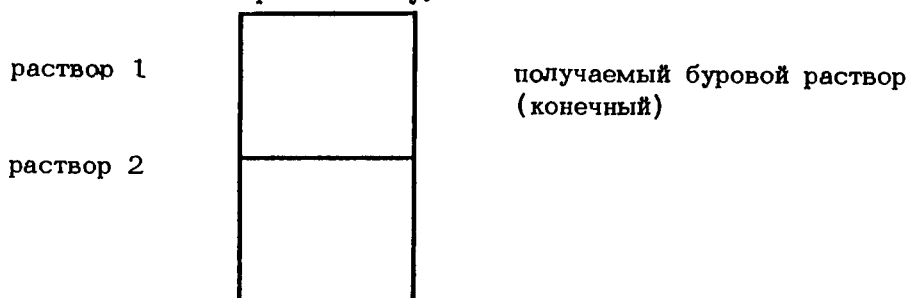
Поэтому, чтобы приготовить 1000 баррелей бурового раствора плотностью 16,0 фунт/галл с добавлением 20 фунт/барр M-I GEL®, потребуется следующие объёмы материалов:

Вода - 701 барр.  
M-I GEL® - 200 мешков  
M-I BAR® - 4066 мешков.

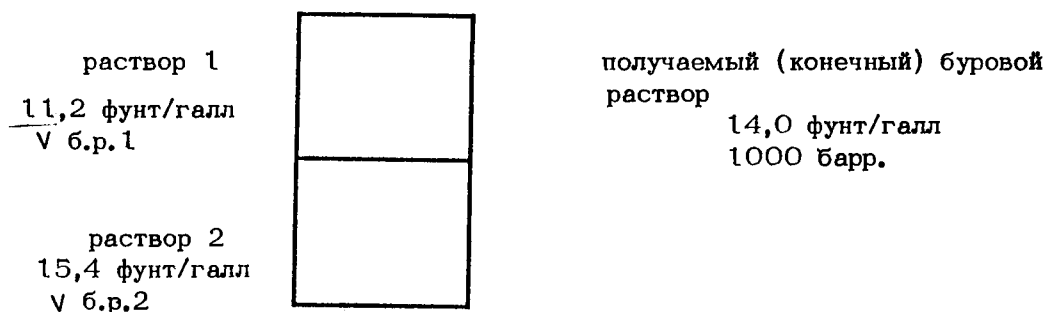
### Смешивание бурового раствора

Во втором примере материальный баланс используется для смешивания бурового раствора: необходимо 1000 барр. бурового раствора плотностью 14,0 фунт/галл. В амбарах имеется запас бурового раствора плотностью 15,4 фунт/галл объёмом 1200 барр. и 1200 барр. бурового раствора плотностью 11,2 фунт/галл. Какие объёмы каждого типа бурового раствора необходимо смешать, чтобы получить 1000 барр. бурового раствора плотностью 14,0 фунт/галл?

Этап 1. Начертите схему.



Этап 2. Определите компоненты и получаемые продукты



Получаемый продукт: конечный буровой раствор.

$$V_{\text{конечн.}} = 1000 \text{ (барр.)} \quad \rho_{\text{конечный}} = 14 \text{ фунт/галл}$$

Компоненты:

$$\begin{aligned} \text{буровой раствор 1: } V_{\text{б.р.1}} \text{ (барр.)} \quad \rho_{\text{б.р.1}} &= 11,2 \text{ фунт/галл} \\ \text{буровой раствор 2: } V_{\text{б.р.2}} \text{ (барр.)} \quad \rho_{\text{б.р.2}} &= 15,4 \text{ фунт/галл.} \end{aligned}$$

Этап 3. Напишите уравнения материального баланса:

$$\rho_{\text{конечное}} \quad V_{\text{конечное}} = \rho_{\text{б.р.1}} + \rho_{\text{б.р.2}} + V_{\text{б.р.2}}$$

$$V_{\text{конечное}} = V_{\text{б.р.1}} + V_{\text{б.р.2}}$$

Этап 4. Определите известные и неизвестные.

Известные	Неизвестные
$V_{\text{конечн.}}$ (1000 барр.)	$V_{\text{б.р.1}}$
$\rho_{\text{конечн.}}$ ((14 фунт/галл)	$V_{\text{б.р.2}}$
$\rho_{\text{б.р.1}}$ (11,2 фунт/галл)	
$\rho_{\text{б.р.2}}$ (15,4 фунт/галл)	

Этап 5. Составьте соответствующие уравнение для определения неизвестных. Ввиду того, что никакой химической реакции не происходит, можно использовать уравнение объемного баланса для определения одного неизвестного, после чего подставить его в уравнение массового баланса.

$$1000 \text{ барр.} = V_{\text{б.р.1}} + V_{\text{б.р.2}} \quad \text{или} \quad V_{\text{б.р.2}} = (1000 - V_{\text{б.р.1}}).$$

Этап 6. Определите неизвестные. Подставьте их вместо  $V_{\text{б.р.2}}$  в уравнение массового баланса:

$$14(1000) = 11,2 V_{\text{б.р.}} + 15,4(1000 - V_{\text{б.р.}})$$

$$14000 = 11,2 V_{\text{б.р.1}} + 15400 - 15,4 V_{\text{б.р.}}$$

$$V_{\text{б.р.1}}(15,4 - 11,2) = 15400 - 14000 = 1400$$

$$\overline{V}_{\text{б.р.1}} = \frac{1400 \text{ барр фунт/галл}}{15,4 - 11,2 \text{ фунт/галл}} = \frac{1400}{4,2} = 333,3 \text{ барр. бурового рас-}$$

твора плотностью 11,2 фунт/галл.

$V_{\text{б.р.2}}$  можно определить по объемному уравнению, которое было подставлено в массовый баланс.

$$V_{\text{б.р.2}} = 1000 - V_{\text{б.р.1}} = 1000 - 333,3 \text{ барр.} = 666,7 \text{ барр. бурового рас-}$$

раствора плотностью 15,4 фунт/галл.

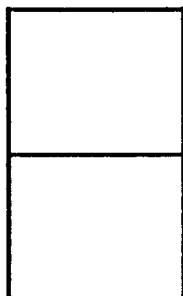
#### Повышение плотности бурового раствора

Материальный баланс для увеличения плотности бурового раствора аналогичен балансу при определении объемов смешивания буровых растворов. Вместо смешивания двух буровых растворов смешивают M-I BAR<sup>®</sup> или FER-OX<sup>®</sup> с буровым раствором для увеличения его плотности.

В настоящем примере буровой раствор имеет плотность 14 фунт/галл. Объем раствора системы равен 1000 барр. Плотность раствора необходимо поднять до 16 фунт/галл. Сколько потребуется M-I BAR<sup>®</sup> и какой будет объем новой системы.

Этап 1. Начертите схему.

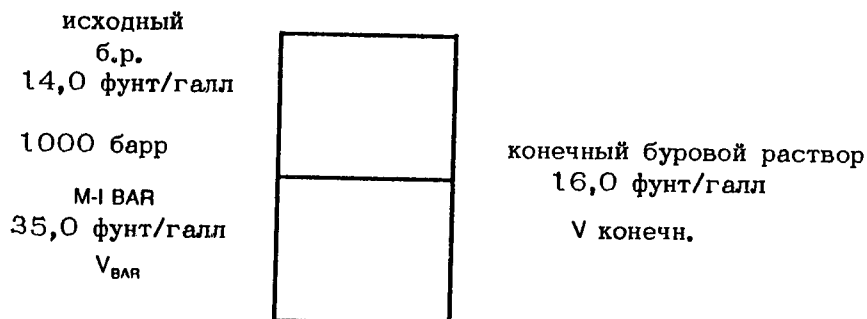
исходный  
б.р.



конечный б.р.

M-I BAR

Этап 2. Определите компоненты и получаемые продукты.



Продукт: конечный буровой раствор.

$$V_{конечн.}, \text{ барр.} \quad \rho_{конечн.} = 16 \text{ фунт/галл.}$$

Компоненты:

Исходный буровой раствор:  $V_{исх.} = (1000 \text{ барр.}) \quad \rho_{исх.} = 14 \text{ фунт/галл.}$

$$\text{M-I BAR}^{\circ}: \quad V_{BAR} (\text{барр.}) = 35 \text{ фунт/галл.}$$

Этап 3. Напишите уравнения материального баланса:

$$\begin{aligned} \rho_{конечн.} V_{конечн.} &= \rho_{исх.} V_{исх.} + \rho_{BAR} V_{BAR} \\ V_{конечн.} &= V_{исх.} + V_{BAR} \end{aligned}$$

Примечание: Эти уравнения используются для выведения типовых формул, применяющихся для расчёта утяжеленного бурового раствора.

Этап 4. Определите известные и неизвестные.

Известные	Неизвестные
$V_{исх.}$ (1000 барр.)	$V_{конечн.}$
$\rho_{исх.}$ (14 фунт/галл)	$V_{BAR}$
$\rho_{конечн.}$ (16 фунт/галл)	
$\rho_{BAR}$ (35 фунт/галл).	

Этап 5. Составьте соответствующие уравнения для неизвестных.

Т.к. никакой химической реакции не происходит можно уравнение объёмного баланса подставить в уравнение массового баланса:

$$V_{конечн.} = 1000 + V_{BAR}$$

Этап 6. Определите неизвестные и подставьте их вместе  $V_{конечн.}$  в уравнение массового баланса:

$$16(1000 + V_{BAR}) = 14(1000) + 35(V_{BAR})$$

$$V_{BAR}(35-16) = 1000(16-14).$$

$$V_{BAR} = \frac{1000 \text{ барр.}(16-14) \text{ фунт/галл}}{(35-16) \text{ фунт/галл}} = \frac{2000}{19} = 105,3 \text{ барр M-I BAR}^{\circ}$$

$$= 105,3 \text{ барр} \times \frac{1470 \text{ фунт/барр}}{100 \text{ фунт/мешок}} = 1548 \text{ мешков M-I BAR}^{\circ}$$

Конечный объём можно определить по уравнению объёмного баланса.

$$V_{конечн.} = V_{исх.} + V_{BAR} = 1000 + 105 = 1105 \text{ барр.}$$

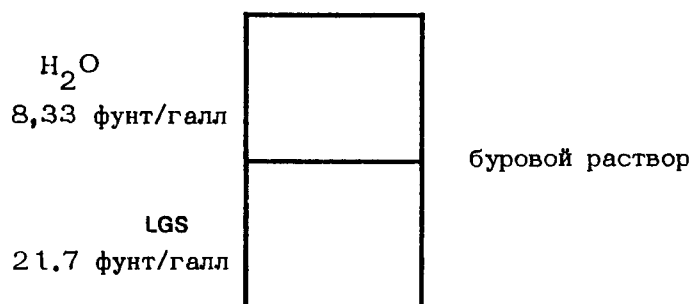
бурового раствора плотностью 16 фунт/галл.

Следовательно, для того, чтобы поднять плотность бурового раствора от 14 фунт/галл до 16,0 фунт/галл, потребуется 1544 мешка M-I BAR<sup>o</sup>, при этом конечный объём бурового раствора будет равен 1105 барр.

## Анализ содержания твёрдой фазы в буровом растворе

Материальный баланс используется, наконец для определения содержания в буровом растворе твёрдой фазы. Рассмотрены два случая – с неутяжеленным буровым раствором на основе пресной воды без нефти и с утяжеленным буровым раствором, содержащий соль и нефть.

Сначала рассмотрим неутяжеленный буровой раствор. Единственными компонентами этой системы являются твёрдая фаза с низким удельным весом (LGS) и вода. Для упрощения расчётов приняли допущение, что плотность любой твёрдой фазы низкого удельного веса равна 21,7 фунт/галл (2,6 г/см<sup>3</sup>) если не оговорено иначе. В обоих случаях получаемым продуктом является буровой раствор. Иллюстрирующая этот случай схема состоит из двух частей.



Материальный баланс и объёмное уравнение имеют следующий вид:

$$\rho_{H_2O} V_{H_2O} + \rho_{LGS} V_{LGS} = \rho_{б.р.} V_{б.р.}$$

$$V_{H_2O} + V_{LGS} = V_{б.р.}$$

где:

- $\rho_{H_2O}$  – плотность воды,
- $\rho_{LGS}$  – плотность твёрдой фазы низкого удельного веса
- $\rho_{б.р.}$  – плотность бурового раствора
- $V_{H_2O}$  – объём воды
- $V_{LGS}$  – объём твёрдой фазы низкого удельного веса
- $V_{б.р.}$  – объём бурового раствора.

Плотность воды, твёрдой фазы низкого удельного веса и бурового раствора известны. Если объём бурового раствора составляет 100%, а его плотность известна, можно определить объём твёрдой фазы низкого удельного веса. Прежде всего следует определить объём воды по объёмному уравнению:

$$V_{H_2O} = 100\% - V_{LGS}$$

Затем это уравнение необходимо подставить в материальный баланс

$$\rho_{H_2O}(100\% - V_{LGS}) + \rho_{LGS} V_{LGS} = \rho_{б.р.}(100\%)$$

Определяя объём твёрдой фазы низкого удельного веса, получим следующее уравнение:

$$V_{LGS} = 100\% \frac{(\rho_{б.р.} - \rho_{H_2O})}{(\rho_{LGS} - \rho_{H_2O})}$$

Пример:

Неутяжеленный буровой раствор на основе пресной воды имеет плотность 9,2 фунт/галл. Определите процентное содержание твёрдой фазы низкого удельного веса:

$$V_{LGS} = 100\% \frac{(\rho_{б.р.} - \rho_{H_2O})}{(\rho_{LGS} - \rho_{H_2O})}$$

$$V_{LGS} = 100\% \frac{(9,2 \text{ фунт/галл} - 8,33 \text{ фунт/галл})}{(21,7 \text{ фунт/галл} - 8,33 \text{ фунт/галл})}$$

$$V_{LGS} = 6,51\%$$

Это уравнение также применяется с метрическими единицами. Если удельный вес этого бурового раствора равен 1,10, каково процентное содержание твёрдой фазы низкого удельного веса?

$$V_{LGS} = 100\% \frac{(\rho_{б.р.} - \rho_{H_2O})}{(\rho_{LGS} - \rho_{H_2O})}$$

$$V_{LGS} = 100\% \frac{(1.10 - 1)}{(2.6 - 1)}$$

$$V_{LGS} = 6.25\%$$

Во втором случае рассмотрен утяжеленный буровой раствор, содержащий хлористый натрий и нефть. Этот материальный баланс является одним из наиболее сложных из встречающихся при проведении инженерных расчётов.

К этому примеру относятся следующие параметры:

плотность бурового раствора = 16,0 фунт/галл,

хлориды = 50000 мг/л,

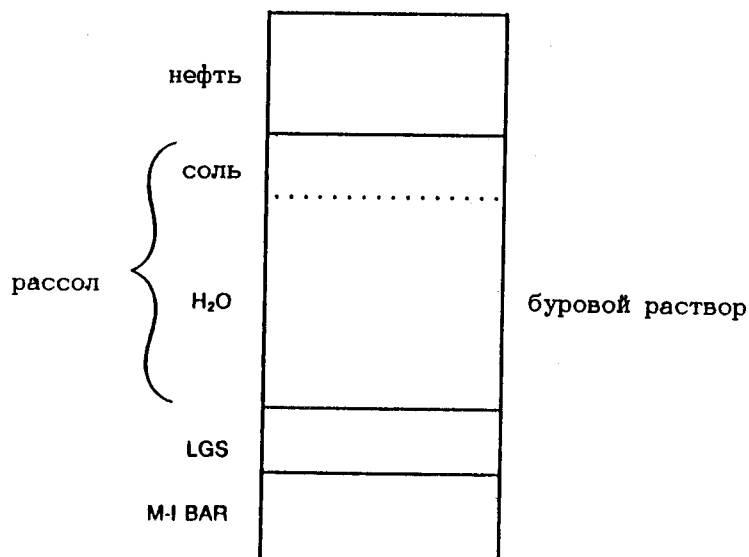
процентное содержание нефти = 5% (7,0 фунт/галл),

вода из реторты = 63%,

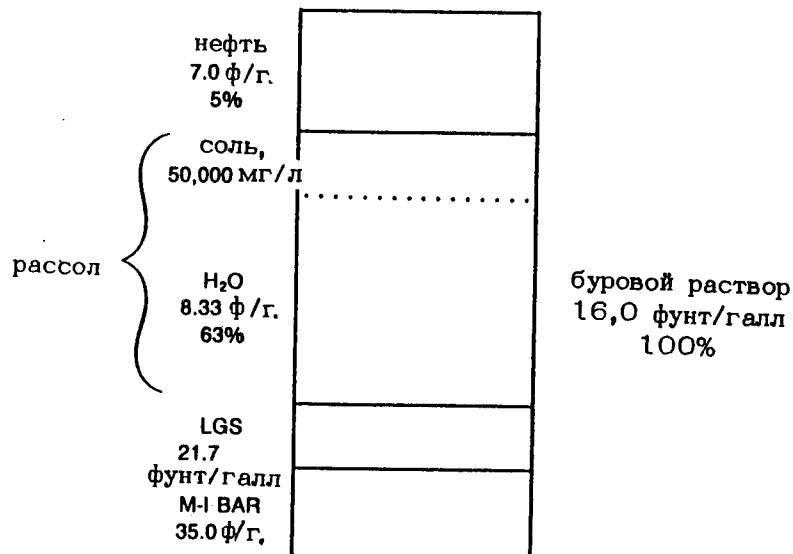
утяжелитель - M-I BAR (35,0 фунт/галл).

С этими данными можно провести полный анализ твёрдой фазы.

Этап 1. Начертите диаграмму компонентов.



Этап 2. Определите известные и неизвестные переменные и обозначьте компоненты. Используйте подходящие плотности для HGS, LGS и нефти.



Известное	Неизвестное
$\rho_{HGS}$ (35,0 фунт/галл)	$\rho_{SW}$ рассола
$\rho_{LGS}$ (21,7 фунт/галл)	$V_{SALT}$ соли
нефть (7,0 фунт/галл)	$V_{HGS}$
$\rho_{б.р.}$ (16 фунт/галл – баланс бурового раствора)	$V_{LGS}$
$V_{б.р.}$ (100%)	
$V_{нефти}$ (5% – реторная)	
$V_{H_2O}$ (63% – реторная).	

Этап 3. Напишите уравнения материального баланса и объема.

$$\rho_{б.р.} V_{б.р.} = \rho_{HGS} V_{HGS} + \rho_{LGS} V_{LGS} + \rho_{SW} V_{SW} + \rho_{OIL} V_{OIL}$$

$$V_{б.р.} = V_{HGS} + V_{LGS} + V_{SW} + V_{OIL} = 100\%$$

Объем рассола нельзя определить непосредственно. С помощью реторты можно измерить объем дистиллированной воды в пробе бурового раствора ( $V_{H_2O}$ ).

Объем соли ( $V_{SALT}$ ) можно рассчитать после определения концентрации хлоридов фильтрата (рассола).

Объем рассола равен объему реторной воды плюс рассчитанный объем соли,  $V_{SW} = V_{H_2O} + V_{SALT}$ , Чтобы использовать эти переменные уравнения следует изменить:

$$\rho_{б.р.} V_{б.р.} = \rho_{HGS} V_{HGS} + \rho_{LGS} V_{LGS} + \rho_{SW} (V_{H_2O} + V_{SALT}) + \rho_{OIL} V_{OIL}$$

$$V_{б.р.} = V_{HGS} + V_{LGS} + (V_{H_2O} + V_{SALT}) + V_{OIL} = 100\%$$

Этап 4. Выведите соответствующие уравнения, для определения неизвестных.

Плотность рассола можно рассчитать по концентрации хлоридов. Приведенное ниже уравнение представляет собой приближение значений плотностей к концентрации хлоридов для поваренной соли.

$$SG_{SW} = 1,0 + 1,166 \times 10^{-6} (\text{мг/л Cl}^-) - 8,375 \times 10^{-13} (\text{мг/л Cl}^-)^2 + 1,338 \times 10^{-18} (\text{мг/л Cl}^-)^3$$

$$SG_{SW} = 1,0 + 1,66 \times 10^{-6} (50000 \text{ мг/л Cl}^-) - 8,375 \times 10^{-13} (50000 \text{ мг/л Cl}^-)^2 + 1,338 \times 10^{-16} (50000 \text{ мг/л Cl}^-)^3$$

$$SG_{SW} = 1,0564$$

Эту плотность можно преобразовать в фунты на галлон с помощью следующего уравнения:

$$\rho_{SW} \text{ фунт/галл} = SG_{SW} \times 8,33 \text{ фунт/галл}$$

$$\rho_{SW} \text{ фунт/галл} = 1,0564 \times 8,33 = 8,80 \text{ фунт/галл}$$

Весовой процент хлористого натрия рассола рассчитывается с помощью следующего уравнения:

$$\text{вес. \% NaCl} = \frac{\text{мг/л Cl}^- \times 1,65}{SG_{SW} \times 10000}$$

$$\text{вес. \% NaCl} = \frac{50000 \text{ мг/л Cl}^- \times 1,65}{1,0564 \times 10000} = 7,81\%$$



Объёмный процент содержания соли в буровом растворе ( $V_{SALT}$ ) можно рассчитать по удельному весу и весовому проценту содержания хлористого натрия рассола по следующему уравнению:

$$V_{SALT} = V_{H_2O} \left[ \left( \frac{100}{SG_{SW} (100 - \%_{\text{вес. NaCl}})} \right) - 1 \right]$$

$$V_{SALT} = 63\% \left[ \left( \frac{100}{1.0564 (100 - 7.81)} \right) - 1 \right] = 1.69\%$$

Часто концентрацию соли обозначают в фунтах на баррель, производя следующие преобразования:

$$\text{NaCl, фунт/барр} = (V_{H_2O} + V_{SALT}) \left( \frac{\text{мг/л Cl} \times 1,65}{10000} \right) \left( \frac{3,5}{100} \right)$$

$$\text{NaCl, фунт/барр} = (63\% - 1,69\%) \left( \frac{50000 \text{ мг/л Cl} \times 1,65}{10000} \right) \left( \frac{3,5}{100} \right) = 18,68,$$

Этап 5. Оставшиеся неизвестные можно определить с помощью материального баланса и объёмных уравнений:

$V_{HGS}$  и  $V_{LGS}$  — оставшиеся неизвестные. Прежде всего по объёмному уравнению определяют  $V_{LGS}$  через  $V_{HGS}$ , и представляют полученное значение в уравнение материального баланса:

$$V_{HGS} = \frac{\rho_{MUD}(100) - \rho_{LGS}(100 - V_{H_2O} - V_{SALT} - V_{OIL}) - \rho_{SW}(V_{H_2O} + V_{SALT}) - \rho_{OR}(V_{OR})}{\rho_{HGS} - \rho_{LGS}}$$

$$V_{HGS} = \frac{16(100) - 21,7(100 - 63 - 1,69 - 5) - 8,8(63 + 1,69) - 7(5)}{35 - 21,7} = 25,41\%$$

Эта концентрация преобразуется в фунт/барр. следующим образом:

$$\text{HGS, фунт/барр} = \left( \frac{V_{HGS}}{100} \right) (\rho_{HGS} \text{ фунт/галл} \times 42)$$

$$\text{HGS, фунт/барр} = \left( \frac{25,41}{100} \right) (35 \times 42) = 373,5 \text{ фунт/барр.}$$

Затем,  $V_{LGS}$  можно определить по следующему уравнению:

$$V_{LGS} = 100 - V_{HGS} - V_{H_2O} - V_{SALT} - V_{OIL}$$

$$V_{LGS} = 100 - 25,41 - 63 - 1,69 - 5 = 4,9\%$$

Эта концентрация преобразуется в фунт/барр следующим образом:

$$\text{LGS, фунт/барр} = \left( \frac{V_{LGS}}{100} \right) (\rho_{LGS} \text{ фунт/галл} \times 42)$$

$$\text{LGS, фунт/барр} = \left( \frac{4,9}{100} \right) (21,7 \times 42) = 44,7 \text{ фунт/барр.}$$

Результаты проведенного анализа проверяются относительно веса и объёма.

Объём		Вес	
		$H_2O$	$.63 \times 350 = 220,5 \text{ фунт/барр}$
$V_{H_2O}$	63%	$OIL$	$.05 \times 7 \times 42 = 14,7 \text{ фунт/барр}$
$V_{OIL}$	5%	$NaCl$	18,7 фунт/барр
$V_{SALT}$	1,69%	$HGS$	373,55 фунт/барр
$V_{HGS}$	25,41%	$LGS$	44,77 фунт/барр
$V_{LGS}$	4,9%		
Всего: 100,0%			672,1 фунт/барр

$$\rho_{\text{б.р.}} \text{ фунт/галл} = \frac{672,1}{42} = 16 \text{ фунт/галл}$$

Концентрацию бентонита ( $V_{BENT}$ ) и бурового шлама ( $V_{DS}$ ) можно определить если (1) известна катионно-обменная ёмкость бурового раствора и бурового шлама (определенная с помощью метиленовой сини (MBC) 1 и 2) если  $V_{LGS}$  включают только буровой шлам и бентонит. Отношение ( $F$ ) катионно-обменной ёмкости бурового шлама к катионно-обменной ёмкости промышленного бентонита представляет собой долю эквивалентного бентонита, содержащегося в буровом шламе. Если катионно-обменная ёмкость неизвестна, то применяется среднее значение, равное 1/9 или 0,1111.

$$V_{LGS} = V_{BENT} + V_{DS}$$

$$MBC = V_{BENT} + F \times V_{DS}$$

$V_{DS}$  определяется по объёмному уравнению и затем подставляется во второе уравнение, которое сводится к следующему выражению в фунт/барр:

$$\text{Бентонит, фунт/барр} = \frac{MBC - F \times LGS \text{ фунт/барр}}{1 - F}$$

Продолжая этот пример, используя MBC для бурового раствора 25 фунт/барр, MBC для бурового шлама, равное 19,5 Meq/100 г и катионно-обменную ёмкость для промышленного бентонита, равную 65 Meq/100 г:

$$F = \frac{19,5}{65} = 0,30.$$

$$\text{Бентонит фунт/барр} = \frac{25 - 0,3 \times 44,7}{1 - 0,3} = 16,6 \text{ фунт/барр.}$$

Эта концентрация преобразуется в проценты следующим образом:

$$V_{BENT} = \frac{\text{бентонит фунт/барр.}}{9,1}$$

$$V_{BENT} = \frac{16,6}{9,1} = 1,82\%.$$

Процентное содержание и фунт/барр. бурового шлама определяются с помощью объёмного уравнения:

$$V_{DS} = V_{LGS} - V_{BENT}$$

$$V_{DS} = 4,9 - 1,82 = 3,03\%.$$

$$\text{Буровой шлам фунт/барр} = LGS \text{ фунт/барр} - \text{бентонит фунт/барр.}$$

$$\text{Буровой шлам фунт/барр} = 44,6 - 16,6 = 28,0 \text{ фунт/барр.}$$

Концентрацию бурового шлама можно также определить отношением объёма бурового шлама к объёму бентонита.

$$DS/Bent = \frac{V_{DS}}{V_{BENT}} = \frac{DS \text{ фунт/барр}}{BENT \text{ фунт/барр}}$$

$$DS/Bent = \frac{3,07\%}{1,82\%} = \frac{28,0 \text{ фунт/барр}}{16,6 \text{ фунт/барр}} = 1.69.$$

#### Запись параметров бурового раствора

Результаты анализа бурового раствора заносятся инженером по буровым растворам в специальную ведомость. Работа инженера по буровым растворам имеет большое значение, соответственно и ответственность его также велика.

Буровое оборудование и процесс бурения очень дорогостоящи. Буровая бригада, буровой мастер и руководство ждут от инженера по буровым растворам указаний относительно параметров применяющегося бурового раствора. В известной мере любая обслу-

живающая компания, имеющая хоть какое-то отношение к скважине, начиная от её за- буривания до заканчивания, должна иметь инженера по буровым растворам и журнал, в который заносятся текущие параметры бурового раствора. Записи параметров бурового раствора должны вестись очень тщательно, подробно и аккуратно. Они не только отра- жают работу инженера, но также служат средством общения с руководством. Т.к. эти записи должны делаться в пяти экземплярах, запись следует производить хорошо отто- ченным карандашом средней твёрдости или шариковой ручкой. Для иллюстрации на рис.8 приведен образец записи параметров бурового раствора.

Первый экземпляр предназначен ведущей работы компании. Вторым экземпляр ос- таётся на буровой. Третий экземпляр направляется вашему региональному управлению для последующей подшивки в дело. Экземпляр № 4 остаётся у вас и экземпляр № 5 – это запаной экземпляр, предназначенный для ведущей работы компании на тот случай, если он ей потребуется. В таком случае отдайте ему четвёртый экземпляр, а себе для подшивки в дело оставьте пятый экземпляр. Этот экземпляр должен сохра- няться в деле инженера по буровым растворам до момента заканчивания скважины, по- сле чего его переносят в другую папку с делами компании или же площади бурения. Та- ким образом, чем дольше инженер по буровым растворам остаётся на данной площади, тем большее значение он приобретает для своей компании, а также для всех компаний, ведущих работы на данной площади.

### Таблицы перевода из одной системы измерения в другую

Существует всё возрастающая потребность перевода различных систем измерения в метрическую. Нефтяная промышленность пытается поддерживать единообразие в этом процессе. В таблице 7 приведены переводные коэффициенты и единицы измерения, реко- мендуемые для перевода.

Хотя немногие инженеры по буровым растворам являются химиками, тем не менее они постоянно имеют дело со сложными химическими системами буровых растворов. Для удобства в таблице 6 приведена международная система атомных весов химических элементов.

Таблица 7

	8.0	8.5	9.0	9.5	10.0	10.5	11.0	11.5	12.0	12.5	13.0	13.5	14.0	14.5	15.0	15.5	16.0	16.5	
7.35	35.5	64.0	93.5	124.0	156.0	189.0	223.5	260.0	297.5	337.0	377.5	421.0	466.0	514.0	562.0	614.5	670.0	728.0	787.0
8.0		28.0	56.5	86.5	117.5	150.0	184.0	218.5	255.5	294.5	334.0	376.0	420.0	465.0	515.0	565.0	619.0	674.0	735.0
8.5			28.0	57.5	88.0	119.0	153.0	188.0	224.0	261.5	301.0	342.0	385.5	430.0	477.0	527.0	580.0	636.0	694.0
8.7	3.0		17.0	45.5	76.5	108.0	141.0	175.0	211.0	248.0	287.5	328.5	371.0	416.0	464.0	512.0	565.0	620.0	678.0
9.0	6.0	3.0		29.0	59.0	90.0	122.5	156.5	192.0	229.0	267.5	308.0	350.0	394.5	441.0	490.0	542.0	596.0	653.0
9.5	9.0	5.5	3.0		29.5	60.0	92.0	125.0	160.0	196.0	234.0	274.0	315.0	358.5	404.0	452.0	502.0	556.0	613.5
10.0	12.0	8.5	5.5	2.5		30.0	61.0	93.5	128.0	163.5	200.0	239.5	280.5	323.0	368.0	415.0	464.0	517.0	572.0
10.5	14.5	11.5	8.5	5.5	2.5		30.5	62.5	95.5	131.0	167.0	205.5	245.0	287.0	330.5	376.5	426.0	477.0	531.0
11.0	17.5	14.5	11.0	8.0	5.5	2.5		31.0	64.0	98.0	133.5	171.0	210.0	251.0	294.0	339.5	387.5	437.0	490.0
11.5	20.5	17.0	14.0	11.0	8.0	5.0	2.5		32.0	65.5	100.0	137.0	175.0	215.0	257.0	302.0	348.0	398.0	449.0
12.0	23.5	20.0	16.0	13.5	10.5	7.5	5.0	2.5		32.5	67.0	102.5	140.0	179.5	220.5	264.0	309.5	357.5	408.0
12.5	26.5	23.0	19.5	16.0	13.0	10.5	7.5	5.0	2.5		33.5	68.5	105.0	145.0	187.5	228.0	271.0	318.5	367.5
13.0	29.5	25.5	22.0	19.0	16.0	13.0	10.0	7.5	5.0	2.5		34.0	70.0	107.5	147.0	188.5	232.0	278.0	327.0
13.5	32.5	28.5	25.0	21.5	18.5	15.5	12.5	10.0	7.0	4.5	2.5		35.0	71.5	110.5	151.0	194.0	238.5	285.5
14.0	35.5	31.5	27.5	24.5	21.0	18.0	15.0	12.0	9.5	7.0	4.5	2.0		36.0	73.5	113.0	155.0	199.0	238.5
14.5	38.0	34.0	30.5	27.0	23.5	20.5	17.5	14.5	12.0	9.5	7.0	4.5	2.0		36.5	75.5	116.0	159.0	204.0
15.0	41.0	37.0	33.5	29.5	26.5	23.0	20.0	17.0	14.5	11.5	9.0	6.5	4.5	2.0		37.5	77.5	120.0	163.5
15.5	44.0	40.0	36.0	32.5	29.0	25.5	22.5	19.5	16.5	14.0	11.5	9.0	6.5	4.0	2.0		38.5	79.5	122.5
16.0	47.0	43.0	39.0	35.0	31.5	28.0	25.0	22.0	19.0	16.5	13.5	11.0	8.5	6.5	4.0	2.0		40.0	81.5
16.5	50.0	45.5	41.5	38.0	34.0	31.0	27.5	24.5	21.5	18.5	16.0	13.5	11.0	8.5	6.0	4.0	2.0		41.0
17.0	53.0	48.5	44.5	40.5	37.0	33.5	30.0	27.0	24.0	21.0	18.0	15.5	13.0	10.5	8.5	6.0	4.0	2.0	
17.5	54.5	50.0	46.0	42.0	38.5	35.5	31.5	28.5	25.0	22.5	19.5	17.0	14.5	12.0	9.5	7.5	5.0	3.0	1.0
	56.0	52.0	47.0	43.0	39.5	36.0	32.5	29.0	26.0	23.0	20.5	18.0	15.0	13.0	10.5	8.0	6.0	4.0	2.0
	59.0	54.5	50.0	46.0	42.0	38.5	35.0	31.5	28.5	25.5	22.5	20.0	17.5	15.0	12.5	10.0	8.0	6.0	4.0
	62.5	58.0	53.5	49.5	45.5	41.5	38.0	35.0	31.5	28.5	25.5	23.0	20.0	17.5	15.0	13.0	10.5	8.5	6.5
	18.0	17.5	17.0	16.5	16.0	15.5	15.0	14.5	14.0	13.5	13.0	12.5	12.0	11.5	11.0	10.5	10.0	9.5	9.0
																		8.5	8.0
																		4.5	2.5
																		7.35	

### Объяснение таблицы увеличения объема и плотности буровых растворов

1) В верхней правой части таблицы приведено число мешков барита весом 100 фунтов, которые добавляются к 100 барр. имеющегося бурового раствора при необходимости повышения плотности раствора до любой желаемой величины.

#### Пример:

Необходимо поднять плотность бурового раствора с 10 фунт/галл до 14 фунт/галл. Найдите в левой вертикальной колонке цифру 10 и продолжите эту строку горизонтально вправо до пересечения с вертикальной колонкой с цифрой "14". Число 280,5 обозначает число мешков весом 100 фунтов, необходимое для увеличения плотности 100 баррелей бурового раствора, равной 10 фунт/галл. до 14 фунт/галл.

2) В нижней левой части таблицы приведено результирующее увеличение объема в баррелях вследствие добавления мешка барита весом 100 фунтов с целью достижения требуемой плотности бурового раствора.

#### Пример:

Необходимо определить увеличение объема бурового раствора в результате добавления 280,5 мешков барита к буровому раствору объемом 100 барр. Найдите цифру 10 в правой вертикальной колонке и продолжите линию горизонтально влево до пересечения с вертикальной колонкой, в нижней части которой стоит цифра 14. Цифра 19,0 обозначает увеличение объема в баррелях в результате добавления 280,5 мешков утяжелителя.

**OPERATOR**



DRILLING MUD REPORT NO.

DATE 9/1 19 90

DEPTH 7100

SPUD DATE 8/8/90

PRESENT ACTIVITY  
**DRILLING**

## OPERATOR

MAJOR OIL COMPANY

## CONTRACTOR

CONTRACTOR  
FLOATER DRILLING CO.  
REPORT FOR

RIG NO.

4 RIG NO.

REPORT FOR

J. Q. MIGHTYFINE.

REPORT FOR

REPORT FOR  
G. W. WORKMAN

SECTION, TOWNSHIP, RANGE

SECTION, TOWNSHIP, RANGE  
**OFFSHORE**

WELL NAME AND NO

OC.S-G-4990

FIELD ON BLOCK NO

FIELD ON BLOCK NO  
BLOCK 436

COUNTY, PARISH OR OFFSHORE

COUNTY, MARSH OR OFFSHORE  
AREA DEEPWATER

STATE/PROVINCE

STATE/PROVINCE:  
**TEXAS**

DRILLING ASSEMBLY			CASING		MUD VOLUME (BBL)		CIRCULATION DATA			
BIT SIZE	TYPE	JET SIZE	SURFACE	HOLE	PITS	PUMP SIZE	X	IN	ANNUAL VEL (ft/min)	
12 1/4"	5-33	3-14	30 in. 933 ft	1142	880	6 1/2	12		DP 104 DC 151	
DRILL PIPE SIZE	TYPE	LENGTH	INTERMEDIATE	TOTAL CIRCULATING VOLUME		PUMP MAKE, MODEL	ASSUMED EFF		CIRCULATION PRESSURE (psi)	
5"	19.5	6055'	20 in. 1970 ft	2025		OIL WELL A-1700 PT	95%		32.00	
DRILL PIPE SIZE	TYPE	LENGTH	INTERMEDIATE	IN STORAGE	WEIGHT	bbbl/stk	stk/min		ROTOMS UP (min) (stk)	
5"	H.W.	882'	13 3/8 in. 4552 ft	300	16.0	.117	108		82 8881	
DRILL COLLAR SIZE			PRODUCTION OR LINER	MUD TYPE					TOTAL CIRC TIME (min) (stk)	
8" x 2 7/8"	163'		in. 6 ft	K-MAG			bbbl/min 12.64 531 gal/min		136 14670	

		MUD PROPERTIES		MUD PROPERTY SPECIFICATIONS			
		IN FL IN PIT	IN FL OUT PIT	WEIGHT	VISCOSITY	4P	FILTRATE
Sample From				13.4	10-20	10-15	5-10
Time Sample Taken		0300	2100	RECOMMENDED TOUR TREATMENT			
Flowline Temperature (°F)		116	—	AS DIRECTED BY ENGINEER ON LOCATION			
Depth (ft) (TVD)	6982, 6671 ft	7100	6750				
Weight ft (ppg)	ft (lb/cu ft) □ (sp gr)	13.4	13.4				
Funnel Viscosity (sec/qt) API # °F		39	43				
Plastic Viscosity cp # 115 °F		13	14	REMARKS			
Yield Point (lb/100 ft²)		10	12				
Gel Strength (lb/100 ft²) 10 sec/10 min		4/22/31	5/12/6				
Filtrate API (cm³/30 min)		5.8	7.4				
API HTHP Filtrate (cm³/30 min) # °F		16.2	—	DRILLING AT 7100', NO PROBLEMS			
Cake Thickness (32nd in. API HTHP)		2.14	2.16				
Solids Content (% by Vol) □ calculated □ report		22.0	22.5				
Liquid Content (% by Vol) Oil/Water		0.178	0.177.5				
Sand Content (% by Vol)		1/4	1/2				
Methylene Blue Capacity □ initial concn □ cm³/cm³ mud		26.25	27.5				
pH □ Strip □ Meter # °F		8.5	8.6				
Alkalinity Mud (P <sub>m</sub> )		.5	.7				
Alkalinity Filtrate (P <sub>f</sub> /M <sub>f</sub> )		.051, .4	.1, .4				
Chloride (mg/L)		10,000	14,000				
Total Hardness as Calcium (mg/L)		160	120				
K <sup>+</sup> = 3500							
YG METER							
600 = 36, 300 = 23, 200 = 16							
100 = 10, 6 = 3.3 = 2							

100 = 10, 0 = 3, 5 = 2																								
PRODUCT INVENTORY	M-I BAR	M-I 65L	X-04	X-52	XA-20	PO-4	PA-6	TH-8	SL-10	XC-0	SH-6	BU-8	MUT PLUG	MICA	KNIX SEAL	BO-FAN	X	WAPS	ENG.	SOLIDS EQUIPMENT				
STARTING INVENTORY	3903	674	145	16	103	35	34	46		120	163	174	80	33	26					SHAKER #1 60, 80 mesh				
RECEIVED	2467				200					80										SHAKER #2 60, 80 mesh				
USED LAST 24 hr	1598	26	6	2	40	6	4	6	20								2	1		MUD CLEANER mesh				
CLOSING INVENTORY	4780	648	139	14	263	29	30	40	180	163	174	80	33	24						CENTRIFUGE 16 hours				
COST LAST 24 hr	6360	134	375	485	1080	810	525	1494	1348								32	325		DESANDER hours				
USE D (From IADC)																				DESILTER hours				
M-I REPRESENTATIVE					PHONE					WAREHOUSE PHONE					DAILY COST					CUMULATIVE COST				
PETER GOOD					886-6664										# 12,960					# 131,325				

NOTICE: THIS REPORT IS SUBJECT TO THE TERMS AND CONDITIONS SET FORTH ON REVERSE SIDE HEREOF.

TIME DISTRIBUTION (hrs)		MUD VOLUME ACCOUNTING		SOLIDS ANALYSIS		MUD RHEOLOGY and HYDRAULICS						
Rig Up/Service		Water Added (bbl)	350	Low Gravity %	5.7	Zero Gel	2	Avg ROP	51	ECD @ 13.45		
Drilling	15	Mud Built (bbl)		Low Gravity, ppb	52	n Factor	.65	% Cutting	-	Leak Off @ 14.0		
Reaming/Coring		Mud Received (bbl)		Bentonite %	1.6	k Factor	.44	psi	%	hbp	HSI	Jet Vel
Circulating	3	Mud Disposed (bbl)	139	Bentonite, ppb	15	Bit Hydraulics		1711	53	530	4.50	377
Tripping	4			Drill Solids %	4.1	Annular Section		1	2	3	4	5
Survey	2			Drill Solids, ppb	38	Hole Size		12.25	12.25	12.35	20.0	
Logging				Shale CEC, ppb	20	Pipe OD		8	5	5	5	
Running Casing				D/B Ratio		Critical Velocity		110	85	85	60	
Testing		Starting Depth	6335	High Gravity %	15.9	Annular Velocity		151	104	102	35	
Fishing		Ending Depth	7186	High Gravity, ppb	233	Viscosity		43	60	60	114	
		New Hole Vol. (bbl)	112			Annular Pressure		2	6	10		

**Figure 8.**

Запись параметров бурового раствора

Почтовый ящик № 42842 Хьюстон, Техас, 77242 США.

Компания, ведущая работы - *MAJOR OIL COMPANY*

Подрядчик - *FLOATER DRILLING CO*

Отчет № 24.

Дата 9/1, 1990, глубина 7100.

Дата забуривания скважины 8/8/90.

Вид работы - бурение.

Буровая установка № 6.

Наименование и номер скважины - *OCS-G-1990*, № 1.

Графство, округ или шельф.

Площадь *DEERWATER*

Штат, провинция - Техас.

Компоновка бурильной колонны:

диаметр долота 12 1/4 д.; тип долота - 5-33,

размер посадки - 3-14,

обсадная колонна, тип

ствол - 1142,

размер насоса - 6 1/2.

Бурильная колонна.

размер бурильной колонны - 5 д.,

тип бурильной колонны - 19,5 и *H.W.*

длина бурильной колонны - 6055 и 882 д.

УБТ 8д. х 2 7/8 д., длина УБТ - 163 фута.

Обсадная колонна.

кондуктор - 30 д., длина 933 фута,

промежуточная колонна - 20 д., длина 1970 футов,

промежуточная колонна 13 3/8 д., длина 4552 фута,

эксплуатационная колонна или хвостовик -

Скорость восходящего потока бурового раствора:

в интервале УБТ - 151 фут/мин,

в интервале бурильных труб 104 фут/мин.

Тип насоса - *OILWELL A-1700 RT.*

Эффективность - 95%.

Давление циркуляции - 3200 фут/кв.д.

Объем раствора/ход поршня 117 барр/ход.

Число ходов поршня в минуту 108 ход/мин.

Время выноса шлама - 82 мин за 8881 ход поршня.

Расход 12,64 барр/мин, 531 галл/мин.

Общее время циркуляции - 136 мин, 14670 ходов поршня

Общий объем циркуляции - 2025 барр.

Объем раствора в амбарах - 300 барр.

Плотность раствора - 16,0; тип раствора - *K-MAG*

Объем бурового раствора - 880 барр.

Параметры бурового раствора:

плотность - 13,4; вязкость (пластическая) 10-20

предельное динамическое напряжение сдвига - 10-15,

водоотдача - 5-10.

Обработка бурового раствора - в соответствии с рекомендациями инженера по буровым растворам.

Замечания: бурение на глубине 7100 футов, без осложнений.

Исследование пробы бурового раствора:

время отбора пробы - 0300 - 2100  
температура раствора на выкиде ( $F^{\circ}$ ) - 116 -  
глубина (фут), (по вертикали 6,982 ф., 667 ф.) 7100, 6750 .  
плотность раствора - 13,4 и 13,4  
условная вязкость (сек/кварта) АНИ 39 и 43  
пластическая вязкость, сПз при 115 $^{\circ}$  - 13 и 14  
предельное динамическое напряжение сдвига (фунт/кв.ф.) - 10 и 12.  
предельное СНС (фунт/100 фут $^2$ ), 10 сек/10 мин - 4/22/31 и 5/126  
водоотдача АНИ (см $^3$ /30 мин) 5,8 и 7,4  
водоотдача АНИ в условиях высокой температуры и давления (см $^3$ /30 мин) 16,2  
толщина глинистой корки - 214 и 216.  
содержание твёрдой фазы (объёмный процент) в реторте -  
содержание жидкой фазы (22,0 и 22,5 объёмн.процент) нефть/вода 0/178 и  
0/177,5.  
содержание песка (объёмный процент) 1/4 и 1 1/2  
ёмкость метиленовой сини - 26,25 и 27,5  
рН 8,5 8,6  
щелочность бурового раствора 5 и 7  
щёлочность фильтрата 0,051/04 и 0,1/0,4  
содержание хлоридов (мг/л) 10000 и 11000  
общая жёсткость по кальцию (мг/л) 160 и 120  
K $^{+}$  = 3500  
**У6 МЕТЕР** - вискозиметр с непосредственной индикацией  
600=36, 300=23, 200=16  
100=10, 6=3, 3=2.

## Общие переводные коэффициенты

### Система обозначений.

Переводные коэффициенты представлены в форме, удобной для компьютерного использования и электронной передачи информации. Переводные коэффициенты имеют цифровые значения, равные или превышающие единицу и меньше, чем десять, с четырьмя или менее десятичными знаками (т.е. всего 5 и менее знаков). После каждого цифрового значения коэффициента стоит буква E (для экспоненты), знак минус или плюс и две цифры, обозначающие степень цифры 10, на которую умножается коэффициент, чтобы получить правильное значение.

Например:  $3,5239 \text{ E} - 02 = 3,5239 \times 10^{-2}$  или 0,035239

аналогично:  $3,3864 \text{ E} + 03 = 3,3864 \times 10^3$  или 3386,4

### Наиболее распространенные переводные коэффициенты, применяемые в нефтяной промышленности

Преобразуемая единица	Единица, в которую производится преобразование	Умножить на
баррель	$\text{м}^3$	1.59E-01
барр/фут	$\text{м}^3/\text{м}$	5.216E-01
футы	$\text{м}$	3.048E-01
галлоны	$\text{м}^3$	3.785E-03
фунт	$\text{кг}$	4.535E-01
фут/100 фут <sup>2</sup>	$\text{Па}$	4.788E-01
фунт/галл	$\text{кг}/\text{м}^3$	1.198E+02
фунт/барр	$\text{кг}/\text{м}^3$	2.853E 00
фунт/фут <sup>3</sup>	$\text{кг}/\text{м}^3$	1.602E+01

### Площадь, длина, объем

Преобразуемая единица	Единица, в которую производится преобразование	Умножить на
акр-футы	галлоны	3.259E+05
баррель (42 галлона)	$\text{м}^3$	1.590E-01
см	футы	3.281E-02
см	дюймы	3.937E-01
см	км	1.E-05
см	$\text{м}$	1.E-02
см/сек	фут/мин	1.969
см/сек/сек	фут/сек/сек	3.281E-02
$\text{см}^3$	фут <sup>3</sup>	3.531E-05
$\text{см}^3$	$\text{д}^3$	6.102E-02
$\text{см}^3$	$\text{м}^3$	1.0E-06
$\text{см}^3$	галлон (США, жидкость)	2.642E-04
футы	см	3.048E+01
футы	км	3.048E-04
футы	$\text{м}$	3.048E -01
фут/мин	см/сек	5.080E-01
фут/мин	$\text{м}/\text{мин}$	3.048E-01
фут/сек	$\text{м}/\text{мин}$	1.829E+01
унция (жидкость, США)	$\text{м}^3$	2.9574E-05
фут	$\text{м}_2$	3.0480E-01
фут <sup>2</sup>	$\text{м}^2$	9.2903E-02
фут <sup>3</sup>	$\text{м}^3$	2.832E-02



Преобразуемая единица	Единица, в которую производится преобразование	Умножить на
фут <sup>3</sup> /мин	м <sup>3</sup> /сек	4.719E-04
фут/мин	м/сек	5.080E-03
фут/фунт (крутящий момент)	N <sub>m</sub>	1.30
галлоны	см <sup>3</sup>	3.785E+03
галлоны	фут <sup>3</sup>	1.337E-01
галлоны	м <sup>3</sup>	3.785E-03
галлоны	литры	3.785
галлон/мин	фут <sup>3</sup> /сек	2.228E-03
галлон/мин	л/сек	6.308E-02
галлоны (США, жидкие)	м <sup>3</sup> /сек	3.7854E-03
дюйм	м	6.3090E-05
дюйм ртути (60°F)	Па	2.540E-02
дюйм воды (60°F)	Па	3.377E+03
д. <sup>2</sup>	м <sup>2</sup>	2.4884E+02
д. <sup>3</sup>	м <sup>3</sup>	6.4516E-04
км	футы	1.6387E-05
км	мили	3.281E+03
узел (междупар)	м/сек	6.214E-01
л	фут <sup>3</sup>	5.1444E-01
л	м <sup>3</sup>	3.531E-02
л	галлон (США, жидкий)	1.0E-03
л/мин	фут <sup>3</sup> /сек	2.642E-01
м	футы	5.886E-04
м	мили (морские)	3.281
м	мили (статутные)	5.396E-04
м/мин	фут/мин	6.214E-04
м/мин	фут/сек	3.281
м/сек/сек	фут/сек/сек	5.468E-02
м (микрон)	м	3.281
мил	м	1.0000E-06
миля (статутная)	м	2.5400E-05
миля (морская)	м	1.6093E+03
миля (морская)	миля (статутная)	1.853E+03
миля (статутная)	км	1.1516
миля (статутная)	миля (морская)	1.609
миль/час	фут/мин	8.684E-01
миль	см	8.8E+01
минута (угловая)	радиан	2.54E-03
унция (жидкая)	д. <sup>3</sup>	2.909E-04
унция (жидкая)	и	1.805
пита (США, жидкая)	м <sup>3</sup>	2.957E-02
кварта (США, жидкая)	м <sup>3</sup>	4.7318E-04
секунда (угловая)	радиан (рад)	9.4635E-04
см <sup>2</sup>	фут <sup>2</sup>	4.8481E-06
см <sup>2</sup>	д. <sup>2</sup>	1.076E-03
фут <sup>2</sup>	акр	1.550E-01
фут <sup>2</sup>	м <sup>2</sup>	2.296E-05
д. <sup>2</sup>	см <sup>2</sup>	9.29E-02
км <sup>2</sup>	акр	6.452
м <sup>2</sup>	акр	2.471E+02
ярд	м	2.471E-04
ярд <sup>2</sup>	м <sup>2</sup>	9.1440E-01
ярд <sup>3</sup>	м <sup>3</sup>	8.3612E-01
		7.6455E-01

Масса, количество вещества

Преобразуемая единица	Единица, в которую производится преобразование	Умножить на
гран	кг	6.4799E-05
г	кг	1.000E-03
г	унция (O2)	3.527E-02
кг	т (короткая)	1.102E-03
унция (O2)	кг	2.8350E-02
унция (жидкая, США)	м <sup>3</sup>	2.9574E-05
унция-смла	(N)(ньютон)	2.7802E-01
унция	драхма	8.0
унция	гран	4.375E+02
унция	фунт	2.8350E+01
фунт	кг	6.25E-02
фунт	daN	4.5359E-01
фунт	кг	4.448E-01
фунт	унция	4.536E-01
фунт	унция	1.6E+01
фунтов воды	фут <sup>3</sup>	1.458E+01
фунтов воды	галлон	1.602E-02
фунт/барр	кг/м <sup>3</sup>	1.198E-01
фунт/галл	г/см <sup>3</sup>	2.853
фунт/галл	кг/м <sup>3</sup>	1.2E-01
фунт/фут	кг/м	1.198E+02
фунт/100 футов <sup>2</sup>	Па	1.49
фунт/фут <sup>2</sup>	ат.	4.79E-01
фунт/фут <sup>2</sup>	кг/м <sup>2</sup>	4.725E-04
фунт/фут <sup>2</sup>	фунт/д. <sup>2</sup>	4.882
фунт/д. <sup>2</sup>	ат.	6.944E-03
фунт/д. <sup>2</sup>	фунт/фут <sup>2</sup>	6.804E-02
тонна (метрическая)	кг	1.44E+02
тонна (короткая, 2000 фунтов)	кг	1.0000E+03
тонна	кг	9.0718E+02
атм	кг	1.0000E+03
атм	см ртути (при 0°C)	7.6E+01
атм	футы воды (при 4°C)	3.39E+01
атм	кг/см <sup>2</sup>	1.0333
атм	кг/м <sup>2</sup>	1.0333E+04
атм	фунт/д. <sup>2</sup>	1.47E+01
атм (стандартная)	Па	1.0133E+05
атм (техническая = 1 кгс/см <sup>2</sup> )	Па	9.8067E+04
бар	Па	1.000E+05
см ртутного столба (при 0°C)	Па	1.3332E+03
см воды (при 4°C)	Па	9.8063E+01
сПз	г/см-сек	1.0E-02
сПз	Па/сек	1.000E-03
сПз	фунт/фут-сек	6.72E-04
см <sup>3</sup>	л	1.0E-03
фут <sup>3</sup>	см <sup>3</sup>	2.8320E+04
фут <sup>3</sup>	м <sup>3</sup>	2.832E-02
фут <sup>3</sup>	галлон (США, жидкий)	7.4805
фут <sup>3</sup> /мин	см <sup>3</sup> /сек	4.72E+02
фут <sup>3</sup> /мин	галл/сек	1.247E-01
фут <sup>3</sup> /мин	л/сек	4.720E-01
д. <sup>3</sup>	см <sup>3</sup>	1.639E+01
д. <sup>3</sup>	м <sup>3</sup>	1.639E-05

Преобразуемая единица	Единица, в которую производится преобразование	Умножить на
$\text{м}^3$	$\text{фут}^3$	$3.531\text{E}+01$
$\text{м}^3$	баррель (нефти)	6.2905
$\text{м}^3$	галлон (США, жидкий)	$2.642\text{E}+02$
$\text{м}^3$		$1.0\text{E}+03$
дина	(N) (ньютон)	$1.0000\text{E}-05$
дин-см	(N.m)	$1.0000\text{E}-07$
$\text{дин}/\text{см}^2$	Па	$1.0000\text{E}-01$
$\text{дин}/\text{см}^2$	атм	$9.869\text{E}-07$
$\text{г}/\text{см}^3$	фунт/фут <sup>3</sup>	$6.243\text{E}+01$
г/л	фунт/фут <sup>3</sup>	$6.2427\text{E}-02$
$\text{г}/\text{см}^2$	фунт/фут <sup>2</sup>	2.0481
$\text{г}^2/\text{см}^3$	кг/м <sup>3</sup>	$1.0000\text{E}+03$
$\text{гс}/\text{см}^2$	Па	$9.8067\text{E}+01$
кг/м <sup>3</sup>	фунт/фут <sup>3</sup>	$6.243\text{E}-02$
кг-с/	(N) (ньютон)	$9.8067\text{E}+00$
$\text{кг}/\text{см}^2$	дин/см <sup>2</sup>	$9.8067\text{E}+05$
$\text{кг}/\text{см}^2$	атм	$9.678\text{E}-01$
$\text{кг}/\text{см}^2$	фунт/д. <sup>2</sup>	$1.422\text{E}+01$
$\text{КГ}/\text{м}^2$	атм	$9.678\text{E}-05$
$\text{кг}/\text{м}^2$	фунт/д. <sup>2</sup>	$1.422\text{E}-03$
$\text{кг-с}/\text{м}^2$	Па	$9.8067\text{E}+04$
$\text{кг-с}/\text{м}^2$	Па	$9.8067\text{E}+00$
$\text{кг-с}/\text{мм}^2$	Па	$9.8067\text{E}+06$
мбар	Па	$1.0000\text{E}+02$
мм ртутн (0°C)	Па	$1.3332\text{E}+02$
фунт	кг	$4.5359\text{E}-01$
фунт-сила	(N) (ньютон)	$4.4482\text{E}+00$
фунт.фут/д.	(N.m)	$1.7513\text{E}+02$
фунт/д. <sup>2</sup> /фут	КПа	$2.262\text{E}+01$
фунт-фут/д. <sup>2</sup> (фунт-кв.д.)	Па	$6.895\text{E}+03$

#### Температура

Преобразуемая единица	Единица, в которую производится преобразование	Умножить на
градус Цельсия (C)	кельвин (K)	$T_K = T_C + 273.15$
градус Фаренгейта (F)	градус Цельсия	$T_C = (T_F - 32)/1.8$
градус Фаренгейта (F)	кельвин (K)	$T_K = (T_F + 459.67)/1.8$
градус Реомюр (R)	кельвин (K)	$T_K = T_R/1.8$

Подвижность, перемещение

Преобразуемая единица	Единица, в которую производится преобразование	Умножить на
Пз (абсолютная вязкость)	Па/сек	1.0000E-01
СТОКС (кинематическая вязкость)	м <sup>2</sup> /сек	1.0000E-04

Плотность, концентрация, удельный объем

Преобразуемая единица	Единица, в которую производится преобразование	Умножить на
граны/галлоны США	ч/млн	1.7118E+01
граны/галлоны британские	ч/млн	1.4286E+01
удельный вес	кг/м <sup>3</sup>	1000
удельный вес	фунт/галл	8.3

С и л а

Преобразуемая единица	Единица, в которую производится преобразование	Умножить на
Британская тепловая единица (средняя)	джоуль (J)	1.056E+03
калория (средняя)	джоуль (J)	4.1900E+00

# Полезные физические константы

## Константы газа (R)

$R = 0.0821$	$(\text{атм})(\text{л})/(\text{г-моль})(^\circ\text{K})$
$R = 1.987$	$\text{г-кал } (\text{г-моль})(^\circ\text{K})$
$R = 1.987$	$\text{брит.тепловая единица}/(\text{фунт-моль})(^\circ\text{R})$
$R = 1.987$	$\text{общая тепл.единица}/(\text{фунт-моль})(^\circ\text{K})$
$R = 8.314$	$\text{джоуль}/(\text{г-моль})(^\circ\text{K})$
$R = 1.546$	$(\text{фут})(\text{фунт-смла})(\text{фунт-моль})(^\circ\text{R})$
$R = 10.73$	$(\text{фунт-сила}/\text{д.}^2)/(\text{фунт-моль})(^\circ\text{R})$
$R = 18510$	$(\text{фунт-сила}/\text{д.}^2)(\text{д.}^3)(\text{фунт-моль})(^\circ\text{R})$
$R = 0.7302$	$(\text{атм})(\text{фут}^3)/(\text{фунт-моль})(^\circ\text{R})$
$R = 8.48 \times 10^5$	$(\text{кг}/\text{м}^2)(\text{см}^3)/(\text{фунт-моль})(^\circ\text{K})$

## Ускорение силы тяжести (стандартное)

$$9 \times 32,17 \text{ фут/сек} \times 980,6 \text{ см/сек}^2.$$

## Скорость звука в сухом воздухе при $0^\circ\text{C}$ и 1 атм.

$$33,136 \text{ см/сек} \times 1,089 \text{ фут/сек.}$$

## Теплота, выделяющаяся при слиянии атомов элементов образующих воду

$$79,7 \text{ кал/г} \times 144 \text{ брит.тепл.единица/фунт.}$$

## Теплота, выделяющаяся при испарении воды при 10 атм

$$540 \text{ кал/г} \times 970 \text{ брит.тепл.единица/фунт.}$$

## Удельная теплоёмкость воздуха

$$\text{СПз} \times 0,238 \text{ кал}/(\text{г})(^\circ\text{C}).$$

## Плотность сухого воздуха при $0^\circ\text{C}$ и 760 мм.

$$0,001293 \text{ г}/\text{см}^3.$$

## ГЛАВА 4.

### СОСТАВ И СВОЙСТВА ГЛИНИСТЫХ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ

Состав бурового раствора зависит от условий и целей предстоящего бурения. Бурение производится в различных породах, соответственно определяющих различные типы применяемых буровых растворов. Выбор типа бурового раствора определяется экономическими соображениями, природоохранными требованиями, имеющимися источниками пресной воды для приготовления раствора, давлениями и температурой в скважине, а также многими другими факторами.

Иногда идеальной промывочной жидкостью является обычная вода, которая применяется при вскрытии пластов с низкими давлениями. Когда же вода не в состоянии выполнять все функции промывочной жидкости, в неё вводят другие ингредиенты, улучшающие её параметры, а иногда и полностью имеют тип бурового раствора.

На некоторых площадях бурение начинают на простой воде, которая вследствие смешиваясь с буровым шламом, образует неплохой глинистый раствор.

В других случаях в воду добавляют промышленные глины перед тем, как приступить к забуриванию скважины. Глины выполняют двойную функцию: прежде всего, они придают вязкость промывочной жидкости, и во вторых предотвращают поглощение промывочной жидкости проницаемыми пластами.

Большинство буровых растворов относится к растворам на водной основе. К этим растворам относятся любые промывочные жидкости, жидкой фазой которых является вода, в которой некоторые вещества находятся во взвешенном состоянии, а другие — в растворимом виде.

Существует множество различных добавок к буровым растворам, придающих им те или иные свойства, однако основных составляющих буровых растворов на водной основе три:

1) Водная фаза — непрерывная фазы бурового раствора.

В зависимости от местонахождения и/или имеющихся источников воды, эта фаза может быть представлена пресной, морской, жёсткой, мягкой и т.д. водой. Как будет показано ниже, очень часто используют различные соляные растворы от солоноватых до насыщенных.

2) Химически активная твёрдая фаза — эта фаза состоит из промышленных глин наряду с гидратирующимися глинами и сланцами, поступающими в раствор вместе с буровым шламом и находящимся в нём во взвешенном состоянии. Эта твердая фаза подвергается химической обработке с целью поддержания заданных свойств бурового раствора.

3) Инертная твёрдая фаза — это та часть твёрдой фазы, которая не вступает в химические реакции. К ней относятся известняки, доломиты или песок. Добавляемый в буровой раствор с целью повышения его плотности барит также относится к инертным веществам.

#### Гидратация глин

Для лучшего понимания поведения буровых растворов и химического состава всех трёх фаз бурового раствора следует рассмотреть некоторые аспекты химии глин. Глины — это грунтовые материалы, которые при смешивании с водой приобретают пластичность. Это происходит потому, что некоторые глины легко поглощают воду. Эти глины называются гидрофильными. Если глина не поглощает воду она называется гидрофобной. Глины, применяющиеся с пресноводными системами буровых растворов, состоят из гидратированных алюмосиликатов с очень малым размером частиц. Они образуются из чередующихся слоёв кремния и оксида алюминия, расположение которых несколько отличается у различных глинистых минералов. Частица глины может состоять лишь из одного слоя или из бесчисленного числа слоёв, расположенных друг над другом, аналогично колоде карт, удерживающихся вместе остаточными силами. Находясь во взвешенном состоянии в воде, глины обнаруживают различную способность к разбуханию, что определяется их происхождением, а также химической и коллоидной природой других химических элементов.

Наиболее важным и широко применяющимся глинистым минералом, обеспечивающим необходимую вязкость и предупреждение водоотдачи бурового раствора является Вайомингский бентонит или монтмориллонит натрия. Находясь в пресной воде, слои глины

адсорбируют воду и разбухают до такой степени, когда силы, удерживающие их вместе, ослабевают так, что отдельные слои глины могут отделяться друг от друга. Расслоение частиц глины называется дисперсией. Такое увеличение числа частиц глины с результирующим увеличением площади их поверхности приводит к загустеванию суспензии. На рис. 1 показана микрофотография частиц бентонита. Обратите внимание, что она напоминает раскрытый веер игральные карты. Видно, как несколько пластинообразных частиц перекрывают друг друга. Именно эта особенность формы частиц глины обеспечивает предупреждение водоотдачи бурового раствора.



Рис. 1. Микрофотография частиц бентонита

Молекула бентонита состоит из 3-х слоёв: слой оксида алюминия, находящийся между двумя слоями кварца. Эта структура показана на рис. 2. Глинистая пластинка имеет отрицательный заряд и окружена облаком катионов. Если эти катионы являются преимущественно натриевыми, то глина называется монтмориллонитом натрия, если катионы кальциевые, то это монтмориллонит кальция.

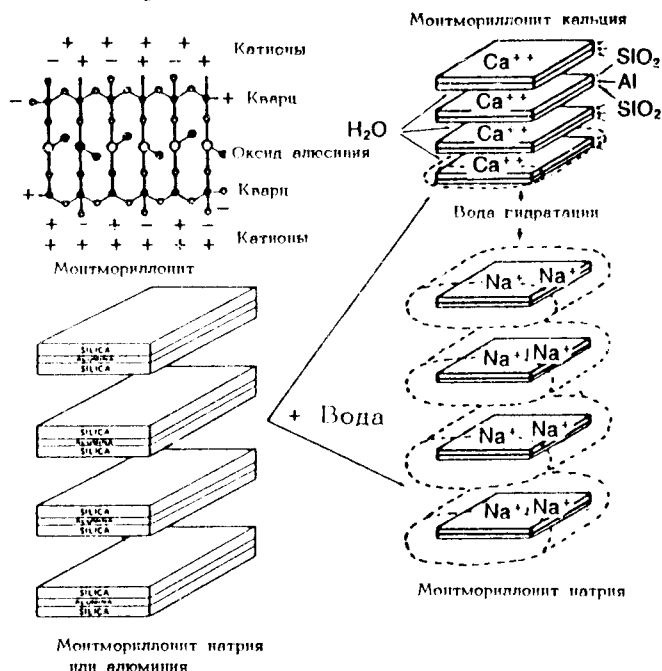


Рис. 2. Вода гидратации монтмориллоните кальция и натрия

Толщина адсорбированной плёнки воды определяется типом и количеством катионов. Плоскостная вода составляет основную часть общего количества воды, удерживаемой глинистым коллоидом. Двухвалентные катионы, такие как  $\text{Ca}^{++}$  и  $\text{Mg}^{++}$ , увеличивают силу притяжения между пластинками, тем самым уменьшая количество воды, которое может адсорбироваться. Моновалентные катионы, такие, как  $\text{Na}^{+}$ , обуславливают меньшую силу притяжения и, следовательно, позволяют большему количеству воды про-

пикнуть между частицами. Это схематически представлено на рис.2. Следует отметить, что монтмориллонит кальция, ввиду наличия ионов кальция, разбухает в четыре раза меньше, чем монтмориллонит натрия. Это значит, что для данной концентрации глин в пресной воде, натриевые глины ( M-IGEL ) обеспечивают более высокую вязкость, чем кальциевые глины. Или, как будет показано ниже, для достижения определенной вязкости потребуется в четыре раза больше кальциевых глин.

### Процесс соединения глинистых частиц

Кроме знания количества и качества глин, содержащихся в буровом растворе, необходимо знать степень связи глинистых частиц. Различные типы связи глинистых частиц оказывают большое влияние на реологию суспензий глин. Для понимания и регулирования реологических характеристик буровых растворов необходимо знать эти процессы соединения глинистых частиц.

Плоские, напоминающие пластинки частицы глины имеют две различные поверхности. Планорная поверхность частицы имеет отрицательный заряд, а её грани, в том месте, где решётка разрушена и обнажена поверхность связи – положительный заряд. Эти электрические заряды и взаимозаменяемые катионы создают электрическое поле вокруг частицы глины, которое определяет характер взаимодействия частиц друг с другом. Если взаимозаменяемые ионы не связаны с поверхностью частицы, то сила отталкивания между плоскими отрицательно заряженными пластинами велика и пластины будут диспергироваться друг от друга. Полная дисперсия встречается редко и может происходить в разбавленных суспензиях очищенного монтмориллонита натрия. Обычно же между частицами наблюдается некоторая степень связи.

Частицы глины могут находиться в состоянии агрегации, дисперсии, флокуляции или дефлокуляции (см.рис.3). Они могут одновременно находиться в нескольких состояниях при одном доминирующем состоянии.

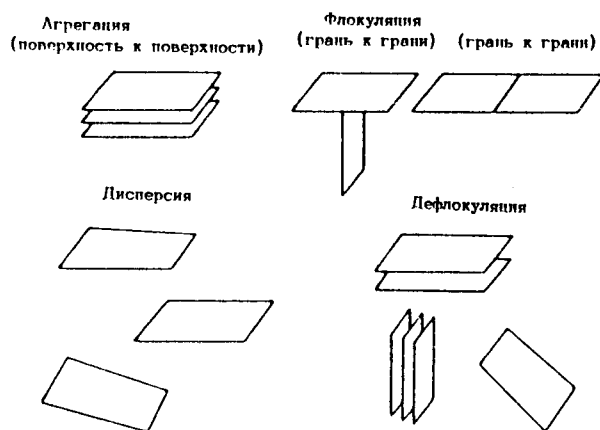


Рис.3. Связь частиц глины

Агрегация (связь грани к грани) приводит к образованию более толстых пластин или пачек, это уменьшает число частиц и соответственно пластическую вязкость. Причиной агрегации может быть появление двувалентных катионов, таких, как  $\text{Ca}^{++}$  в буровом растворе. Это происходит при добавлении извести или гипса или же при буре – нии ангидритов или цемента. После первоначального увеличения вязкости происходит её понижение до величины, меньшей исходной.

Дисперсия – процесс, обратный агрегации, приводящий к увеличению числа частиц глины и пластической вязкости. Пластины глины обычно агрегируются перед гидратацией, а в процессе гидратации происходит некоторое диспергирование. Степень дисперсии зависит от содержания электролита воды, времени, температуры, взаимозаменяемых катионов глин и концентрации глины. Даже вайомингский бентонит полностью не может диспергироваться в воде при комнатной температуре.



Флокуляция характеризуется соединением частиц торце-к-торцу и/или торце-к-границе, что приводит к образованию структуры типа "карточный домик". А это вызывает увеличение вязкости. Степень повышения вязкости зависит от сил, действующих на связанные частицы, а также от числа имеющихся частиц. Любой процесс, увеличивающий силы отталкивания между частицами или же сокращающий адсорбированную пленку воды такой, как введение двухвалентных катионов или высокая температура, вызывает флокуляцию.

Дефлокуляция - это разрушение связей флокулированных частиц. Введение определенных химреагентов в буровой раствор нейтрализует электрохимические заряды глинистых частиц. А это нейтрализует силы притяжения, приводящие к образованию связей между частицами типа торце-к-торцу и/или торце-к-границе. Ввиду того, что дефлокуляция приводит к понижению вязкости, дефлокулянты часто называют разжижителями буровых растворов.

#### Выход бурового раствора

Выход бурового раствора определяется как число баррелей бурового раствора вязкостью 15 сПз, которые можно получить из одной тонны сухого глинопорошка. Из рис.4 видно, почему именно 15 сПз было выбрано в качестве определяющего фактора выхода бурового раствора. Критическая точка кривой всех типов глин отмечается при 15 сПз. Введение больших объемов глины до 15 сПз, незначительно повышает вязкость бурового раствора. В то время, как добавление глин даже в небольших количествах, к буровым растворам, имеющим вязкость выше 15 сПз, приводит к значительному увеличению вязкости. Это относится не только к промышленным глинам, но также к гидратуемому буровому шламу. Важно отметить также то, что глинистая суспензия с вязкостью 15 сПз поддерживает барит во взвешенном состоянии в утяжеленных буровых растворах.

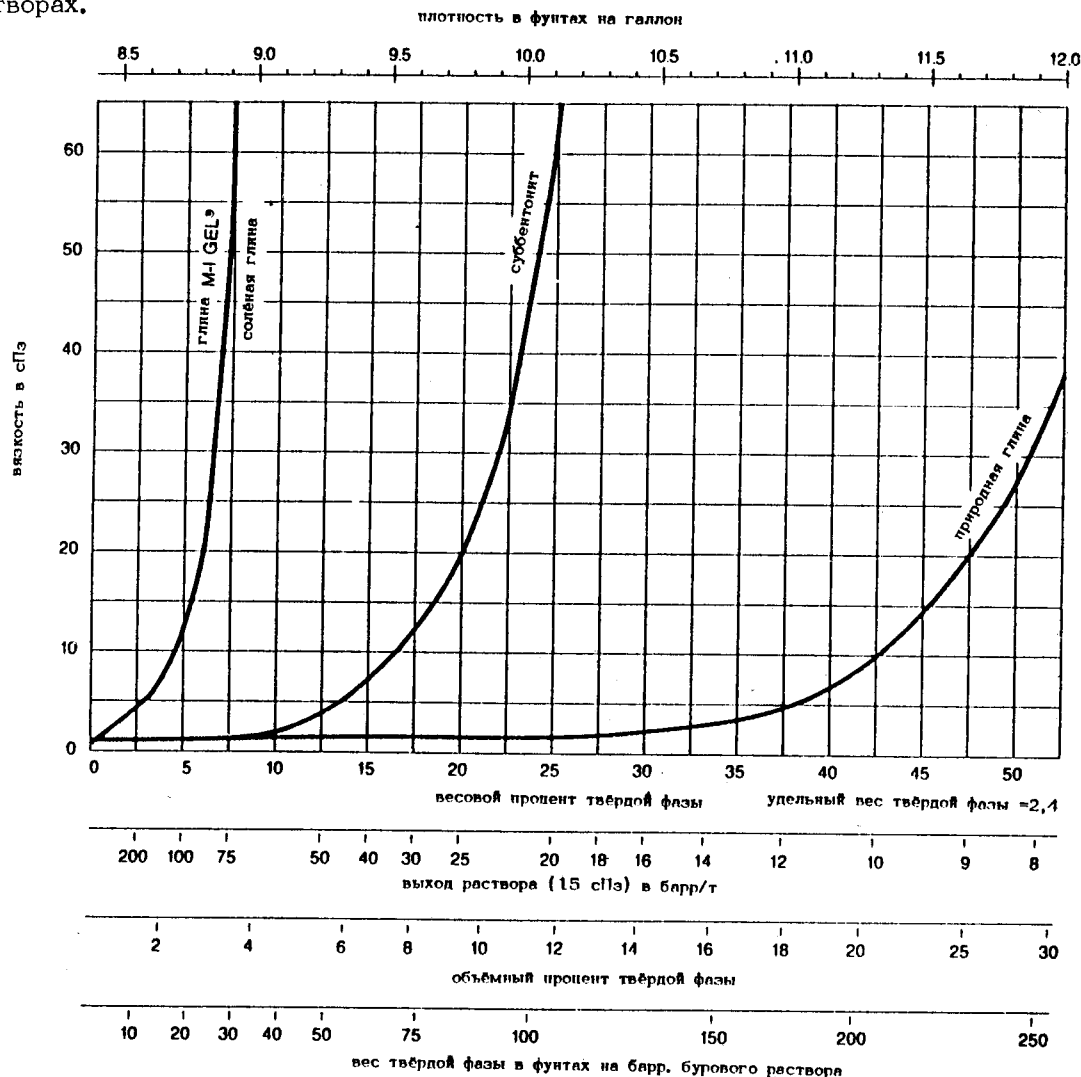


Рис.4. Кривые вязкости твердой фазы различных глин

Этот график может оказаться очень полезным для инженера по буровым растворам. С его помощью можно определить плотность, весовой процент, объёмный процент твёрдой фазы, выход раствора в баррелях на тонну, вес твёрдой фазы в одном барреле бурового раствора при данной вязкости различных глин.

Например, для получения бурового раствора вязкостью 15 сПз необходимо около 20 фунт/барр бентонита ( M-I GEL ). Из графика видно, что в таком растворе будет содержаться 5 1/2% (вес.) и 2 1/2% (объёмн.) твёрдой фазы, плотность его составит 8,6 фунт/галл, а выход раствора – 100 барр/т.

Если глина адсорбирует меньше воды, то выход раствора будет меньше. Для сравнения, если для получения раствора вязкостью 15 сПз использовали суббентонит, в нём будет содержаться 18% (вес.) и 8 1/2% (объёмн.) твёрдой фазы, плотность его будет 9,4 фунт/галл, а выход – 28 барр/т.

Глины выполняют различные функции в буровых растворах. Увеличить вязкость бурового раствора при минимальном содержании твёрдой фазы лучше всего можно путем добавления материала с максимальным выходом ( M-I GEL ). Понижение водоотдачи достигается введением бентонита).

#### Факторы, влияющие на выход бурового раствора

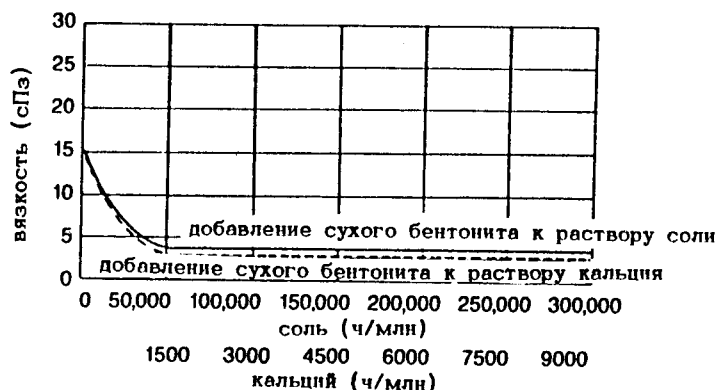
Добавление сухого глинопорошка к воде затворения, содержащей соли или ионы различных металлов, оказывает значительное воздействие на гидратацию и дисперсию. Например, многие буровые растворы готовят на основе морской воды, что очень удобно и экономично. Анализ морской воды показал, что в неё входят следующие химические элементы:

компоненты	частей на миллион (ч/млн)
натрий	10 550
хлор	18 970
сульфаты	2 650
магний	1 270
кальций	400
калий	380
бром	65
другие компоненты	80

\*Солоноватая вода может содержать те же компоненты, но в других концентрациях.

Воду с любой концентрацией соли можно довести до степени насыщения добавлением соли. Насыщенный солёный раствор содержит около 315 000 мг/л натрия хлора. Для насыщения пресной воды необходимо около 120 фунт/барр соли.

На рис.5 показано влияние различных концентраций этих ионов на гидратацию бентонита. Как правило, можно утверждать, что гидратация глин в пресной воде быстро понижается с увеличением концентрации этих ионов.



Это явление более чётко прослеживается на рис.6 и 7. На этих примерах показана гидратация двух идентичных кубиков бентонита, первого в пресной воде, второго в солёной воде. На рис.6 показана гидратация кубика бентонита, помещенного в мензурку с пресной водой, и затем через 72 часа очевидна гидратация и последующее разбухание глины.

На рис.7 кубик бентонита помещали в раствор соли и наблюдали результат через 72 часа. Очевидно либо наличие незначительной гидратации, либо полное отсутствие гидратации.

Вода, содержащая кальций или магний, называется жёсткой водой. Для повышения вязкости глинистого раствора можно обработать его химреагентами, понижающими концентрацию ионов металлов или же полностью выводящими их из раствора в результате их осаждения. При наличии в растворе высоких концентраций хлора единственный способ понижения его концентрации заключается в разбавлении его пресной водой.

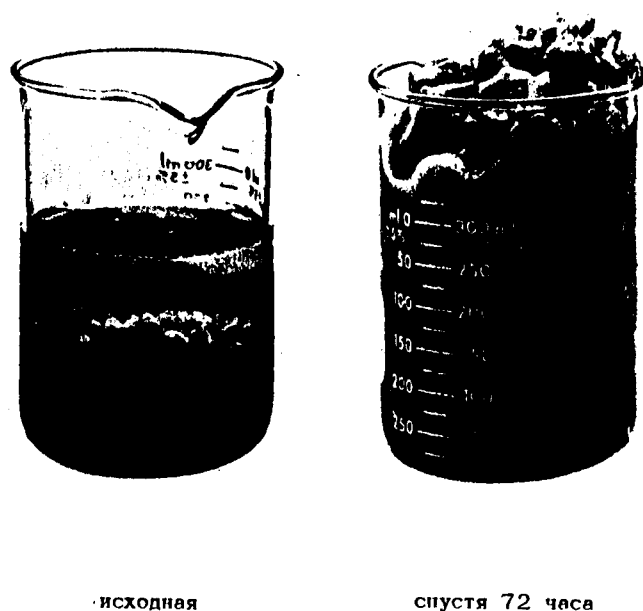


Рис.6. Гидратация бентонита в пресной воде.

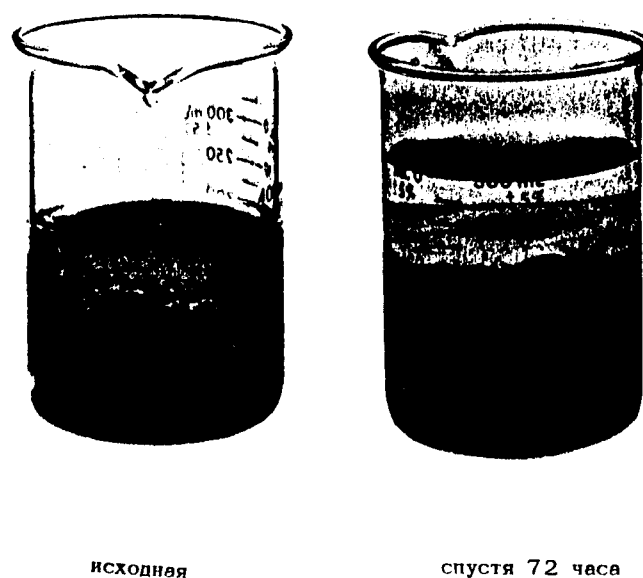


Рис.7. Гидратация бентонита в растворе соли.

В том случае, если для затворения бурового раствора используется солёная вода, применяется другая широко распространённая глина, обеспечивающая необходимую вязкость. Эта глина называется аттанульгит (солёная глина). Аттанульгит – это уникальный минерал, имеющий игольчатую кристаллическую структуру (рис.8). Его способность повышать вязкость не зависит от воды затворения.

При одинаковой концентрации аттанульгита в любом типе воды получится раствор примерно такой же вязкости, как и при добавлении барита в пресную воду. Способность повышать вязкость не зависит от гидратации, а определяется степенью, при которой происходит сдвиг пучков иголок структуры. Результирующая вязкость создается двумя элементами:

1. Образованием структур в виде кистеобразных пучков сдвигающими силами. Наиболее простой будет аналогия перемешивания воды опущенной в неё соломинкой.

2. Силами притяжения между частицами, образуемыми зарядами разрушенных связей на торцах игл, поломанных сдвигающими силами.

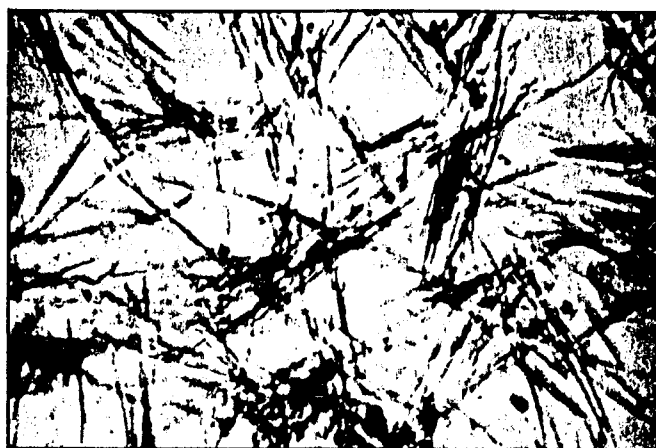


Рис.8. Микрофотография частиц аттанулогита

Ввиду того, что аттанулогитовые глины повышают вязкость в любом типе воды затворения, то возникает вопрос: "Для чего нужен бентонит?" Ответом будет: (1) более высокая стоимость, (2) отсутствие регулирования водоотдачи, обусловленное формой частиц и (3) сложность контроля реологических характеристик.

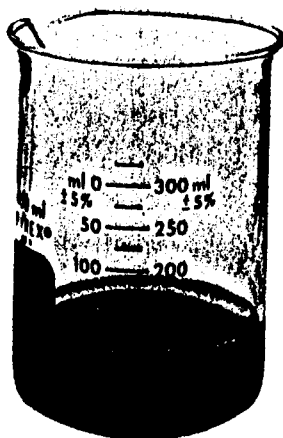
Существует, однако способ повышения вязкости раствора на основе солёной воды, в которые добавляются пресноводные глины. Это достигается прежде всего гидратацией глины в пресной воде с последующим введением полученного раствора в солёную воду. Такой способ (называемый прегидратацией) будет подробно описан несколько позже. Он включает в себя не только поддержание определенного уровня pH и введение химических дисперсантов в раствор перед их добавлением в солёную воду. Таким образом не уменьшается понижение вязкости вследствие дегидратации в присутствии большего количества ионов металлов. Этот процесс показан на рис.8. Был приготовлен раствор, содержащий 30 фунт/барр бентонита, которому дали возможность гидратации. После этого его ввели в воду объёмом один баррель с концентрацией хлорида натрия 100000 част/млн.

Из рисунка ясно, что глина была диспергирована в солёной воде, а реологические характеристики показывают, что глина выполняет свою функцию. Со временем вязкость значительно уменьшится вследствие дегидратации. Результирующая вязкость всегда будет значительно выше, чем при введении сухой глины непосредственно в солёную воду.

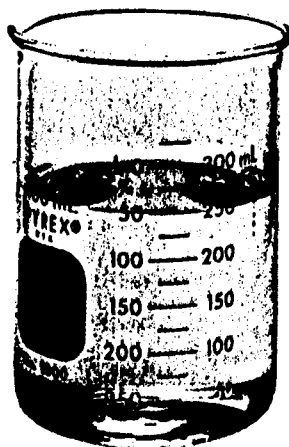
Совершенно другая реакция происходит при введении соли или кальция непосредственно в глинистый раствор, приготовленный и прогидротированный в пресной воде. На рис.10 и 11 показана эта реакция. Следует обратить внимание на начальное увеличение и последующее понижение вязкости, рассмотренной выше.

На рис.10 показано начальное повышение вязкости вследствие флокуляции, вызванной добавлением двухвалентных катионов  $\text{Ca}^{++}$ . Это в свою очередь приводит к агрегации частиц и понижению вязкости вследствие дегидратации и уменьшения количества частиц.

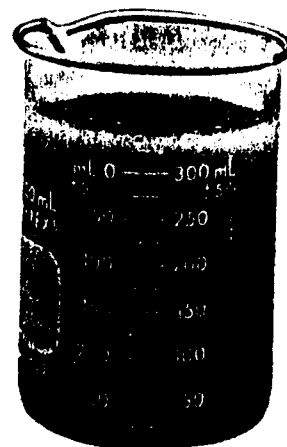
На рис.11 показано в основном то же самое, за исключением того, что флокуляция и агрегация обусловлена массовым влиянием ионов  $\text{Na}^+$  ввиду их высокой концентрации.



1/4 барр. прегидратированного глинистого раствора плотностью 30 фунт/барр.



3/4 барр. солевой фоды NaCl концентрацией 100000 ч/млн



1 барр. раствора со следующими параметрами  
 AV = 47 (абсолютная вязкость)  
 PV = 15 (пластическая вязкость)  
 YP = 63 предельное динамическое напряжение сдвига

Рис.9. Добавление пре- гидратированного бентонита к солевой воде

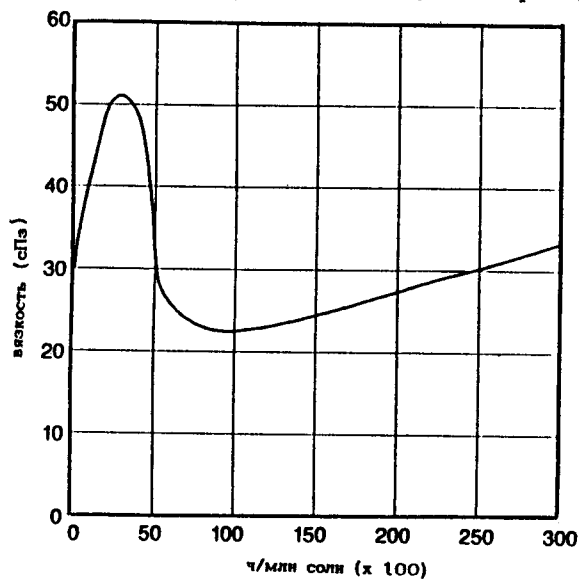


Рис.11. Влияние соли на прегидратированный бентонит

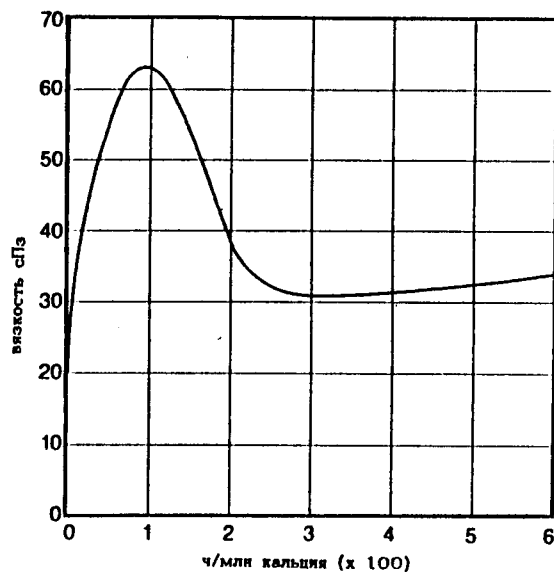


Рис.10. Влияние кальция на прегидратированный бентонит

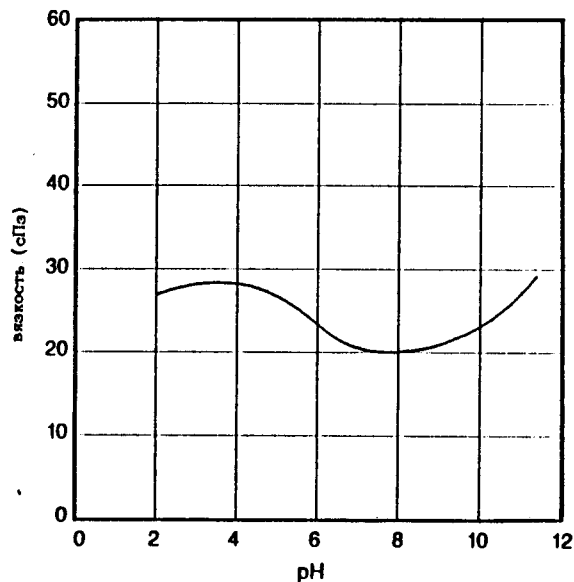


Рис.12. Влияние pH на вайомингский бентонит.

## Влияние pH

Теперь важно остановиться также на влиянии pH на выход глинистого раствора. На рис. 12 показано изменение вязкости бентонитового раствора с изменением pH. Все буровые растворы обрабатываются таким образом, чтобы их среда была щелочной, т.е. уровень pH должен быть больше 7. Одним из наиболее важных моментов, ввиду того, что pH влияет на вязкость, является выбор оптимального диапазона pH с целью оптимизации реологических свойств буровых растворов. Из графика видно, что вязкость суспензии бентонита находится примерно в диапазоне pH от 7 до 9,5. Это является одной из причин, по которой преимущественно буровые растворы на водной основе используются в этом диапазоне pH. При увеличении pH выше 9,5 возрастает дисперсия глин, что приводит к увеличению пластической вязкости бурового раствора.

Выше говорилось о том, чтобы получить максимальную вязкость при минимальном добавлении материала. Важность pH заключается в том, что вязкость раствора при pH превышающем 10, иногда несоизмерима с тем, что принято считать оптимальными свойствами бурового раствора.

По вполне объективным причинам, таким как безопасные условия ведения работ и предупреждения коррозии, буровые растворы редко имеют pH ниже 7 или же в диапазоне кислот.

В последующих разделах будут рассмотрены буровые растворы с высоким pH, где будут объяснены причины их использования и способы их обработки.

# РЕОЛОГИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ И ПРОЧНОСТЬ ГЕЛЯ

Во время проведения любой операции бурения очень важно контролировать физические свойства бурового раствора. Параметры раствора поддерживаются на уровне, обеспечивающем оптимальное бурение скважины. К наиболее важным свойствам бурового раствора, которые необходимо постоянно держать под контролем – это вязкость и прочность геля (предельное СНС). Вязкость и прочность геля влияют на: 1) удаление бурового шлама (2) поддержание шлама и утяжелителя во взвешенном состоянии при остановке циркуляции (3) удаление шлама на поверхности (4) сведение к минимуму любого неблагоприятного воздействия на стенки скважины и (5) получение информации о пробуренных породах.

Вязкость определяется как сопротивление течению и обычно на промыслах её определяют с площадью вискозиметра (воронки) Марша. Вязкость по вискозиметру Марша это скорость течения раствора, которая измеряется в секундах на кварту или же в метрических единицах – секундах на 1000 мл. Ни одно из значений вязкости, полученных с помощью вискозиметра Марша, нельзя считать правильным для всех буровых растворов. То, что верно для одной площади, может не соответствовать действительности на другой площади, однако в общих случаях применимо эмпирическое правило. Вязкость большинства буровых растворов поддерживается (1) на уровне, в четыре раза превышающем плотность бурового раствора (фунт/галл) или меньше, или (2) на уровне, в два раза меньшем плотности бурового раствора (фунт/фут<sup>3</sup>) или меньше. Существуют исключения, например, при использовании высоковязких буровых растворов на площадях Мид-Континент.

Более точную информацию о вязкости бурового раствора и её регулировании можно получить с помощью ротационных вискозиметров. Эти приборы измеряют вязкость в сантипаузах и с их помощью можно установить причину аномально высокой вязкости. Они также применяются для определения прочности геля, другого очень важного параметра бурового раствора. Прочность геля – это степень загустевания или тиксотропных свойств бурового раствора, в статических условиях, которую обычно обозначают в фунтах на 100 квадратных футов (фунт/100 фут<sup>2</sup>).

В процессе бурения значение вязкости и прочности геля возрастают. В результате разрушения породы долотом в буровой раствор поступают химически активные частицы, инертные частицы и загрязнители. В результате вязкость и/или прочность геля возрастают до значений, которые нельзя считать приемлемыми. Как правило, при возрастании значений этих параметров можно добавить воду и/или химические реагенты с целью поддержания их оптимального уровня. При значительном возрастании вязкости и прочности геля могут возникнуть различные осложнения бурения, например:

1. Применение избыточного давления на выкиде насоса для возобновления циркуляции или же более высоких давлений для прокачивания бурового раствора.
2. Поглощение бурового раствора в результате гидравлического удара.
3. Вовлечение газа в буровой раствор с возможностью возникновения выброса.
4. Поступление в скважину газа или минерализованной воды в результате свабирования.

5. Чрезмерное увеличение содержания шлама и песка в буровом растворе, оказывающих абразивное воздействие на оборудование буровой установки

6. Поступление глинистых сланцев в скважину в результате свабирования.

Вискозиметр Марша применяется для определения вязкости. Если обнаружится, что значения вязкости не соответствуют оптимальным, то для установления причины этот инструмент уже не годится. С помощью вискозиметра Марша нельзя определить прочность геля, что очень важно для процесса бурения. Используя ротационный вискозиметр Фэнна можно установить причину изменения вязкости и определить способ устранения этого явления. Кроме того, что вискозиметр Фэнна позволяет установить способ обработки бурового раствора, значения вязкости могут использоваться для:

- (1) определения режима промывки;
- (2) определения потерь давления в системе;
- (3) определения реологического профиля;
- (4) определения скорости осаждения;

- (5) определения эффективной вязкости;
- (6) эквивалентных плотностей циркуляции.

## Р е о л о г и я

Реология – это наука о деформации и течении материи. Произведя определенные измерения, можно определить, каково будет течение этой жидкости при различных условиях. Имея эти данные мы можем разработать циркуляционную систему, отвечающую определенным требованиям.

### Напряжение сдвига – скорость сдвига бурового раствора

При течении жидкости проявляется действие силы, препятствующей её течению. Её можно рассматривать как силу трения, возникающую при скольжении одного слоя жидкости относительно другого. Ввиду того, что сдвиг легче происходит между слоями жидкости, чем между стенкой буровой колонны и первым слоем жидкости, то слой жидкости, контактирующий со стенкой буровой колонны, остаётся неподвижным. Скорость каждого последующего слоя жидкости прогрессивно возрастает в направлении от стенки буровой колонны к её центру. Скорость, с которой один слой раствора движется относительно соседнего слоя, называется скоростью сдвига.

На рис.1 показано в простейшей форме соотношение скорости сдвига и напряжения сдвига. Два слоя жидкости находятся между двумя плоскостями, одна из которых неподвижная, а другая способная к перемещению.

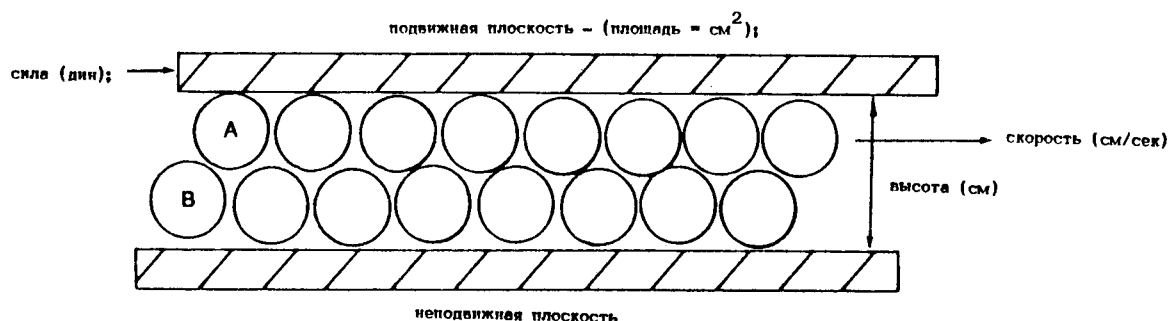


Рис.1. Взаимоотношение напряжения сдвига и скорости сдвига

Если к верхней подвижной плоскости известной площади ( $\text{см}^2$ ) приложить силу (дин), то эта плоскость начнёт перемещаться с определенной скоростью ( $\text{см/сек}$ ). Слои жидкости не могут перемещаться поперек прилегающих к ним плоскостей, вместо этого слой жидкости А скользит по слою жидкости В. В этом случае скорость движения слоя А ( $\text{см/сек}$ ) больше скорости движения слоев В. Напряжение сдвига является мерой сопротивления трению, возникающему между слоями жидкости А и В, и выражается как сила на единицу площади ( $\text{дин/см}^2$ ). Скорость сдвига – это скорость ( $\text{см/сек}$ ), с которой слой А перемещается поперёк слоя В на какое-то определенное расстояние ( $\text{см}$ ).

Понятия скорости сдвига и напряжения сдвига применимы к движению любых жидкостей. В пределах циркуляционной системы (аналогичной циркуляционной системе на буровой) скорость сдвига зависит от средней скорости движения жидкости в той форме циркуляционного пространства, в которой оно происходит. Таким образом, скорость сдвига выше в геометрических формах небольшого размера (внутри буровой колонны) и ниже в формах большого размера (таких, как затрубное пространство). Изменения в подаче насоса влияют на скорость сдвига бурового раствора, во всей циркуляционной системе, хотя форма циркуляционного пространства может меняться. Более высокие скорости сдвига обычно вызывают возникновение силы сопротивления напряжению сдвига большей величины. Поэтому, напряжения сдвига в буровой колонне (т.е. там, где скорости сдвига более высокие) превышают напряжения сдвига в затрубном пространстве (где скорости сдвига более низкие). Сумма потерь давления во всей циркуляционной системе (давление на выкиде насоса) часто ассоциируется с напряжением сдвига, в то время, как подача насоса связывается со скоростью сдвига. Это взаимоотношение между скоростью сдвига и напряжением сдвига жидкости и определяет характер её движения.



## Ньютоновские жидкости

Ньютоновские жидкости относятся к разряду наиболее простых жидкостей. Примерами ньютоновских жидкостей могут служить вода, глицерин и лёгкие масла. В таких жидкостях напряжение сдвига прямо пропорционально скорости сдвига, как показано на рис.2. При удвоении скорости сдвига напряжение сдвига также удваивается, или же при удвоении скорости циркуляции давления, необходимое для прокачивания раствора, также удвоится. Например, при 100 об/мин напряжение сдвига равно 35 единицам отклонения и при удвоении скорости сдвига происходит удвоение напряжения сдвига до 70 единиц отклонения и т.п.

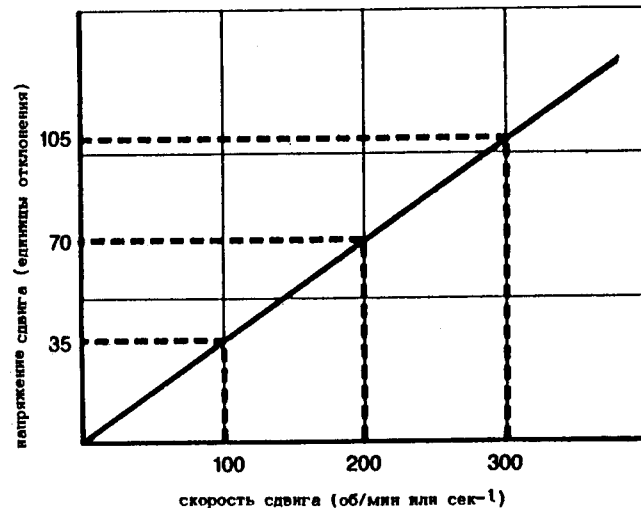
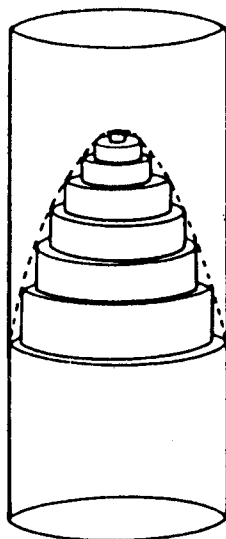


Рис.2. Ньютоновская жидкость

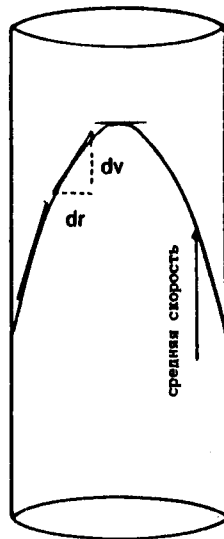
Жидкость,двигающаяся по цилиндрической трубе в ламинарном режиме, перемешается концентрическими слоями, рис. 3-А. На рис. 3-В показан типичный профиль скорости движения ньютоновской жидкости по трубе. Заметьте, что профиль движения жидкости имеет форму параболы или пули.

Степень изменения скорости с расстоянием (скорость сдвига) представлена наклоном параболы профиля скорости в любой точке бурильной колонны. Обратите внимание, что наклон профиля скорости имеет максимальную величину на стенке бурильной колонны и уменьшается до нуля в центре бурильной колонны. Иными словами, скорость сдвига максимально у стенки бурильной трубы и равна нулю в центре трубы, проходящей под углом  $45^\circ$ .

Линия, проходящая под углом  $45^\circ$  к горизонтали, будет иметь наклон, равный единице, если она параллельна горизонтали, то наклон будет равен нулю (рис. 3-В). Следовательно, напряжение сдвига также будет максимально у стенки бурильной колонны.



А



В

Рис.3.

Профиль скорости ньютоновских жидкостей (ламинарное движение в цилиндрической трубе)

Скорость сдвига обычно выражается в  $\frac{\text{фут/сек}}{\text{фут}}$  или  $\frac{1}{\text{сек}}$ , что называется обратной секундой и записывается  $\text{сек}^{-1}$ .

При использовании вискозиметра Фэнна скорость сдвига выражают в об/мин. Об/мин можно преобразовать в обратные секунды, умножив их на коэффициент 1,703.

$$\text{об/мин} \times 1,703 = \text{сек}^{-1}.$$

Таким образом, 600 об/мин соответствует скорости сдвига, равной  $1022 \text{ сек}^{-1}$ , а 300 об/мин соответственно в 2 раза меньше, т.е. равно  $511 \text{ сек}^{-1}$ .

Скорость сдвига ( $\text{сек}^{-1}$ ) у стенки цилиндрической трубы можно рассчитать по следующему уравнению:

$$\text{скорость сдвига} = \frac{8V}{D},$$

где:  $V$  — средняя скорость движения в трубе в фут/сек,  
 $D$  — диаметр трубы в футах.

Этот расчёт несколько изменяется в том случае, если жидкость движется по концентрическому затрубному пространству, т.е. при спущенной в скважину бурильной колонне, рис.4. Здесь жидкость движется вокруг бурильной колонны и внутри либо обса-

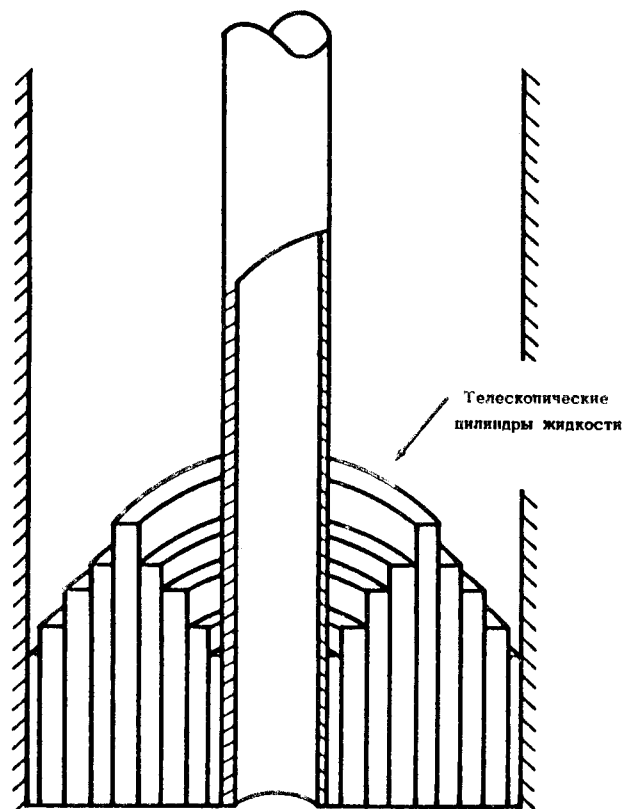


Рис.4. Профиль скорости ньютоновских жидкостей (ламинарный режим в концентрических трубах)

женного, либо необсаженного ствола. Скорость сдвига ( $\text{сек}^{-1}$ ) в затрубном пространстве при концентрическом расположении бурильной колонны рассчитывается по следующему уравнению:

$$\text{скорость сдвига} = \frac{12V}{D_n}$$

где:  $D_n$  — гидравлический диаметр.

Для того, чтобы охарактеризовать реологические свойства жидкости, необходимо знать напряжение сдвига при различных скоростях сдвига. Т.к. напряжение сдвига прямо пропорционально скорости сдвига ньютоновской жидкости, необходимо произвести всего одно измерение. По этому измерению можно рассчитать напряжение сдвига при любой скорости сдвига по следующему уравнению:

$$\tau = \mu \gamma$$

где  $\tau$  — напряжение сдвига,  
 $\gamma$  — скорость сдвига,  
 $\mu$  — коэффициент вязкости.

Из этого уравнения можно определить :

$$\mu = \frac{\tau}{\gamma}$$

Коэффициент вязкости  $\mu$ , обычно определяется как вязкость жидкости и представляет собой отношение напряжения сдвига к скорости сдвига. Вязкость ньютоновской жидкости полностью характеризует реологические свойства жидкости, т.к. её величина постоянна при всех скоростях сдвига.

Напряжение сдвига определяется как сила, действующая на единицу площади (дин/см<sup>2</sup>), а скорость сдвига определяется как скорость, с которой один слой жидкости движется относительно соседнего слоя жидкости, делённая на расстояние между слоями (сек<sup>-1</sup>).

Коэффициент вязкости можно выразить иначе (из рис.1):

$$\mu = \frac{\tau}{\gamma} = \frac{\frac{F}{A}}{\frac{V}{h}}$$

где:  $\mu$  = вязкость,  
 $F$  = сила, дин.,  
 $A$  = площадь, см<sup>2</sup>,  
 $V$  = скорость, см/сек,  
 $h$  = высота или расстояние, см.

Единицами вязкости являются дин-сек/см<sup>2</sup> или пуазы (Пз). Т.к. пуаз — это очень большая величина, вязкость обычно выражают в сантипуазах (100 сантипуаз (сПз) = 1 Пз).

Однако в промышленных условиях обычно напряжение сдвига выражают в фунт/100 фут<sup>2</sup>. При использовании вискозиметра Фэнна его показания, умноженные на 1,067 дают напряжение сдвига в фунт/100 фут<sup>2</sup>. Для того, чтобы определить вязкость в сПз, напряжение сдвига в фунт/100 фут<sup>2</sup> следует умножить на 478,8 и затем раз — делить на скорость сдвига в сек<sup>-1</sup>.

$$\begin{aligned} \mu &= \frac{478.8 \times \tau}{\gamma} = \text{или} \quad \frac{478.8 \times 1.067 \times \text{показания вискоз.}}{\gamma} = \\ &= \frac{511 \times \text{показания вискозиметра}}{\gamma} \end{aligned}$$

т.к. 511 сек<sup>-1</sup> = 300 об/мин, то

$$\mu = \frac{300 \times \text{показания вискозиметра}}{\omega}$$

где:  $\omega$  = скорость вращения вискозиметра, об/мин.

#### Неньютоновские жидкости

Если в жидкости содержатся глины или коллоидальные частицы, то эти частицы, сталкиваясь друг с другом, увеличивают напряжение сдвига или силу, необходимую для поддержания данной скорости движения жидкости. Если протяженность этих частиц значительно не превышает их толщину, то межчастичная интерференция будет довольно значительной, когда они беспорядочно ориентированы в потоке раствора. Однако с возрастанием скорости сдвига частицы начнут выравнивать ориентацию в потоке раствора, эффект взаимодействия частиц уменьшится. В результате этого профиль скорости движения раствора в бурильных трубах будет отличаться от профиля скорости движения воды. В центре трубы, где скорость сдвига небольшая, интерференция частиц довольно значительна и раствор имеет тенденцию к передвижению единой массой. Профиль скорости имеет плоскую форму, как видно из рис.5. Такое выполаживание профиля скорости повышает эффективность вытеснения одной жидкости другой, а также повышают

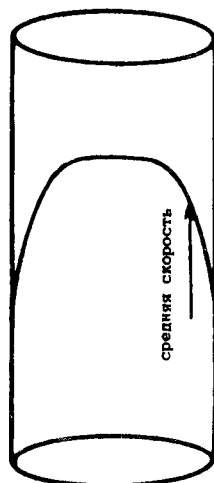


Рис.5. Профиль скорости движения ньютоновских жидкостей (ламинарный режим)

несущую способность раствора, содержащего частицы крупного размера. Если частицы притягиваются электрическими силами друг к другу, эффект аналогичен. При низких скоростях сдвига частицы соединяются друг с другом, повышая сопротивление течению жидкости, однако при высоких скоростях сдвига связи между частицами разрушаются и жидкость больше напоминает воду. Жидкости, имеющие такие реологические характеристики, при которых напряжение сдвига не увеличивается прямо пропорционально скорости сдвига, называются неньютоновскими жидкостями. Большинство буровых растворов относится к этому типу жидкостей.

На рис.6 показано взаимоотношение напряжения сдвига и скорости сдвига одного типа неньютоновских жидкостей. Отношение напряжения сдвига к скорости сдвига является не постоянным, а различным при каждой скорости сдвига. Это значит, что неньютоновская жидкость не имеет одну вязкость, характеризующую её реологическое по-

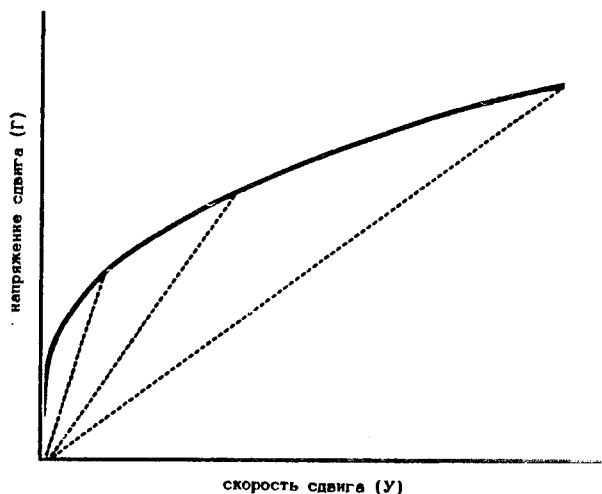


Рис.6. Неньютоновская жидкость

ведение при всех скоростях сдвига. Эффективную вязкость при некоторых заданных скоростях сдвига можно определить, как отношение напряжения сдвига к скорости сдвига при этой скорости сдвига. Эффективная вязкость для любого отношения напряжения сдвига к скорости сдвига описывается следующим уравнением:

$$\mu_e = \frac{300 \times \text{показания вискозиметра}}{\omega}$$

где:  $\mu_e$  = эффективная вязкость,  
 $\omega$  = скорость вращения вискозиметра Фэнна, об/мин.

Эффективную вязкость при заданной скорости сдвига можно охарактеризовать наклоном кривой, представленной на рис.6.

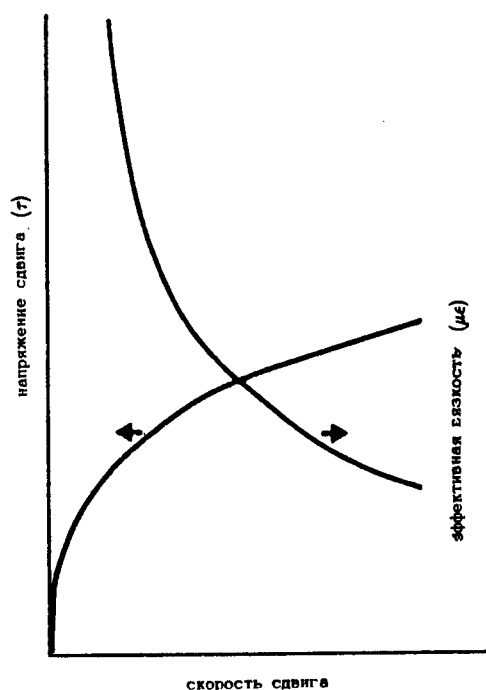


Рис.7. Понижение эффективной вязкости с увеличением скорости сдвига неньютоновских жидкостей

На примере, показанном на рис.7, эффективная вязкость уменьшается с увеличением скорости сдвига.

Для инженера по буровым растворам реологические профили движений неньютоновских жидкостей имеют большое значение.

Как видно из рис.8, с момента возникновения сдвига раствор начнёт перемещаться как псевдопластическая и дилатантная жидкость. Однако, псевдопластическая жидкость разжижается с увеличением скорости сдвига, в то время, как дилатантная жидкость становится более густой и вязкой. Чтобы привести в движение пластическую жидкость, необходимо приложить определенную силу (рис.8). Это иллюстрируется кривой консистенции, пересекающей с кривой напряжения в некоторой точке, отличной от нулевой. Т.к. классическое определение (бингамовская пластическая) вязкости недостаточно для реологических характеристик неньютоновских жидкостей, был разработан целый ряд математических моделей, описывающих форму кривой напряжения – скорости сдвига. Использование этих моделей требует измерения напряжения сдвига при двух или более скоростях сдвига. Данные этих измерений помогут рассчитать напряжение сдвига при любой другой скорости сдвига бурового раствора.

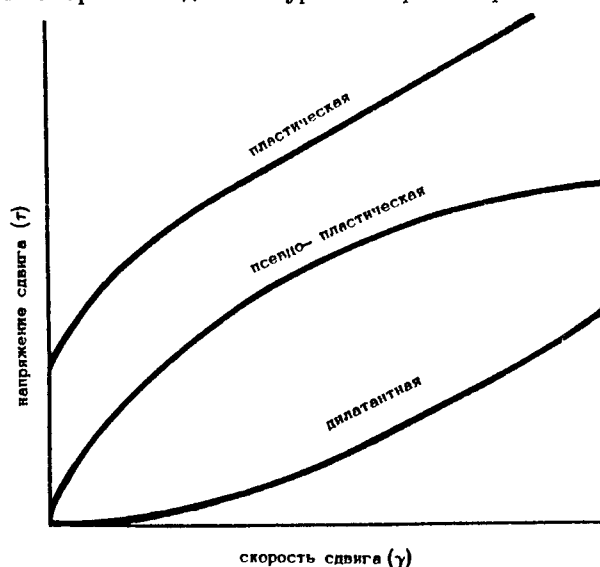


Рис.8. Кривые консистенции неньютоновских жидкостей

## Бингамовская пластическая модель

Наиболее часто применяемой для характеристики реологических свойств буровых растворов модели является бингамовская пластическая модель. Эта модель описывает жидкость, для приведения в движение которой нужна конечная сила, которая затем обеспечивает постоянную скорость увеличения напряжения сдвига с увеличением скорости сдвига. Бингамовская модель описывается следующим уравнением:

$$\tau = \tau_y + \mu_p \dot{\gamma}$$

где:  $\tau$  = напряжение сдвига,  
 $\tau_y$  = напряжение сдвига при нулевой скорости сдвига,  
 $\mu_p$  = скорость увеличения напряжения сдвига с увеличением скорости сдвига,  
 $\dot{\gamma}$  = скорость сдвига.

$\tau$  обычно называют предельным динамическим напряжением сдвига, а  $\mu$  называется пластической вязкостью. При использовании вискозиметра Фэнна уравнение приобретает следующий вид:

$$\theta = YP + PV \frac{\omega}{300}$$

где:  $\theta$  = показание вискозиметра,  
 $\omega$  = скорость вращения вискозиметра, об/мин.  
 Если  $\theta$  измеряется при 600 и 300 об/мин, то

$$PV = [\theta (600 \text{ об/мин}) - \theta (300 \text{ об/мин})], \quad \text{а} \quad YP = [\theta (300 \text{ об/мин}) - PV].$$

Пластическая вязкость измеряется в сПз, а предельное динамическое напряжение сдвига в фунт/100 фут<sup>2</sup>.

Если кривая консистенции бурового раствора вычерчивается по данным ротационного вискозиметра, то получается нелинейная кривая, не проходящая через начальную точку координат. Это явление объясняется наличием минимальной силы, необходимой для приведения жидкости в движение вследствие гелеобразующих свойств бурового раствора. С увеличением этой силы течение жидкости усиливается и возникает переходная стадия от структурного течения к вязкому течению, вплоть до бингамовского предельного напряжения сдвига. После превышения значений бингамовского предельного напряжения сдвига, одинаковые увеличения скорости сдвига приведут к одинаковым увеличениям напряжения сдвига и система приобретёт реологическую структуру неньютоновской жидкости (рис.9).

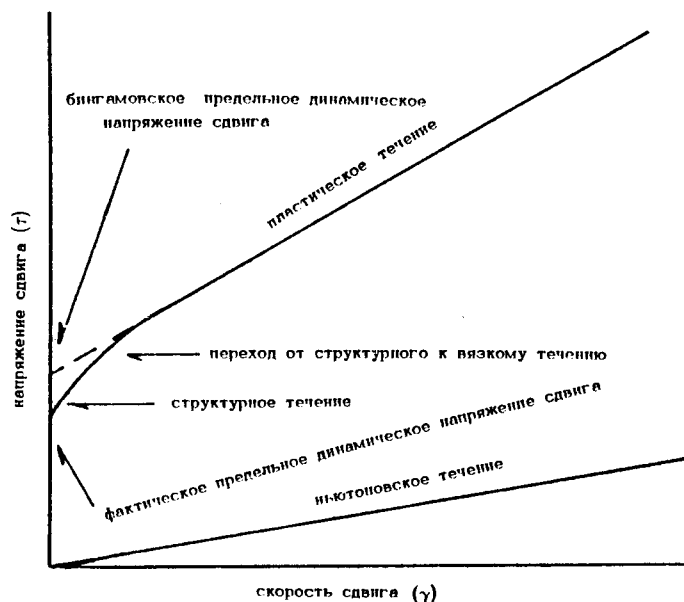


Рис.9. График течения неньютоновских и пластических жидкостей

На рис.10 показана типичная кривая течения бурового раствора, построенная по данным вискозиметра Фэнна. Наклон прямолинейного участка кривой консистенции пропорционален пластической вязкости. В конструкцию вискозиметра заложены константы,

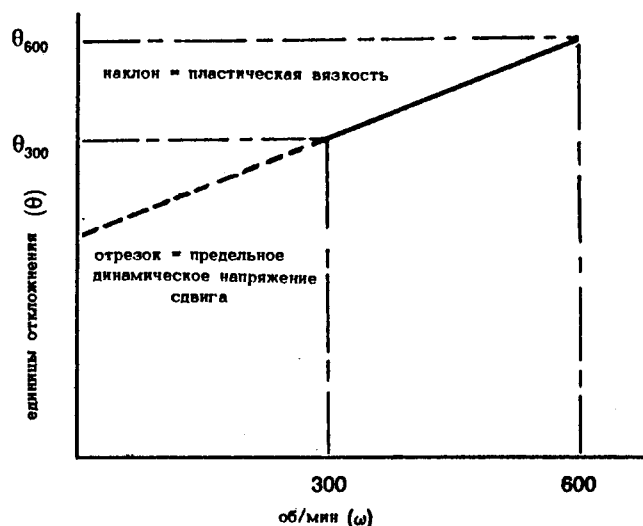


Рис.10. Типичная кривая течения бурового раствора (бингамовская модель)

позволяющие получать пластическую вязкость и предельное динамическое напряжение сдвига по показаниям прибора при двух скоростях вращения – 300 и 600 об/мин. Пластическая вязкость в сантипуазах равна показаниям вискозиметра при 600 об/мин минус показания вискозиметра при 300 об/мин. Предельное динамическое напряжение сдвига в фунт/100 фут<sup>2</sup> равно показаниям вискозиметра при 300 об/мин минус пластическая вязкость.

Кроме определения реологических характеристик бурового раствора можно получать также другие данные. Кажущуюся вязкость (эффективную вязкость при 600 об/мин) можно определить путём деления на 2 показаний вискозиметра при 600 об/мин.

Составляющие течения жидкости – пластическая вязкость и предельное динамическое напряжение сдвига являются абсолютными реологическими характеристиками. Они отражают коллоидальное и поперностно-активное поведение твёрдой фазы бурового раствора. Обе характеристики влияют на кажущуюся вязкость, измеренную вискозиметрами Марша и Фэнна. Результаты измерений пластической вязкости и предела текучести имеют огромное значение для определения причины аномально высоких вязкостей буровых растворов.

#### Пластическая вязкость

Пластическая вязкость обычно определяется как та часть сопротивления течению жидкости, которая вызывается механическим трением. Пластическая вязкость определяется главным образом:

1. концентрацией твердой фазы
2. размером и формой частиц твёрдой фазы
3. вязкостью жидкой фазы.

Инженер по буровым растворам основное внимание уделяет твёрдой фазе бурового раствора. Повышение пластической вязкости как правило означают увеличение объёмного процента твёрдой фазы, уменьшением размера частиц твёрдой фазы, изменение их формы или же комбинацию всего перечисленного.

Любое увеличение общей площади поверхности частиц приведёт к повышению пластической вязкости. Например, при разделении частицы твёрдой фазы пополам общая площадь поверхности двух половинок будет больше площади поверхности одной частицы. Площадь поверхности плоской частицы больше площади поверхности сферической частицы при одинаковых объёмах частиц. Чаще всего, однако, повышение пластической вязкости является результатом увеличения содержания твёрдой фазы в буровом растворе.

Часть твёрдой фазы намеренно вводится в буровой раствор. Например, бентонит обеспечивает необходимую вязкость и регулирует водоотдачу, в то время как барит добавляется для утяжеления бурового раствора. Существует хорошее правило, согласно которому вязкость бурового раствора не должна быть выше той, которая обеспечивает вынос шлама и поддерживает барит во взвешенном состоянии. Когда буровой раствор не выполняет эти функции, необходимо повысить предельное динамическое напряжение сдвига, а не пластическую вязкость.

Т.к. буровой шлам отрицательно влияет на свойства бурового раствора, то его присутствие в растворе нежелательно. В процессе бурения происходит постоянное поступление шлама в буровой раствор, что приводит к увеличению содержания твёрдой фазы бурового раствора.

Если буровой шлам своевременно не удалять из бурового раствора, то в процессе его циркуляции и рециркуляции будет происходить непрерывное его измельчение. В результате произойдет значительное повышение вязкости бурового раствора.

Существует три способа регулирования содержания твёрдой фазы в буровом растворе:

- 1) разбавление или замена бурового раствора,
- 2) осаждение бурового раствора,
- 3) механическая очистка бурового раствора.

Замена бурового раствора новым довольно эффективное средство понижения содержания твёрдой фазы буровых растворов на водной основе небольшой плотности, незначительно обработанных химреагентами. Значительное разбавление утяжеленного бурового раствора будет довольно дорогостоящим, т.к. вновь полученный раствор необходимо будет снова утяжелять и обрабатывать.

Если буровой раствор оставить в покое в течение продолжительного времени, то большая часть твёрдой фазы осядет. Для этой цели существуют отстойники. Отстаивание бурового раствора в амбарах – довольно эффективное средство регулирования содержания твёрдой фазы чистых буровых растворов. Часто буровой раствор прокачивают через резервный амбар с целью продления периода осаждения. Разработаны специальные добавки, ускоряющие осаждение. В их числе флокулянты, образующие из мелких частиц хлопья более крупного размера, которые легче осаждаются ввиду более высокого веса. Флокулянты необходимо вводить в строго дозированных объёмах на выходе раствора из скважины.

Механическая очистка бурового раствора осуществляется с помощью следующих устройств:

1. Вибросита, на которых происходит очистка бурового раствора от шлама крупного размера. На виброситах используются сетки с ячейками различного размера.

2. Гидроциклоны, очищающие буровой раствор от песка и ила. Кроме того, они удаляют барит, поэтому их не следует применять для очистки растворов, содержащих много барита.

3. Центрифуги, очищающие буровой раствор, плотность которого превышает 12 фунт/галл. Центрифуга очищает раствор только от твёрдой фазы, а барит остается в растворе. Однако, химреагенты также удаляются в результате очистки.

4. Глиноотделители, представляющие собой сочетание илоотделителя с сеткой. Глиноотделители удаляют песок, оставляя в растворе большую часть барита и все химические добавки. Однако они не удаляют мелкодисперсные частицы твёрдой фазы.

Пластическая вязкость является также функцией вязкости жидкой фазы. Т.к. вязкость воды уменьшается с температурой, пластическая вязкость будет уменьшаться пропорционально.

На рис.11 показан график, позволяющий корректировать пластическую вязкость при температурах, отличающихся от тех, при которых были проведены измерения.

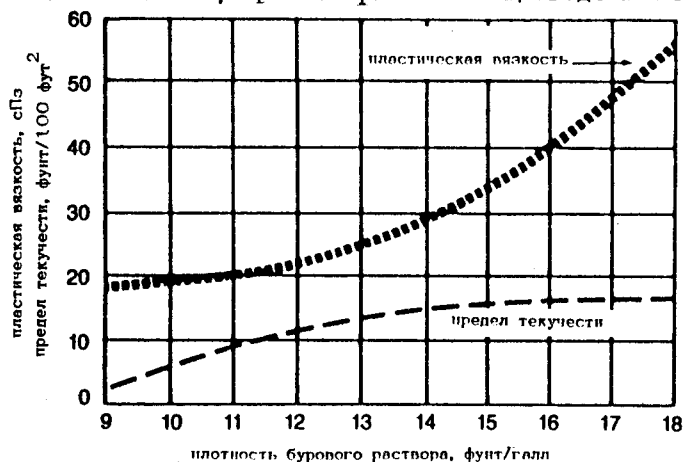


Рис.11. Предлагаемый рабочий диапазон для пластической вязкости и предельного динамического напряжения сдвига (промысловых буровых растворов)



Реторта Фэнна используется вместе с вискозиметром непосредственной индикации для подтверждения наличия содержания большого количества твёрдой фазы. На графике рис. 12 показан приблизительный рабочий диапазон твёрдой фазы в объёмных процентах, при котором успешно используется большинство буровых растворов.

Для утяжеленных буровых растворов верхним пределом концентрации твёрдой фазы является величина в два раза превышающая плотность бурового раствора (фунт/галл). Для неутяжеленных буровых растворов эмпирическое правило даёт слишком завышенные результаты.

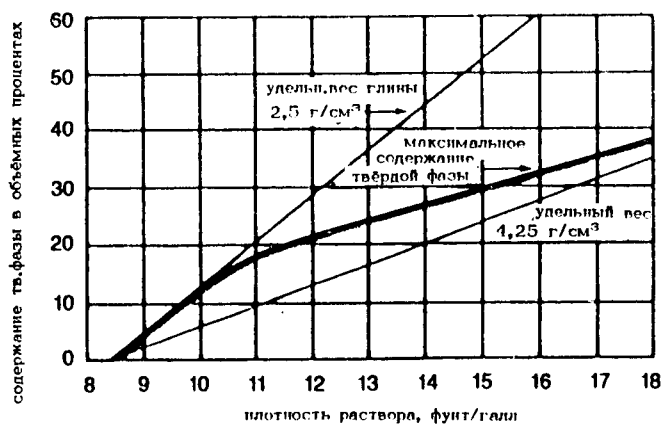


Рис. 12. Приблизительный диапазон твёрдой фазы в объёмных процентах (промыслового бурового раствора)

Очень часто при определении содержания твёрдой фазы в объёмных процентах с помощью фракционной перегонки получают ошибочные результаты. Такой метод даёт точные результаты при исследовании неутяжеленных буровых растворов и растворов с низким содержанием твёрдой фазы.

Ввиду того, что средний удельный вес большинства разбуриваемых пород и промышленных глин добавляемых в буровые растворы, очень близок  $2,6 \text{ г/см}^3$ , расчёт содержания твёрдой фазы бурового раствора по плотности бурового раствора даёт быстрые и точные результаты.

Немногие знают или полностью оценивают важность точного знания объёма воды, необходимого для поддержания оптимального уровня содержания твёрдой фазы в буровом растворе в процессе бурения. Например, объём 15 дюймового ствола составляет 21,7 барр/100 фут. Если удельный вес пластовых глин равен 2,5, а плотность 875 фунт/барр, то при бурении 100 футов скважины получится 19000 фунтов глины. Если половина этого объёма или 8500 фунтов превращается в суспензию, необходимо добавить один баррель воды на каждые 120 фунтов пробуренных глинистых сланцев для поддержания плотности бурового раствора на уровне 9,8 фунт/галл. В 15-дюймовом стволе на каждые 100 футов пробуренного ствола скважины потребуется 80 баррелей воды. На площадях Мексиканского залива за смену обычно пробуривают 800–900 футов ствола. Для выноса бурового шлама потребуется 720 баррелей воды за смену.

Регулирование содержания твёрдой фазы имеет большое значение для поддержания оптимального уровня вязкости бурового раствора.

Высокая пластическая вязкость свидетельствует об увеличении сил трения вследствие поступления шлама в буровой раствор и/или размельчения частиц твёрдой фазы. Высокие значения вязкости объясняются не только пластической вязкостью, но также и пределом текучести.

#### Предел текучести (фунт/100 фут<sup>2</sup>)

Пределы текучести (предельное динамическое напряжение сдвига), вторая составляющая сопротивления течению бурового раствора, является мерой электрохимических сил или сил притяжения в буровом растворе. Эти силы обусловлены отрицательными и положительными зарядами, расположенными на поверхности или вблизи поверхности частиц. Предел текучести является мерой этих сил при течении бурового раствора и определяется следующим:

- (1) поверхностными свойствами частиц твёрдой фазы,
- (2) объёмной концентрацией твёрдой фазы,
- (3) электрическими полями этих частиц (концентрацией и типом ионов жидкой фазы бурового раствора.

Высокая вязкость, вызываемая высокими значениями предела текучести или силами притяжения, объясняется:

1) Поступлением в раствор растворимых примесей, таких, как соль, цемент, ангидриты или гипс, нейтрализующих отрицательные заряды частиц глины. В результате происходит флокуляция и повышается предел текучести.

2) Размельчением глинистых частиц долотом и бурильной колонной, в результате чего возникают новые остаточные силы (валентности разрушенных связей) на поломанных концах частиц. Эти силы притягивают частицы друг к другу, образуя хлопья различной формы и размера.

3) Поступлением инертных частиц твёрдой фазы в буровой раствор в результате чего повышается предел текучести и частицы притягиваются друг к другу. Т.к. расстояние между частицами не уменьшается, силы притяжения между частицами возрастают.

4) Поступлением новых активных частиц твёрдой фазы в буровой раствор в результате гидратации разбуренных глинистых сланцев или глин, повышающим силы притяжения вследствие притягивания частиц друг к другу и увеличения общего числа зарядов.

5) Недостаточной или чрезмерной обработкой химреагентами, в результате чего возрастают силы притяжения.

Предел текучести – это та часть сопротивления течению, которая регулируется надлежащей химической обработкой. По мере уменьшения сил притяжения в результате химобработки предел текучести будет уменьшаться. Уменьшение предела текучести также приведёт к уменьшению кажущейся вязкости. Предел текучести можно понизить следующими методами:

1. Валентностью разрушенных связей в результате измельчения глинистых частиц, которые нейтрализуются адсорбцией некоторых отрицательных ионов на концах глинистых частиц. Эти остаточные валентности почти полностью нейтрализуются такими химреагентами, как танин, лигнин, сложные фосфаты, лигносульфонаты, и т.д. Ранее возникшие силы притяжения нейтрализуются химреагентами, а основной отрицательный заряд глинистой частицы превалирует, так что частицы твёрдой фазы отталкивают друг друга.

2. В случае загрязнения раствора кальцием или магнием ионы вызывающие появление сил притяжения, удаляются как нерастворимый осадок, уменьшая силу притяжения и предел текучести.

3. Для понижения предела текучести можно использовать воду, но если концентрация твёрдой фазы не слишком высока, то этот способ будет малоэффективным и дорогостоящим. Добавление воды может привести к нежелательным изменениям других свойств бурового раствора. Это относится особенно к утяжелённым буровым растворам, когда происходит увеличение водоотдачи и понижение плотности бурового раствора (что вызывает необходимость повторного утяжеления раствора).

Повышение предела текучести можно достичь добавлением хорошего промышленного загустителя. Кроме того, всё, что вызывает флокуляцию бурового раствора, приведет к повышению предела текучести; добавление небольшого количества извести, например, в буровой раствор на основе пресной воды, содержащий достаточное количество гидратированного бентонита или других глин вызовет флокуляцию и, следовательно, повышение предела текучести. Следует иметь в виду, однако, что флокуляция может оказывать отрицательное влияние на водоотдачу, добавление циркуляции и прочности геля.

#### Прочность геля (предельное СНС)

Прочность геля не является составной частью бингамовской пластической модели, но будет рассмотрена в этом разделе, т.к. она аналогична пластической вязкости и пределу текучести.

Если на буровой раствор в течение определенного периода времени действовать нулевой или близкой к нулевой скоростью сдвига, то раствор приобретёт жёсткую или полужёсткую гелеобразную структуру.

Это свойство буровых растворов называется тиксотропностью. Значения прочности геля, полученные на вискозиметре Фэнна через 10 секунд и 10 минут, являются показателем степени тиксотропности бурового раствора.

Возрастающее гелеобразование или мгновенное гелеобразование является признаками, вызывающими тревогу. Возрастающее гелеобразование характеризуется широким диапазоном между начальными и 10-минутными показаниями прибора, что свидетельствует об увеличении содержания твёрдой фазы в буровом растворе (см. рис. 1.3). Если показания

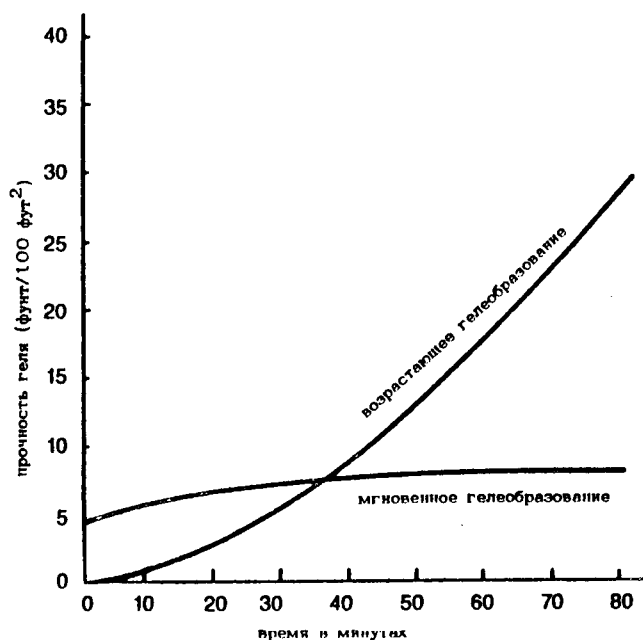


Рис.13. Возрастающее и мгновенное гелеобразование

прибора в начале исследования и через 10 минут высоки с незначительной разницей между ними — то это означает мгновенное гелеобразование или флокуляцию.

Степень гелеобразования наряду с типом прочности геля имеет большое значение для поддержания во взвешенном состоянии бурового шлама и утяжелителя. Нельзя допускать, чтобы гелеобразование превышало значение, достаточное для выполнения этих двух функций. Чрезмерное гелеобразование может привести к следующим осложнениям:

1. Вовлечение воздуха или газа в буровой раствор.
2. Чрезмерное высокие давления при возобновлении циркуляции после спуско-подъёмов.
3. Понижение скорости осаждения песка и бурового шлама в отстойниках, приводящее к увеличению содержания шлама в буровом растворе.
4. Чрезмерным поршневанием при подъёме бурильного инструмента.
5. Чрезмерной пульсацией давления (гидравлический удар) при спуске инструмента в скважину.
6. Невозможностью спустить в скважину каротажный инструмент.

Прочность геля и предел текучести являются мерой сил притяжения в буровом растворе. Начальная прочность геля характеризует статические силы притяжения, в то время как предел текучести характеризует динамические силы притяжения. Поэтому буровой раствор с избыточными значениями начальной прочности геля обрабатывается так же, как раствор с избыточными значениями предела текучести.

#### Модель степенного закона

Модель степенного закона представляет собой более многосторонний подход к характеристике реологических свойств неньютоновских жидкостей. Эта модель описывает буровой раствор, в котором напряжение сдвига, возведенная в некоторую степень.

Модель степенного закона выражается следующим уравнением:

$$\tau = k\gamma^n$$

где:  $\tau$  = напряжение сдвига,  
 $k$  = коэффициент консистенции,  
 $\gamma$  = скорость сдвига, сек,  
 $n$  = показатель степени.

Коэффициент " $k$ " и показатель степени " $n$ " — это константы, характеризующие определенный буровой раствор. " $k$ " — это показатель консистенции, характеризующий прокачиваемость бурового раствора; " $n$ " — показатель степени, обозначающий степень неньютоновских характеристик. С увеличением вязкости раствора " $k$ " возрастает. С понижением вязкости " $n$ " уменьшается.

Если допустить, что в вышеприведенном уравнении  $n = 1$ , можно определить значение  $k$ :

$$k = \frac{\tau}{\dot{\gamma}}$$

имея в виду, что

$$\mu = \frac{\tau}{\dot{\gamma}}$$

Можно отнести  $k$  к эффективной вязкости. Фактически  $k$  определяется как вязкость раствора при скорости сдвига, равной  $\text{сек}^{-1}$ .  $k$  обычно выражается в пуазах (Пз), и, кроме того, в фунт-сек/100 фут<sup>3</sup>. Коэффициент  $k$  можно рассчитать по следующему уравнению:

$$k = \frac{5.11 \theta_{300}}{511^n} = \text{Пз}$$

Разделив пуазы на 4,788 получим  $k$  в фунт-сек/100 фут<sup>3</sup>.

Показатель степени  $n$  модели степенного закона описан на графике рис.14.

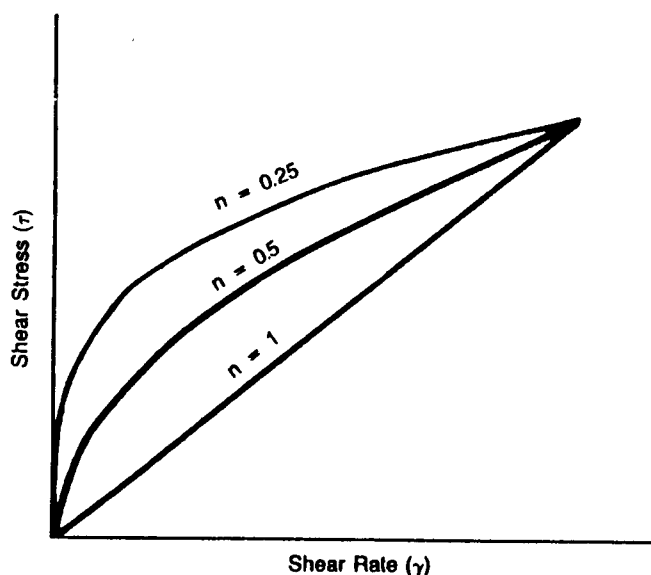


Figure 14. Power Law Fluids

При  $n = 1$ , жидкость является ньютоновской, а с уменьшением  $n$  жидкость становится менее вязкой. Иными словами, график зависимости напряжения сдвига от скорости сдвига представляет собой прямую линию при  $n = 1$ , а с уменьшением  $n$  линия искривляется больше и больше. С увеличением изгиба кривой графика скорость уменьшения эффективной вязкости с увеличением скорости сдвига возрастает. Следовательно, можно сказать, что жидкость становится менее вязкой. Показатель степени  $n$  можно рассчитать по следующему уравнению:

$$n = \frac{\log_{10} \frac{\theta_{\text{высок}}}{\theta_{\text{низок}}}}{\log_{10} \frac{\omega_{\text{высок}}}{\omega_{\text{низок}}}}$$

где:  $\theta$  = показания вискозиметра,  
 $\omega$  = об/мин.

При использовании двух скоростей вискозиметра:

$$n = \frac{\log_{10} \frac{\theta_{600}}{\theta_{300}}}{0.301}$$

Отношение  $4k$  и  $n$  к поведению раствора лучше всего иллюстрируется при рассмотрении более или менее типичного графика зависимости скорости сдвига от напряжения сдвига на бумаге сдвойной логарифмической сеткой, построенного по данным вискозиметра с шестью скоростями вращения, рис.15.

Этот график позволяет довольно легко определить значения " $k$ " и " $n$ ", характеризует роль каждого. Обратите внимание, что данные на графике соединены тремя линейными отрезками.

Рассмотрим отрезок "а", описывающий поведение раствора при высоких скоростях сдвига. Тот факт, что эта линия имеет наклон, говорит о том, что раствор имеет небольшую вязкость. Для сравнения, линия "d" (ньютоновская жидкость) имеет нулевой наклон, что свидетельствует о том, что на её вязкость не влияет скорость сдвига. Наклон отрезка "а" представлен значением " $n-1$ ". Таким образом, на этом графике будет три значения " $n$ ", т.к. имеется три отрезка (а, b, и с), каждый из которых имеет свой наклон и, соответственно, три значения " $k$ ".

Если бы эти данные были предоставлены в виде кривой, то " $n$ " имело бы бесконечное множество значений. В этом случае значения " $n$ " графически были бы представлены наклоном тангенциальной линии, идущей к кривой эффективной вязкости построенной на пересечении с конкретным значением скорости сдвига.

Значения " $k$ " графически можно представить проекцией такой тангенциальной кривой (или отрезка), по которой можно определить вязкость в сПа при сек<sup>-1</sup>. Таким образом, на графике рис.15 будет 3 значения коэффициента " $k$ " или бесконечное множество значений " $k$ ", если график будет представлен кривой.

Термины " $k$ " и " $n$ " имеют реальное значение только тогда, когда связаны с конкретной скоростью сдвига. Однако, в тех случаях, когда кривая жидкости описывается конечным числом значений, " $k$ " и " $n$ " описываются отрезками, характеризующими эти значения. Можно отнести скорость сдвига к скорости движения жидкости в различных геометрических конфигурациях ствола скважины. Обычно, диапазон средних значений скорости сдвига в циркуляционной системе выглядит так:

Колонна бур.труб	- 100-500 сек <sup>-1</sup>
УБТ	- 700-3000 сек <sup>-1</sup>
Насадки долота	- 10000-100000 сек <sup>-1</sup>
Затрубное пространство	- 10-500 сек <sup>-1</sup>
Ёмкости для запасного бурового раствора	- 1-5 сек <sup>-1</sup>

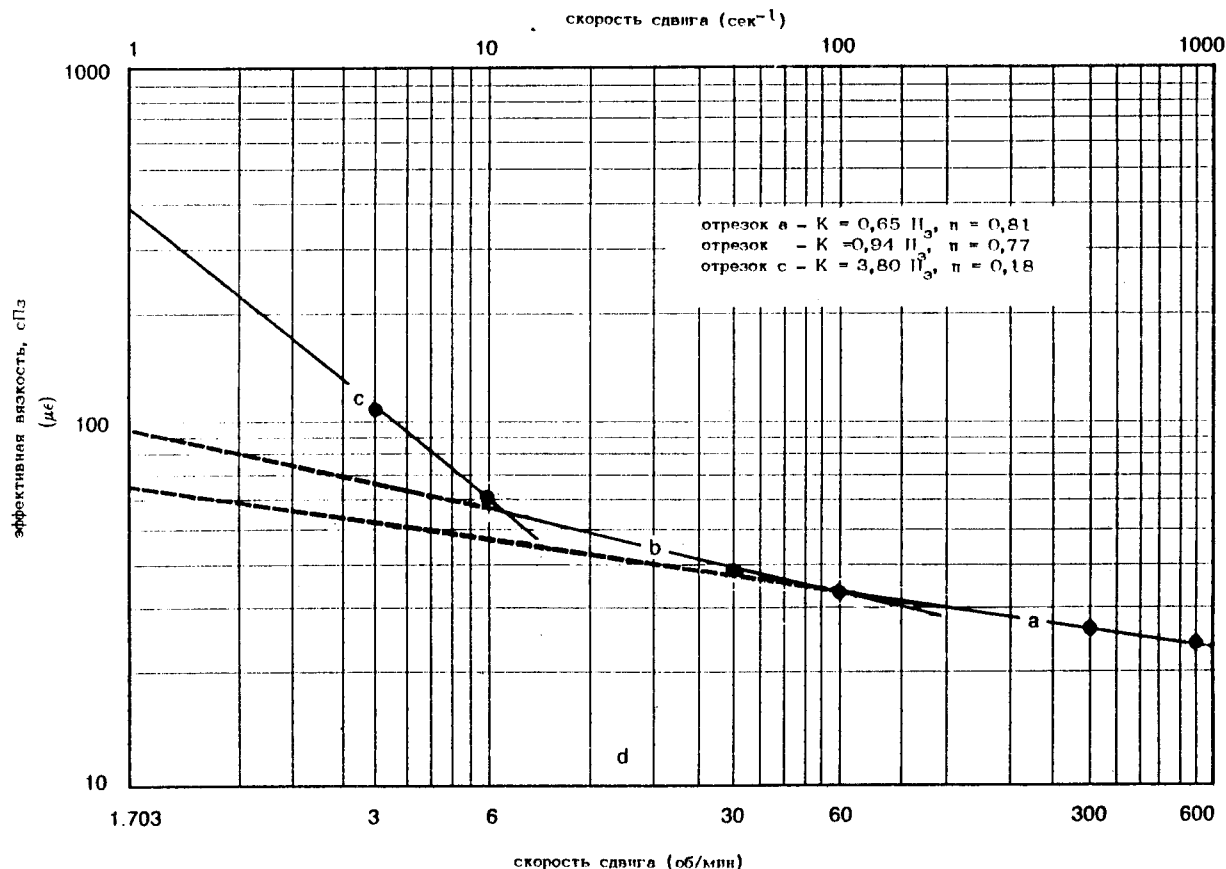


Рис.15. Кривая эффективной вязкости, построенная по 6 точкам

## Отношение $(k, n)$ к пластической вязкости и пределу текучести

Как видно из графика рис.16 значения коэффициента " $k$ " определяются как пластической вязкостью, так и пределом текучести бурового раствора. На графике отражено три случая: (1) увеличение содержания твёрдой фазы; (2) уменьшение содержания твёрдой фазы; (3) флокуляция вследствие загрязнения раствора.

Случай 1. Пластическая вязкость возросла выше "базовой" вследствие увеличения содержания твёрдой фазы при очень незначительном изменении предела текучести. Кривая вязкости проходит почти параллельно базовой кривой, следовательно " $n$ " изменилась очень незначительно. Общая вязкость возросла, поэтому " $k$ " имеет более высокое значение.

Случай 2. Пластическая вязкость понизилась в результате удаления твёрдой фазы, предел текучести также уменьшился. Аналогично случаю 1 кривая вязкости проходит почти параллельно и " $n$ " изменилась незначительно. " $k$ " понизилась вследствие уменьшения общей вязкости.

Случай 3. Предел текучести и пластическая вязкость возросли вследствие загрязнения и увеличения содержания твёрдой фазы. Отношение предела текучести к пластической вязкости в значительной степени определяется результирующей флокуляцией; значение " $n$ " —, характеризующее наклон кривой вязкости понизилось, " $k$ " возросло в результате изменения наклона " $n$ " и общего повышения вязкости.

### В ы в о д ы

Представленные математические модели, как правило, не дают полного представления о реальных жидкостях, и лишь приблизительно описывают свойства жидкости в довольно ограниченном диапазоне скоростей сдвига.

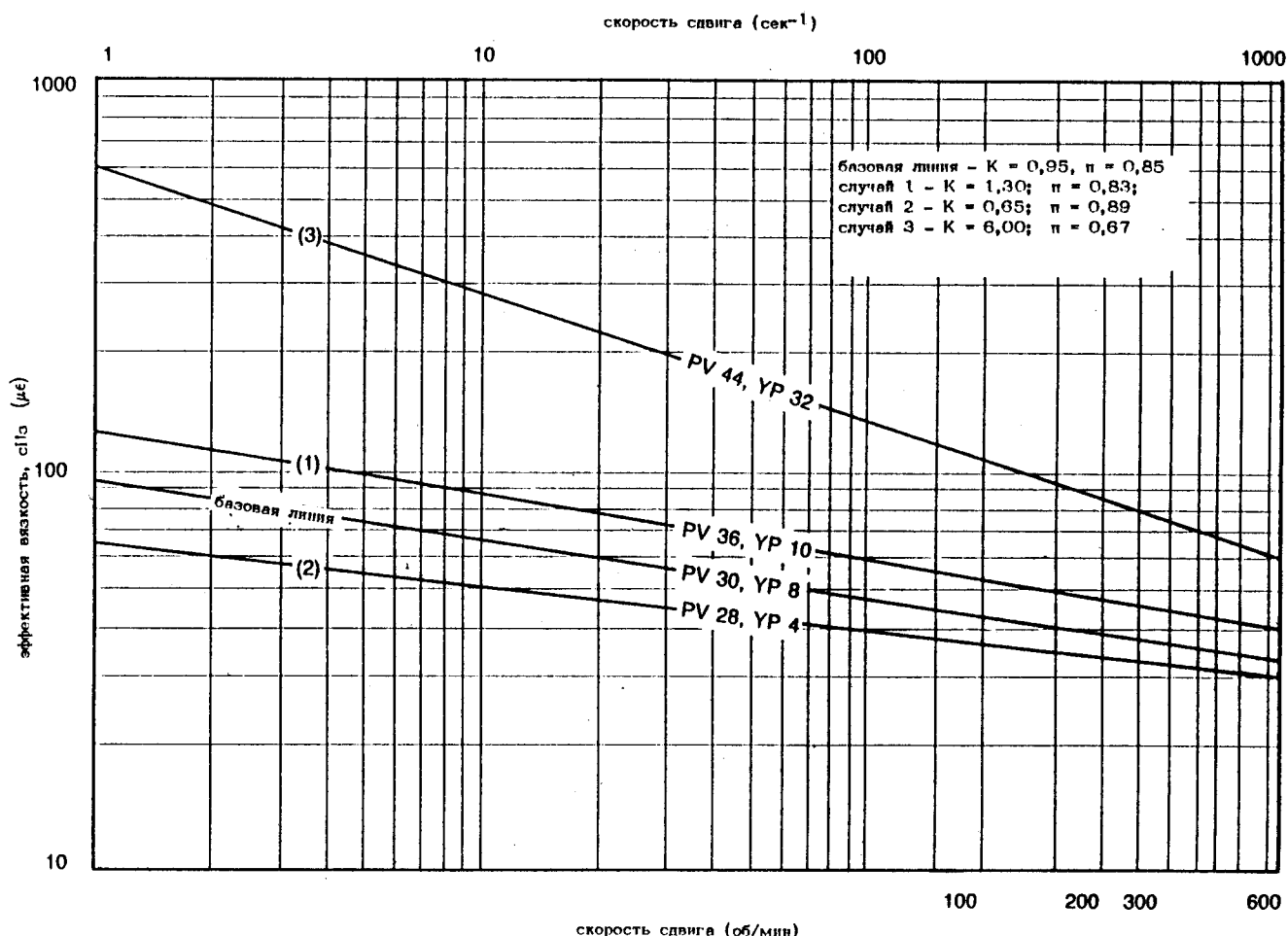


Рис.16. Отношение  $k, n$  к пластической вязкости ( $PV$ ) и пределу текучести ( $YP$ )

На рис.17 приведены кривые зависимости напряжения сдвига от скорости сдвига бингамовской пластической модели и модели степенного закона в сравнении с более типичной кривой бурового раствора. Как правило, бингамовская пластическая модель позволяет прогнозировать напряжение сдвига, значения которых слишком высоки как в диапазоне больших, так и малых скоростей сдвига. Модель степенного закона позволяет прогнозировать значения напряжений сдвига в этих диапазонах, которые хотя и являются не большими, но как правило, более приближены к реальному поведению жидкости.

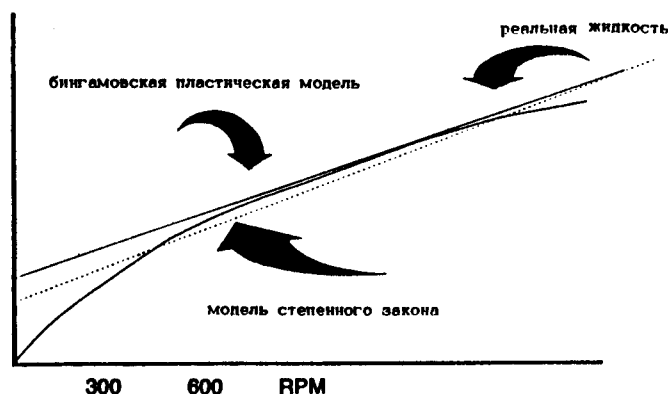


Рис.17. Сравнение профиля движения реальной жидкости с профилями бингамовской модели и модели степенного закона

Пластическая вязкость фактически является показателем эффективной вязкости при больших скоростях сдвига. Если через точку начала координат провести линию, параллельную линии бингамовской пластической модели на границе зависимости напряжения сдвига от скорости сдвига, то эта линия пересечёт фактическую кривую зависимости напряжения сдвига от скорости сдвига бурового раствора при высокой скорости сдвига. Это представлено на рис.18.

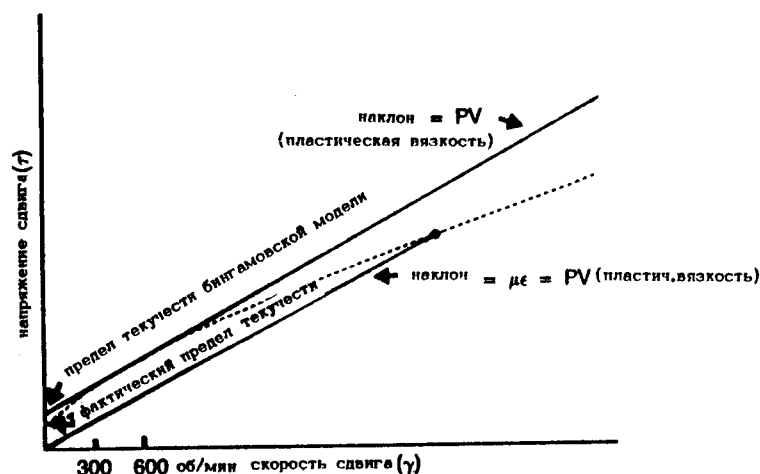


Рис.18. Отношение пластической вязкости к фактическому пределу текучести

Наклон этой линии характеризует эффективную вязкость бурового раствора в точке скорости сдвига, где она пересекается с фактической кривой зависимости скорости сдвига от напряжения сдвига, которая определяется наклоном линии пластической бингамовской модели, характеризующим пластическую вязкость бурового раствора. Это означает, что на пластическую вязкость будут влиять только те факторы, которые влияют на эффективную вязкость бурового раствора при сравнительно высоких скоростях сдвига. Т.к. электрическое взаимодействие частиц твёрдой фазы не является основным фактором, определяющим вязкость при высоких скоростях сдвига, оно также не будет оказывать значительного влияния и на пластическую вязкость. Иными словами, химическая обработка буровых растворов с целью предупреждения соединения глинистых частиц не должна понижать пластическую вязкость.

Рассчитанное значение предела текучести бингамовской модели не характеризует фактический предел текучести бурового раствора, а несколько превышает его. Оно будет изменяться с изменением фактического предела текучести. Иными словами, любой фак-

тор, вызывающий увеличение или уменьшение вязкости при низких скоростях сдвига и фактическом пределе текучести также приведет к увеличению или уменьшению предела текучести.

На рис.19 показано типичный пример влияния химической обработки бурового раствора дефлокулянт.

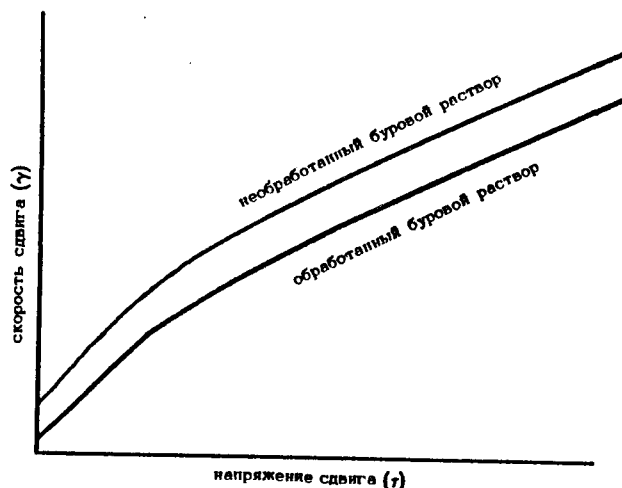


Рис.19. Влияние химической обработки бурового раствора

#### Модель модифицированного степенного закона

Если нас интересует поведение раствора в небольшом диапазоне скоростей сдвига, мы можем производить измерения в средней части этого диапазона, а в оставшемся диапазоне скоростей сдвига прогнозировать значения напряжения сдвига с достаточной степенью точности, используя либо бингамовскую пластическую модель, либо модель степенного закона.

Если нас интересует диапазон скоростей сдвига, в десять раз превышающий изменение скорости сдвига, то следует использовать реологическую модель, состоящую из трёх параметров, которая намного сложнее любой из описанных выше моделей, учитывая лишь два параметра. Одной из таких моделей довольно точно описывающих большинство буровых растворов, является модифицированная модель степенного закона. Эта модель описывается следующим уравнением:

$$\tau = \tau_0 + k \dot{\gamma}^n$$

где:  $\tau_0$  — начальное напряжение сдвига, необходимое для вызова течения жидкости.

Т.к. эта модель включает 3 параметра, необходимо иметь данные трёх точек, чтобы оценить их. Можно использовать показания вискозиметра Фэнна при 600 и 300 об/мин, а также начальное СНС. Тогда уравнение примет следующий вид:

$$\theta = \theta_0 + (\theta_{300} - \theta_0) \left( \frac{\omega}{300} \right)^n$$

где:  $\theta$  = показания вискозиметра при об/мин,

$\theta_0$  = начальное СНС,

$\theta_{300}$  = показания вискозиметра при 300 об/мин.

$$n = \log_{10} \frac{\theta_{600} - \theta_0}{\theta_{300} - \theta_0} \cdot \frac{0.301}{1}$$

Приведенные на рис.20 и 21 реограммы иллюстрируют разницу между модифицированной моделью степенного закона и моделью степенного закона и бингамовской пластической моделью. Для получения значений  $\theta$  и показаний вискозиметра Фэнна с непосредственной индикацией.

В начале три модели показаны в системе прямоугольных координат, а затем на бумаге с двойной логарифмической сеткой. В каждом случае модифицированная модель сте-



ценного закона находится между бингамовской пластической моделью, которая расположена выше, и моделью степенного закона, находящейся ниже.

Модифицированная модель степенного закона несколько более сложная, чем любая из двух других моделей. Однако с её помощью можно более точно определить фактическое реологическое поведение большинства буровых растворов.

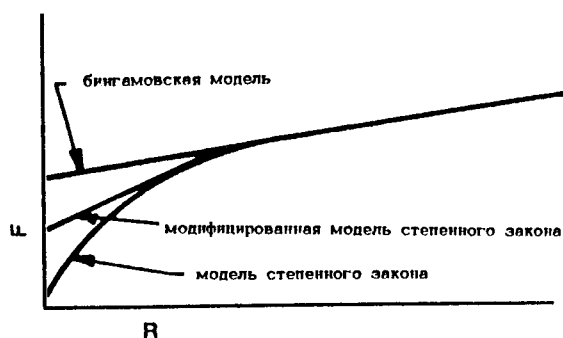


Рис. 20. Графики трех моделей в системе прямоугольных координат

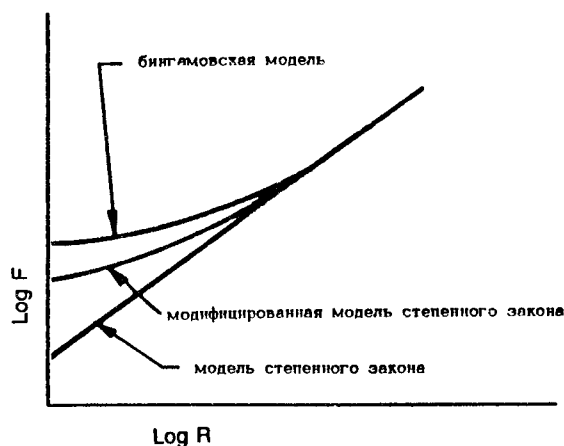


Рис. 21. Графики трех моделей, построенные на бумаге с двойной логарифмической сеткой

### Тиксотропные свойства буровых растворов

Тиксотропия — это свойство некоторых жидкостей загустевать, если их оставить на некоторое время в покое, и снова разжижаться после перемешивания. Большинство буровых растворов на водной основе обладают этим свойством вследствие наличия электрически заряженных частиц, соединяющихся друг с другом и образующих жесткую структуру. Прочность образующегося геля определяется количеством и типом частиц твердой фазы, находящихся во взвешенном состоянии, временем, температурой и химической обработкой. Иными словами, всё, что способствует или препятствует соединению частиц, будет усиливать или ослаблять тенденцию к загустеванию бурового раствора.

Это свойство сохранять в памяти прошлое состояние необходимо учитывать при определении реологических характеристик буровых растворов. Если перед измерением на напряжения сдвига при определенной скорости сдвига раствор некоторое время находился в неподвижном состоянии, то потребуется некоторое время для того, чтобы сдвинуть раствор с этой скоростью сдвига перед тем, как измерить устойчивое напряжение сдвига. Все связи между частицами, которые можно разрушить при данной скорости сдвига, должны быть разрушены, в противном случае измеренное напряжение сдвига будет выше, чем фактическое устойчивое напряжение сдвига. При проведении измерений напряжения сдвига бурового раствора на вискозиметре Фэнна при 600 об/мин, несколько минут перед тем, как напряжение сдвига достигнет равновесия. Продолжительность этого периода будет определяться степенью загустевания исследуемой пробы бурового раствора.

После проведения исследований при 600 об/мин и переключения скорости вращения на 300 об/мин, буровой раствор сохраняет память о свойствах при 600 об/мин. Потребуется определенный период времени для формирования определенных связей между частицами, существующими при пониженной скорости сдвига, перед тем, как можно будет производить измерение фактического устойчивого напряжения сдвига. Первоначально прибор покажет слишком низкое давление напряжения сдвига, которое постепенно будет возрастать, пока не достигнет устойчивого значения.

Начальное значение напряжения сдвига при определенной скорости сдвига является функцией непосредственной истории сдвига пробы раствора. Если начальную прочность геля бурового раствора измерять непосредственно после сдвига раствора при 600 об/мин, то раствор покажет величину меньше фактического напряжения сдвига бурового раствора. Это объясняет тот факт, что начальная прочность геля бурового раствора равна нулю.

Т.к. образование или разрушение структуры геля зависит от времени, существует много различных способов перехода от одной скорости сдвига к другой (см. рис. 22). Жирная кривая характеризует зависимость напряжения сдвига от скорости сдвига в усло-

виях равновесия. Если начать с точки А с устойчивым значением напряжения сдвига при 600 об/мин и резко понизим скорость сдвига до нуля, то напряжение сдвига будет характеризовать кривая, каждая точка которой имеет значения меньше кривой равновесия. Если раствор оставить в покое, то прочность геля начнёт возрастать до тех пор, пока не достигнет точки В.

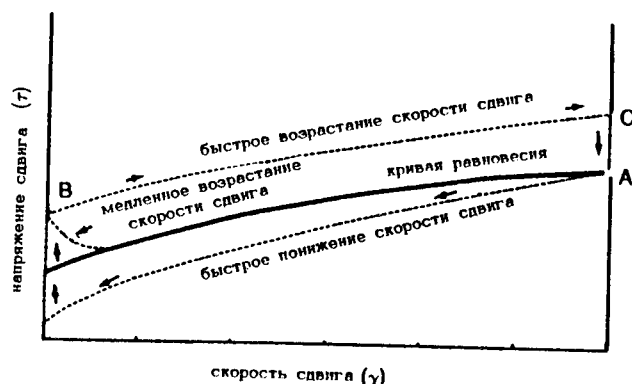


Рис.22. Тиксотропное поведение бурового раствора

Например, если буровой раствор оставить в покое в течение 10 минут, точка В будет характеризовать 10-минутную прочность геля. Если скорость сдвига резко увеличить до 600 об/мин, то напряжение сдвига будет характеризоваться кривой, проходящей от точки В к точке С, все точки которой проходят выше кривой равновесия.

Если подобное происходит с циркулирующим буровым раствором, возникнут очень высокие пиковые давления циркуляции. С течением времени напряжение сдвига понизится от точки С до устойчивого значения в точке А. Если скорость сдвига медленно повышается после того, как структурообразование бурового раствора достигло точки В, напряжение сдвига вначале понизится, а затем будет изменяться в соответствии с кривой равновесия до точки А. В системе циркулирующего бурового раствора эта линия характеризует минимальное возрастание давления циркуляции.

#### Принципы приведения химической обработки

Как отмечалось выше вязкость определяется электрическими силами и силами трения бурового раствора. По мере бурения объём твёрдой фазы бурового раствора увеличивается. Если твёрдую фазу своевременно не удалять, то её частицы будут измельчаться до очень малого размера, что приведет к повышению вязкости бурового раствора. Поступающие в раствор загрязняющие вещества также увеличивают его вязкость. С помощью вискозиметра с непосредственной индикацией инженер по буровым растворам может быстро установить причину осложнения и определить способ его устранения. Вода является эффективным средством понижения вязкости раствора с большим содержанием твёрдой фазы, однако она непригодна, если увеличение вязкости вызвано высоким пределом текучести. Существуют органические и неорганические реагенты, эффективно понижающие пределы текучести буровых растворов.

Считают, что основное воздействие понижающих вязкость реагентов сводится к нейтрализации остаточных валентностей разрушенных связей. Механизм этого воздействия в водно-глинистых суспензиях заключается в понижении той вязкости, которая обусловлена силами притяжения, не оказывая существенного влияния на вязкость, обусловленную гидратацией глины. Понижающие вязкость реагенты адсорбируются на краях глинистых частиц, нейтрализуя остаточные валентности разрушенных связей. Для этой цели широко используются комплексные фосфаты, танин, лигнины гуминовых кислот и лигносульфонаты. Эта адсорбция изменяет баланс сил, действующих на глинистую частицу, от сил притяжения до сил отталкивания. Вместо притяжения частицы отталкиваются друг от друга или же избегают контакта друг с другом.

Реагенты для химической обработки буровых растворов понижают предел текучести буровых растворов с помощью одного или нескольких из приведенных выше механизмов:

- 1) Удаление загрязнителей осаждением.
- 2) Понижение влияния загрязнителей.
- 3) Замена ионов, действующих на глинистые частицы.
- 4) Образование защитной плёнки, окружающей глинистую частицу.

## Ф о с ф а т ы

Для обработки буровых растворов широко используются четыре сложных фосфата:

1. Кислый пирофосфат натрия (SAPP)  $pH = 4,8$ .
2. Гексаметафосфат натрия,  $pH = 6,8$ .
3. Тетрафосфат натрия,  $pH = 8,0$ .
4. Тетрапирофосфат натрия, (TSPP)  $pH = 10,0$ .

Наиболее часто используется кислый пирофосфат натрия (SAPP) и тетрафосфат натрия. Эти фосфаты являются мощным дисперсантами, поэтому для максимального понижения вязкости требуется незначительное их количество. Количество фосфатов для проведения простой дисперсии редко превышает 0,2 фунт/барр. Это означает, что для системы ёмкостью 1000 барр. потребуется максимально 200 фунтов фосфатов за смену. Фосфаты вводятся либо непосредственно через засыпную воронку, либо из химической бочки. При добавлении из бочки 50 фунтов фосфата смешивают с одним баррелем воды. После этого полученный раствор равномерно вводится в циркуляционную систему в течение одного цикла.

Фосфаты вводятся, как правило, в буровые растворы с низким  $pH$ . Они понижают вязкость двумя путями: (1) нейтрализацией сил притяжения за счёт адсорбции на поверхности частиц твёрдой фазы; (2) связыванием атомов кальция и магния. Их способность удалять кальций делает их незаменимыми комплексоны при загрязнении раствора цементом. Фосфаты редко применяются самостоятельно при обработке буровых растворов, чаще они используются вместе с каустической содой и органическим разжижителем. Если постоянно применять SAPP ( $pH = 4,8$ ) самостоятельно, то буровой раствор станет кислым.

А это нежелательно, ввиду возможности возникновения коррозии и повышения вязкости. Более нейтральный уровень  $pH$  тетрафосфата натрия ( $pH = 8,0$ ) делает его более приемлемым для обработки буровых растворов по сравнению с другими фосфатами.

Применение фосфатов для обработки буровых растворов ограничено. Их нельзя применять при высоких температурах. Если температура бурового раствора намного превышает  $175^{\circ}$ , то фосфаты превратятся в ортофосфаты. Став ортофосфатами они скорее выполняют роль флокулянтов, а не дисперсантов. Это не исключает возможность использования фосфатов для связывания кальция; ортофосфаты сохраняют способность понижать содержание кальция, хотя их разжижающая способность понижена. Эффективность применения фосфатов понижается при высокой концентрации соли в буровом растворе.

## Л и г н и н ы

Основным лигнином, применяющимся для регулирования вязкостей является таннатин ( $pH = 3,2$ ). Для повышения его эффективности вместе с ним применяется каустическая сода. В промышленных условиях каустическую соду применяют с таннатинном в соотношении от 1:6 до 1:1. Лигнины лучше всего вводить через засыпную воронку. Таннатин эффективен при любом  $pH$ , однако при  $pH$  от 9 до 10,5 его эффективность максимальна. Кроме того, что таннатин — эффективный дисперсант, он также улучшает механические эмульсии.

ХР-20 ( $pH = 10$ ) представляет собой предварительно подвергнутый реакции хромлигнит, применяющийся в основном вместе со Сперсеном (разработанное М-Г хромлиг-носсульфонатное химическое соединения). Хромлигнит повышает эффективность Сперсена, добавляемого в разработанные М-Г лигносульфонатные системы буровых растворов (ХР-20/сперсен). Являясь составной частью бурового раствора ХР-20/сперсен, ХР-20 является стабилизатором и эмульгатором буровых растворов, он понижает водоотдачу и усиливает ингибирующие свойства бурового раствора. ХР-20 является основным жидким стабилизатором в системах Дуратерм. Применение ХР-20 не ограничивается только системами ХР-20/сперсен и Дуратерм. Его можно применять в качестве стабилизатора практически любого бурового раствора на водной основе.

При высокой концентрации кальция содержащие лигнит материалы малоэффективны, а при высокой концентрации соли лишь умеренно эффективны.

## Л и г н о с у л ь ф о н а т ы

К числу лигносульфонатов относится Сперсен-С и сложный хромлигносульфонат Сперсен.

Сперсен — многофункциональный препарат, применяющийся со всеми буровыми растворами на водной основе. Он эффективен во всём щелочном диапазоне pH и может использоваться при любой концентрации соли, вплоть до насыщения, а также при любом уровне кальция, встречающемся в буровых растворах.

Каустическую соду следует использовать вместе со Сперсеном. Количество каустика зависит от типа применяющегося бурового раствора, но, как правило на одну часть каустика добавляют 4 части Сперсена. Он не только понижает вязкость и прочность геля, но применяемый в достаточных количествах понижает водоотдачу и создает ингибирующую среду. По этим причинам Сперсен является очень многофункциональным материалом. Вводят его, как правило, через засыпную воронку.

## П р и м е н е н и е

На рис.23 дано графическое описание изменений вязкости вследствие изменений пластической вязкости и предела текучести. Вводя различные добавки, с целью изменения реологических свойств жидкости и анализируя полученные на вискозиметре с непосредственной индикацией данные, можно установить характер изменений кажущейся вязкости по вискозиметру Марша и Фэнна. Независимо от того, измерялась ли кажущаяся вязкость в секундах на кварту или в сантипуазах, она состоит из двух переменных: (1) содержания твёрдой фазы и её характера и (2) электрохимическим притяжением между частицами твёрдой фазы.

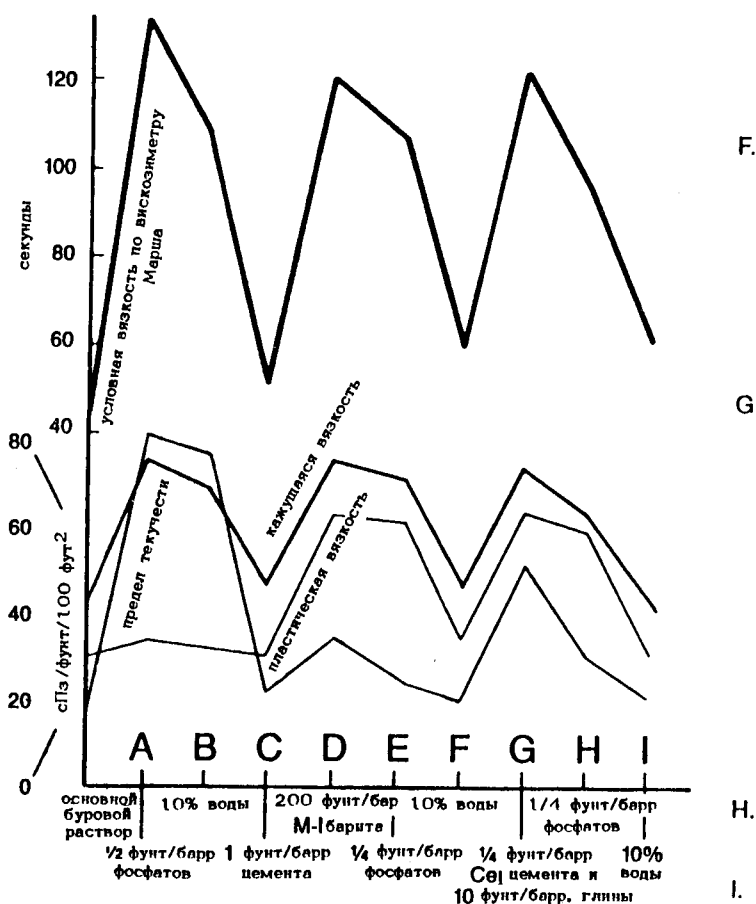


Рис.23. Принципы обработки бурового раствора

По мере поступления в раствор примесей и/или изменения содержания твёрдой фазы вязкость, как правило, изменяется. Если кажущаяся вязкость, измеренная вискозиметром Марша, возросла, то и вязкость, определенная по вискозиметру Фэнна, также должна возрасти. Верно и обратное, что с уменьшением первой уменьшается и вторая. Однако,

если измерять только кажущуюся вязкость, то это ничего не даёт для регулирования параметров бурового раствора. Важно знать пластическую вязкость и предел текучести. Анализ графика, приведенного на рис. 23, показывает:

А. Введение в раствор 1/2 фунт/барр цемента вызывает флокуляцию прежде всего из-за загрязнения раствора ионами кальция.

В результате возрастает кажущаяся вязкость, измеренная обоими вискозиметрами. Анализ графика показывает, что такое изменение вязкости вызвано увеличением предела текучести (увеличением сил притяжения). Пластическая вязкость не изменялась или изменялась незначительно, т.к. она зависит прежде всего от содержания твёрдой фазы.

В. В раствор добавляли 10% воды, чтобы показать, что вода не влияет значительно на предел текучести. Вода не удаляет кальций, являющийся причиной флокуляции или значительных сил притяжения. Вода лишь разделяет частицы твёрдой фазы, но не изменяет сколько-нибудь существенно пределы текучести.

С. Добавление 1 фунта/барр. фосфатов, применяемых для нейтрализации кальция, вызывает значительное понижение как условной вязкости Марша, так и кажущейся вязкости вследствие понижения предела текучести. Понижение предела текучести вызвано тем, что фосфаты связывают кальций и диспергируют глинистые частицы. Очевидно также, что введение фосфатов не оказало существенного влияния на пластическую вязкость.

Д. Второе повышение вязкости (D) было вызвано добавлением инертной твёрдой фазы с целью утяжеления раствора. Изменение кажущейся вязкости почти такое же, как и ранее, однако совершенно по другой причине. Такое изменение вязкости обусловлено повышением пластической вязкости. Повышение содержания твёрдой фазы увеличило силы трения между частицами вследствие увеличения общей площади поверхности частиц. Предел текучести возрос незначительно, т.к. частицы стали находиться ближе друг к другу. Любая сила притяжения будет более эффективной ввиду сокращения расстояния между частицами. Однако условная и кажущаяся вязкость возросли прежде всего вследствие возросшей пластической вязкости. В данном случае правильная обработка бурового раствора будет состоять в добавлении воды.

Е. Для того, чтобы показать, что понижением предела текучести можно достичь незначительного понижения вязкости, а также что, введение только химреагента в данном случае не приведет к значительному понижению кажущейся вязкости, в раствор ввели 1/4 фунт/барр фосфата. Вязкость оставалась высокой даже после введения химреагента.

Г. Правильная обработка бурового раствора с целью понижения вязкости будет заключаться в добавлении воды. После добавления 10% объёмных воды пластическая вязкость понизилась. Обе вязкости – и условная, и кажущаяся – понизились, т.к. они зависят от пластической вязкости. Предел текучести уменьшился лишь незначительно. Незначительное уменьшение предела текучести объясняется дальнейшим удалением частиц друг от друга, что приводит к уменьшению силы притяжения.

З. Третье повышение вязкости вызвано увеличением как предела текучести, так и пластической вязкости. Добавление 1/4 фунт/барр. цемента привело к повышению предела текучести, аналогично разделу А. Пластическая вязкость возросла по той же причине, что и в разделе (D) – введение твёрдой фазы. Однако, есть существенное различие, заключающееся в том, что твёрдая фаза представлена глинистыми частицами, которые подвержены гидратации, т.е. впитывают воду. С уменьшением свободной воды происходит значительное увеличение сил трения при относительно небольшом количестве твёрдой фазы. В конкретном единичном объёме твёрдой фазы гидратируемые частицы всегда будут увеличивать вязкость больше, чем инертные частицы.

В данном случае правильным будет добавление и воды и химреагента с целью понижения и пластической вязкости и предела текучести.

И. Добавление химреагента понизило вязкость по той же причине, что и в части С.

1. Добавление воды понизило вязкость по той же причине, что и в части (Г).

Из всего вышесказанного, можно сделать следующие выводы. Для обеспечения наиболее экономичного регулирования реологических свойств буровых растворов и обеспечения оптимальных условий бурения необходимо иметь ввиду, что:

1. Увеличение предела текучести, сопровождающееся незначительными изменениями пластической вязкости или полным отсутствием таковых можно снизить введением химреагентов.

2. Увеличение пластической вязкости, сопровождающееся незначительными изменениями предела текучести или полным отсутствием таковых, можно снизить добавлением воды или же применением механического гидроциклона, удаляющего ненужную твёрдую фазу.

3. Одновременное значительное повышение предела текучести и пластической вязкости можно понизить методами, указанными в пункте 1 и 2.

Например: пластическая вязкость при  $120^{\circ}\text{F}$  равна 40 сПз. Каково будет её значение при  $140^{\circ}\text{F}$ ? Соедините прямой линией пластическую вязкость при  $120^{\circ}\text{F}$ ; (1) с интересующей нас температурой (2). Продлив линию влево до пересечения со шкалой, получим значение вязкости при температуре  $140^{\circ}\text{F}$ , равное 33 сПз (3). См.рис.24.

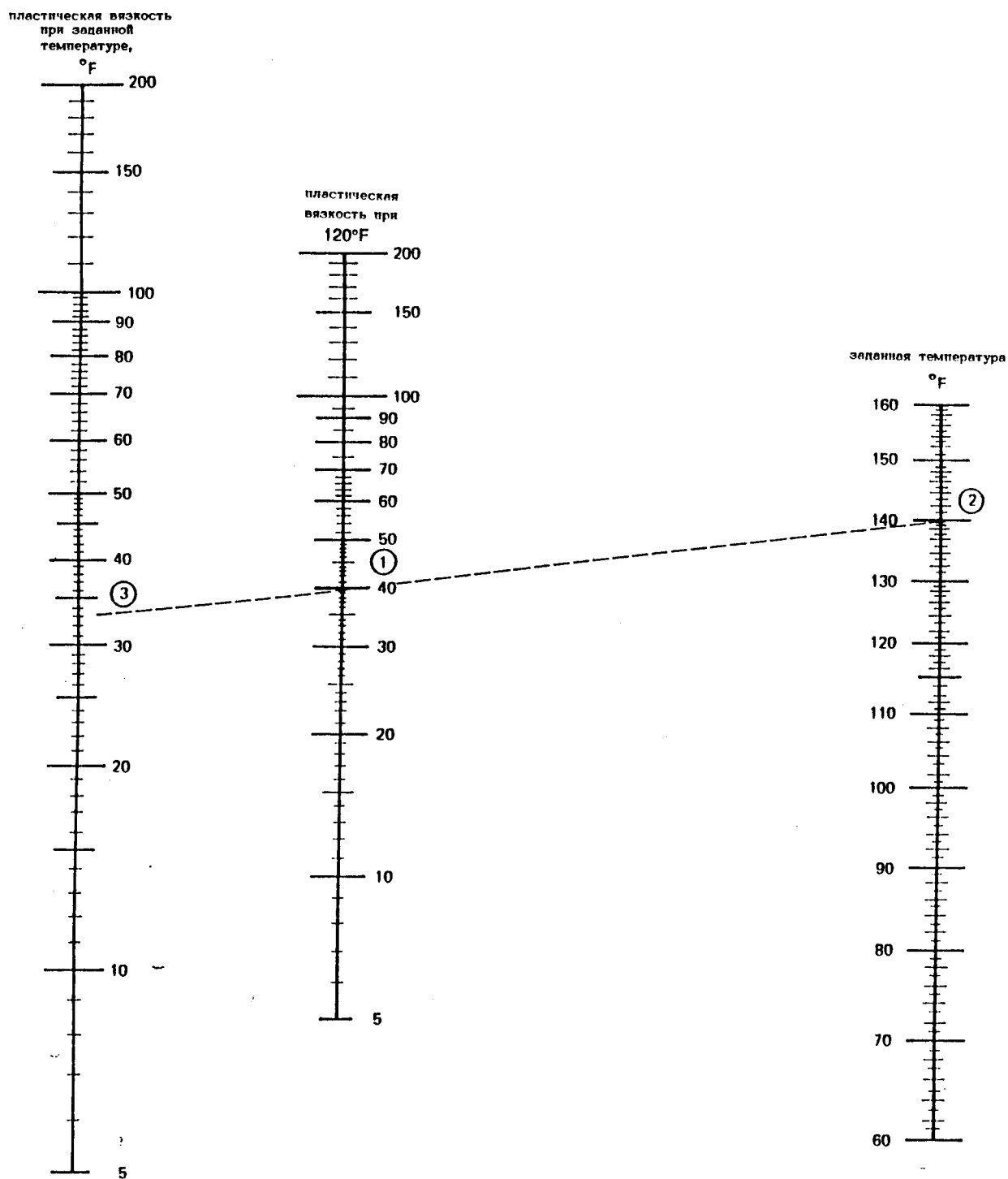


Рис.24. Пластическая вязкость при различных температурах

рекомендуемый диапазон пластической вязкости в буровых растворах  
различной плотности

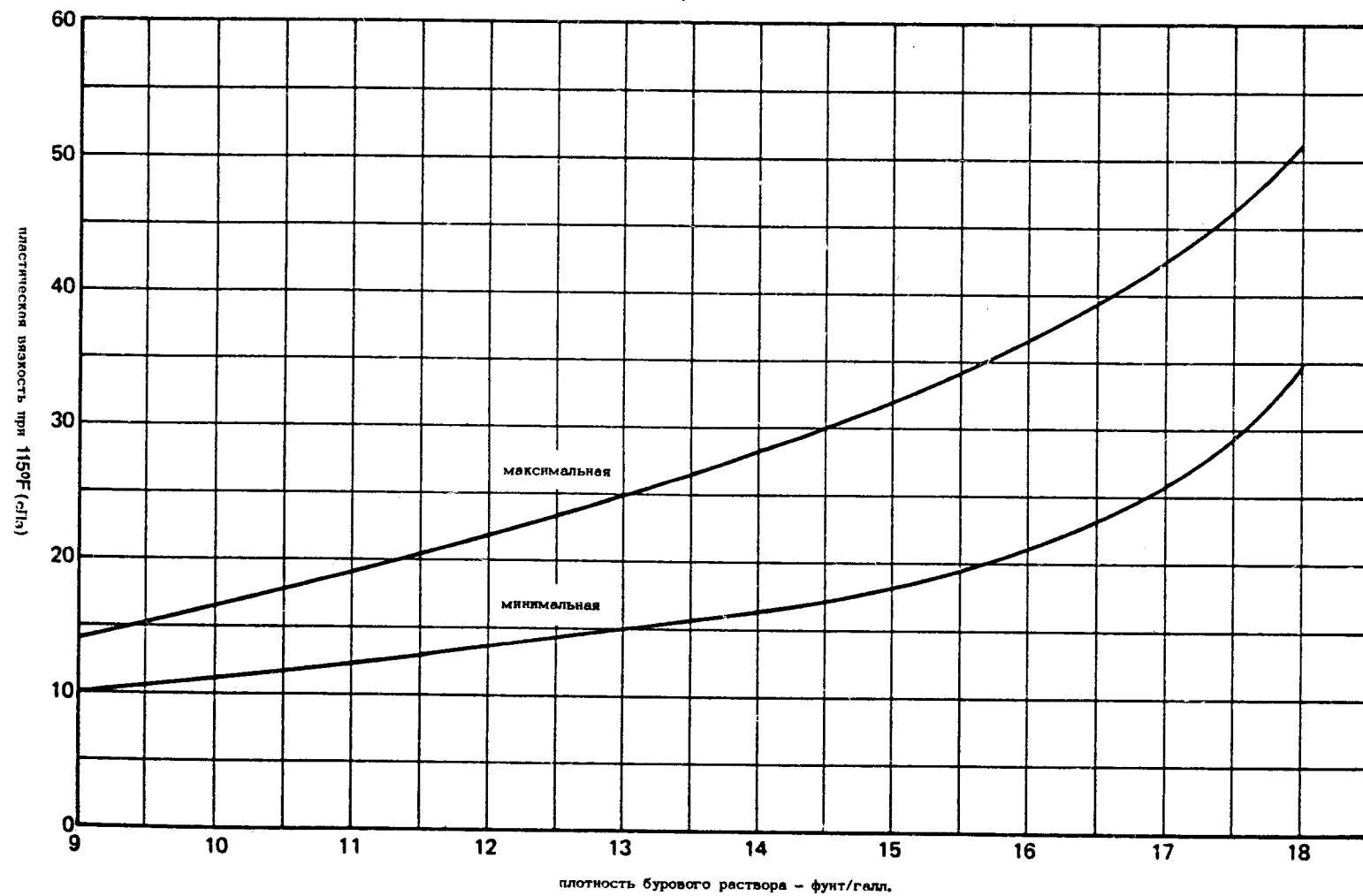


Рис.25. Пластическая вязкость при 115°

## REFERENCES

1. Chisholm, Fred and Kohen, Sam: Measurement of Plastic Flow Properties of Drilling Mud. *Petroleum Engineer*, April 1954.
2. Melrose, J.C. and Lilienthal, W.B.: Plastic Flow Properties of Drilling Fluid-Measurement and Application. *Petroleum Transaction*, Vol. 192, 1951.
3. Chaney, P.E., Oxford, W.F. Jr., and Chisholm, Fred: The Chemical Treatment of Drilling Fluids (2 parts). *World Oil*, Jan. and Feb. 1, 1954.



## ГЛАВА 6. ПОНИЗИТЕЛИ ВОДООТДАЧИ

### Водоотдача

Как указывалось выше, буровой раствор выполняет десять основных функций. Способность бурового раствора выполнять эти функции зависит от физических и химических свойств бурового раствора. Вязкость, прочность геля и плотность бурового раствора имеют большое значение. Такое же значение имеет и водоотдача. Оптимальное значение водоотдачи и образование тонкой непроницаемой глинистой корки на стенке скважины часто являются факторами, обеспечивающими успешность проводки скважины.

Существует два типа фильтрации – динамическая фильтрация, происходящая в процессе циркуляции бурового раствора, и статическая при остановке циркуляции.

Динамическая фильтрация отличается от статической фильтрации тем, что поток бурового раствора у стенки скважины размывает глинистую корку, образующуюся в результате фильтрации. Глинистая корка образуется на стенках скважины до тех пор, пока скорость отложения частиц на стенке скважины равна скорости эрозии. Когда глинистая корка достигнет толщины равновесия, скорость фильтрации становится постоянной. Это диаметрально противоположно статической фильтрации, когда глинистая корка продолжает расти с течением времени, а скорость фильтрации продолжает уменьшаться. За одинаковый промежуток времени статическая глинистая корка будет толще динамической глинистой корки, а статическая скорость фильтрации будет меньше динамической скорости фильтрации. Поэтому, для регулирования водоотдачи бурового раствора необходимо контролировать динамическую водоотдачу, а для предупреждения образования толстой глинистой корки необходимо контролировать статическую водоотдачу.

Не существует адекватных средств измерения динамической фильтрации в промышленных условиях. Измерения, проводимые инженером по буровым растворам, ограничиваются статической фильтрацией, которую определяют с помощью описанного в главе 2 стандартного оборудования АНИ. С помощью этого оборудования определяют два основных параметра – водоотдачу и толщину глинистой корки, которые заносятся в форму для записи параметров бурового раствора. Если в процессе бурения происходят какие-либо отклонения от стандартов АНИ в отношении времени или давлений, то это также регистрируется.

### Основные принципы фильтрации

Фильтрация (потеря воды и растворенных химреагентов) бурового раствора происходит только тогда, когда проницаемость породы обеспечивает уход жидкости через поровые пространства.

Если поровые пространства достаточно большие, то буровой раствор мгновенно проникает в поровые пространства на стенке скважины. Затем, в процессе продолжающегося поглощения раствора происходит образование глинистой корки на стенке скважины.

Законы фильтрации вступают в силу только после образования глинистой корки. Глинистая корка образуется из частиц разбуриваемой породы, а также частиц твердой фазы, составляющих вводимые в раствор добавки. Гораздо большее значение, чем фактическое содержание твердой фазы, имеет размер частиц, их форма и их гранулометрический состав. Для получения оптимальной глинистой корки большое значение имеет не только применяющийся основной материал для регулирования водоотдачи, но и гранулометрический состав твердой фазы.

### Осложнения, возникающие из-за неправильного регулирования водоотдачи

В процессе бурения и заканчивая скважин возникает целый ряд проблем, обусловленных применением буровых растворов с высокой водоотдачей приводящих к образованию толстой глинистой корки:

1. Уменьшение диаметра ствола скважины, приводящее к возникновению чрезмерного сопротивления при вертикальном перемещении колонны.

2. Значительное увеличение гидравлического удара при перемещении бурильной колонны вследствие уменьшения диаметра ствола скважины.

3. Прихват бурильной колонны под действием дифференциального давления вследствие увеличения площади контакта бурильной колонны с толстой глинистой коркой и резкого возрастания силы прихвата в высокопроницаемой глинистой корке.

4. Осложнения при первичном цементировании вследствие плохого замещения де- гидратированного бурового раствора и образования чрезмерно толстой глинистой корки.

5. Осложнения, связанные с оценкой параметров продуктивного пласта, из-за чрезмерной водоотдачи и толстой глинистой корки.

6. Значительное нарушение эксплуатационных качеств пласта, вызванное фильтратом бурового раствора.

Большинство из перечисленных осложнений вызываются не объёмом поглощенного породой фильтрата, а оставшейся на стенках скважины глинистой коркой. Чрезмерная водоотдача усложняет лишь оценку параметров продуктивного пласта и приводит к нарушению эксплуатационных качеств пласта.

При поступлении в пласт больших объёмов фильтрата пластовые флюиды могут быть оттиснены от ствола скважины на значительное расстояние, в результате чего данные каротажных исследований будут неверными. При проведении опробования скважины испытатель пласта также захватывает часть поступившего в пласт фильтрата, что затрудняет оценку фактического содержания в пласте продуктивного флюида. Если в породе встречаются глины, то фильтрат бурового раствора может привести к их разбуханию или дисперсии, что понизит проницаемость пласта. Радиус проникновения фильтрата в пласт возрастает соответственно корню квадратному из общего объёма поглощенного пластом фильтрата: следовательно, ни одно из осложнений не определяется в значительной степени водоотдачей.

Во избежание осложнений в процессе бурения и заканчивания вследствие значительной водоотдачи бурового раствора необходимо основное внимание сосредоточить на контроле за образованием глинистой корки. Основная задача состоит в том, чтобы обеспечить образование максимально тонкой и непроницаемой глинистой корки. Понижение водоотдачи бурового раствора не обязательно означает регулирование толщины глинистой корки. Изменение количества и типа твёрдой фазы в буровом растворе часто оказывает большее влияние на толщину глинистой корки, чем на величину водоотдачи. В результате применения двух буровых растворов с одинаковой водоотдачей может образоваться очень разная по толщине и проницаемости глинистая корка, что соответственно приведёт и к разным осложнениям при бурении и заканчивании.

Ввиду того, что наиболее толстая глинистая корка образуется во время продолжительных периодов статической фильтрации, контроль за статической фильтрацией — основа предупреждения осложнений в процессе бурения и заканчивания скважин.

#### Факторы, влияющие на фильтрацию

Время.

Водоотдача в соответствии со спецификациями АНИ определяется по истечению 30 минутного периода. Если водоотдача определяется по истечению любого другого периода времени, это должно быть указано в буровом журнале.

На графике рис. 1 показана зависимость водоотдачи от времени, которая выражается очень простой математической зависимостью

$$Q_2 = Q_1 \sqrt{\frac{T_2}{T_1}}$$

где:  $Q_2$  = неизвестный объём фильтрата по истечении времени  $T_2$ , (см<sup>3</sup>)  
 $Q_1$  = известный объём фильтрата за период  $T_1$ , (см<sup>3</sup>)

Например, если водоотдача  $Q_1$  через 7 1/2 минуты равна 5 см<sup>3</sup>, то водоотдача  $Q_2$  через 30 минут будет равна:

$$Q_2 = 5 \sqrt{\frac{30}{7 \frac{1}{2}}} = 5 \times 2 = 10 \text{ см}^3.$$

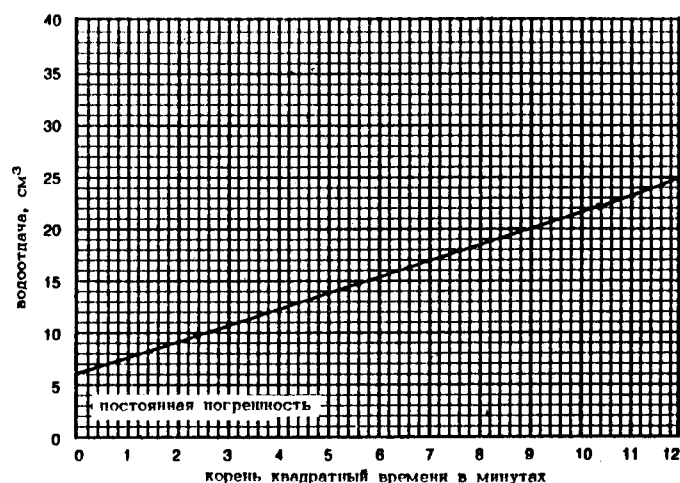


Рис. 1. Зависимость водоотдачи от времени.

Можно видеть, что объём фильтрата возрастет прямо пропорционально корню квадратному времени. Обычно линия графика не проходит через начало координат и может иметь положительный отрезок, как в настоящем примере, или, или же отрицательный. Положительный отрезок обозначает, что мгновенная водоотдача проходит через фильтровальную бумагу до того, как образуется глинистая корка и начнет ограничивать прохождение фильтрата. Отрицательный отрезок обозначает, что для заключения дренажной линии необходимо некоторое количество фильтрата перед тем, как появится первая капля накапливаемого фильтрата. Если этот объём превышает начальную мгновенную фильтрацию, то отрезок будет отрицательным. Т.к. эта линия, как правило, не проходит через начало координат, для экстраполяции данных на более продолжительные периоды времени потребуется по крайней мере две точки.

#### Давление.

Давление — это следующий фактор, оказывающий влияние на давление. Если фильтрационная среда постоянна, объём фильтрата будет изменяться как корень квадратный давления. В случае образования глинистой корки эта зависимость теряет силу, т.к. глинистая корка подвергается сжатию и непрерывно растёт вследствие осаждения на неё глинистых частиц, отсюда и изменения пористости и проницаемости. Если возрастающее давление приводит к деформации частиц глинистой корки или же приближает их друг к другу, то проницаемость следует уменьшить. Если проницаемость уменьшилась, то влияние возросшего давления фильтрации на водоотдачу следует также уменьшить на такое же количество. Иными словами, влияние давления водоотдачи является функцией сжимаемости глинистой корки.

Очень полезным для инженера по буровым растворам может быть проведение исследования с удвоенным давлением. Если есть подозрение, что ни объём, ни тип коллоидной фракции бурового раствора не отвечают требованиям, то проведение исследования при 100 и 200 фунт/кв.д. может подтвердить необходимость улучшения твёрдой фазы.

#### Влияние проницаемости глинистой корки на водоотдачу

Наиболее эффективным методом регулирования водоотдачи является регулирование проницаемости глинистой корки. Размер, форма и способность частиц деформироваться под действием давления — всё это важные факторы, влияющие на регулирование проницаемости глинистой корки. Частицы малого размера образуют глинистую корку меньшей проницаемости, чем частицы большего размера. Обычно, частицы коллоидального размера (менее 2 микрон) обеспечивают в достаточной степени регулирование водоотдачи. Оптимальный же контраст наилучшим образом обеспечивается при наличии частиц разного гранулометрического состава. Частицы малого размера могут вклиниваться между частицами большего размера с образованием глинистой корки с низкой проницаемостью. Плоские частицы образуют глинистую корку, напоминающую дранку на потолке дома. Эффективность плоских частиц выше эффективности круглых частиц или частиц неправильной формы, т.к. они образуют более плотную глинистую корку. Если ча-

стицы могут деформироваться под воздействием давления, то образовавшаяся глинистая корка станет ещё более плотной. Всем этим требованиям вначале отвечают частицы бентонита, имеющие небольшой размер, многие менее 0,05 микрон. Они имеют плоскую форму и довольно итонкие, по сравнению с их планарными размерами. Они также образуют глинистую корку, легко поддающуюся компрессии. По мере увеличения степени гидратации частиц проницаемость образующейся глинистой корки понижается. Глинистые корки, образуемые пресноводным бентонитом, имеют проницаемость, приблизительно равную 1 микродарм.

#### Температура.

Повышение температуры, как правило, приводит к возрастанию скоростей водоотдачи. С повышением температуры понижается вязкость жидкой фазы, что в свою очередь приводит к повышению водоотдачи при условии, что все остальные факторы остаются неизменными. В таблице 1 приведены значения вязкости воды при различных температурах, что даёт возможность использовать формулу изменения водоотдачи при повышенной температуре.

Таблица 1  
Вязкость воды при различной температуре

Температура		Вязкость воды, сПз	Температура		Вязкость воды, сПз
°F	°C		°F	°C	
68	20	1.005	300	148.9	0.184
86	30	0.801	320	160	0.174
104	40	0.656	338	170	0.160
122	50	0.549	350	176.6	0.1535
140	60	0.469	356	180	0.150
158	70	0.406	374	190	0.142
176	80	0.356	392	200	0.134
194	90	0.316	410	210	0.127
212	100	0.284	428	220	0.121
230	110	0.256	446	230	0.116
248	120	0.232	450	232.2	0.1136
250	121	0.2316	500	260	0.1004
266	130	0.212	550	287.7	0.0899
284	140	0.196	572	300	0.086

В том случае, если все остальные факторы остаются неизменными, объём фильтрата будет изменяться как корень квадратный из значений вязкости жидкой фазы. Иными словами, водоотдача 1 относится к водоотдаче 2, как корень квадратный вязкости жидкости 2 относится к корню квадратному вязкости жидкости 1. Или, если  $Q$  — это объём фильтрата, то

$$Q_2 = Q_1 \sqrt{\frac{Vis_1}{Vis_2}}$$

где:  $Q_2$  = неизвестный объём водоотдачи при  $Vis_2$ , ( $см^3$ ),  
 $Q_1$  = известный объём водоотдачи при  $Vis_1$ , ( $см^3$ ).

Например, если водоотдача ( $Q_1$ ) равна  $5 \text{ см}^3$  при температуре  $68^\circ F$ , из таблицы 1 получаем:  $Vis_1 = 1,005$ . Если температура на забое равна  $300^\circ F$ , тогда из табл.1 получаем:  $Vis_2 = 0,184$ . Подставив эти значения в формулу, получим:

$$Q_2 = 5 \sqrt{\frac{1.005}{0.184}} = 5 \sqrt{5.46} = 11.7 \text{ см}^3.$$

На рис.2 приведен график, с помощью которого можно преобразовывать водоотдачу АНИ при любой температуре бурового раствора в теоретическую водоотдачу при температуре  $300^\circ F$ . Например, если водоотдача при температуре  $140^\circ F$  равна  $3 \text{ см}^3$ , то умножив это значение на коэффициент 1,6, получим теоретическое значение, равное  $4,8 \text{ см}^3$ .

Повышение температуры может привести к флокуляции некоторых глин и повышению скорости водоотдачи. Это может быть вызвано изменением ионного окружения глинистой частицы, изменением растворимости примесей, а также адсорбцией. Более

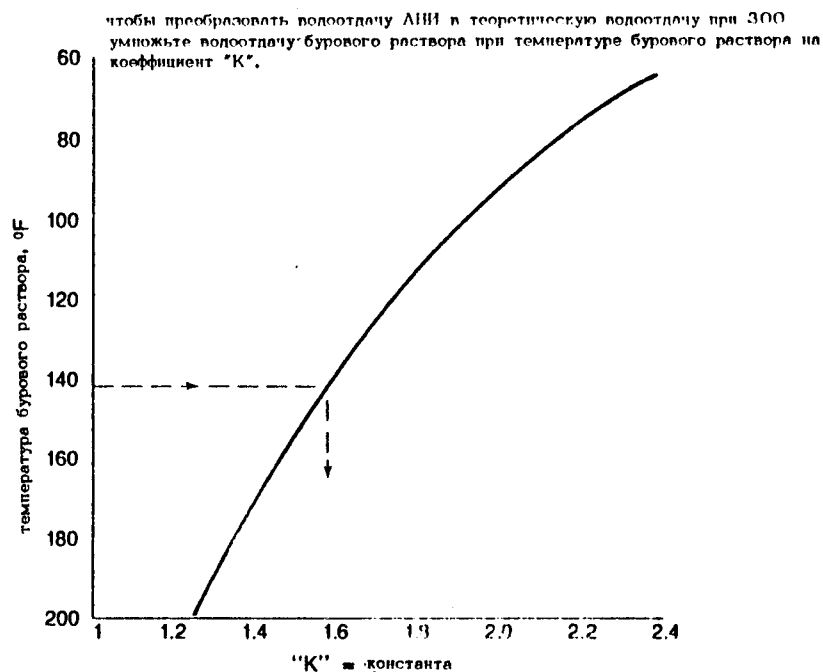


Рис.2. График преобразования водоотдачи АНИ при любой температуре в водоотдачу при 300°F

высокие температуры или же более длительные периоды при менее критических температурах могут привести к физико-химическим изменениям самих коллоидов или же составляющих бурового раствора.

При низких температурах повышение температуры может вызвать понижение водоотдачи за счёт гидратации и усиления дисперсии коллоидных частиц.

#### Дефлокуляция

Дефлокуляция и дисперсия коллоидальных глин в буровом растворе также имеет большое значение для регулирования водоотдачи. На рис.3 показан дефлокулированный буровой раствор, в котором наблюдается плавное течение безо всяких признаков притягивания глинистых частиц электрохимическими зарядами. При дефлокуляции глинистых частиц происходит их соединение, обеспечивающее оптимальное регулирование водоотдачи.

На рис.4 показан флокулированный буровой раствор, в котором не наблюдается плавного течения, а частицы глины притягиваются друг к другу электрохимическими зарядами. В таких случаях раствор легко проходит между хлопьями, увеличивая скорость водоотдачи. Эту проблему можно устранить введением химических дефлокуляцией, нейтрализующих электрохимические заряды, вызывающие флокуляцию глинистых частиц. Это приводит к диспергированию глинистых частиц и соединению друг с другом. В результате чего образуется более жёсткая глинистая корка.



Рис.3. Дефлокулированный буровой раствор.

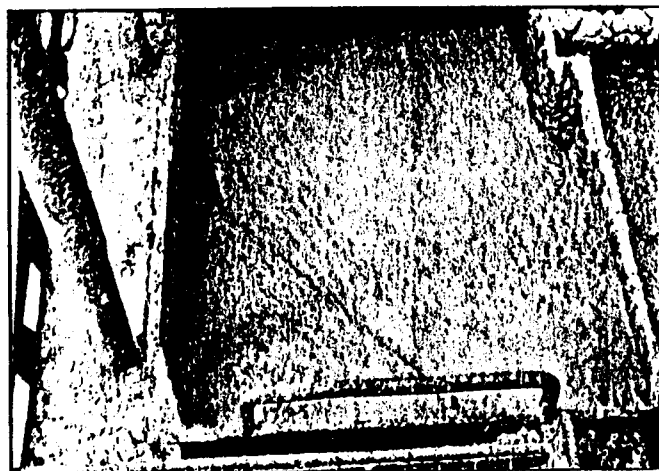


Рис.4. Флокулированный буровой раствор.

Высокое содержание твёрдой фазы затрудняет регулирование водоотдачи. При большой концентрации твёрдой фазы свободной воды недостаточно для солубилизации химических дефлокулянтов. Следовательно, химические реагенты выступают в роли дополнительной твёрдой фазы, и не оказывают дефлокулирующего действия. В результате получается частично флокулированный буровой раствор. Добавление воды в таких случаях приводит к солубилизации химреагентов и дефлокуляции бурового раствора, что как правило понижает скорость водоотдачи.

#### Водоотдача в условиях высокой температуры и давления

В последние годы всё больше и больше внимания уделяется исследованию водоотдачи в условиях высоких температур и давления, характерных для забоя скважины (5). При проведении настоящих исследований использовали описанное в первой главе устройство для исследования жидкостей в условиях высоких температур и давления.

В 1961 году комитет по стандартизации и материалам для приготовления буровых растворов при АНИ утвердил методику определения скорости водоотдачи в условиях высоких температур и давления. В соответствии с этой методикой исследования должны проводиться при давлении 500 фунт/кв.д. и температуре 300°F. Иногда условия проведения исследований приходится изменять в целях определения параметров бурового раствора в забойных условиях. Очень часто температура на забое скважин не достигает 300°F, а при температуре, превышающей 250°F качество многих материалов ухудшается и соответственно их эффективность падает. Моделирование фактической температуры на забое даёт возможность контролировать свойства конкретного бурового раствора, применяющегося при бурении. Такой метод приемлем для исследования любого типа буровых растворов, особенно широко применяющихся в настоящее время многочисленных полимерных растворов.

Любые изменения в методике проведения исследований должны заноситься в ведомость для контроля за параметрами бурового раствора.

Установлена зависимость между величиной водоотдачи в условиях высоких температур и давления и возникающими осложнениями в процессе бурения. К наиболее серьёзным относятся следующие осложнения.

1. Разбухание и обвал стенок скважины сложенных глинистыми сланцами, приводящие к осложнениям при цементировании, промывке ствола, вызывающие прихват буровой колонны и заполнение скважины породой.

2. Образование толстой глинистой корки, вызывающее аномально высокое сопротивление вертикальному перемещению колонны, прихват буровой колонны под воздействием дифференциального давления, гидравлический удар и свабирование.

3. Нарушение эксплуатационных качеств продуктивного пласта вследствие образования водного барьера и воздействия водоотдачи бурового раствора на сланцы или глину в продуктивном пласте.

Исследование раствора в соответствии со стандартом АНИ при 100 фунт/кв.д. и температуре окружающей среды не учитывает влияние повышенной температуры и давления на характер фильтрата. Можно иметь два буровых раствора с абсолютно одинаковой водоотдачей АНИ, однако если объемы фильтрата измерить при одной и той же повышенной температуре и давлении, то могут получиться совершенно разные значения. Один раствор будет иметь высокие показатели водоотдачи, а другой – низкие. Такое различие может объясняться тем, что в условиях высокой температуры и давления буровой раствор с небольшой водоотдачей может иметь сжимаемую глинистую корку, а раствор с высокой водоотдачей – несжимаемую глинистую корку.

Сжимаемость глинистой корки можно определить с помощью двух отдельных исследований водоотдачи бурового раствора (см.рис.5).

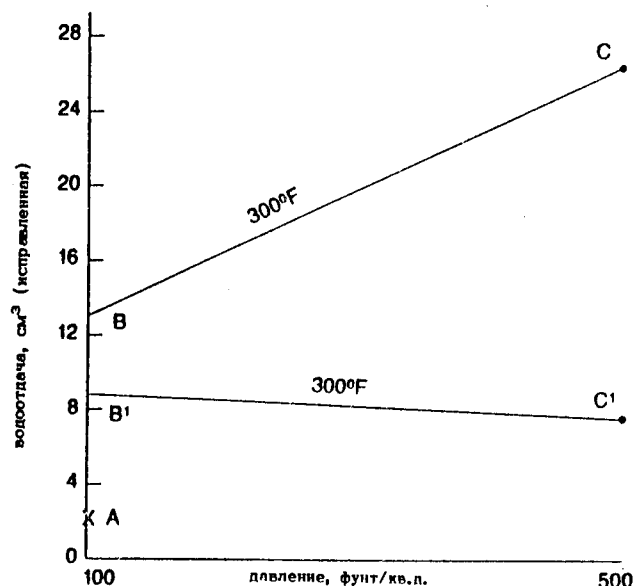


Рис.5. Кривые водоотдачи в условиях высокой температуры и давления

Точка "А" характеризует стандартную водоотдачу АНИ двух различных буровых растворов, определенную при комнатной температуре. Точки В и В' были получены при давлении 100 фунт/кв.д. и температуре 300°F. Точки С и С' были получены при давлении 500 фунт/кв.д. и температуре 300°F. Разница в значениях водоотдачи, представленной точками А и В – В' объясняется влиянием температуры на характер фильтрации. Разница значений точек В-С и В'-С' объясняется влиянием повышенной температуры и давления на характер фильтрации. Верхняя часть наклона линии В-С обозначает относительно несжимаемую глинистую корку, в то время, как нижняя часть коллоидной линии В' – С' обозначает сильно сжимаемую глинистую корку.

Лигносульфонатные буровые растворы, такие, как Сперсен/ХР-20, будут иметь гораздо лучшие фильтрационные свойства, чем другие типы буровых растворов, особенно в условиях высоких температур и давления. Кальциевые буровые растворы, содержащие резинекс в качестве органического регулятора водоотдачи, обладают устойчивостью в условиях повышенных температур и давлений. Высокая температура может вызывать изменения в химическом составе кальциевых буровых растворов в случае введения в них органических регуляторов водоотдачи. Однако, применение Резинекса способствует стабилизации буровых растворов на основе кальция и обеспечивает необходимое для этих буровых растворов регулирование водоотдачи в условиях высоких температур.

#### Динамическая водоотдача

До сих пор рассматривалась только статическая водоотдача, т.е. водоотдача, происходящая при отсутствии и циркуляции. В настоящее время проводится серьезная лабораторная работа по определению водоотдачи в динамических условиях, т.к. в процессе циркуляции. Было установлено, что скорость водоотдачи в динамических условиях значительно выше водоотдачи в статических условиях при одной и той же температуре и давлении. До сих пор не установлено прямой зависимости между стандартной водоотдачей АНИ и динамической водоотдачей. Кроме того, не обнаружено прямой связи между динамической водоотдачей и водоотдачей АНИ в условиях высокой температуры и давлений.

Т.к. полученные в результате лабораторных исследований данные свидетельствуют об относительно высокой динамической водоотдаче, при отсутствии какой-либо очевидной зависимости, возникает вопрос о необходимости проведения статических исследований.

Однако нельзя отрицать, что статические исследования – это, единственные практически возможные исследования, с которыми нам приходится иметь дело в настоящее время.

Многие исследователи серьезно сомневаются в том, что величина динамической водоотдачи на самом деле так высока, как это показывают результаты лабораторных исследований. Это объясняется недостаточным объемом исследований материального баланса. Из всего этого очевидно, что величина водоотдачи никак не связана и абсолютно не зависит от протяженности необсаженного ствола или же общей протяженности необсаженной проницаемой породы. Это, возможно, объясняет тот факт, что многие осложнения, связанные с плохим состоянием ствола скважины, можно ликвидировать путём регулирования водоотдачи АНИ в условиях высоких температур и давлений. Если такая зависимость на самом деле существует, то, вероятно, можно сделать вывод о том, что существует некоторая зависимость между водоотдачей АНИ в условиях высоких температур и давления и динамической водоотдачей. Логический вывод заключается в том, что если значение водоотдачи АНИ в условиях высокой температуры и давления являются оптимальными относительно статической водоотдачи АНИ, то образующаяся сжимаемая глинистая корка, а значение динамической водоотдачи будут находиться в допустимом диапазоне.

Для того, чтобы далее развивать допущение о том, что водоотдача в условиях высокой температуры и давления связана с динамической водоотдачей, необходимо помнить то, что водоотдача в условиях высокой температуры и давления является показателем того, как буровой раствор будет вести себя в данных условиях, под которыми подразумеваются температура и давление на забое. Важной частью этих исследований является определение причин водоотдачи конкретного бурового раствора по виду образовавшейся глинистой корки. Тонкая глинистая корка свидетельствует о небольшой водоотдаче; Рыхлая глинистая корка характеризует большую водоотдачу (исключение: глинистая корка из чистого бентонита будет рыхлой, но сильно сжимаемой). Важно определить, какая из этих корок будет размываться в динамических условиях, а также установить почему глинистая корка толстая, рыхлая и проницаемая. Объясняется ли это влиянием температуры или давлений? Оба ответа, наряду с другими данными исследования, указывают на необходимость более тщательного регулирования водоотдачи и повышения концентрации химреагентов в условиях высоких температур. Высокая температура приводит к флокуляции твёрдой фазы и повышению водоотдачи. Повышение концентрации химреагентов может поддерживать стабильность свойств бурового раствора в условиях высокой температуры при условии тщательного контроля за содержанием твёрдой фазы. Давление позволит определить тип и объём твёрдой фазы, в зависимости от сжимаемости глинистой корки. Флокулированные активные частицы твёрдой фазы и инертные частицы не сжимаются до степени, обеспечивающей регулирование водоотдачи. Введение оптимального количества химреагентов позволит избежать флокуляции системы, чувствительной к воздействию высоких температур и давлений.

Приведенная таблица – которая может служить примером анализа водоотдачи бурового раствора, помогает установить параметры, влияющие на свойства бурового раствора. С помощью приведенной ранее таблицы 1 по вязкости воды можно определить величину водоотдачи. Так, буровой раствор А имеет водоотдачу АНИ=6,1 см<sup>3</sup>. По та-

		Таблица	
Буровой раствор	Водоотдача АНИ	250°F-100 фунт/кв.д.	250°F-500 фунт/кв.д.
A	6.1	10.8	10.4
B	8.4	26	35.4
C	10.4	36.4	45.6
D	16.2	48.0	62.8
E	5.6	9.6	12.0

блице определяем, что вязкость дистиллированной воды при температуре 86°F равна 0,801 сПз. Вязкость в воде при температуре 250°F равна 0,2316 сПз.

Поэтому, используя приведенную ниже формулу, можно определить, что водоотдача при температуре 250°F равна 11,3 см<sup>3</sup>:



$$Q_2 = Q \sqrt{\frac{Vis_1}{Vis_2}} = 6.1 \sqrt{\frac{.801}{.2316}} = 11.34 \text{ см}^3.$$

Сравнивая эту величину с фактическими промысловыми данными получим отрицательную разность, что указывает на термостойкость раствора. Отрицательная разность также свидетельствует о том, что находящиеся в водной фазе растворимые химреагенты оказывают определенное влияние на вязкость воды и что эффективность этих химреагентов не уменьшается с возрастанием температуры.

Продолжая анализ, можно установить влияние давления на систему бурового раствора с помощью полученной теоретической водоотдачи и фактической водоотдачи. Как видно из таблицы, водоотдача при 250°F и 500 фунт/кв.д. уменьшилась по сравнению со значением при 250°F и 100 фунт/кв.д.

Это свидетельствует о сжимаемости твердой фазы при возрастании давления.

Теоретически, если бы глинистая корка оставалась без изменений, то величина водоотдачи изменилась бы как корень квадратный из величины давления

$$Q_2 = Q_1 \sqrt{\frac{P_2}{P_1}} = 10.8 \sqrt{\frac{500}{100}} = 24.2 \text{ см}^3.$$

Этот теоретический расчёт показывает, что если давление не влияет на сжимаемость, то водоотдача будет равна 24,2 см<sup>3</sup>. Однако все глинистые корки являются сжимаемыми в различной степени.

Степень этой сжимаемости зависит от размера, формы и способности частиц деформироваться под действием давления. Из данных раствора А видно (см. таблицу), что водоотдача понизилась от 10,8 см<sup>3</sup> до 10,4 см<sup>3</sup> с увеличением давления. Этот пример иллюстрирует сжимающуюся глинистую корку и термостойкую систему бурового раствора.

В нижней части таблицы приведены результаты анализа водоотдачи и стабильности буровых растворов. Анализируя данные бурового раствора D, можно определить термостойкость бурового раствора и сжимаемость глинистой корки. Анализ показывает, что для повышения стабильности системы бурового раствора необходимо регулировать как содержание твердой фазы, так и вводимые химреагенты.

Несмотря на конкретность приведенного способа анализа, параметры бурового раствора должны рассматриваться в совокупности с другими характеристиками. Ни один отдельно взятый эксперимент не в состоянии дать точное представление об исследуемом буровом растворе.

### Регуляторы водоотдачи

Существует несколько типов регуляторов водоотдачи буровых растворов на водной основе. Их применение определяется типом применяемого бурового раствора и содержащимся в нём химреагентами. Наиболее распространенными регуляторами водоотдачи являются глины.

#### Глины.

Основным регулятором водоотдачи большинства буровых растворов на водной основе является растворенная в нём глинистая твердая фаза. Основным условием, обеспечивающим оптимальную водоотдачу бурового раствора, является правильный гранулометрический состав раствора. Это значит, что буровой раствор должен иметь широкий диапазон частиц различного размера, причём большая часть этих частиц должна иметь размер, равный одному микрону или меньше.

Такой гранулометрический состав обеспечивает образование малопористой глинистой корки с небольшой проницаемостью. С этой целью пытаются получить глинистую корку с максимальной плотностью. Это значит, что размер частиц должен быть таким, при котором частицы меньшего размера заполняют пространства между частицами большего размера. Этот вопрос освещен в работе Б Гатлина и др.

Промышленные глины, такие, как M-IGEL®, не только обеспечивают вязкость но также могут понижать водоотдачу. Особенно пригодным для этой цели является бентонит. Способность бентонита понижать водоотдачу объясняется следующим: (1) размером частиц, (2) плоской формой частиц, напоминающей пластины, (3) способностью частиц гидратироваться и сжиматься под действием давления. При прочих работах факторах, чем меньше размер частиц глины, тем меньше водоотдача. Большая часть частиц бентонита имеет размер, меньше размера любой другой глины.<sup>7</sup>

Ингибирующие буровые растворы с моновалентными или поливалентными катионами ( $\text{Na}^+$ ,  $\text{K}^+$ ,  $\text{Ca}^{++}$  и т.д.) замедляют гидратацию бентонита, значительно понижая его эффективность. Перед введением бентонита в такие системы его необходимо предварительно растворить в пресной воде. Иногда в ингибирующий буровой раствор вводят сухой бентонит с целью регулирования водоотдачи; однако это делается прежде всего с целью улучшения гранулометрического состава частиц бурового раствора.

Устройства для механической очистки буровых растворов (циклоны или центрифуги), если их использовать только для регулирования содержания твердой фазы установленных систем, могут затруднить регулирование водоотдачи.

и Центрифуга обычно отделяет частицы размером 7 микрон, а частицы меньше этого размера удаляются. Суперциклон обычно отделяет частицы меньше 9 микрон, а мелкодисперсные частицы также удаляет. Это означает, что большая часть коллоидных частиц удаляется, особенно фракция бентонита. У бентонита большая часть частиц имеет размер один микрон и менее. С точки зрения регулирования содержания твердой фазы это хорошо. С точки зрения регулирования водоотдачи удаление слишком большого количества этих мелкодисперсных частиц нежелательно.

Недостаточное количество частиц бентонита в буровом растворе приводит к увеличению водоотдачи, особенно в условиях высоких температур и давлений. Рекомендуется регулярно проводить обработку бентонита с целью обеспечения оптимального гранулометрического состава частиц при использовании механических средств очистки бурового раствора. Это не означает, что устройства механической очистки не пригодны для регулирования свойств бурового раствора. Необходимо просто принимать меры предосторожности, обеспечивающие оптимальное регулирование водоотдачи при их использовании.

В случае применения гидроциклонов типа пескоотделителей и илоотделителей, удаление частиц большего размера улучшит регулирование водоотдачи неутяжеленных буровых растворов.

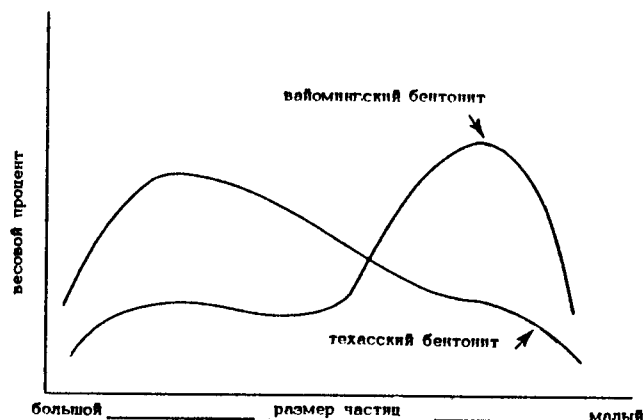


Рис.6. Большое содержание мелкодисперсных частиц вайомингского бентонита обеспечивает оптимальные реологические свойства, катионнообменные свойства и регулирование водоотдачи.

#### Крахмал.

Если для понижения водоотдачи недостаточно минеральных коллоидов, можно использовать органические коллоиды, например, крахмал. Добавление в некоторые буровые растворы крахмала не только понижают водоотдачу; но также стабилизируют их. Большая часть крахмала, применяющегося в нефтяной промышленности США изготавливается из кукурузы. Отделяемые от кукурузы частицы крахмала подвергаются специальной обработке с тем, чтобы они могли быстро и эффективно разбухать и застудневать, обеспечивая максимальное понижение водоотдачи. Это должно происходить независимо от того, смешивается крахмал с холодной или горячей, пресной или соленой водой, а также независимо от уровня pH. Такие крахмалы широко известны в нефтяной промышленности как предварительно желатинированные крахмалы. Внешняя амилопектиновая оболочка под действием температуры разрушается, освобождая амилозу, которая, поглощая воду, разбухает с образованием губчатообразных подушек. Потеря свободной воды системы способствует понижению водоотдачи. Губчатообразные подушечки также заполняют мельчайшие пространства в глинистой корке и понижают водоотдачу за счёт закупоривающего действия.

## MY-LO-JEL®

MY-LO-JEL® подвергается ферментации, если не выполняются следующие условия: (1) буровой раствор должен содержать 260000 ч/мин соли и более (2) уровень pH бурового раствора должен по крайней мере составлять 11,5. Если одно из этих условий не выполняется, необходимо ввести 0,1–0,25 фунт/барр антиферментативного вещества BACBAN® III и поддерживать его концентрацию на этом уровне. Поэтому в некоторых типах буровых растворов можно применять MY-LO-JEL®, а в некоторых нельзя (см. табл. 2). Крахмал под действием температуры теряет свои свойства. При температуре, превышающей 250°F происходит полная деструкция крахмала.

POLY-SAL™ – диспергирующийся в воде, неионный картофельный крахмал, специально предназначенный для первичного регулирования водоотдачи практически во всех системах буровых растворов на водной основе. Реагент регулирует водоотдачу раствора независимо от концентрации содержащихся в нём солей. Он особенно эффективен в насыщенных соляных растворах и растворах, содержащих кальций.

При температуре 250°F, POLY-SAL™ и другие аналогичные полимеры являются термостойкими. Однако при повышении температуры до 275°F, другие аналогичные продукты очень быстро разлагаются, в то время, как POLY-SAL™ лишь незначительно изменяется. Скорость его разложения относительно небольшая и может регулироваться. POLY-SAL™ может эффективно использоваться при забойной температуре циркулирующего бурового раствора от 250°F до 275°F.

POLY-SAL™ эффективен в качестве стабилизатора бурового раствора при разбуhrивании эвапорашков или гидратирующихся глинистых сланцев. Он также очень эффективен для стабилизации и регулирования водоотдачи, а также для регулирования реологических параметров жидкостей для ремонта скважин с высоким содержанием электролита.

Концентрация POLY-SAL™ при начальной обработке должна составлять 2–7 фунт/барр. Для поддержания необходимой концентрации необходимо проводить ежедневные обработки. Эти обработки, наряду с другими ежедневными обработками, зависят от системы бурового раствора, необходимых параметров и введенных добавок к буровому раствору.

## П о л и м е р ы

С развитием технологий разработки и применения буровых растворов и использования водорастворимых полимеров было разработано несколько систем буровых растворов с пониженной водоотдачей. Существует несколько типов полимеров, понижающих водоотдачу буровых растворов. Эти полимеры классифицированы в зависимости от их воздействия на буровые растворы. Классификация основана либо на адсорбции полимеров твердой фазой, либо на их загущении жидкой фазы. Наиболее широко распространенные полимеры-регуляторы водоотдачи загущают жидкую фазу, понижая водоотдачу данной системы бурового раствора. Это, как правило, анионные полимеры, характеризующиеся меньшей чувствительностью к окружающей их среде. Они увеличивают вязкость раствора в жесткой и соленой воде. Однако при высокой концентрации их эффективность снижается. При введении полимеров необходима особая осторожность ввиду возможного взаимодействия нескольких химреагентов, находящихся в буровом растворе. На промыслах перед введением полимеров в циркуляционную систему необходимо провести тщательное пробное испытание.

## Карбоксиметилцеллюлоза (КМЦ)

КМЦ – это органический коллоид, применяющийся для регулирования водоотдачи. Структура КМЦ представляет длинную цепь молекул, которая в результате полимеризации может иметь различную длину. Выпускается три класса КМЦ, каждый из которых обеспечивает различную степень вязкости, удерживающей способности и регулирования водоотдачи. Эти три класса обычно называются КМЦ высокой, средней и малой вязкости. Степень их чистоты также различна.

Было выдвинуто четыре теории, объясняющие механизм понижения водоотдачи КМЦ.

1. Вклинивание или набивка длинных цепей в узкие зазоры между частицами.
2. Закручивание этих длинных цепей в клубки, образующие пробки.
3. Покрывание пленкой глинистых частиц.
4. Загущение жидкой фазы.

КМЦ — эффективный регулятор водоотдачи в большинстве буровых растворов на водной основе, особенно в образованных кальцием системах. Она также стабилизирует содержащие кальций и натрий системы. КМЦ устойчива к бактериальному воздействию и эффективна на протяжении всего щелочного диапазона pH. Эффективность КМЦ как регулятора водоотдачи понижается при концентрации соли, превышающей 50000 ч/млн. КМЦ подвергается полной деградации при температурах, превышающих 250°F.

Выбор класса КМЦ зависит от того какие параметры бурового раствора необходимы. Когда необходимо, чтобы буровой раствор обладал малой скоростью водоотдачи и хорошей удерживающей способностью, следует применять КМЦ либо высокой, либо средней вязкости. Когда необходима меньшая вязкость и понижение водоотдачи, применяют КМЦ малой вязкости.

#### Полианионная целлюлоза (POLY-PAC®)

POLY-PAC® — органический регулятор водоотдачи, предназначенный в основном для буровых растворов с высокой концентрацией солей и низким содержанием твёрдой фазы. Вещество представляет собой полианионный полимер высокомолекулярный с длинной цепью молекул. POLY-PAC® обеспечивает регулирование вязкости и водоотдачи в буровых растворах на основе пресной или солёной воды. Для этого требуется небольшое количество POLY-PAC®.

POLY-PAC® эффективен для приготовления и регулирования свойств бурового раствора с низким содержанием твёрдой фазы. Применение POLY-PAC® с этой целью подробно рассмотрено в главе, посвящённой буровым растворам с низким содержанием твёрдой фазы.

#### Полиакрилонитрил натрия (SP-101®)

SP-101® — высокомолекулярный полимер акрилонитрила, который иногда называют полиакрилатом натрия. Считается, что длинноцепочечная молекула SP-101® может адсорбироваться на гранях глинистой частицы, присоединяя к себе другие частицы, а также загущать жидкую фазу.

Обычно при использовании SP-101®, по меньшей мере 0,5 фунт/барр этого вещества быстро вводится в приёмную ёмкость бурового насоса, а затем периодически добавляется в наземные системы бурового раствора со скоростью, достаточной для поддержания заданного уровня. Это предупреждает резкое увеличение вязкости раствора с большим содержанием твёрдой фазы.

SP-101® нельзя применять в буровых растворах с высокой концентрацией растворимых солей кальция. К этим растворам относятся гипсовые буровые растворы и растворы, обработанные известью. В процессе бурения в раствор могут погасить гипс, ангидриты, селенит или другие растворимые соли кальция. В этом случае следует обработать буровой раствор химреагентами, вызывающими выпадение кальция в осадок с целью повышения эффективности регулятора водоотдачи.

Применяемый в настоящее время регулятор водоотдачи SP-101® не зависит от температурных условий и успешно применяется в глубоких высокотемпературных скважинах с температурой, превышающей 400°F.

#### Резинекс

Резинекс — незагущающий регулятор водоотдачи и реологических свойств, эффективный в условиях высоких температур и в присутствии больших концентраций электролитов. Это регулятор широкого действия, который применяется практически во всех типах буровых растворов на водной основе. Он успешно применялся на промыслах в буровых растворах на основе пресной и солоноватой воды, морской воды, солёной воды, в растворах, содержащих известь, гипс, лигносульфонаты, полимеры, а также в недиспергированных и других системах, он также стабилизирует изначально увеличивает температурный диапазон растворов на водной основе до 400°F и выше. Незагущающаяся способность Резинекса является дополнительным преимуществом, особенно в случае применения буровых растворов высокой плотности, когда повышение вязкости может привести к осложнениям.

Как правило, Резинекс вводится в систему через засыпную воронку из расчёта минимум 2 фунта на баррель раствора. Концентрация может быть увеличена до

6 фунт/барр в зависимости от того, какие параметры раствора необходимо получить. Поэтому, оптимальная концентрация Резинекса составляет 1-6 фунт/барр.

Ниже приведены результаты нескольких испытаний Резинекса в промысловых условиях:

1. Незагушающий. Повышает вязкость воды в такой же степени, как эквивалентное количество лигнита. Т.к. его обычно требуется меньше, чем лигнита, то он лишь незначительно будет повышать вязкость водной фазы, следовательно он не будет понижать механическую скорость проходки.

2. Понижитель проницаемости глинистой корки. Большинство регуляторов водоотдачи либо загущают воду или же повышают эффективность бентонита как регулятора водоотдачи за счёт дефлокуляции или же нейтрализации жёсткости воды. Резинекс самостоятельно понижает проницаемость глинистой корки, тем самым устраняя необходимость большого содержания твёрдой фазы, высокой вязкости фильтрата или же тщательного контроля за химическим составом воды.

3. Понижитель структурообразования в условиях высоких температур стабилизирует реологические свойства любого бурового раствора на водной основе.

4. Устойчив в условиях высоких температур. Регулирует водоотдачу при температурах до 400°F.

5. Устойчив к минерализации раствора. В растворах с минерализацией до 110000 ч/млн СГ, понижает проницаемость глинистой корки до значений, приблизительно равных значениям в буровых растворах на основе пресной воды. Даже при более высокой минерализации в некоторой степени регулирует водоотдачу.

6. Устойчив к воздействию кальция и магния. Его эффективность как регулятора водоотдачи повышается в присутствии кальция концентрации до 2000 ч/млн. Это делает Резинекс идеальным реагентом для буровых растворов на основе морской воды, а также растворов, содержащих гипс и известь.

7. Экономичен. Гораздо экономичнее лигнита и лигносульфоната в буровых растворах на основе морской воды. Как правило, с увеличением минерализации, жёсткости и температуры экономичность Резинекса повышается.

#### Химические разжижители

С улучшением диспергирования как правило, понижается водоотдача. Это объясняется равномерным распределением частиц твёрдой фазы различного размера в буровом растворе.

Некоторые диспергаторы лучше других регулируют водоотдачу буровых растворов, а при увеличении концентрации их эффективность возрастает.

Квебрахо, Таннатин, ХР-20 и Сперсен – всё это отличные понизители водоотдачи. Способность разжижителей понижать водоотдачу объясняется следующим:

(1) адсорбцией химреагентов на поверхности частиц, или

(2) способностью самого химреагента увеличивать размер коллоидальных частиц.

Правильное применение Сперсена и ХР-20 значительно повышает эффективность регулирования водоотдачи при высоких температурах и давлении, значительно превосходя в этом КМЦ или крахмал. Сперсен и ХР-20 не подвергаются бактериальной деструкции и сохраняют эффективность при высоких концентрациях солей и кальция. Важно также и то, что эти реагенты также понижают водоотдачу АНИ и водоотдачу АНИ и водоотдачу в условиях высоких температур и давлений. Фактически применение этих реагентов в условиях высоких температур и давлений обеспечило минимальную водоотдачу. Результаты нескольких промысловых испытаний показали, что при температурах, превышающих 315°F, количество применяемого ХР-20 следует увеличить, а количество лигносульфонатов уменьшить.

Входящий в состав ХР-20 модифицированный лигнит чрезвычайно термостоек при температурах, превышающих 450°F. Поэтому для улучшения регулирования водоотдачи диспергированных высокотемпературных систем следует применять ХР-20.

На рис.7 и 8 приведено сравнение загущающей способности нескольких понизителей водоотдачи. На рис.7 приведены результаты анализа в деионизированной воде, а на рис.8 приведена пластическая вязкость и предел текучести указанных реагентов в буровом растворе на основе морской воды с добавлением 20 фунт/барр и 50 фунт/барр Грундита.

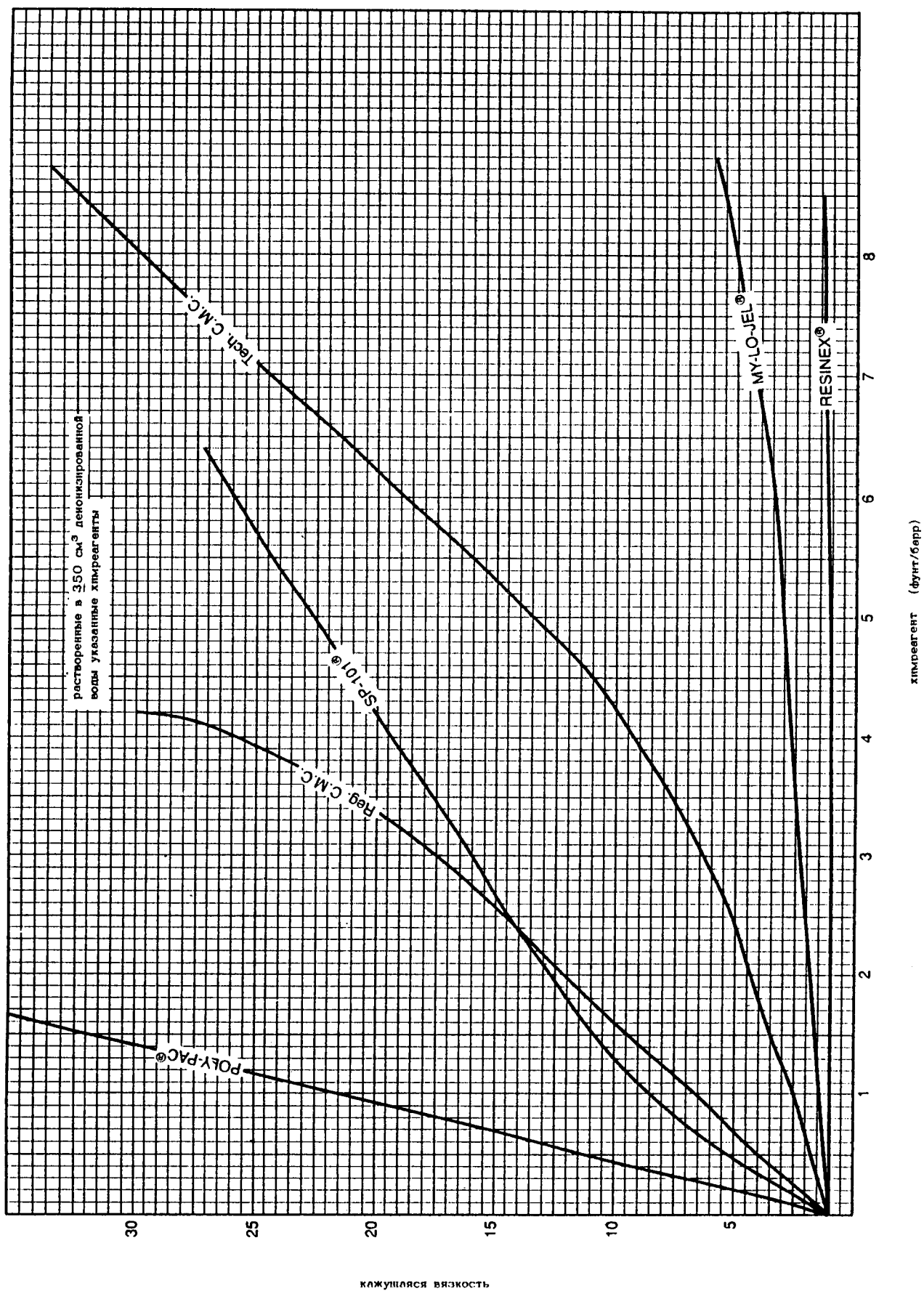
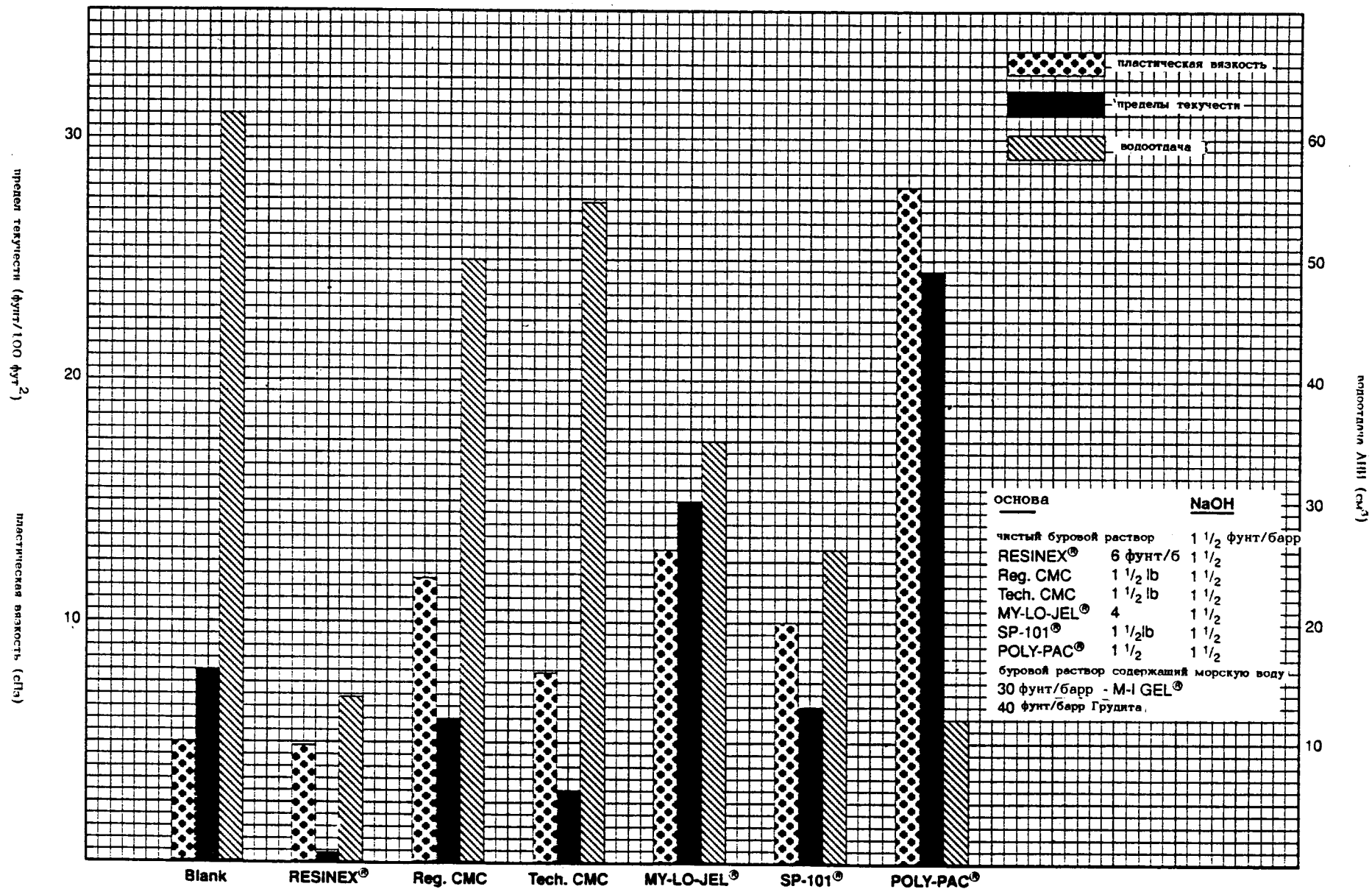


Рис.7. Растворенные в 350 см<sup>3</sup> деионизированной воды химреагенты

Рис.8.



## В ы в о д ы

Водоотдачу не следует рассматривать как абсолютную величину, а лишь как критерий фильтрационных свойств находящегося в скважине бурового раствора. Ввиду того, что фильтрационные свойства бурового раствора зависят от многих переменных, очень трудно точно предсказать величину водоотдачи в конкретный пласт по результатам простого исследования АНИ фильтрационных свойств раствора.

Многолетний опыт показывает, что для успешного вскрытия некоторых пластов на некоторых площадях должны существовать определенные границы водоотдачи. Твёрдые породы Скалистых гор и Западного Техаса ежедневно разбуриваются на буровых растворах с водоотдачей  $20 \text{ см}^3$ . В то же время осыпающиеся вспучивающиеся гидратируемые глинистые сланцы месторождений Мексиканского залива очень часто вскрываются при водоотдаче бурового раствора  $5 \text{ см}^3$  и меньше. Опыт бурения на конкретных площадях позволит установить оптимальные значения водоотдачи.

По мере углубления ствола необходимо регулировать водоотдачу бурового раствора при переходе к разбуриванию новых пород. Поэтому, очень часто скважину начинают бурить при водоотдаче раствора  $20 \text{ см}^3$ , а заканчивают бурение при водоотдаче  $2 \text{ см}^3$ .

Инженер по буровым растворам перед тем, как приступать к бурению должен ознакомиться с критериями водоотдачи данной площади.

После установления оптимальных величин водоотдачи регулирование водоотдачи можно осуществлять в соответствии с изложенными выше принципами. Прежде всего водоотдачу регулируют введением определенного количества коллоидальных частиц, а также поддержанием оптимальной дисперсности глинистых частиц. В табл.2 показана эффективность каждого регулятора водоотдачи в различных типах буровых растворов.

Таблица 2

Эффективность регуляторов водоотдачи в различных буровых растворах  
на водной основе

	POLY-SAL™	MY-LO-JEL®	КМЦ (высокой и средней вязкости)	КМЦ (низкой вязкости)	SP-101®	RESINEX®
Раствор с низким pH на основе пресной воды	F	F*	E	E	E**	F
Раствор с высоким pH на основе пресной воды	F	E	E	E	E**	F
Раствор на основе морской или соленовой воды	F	F*	E	E	NU	E
Раствор на основе насыщенного раствора	E	E	F	F	NU	NU
Обработанный известью раствор	E	E	G	G	NU	E
Раствор, содержащий KCl	E	E*	E	E	NU	F
Раствор, содержащий гипс	G	F*	E	E	NU	E

E - отличные результаты

G - хорошие результаты

F - удовлетворительные результаты

NU - не использовался

\* - необходим антикоагулятор

\*\* - растворимый кальций необходимо поддерживать на минимальном уровне.

Перед тем, как применять какой-либо из регуляторов водоотдачи, необходимо ответить на следующие вопросы:

Примечание:

Если необходима очень низкая водоотдача, крахмал более эффективен, чем КМЦ. Если необходимо улучшение удерживающей способности бурового раствора, КМЦ более



эффективен, чем крахмал или Р-101. При наличии чрезвычайно высокой минерализации, крахмал или ципан более эффективны, чем КМЦ.

1. Можно ли использовать его в присутствии кальция?
2. Можно ли использовать его при высокой минерализации?
3. Нужно ли использовать вместе с ним антикоагулянт?
4. Является ли он термостойким по отношению к имеющимся или предполагаемым температурам?
5. Будет ли он повышать вязкость?
6. Будет ли он удерживать во взвешенном состоянии утяжелитель при минимальном содержании твердой фазы?
7. Является ли он чрезвычайно дорогостоящим для данной операции?
8. Является ли он самым эффективным в данных условиях?

## ГЛАВА 7.

### ТЕХНОЛОГИЯ ПОЛИМЕРОВ

Более глубокие знания полимеров и их химического состава позволяют расширить их применение и повысить эффективность бурения.

#### Основы полимеров и их химической технологии

##### Введение.

За последние 10 лет популярность применения полимеров в качестве добавок к буровым растворам значительно возросла, несмотря на то, что они в течении 30 лет применяются для регулирования водоотдачи буровых растворов. Водорастворимые полимеры нашли широкое и многообразное применение в нефтяной промышленности. Очевидные преимущества растворов с низким содержанием твёрдой фазы делает экономически выгодным их применение в качестве:

1. Загустителей.
2. Флокулянтов.
3. Регуляторов водоотдачи.
4. Стабилизаторов глинистых сланцев.
5. Добавок к жидкостям гидроразрыва.
6. Повышающих нефтеотдачу пластов добавок.

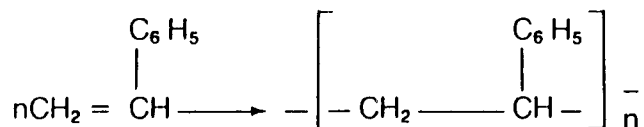
Концепция полимеров и их химических реакций довольно обширна. Многие полимеры имеют двойную функцию. Настоящая глава посвящена только водорастворимым органическим полимерам и механизму их действия в растворах. Такие добавки, как лигниты, лигносульфонаты и полифосфаты считаются полимерами, однако нами они не рассматриваются.

Ввиду того, что в основе химии полимеров лежит органическая химия, перед тем, как приступить к изучению полимеров, остановимся на принципах и основных понятиях органической химии.

#### Химия полимеров

##### Определения и теория полимеризации

Термин "полимер" происходит от слова "поли", что значит много, и "мер", что значит часть или сегмент. Отсюда, полимер – это большая (макро) молекула, состоящая из повторяющихся небольших простых химических элементов. Этот повторяющийся небольшой элемент называется мономером и, как правило, имеет жидкий молекулярный вес. Вспомним, что молекулярный вес химического соединения равен сумме атомных весов составляющих соединение элементов. Эти гигантские молекулы называются полимерами (или высокими полимерами), что значит, что их молекулярный вес превышает 10000 и содержит, по крайней мере, 1000 повторяющихся элементов простой структуры. Средний молекулярный вес большей части синтетических полимеров равен 50000–200000.

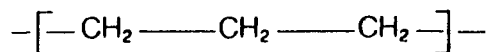


Существует группа химических соединений, называемых олигомерами, которые занимают промежуточное положение между мономерами и полимерами. Олигомеры, где "олиго" означает немного, это полимеры или полуполимеры, содержащие небольшое количество структурных или повторяющихся элементов.

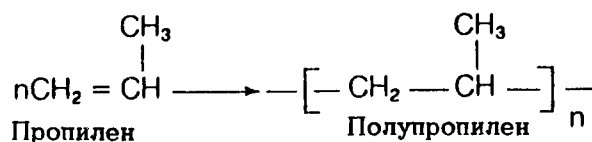
Для того, чтобы написать формулу полимера используют эмпирическую формулу этой степени полимеризации. Простейшим полимером является полиэтилен ( $\text{C}_2\text{H}_4$ ), где молекулярный вес этилена равен 28, и если "n" равно 1000, то молекулярный вес полиэтилена будет равен 28000. Мономер этилена имеет двойную связь, которая утрачивается в процессе полимеризации.



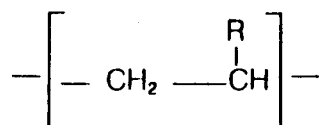
Результирующий полимер, полиэтилен, состоит из длинной цепи повторяющихся элементов



Другими примерами полимеризации могут служить превращение пропилена в полипропилен и стирола в полистирол. Полимеризацию, т.е. процесс соединения большого числа небольших молекул в одной большую молекулу, можно разделить на два типа: при-соединение (цепная реакция) и конденсация (ступенчатая реакция), каждая из которых будет рассматриваться отдельно.

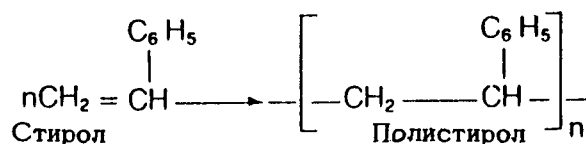


Это можно записать в виде  $\text{CH}_2 = \text{CHR}$ , где повторяющимся элементом является:



где  $\text{R} = \text{CH}_3$  для полипропилена

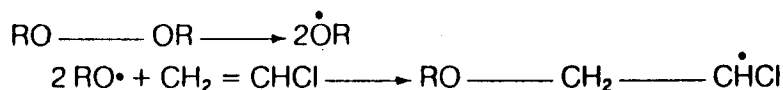
где для стирола  $\text{R} = \text{C}_6\text{H}_5$



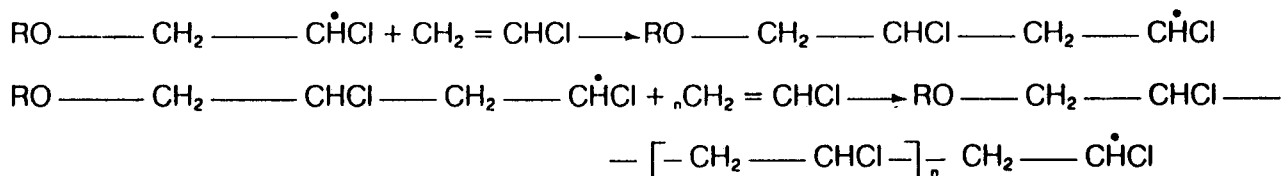
Полимеризация ненасыщенных мономеров, не сопровождается выделением низкомолекулярных побочных продуктов

Такая полимеризация происходит путем открытия двойной связи ненасыщенного углерода с образованием химически активных участков на концах растущей цепи. Это цепная реакция, состоящая из трёх отдельных этапов, завершающих полимеризацию. Этот тип реакции иллюстрируется полимеризацией свободных радикалов.

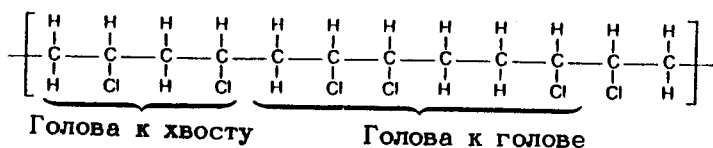
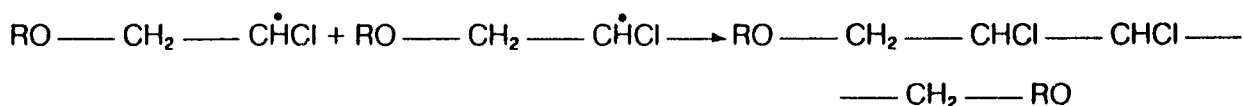
Иницирование



Распространение



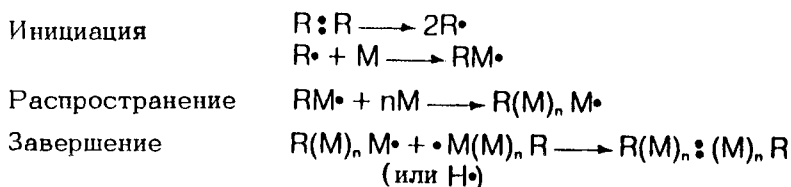
Завершение



Первым этапом полимеризации является иницирование, т.е. активация молекулы перед цепной реакцией. Этот этап завершается образованием свободных радикалов. Свободный радикал – это часть молекулы, имеющей непарный электрон, как правило, недолговечный, но способный иницировать реакцию.

Свободные радикалы образуются тепловыми, световыми, высокоэнергетичными электронами или рентгеновскими лучами. Тепло используется прежде всего по экономическим соображениям. Химическими соединениями, чаще всего используемыми в качестве инициаторов, являются перекиси (перекись водорода, перекись бензоила) хотя могут использоваться и химические соединения азо. После образования свободного радикала (R) начинается второй этап – распространение, т.е. построение цепи. На этом этапе свободный радикал атакует двойную связь и непрерывно удлиняет цепь, в то время как свободный радикал становится последним звеном цепи, несущим непарный электрон. Распространение продолжается до тех пор, пока два активных конца (свободных радикала) сталкиваются друг с другом и процесс образования цепи завершается.

Конечный этап – завершение – происходит путём переноса атома водорода в качестве свободного радикала в растущий конец цепи, где имеется другой свободный радикал. Обозначив мономер буквой "M", названные этапы можно представить следующим образом:

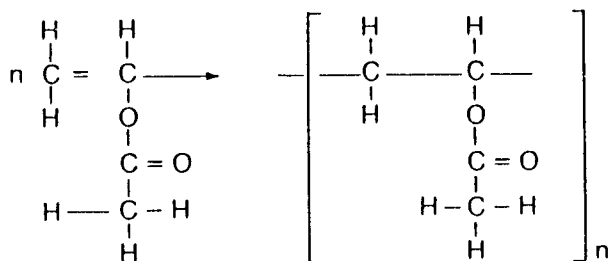


Такая цепь может вырасти до очень больших размеров или же остаться небольшой. В результате реакций полимеризации ненасыщенных мономеров, не сопровождающихся выделением низкомолекулярных побочных продуктов, получаются полимеры со значительно более высоким молекулярным весом чем при реакциях конденсации, и совершенно другими физическими и механическими свойствами. Полимеризация – это функция концентрации инициатора, температуры во время реакции и типа мономера. Скорость реакции полимеризации ненасыщенных мономеров, не сопровождающейся выделением низкомолекулярных побочных продуктов, чрезвычайно высока (с обычным высвобождением относительно больших объёмов тепловой энергии).

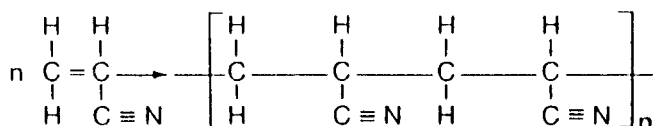
Ниже приводится пример реакции полимеризации винила хлорида, в результате которой получается вещество, широко используемое в производстве пластиковой плёнки, трубных изделий и обивочного материала. Этот полимер в его завершённом виде может иметь такой порядок соединения цепей: голова-к-голове или голова-к-голове-хвост-к-хвосту.

Другими полимерами, получающимися в результате полимеризации ненасыщенных мономеров, не сопровождающейся выделением низкомолекулярных побочных продуктов, являются:

#### Поливинилацетат



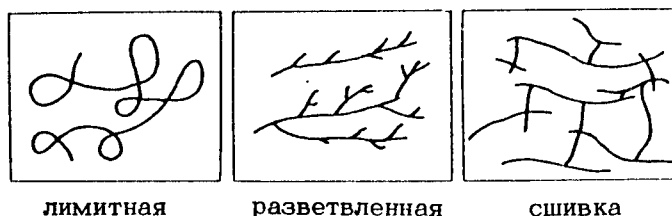
и полиакрилонитрил:



беспорядочная А — В — В — В — А — В — В — А — В — В — А  
 чередующаяся А — В — А — В — А — В  
 черенковая А — А — А — В — В — В — А — А — А — В — В — В  
 блочная А — А — А — А — А — А — А

Мы видим, что в аддитивных полимерах основная структура мономера сохраняется в полимере. Однако, в большинстве конденсационных полимеров результирующей конечной структурой является полимер с повторяющимися элементами, содержащими меньшее число атомов, чем мономер. В процессе этих реакций вода, как правило, является побочным продуктом. При конденсационной полимеризации не требуется инициатор, начинающий реакцию, а также углерод с двойной связью. Как правило, этот тип полимера образуется из двух вступающих в органическую реакцию веществ, таких как кислота и спирт или же кислотный ангидрид и спирт. Это довольно эффективный способ полимеризации, в котором не должно быть примесей, ограничивающих длину цепи.

Структура полимеров может быть линейной, разветвленной и сшивной. Как аддитивные, так и конденсационные полимеры могут иметь любую из указанных структур.



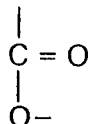
## Полиэлектролиты

Следовательно, полиэлектролиты – это особая группа органических полимеров, заряды которых диссоциируются на полиионы и противоионы противоположного заряда. При

этом полимер становится растворимым или по крайней мере гидрофильным. Эффективность полиионов является функцией числа имеющихся зарядов и окружающей среды, в которой они растворены. Растворимость полиэлектролитов зависит от уровня pH и концентрации соли в растворителе. С увеличением числа ионизированных участков полимера он из туго стянутого клубка превращается в развернутую и растянутую структуру. Это объясняется взаимным отталкиванием зарядов, которое продлевает и вытягивает полимер, придавая ему форму с максимальным числом открытых зарядов и облегчая его присоединение к поверхности глинистых частиц или же загущение воды.

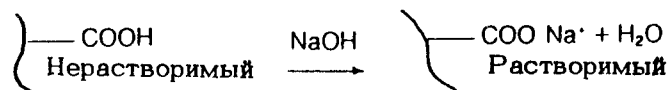
Число заряженных ионов зависит от уровня pH раствора и числа ионизируемых групп, расположенных вдоль цепи.

Высокоанионный полимер — это полимер, в котором по крайней мере 10% карбоксилатных групп являются ионизированными.



Ионизированная карбоксильная группа является отличительной особенностью большинства анионных полимеров, применяющихся в буровых растворах. Это подтверждается двоевязанным кислородом и односвязным ионизированным кислородом на конечном углероде. Нейтрализация обычно завершается реакцией со щелочью (обычно каустиком) с образованием достаточного количества ионизированных участков для растворимости.

Синтетические органические полиэлектролиты характеризуются наличием кислотных групп (COOH) и анионных заряженных групп, таких, как (COO<sup>-</sup>Na<sup>+</sup>), где каустик нейтрализовал часть кислоты, превратив полимер в частично растворимый в воде



Стойкость полиэлектролита в водной среде определяется по:

- 1) концентрации и распределению ионизируемых групп;
- 2) концентрации полимера;
- 3) концентрации соли в растворе;
- 4) pH раствора.

Каждый из этих пунктов будет рассмотрен подробно.

#### Загущающая способность молекулы полимера

Как уже отмечалось ранее полиэлектролиты принимают вытянутую (или продолговатую) форму при растворении в не содержащих соль, слегка щелочных растворах. Их форма напоминает скорее не стержень, а изогнутую скрученную, извилистую кривую. В разбавленных концентрациях полимер адсорбирует толстый слой воды (толщиной примерно в 3-4 молекулы). Между этими слоями, поверхность которых достаточно обширна, если их форма становится полностью вытянутой, возникает электростатическое отталкивание. Такой размер поверхности обуславливает загущающую способность полимера. По мере увеличения содержания полимера в растворе слой воды вокруг молекулы уменьшается и вязкость стабилизируется. Если в раствор продолжать вводить полимер, то количество воды будет недостаточным для растворения и полимер не растворится.

#### Влияние pH на растворимость полиэлектролитов

После завершения процесса полимеризации полимер частично нейтрализуют введением каустика с целью получения групп карбоксилата натрия (COO<sup>-</sup>Na<sup>+</sup>). Когда полимер помещают в раствор он растворяется вследствие ионизации этих групп. Однако, если pH раствора находится в щелочном диапазоне, то растворимость полимеров увеличится с образованием большого числа ионизированных участков в цепи полимера.

Ион натрия слабо прикреплен и при его диссоциации образуется водная оболочка толщиной в несколько слоёв. Эта водная оболочка ставится более и более вязкой. Если щелочной раствор нейтрализовать кислотой, ионизация прекратится и вязкость понизится. Таким образом, для обеспечения оптимальной растворимости pH необходимо поддерживать от 8,5 до 9,5. Если в раствор добавить большее количество каустика, то вяз-

кость полимера несколько понизится. Для обеспечения растворимости полимера очень важно поддерживать pH растворителя в щелочном диапазоне.

#### Влияние соли на вязкость полиэлектролитов

Если в раствор, содержащий полиэлектролиты полностью вытянутой конфигурации с полностью ионизированными группами  $\text{COO}^-\text{Na}^+$  добавить соль, то вязкость полимера понизится. Это объясняется тем, что ионы  $\text{Na}^+$  сжимаются в карбоксильные группы, в результате чего водная оболочка уменьшается. Полимер приобретает спиралеобразную конфигурацию, а затем снова принимает исходную шарообразную форму. Этот эффект значительно усиливается в присутствии поливалентных катионов соли, хотя и по другим причинам.

При очень высоких концентрациях соли полимер может высаливаться, а вязкость понижаться. Это объяснит, почему высокоанионные полиэлектролиты не увеличивают вязкость при добавлении в систему на основе морской воды и почему отмечается резкое понижение эффективности полимеров при добавлении соли. Аналогичное явление наблюдается с натриевым бентонитом, предварительно гидратированным перед введением в соляной раствор, или же с сухим бентонитом, который вводили в систему с большим содержанием соли.

#### Влияние двухвалентных катионов на полиэлектролиты

При добавлении двухвалентных катионов, таких, как кальций и магний, в систему, содержащую полимер карбоксильной кислоты, происходит быстрое выпадение в осадок полимера, т.к. растворимость полимера понизилась. Двухзарядный катион сшивает полианион, что вначале вызывает нерегулируемое структурообразование, а затем выпадение в осадок и выход из системы. Поэтому в системах с высоким содержанием анионных полиэлектролитов необходимо тщательно регулировать общую жесткость.

Для нейтрализации чрезмерного количества кальция в жесткой воде рекомендуется применять кальцинированную соду. Полимеры, которые являются лишь в незначительной степени анионными, такие как ХС полимер, не подвергаются значительному сшивающему воздействию и могут использоваться в системах с более высоким уровнем общей жесткости.

Таким образом, полиэлектролит может функционировать при условии:

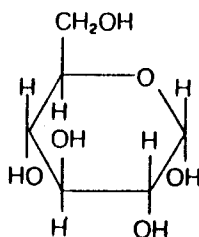
1. Концентрации полимера в растворе.
2. Количества ионизируемых групп, распределенных вдоль цепи полимера.
3. Содержания электролита в растворе.
4. Содержание щелочи в растворе.
5. Валентности катионов раствора.

Эти критерии должны учитываться при выборе полимера и определении его концентрации. В следующем разделе будут рассмотрены различные типы полимеров.

#### Типы полимеров

##### Природные и модифицированные природные полимеры

Интересующие нас природные полимеры принадлежат классу органических соединений, которые называются углеводы и состоят из углерода, водорода и кислорода в соотношении  $\text{C}_6\text{H}_{12}\text{O}_6$ . Эти атомы соединяются в молекулы через кислород. Модификация этих полимеров с целью обеспечения растворимости в воде осуществляется за счет реакций групп  $\text{OH}$  и/или разрушения кислородных связей между элементами. Ниже приведена типичная молекула сахара.



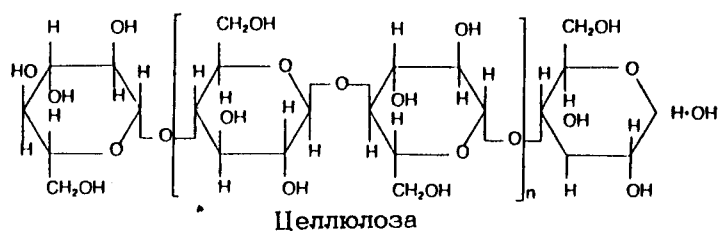
Глюкоза

Полимер этого соединения считается конденсационным полимером, т.к. в процессе полимеризации удаляется вода.

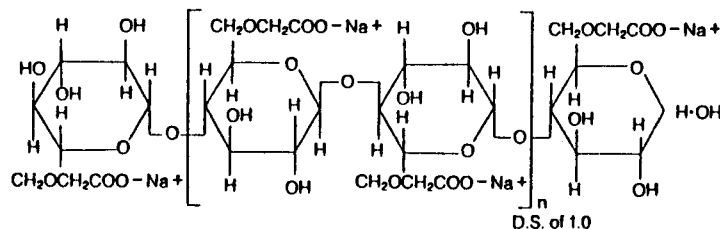
## Производные целлюлозы

### КМЦ (натриевая карбоксиметилцеллюлоза)

Химическая модификация волокон или древесной пульпы в водорастворимую целлюлозу – это процесс, в результате которого получается полимер, широко известный под названием натриевой карбоксиметилцеллюлозы (КМЦ) и применяющийся для регулирования водоотдачи, вязкости и коллоидального инкапсулирования частиц. Этот полимер становится водорастворимым в результате вымачивания очищенной от древесной пульпы или хлопковых волокон целлюлозы в каустической соде и последующей реакции с натриевой солью монохлоруксусной кислоты.



В результате этой реакции с  $(\text{ClCH}_2\text{COONa})$ , а происходит замещение группы  $(-\text{CH}_2\text{OH})$  с образованием растворимого вещества.



Карбоксиметилцеллюлоза натрия (КМЦ)

Свойства КМЦ можно регулировать путем изменения однородности замещения, степени замещения (D.S.) и степени полимеризации (D.P.). В приведенном выше примере степень замещения равна единице; однако имеются три гидроксильные группы, которые могут вступать в реакцию с любой степенью замещения, вплоть до 3,0. В КМЦ степень замещения равна 0,4–0,8. Растворимость в воде достигается при степени замещения равной 0,45.

Побочный продукт  $\text{NaCl}$  удаляется промыванием, в результате чего получают чистую КМЦ. Технические марки представляют собой 78% чистую натриевую КМЦ, хотя степень очищенности может быть самой различной. Степень полимеризации большинства промышленных марок находится в пределах от 500 до приблизительно 5000 единиц. Степень полимеризации (и степень замещения в меньшей степени) обеспечивают загущающее действие КМЦ. Высоковязкая КМЦ имеет такую же степень замещения, как и КМЦ малой и средней вязкости, однако имеет более высокую степень полимеризации. Чем выше степень замещения, тем выше устойчивость к воздействию минерализованной и жесткой воды. POLYPAC, имеющий аналогичную КМЦ структуру, имеет более высокую, чем КМЦ степень замещения в диапазоне от 0,9 до 1,0. Цена последних партий POLYPAC несколько выше, т.к. увеличение степени замещения повышает стоимость её производства.

POLYPAC имеет очевидные преимущества перед КМЦ в том, что его устойчивость по отношению к жесткой воде гораздо выше, примерно +200 ч/млн, хотя рекомендуется при возможности снижать этот уровень до 500 ч/млн. И КМЦ, и POLYPAC имеют большую совместимость с  $\text{NaCl}$ , чем другие широко применяемые анионные полимеры.

КМЦ низкой и средней вязкости, как правило, получают из целлюлозы древесной пульпы. В процессе очистки целлюлозы древесной пульпы происходит некоторая молекулярная деградация, понижающая молекулярный вес. КМЦ высокой вязкости получают из хлопковых волокон, что повышает её стоимость.

При правильном шивании полимера КМЦ высокой вязкости можно получить из целлюлозы древесной пульпы.

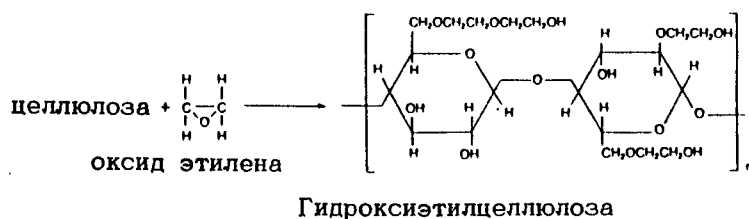


## НЕС (гидроксиэтилцеллюлоза)

Гидроксиэтилцеллюлоза – другая химическая модификация целлюлозы, с помощью которой получают водорастворимую смолу. НЕС получают путём вымачивания целлюлозы в каустике, что придаёт ей химическую активность. После этого она вступает в реакцию с окисью этилена, в результате чего получают гидроксиэтиловые группы. Образование этих групп обеспечивает растворимость вещества в воде. Несмотря на то, что НЕС является неионным соединением, оно растворяется в воде вследствие того, что гидроксиэтил увеличивает водородную связь, что в свою очередь повышает растворимость.

Способ присоединения окиси этилена к целлюлозе можно описать двумя терминами: степень замещения (D.S.) и молярное замещение (M.S.). Степень замещения обозначает среднее число позиций гидроксильных групп на элементах целлюлозы, которые вступили в реакцию с окисью этилена. Максимальное значение D.S. равно 3. Молярное замещение это среднее число молекул окиси этилена, вступивших в реакцию с каждым элементом целлюлозы. После присоединения гидроксиэтиловой группы к каждому элементу, она может вступать в реакцию с другими группами с образованием структуры конец-к-концу. Пока имеется окись этилена реакция может продолжаться и теоретически нет предела молярному замещению, оптимальная растворимость в воде достигается при D.S. = 0,9–1,0. НЕС обладает свойством увеличивать вязкость при очень низкой прочности геля. Вязкость НЕС зависит от концентрации НЕС, времени, температуры и содержания солей. Небольшое количество каустической соды облегчает гидратацию полимера и быстрое увеличение вязкости. Для этих значений (D.S.) типичные значения M.S. изменяются от 1,5 до 2,5.

Реакция получения НЕС имеет следующий вид:



НЕС применяется прежде всего для загущения буровых растворов на основе рас-  
солов. В меньшей степени НЕС применяется в качестве защитного коллоида и замед-  
лителя схватывания цемента. Из НЕС получают такие вещества, как POLYBRINE и  
Kla-Free. Будучи отличным загустителем, он чувствителен к сдвигу и температур-  
ной деструкции. Температурный диапазон применения НЕС составляет 225–250°F. Тер-  
мочувствительность НЕС в некоторой степени зависит от его химических модификаций.  
Реологические свойства НЕС характеризуются сильной псевдопластичностью.

НЕС имеет плохую удерживающую способность и не обладает приемлемой прочно-  
сти геля. Его применение в качестве добавки к пакерным жидкостям ограничено.

## СМНЕС и другие целлюлозные смолы

Карбоксиметил гидроксиэтилцеллюлоза или СМНЕС представляет собой целлюлоз-  
ный полимер с двойным замещением, частично содержащий в себе свойства КМЦ и НЕС.  
В течение более 20 лет СМНЕС применялась в качестве альтернативной добавки, за-  
медляющей сроки схватывания цемента, или же в качестве регулятора водоотдачи. Про-  
мышленных марок СМНЕС немного и все они имеют незначительную вязкость. В насто-  
ящее время СМНЕС редко добавляется в буровые растворы т.к. его экономическая эф-  
фективность ниже, чем у других полимеров.

Чтобы получить СМНЕС целлюлозу вначале вымачивают в щёлочи, затем она час-  
тично вступает в реакцию с хлоруксусной кислотой и затем с окисью этилена. В ре-  
зультате этого получается вещество, обладающее свойствами как загустителя, так и  
регулятора водоотдачи, хотя его стоимость превышает стоимость и НЕС и КМЦ.

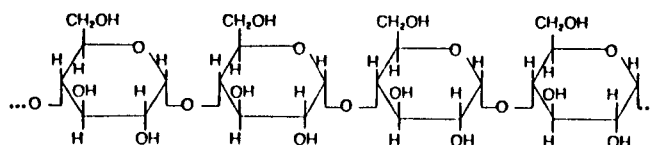
Большое количество других замещенных целлюлозных смол, таких, как метилцел-  
люлоза, этилгидроксиэтилцеллюлоза, сульфат целлюлозы, карбоксиметил карбоксиэтил-  
целлюлоза и т.д., было получено недавно или же давно применяются в других отраслях  
промышленности. В настоящее время ни одна из этих целлюлозных смол не применяет-  
ся широко в качестве добавки к буровым растворам.

## К р а х м а л

Крахмал – это резервный углерод, содержащийся в большей части растений. Несмотря на сходство с целлюлозой, основные элементы крахмала всё же имеют некоторое различие. Кислородные связи между элементами крахмала в основном типа альфа, а у целлюлозы – типа бета. Такое незначительное различие является причиной бактериальной деструкции крахмала и устойчивости к ферментации целлюлозы и производных смол.

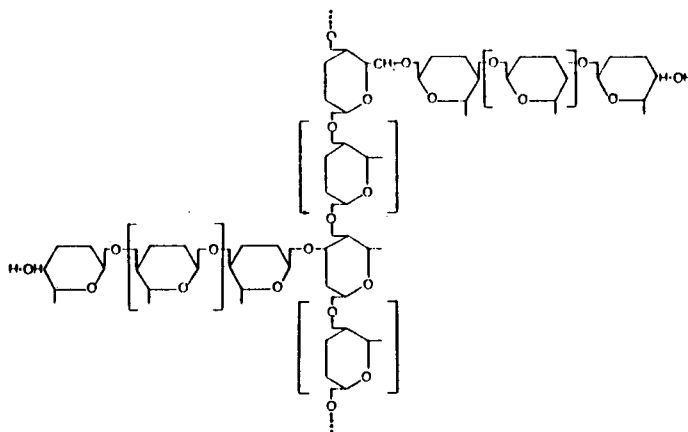
Злаковые крахмалы из кукурузы и пшеницы имеют самый низкий молекулярный вес, в то время как крахмалы из картофеля и тапиоки – самый высокий. Крахмал можно разделить на две фракции – амилозу и амилопектин. MY-LO-JEL® – это злаковый крахмал, в котором содержится 23–28% амилозы и 72–77% амилопектина.

Как видно из приведенной ниже структурной формулы, амилоза представляет собой полимер вытянутой структуры со средним молекулярным весом от 10000 до 20000 при осмотическом давлении. После обработки йодом цвет амилозы становится голубым.



Амилоза

Аминопектин, формула которого приведена ниже, представляет собой сильно разветвленный полимер с молекулярным весом по разным источникам от 50000 до 6000000, также при осмотическом давлении. После обработки йодом его цвет становится красно-фиолетовым.



Амилопектин

Применяемые в бурении мокрые размолотые крахмалы, злаковые, картофельные или иные, пептизировались или подвергались предварительной желатинизации в результате термической обработки при температуре 140–180°F (60–82°C) в присутствии кислотного или щелочного катализатора, разрывающего оболочку клетки крахмала, тем самым давая возможность полимеру диспергироваться. Крахмал – это незамещенный, неионный полимер, имеющий линейную основную цепь и растворяющийся при высокой концентрации электролита.

Крахмал имеет низкую термостойкость, а его структура облегчает бактериальную деструкцию. Основное его назначение – регулятор водоотдачи в буровых соленасыщенных растворах. В этих же растворах он применяется и в качестве загустителя. Крахмал не может регулировать водоотдачу при температуре на забое, превышающей 250°F (120°C).

POLY-SAL – это химически модифицированный картофельный крахмал, предварительно обработанный бактерицидом. Такая обработка повысила его термостойкость и устойчивость к ферментации.

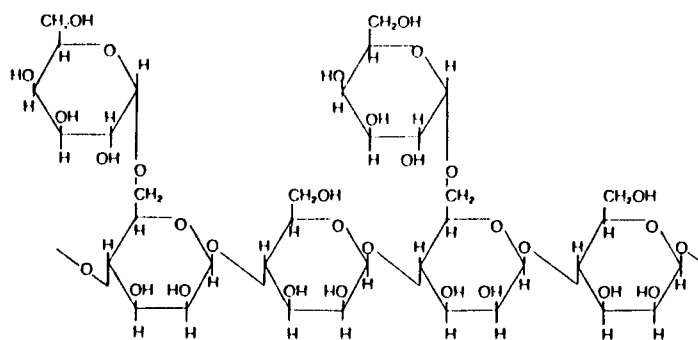
THERMPAC UL® – это крахмал, химически замещенный карбоксилметильными группами. Его устойчивость к бактериальному воздействию гораздо выше, чем у обычного кукурузного или картофельного крахмала. Он термостоек при температуре 300°F.

Mor-Rex – это гидролизированный ферментами кукурузный крахмал, химически модифицированный в мальтодекстрин. Большую часть декстринов получают лишь термической обработкой; реже в присутствии либо кислоты, либо щелочного катализатора и совсем

редко в присутствии окисляющего агента. Гидролизация крахмалов изменяет их химические и физические свойства. Как правило, декстрины более растворимы и имеют меньшую вязкость, чем исходный крахмал. Mor-Rex применяется в качестве дефлокулянта в некоторых ингибированных буровых растворах, таких, как Lime/Mor-Rex.

### К и з е л ь г у р

Кизельгур – ещё один неионный (или слегка ионный) природный полимер, состоящий из коротких единичных боковых ответвлений, расположенных через одинаковые интервалы. Молекулярный вес равен 220000. Кизельгур получают из семян растения кизельгур. Молекула кизельгура представляет собой маннин, состоящий из прямых вытянутых цепей, имеющих ответвления через одинаковые интервалы с единичными элементами галактозы на проходящих элементах маннозы. Элементы маннозы соединяются друг с другом бета-гликозидовыми связями. Разветвление галактозы завершается с помощью альфа-связи.



гуаровая смола

Продукты, получаемые из кизелогуаровых (гуаровых) смол применяются в основном в качестве загустителей и регуляторов водоотдачи. В них обычно добавляют 5–10% добавок с целью улучшения смешивания, термостойкости, устойчивости к бактериальному воздействию и т.д. Гуаровые продукты также применяются в качестве флокулянтов с целью осаждения твердой фазы из буровых растворов на основе чистой воды.

Неионные гуаровые смолы быстро гидратируются в пресной воде и в насыщенных рассолах, а также в других растворах, содержащих моновалентные и дивалентные катионы плотностью до 11 фунт/галл. Гидратация может быть затруднена в жестких и сильно щелочных растворах. Во избежание образования поперечных связей кальцием при высоком уровне pH необходимо поддерживать pH на нейтральном уровне. При разбуhrивании несхватившегося цемента или не полностью схватившегося цемента вязкость гуаровых смол может быть полностью разрушена.

Необработанные гуаровые смолы имеют температурные ограничения ниже 200°F.

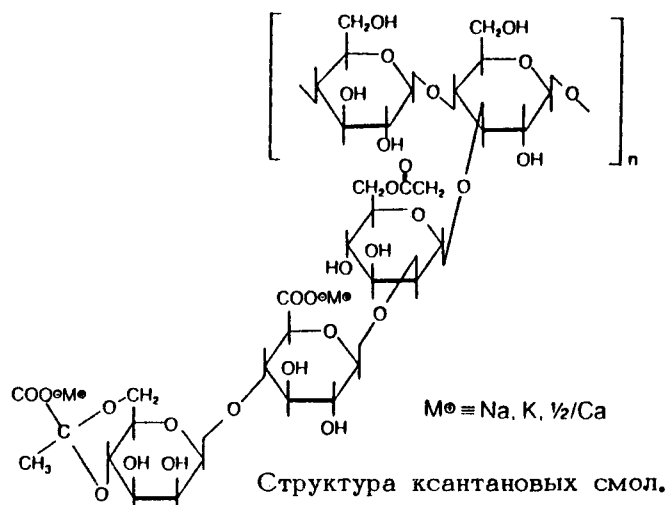
В результате обработки температурный диапазон возрастает до 225–250°F. В результате сшивания гуаровых смол с бораксом на щелочной стороне и в зависимости от концентрации обоих веществ может произойти повышение вязкости от незначительной степени до образования плотной массы, которую применяют для изоляции зон потери циркуляции.

Гуаровые смолы могут замещаться такими группами, как гидроксиэтил, гидрокси-пропил, карбоксиметил и т.д. В результате получают широко используемые в настоящее время гидроксипропиловые смолы, хотя имеются другие гидроксиалкиловые гуаровые смолы. Карбоксиметил гидроксипропиловые гуаровые смолы, или СМНР гуаровые смолы, представляют собой пример гуаровых смол двойного замещения. Надлежащее химическое замещение может значительно улучшить качество гуаровых смол.

### Б и о п о л и м е р ы

Ксинтановая смола получается в результате взаимодействия микроорганизмов

(*Xanthomonas campestris*) с углеводородами. В результате воздействия микроорганизмов получается чрезвычайно сложная структура с очень высоким молекулярным весом. Точная структура ещё до конца не установлена. Полимер ХС имеет молекулярный вес, приблизительно равный 2 миллионам; однако есть мнение, что молекулярный вес равен 50 млн. Продукт имеет следующую структуру:



Получаемый в результате вышеописанного процесса полисахарид является несколько анионным и химически однородным. При производстве этого полимера следят за тем, чтобы он был как можно более однородным. Бактерии удаляются вакуумной фильтрацией.

Структура и анионные свойства этого полимера позволяют использовать его в качестве загустителя в широком диапазоне концентраций и типов рассолов. Основное его назначение – загуститель и реагент для поддержания во взвешенном состоянии частиц утяжелителя. Полимер ХС выпадает в осадок только при высоком рН (свыше 11,5) и в присутствии двувалентных катионов. Следует избегать применения этого полимера с несхватившимся цементом.

Чрезвычайно высокая стоимость полимера ХС по сравнению с другими загустителями ограничивает его применение. Кроме того, полимер ХС не оказывает значительного влияния на понижение водоотдачи. По этим и другим причинам полимер ХС часто применяют вместе с бентонитом, КМЦ, НЕС, крахмалом и т.п. Эти добавки могут предварительно смешиваться в сухом виде или же вводиться по отдельности в циркуляционную систему с целью понижения стоимости или придания определенных качеств полимеру ХС.

Kla-Free является примером предварительно смешанного продукта, состоящего из полимера ХС и НЕС. Предотвращающие ферментацию антикоагуляторы обычно не добавляются и применяются лишь в особых случаях.

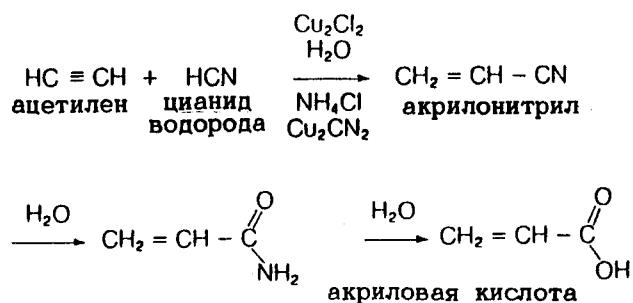
Полимеры ХС при высоких скоростях сдвига имеют очень низкую эффективную вязкость. Их вязкость приближается к вязкости воды при скоростях сдвига буровых растворов у долота, содержащих в основном только полимер ХС. В сложных системах, содержащих различное количество различной твердой фазы, вязкостные характеристики не имеют большого значения. Полимеры ХС имеют чрезвычайно высокую эффективную вязкость при низких скоростях сдвига. Высокая вязкость делает полимеры ХС незаменимыми при бурении скважин с большим углом искривления.

Полимеры ХС начинают медленно разлагаться при температуре 225°F (107°C). Разложение полимера при возрастающих температурах на забое требует непрерывной его замены. Разложение полимера ХС определяется напряжением сдвига, продолжительностью циркуляции и температурой на забое.

#### Синтетические полимеры

Полимеры акрилового типа, представляющие собой замещенные виниловые полимеры, образуют большую группу полимеров, имеющих различные химические и физические свойства. Они очень широко применяются в нефтяной промышленности в качестве регуляторов водоотдачи, загустителей флокулянтов, дефлокулянтов, защитных коллоидов, реагентов, увеличивающих выход бурового раствора и т.д. Эти акриловые полимеры могут быть гомополимерами, сополимерами или же полимерами, полученными химическим путем из этих двух типов полимеров, которые очень часто имеют две функциональные группы. Изменения структуры и конфигурации могут быть от очень простых до очень сложных, а молекулярный вес – от нескольких тысяч до нескольких миллионов.

Акрилонитрил (наиболее важный химреагент), акриламид и акриловая кислота – основные химреагенты, принимающие участие в получении акриловых полимеров. Несмотря на то, что существуют и другие способы, акрилонитрил может быть гидролизован в присутствии кислоты, в результате чего получается либо акриламид, либо акриловая кислота.

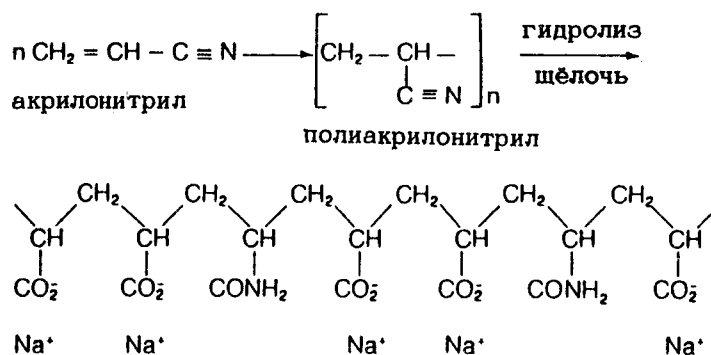


Основной химический синтез акриловых мополимеров.

Функциональными группами могут быть анионные (акрилат), неионные (акриламид), катионные (акриламин) или определенные комбинации. Существует несколько методов получения полиэлектролитов из названных выше мополимеров, некоторые из них перечислены ниже:

1. Полимеризация акрилонитрила и гидролизация с образованием полимера, содержащего амидные и карбоксилатные группы. Нейтрализация карбоксилатных групп каустической содой с образованием групп акрилата натрия.
2. Полимеризация акриламида и частичная гидролизация с образованием полимера, содержащего амидные и карбоксилатные группы.
3. Полимеризация акриловой кислоты и нейтрализация каустической содой с образованием чистого полиакрилата натрия.
4. Сополимеризация смеси акриловой кислоты и мономеров акриламида с образованием сополимера, содержащего амидные и карбоксилатные группы.

Ввиду того, что основная цепь винилового полимера состоит из связей углерод-с-углеродом, акриловые полимеры являются термостойкими и устойчивыми к бактериальному воздействию. Полиакрилонитрил довольно плохо растворяется в воде, поэтому для его растворения необходимо присутствие каустика.



Сополимер акриламиднатриевого акрилата

Наиболее широко используемые в нефтяной промышленности полимеры акрилового типа имеют свойства, промежуточные между чистыми полиакриламидами и полиакрилатами. Отношение акриловой кислоты к акриламиду и молекулярный вес — это те две характеристики, которые могут легко изменяться. В приведенном выше примере, SP-101®, Сурап, WL-100 и другие аналогичные полимеры, применяемые в основном для регулирования водоотдачи, имеют молекулярный вес от 250000 до 350000 и являются примерно на 2/3 гидролизованными и нейтрализованными каустической содой с образованием акрилата натрия.

Группа частично гидролизованных полиакриламидов, РНРА, чаще всего, но не исключительно, применяется в качестве флокулянтов, дефлокулянтов, защитных коллоидов и реагентов, увеличивающих выход бурового раствора. Полимеры РНРА обычно имеют высокий молекулярный вес, часто равный нескольким миллионам, и, как правило, на 15–35% гидролизуются с образованием акрилата. В настоящее время имеется целый ряд промышленных полимеров — POLY-PLUS®, GELEX®, Ben-Ex, Cylloc 4310, Cylloc 4000, Separan 273, Separan AP30, Percol, FLOXIT, Drillaid 406, 420 (Lo-Sol), 421 (Select-Floc), и 423.

Полиакрилаты, применяемые в качестве ингибиторов образования окисной пленки на буровом инструменте, имеют значительно меньший молекулярный вес. Молекулярный вес

чистых полиакрилатов, применяемых в качестве ингибиторов образования окисной пленки и для других аналогичных целей, чаще всего равен от 1500 до 100000, хотя более распространен молекулярный вес, равный 5000-25000.

Полиакрилаты натрия применяются в качестве дефлокулянтов. Имеется два промышленных дефлокулянта — TACKLE® и DFLC. Полиакрилатовые дефлокулянты обычно имеют молекулярный вес, приблизительно равный 10000.

### Применение полимеров в буровых растворах

Полимеры нашли широкое и разнообразное применение в качестве добавок к буровым растворам. В том случае, когда необходимые свойства бурового раствора нельзя получить с помощью коллоидальных глин, применяют полимеры.

Полимеры применяются в качестве:

- 1) регуляторов водоотдачи,
- 2) загустителей,
- 3) стабилизатор неустойчивых пород,
- 4) флокулянты общего действия,
- 5) флокулянтов селективного действия,
- 6) сшивающих агентов.

Многие полимеры могут выполнять несколько функций. Наиболее распространено применение полимеров для регулирования водоотдачи и увеличения вязкости.

К факторам, определяющим выбор того или иного полимера, относятся: тип применяемого бурового раствора (DURATHERM®, POLY-PLUS®, Sansoil, утяжеленные растворы, K-MAG®, KCl и другие ингибированные электролитами буровые растворы), химический состав, pH, термостойкость, устойчивость к ферментации, устойчивость к сдвигу, реологические модификации и изменение эксплуатационных качеств пласта.

### Регулирование водоотдачи

Проницаемость глинистой корки зависит от типа, объема полимера и размера молекул.

Понижение водоотдачи достигается за счёт:

- 1) образования шарообразных пробок из молекул, состоящих из длинных цепей, которые затем сворачиваются в клубок;
- 2) образования глинистой пленки за счёт частичной адсорбции;
- 3) закупоривания пор глинистой корки. КМЦ, полианионная целлюлоза и другие полиэлектролиты действуют, частично адсорбируясь на глинистых частицах и частично закупоривая поры глинистой корки.

Природные полимеры, такие, как крахмал и гуаровые смолы, имеют самую низкую термостойкость. Модифицированные полисахариды, такие, как THERMPAC UL и POLYPAC имеют более высокую термостойкость. Синтетические полимеры, такие, как SP-101 (полиакрилат натрия) и POLY-PLUS (частично гидролизированный полиакриламид) имеют самую высокую термостойкость.

### Загустители

Существует два способа загущения буровых растворов полимерами. Наиболее распространен способ, когда полимер загущает буровой раствор самостоятельно или в сочетании с другими веществами, например, глинами. Другой способ состоит в загущении раствора за счёт взаимодействия полимера с бентонитом.

Водорастворимые полимеры, природные или синтетические, гидратируются за счёт проникновения воды в жёсткий скелет полимера и водородные связи. Полимер разбухает и раскручивается. Такие полимеры, как POLYPAC® и XCD (ксантановые смолы) используются для загущения чистой воды. Эти полимеры также соединяются с глинами и другими веществами, такими, как утяжелители, диспергированные частицы разбуренной породы и т.д., загущая буровой раствор. Поэтому, конечная вязкость системы бурового раствора определяется суммарным влиянием названных веществ. Такие полимеры, как SP-101, могут постепенно адсорбироваться на гранях глинистых частиц, изменяя вязкость. При введении больших объемов добавок адсорбция становится более, чем достаточной и полимер оказывает селективное воздействие на вязкость системы. Полимер XCD — это самый эффективный полимер из всех, применяющихся с целью изменения ре-

ологических характеристик раствора в сторону неньютоновских жидкостей.

Анионные полимеры, такие, как GELEX, взаимодействуют с глинами при низких концентрациях и применяются в качестве реагентов, увеличивающих выход бурового раствора. Полимер присоединяется к концу поломанной связи глинистой частицы. После того, как один конец длинной молекулы адсорбируется глинистой частицей, оставшая часть молекулы остаётся свободной и может адсорбироваться другими частицами. В результате этого бентонит сшивается и вязкость возрастает. Такой механизм приводит к загущению раствора, в котором полимер способствует увеличению выхода глинистого раствора без увеличения содержания твёрдой фазы.

Когда в раствор вводят полимер, увеличивающий выход бурового раствора, происходит резкое возрастание вязкости, обусловленное увеличением концентрации полимера. В неутяжеленных системах обычно поддерживают значения вязкости, максимально приближённые к пиковому значению с тем, чтобы максимальные значения вязкости достигались при минимальном количестве бентонита. Если раствор утяжелен баритом, обычно увеличивают содержание полимера, что приводит к незначительному понижению вязкости. Следовательно, такая практика компенсирует увеличение вязкости в результате добавления барита. Обычно, чем больше объём твёрдой фазы одного и того же типа, тем шире диапазон максимальных значений вязкости, зависящий от концентрации полимера. Такие системы обычно называют системами с недиспергированной твёрдой фазой.

#### Повышение устойчивости стенок скважины

Эффективность полимеров как защитных коллоидов, обеспечивающих устойчивость стенок скважины, изменяется на площадях, где обвалы стенок скважины и диспергирование глинистых сланцев вызывают осложнения. Проблема обеспечения устойчивости стенок скважин, сложенных гидрофильными сланцами, не решается применением одних лишь полимеров. Несколько систем буровых растворов, таких, как POLY-PLUS®, K-MAG, KCI-POLYPAC®, и т.п. включают в себя электролиты и часто хлорид калия с полимерами. Обеспечение устойчивости глинистых сланцев достигается за счёт адсорбции полимера на специальных участках глинистых сланцев. Эти участки, к которым прикрепляется полимер, являются положительно заряженными концами поломанных связей глинистой частицы.

Несмотря на то, что вода всё ещё адсорбируется, степень неустойчивости и диспергирования значительно понижается, особенно по сравнению с системами не содержащими полимер. Стабилизация сланцев облегчается по мере того, как полимер загущает водную фазу, тем самым затрудняя её проникновение в трещины глинистых сланцев.

POLY-PLUS® – это высокомолекулярный полимер. РНРА – полимер, адсорбирующий-ся на концах глинистых частиц, слагающих стенки скважины, и увеличивающий их устойчивость. Система POLY-PLUS® также эффективно понижает образование сальников на долоте и стабилизаторах, кроме того максимально понижается диспергирование глинистых сланцев в буровой раствор.

#### Флокулянты общего действия

На площадях, сложенных крепкими породами и слабо уплотнёнными сланцами, в раствор добавляют полимеры на выходе его из скважины, которые выполняют функцию флокулянтов общего действия. Буровой раствор обычно прокачивают через резервный амбар с целью осаждения твёрдой фазы, чтобы в скважину поступал сравнительно чистый буровой раствор.

Флокуляция, или соединение частиц твёрдой фазы обычно не всегда предшествует осаждению твёрдой фазы. Очень часто для того, чтобы соединившиеся частицы стали менее гидрофильными, добавляют соль или рассол.

#### Флокулянты селективного действия

Полимеры, которые применяются для повышения вязкости бентонита, выступая в роли реагентов, увеличивающих выход бурового раствора при одновременном осаждении флокулированных частиц твёрдой фазы, называются флокулянтами селективного действия. Эти полимеры выступают в роли добавок двойного действия, что обеспечивает хорошую очистку ствола и регулирование содержания твёрдой фазы в тех случаях, когда нельзя применять чистую воду в качестве промывочной жидкости. Частицы твёрдой фазы повышают гидрофильности, например, бентонит, также флокулируется, однако остаются во взвешенном состоянии, в то время, как частицы более крупного размера, которые являются менее гидрофильными, такие флокулируются, но осаждаются.

## Образование поперечных связей

Сшивание полимера даёт как положительные, так и отрицательные результаты.

Многовалентные катионы могут образовывать поперечные связи. Почти все сшитые полимеры образовались в результате противодействующих реакций, т.к. целенаправленное сшивание редко практикуется. Нежелательное образование поперечных связей полимера может привести к частичной или полной потере гидратации, вязкости, регулирования водоотдачи и т.д. Наиболее часто встречающиеся последствия сшивания полимеров выражаются в осаждении некоторых, но не всех полимеров (крахмал, КМЦ, CMS, XCD, SP-101 и т.д.) в растворе с высоким уровнем pH и повышенной концентрацией кальция. Сочетания: низкая концентрация кальция/низкий pH, низкая концентрация кальция/высокий pH и высокая концентрация кальция/низкий уровень pH — обычно не вызывают осложений. Хорошо приготовленный буровой раствор на основе извести с избыточным содержанием извести попадает в категорию: низкое содержание кальция/высокий pH, т.к. высокий уровень pH подавляет известь или кальций в растворе.

## Смешивание

При смешивании полимера с буровым раствором могут образоваться комки. Основной причиной образования комков могут быть слишком быстрое введение полимера, плохое оборудование для смешивания или обе причины одновременно.

Большинство применяемых на нефтяных промыслах полимеров являются гидрофильными веществами. Эти полимеры настолько любят воду, что если в воду поместить порошок полимера, то внешний слой порошка намокнет и разбухнет так быстро, что вода не сможет проникнуть во внутренние слои полимера. В результате этого образуются комки "рыбий глаз". Поэтому при приготовлении растворов с добавлением большого количества полимеров в течение короткого периода времени следует применять специальное диспергирующее оборудование.



## ГЛАВА 8.

### ИНГИБИРОВАННЫЕ БУРОВЫЕ РАСТВОРЫ

Ингибированный буровой раствор – это раствор, не оказывающий значительного влияния на состояние вскрытого бурением пласта. Это значит, что такой раствор сдерживает размельчение и гидратацию бурового шлама, промышленных глин и повышает устойчивость стенок скважины.

В процессе гидратации глин или сланцев количество свободной воды, которую могла бы поглотить дополнительное количество твердой фазы, уменьшается. Имея это в виду, становится ясно, почему глинистые буровые растворы на основе пресной воды с низким pH, которые рассматривались ранее, имеют предельную плотность ниже 12 фунт/галл. Регулирование вязкости и прочности геля при более высоких плотностях было бы затруднительно и экономически не выгодно. По той же причине химический состав глинистых буровых растворов на основе пресной воды с низким уровнем pH не обеспечивает устойчивости ствола стенок скважины. Проникающий в пласт фильтрат не обладает ингибирующими свойствами и вызывает гидратацию глин и сланцев, что приводит к увеличению диаметра ствола скважины. Чтобы избежать такого осложнения перед разбуриванием таких пород в раствор добавляют химические добавки-ингибиторы.

Существует три способа приготовления ингибирующих буровых растворов:

- (1) введение различных электролитов;
- (2) введение ингибирующих полимеров;
- (3) введение определенных разжижителей в количестве, достаточном для замедления гидратации.

При обсуждении глин отмечалось, что если вода затворения содержит большое количество соли, калия или кальция, то гидратация глин не происходит. Это явление используется в приготовлении ингибированных буровых растворов, когда в раствор специально вводят соли натрия, калия или кальция.

В полимерных буровых растворах ингибирование достигается за счёт обволакивающего действия полимеров. В ингибированных буровых растворах на основе соленой воды ингибирующий эффект обеспечивается введением хлористого натрия. В состав калиевых ингибированных растворов входит гидроксид калия, хлорид калия, лигниты калия и другие соединения калия. В ингибированные растворы, содержащие кальций обычно добавляют известь, гипс или хлорид кальция. В полимерных растворах используется обволакивающий эффект полимеров. Ингибирование также достигается за счёт введения больших концентраций разжижителей, таких, как сперсет и/или ХР-20. Эти растворы обычно называют лигносульфонатными и CL/CLS системами. Начиная с 1960 г. системы CLS или CL/CLS широко используются для ингибирования.

Ингибированные буровые растворы приобретают особые свойства – у них низкая вязкость, низкая прочность геля, они устойчивы к примесям и увеличению содержания твердой фазы. Они в основном применяются для вскрытия пород, сложенных глинами и сланцами, при одновременном утяжелении раствора. В результате замедления гидратации сланцев и глин повышается устойчивость стенок скважины. Кроме того ингибирование допускает максимальную плотность раствора при минимально возможной вязкости. Такие растворы применяются также на площадях, осложненных поступлением в раствор примесей. Применение ингибированных буровых растворов позволяет успешно бурить скважину даже при поступлении в раствор большого количества соли, цемента и ангидрита.

К буровому раствору, независимо от глубины скважины, предъявляется одно требование – он должен выполнять своё назначение. При бурении верхнего интервала скважины единственным практическим методом удаления шлама является полное его диспергирование в буровой раствор как можно быстрее. Это возможно лишь при условии использования большого количества воды. Применение таких диспергаторов, как SAPP или фосфаты облегчат диспергирование шлама, однако не следует ожидать что они могут заменить воду. Это значит, что буровой раствор будет приготавливаться без разбуриваемой породы, а так как при бурении этого интервала скважины свойства бурового раствора не имеют большого значения, то это довольно хороший и экономический способ очистки ствола.

Если, с другой стороны, в таких условиях применять ингибированный буровой раствор, могут возникнуть благоприятные условия для налипания шлама на бурильный инструмент ввиду большого количества шлама, приходящегося на один баррель бурового раствора. Предотвращение измельчения и диспергирования мягких обломков шлама достигается

ется добавлением ингибирующих добавок, в результате чего вокруг долота и УБТ образуется вязкая пластичная масса, которая налипает на буровой инструмент и которую очень трудно удалить на поверхность. В результате буровой раствор быстро выходит из-под контроля, не реагирует на химические обработки и становится неэкономичным. Кроме того, состояние ствола скважины и скорость проходки резко ухудшаются, что в конечном итоге приводит к потере циркуляции или прихвату бурильной колонны.

Необходимую вязкость и ингибирующие свойства буровому раствору может обеспечить химическая обработка. Чтобы лучше понять механизм ингибирования лучше всего начать с рассмотрения буровых растворов, обработанных кальцием. Поведение бентонита в присутствии растворимого кальция имеет большое значение для понимания механизма воздействия на глинистую частицу.

### Теория буровых растворов, обработанных кальцием

При введении кальция в бентонитовый водный раствор происходит замена натриевых глин на кальциевые глины. Кальций замещает соединяющие ионы натрия вследствие большей энергии соединения. Вязкость уменьшается в сторону от частичной дегидратации глины. На рис.1 показано превращение натриевой глины в кальциевую глину. Частица натриевой глины окружена толстым слоем воды. Эта толщина уменьшается при замещении натрия кальцием. С потерей некоторого количества адсорбированной воды эффективный размер частицы уменьшается и количество свободной воды увеличивается. Каждая частица окружена большим количеством воды, в которой она может перемещаться, и вязкость понижается.

На рис.2 показана степень адсорбции кальция глинами. Количество кальция, которое может быть поглощено, зависит от: (1) типа глины и её способности адсорбировать кальций в любых условиях и (2) количества растворимого кальция, который будет реагировать с глиной. Количество адсорбированного кальция будет зависеть от его содержания в растворе. Фильтрат кальция уменьшается с увеличением количества глины при условии, что объём глины не увеличивается.

Замена натриевых глин на кальциевые наряду с другими факторами замедляет гидратацию разбураиваемых глин и сланцев. Повышается устойчивость стенок скважины и облегчается контроль вязкости и прочности геля. Для полного понимания буровых растворов, обработанных кальцием необходимо также иметь представление о механизме влияния химреактивов на эти растворы. Имеется ввиду воздействие химреактива на прегидратированную глину, а также процесс, происходящий при помещении глины в среду химреактивов – оба механизма разные.

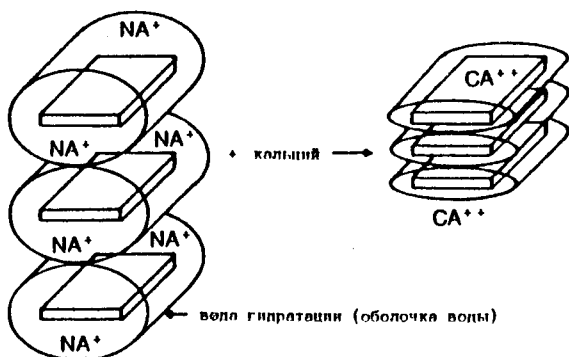


Рис.1. Вода гидратации глины в натриевых и обработанных кальцием растворах

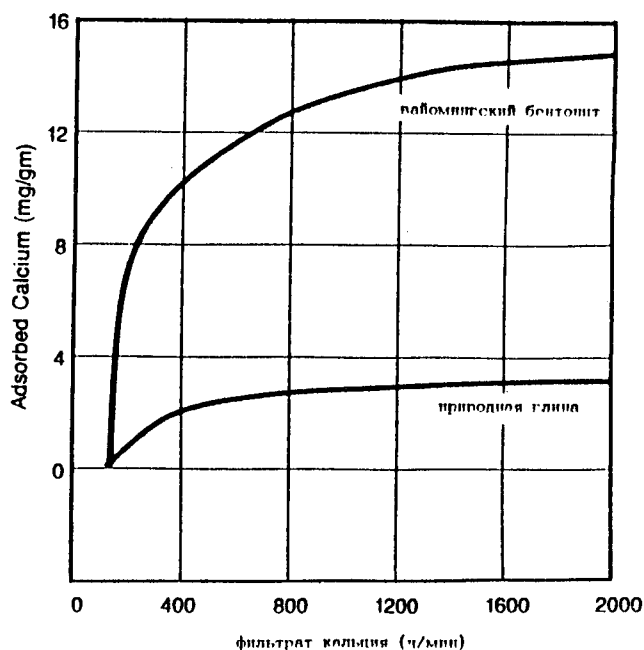


Рис.2. Адсорбция кальция глинами

### Влияние химреагентов на прегидратированную глину

Ингибированные кальцием буровые растворы чаще всего изготавливаются из слегка обработанного раствора, применяемого при бурении верхней скважины. При ингибировании бурового раствора вначале вязкость будет увеличиваться, а затем начнёт понижаться. Такое увеличение с последующим уменьшением вязкости даёт излом на графике. На рис.3 показано повышение вязкости в результате флокуляции кальцием с последующим понижением вязкости в результате катионообмена.

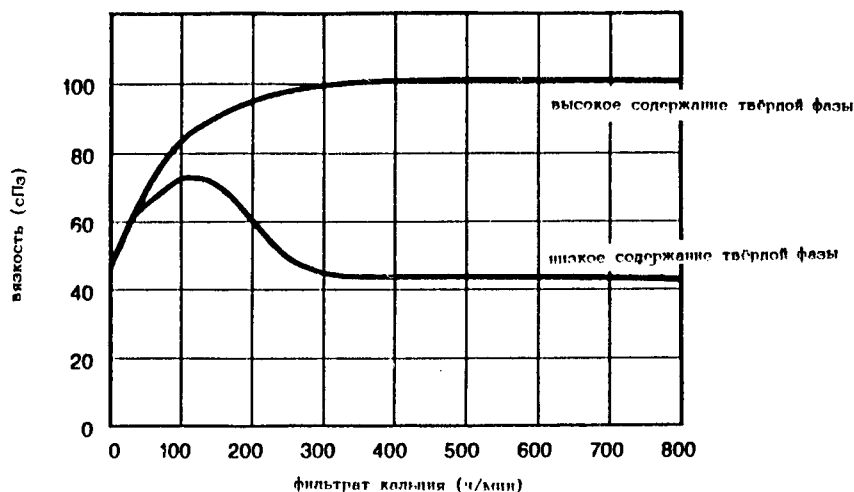


Рис.3. Влияние кальция на изменение вязкости прегидратированных щелочных буровых растворов

Степень повышения вязкости во время ингибирования зависит от общего содержания твердой фазы, содержания бентонита и предыдущей химической обработки. На рис.4 показано увеличение (скачок) вязкости в различных условиях: (1) при большом содержании твердой фазы и бентонита, (2) при умеренном содержании твердой фазы и бентонита; (3) при низком содержании твердой фазы и бентонита. Очевидно, что вязкость уменьшается при уменьшении содержания твердой фазы. По этой причине содержание твердой фазы следует понижать добавлением воды до и во время ингибирования. Для облегчения этого процесса амбары должны быть тщательно вымыты перед введением ингибиторов. Это исключит возможность повторной циркуляции осажденной твердой фазы.

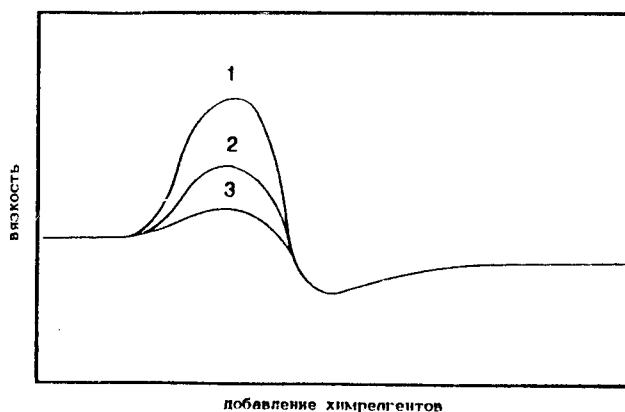


Рис.4. Изменение вязкости в результате обработки различных буровых растворов Каустиком-Квебрахо и известью

### Влияние химической среды на гидратацию глин

При добавлении в дистиллированную воду различного количества бентонита происходит очень незначительное изменение вязкости - до 15 сПа; последующее увеличение содержания твердой фазы приводит к быстрому повышению вязкости. На рис.5 показано изменение вязкости через 2 и 72 часа. При разбуhrивании гидратируемых глин и сланцев происходит то же самое.

Если же в воде содержится хлорид кальция, происходит совершенно противоположная реакция. На рис.6 показано резкое понижение вязкости при увеличении содержания кальция. Совершенно другой результат получается при добавлении такого же количества бентонита в содержащую известь воду. При добавлении 6% бентонита отмечается мгновенное резкое повышение вязкости до 1/2 фунт/барр. извести. С некоторым запаздыванием максимального значения вязкости, равного 1 фунт/барр. спустя 72 часа. Однако в обоих случаях отмечается резкое понижение вязкости при повышенном содержании извести.

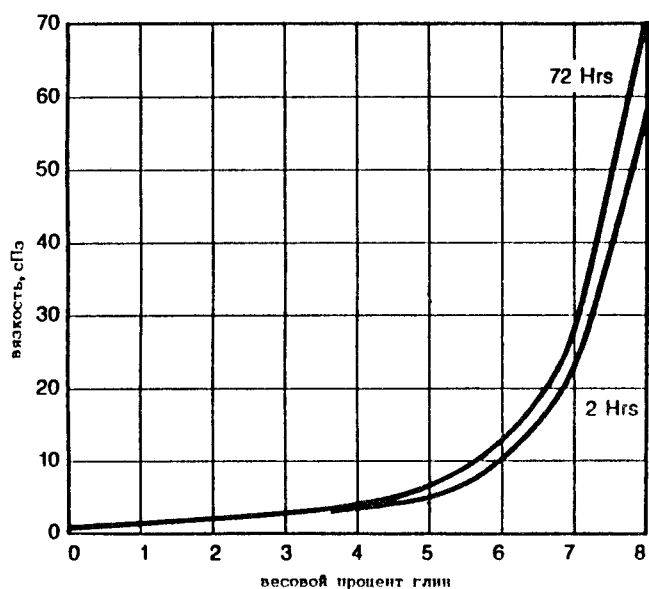


Рис.5. Вязкость бентонита в дистиллированной воде

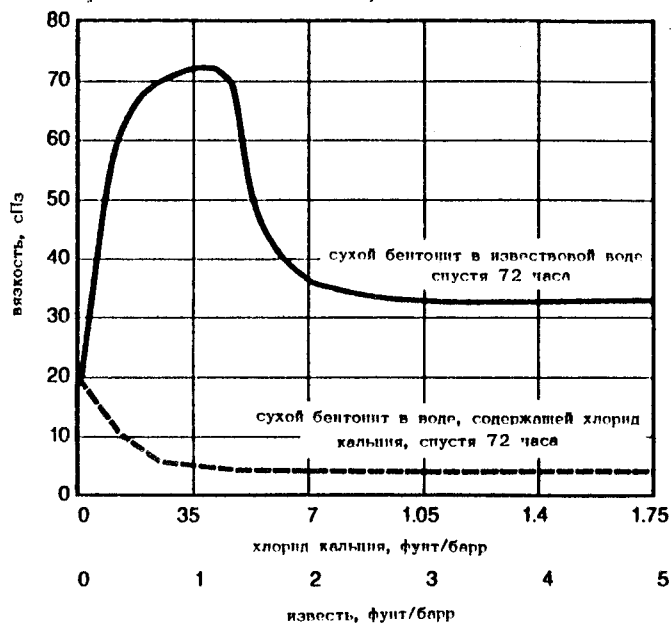


Рис.6. Изменение вязкости при добавлении 6% бентонита в воду, содержащую известь и хлорид кальция

Различия в графиках хлорида кальция и извести (гидроокиси кальция) объясняется наличием гидроксильных ионов извести и более низким содержанием растворимого кальция. При добавлении бентонита в воду, содержащую каустическую соду происходит резкое повышение вязкости до 1 фунт/барр. каустика с последующим резким её понижением до 3 фунт/барр. На рис.7 показано изменение вязкости спустя 2 и 72 часа.

На рис.8 показано изменение вязкости при добавлении в воду только Квебрахо, а также 1 фунт/барр. Квебрахо с различным количеством извести.

Кривая А характеризует уменьшение вязкости при увеличении концентрации Квебрахо. Далее вязкость понижается при одновременном присутствии Квебрахо и извести, как на кривой "В".

На рис.9 показано диспергирующее воздействие 1 фунт/барр. Квебрахо и различных концентраций каустика. Очевидно увеличение эффективности Квебрахо с увеличением содержания каустика до 1 фунт/барр. В случае применения другого диспергатора количество каустика, обеспечивающего оптимальное разжижение раствора, может быть другим, однако в обоих случаях их эффективность будет максимальной при некотором оптимальном уровне pH или щёлочности.

Выше рассматривалось лишь воздействие отдельных химреагентов на поведение глины. В известковых буровых растворах редко применяется какой-либо один химреагент, чаще применяется сочетание химреагентов, каустика извести и Квебрахо. В результате такого комплексного воздействия происходит замедление гидратации (рис.10, кривая В).

На графике дано сравнение с вязкостью, полученной при добавлении глины в дистиллированную воду (кривая А).

Гипсовые и известковые буровые растворы применяются при различных уровнях pH, щёлочности и фильтрации кальция, а также при различных концентрациях химреагентов. Регулирование вязкости и прочности геля обработанных кальцием буровых растворов зависит от регулирования содержания твёрдой фазы и диспергирования твёрдой фазы. Содержание твёрдой фазы регулируется разбавлением, заменой бурового раствора и/или механической очисткой. Химреагенты, применяемые для каждого типа кальциевых буровых растворов, различаются. Однако для всех систем кальциевых буровых растворов характерны и общие положения. Во всех системах кальциевых буровых растворов необходимо

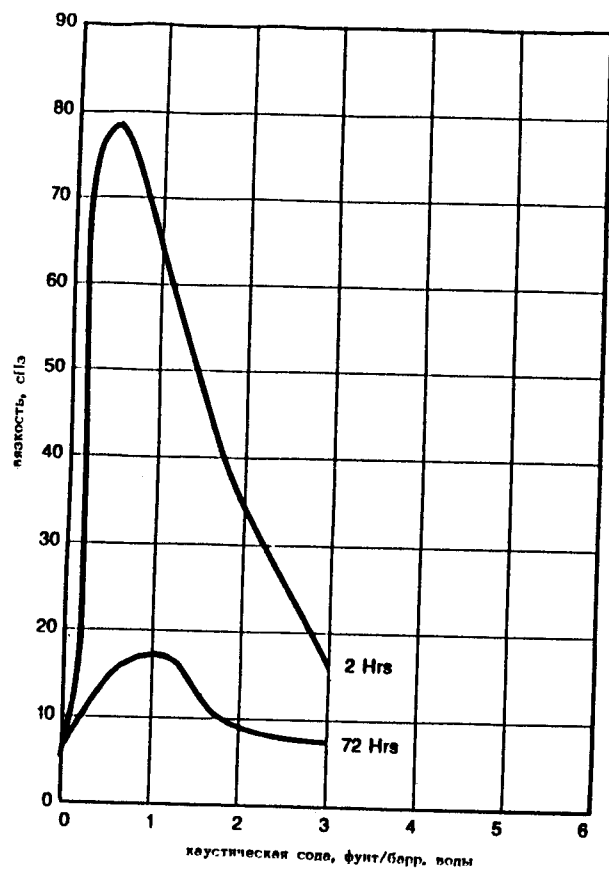


Рис.7. Изменение вязкости при добавлении 4% бентонита в воду, содержащую каустическую соду

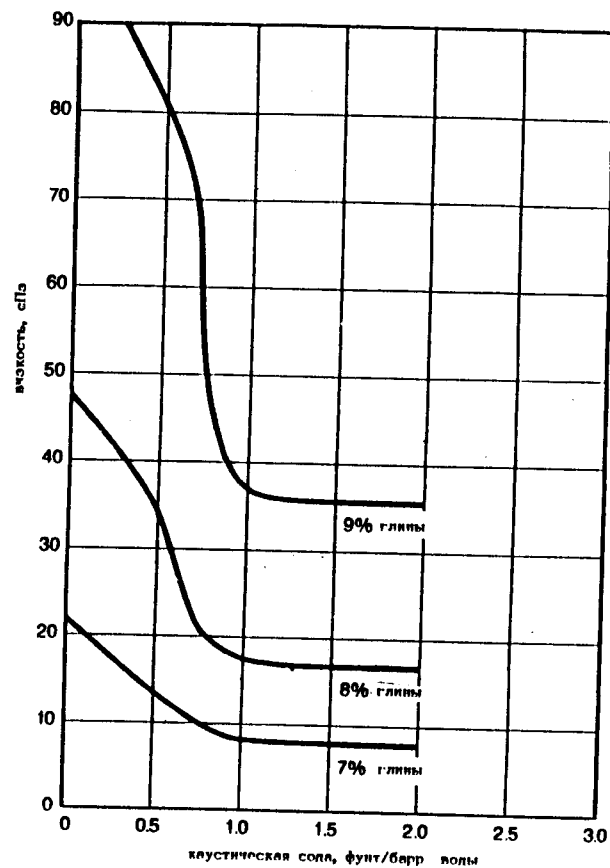


Рис.9. Вязкость бентонита в воде, содержащей 1 фунт/барр Квебрахо и различное количество каустической соды

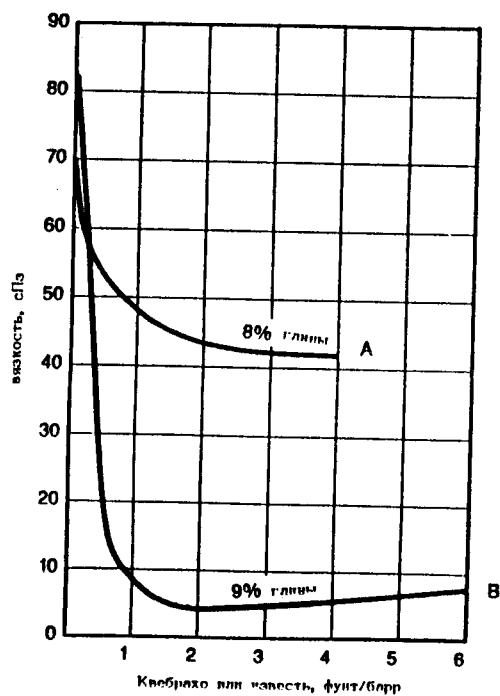


Рис.8.

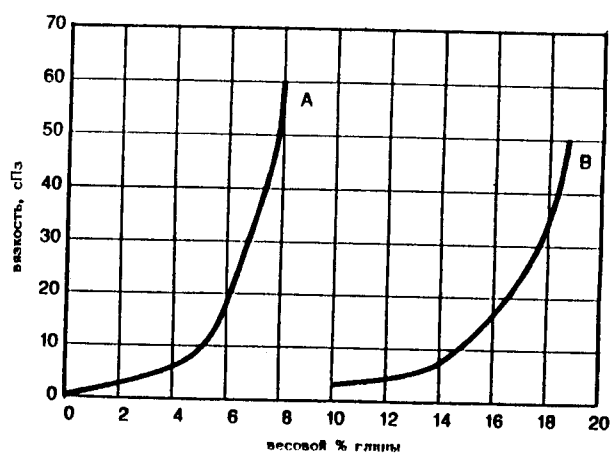


Рис.10. Зависимость вязкости от процентного содержания глины в присутствии различных химреагентов. (А) Бентонит в дистиллированной воде. (В) Бентонит в воде, содержащей 3 фунт/барр каустической соды, 2 фунт/барр Квебрахо, 4 фунт/барр извести

иметь запас раствора кальция. Очень часто в таких системах может наблюдаться чрезмерное повышение вязкости и прочности геля в результате аномально большого количества фильтрата кальция. Каустическая сода сдерживает растворимость большинства солей кальция, что показано на рис. 11. Линия А обозначает зависимость растворимости фильтрата кальция от концентрации извести; линия В – фильтрат кальция при 4 фунт/барр извести при различной концентрации гидроокиси натрия. Чем выше щёлочность, тем меньше извести переходит в раствор. Кроме того, что каустическая сода сдерживает растворимость солей кальция, она также обеспечивает регулирование pH и щёлочности раствора. Для того, чтобы иметь полное представление о кальциевых буровых растворах, каждый из них будет рассмотрен отдельно. Прежде всего рассмотрим известковые буровые растворы.

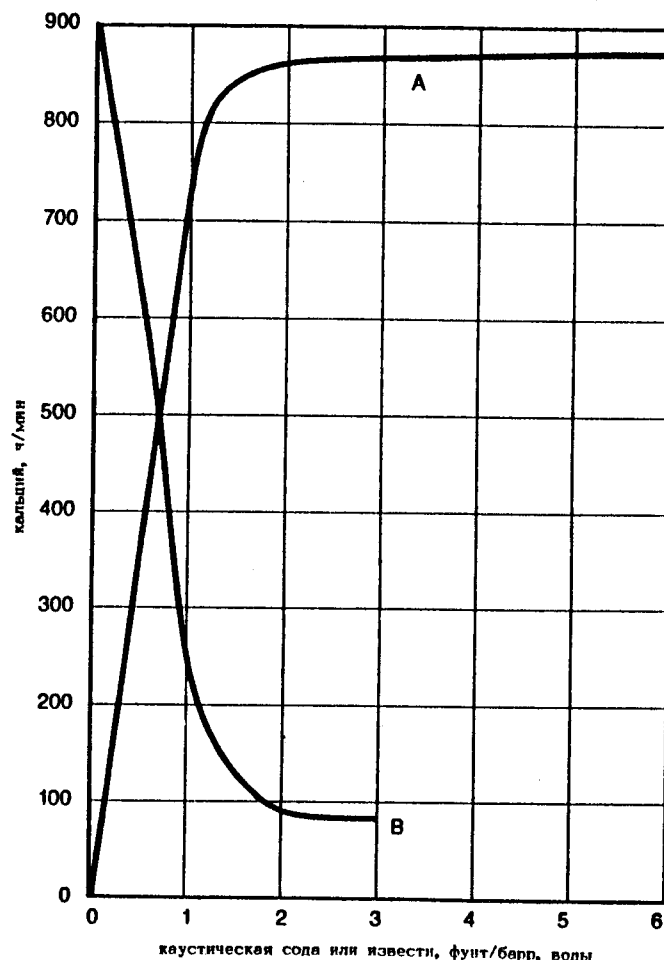


Рис. 11. (А) Зависимость количества растворимого кальция от концентрации извести, (В) Зависимость количества растворимого кальция в растворе, содержащем 4 фунт/барр извести от концентрации каустика

#### Преимущества кальциевых систем

Кальциевые буровые растворы обладают несколькими преимуществами по сравнению с обычными буровыми растворами на основе пресной воды с низким уровнем pH:

(1) Эти растворы, обладающие ингибирующими свойствами, могут поддерживать низкую вязкость и низкую прочность геля при высоком содержании твёрдой фазы. Это позволяет применять такие растворы в утяжеленных системах. При разбуривании пластов с аномально высокими давлениями применяют буровые растворы максимальной плотности с небольшой вязкостью.

(2) Кальциевые буровые растворы применяются прежде всего при разбуривании гидратируемых, осыпающихся глинистых сланцев. Ингибирующее воздействие на гидратируемые сланцы и глины замедляет их гидратацию. Это позволяет сохранять устойчивость стенок скважины, сложенных глинистыми сланцами. Кроме того уменьшается накапливание частиц твёрдой фазы повышенного удельного веса.

(3) Кальциевые буровые растворы очень устойчивы к воздействию примесей, таких как соль, цемент и ангидрит.

(4) Приток продуктивного фильтрата из песчано-бентонитовых коллекторов повышается за счёт уменьшения вспучивания глин, блокирующих приток фильтрата в скважину.

(5) При приготовлении кальциевых буровых растворов можно использовать любую воду затворения – пресную, жёсткую, морскую, солоноватую.

#### Н е д о с т а т к и

(1) Загущение бурового раствора в процессе ингибирования может привести к осложнениям.

(2) Перед проведением ингибирования содержание твёрдой фазы должно быть низким. Это ограничивает ингибирование буровых растворов высокой плотности в том случае, если ингибирование не проводится поэтапно.

(3) Повышение температуры свыше 300°F может вызвать сильное загущение или даже цементацию раствора, вызванное высокой щёлочностью, растворённым кальцием и большим содержанием твёрдой фазы, приводящим к образованию алюминио-силикатного цемента.

#### Известковые буровые растворы

Известковые буровые растворы – это обработанные кальцием буровые растворы, использующие известь в качестве источника растворимого в фильтрате кальция. Они состоят в основном из каустической соды, органических диспергаторов, извести и регулятора водоотдачи. Химический состав их может быть различным при щёлочности фильтрата от 1 до 15 см<sup>3</sup>, содержании извести от 1 до 15 фунт/барр. Концентрация кальция фильтрата – от 75 до 200 частей на миллион.

Было разработано три типа известковых буровых растворов: (1) раствор с низким содержанием извести и низкой щёлочностью; (2) обычные известковые; и (3) раствор с высоким содержанием извести и высокой щёлочностью. Все эти растворы аналогичны и отличаются только по уровню щёлочности и содержанию извести. Второй и третий типы растворов часто применяются при наличии примесей и/или при вскрытии пород, диспергирующихся в утяжелённых буровых растворах. С другой стороны буровые растворы с низким содержанием извести часто используются в тех случаях, когда воздействие высоких температур на обычные известковые растворы и растворы с высоким содержанием извести приводят к нарушению устойчивого состояния ствола скважины.

#### Способы получения ингибированных известковых буровых растворов

Проще всего ингибируются так называемые “природные” буровые растворы с низким pH, низким содержанием твёрдой фазы и условной вязкостью от 30 до 40 сек/кварту. В случае высокого содержания твёрдой фазы в раствор добавляют воду во избежание чрезмерного загустевания в процессе ингибирования. Как правило, ингибирование производят в течение одного цикла циркуляции, одновременно вводя в раствор каустическую соду, диспергатор и известь. Регулятор водоотдачи всегда вводится отдельно, после введения ингибиторов.

Бывают случаи, когда приготовление ингибированного бурового раствора осуществляется в течение двух-трех циклов циркуляции. Это может происходить при ингибировании утяжелённых буровых растворов, когда плотность раствора нельзя понижать. Может потребоваться несколько циклов циркуляции при ограниченных возможностях оборудования буровой установки, когда весь материал нельзя ввести в течение одной циркуляции. Если ингибирование проводится в течение нескольких циклов циркуляции, то вначале вводят каустическую соду и диспергатор, а во время следующего цикла вводят известь. В качестве диспергаторов могут применяться Квебрахо, Сперсен, ХР-20 и Таннатин.

Обычно ингибирование проводят, не прекращая бурение. Количество вводимых в раствор каустической соды, диспергатора и извести могут быть различными, однако очень часто они применяются в следующих количествах:

каустическая сода	– 2–3 фунт/барр,
диспергатор	– 2–3 фунт/барр,
известь	– 4–8 фунт/барр.

Типичный процесс ингибирования выглядит так:

1. При необходимости проводят пробные испытания для определения процентного содержания воды для разбавления и концентрации химреагентов, необходимых для ингибирования. При возможности воду следует добавлять перед введением химреагентов, од-

нако её можно добавлять и в процессе ингибирования. Температура и давление на забое значительно ускоряют ингибирование, поэтому фактически ингибирование происходит лучше в забойных условиях, чем при проведении пробных испытаний.

2. После определения необходимого для ингибирования количества каустика, диспергатора, извести, отключите все гидросмесители за исключением установленных у приёмной ёмкости насоса. Это предупреждает флокулирование раствора в других амбарах и обеспечивает свободный переток раствора из одного амбара в другой.

3. Добавьте каустическую соду, диспергатор и известь одновременно в буровой раствор. Скорость ввода химреагентов определяется временем циркуляции. Весь объём каустика, большая часть диспергатора и максимально возможное количество извести вводятся в течение одного цикла циркуляции. Каустическая сода, если она расфасована в канистрах, вводится непосредственно в приёмную ёмкость насоса. Расфасованная в мешки сода должна вводиться из химической бочки. Нельзя вводить каустическую соду через глиномешалку. Диспергатор и известь вводят через глиномешалку без добавления бентонита. Временно раствор будет становиться очень вязким, но регулируя скорость ввода химреагентов и воды, можно получить раствор необходимой вязкости.

4. При выходе ингибированного бурового раствора из выкидной линии произойдет флокуляция бурового раствора в тех амбарах, в которых гидросмесители не включены. В это время включают гидросмесители и раствор в амбарах перемешивают. Добавление каустической соды и диспергатора в соотношении 1:1 из химической бочки помогает понизить вязкость флокулированного раствора.

5. После введения всего объёма извести в буровой раствор добавляют регулятор водоотдачи MY-LO-JEL®, можно также использовать POLY-PAC® или THERMPAC® UL. Эти реагенты не только понижают водоотдачу, но также стабилизируют буровой раствор. RESINEX® также понижает водоотдачу и стабилизирует свойства бурового раствора. Количество вводимого материала определяется необходимой скоростью фильтрации.

Ингибирование раствора может также происходить при разбурировании цемента или ангидрита в больших количествах при одновременной обработке большим количеством каустической соды и разжижающего реагента. В результате такой обработки получается известковый буровой раствор. Добавление крахмала, POLY-PAC® или THERMPAC® UL необходимо для регулирования водоотдачи и стабилизации свойств бурового раствора.

#### Регулирование свойств известковых буровых растворов

Состояние известковых буровых растворов считается хорошим, если они обладают хрупкой структурой геля, имеют прозрачный фильтрат, содержат избыточное количество извести и если посменное добавление извести не приводит к повышению прочности геля.

Практика показала, что регулирование свойств известковых буровых растворов достигается регулированием содержания твёрдой фазы, диспергирования твёрдой фазы, щёлочности фильтрата (Р-фильтрата) и щёлочности бурового раствора. Оба последних параметра являются мерой концентрации гидроксильных ионов ( $\text{OH}^-$ ) и необходимы для проведения расчётов с целью определения избыточного количества содержащейся в растворе извести. Р-фильтрат ( $P_1$ ) является показателем гидроксильных ионов, диссоциированных из каустической соды и извести фильтрата, плюс те гидроксилы, которые представляют нерастворенную известь в буровом растворе. Вся каустическая сода, но только часть извести являются растворимыми.

Содержание извести определяется по следующей формуле:

$$0.26 (P_m - P_1 W_1) W_1$$

где  $w$  — содержание воды в буровом растворе.

Оптимальные свойства бурового раствора получают в том случае, если щёлочность фильтрата ( $P_1$ ) и избыточное содержание извести имеют примерно одинаковые значения. Например,  $P_1 = 5 \text{ см}^3$  и 5–7 фунт/барр. извести.

Высокая концентрация извести при низкой щёлочности или высокая щёлочность при низкой концентрации извести часто приводят к дисбалансу химического состава бурового раствора и нежелательному увеличению вязкости и прочности геля. Для увеличения  $P_1$  обычно вводят каустическую соду вместе с диспергатором, а для увеличения  $P$  добавляют известь.

Недостаток извести в буровом растворе может привести к увеличению вязкости и/или прочности геля. Добавление извести при проведении пробных испытаний может привести к загущению бурового раствора, однако это не должно препятствовать использова-



нию извести, т.к. температура и давление на забое приведут к разжижению раствора в скважине. Как правило, известковый буровой раствор, не принимающий известь, нуждается в извести при условии, что содержание твердой фазы и другие химические свойства находятся на оптимальном уровне. Необходимое для поддержания заданных свойств раствора количество извести зависит от диаметра и глубины ствола, типа разбуриваемых пород и объема циркуляционной системы. Количество извести, добавляемой за смену, может составлять 100-1500 фунтов. Количество диспергатора определяется теми же факторами и, кроме того, типом диспергатора и щелочным диапазоном. Те же хим.расчёты, что применяются для ингибирования, прилагаются и для обработки раствора. Нет определенных правил, определяющих необходимое для данного раствора количество диспергатора, однако это количество должно обеспечивать относительно низкие значения предельного динамического напряжения сдвига и прочности геля.

Необходимый уровень водоотдачи поддерживается введением M-IGEL<sup>®</sup> наряду с MY-LO-JEL<sup>®</sup> или POLY-PAC<sup>®</sup>, или THERMPAC<sup>®</sup> UL.

### Гипсовые буровые растворы

В гипсовых растворах в качестве электросита, обеспечивающего ингибирование бурового раствора, применяют сульфат кальция. Каустическая сода, гипс, SPERSENE<sup>®</sup>, POLY-PAC<sup>®</sup> и THERMPAC<sup>®</sup> UL являются основными реагентами, применяющимися для химической обработки буровых растворов. Они характеризуются нормальным уровнем pH от 9,5 до 10,5 и содержат от 600 до 1200 ч/млн кальция в фильтрате. Гипсовые буровые растворы применяются при бурении глинистых сланцев и особенно при вскрытии мощных ангидритных пластов.

### Приготовление гипсовых буровых растворов

Буровой раствор с низким pH можно превратить в гипсовый буровой раствор давлением следующих материалов:

1. Воду добавляют до или в процессе ингибирования во избежание чрезмерного загущения растворов. Количество необходимой воды определяется пробным испытанием.
2. Для ингибирования применяют 1-2 фунт/барр. каустической соды, 3-5 фунт/барр. Сперсена и 4-6 фунт/барр. гипса. Все три материала вводятся одновременно в течение одного или двух циклов циркуляции в зависимости от имеющегося оборудования для приготовления буровых растворов.

3. После введения всех, указанных в пункте 2 химреагентов, добавляют регулятор водоотдачи. Обычно для регулирования водоотдачи вводят от одного до полутора фунтов на баррель POLY-PAC или THERMPAC UL. Можно также применять MY-LO-JEL, но лишь в сочетании с антикоагулятором.

Преобразование бурового раствора с высоким pH или известкового раствора в гипсовый раствор потребует разбавления большим количеством воды. Для понижения щелочности и pH потребуется большее количество гипса и разжижителя. Добавление каустической соды не обязательно.

### Регулирование свойств гипсовых буровых растворов

Регулирование свойств гипсовых буровых растворов производится посменной обработкой каустической содой, гипсом, Сперсеном и регулятором водоотдачи. Добавление гипса необходимо для поддержания избыточного количества гипса. Это пробное испытание описано в главе 1. "Не вступившие в реакцию сульфаты кальция". Нет необходимости проводить такое испытание во время каждой проверки параметров бурового раствора, однако они должны проводиться регулярно, а также в случае необходимости. Основным показателем при испытании является фильтраи кальция. Его уровень должен находиться в диапазоне от 600 до 1200 ч/млн.

Уровень pH поддерживается добавлением каустика или извести в диапазоне от 9,5 до 10,5. Количество разжижителя определяется необходимым уровнем вязкости и прочности геля. Лигниты и лигносульфонаты должны быть предварительно растворены в пресной воде перед введением в раствор.

Наличие примесей соли или цемента не оказывает значительного влияния на свойства вязкости и прочности геля интенсивная химическая обработка восстановит необходи-

мые свойства бурового раствора. Необходимый уровень водоотдачи поддерживается введением M-IGEL® и POLY-PAC® или THERMPAC® UL, или M-IGEL® и MY-LO-JEL® в сочетании с необходимым антикоагулянтом. Для регулирования водоотдачи можно также использовать предварительно растворенный RESINEX®

#### Влияние температуры на обработанные кальцием буровые растворы

Кальциевые буровые растворы в настоящее время широко используются на некоторых площадях. Они очень экономичны и дают хорошие результаты. Любая система буровых растворов имеет свои преимущества и недостатки. Применение кальциевых растворов имеет температурные ограничения.

Одно из влияний высокой температуры проявляется в чрезмерном загущении бурового раствора. Такого типа осложнения происходят при бурении глубоких скважин. То же самое наблюдалось, когда кальциевые буровые растворы оставались за НКТ в качестве пакерных жидкостей. Загущение бурового раствора обычно происходит, когда температура приближается к 275°F. Проблема ещё более усложняется при более высоких температурах и большом содержании твёрдой фазы небольшого удельного веса. Степень загустевания зависит от времени и температуры, а пакерные жидкости могут загустевать при температурах ниже 275°F.

Загущение происходит в результате реакции между ионами гидроксильных групп (каустической содой), кальцием и глинами, содержащимися в буровом растворе. Происходит необратимая реакция, в результате которой образуется амино-силикат кальция или обычный цемент. Эту реакцию обычно называют высокотемпературной цементацией. Степень затвердевания может быть различной — от пластического состояния до образования твёрдой бентообразной массы.

Признаками высокотемпературного загущения раствора могут служить следующие: невозможность спуска бурильного инструмента на забой и чрезмерное давление на выкиде насоса при восстановлении циркуляции. Кроме того, об этом может свидетельствовать навление водного раствора со специфическим запахом на выходе из скважины, понижение Р-бурового раствора и Р-фильтрата при одновременном увеличении фильтрата кальция. Степень загущения раствора зависит от: (1) температуры и времени; (2) типа и объёма твёрдой фазы; (3) щёлочности и содержания извести и (4) предыдущей химической обработки.

В промысловых условиях замедления загустевания раствора можно достичь выполнением следующих операций: (1) ограничением происходящей реакции; (2) проведением пробных испытаний в условиях высоких температур с целью определения наличия тенденции раствора к загущению. Если загущение раствора произошло, последующие пробные испытания помогут определить необходимую химическую обработку с целью устранения этого осложнения.

Обработанные известью буровые растворы кондиционируются в условиях высоких температур путём добавления воды с целью уменьшения содержания твёрдой фазы, Р-фильтрата и Р-бурового раствора. Для дальнейшего замедления загущения вводят разжижитель повышенной концентрации. Известковые буровые растворы с низким уровнем щёлочности и низким содержанием извести являются более термостойкими.

Добавление хромата натрия в известковые буровые растворы с целью хотя и даёт положительный эффект, но не предупреждает загустевания раствора. Обычно его вводят в концентрации от 1 до 20 фунт/барр в течение продолжительного времени.

Гипсовые буровые растворы имеют низкий уровень pH и следовательно не загущаются так быстро как известковые буровые растворы, однако величина статического напряжения сдвига может быть очень большой.

Кроме того, что кальциевые буровые растворы загущаются, при высоких температурах, регулирование водоотдачи таких растворов в условиях высоких температур также затруднено. При температурах, превышающих 275°F большинство регуляторов водоотдачи теряет эффективность. В обработанных кальцием буровых растворах эффективно регулирует водоотдачу при температурах, превышающих 275°F, RESINEX®, предварительно растворенный в пресной воде.

#### Системы, содержащие Сперсен/ХР-20

Кальциевые буровые растворы имеют ограниченную область применения. Они не мо-

гут применяться при температурах, превышающих 275°F. Они также не обеспечивают сохранению устойчивости стенок скважины, даже при низких температурах. С целью преодоления недостатков кальциевых буровых растворов были разработаны буровые растворы, оказывающие поверхностно-активное действие. Такие растворы могут применяться в условиях высоких температур, однако они также имеют свои недостатки - высокая стоимость, сложный химический состав, плохое регулирование водоотдачи и другие.

Разработанные лигносульфонатные растворы (Сперсен/ХР-20) позволяют преодолевать многие недостатки кальциевых и поверхностно-активных систем. Кроме того, они обладают ингибирующими свойствами, простым химическим составом, термостойкостью, хорошо регулируют водоотдачу, устойчивость к воздействию примесей. В настоящее время лигносульфонатные системы относятся к наиболее широко используемым ингибированным буровым растворам по водной основе.

Перед тем, как приступить к подробному обсуждению системы Сперсен/ХР-20, необходимо уяснить следующее: эти системы приобретают ингибирующие свойства только в том случае, если они содержат достаточное количество Сперсена и ХР-20. Минимальная концентрация Сперсена и ХР-20 составляет 12 фунт/барр при соотношении 2:1, т.е. для общей химической концентрации этих веществ необходимо 8 фунт/барр Сперсена и 4 фунт/барр ХР-20.

Многофункциональность химреагентов, Сперсена и ХР-20 позволяет использовать такие системы буровых растворов для бурения до проектной глубины. Концентрацию химреагентов можно изменять в зависимости от конкретных условий бурения. При необходимости обеспечения устойчивого состояния стенок скважины или сохранения устойчивости параметров бурового раствора необходимо просто увеличить концентрацию химреагентов. Буровой раствор, содержащий Сперсен/ХР-20 можно применять при различных значениях плотности и в условиях очень высоких температур. Он успешно применяется при вскрытии глинистых сланцев и при значительном поступлении в раствор примесей.

#### Буровые растворы с небольшой концентрацией Сперсен/ХР-20

При бурении на многих площадях нет необходимости использовать стабилизированные и ингибированные буровые растворы. В таких случаях вначале устроит обычный буровой раствор с небольшой стоимостью. Буровые растворы с небольшим содержанием ХР-20 и/или Сперсена вытеснили различные буровые растворы с низким рН. При бурении на таких растворах проводят ежедневные химические обработки. Характер таких обработок определяют исходя из имеющегося опыта бурения на данных площадях, а также в зависимости от того, какие параметры раствора необходимы. Применение таких растворов с небольшим содержанием Сперсен/ХР-20 обеспечивает устойчивость параметров бурового раствора, однако не обеспечивает ингибирующего действия и сохранение устойчивости стенок скважины. При необходимости обычного разжижения раствора, не содержащего примеси, достаточно от двух до пяти фунтов на баррель химреагентов.

#### Ингибированные буровые растворы, содержащие Сперсен/ХР-20

При необходимости такие слегка обработанные буровые растворы можно превратить в полностью стабилизированные и ингибированные системы. Перед ингибированием добавьте 4-6 фунт/барр M-I GEL<sup>®</sup>, чтобы получить хороший исходный буровой раствор.

Добавление M-I GEL<sup>®</sup> предупреждает возможность ингибирования "грязной воды" и улучшает гранулометрический состав с целью улучшения регулирования водоотдачи.

На заданной глубине равномерно вводите в течение одного-двух циклов циркуляции 4 фунт/барр ХР-20, 8 фунт/барр Сперсена и 2 фунт/барр каустической соды. По сравнению с существующими стандартами это может показаться чрезмерным, однако такая практика позволяет получать наилучшие растворы при минимальной стоимости. Все преимущества таких систем обнаруживаются сразу же. Если по какой-либо причине такая методика может показаться неприемлемой, ингибирование можно проводить, ежедневно вводя большие партии химреагентов, начиная за 2-3 дня до достижения заданной глубины. Поддержание заданных параметров осуществляют исходя из материального баланса.

#### Регулирование свойств буровых растворов, содержащих Сперсен/ХР-20

Посменные обработки бурового раствора должны проводиться с учётом объёма ти-

на породы, диаметра скважины, механической скорости проходки, а также заданных свойств раствора. Как правило, за смену добавляют 5–10 мешков M-IGEL®, что обеспечивает устойчивое состояние стенок скважины и поддержание заданных параметров бурового раствора. Для регулирования водоотдачи в буровой раствор добавляют: RESINEX®, THERMPAC® UL, POLY-PAC® и SP-101®.

Щёлочность фильтрата (P<sub>1</sub>) необходимо поддерживать на уровне 0,3–0,4 см<sup>3</sup> в пресноводной системе добавлением каустической соды. Как правило, уровень pH составляет 9,0–9,5. Высокая щёлочность и pH понижает термостойкость раствора, изменяет реологические свойства и уменьшает устойчивость стенок скважины.

Основными компонентами таких систем буровых растворов являются: каустическая сода, SPERSENE®, XP-20®, RESINEX®, THERMPAC® UL, POLY-PAC®, M-IGEL®, M-IBAR® и вода. В качестве вспомогательных материалов могут использоваться бикарбонат натрия, SAPP, D-D®, и MELANEXT™. Ниже приведены рекомендации, выполнение которых обеспечит оптимальные параметры данной системы буровых растворов.

1. Используйте лишь те реагенты, которые рекомендуется применять с системой SPERSENE®/XP-20® и в указанных соотношениях и количествах.

2. Поддерживайте разность значений вязкости на выкидной линии и в приемной ёмкости насоса на уровне 10 секунд и менее путём повышения концентрации SPERSENE®/XP-20® и/или понижения содержания твёрдой фазы низкой плотности.

3. Если значения вязкости на забое после СПО более чем на 20 секунд превышают значения вязкости на выкидной линии до СПО, то концентрацию SPERSENE® и XP-20® следует увеличить, общее содержание твёрдой фазы уменьшить и добавить M-IGEL® для регулирования водоотдачи в условиях высоких температур и давлений.

4. Оптимальное содержание твёрдой фазы необходимо поддерживать исходя из материального баланса. (Оптимальное содержание твёрдой фазы равно 3,2 х (плотность бурового раствора в фунт/галл – 6,0).

5. Регулярно обрабатывайте раствор, вводя M-IGEL® и SPERSENE®/XP-20® с целью регулирования водоотдачи АНИ в условиях высоких температур и давлений. Если используется оборудование для механической очистки бурового раствора, выходящего из скважины, добавляйте 1–2 мешка M-IGEL® ежедневно во время его работы.

6. Аномально высокие значения жёсткости может затруднить регулирование водоотдачи. Реологические свойства могут быть оптимальными и содержание бентонита на заданном уровне, однако водоотдача может быть недостаточно низкой и постоянной. В таких случаях проверьте уровень фильтрата кальция и если он превышает 200 ч/млн, добавьте в раствор бикарбонат натрия или кальцинированную соду в объёме, не превышающем 100 фунтов за 24 часа.

### Полимерные буровые растворы

В последнее время стали широко применяться ингибированные полимерные буровые растворы. Полимерные буровые растворы обеспечивают ингибирование за счёт обволакивания, загущения жидкой фазы и адсорбции свободной воды. Обволакивание – это такой процесс, при котором полимерная цепь обволакивает глинистую частицу и предотвращает поступление фильтрата внутрь частицы. Полимеры также повышают вязкость жидкой фазы бурового раствора, что замедляет поступление фильтрата внутрь глинистой частицы. Полимер также адсорбирует свободную воду бурового раствора, уменьшая количество воды, проникающее внутрь глинистой частицы.

### Буровые растворы POLY-PLUS®

Буровые растворы POLY-PLUS®, состоящие из длинных цепей полиакриламида/полиакрилата (POLY-PLUS®) применяются для ингибирования глинистых сланцев TACKLE® применяются для регулирования реологических свойств буровых растворов плотностью 12 фунт/галл, XP-20 или K-17 применяются для регулирования реологических свойств утяжеленных буровых растворов. Кроме того, XP-20 и K-17 являются источником калия при необходимости получения дополнительного ингибирующего эффекта за счёт калия. Другими возможными источниками калия могут служить каустическая сода, K-52 и хлорид калия. THERMPAC® UL, POLY-PAC® или SP 101® могут использоваться для регулирования водоотдачи. SPERSENE® и RESINEX® используются в качестве флокулянтов и регуляторов водоотдачи. Полимер XC применяется для повышения удерживающей способности буровых растворов системы POLY-PLUS®. При бурении на шельфе на больших глубинах

нах существует возможность образования гидратов газа внутри водоотделяющей колонны или в превенторах. Для предупреждения этого в систему POLY-PLUS® добавляют хлорид натрия.

### Применение системы POLY-PLUS®

Наиболее экономичный способ применения системы POLY-PLUS® заключается в полной замене исходного бурового раствора вновь приготовленным. Для приготовления системы POLY-PLUS® используются следующие химреагенты:

Неутяжеленная система:

- 5,0–10,0 фунт/барр прегидратированного M-I GEL®
- 0,25 фунт/барр каустической соды или гидроокиси калия
- 1,0–2,5 фунт/барр POLY-PLUS®
- 0,5–2,0 фунт/барр THERMPAC® UL или POLY-PAC®

Утяжеленная система:

- 0,6–5,0 фунт/барр прегидратированный M-I GEL®
- 0,25 фунт/барр каустической соды или гидроокиси калия
- 1,0–2,5 фунт/барр POLY-PLUS®
- 0,2–1,0 фунт/барр XCD
- 2,0–4,0 фунт/барр RESINEX®

Барит, сколько нужно.

При замещении исходного бурового раствора вновь приготовленной системой POLY-PLUS® на виброситах устанавливаются сетки с ячейками малого размера во избежание потери бурового раствора через вибросито. В течение первых одного–двух циклов циркуляции твёрдая фаза будет находиться в слегка флокулированном состоянии. Необходимо перед заканчиванием системы POLY-PLUS® закачать густой буферный раствор, состоящий из M-I GEL®/POLY-PLUS®. Вытеснение раствора производят с максимально возможной подачей насоса. Сразу же замените сетки вибросита на сетки с минимальными ячейками.

Исходный буровой раствор можно также преобразовать в систему POLY-PLUS®, при этом необходимо уменьшить ёмкость метиленового голубого. Для превращения исходного бурового раствора в систему POLY-PLUS® необходимы следующие материалы:

Неутяжеленная система:

Разбавляйте систему до тех пор, пока ёмкость метиленового голубого будет меньше 20 фунт/барр.

- 1,0–2,5 фунт/барр POLY-PLUS®
- 0,2–1,0 фунт/барр TACKLE®

Утяжеленная система:

Разбавляйте до тех пор, пока ёмкость метиленового голубого будет меньше 15 фунт/барр.

- 0,25 фунт/барр XCD
- 1,0–2,5 фунт/барр POLY-PLUS®
- 5,0–8,0 фунт/барр XP-20

### Регулирование свойств системы POLY-PLUS®

С особой тщательностью необходимо регулировать два основных параметра системы POLY-PLUS® – это концентрация полимера и ёмкость метиленового голубого (TBC). TBC неутяжеленных систем необходимо поддерживать на максимальном уровне 25,0 фунт/барр, а утяжеленных систем 20,0 фунт/барр. Концентрацию полимера необходимо проверять с помощью исследования по экстрагированию аммиака. Необходимо поддерживать избыточную концентрацию POLY-PLUS® до одного–двух фунтов на баррель. Шлам на вибросите должен быть твёрдым. Кроме того, буровой раствор должен быть гладким и блестящим. Определите механическую скорость проходки и в соответствии с ней регулируйте степень разбавления и добавления полимера. Системы POLY-PLUS® требуют большого количества воды для разбавления. Концентрация полимера в воде разбавления должна быть на 0,5 фунт/барр выше концентрации полимера в системе.

Уровень pH системы следует поддерживать от 9,0 до 10,0. При pH превышающем 10,0 POLY-PLUS® подвергается гидролизу. Вязкость раствора на выходе из скважины должна быть меньше или равна вязкости раствора в приёмном амбаре бурового насоса. Предел текучести должен превышать или очень близко приближаться к пластической вязкости. Прочность геля должна быть высокой, но хрупкой. Необходимо регулировать 30-минутную прочность геля, чтобы получить хрупкую прочность геля.

## Буровые растворы на основе солёной воды

К таким буровым растворам относятся растворы с концентрацией соли 10000 ч/млн или 1%. Концентрация соли может изменяться от 10000 ч/млн до 315 ч/млн, что соответствует насыщению. Эти растворы называют также растворами на основе морской, с солоноватой и солёной насыщенной воды. Их также называют растворами на основе пресной воды, не делая различий относительно содержания солей. Например, известковый буровой раствор, содержащий 40000 ч/млн соли называется известковым раствором, или гипсовый раствор, может содержать 50000 ч/млн соли и тем не менее называться гипсовым раствором. Однако все эти растворы относятся к растворам на основе солёной воды.

Существует три источника, из которых соль может поступать в буровой раствор:

(1) при рахбуривании соляных массивов или пропластков, (2) минерализованный пластовый фильтр, (3) целевое добавление соли в буровой раствор, (4) соль из воды затворения или обработки. Каждый источник поступления соли рассматривается отдельно.

Во время обычного бурения могут встретиться соляные породы – отдельные пропластки или мощные массивы. Если используются буровые растворы на основе воды, то соль может растворяться, если водная фаза раствора не является насыщенной солью или если разбуживаемые соляные пласты не изолированы тем или иным способом.

Если при бурении наблюдается поступление минерализованного пластового флюида большой концентрации происходит ухудшение параметров буровых растворов на основе пресной воды. Чтобы остановить поступление пластовых флюидов увеличивают плотность бурового раствора. В результате возрастает гидростатическое давление раствора и прекращается приток пластового флюида. После этого буровой раствор следует обработать химреагентами с целью восстановления первоначальных свойств.

Иногда соль специально вводится в буровой раствор. Это делается в следующих случаях:

- (1) соль добавляется с целью получения насыщенного соляного раствора перед вскрытием соляных отложений;
- (2) соль добавляется чтобы усилить ингибирующие свойства раствора;
- (3) соль добавляют во избежание образования газовых гидратов;
- (4) соль добавляют с целью понижения удельного сопротивления при проведении каротажа.

Для этих целей применяют хлорид натрия, который является довольно экономичным и удобным материалом.

Соль также может поступать в буровой раствор с водой затворения или водой для обработки. На некоторых площадях вода для затворения и обработки, которую берут из пробуренной здесь же колодезь, является солёной. Однако ввиду удобства и экономических соображений эту воду продолжают использовать. На некоторых площадях или на шельфе пресная вода является дефицитом, её приходится завозить издалека, а это и неудобно и неэкономично. Кроме того, некоторые породы разбуиваются с применением солёной воды – например, морской воды. Пластовая вода, морская или солоноватая содержит различное количество соли и ионов других металлов, например, кальция и магния. Например, морская вода содержит приблизительно 35000 ч/млн хлорида натрия наряду с другими растворимыми ионами (см. главу 3, в которой анализируется состав морской воды). Солоноватая и пластовая вода содержит многие из этих же ионов, но в различной концентрации. Эти растворимые в воде ионы оказывают значительное влияние на свойства бурового раствора и состояние ствола скважины.

### Влияние соли (хлорида натрия)

Хлорид натрия оказывает значительное воздействие на свойства буровых растворов как физические, так и химические. Наиболее важные из них – вязкость, прочность геля, водоотдача и pH.

Содержание в растворе соли значительно изменяет поведение глин. На рис. 12 показано поведение глин в воде с различной концентрацией соли. На рис. также показано поведение прегидратированных глин при введении в раствор соли. При введении сухой глины в воду с различной концентрацией соли, то гидратация (или её способность повышать вязкость) уменьшается. Это значит, что для повышения вязкости соляных систем потребуется большое количество пресноводных глин. В таких случаях буровые растворы на основе солёной воды приобретают ингибирующие свойства.

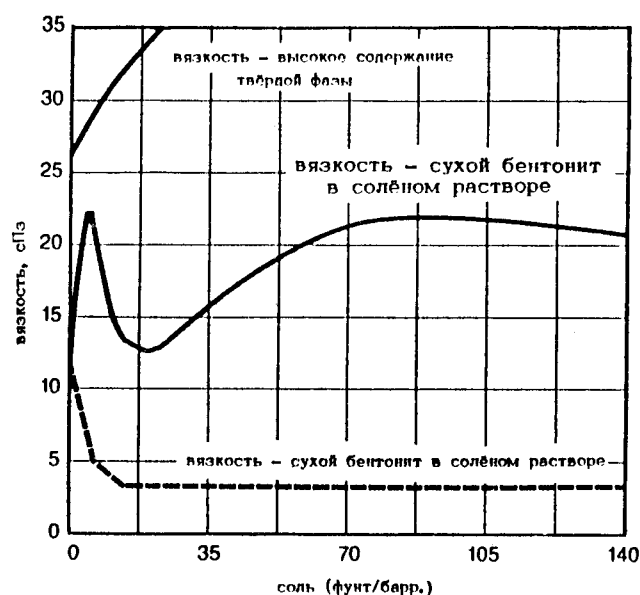


Рис.12. Влияние хлорида натрия на бентонитовые растворы

При введении различного количества соли в прегидратированный глинистый раствор происходят совершенно различные реакции, как показано на рис.12. С увеличением концентрации соли вязкость сначала возрастает, затем понижается. Уменьшение сил отталкивания между слоями, силы притяжения по краям частиц и значительные отрицательные отталкивающие заряды ионного окружения вызывают флокуляцию глин с образованием комков. Такой флокулированный раствор гораздо труднее сдвинуть, чем отдельные слои глин в результате повышения вязкости и прочности геля. Больше не существует отдельных слоёв и частиц, способных перекрыть отверстия в глинистой корке, что приводит к увеличению водоотдачи. Если в результате флокуляции происходит перегруппировка слоев с образованием скоплений с нормально расположенными слоями, то вязкость и прочность геля понизятся, а водоотдача повысится. Такая перегруппировка происходит очень редко. Более вероятно, что происходит лишь некоторая перегруппировка слоев при параллельном их расположении, а остальные слои и частицы соединяются под произвольными углами.

Очень редко в солёной воде содержится только хлорид натрия, чаще наряду с солью содержится смесь других растворимых ионов. Кальций, магний, калий, карбонаты, сульфаты и т.д. все эти вещества влияют на ионную атмосферу бурового раствора. На рис. 13 показано влияние морской воды на гидратацию глин и реологические свойства раствора. Ни одна из пресноводных глин не гидратируется сколько-нибудь значительно в морской воде, о чём свидетельствует низкая пластическая вязкость. Однако, предел текучести имеет чрезвычайно высокие значения. Очевидно, что вязкость обусловлена силами притяжения или флокуляцией, а не гидратацией. Это одна из причин проведения более интенсивной химической обработки буровых растворов на основе солёной воды в сравнении с растворами на основе пресной воды.

Кроме этого высокая концентрация соли оказывает следующие воздействия:

- 1) Понижение pH; при увеличении содержания соли водород, связанный с частицами глины, замещается натрием. Это приводит к понижению pH.
- 2) Увеличение фильтрата кальция, натрий может замещать кальций, соединенный с частицами глины, тем самым увеличивая содержание кальция в фильтрате.
- 3) Понижение растворимости химреагентов. Химреагенты для обработки буровых растворов становятся менее растворимыми с увеличением концентрации соли, что понижает их эффективность.
- 4) Замедление эмульгирования. Эффективность многих эмульгаторов понижается при высоких концентрациях соли.
- 5) Понижение эффективности регуляторов водоотдачи.
- 6) Более высокое коррозионное воздействие солёной воды по сравнению с пресной
- 7) Влияние на интерпретацию каротажных диаграмм.
- 8) Влияние на плотность бурового раствора.
- 9) Влияние на пенообразование буровых растворов на основе солёной воды.

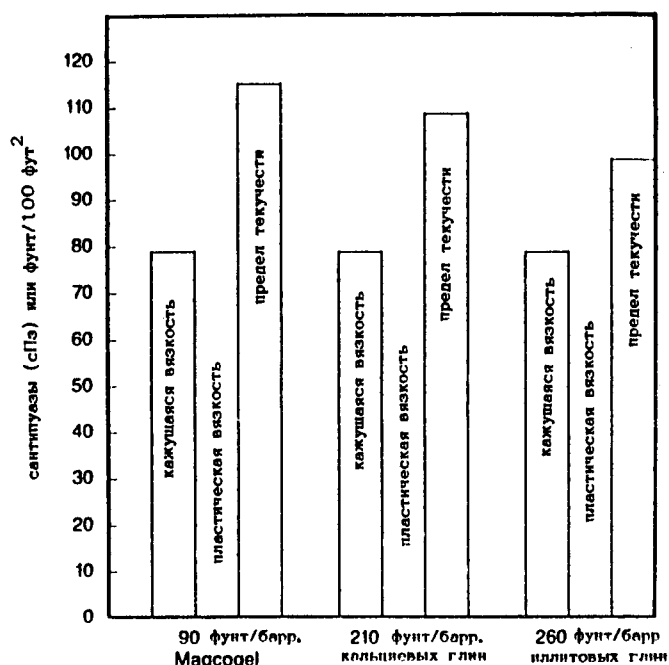


Рис.13. Влияние добавления сухой глины в морскую воду на кажущуюся вязкость, пластическую вязкость и предел текучести

#### Буровые растворы на основе морской воды

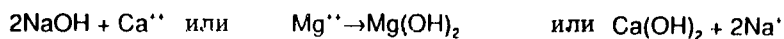
Морскую воду часто используют в качестве воды затворения и для обработки буровых растворов по экономическим соображениям и из-за удобства на многих площадях. Существует множество типов буровых растворов на основе морской воды — полимерные буровые растворы, растворы с добавлением каустической соды и лигнита, известковые буровые растворы, гипсовые буровые растворы. Эти растворы очень широко применяются т.к. обладают целым рядом преимуществ. Очень часто применяются лигносульфонатные буровые растворы.

#### Лигносульфонатные буровые растворы на основе морской воды

Применение лигносульфонатных буровых растворов на основе морской воды позволяет избежать целый ряд проблем, связанных с обработкой растворов, содержащих соли в качестве примесей. Несмотря на то, что называются эти растворы растворами на основе морской воды, это ни в коей мере не ограничивает применение морской воды в качестве воды затворения и обработки растворов. Лигносульфонатные системы применяются в любом растворе на основе солёной воды, независимо от концентрации соли.

Они также применяются после разбуривания соляных отложений или же в тех случаях, когда происходит поступление в скважину минерализованных флюидов при бурении на пресноводных буровых растворах.

Большинство осложнений, возникающих при бурении на буровых растворах на основе пресной воды, связаны с повышенной концентрацией в них растворённых магния или кальция. Содержание этих ионов можно регулировать или же удалять их за счёт образования нерастворимых осадков. Это достигается применением извести или каустической соды, в результате чего образуется гидроксид магния или кальция. Добавление каустической соды. Например, подавляет растворимость кальция или магния в соответствии с приведенной ниже реакцией:



каустик + кальций или магний → гидроксид магния или кальция + натрий.

Кальцинированная сода или бикарбонат натрия не оказывают существенного влияния на понижение общей жёсткости морской воды. Жёсткость морской воды, как правило, вызывается содержанием в ней магния. Карбонат магния является сравнительно растворимым. Однако, кальций удаляется в виде нерастворимого карбоната кальция. Именно по



этой причине предпочтение отдаётся щелочам, а не кальцинированной соде или бикарбонату натрия.

### Приготовление и конденсирование

При бурении верхнего интервала скважины вязкость обеспечивается природными, разбураемыми глинами, либо добавлением коммерческих глин. Обработку раствора проводят традиционными способами, добавляя небольшое количество SPERSENE®, XP-20®, каустической соды и прегидратированного M-IGEL®.

С увеличением глубины бурения в буровой раствор добавляют 3 №3- фунт/барр щёлочи, (2 фунт/барр каустика и 1 1/2 фунт/барр извести), SPERSENE® и XP-20® в соотношении 2:1 в течение одного или двух циклов циркуляции с последующим введением 2-4 фунт/барр M-IGEL® с целью поддержания на определенном уровне вязкости и стабилизации водоотдачи. В случае применения нефти можно добавлять SALINEX® с целью обеспечения эмульгирования нефти. Большинство эмульгаторов теряют свою эффективность при высокой концентрации соли, и SALINEX специально предназначен для применения в солёных буровых растворах. Он очень эффективно стабилизирует реологические свойства и понижает водоотдачу АНИ и водоотдачу в условиях высоких температур и давлений. Кроме того SALINEX значительно уменьшает измельчение и дисперсию шлама, предупреждая чрезмерное повышение содержания твёрдой фазы в буровом растворе и сокращая объёмы применяемого барита.

Степень необходимой химической обработки определяется общим объёмом бурового раствора, типом разбураемых пород, механической скоростью проходки, а также необходимыми значениями параметров раствора. Необходимо, независимо от типа бурового раствора, поддерживать необходимый уровень содержания твёрдой фазы в соответствии с заданной плотностью раствора.

На рис.14 показан оптимальный уровень содержания твёрдой фазы в буровых растворах на основе морской воды. Добавление воды должно производиться в соответствии с механической скоростью проходки: воду следует добавлять перед поступлением раствора на вибросито после его выхода с вибросита, а не непосредственно в вибросито.

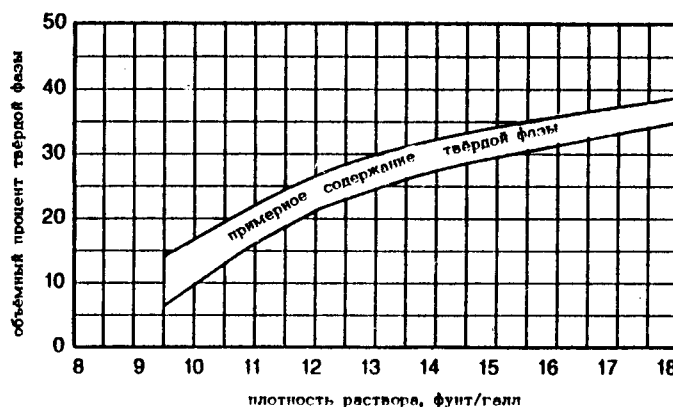


Рис.14. Примерное содержание твёрдой фазы в буровых растворах на основе морской воды (в объёмных процентах)

Очень важно поддерживать значение  $P_1$  на уровне 1,3-1,5 см<sup>3</sup>, а  $P_2$  — от 3,0 до 3,3 см<sup>3</sup> добавлением щёлочи. Иногда при бурении очень вязких пород или глин гудро эти значения должны быть несколько выше. В процессе всего бурения соотношение SPERSENE®/XP-20® поддерживается на уровне 2:1, т.е. на каждые 2 мешка SPERSENE® требуется один мешок XP-20®.

Для регулирования  $P_1$  и pH добавляют каустическую соду, а известь используют для осаждения магния.

Регулирование водоотдачи производят систематически добавляя бентонит. Обычно требуется 6-10 мешков M-IGEL® за сутки. Твёрдая фаза, образующаяся за счёт разбураемых пород обычно не обеспечивает заданных свойств. Для регулирования водоотдачи в раствор добавляют RESINEX®, THERMPAC® UL и POLY-PAC®.

## Буровые растворы на основе насыщенных рассолов

Буровые растворы на основе насыщенных рассолов чаще всего применяются в качестве жидкостей для ремонта скважин или же при бурении соляных отложений. Если соляные породы находятся сравнительно недалеко от устья, соленасыщенный буровой раствор можно приготовить в наземных системах и использовать в качестве раствора для забуливания скважины. Если же соляные породы залегают на относительно больших глубинах предпочтительно использовать буровой раствор на основе пресной воды до глубины залегания соляных пород и лишь затем переходить на соленасыщенный буровой раствор.

Если соленасыщенный буровой раствор приготавливается на поверхности, его готовят из промышленного насыщенного рассола или же добавляют соль в воду затворения или в буровой раствор. В пресную воду необходимо добавить около 125 фунт/барр соли до насыщения, а после насыщения в рассоле будет содержаться приблизительно 315000 мг/л соли и плотность его будет равняться около 10 фунт/галл. Если в качестве воды затворения используется морская вода, то соли потребуется несколько меньше.

Иногда насыщение солью бурового раствора на основе пресной воды производят за счёт разбуливаемых соляных отложений. Это позволяет экономить промышленную соль, однако может привести к значительному увеличению диаметра скважины, а следовательно — но потребует большего количества цемента при цементировании обсадных колонн, кроме того это может вызвать поломку бурильных труб из-за вибрации в скважине большего диаметра. Кроме того, при проведении ловильных работ очень трудно определить верхнюю часть упущенного в скважину предмета.

Пресноводные глины, такие, как M-I GEL®, не пригодны для повышения вязкости растворов при высоких концентрациях соли. Для этой цели используется SALT GEL®.

SALT GEL® позволяет повышать вязкость в солёной воде, однако не обеспечивает надлежащего регулирования водоотдачи. Для регулирования водоотдачи необходимо использовать органические регуляторы водоотдачи.

Для приготовления бурового раствора вязкостью 15–25 сПз, и условной вязкостью 35–45 сек/кварту потребуется приблизительно 20–25 фунт/барр SALT GEL®. Необходимо тщательное перемешивание SALT GEL® для обеспечения необходимой вязкости. Вместе с SALT GEL® в раствор можно добавлять пресноводные глины с целью улучшения регулирования водоотдачи и понижения вспенивания раствора.

Буровые растворы на основе насыщенных рассолов можно приготовить из пресноводных глин путём введения соли в систему бурового раствора. При добавлении соли может произойти значительное загущение бурового раствора, и могут потребоваться большие объёмы воды для того, чтобы восстановить прокачиваемость бурового раствора. Твёрдая фаза пресноводных буровых растворов обеспечивает необходимую вязкость и плотность бурового раствора, следовательно экономится максимальное количество пресноводных буровых растворов. Как правило: (1) около 1/3–1/2 объёма пресноводных буровых растворов выбрасывается; (2) добавляют соль в пресноводные буровые растворы для достижения степени насыщения; (3) одновременно добавляют воду для обеспечения прокачиваемости бурового раствора.

Осаждение и дегидратация частиц глины часто приводит к уменьшению вязкости после добавления соли, что требует добавления SALT GEL® для восстановления заданного уровня вязкости. Для регулирования водоотдачи в раствор вводят регуляторы водоотдачи.

## Регулирование свойств буровых растворов на основе насыщенных рассолов

Увеличение объёма бурового раствора в процессе бурения осложнено в том случае, если необходимо предотвращать растворение содержащейся в породе соли и если солёную воду нельзя смешивать с амбаре для бурового раствора, не связанном с циркуляционной системой. Существует несколько способов: один из них заключается в использовании бочки с солью, объёмом 55 галлон, верхняя часть которой открыта, а к нижней части приварена 1 1/2 или 2 дюймовая труба длиной около 3 футов, идущая вертикально вверх, так что верхний конец трубы находится несколько ниже верхней части бочки. К нижней части бочки также приварена труба, по которой подаётся вода. Бочку подвешивают над

амбаром с буровым раствором. Бочка заполняется солью, а по трубопроводу в бочку медленно подаётся вода. Вода будет насыщаться солью по мере того, как она будет подниматься в бочке и выходить через трубу. При необходимости увеличение объёма в раствор следует добавить дополнительное количество SALT GEL® с целью регулирования вязкости.

Другой способ увеличения объёма бурового раствора или уменьшения вязкости при разбурировании соленосных пород заключается в том, что в выходящий из скважины раствор тонкой струёй добавляют воду. Вода будет насыщаться солью путем растворения содержащейся в буровом шламe соли. Если один способ заключается в том, что воду прокачивают через буровой шлам, содержащий соль, под виброситом и затем в амбар с буровым раствором. Иногда оператор направляет выходящий из скважины раствор со шламом, минуя вибросита в амбары с целью накопления соли. После этого воду медленно подают в амбары, а осажженный шлам перемешивают гидросмесителями с целью его растворения. Такой метод приемлем в тех случаях, когда в амбар не поступают глинистые сланцы или скальная порода, которые могут попасть в циркуляционную систему. В циркулирующий раствор необходимо добавлять избыточное количество соли с целью понижения растворимости соли при повышенных температурах. Для обеспечения бурения скважины номинального диаметра достаточно ввести в буровой раствор 4-6 фунт/барр дополнительного количества соли.

Лучше всего иметь отдельный амбар с насыщенной солью водой для разбавления. Таким способом можно точно определить количество добавляемой в раствор воды, что облегчает дозировку вводимых химреагентов.

Буровые растворы на основе насыщенной солёной воды обладают сильными ингибирующими свойствами, поэтому разбуриваемые глинистые сланцы не диспергируются очень быстро и не увеличивают вязкость раствора. Хорошие результаты получаются при поддержании значений Р-фильтрата на уровне 21 см<sup>3</sup> или больше. Преимущества, связанные с регулированием щёлочности, заключаются в следующем: (1) понижение коррозии; (2) подавление или удаление свободного кальция, что облегчает регулирование водоотдачи; (3) повышение устойчивости свойств бурового раствора и (4) понижение вспенивания бурового раствора.

При возникновении аномально-высоких значений вязкости и/или прочности геля необходимо добавить в раствор насыщенную солью воду. Несмотря на то, что органические разжижители теряют свою эффективность в насыщенной солью воде, добавление SALT GEL® облегчит разжижение раствора. Органические разжижители необходимо предварительно растворить в пресной воде перед добавлением в буровой раствор. Необходимо, чтобы добавляемое в раствор количество соли было достаточным для насыщения воды, растворяющей разжижитель.

При определении объёмных процентов твёрдой фазы в соленасыщенных буровых растворах необходимо учитывать объём соли. Это можно сделать, используя следующее уравнение:

$$\text{Содержание твёрдой фазы (фактическое)} = 100 - (1.13 V_w + V_o)$$

где  $V_w$  = объём воды, содержащейся в неподвижном буровом растворе, см<sup>3</sup>;  
 $V_o$  = объём нефти, содержащейся в неподвижном буровом растворе, см<sup>3</sup>.

Поступление в раствор на основе соленасыщенной воды незначительных объёмов соленой воды, соли, гипса и ангидрита не оказывают значительного влияния на его свойства. Большое количество магния и/или кальция может ухудшить регулирование водоотдачи. Введение дополнительных объёмов крахмала с целью понижения водоотдачи может оказаться бесполезным, если предварительно не удалять из раствора примеси. Введение бикарбоната натрия, кальцинированной соды, каустика или извести облегчает регулирование содержания в растворе кальция. Повышение уровня pH добавлением каустика или извести позволит регулировать содержание магния.

Регулирование водоотдачи производят введением в раствор MY-LO-JEL®, SP-101®, THERMPAC® UL или POLY-PAC®. Если для регулирования водоотдачи применяют MY-LO-JEL®, концентрацию соли необходимо поддерживать на уровне, превышающем 260000 ч/млн или же pH выше 11,5 во избежание ферментации раствора. В других случаях для предупреждения ферментации применяют BACBAN® III, его обычно добавляют в количестве 1 Jug/400 барр. SP-101® не следует применять в буровом растворе, содержащем более 200 ч/млн растворимого кальция.

Вспенивание буровых растворов на основе соленасыщенной воды — довольно распространенное явление. Для понижения степени вспенивания таких растворов часто достаточно увеличить Р-фильтрацию. Если же вспенивание не уменьшается, применяют пеногасители — например, DEFOAM-X® (1–2 галл/100 барр. бурового раствора). Если после первоначального введения пеногасителя вспенивание не уменьшилось, необходимо дополнительно ввести ещё одну порцию пеногасителя.

### Калиевые системы буровых растворов

Из всех химических элементов калий является наиболее эффективным ингибитором гидратации сланцев и глин. Ингибирующее воздействие калия обусловлено заменой ионов натрия и/или кальция ионами калия в глинистых частицах и фиксацией ионов калия на кристаллической решетке разбухающих глин.

Катионообмен происходит в том случае, когда калий замещает ионы натрия или кальция в глинистых частицах. Разбухающие глины обладают селективным действием и поглощают ионы калия более активно, чем ионы натрия. Это значит, что катионообмен происходит при условии, если соотношение содержащихся в буровом растворе калия и натрия превышает 1:3. Низкая энергия гидратации ионов калия увеличивает ингибирование гидратации глины.

Фиксация ионов калия происходит в глинистых частицах с превышающим среднюю величину отрицательным зарядом вследствие замещения кремния алюминием в кристаллической решетке глинистых частиц. Это характерно для некоторых глин, содержащихся в породах третичной системы, а также в породах более позднего периода в прибрежных и шельфовых областях. Фиксация ионов происходит потому, что диаметр иона калия, равный  $2,66 \text{ \AA}$ , сильно приближается, но несколько меньше свободного пространства в кристаллической решетке глинистой частицы, равного  $2,8 \text{ \AA}$ ; что создает идеальные условия для сжатия кристаллической решетки. Низкая энергия гидратации ионов калия также способствует межслойной дегидратации, в результате чего образуется плотная и прочная структура. Такая структура оказывает сопротивление гидратации и катионному обмену. При фиксации ионов в многослойных пространствах глинистых пластинок уже нет воды и глинистая пластинка становится очень устойчивой. Фиксация ионов оказывает влияние лишь на некоторую часть глин, содержащихся в глинистых сланцах.

### Системы буровых растворов на основе хлоридов калия

Такие системы стабилизируют водочувствительные глинистые сланцы за счёт ингибирующего воздействия ионов калия, понижающего гидратацию сланцев предупреждает размыв стенок скважины, налипание породы на долото и стабилизаторы, обвал стенок скважины и уменьшение проницаемости продуктивной зоны.

Реологические свойства и скорость фильтрации таких систем регулируются полимерными материалами, т.к. обычные материалы, применяемые в обычных буровых растворах, являются неэкономичными. Температурный диапазон этих материалов составляет  $300^{\circ}$ , а большинство систем KCl теряют устойчивость при температурах, превышающих  $300^{\circ}\text{F}$ .

Системы KCl очень чувствительны к воздействию твёрдой фазы и примесей кальция. Стоимость систем KCl обычно выше стоимости других систем буровых растворов на основе пресной воды.

Ниже дано краткое описание продуктов, применяемых в системах KCl, и их функций.

Соль хлорида калия (KCl) является основным источником калия в системах KCl. Ввиду того, что одни глинистые сланцы являются более водочувствительными, чем другие, концентрация KCl, необходимая для ингибирования этих сланцев, изменяется. В процессе бурения ингибирование бурового шлама должно производиться непрерывно. Если в системе содержится недостаточное количество KCl, буровой шлам будет мягким и кашеобразным. При нормальной концентрации KCl шлам сохраняет целостность. Глинистые сланцы более ранних периодов формирования, как правило, требуют 10–15 фунт/барр KCl (3,5–5,0%) в то время, как более поздние сланцы могут потребовать 30–50 фунт/барр (8,5–15%) для их ингибирования. Оптимальная эффективность и экономичность обеспечиваются при предварительном приготовлении KCl и других продуктов перед введением их в буровой раствор. Некоторые продукты вызывают флокуляцию буровых рас-

воров, если их вводить непосредственно в циркуляционную систему. Способы определения концентрации ионов калия ( $K^+$ ) и хлорида калия ( $KCl$ ) приведены на страницах 2-23, 2-24 и 2-25.

### Кальцинированная сода

Кальцинированная сода – это карбонат натрия, которая применяется для регулирования содержания кальция на уровне 300 мг/л или менее. Концентрация вводимой в раствор кальцинированной соды находится в диапазоне 0–0,5 фунт/барр.

**KOH** – едкое кали – применяется для регулирования pH систем  $KCl$  на уровне 9,5–10,5. **KOH** также является источником ионов калия ( $K^+$ ), обеспечивающим ингибирование глинистых сланцев. Можно также использовать каустическую соду. Чтобы повысить уровень pH, концентрация **KOH** должна быть на 40% выше концентрации **NaOH**.

**M-I Gel** используется для образования глинистой корки на стенках скважины. Вводимый в систему  $KCl$  **M-I GEL** должен быть предварительно гидратирован. Значения **TBT** должны находиться в диапазоне 10–20 фунт/барр.

**POLY-PLUS** – это высокомолекулярный анионный жидкий полимер, предназначенный для регулирования вязкости и повышения устойчивости глинистых сланцев к воздействию на них пресной воды, морской воды и калиевых систем. Концентрация **POLY-PLUS** обычно находится в диапазоне от 0,25 до 0,75 фунтов на баррель в зависимости от необходимой вязкости и/или использования в качестве стабилизатора глинистых сланцев также очень эффективно используется для периодической очистки ствола скважины. Экономическая эффективность **POLY-PLUS** понижается в системах, содержащих кальций в концентрациях, превышающих 300 мг/л.

Полимер **XCD** – это биополимер ксантановых смол, применяющийся для регулирования вязкости при небольших скоростях сдвига и обеспечения удерживающей способности бурового раствора системы  $KCl$ . Обычно полимер **XCD** используется в концентрациях 0,3–1,5 фунт/барр.

**POLYPAC** – это высококачественная водорастворимая полианионная целлюлоза, применяющаяся для регулирования водоотдачи и повышения вязкости буровых растворов на водной основе. Особенно эффективен в системах  $KCl$ .

**THERMPAC U.L.** – полианионное комплексное соединение, предназначенное для регулирования водоотдачи буровых растворов на основе воды при минимальном повышении вязкости. Это соединение эффективно в системах  $KCl$ , если концентрация  $KCl$  не превышает 3%–4% (10,5–14,0 фунт/барр). Необходимые концентрации **THERMPAC U.L.** обычно находятся в диапазоне 0,25–1,0 фунт/барр, в зависимости от необходимого уровня водоотдачи.

### Система K-MAG

Система **K-MAG** предназначена для ингибирования пород, повышения устойчивости стенок скважины и повышения нефтеотдачи за счёт ингибирования калием. Концентрация ионов калия ( $K^+$ ) обычно поддерживается на уровне 2000–10000 мг/л. Источниками калия являются **K-17**, **XP-20**, **K-52** и **KOH**. Система как правило не содержит натрия ни в какой форме (натрий может привести к гидратации водочувствительных глинистых сланцев). **K-MAG** система представляет собой экологически безвредную систему на основе пресной воды. Типичная летальная концентрация через 96 часов  $LC_{50}$  системы, содержащей 4000–5000 мг/л калия, равна  $350000 \pm$  ч/млн.

Система обладает следующими преимуществами: (1) недиспергированный шлам, что облегчит его удаление; (2) сохранение номинального диаметра ствола скважины при минимальном размыве и более экономичном и эффективном цементировании; (3) предотвращение обвалов стенок скважины в результате повышения устойчивости стенок скважины; (4) повышение нефтеотдачи пластов.

Система предназначена для использования в буровых растворах на основе пресной и солёной воды при pH от 9,5 до 10,5. Более высокие значения pH нежелательны, т.к. в этом случае происходит гидратация и дисперсия водочувствительных глинистых сланцев. Система чувствительна к содержанию твёрдой фазы и химических примесей. Поэтому, содержание твёрдой фазы должно поддерживаться на минимальном уровне, а значения **MBT** должны быть равны или меньше 25.

Ниже дано краткое описание продуктов, обычно применяющихся в K-MAG системах, а также их функции.

**K-17** – прореагированный лигнит гидроокиси калия, применяющийся в обработанных калием системах, K-17 применяется в качестве дефлокулянта, регулятора водоотдачи, а также в качестве источника ионов калия ( $K^+$ ) для ингибирования глинистых сланцев. K-17 имеет pH, равный 10,5 и растворим в пресной воде на 90–95%. K-17 менее экономичен в морской воде. Добавление 1,0 фунт/барр K-17 обеспечивает 340 мг/л  $K^+$ .

**XP-20** – это модифицированный лигнит, применяющийся для дополнительного регулирования реологических свойств и водоотдачи в условиях высоких температур. XP-20 может применяться вместе с K-17 в различных соотношениях или вместо K-17.

**КОН** – едкое кали (гидроокись калия) применяется для повышения уровня pH в обработанных калием буровых растворах. КОН также является источником ионов калия ( $K^+$ ) для ингибирования глинистых сланцев. Для повышения pH требуется КОН концентрацией на 40% превышающей концентрацию каустической соды (NaOH).

**K-52** – это ацетат калия, применяющийся вместо KCl в качестве источника калия в обработанных калием системах буровых растворов. K-52 содержит 40% весовых калия и полностью растворяется в пресной и морской воде. K-52 обычно применяется в качестве дополнительного источника калия, поставляемого КОН и K-17 в том, случае, когда требуется более высокая концентрация ионов калия ( $K^+$ ). K-52 отличный дополнительный источник калия, т.к. не влияет на pH и хлориды бурового раствора.

**SHALE-CHEK** – запатентованная смесь специальных полимеров и ПАВ в модифицированном носителе лигнита, применявшаяся в качестве ингибитора глинистых сланцев в K-MAG системах. SHALE-CHEK обеспечивает ингибирование глинистых сланцев за счёт максимального уменьшения взаимодействия жидкостей между жидкой фазой бурового раствора и водочувствительными сланцами. Содержащие SHALE-CHEK буровые растворы на водной основе эффективно предупреждают расширение диаметра скважины и связанные с этим осложнения.

SHALE-CHEK также понижает водоотдачу АНИ и водоотдачу в условиях высоких температур и давлений, а также улучшает качество глинистой корки. SHALE-CHEK следует применять в концентрации от 5 до 8 фунт/барр и предпочтительно предварительно растворив его перед добавлением в буровой раствор. Биологический анализ содержащегося в растворе № 7 SHALE-CHEK в количестве 5 фунт/барр показал, что  $LC_{50}$  через 96 часов составляет 370007 ч/млн. После введения SHALE-CHEK в буровой раствор на его поверхности не образуется радужная плёнка.

**THERMPAC U.L.** – это полианионное комплексное соединение, регулирующее водоотдачу буровых растворов на водной основе при минимальном повышении вязкости. Это соединение очень эффективно с K-MAG системами. Обычные концентрации THERMPAC U.L. составляют 0,25–1,0 фунт/барр, в зависимости от необходимой величины водоотдачи.

**POLYPAC** – это высококачественная, водорастворимая полианионная целлюлоза, применяющаяся для регулирования водоотдачи и повышения вязкости буровых растворов на водной основе, особенно эффективен в K-MAG системах буровых растворов.

**RESINEX** – обеспечивает дополнительное регулирование водоотдачи и стабилизацию реологических свойств при повышенных температурах. Введение RESINEX в K-MAG системы в концентрации 3,0–6,0 фунт/барр эффективно понижает водоотдачу в условиях высоких температур, и давлений.

**POLY-PLUS** – высокомолекулярный жидкий анионный полимер, предназначенный для регулирования вязкости и повышения устойчивости глинистых сланцев при бурении на буровых растворах на основе пресной, морской воды, а также обработанных калием растворах. POLY-PLUS обычно используется в концентрациях от 0,25 до 1,5 фунт/барр, в зависимости от необходимой величины водоотдачи и/или использования в качестве стабилизатора глинистых сланцев. Очень эффективен при периодических очистках ствола скважины. Его экономическая эффективность понижается в системах, уровень жёсткости которых превышает 300 мг/л.

**TACKLE** – жидкий полимер-дефлокулятор буровых растворов на водной основе. Особенно эффективен в K-MAG системах. Обычно применяется в концентрациях 0,1–1,0 фунт/барр.

# Хлорид калия

Уд.вес раствора	Плотность (фунт/галл)	Весовой %	KCl ч/млн	K <sup>+</sup> ч/млн	Cl ч/млн	KCl мг/л	KCl фунт/бар
1.0046	8.38	1	10,000	5,241	4,759	10,046	3.5
1.0110	8.43	2	20,000	10,482	9,518	20,220	7.0
1.0174	8.46	3	30,000	15,723	14,277	30,522	10.5
1.0239	8.54	4	40,000	20,964	19,036	40,956	14.0
1.0304	8.59	5	50,000	26,205	23,795	51,520	17.5
1.0369	8.65	6	60,000	31,446	28,554	62,214	21.0
1.0434	8.70	7	70,000	36,687	33,313	73,038	24.5
1.0500	8.76	8	80,000	41,298	38,072	84,000	28.0
1.0566	8.81	9	90,000	47,169	42,831	85,094	31.5
1.0633	8.87	10	100,000	52,410	47,590	106,330	35.0
1.0701	8.92	11	110,000	57,651	52,349	117,711	38.5
1.0768	8.98	12	120,000	62,892	57,108	129,216	42.0
1.0837	9.04	13	130,000	68,133	61,867	140,881	45.5
1.0905	9.09	14	140,000	73,374	66,626	152,670	49.0
1.0974	9.15	15	150,000	78,615	71,385	164,610	52.5
1.1043	9.21	16	160,000	83,856	76,144	176,688	56.0
1.1114	9.27	17	170,000	89,097	80,903	188,938	59.5
1.1185	9.33	18	180,000	94,338	85,662	201,330	63.0
1.1257	9.39	19	190,000	99,579	90,421	213,883	66.5
1.1328	9.45	20	200,000	104,820	95,180	226,560	70.0
1.1401	9.51	21	210,000	110,061	99,939	239,421	73.5
1.1474	9.57	22	220,000	115,302	104,698	252,428	77.0
1.1549	9.63	23	230,000	120,543	109,457	265,627	80.5
1.1623	9.69	24	240,000	125,784	114,216	287,952	84.0

Атомный вес KCl = 74.600

Атомный вес K<sup>+</sup> = 39.102

Атомный вес Cl = 35.453

мг/л KCl = ч/млн x уд.вес раствора  
 = 10,000 x 1.0046  
 = 10,046

фунт/барр KCl = % x ч/млн  
 = .01 x 350  
 = 3.5

## ГЛАВА 9.

### ХИМИЧЕСКИЕ ПРИМЕСИ

Примесь определяется как любой тип материала (твёрдого, жидкого или газообразного), оказывающего отрицательное воздействие на физические или химические характеристики бурового раствора. Но то, что является примесью для едкого типа раствора, необязательно будет для других.

Общей примесью для всех буровых растворов является твёрдая фаза с низким удельным весом. Твёрдые частицы могут попадать в систему во время бурения или могут явиться результатом чрезмерной обработки промышленными глинами, что чаще всего происходит при попытке довести до максимума содержание бентонита в растворе в условиях несоответствующей технологии контроля за содержанием твёрдых частиц или состояния ствола.

С экономической точки зрения разбуриваемая твёрдая фаза и связанные с ней проблемы в большей степени удорожают стоимость раствора, чем все другие виды примесей. Основная задача данной дискуссии – исследовать общие химические примеси.

1. Ангидрит ( $\text{CaSO}_4$ ) и гипс ( $\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$ )
2. Цемент (сложный силикат  $\text{Ca}(\text{OH})_2$ )
3. Соль (каменные соли, добавляемая вода, морская вода, хлористый магний, кальций и натрий, связанная вода).
4. Кислые газы (двуокись углерода и хлористый водород).

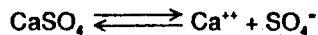
За исключением кислых газов эти примеси непосредственно связаны с реакциями ионного обмена с глинами. Реакция ионного обмена происходит при контактировании натриевого бентонита с химической средой с высоким содержанием ионов других металлов. В результате происходит химическое превращение бентонита в менее текучую глину. А это в свою очередь влияет на адсорбированную воду, форму и размер частиц и, в конечном счёте, на реологию и контроль за водоотдачей.

Серьёзность такого положения послужила причиной разработки циркуляционной системы, допускающей использование этих примесей.

#### Ангидрит или гипсовые примеси

В мире существует немного мест, где не разбуривался бы ангидрит или гипс. По химическому составу они почти идентичны. Гипс в соединении с водой более растворим, чем ангидрит. Роль этой примеси в основном зависит от объёма разбуренной породы. Загрязнение можно снизить при осаждении ионов кальция или преобразований в систему с кальциевым основанием. Известковая и кальциевая с гипсовым основанием системы могут выдерживать загрязнение ангидритом или гипсом.

Начальное влияние этого типа примеси на циркуляционную систему бентонитового типа выражается в высокой вязкости, в высоком статическом напряжении сдвига и повышенной водоотдаче. Предел влияния этих свойств является функцией концентрации химических стабилизаторов в буровом растворе



Растворимость  $\text{CaSO}_4$  регулируется pH, минерализацией и температурой. Повышение pH и температуры снижает растворимость гипса, а увеличение хлорида в глинистом растворе увеличивает растворимость гипса. Приведенная реакция обратима и может достичь некоторого уровня равновесия с другими свойствами бурового раствора.

#### Факторы обнаружения

Первым признаком загрязнения ангидритом или гипсом является увеличением вязкости и прогрессирующая прочность геля. Но поскольку это и первый признак других типов загрязнения, необходимы количественные и качественные испытания.

1. Количественное испытание должно показать увеличение фильтрата кальция. В начале это может быть не явным, если есть осадки в виде кальцинированной соды, бикарбоната натрия и фосфатов и если увеличивается pH циркуляционной системы. Умень-



шение этих силикатов растворяющимся  $\text{CaSO}_4$ , ведет к снижению pH и резкому увеличению водоотдачи кальция.

2. Наиболее надежный индикатор – снижение pH.

3. В результате относительно ограниченной растворимости ангидрита и гипса в шламе могут быть следы минерала. Во многих случаях это подтверждается наличием небольших тельных пористых шариков кислоторастворимого материала на шламе.

4. Качественный анализ должен показать увеличение ионов сульфата, а также обнаруживает наличие иона сульфоната. Если в качестве первичного стабилизатора используется лигносульфонат, испытание не имеет смысла, если только не проводится сравнение с незагрязненным раствором.

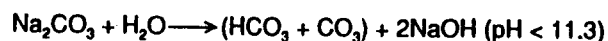
#### Регулирование примеси

Обработка раствора для удаления гипса/ангидрита состоит из следующего:

1. Увеличения концентрации стабилизатора в системе. Лигносульфонат и лигнит в одинаковой степени устойчивы к кальцию. Такая обработка может быть достаточной в зависимости от объема разбуренного ангидрита или гипса. Лигнит образует келадное соединение с ионом кальция и, таким образом, удаляет его.

2. pH нужно поддерживать между 9,5 и 10,5 с помощью каустической соды ( $\text{NaOH}$ ) или  $\text{KOH}$ . Этим подавляется растворимость  $\text{CaSO}_4$  и усиливает действие лигносульфоната.

3. Увеличение кальцием в фильтрате возможно любым способом. Обработка безводной кальцинированной содой наиболее эффективна, и повышает также и pH. Поэтому, требования к каустической соде снижаются растворением безводной кальцинированной соды в воде.



Если присутствуют ионы кальция, они осаждаются в виде нерастворимого  $\text{CaCO}_3$  или известняка. Это реакция между безводной кальцинированной содой и гипсом.



Подобная реакция происходит когда бикарбонат натрия используется как осадитель. В результате реакции образуются побочные продукты  $\text{CaHCO}_3$ , высоко растворимый материал (зависящий от pH). С добавлением каустической соды (для поддержания pH выше 9,7) ион бикарбоната превращается в карбонат. Затем он реагирует с фильтратом кальция для осаждения  $\text{CaCO}_3$ . Однако, промежуточный период в течение которого присутствует ион бикарбоната, может создать ряд проблем, включая само загрязнение. Поэтому обезвоженная кальцинированная сода предпочтительней. Для расчёта необходимого объема добавки см. таблицу 1.

Фосфаты также обладают способностью осложнять фильтрат кальция. Эта реакция дает нерастворимый фосфат кальция. Имеются следующие материалы:

пирофосфорнокислый натрий	- pH 4.8 $\text{Na}_2\text{H}_2\text{P}_2\text{O}_7$
тетрофосфат натрия	- pH 8.0 $\text{Na}_4\text{P}_4\text{O}_{13}$
тетрапирофосфат натрия	- pH 10.0 $\text{Na}_4\text{P}_4\text{O}_{13}$

Фосфаты ограничиваются своей температурной стабильностью (около  $93,33^\circ\text{C}$ ). Выше этой температуры они превращаются в ортофосфаты. Поэтому они не эффективны в качестве стабилизаторов, но всё же в состоянии удалить кальций.

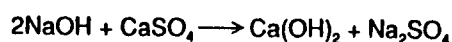
#### Обращение системы с кальциевой основой

При бурении массовых разрезов ангидрита или гипса трудно поддерживать нужные реологические свойства и водоотдачу. Поэтому во время бурения допускается проникновение сернокислого кальция в циркуляционную систему и обращение системы в другой тип раствора.

Это может быть обращение в гипсовый тип обработкой каустической содой, лигносульфонатом и дополнительным гипсом. Гипсовый раствор – это система с низким pH,

но с большим количеством каустической соды для поддержания его на уровне 9,5-10,5. Лигносульфонат добавляется для получения нужной степени стабилизации. Гипс добавляется до тех пор, пока не перестанет оказывать вредное воздействие на реологические свойства, а затем задерживается в избытке для сохранения химической реакции. Типичные уровни кальция в гипсовом растворе от 600 до 1200 мг/л.

Раствор можно преобразовать в известковый с помощью подобной обработки. Вместо гипса добавляется известь и поддерживается в избытке. pH известкового раствора должно регулироваться свыше 11,5 добавлением каустической соды и извести. Каустическая сода реагирует с сернокислым кальцием для получения дополнительно извести по следующему уравнению:

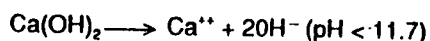


В результате обработанной известью раствор требует очень большого количества каустической соды для поддержания избытка извести при бурении больших объемов ангидрита или гипса. Поэтому предпочтителен гипсовый раствор. Оба раствора требуют добавления агента регулирования водоотдачи, например, Полипэк, Полисэл, Резинекс и др.

### Цементная примесь

Вероятность разбухания цемента существует на всех скважинах. Цемент не является примесью при использовании чистой воды, соленой воды, растворов на кальциевой основе или нефтяной основе или в случае хорошей обработки цемента. Наиболее широко используется бентонитовая система с низким pH. В этом случае цемент очень вреден для раствора. Серьезность загрязнения зависит от предварительной химической обработки, типа шлама и концентрации, объема разбухаемого цемента и степени его выдержки в скважине.

Начальное воздействие цементной примеси – высокая вязкость, очень прочный гель и невозможность регулирования водоотдачи. Это результат адсорбции иона кальция в глинистые частицы, вызывающие образование хлопьев и увеличение pH. Цемент – это сложный силикат извести или просто  $\text{Ca(OH)}_2$ . При растворении в воде или водной фазе бурового раствора получается избыток ионов гидроксила.



Приведенная реакция обратима и представляет собой некоторую точку равновесия между концентрацией цемента в растворе и его pH. Растворимость извести уменьшается по мере увеличения pH раствора. При повышении pH выше 11,7 известь выпадает в осадок. Поэтому известь становится практически нерастворимой при pH выше 11,7 и дает избыток или резерв не реагировавшей извести в результате нерастворимого цемента.

Если объем разбухаемого цемента относительно невелик, проблем нет. Раствор с примесью можно очистить на грохоте или обработать его стабилизаторами или осадителями. Очень важна стадия буровых операций. Небольшая примесь после обработки устраняется и в стволе остается жидкость в качестве надпакерной, но правильное кондиционирование раствора требует времени. Цементная примесь при высокой забойной температуре должна обрабатываться быстро и полностью во избежание желирования или отвердения.

При разбухании большого объема цемента следует учитывать следующие варианты.

1. Если бурение находится на промежуточной или конечной стадии, для разбухания цемента лучше использовать воду, а не буровой раствор. Это выполняется при нахождении цемента в полностью обсаженном стволе и при отсутствии связи давления через цемент.

2. Используя буровой раствор, следует решать проблему примесей на промежуточной стадии, т.к. обычно есть время для обработки и постепенного разбавления раствора до нужного состояния.

3. На стадии заканчивания требуется время на правильную обработку цементных примесей для недопущения желирования. Если в качестве надпакерной жидкости используется известковый раствор, его нужно обработать стабилизаторами и разбавить.

Влияние pH на растворимость цемента затрудняет обработку осадителями, если нет времени на разбавление и снижение pH. Ионы гидроксидов, вырабатываемые цементом, повышают pH, что делает цемент (кальций) нерастворимым. Поэтому раствор с сильной примесью может иметь плохие реологические свойства (в результате реакции ионного обмена кальция), высокого pH, высокой щёлочности, высокого  $P_T$ , низкого фильтрата кальция и в основном высокой водоотдачи в зависимости от химической концентрации раствора.

### Регулирование примеси

Обработка бурового раствора от цементных примесей состоит из следующего:

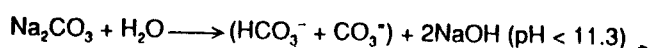
1. Увеличения концентрации дефлокулянта в системе. Лигносульфонат и магний хорошо ведут себя в присутствии кальция при широком диапазоне pH. Если требуется дополнительное регулирование водоотдачи TANNATHIN®, RESINEX® и XP-20® очень эффективны в среде с высоким содержанием кальция. Таким способом решаются основные проблемы, связанные с цементной примесью. Но при разбуливании чрезмерных объёмов цемента раствор может преобразоваться в систему с низким содержанием извести в зависимости от температуры.

2. Поскольку растворение цемента вызывает щёлочность, нет необходимости добавлять каустическую соду со стабилизаторами. Низкий pH стабилизаторов, например, лигнит и SAPP устраняет некоторые ионы гидроксидов, образуемые цементом. Этим снижается pH и  $P_T$  и повышается растворимость цемента (и кальция), способствуя выпадению осадка.

3. Имеющийся фильтрат кальция может оседать в помощь бикарбоната натрия или SAPP. Существует несколько мнений на этот счёт, но бикарбонат снижает pH и  $P_T$  также, как и SAPP. Кальций замеряется многократно во время восстановления  $P_T$  обработкой.

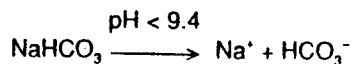
4. Снижение примесей возможно при использовании центрифуги во время добычи барита для удаления мелких частиц цемента до его растворения при пониженном pH.

Как уже сообщалось, безводная кальцинированная сода при растворении в воде дает каустическую соду. Так как pH,  $P_I$  и  $P_m$  следует снижать, кальцинированная сода не первостепенная.

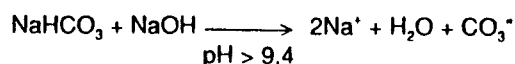


Если необходимо, кальцинированная сода используется после введения цемента для снижения фильтрата кальция до нужного уровня.

Бикарбонат натрия более приемлем в качестве осадителя, если pH поддерживается выше 9,7 (предпочтительно 10,1). pH вновь соотносится с растворимостью бикарбоната натрия в воде:

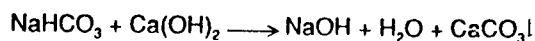


Однако в присутствии повышенного pH (при помощи каустической соды):



Это указывает на наличие карбонатов либо как  $\text{CO}_3$  или  $\text{HCO}_3$ , но не вместе и pH как определяющего фактора.

При обработке цемента приведенные уравнения являются промежуточной ступенью между реакцией цемента и бикарбоната натрия.



Бикарбонаты снижают pH. Это результат реакции  $\text{HCO}_3^-$  с  $\text{NaOH}$ , необходимой для преобразования  $\text{HCO}_3^-$  в  $\text{CO}_3^{2-}$ .

Бикарбонат натрия создает источник ионов карбоната для соединения с уже имеющимися ионами кальция. Но при этом способе получается чрезмерная обработка карбонатным материалом. Если количество карбонатов превышает требуемое для оседания кальция, могут возникнуть сложности с раствором. Чрезмерная обработка бикарбонатом может привести к карбонатным осложнениям (см. таблицу 1).

Лучший результат получается при обработке цемента SAPP (фосфатом). Фосфаты эффективно удаляют кальций и способствуют повторному диспергированию глинистых частиц. Обычно используемые фосфаты преобразуются в ортофосфаты при температуре выше  $93,33^\circ\text{C}$ . В этом состоянии они уже не являются стабилизаторами, но довольно эффективно ещё удаляют кальций.

Кроме этого фосфаты эффективны в снижении  $\text{pH}$ ,  $\text{PI}$  и  $\text{Pm}$ , SAPP имеет  $\text{pH}=4,8$ , а фосфат —  $8,0$ , не образуются вредные побочные продукты в результате этой реакции. SAPP предпочтителен, если требуется значительное снижение  $\text{Pm}$ .

### Карбонатные примеси

Химические примеси от растворимых карбонатов — одна из наиболее не выясненных и сложных вопросов в химии промысловых растворов. Карбонаты можно распознать по увеличению  $\text{PI}$  при небольшом увеличении  $\text{pH}$  или без него, а  $\text{MI}$  увеличивается быстрее  $\text{PI}$ . Обычными показателями карбонатных проблем являются высокая вязкость в напорном трубопроводе, прогрессирующая прочность геля и предел текучести.

Карбонаты флокулируют твёрдые вещества с низким удельным весом. По мере увеличения их концентрации, усугубляется загрязнение примесями. Использование стабилизаторов в этом случае бесполезно и даже вредно.

Источником карбонатов и бикарбонатов являются:

1.  $\text{CO}_2$  из воздуха, нагнетаемая в раствор через глиномешалки в амбаре и через напорные линии оборудования смешивания и удаления твёрдой фазы.
2. Чрезмерная обработка безводной кальцинированной соды и бикарбоната натрия при очистке цемента и гипсовых примесей.
3. Вторжение газа  $\text{CO}_2$  из пласта и пластовой воды.
4. Расщепление лигносульфонатов с увеличением забойной температуры до  $162,78^\circ\text{C}$ .

Обработка этой примеси осложняется наличием вместе ионов  $\text{CO}_3^{2-}$  и  $\text{HCO}_3^-$  на разных уровнях  $\text{pH}$ . Свободным кальцием можно обрабатывать только ион  $\text{CO}_3^{2-}$  для образования осадка  $\text{CaCO}_3$ . Совместное наличие  $\text{CO}_3^{2-}$  и  $\text{HCO}_3^-$  образует буферное соединение, которое остается на том же уровне  $\text{pH}$ , но на повышенном уровне  $\text{PI}$  или  $\text{MI}$ . По мере образования этой буферной зоны увеличивается  $\text{PI}$ , а  $\text{pH}$  остается относительно постоянным. Но только после  $\text{pH}=11,3$  все бикарбонатные ионы измеряются в карбонатные ионы. Поэтому вместе они существуют при  $\text{pH}$  от  $8,3$  до  $11,3$  (см. рис. 1).

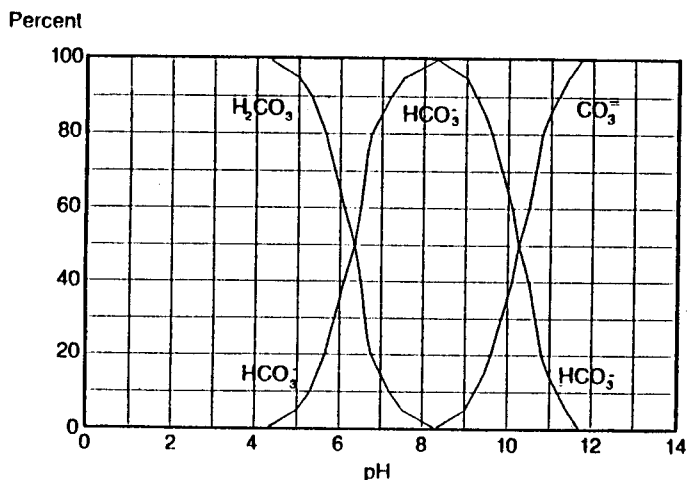
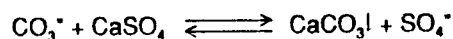
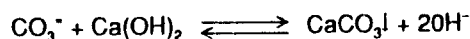
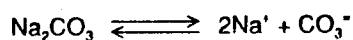
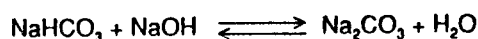
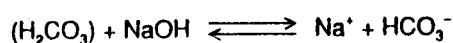
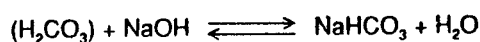
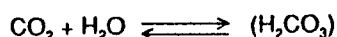


Рис. 1. Фракции разных видов карбонатов при разных значениях  $\text{pH}$ .

Концентрация  $\text{HCO}_3^-$  слишком незначительна, чтобы её измерить при pH выше 11,3. Поэтому ионы  $\text{HCO}_3^-$  обрабатываются: 1) преобразованием их в ионы  $\text{CO}_3^{2-}$  с помощью  $\text{OH}^-$ , и 2) добавлением свободного кальция для реакции и образования  $\text{CaCO}_3$ . Свободный кальций в системе поддерживается на уровне 150–200 мг/л. Для преобразования  $\text{HCO}_3^-$  в  $\text{CO}_3^{2-}$  pH должен быть не менее 11,3, но не выше 11,7 добавлением ионов  $\text{OH}^-$ . Бикарбонат кальция слишком растворим, чтобы выпасть в осадок. Однако  $\text{CaCO}_3$  образует почти нерастворимый осадок. Наиболее принятой добавкой является известь  $\text{Ca}(\text{OH})_2$ . Известь повышает pH и дает растворимый кальций, если pH не превышает 11,7. Выше этой величины известь не растворяется. Для повышения pH нельзя пользоваться каустической содой. Если pH выше 11,7 рекомендуется добавление гипса для снижения pH и получения растворимого кальция.

После нейтрализации ионов карбоната добавление дефлокулянтов может улучшить реологические свойства SPERSENE® (ниже 162,78°C) и/или XP-20 обеспечивают правильную дефлокуляцию.

Химические уравнения записываются следующим образом:



Уравнения показывают, что химические реакции обратимы в зависимости от pH.  $\text{CO}_3^{2-}$  преобразуются назад в  $\text{HCO}_3^-$  или даже  $\text{CO}_2$ , если pH будет снижаться. Эти реакции наиболее эффективны при комнатной температуре. В стволе чаще всего они не реагируют до конца. Поэтому применение может быть многократным во время нескольких циркуляций для завершения обработки  $\text{CO}_3^{2-}$ , поскольку одна циркуляция не удаляет карбонаты. Буровой раствор затем усложняется добавлением органических кислот, т.е. лигнитов, лигносульфонатов и т.д., действующих в качестве буферного материала. Если забойная температура выше 162,78°C использование лигносульфоната не рекомендуется. Лигниты, изменённые лигниты или полимеризованные лигниты нужно использовать вместе с ними. Графики I и II используются для определения объёма извести и/или гипса, требуемые для обработки  $\text{HCO}_3^-$  и  $\text{CO}_3^{2-}$ . Эти графики основаны на методе обработки pH/pH. Поэтому эти величины следует измерять очень точно с помощью счётчика pH. Имеются также компьютерные программы, основанные на методе обработки pH/pH.

Газовая группа Garrett также используется для определения количества карбонатов. Это устройство рассчитывает общее количество карбонатов в мг/л в виде  $\text{CO}_3^{2-}$ . Общие карбонаты включают  $\text{HCO}_3^-$  и  $\text{CO}_3^{2-}$ . Для преобразования мг/л в миллимоль/л нужно разделить ч/млн на 60.

#### Карбонатно-бикарбонатные определения и обработка методом pH/pH

##### Введение.

Карбонатные и бикарбонатные примеси, хотя и часто не обнаруживаемы, являются причиной высокой прочности геля и эффективной вязкости во многих скважинах. На рис.2 графически представлено влияние этих ионов на предел текучести и статическое напряжение сдвига после 10 минут покоя. При относительно низкой концентрации: ионы бикарбоната значительно повышают реологию, но дальнейшее увеличение не дает соответствующего улучшения этих свойств. Наоборот, ионы карбоната в низкой концентрации уменьшают предел текучести и статическое напряжение сдвига после 10 минут покоя. Однако большие концентрации карбонатов обеспечивают быстрое улучшение реологических свойств с конечным загустеванием бурового раствора. Вероятно в растворе всегда присутствуют остаточные карбонаты. Небольшие объёмы карбонатов создают буферный эффект, повышающий стабильность раствора. Рекомендуется оставлять в систе-

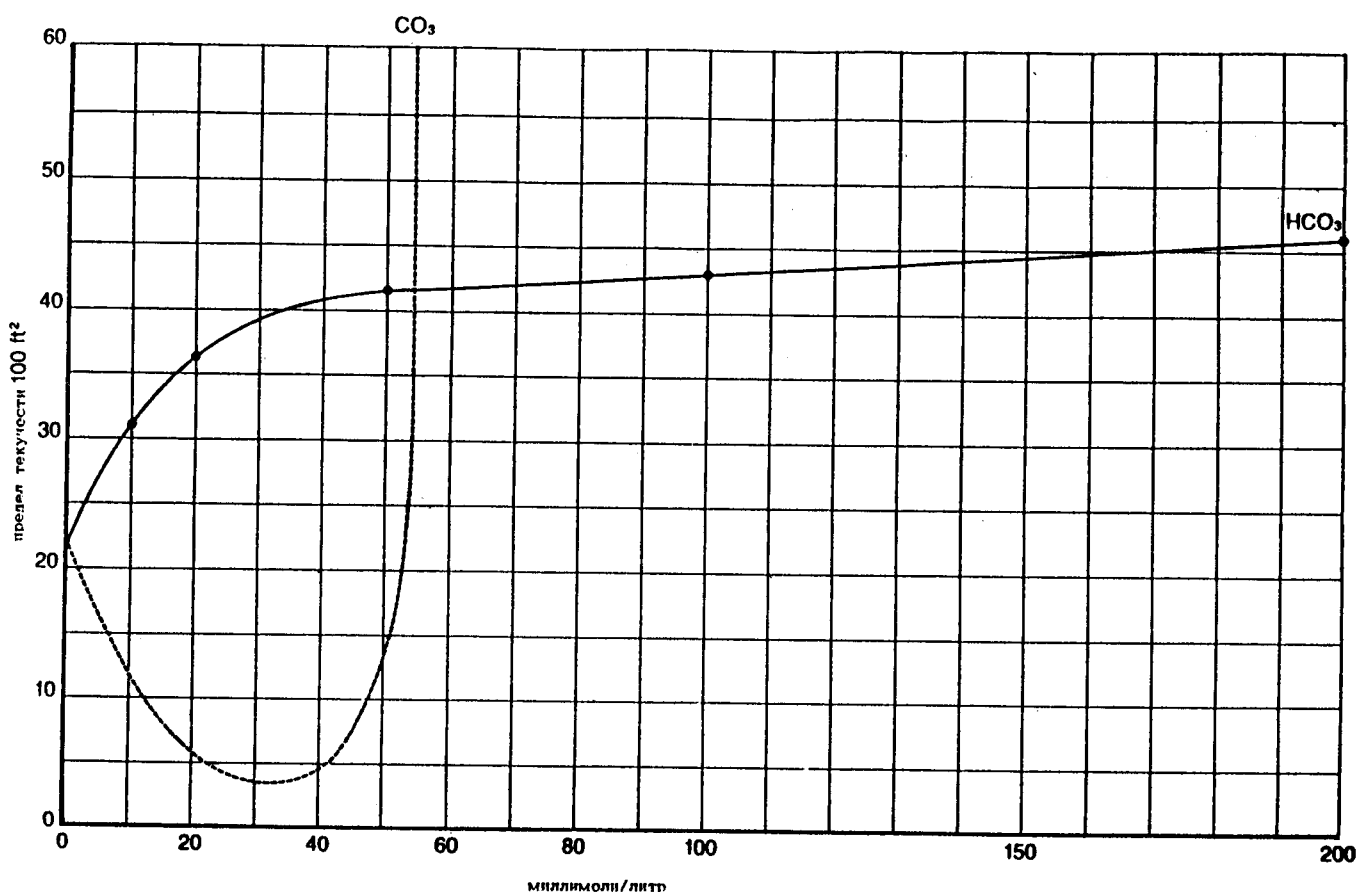


Рис.2.

ме около 20 миллимоль/л карбонатов. Все бикарбонаты необходимо обрабатывать. На основе взаимодействия pH и P<sub>f</sub> разработан быстрый и точный метод количественного определения концентрации карбоната и бикарбоната. Этот метод используется также для расчёта концентрации извести и/или гипса для удаления этих примесей. Карбонаты и бикарбонаты можно осадить обработкой известью или известью и гипсом. Обработка только известью удаляет карбонаты и бикарбонаты, но повышает pH (Метод А). Поддержание pH постоянным достигается сочетанием извести и гипса (Метод В). Выбор метода зависит от pH раствора на момент обработки.

Указанные методы предназначены для удаления всех бикарбонатов и всех, кроме 20 миллимоль/л карбонатов. На графиках I и II даны количественные анализы ионов карбонатов и бикарбонатов с соответствующими добавками для осадкообразования. Пользование графиками возможно при наличии величины pH, P<sub>f</sub> и фракции воды раствора. График I усовершенствован для возможности оставления 20 миллимоль/л карбонатов в растворе после обработки.

#### Метод А (с использованием только извести)

На графике I, начиная с вертикальной оси для величины P<sub>f</sub>, провести горизонтальную линию до пересечения с линией pH. От этой точки провести линию вниз до пересечения с горизонтальной осью и определить величину концентрации карбоната в миллимолях на литр. Затем определить наверху требуемое количество извести для осаждения карбоната. График II указывает на концентрацию и обработку бикарбонатов и используется идентичным образом. От вертикальной оси от величины P<sub>f</sub> провести линию до пересечения с линией pH и вверх до определения количества извести для осаждения бикарбоната. Сложить объёмы извести по обоим графикам, затем умножить на водную фракцию (W<sub>1</sub>) и определить нужную обработку.

Из графика I:  $\text{CO}_3 = 33,5$  миллимоль/л  
требуемая известь = 0,34 ф/бар

Из графика II:  $\text{HCO}_3^- = 3,3$  ммоль/л  
требуемая известь = 0,0.

Итоговая обработка =  $(0,34 + 0,0) (80) = 0,27$  ф/барр извести.

#### Метод В (использование извести и гипса для постоянного pH)

График 1.

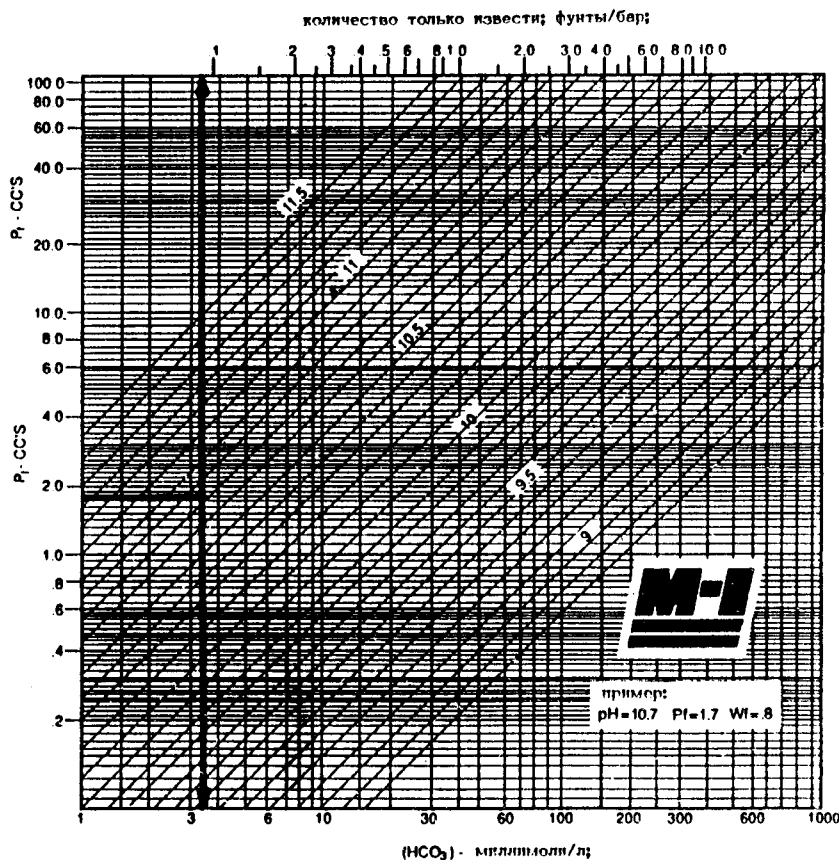
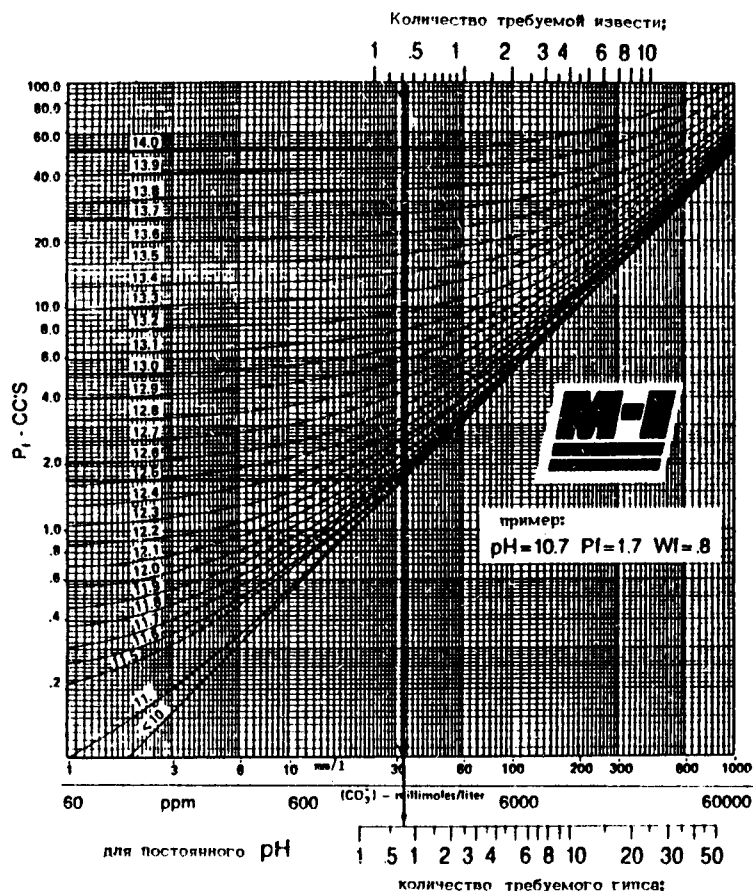


График II.



На графике 1 провести от вертикальной оси от значения  $P_1$  горизонтально до пересечения с линией  $pH$ . От этой точки – вниз до пересечения с горизонтальной осью, где определяется концентрация карбоната в ммоль/л. Продолжить линию вниз до определения требуемого количества гипса в ф/бар для осаждения карбонатов. График II показывает концентрацию и обработку бикарбонатов и используется идентичным путём. Нижняя шкала отражает количество извести при постоянном  $pH$ . Требуемые для обработки добавки затем складываются и корректируются для содержания твёрдых частиц в растворе.

Пример:

$pH = 10.7$ ;  $P_1 = 1.7$ ;  $W_p = 0.80$

Из графика I:  $CO_3^{2-} = 33,5$  ммоль/л

требуемый гипс = 0,8 ф/бар

Из графика II:  $HCO_3^- = 3,3$  ммоль/л

требуемый гипс = 0,1 ф/бар

– “ – известь = 0,0 ф/бар.

Общая обработка =  $(0,0 \text{ ф/бар})(0,80) = 0,0$  фунт/барр извести

и  $(0,8 \text{ ф/барр} + 0,1 \text{ ф/бар})(0,80) = 0,72$  ф/барр гипса.

Количество извести или извести и гипса, определенные из графиков, умножается на водную фракцию для установления требуемой обработки.

При использовании метода  $P_1$  -  $P_2$  определения карбонатов применяется ЕРМ (эквивалентные части на миллион). Для преобразования в ммоль/л ЕРМ делится на валентность. Например, 80ЕРМ карбоната = 40 ммоль/л карбоната, т.к. его валентность 2, а 20 ЕРМ бикарбоната то же, что 20 ммоль/л, т.к. валентность  $HCO_3^- = 1$ .

#### Солевые примеси

В процессе бурения встречаются три типа природных солей: галит ( $NaCl$ ), силвит ( $KCl$ ) и карналит ( $KMgCl_2 \cdot 6H_2O$ ). Соли перечислены по увеличивающейся растворимости. К другим типам относятся хлористый магний ( $MgCl_2$ ) и хлористый кальций ( $CaCl_2$ ). Эти два типа солей не встречаются в кристаллической форме из-за своей чрезмерной растворимости, но могут быть вместе или с другими растворимыми солями в связанной воде.

Поток соленой воды действует более негативно на реологические свойства, чем при разбуривании соляной породы, т.к. соли уже растворены и взаимодействуют с глинами быстрее. В этом случае нужно повысить плотность раствора для регулирования потока до улучшения свойств раствора.

Механизм засорения солями основан на реакциях катионного обмена с глинами, воздействии массы преобладающим катионом и иногда  $pH$ . Растворенные соли не оказывают никакого воздействия или незначительное на системы чистой минерализованной воды, растворы на нефтяной основе и некоторые полимеры. Влияние на циркуляционную систему с бентонитовой основой одинаково вне зависимости от источника соли: из до-бавляемой воды, морской воды, каменной соли или потока солёной воды. Начальный эффект выражается в высокой вязкости, высоком предельном статическом напряжении сдвига, высокой водоотдаче и увеличении содержания хлорида при небольшом увеличении плотности фильтрата бурового раствора. Солевая основа обменивается с глинами для вымывания иона кальция из глинистых частиц, увеличивая плотность. Обнаружение увеличения хлорида не всегда проясняет ситуацию, т.к. анализом не устанавливается какие металлический(е) ион(ы) связаны с хлоридом.

Для лучшего определения метода обработки примеси в каждом случае соли и/или их связанные катионы рассматриваются отдельно.

#### Галит ( $NaCl$ )

Галит (обычная поваренная соль), наиболее часто разбуриваемая соль и основной компонент соленых потков. Прежде всего в буровом растворе происходит флокуляция глин, вызываемая действием массы иона натрия. При наличии галита повышается вязкость, предельное статическое напряжение сдвига, предел текучести и водоотдача. Наличие галита подтверждается увеличением хлоридов. Достаточное количество натрия и время обезвоживают глины. Таким образом, уменьшается размер частиц в результате



уменьшения адсорбированной воды. Освободившаяся вода повторно соединяется с дисперсионной средой бурового раствора, что может немного снизить пластическую вязкость. Но частицы обезвоженной глины флокулируют вызывая высокий предел текучести, высокое предельное статическое напряжение сдвига и водоотдачу. Фильтрация увеличивается прямо пропорционально количеству соли, попадающей в буровой раствор.

Обработка раствора заключается в добавлении дефлокулянта для поддержания нужных реологических свойств и разбавлении пресной водой. Химическая обработка должна продолжаться до полной дефлокуляции глины. pH повышается дополнением каустика. Зависит это от объёма разбуренной соли и наличия достаточного количества её для обезвоживания глины в системе. Если pH снижено до менее, чем 9,5, его повышение осуществляется каустической содой для растворения дефлокулянтов с кислотным основанием.

Чистый галит почти не влияет на pH, хотя он воздействует на инструменты измерения pH. Если используется бумага pH, точность её зависит от концентрации хлорида и указывает на низкий pH по мере увеличения хлоридов. Если галит чистый, снижение pH будет менее, чем на единицу до полного насыщения раствора. Но чистый галит встречается редко. Чаше всего он содержит ангидрит, который повышает кальциевый фильтрат. Поэтому вместе с дефлокулянтами добавляется некоторое количество каустической соды для регулирования pH.

Если есть счётчик pH, точность замера повышается. Обычный зонд используемый в этом приборе, содержит хлористый калий (KCl) в растворе, но замер pH неточен в растворах с высоким содержанием натрия. В растворах с высоким содержанием солей используется специальный компенсирующий зонд.

Хлористым титрованием устанавливается степень насыщения растворов NaCl, т.к. в промысловых условиях невозможен количественный замер натрия. Ни натрий, ни хлор не выпадают в осадок из раствора, поэтому единственное средство – регулировать концентрацию галита, поступающего в буровой раствор. Снизить концентрацию хлорида можно разбавлением пресной водой.

При разбуривании массивных соляных отложений или часто перемежающихся пропластков буровой раствор насыщается солью для предотвращения вымывания и обвала в стволе. В любом случае необходимо использовать агент контроля за водоотдачей, если концентрация превышает 10000 мг/л. Этим агентом может быть RESINEX®, POLY-SAL, SP-101®, MY-LO-JEL®, POLYPAC® и предварительно обезвоженный бентонит, последний рекомендуется в качестве добавки независимо от типа солевой примеси. Бентонит должен быть обезвожен и защищен дополнительными химикатами перед введением в действующую систему.

#### Сильвит (KCl)

Реагирование свойств бурового раствора на сильвит (KCl) и обработка раствора идентична предыдущему агенту-галиту. Если в буровом растворе нет хлоридов кроме полученных в результате разбуривания сильвита, величина титрования хлорида будет точным замером концентрации иона калия. Но это случается редко. Обычно эти соли залегают между пластинами. Количественное титрование для иона калия помогает идентифицировать чистый сильвит или частичный для геологических целей.

Важно знать тип разбуриваемой соли. Растворимость сильвита немного выше, чем галита, поэтому из массивных сильвитовых разрезов, разбуриваемых жидкостью, насыщенной галитом, происходит все же вымывание до некоторой степени, хотя и не столь серьезное, как пресной водой. Современная технология бурового раствора не дает возможности приготовить насыщенный KCl раствор с нужными реологическими свойствами, регулированием водоотдачи и характеристикой суспензии. Однако, если требуется и позволяют условия скважины, можно использовать чистый насыщенный раствор KCl.

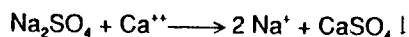
#### Карналит (KMgCl<sub>2</sub>·6H<sub>2</sub>O)

Сложная соль карналит встречается редко – в некоторых районах США, Южной Америки, Европе и на Среднем Востоке. Наиболее значительные залежи в Северной Европе, подстилающие буровую зону Северного моря. Это зехштайская соль, состоящая из переслаивающегося галита, сильвита и карналита. Осложнения бурового раствора, связанные с карналитом, очень серьезны и состоят в следующем:

1. Во время растворения образуются два сильных катиона (кальция и магния), вызывающие флокуляцию и обезвоживание глин. Но это ещё не очень большая проблема при обработке раствора.

2. В присутствии ионов гидроксила (ОН) магний из растворенного карналита выпадает в осадок в виде гидроокиси магния  $(\text{Mg}(\text{OH})_2)$  — полного желеобразного вещества — загустителя. При сравнительно низком  $\text{pH}=9,9$  гидроксильных ионов в осадке достаточно для сильного воздействия на вязкость раствора. Магний оседает только под воздействием каустика. Реакция начинается даже при 0,03 ф/барр соды. Поэтому, если можно, лучше не употреблять каустическую соду. Кроме этого, повышается вязкость.

Все буровые растворы доводятся до щелочного состояния для максимальной отдачи глин и других химикатов для обработки буровых растворов, а также для снижения коррозии. Кальций удаляется увеличением  $\text{pH}$  и обработкой обезвоженной кальцинированной содой, нейтрализующей кальций до  $\text{CaCO}_3$ . Фильтрат кальция в жидкостях с высоким содержанием магния регулируется только сернокислым натрием  $(\text{Na}_2\text{SO}_4)$ . Химическая реакция следующая:



Реакция не влияет на содержание калия и магния, но регулирует фильтрат кальция до 400 мг/л. Это равновесная растворимость  $\text{CaSO}_4$  или гипса и определяется обратимым сегментом уравнения.

#### Соляные потоки

Связанная вода может содержать большой набор солей. Происхождение их непосредственно связано с происхождением самих осадконакоплений. Морские отложения формируются в морской воде, и обычно содержат соли, подобные солям морской воды. Но при вытеснении воды во время процесса сжатия концентрация солей повышается.

Растворимость большинства обычных солей прямо пропорциональна температуре. Увеличение её в соляном растворе повысит растворимость солей в этом растворе. Раствор, насыщенный определенной солью при поверхностной температуре, удерживает больше соли в растворе при повышенной температуре. Кроме того, другие химические реакции, например, выщелачивание минералов из осадков грунтовыми водами, могут обогащать связанную воду дополнительными ионами и катионами, многие из которых ухудшают буровой раствор, особенно обогащенные кальцием и магнием. Индикаторы магния:

1. Резкое снижение  $\text{pH}$ .
2. Загустевание раствора при добавлении каустической или обезвоженной кальцинированной соды.
3. Титрование на концентрацию иона магния.

Общее титрование плотности рассматривается как растворимый кальций в мг/л. Но этим обнаруживается и магний. Для проверки наличия и концентрации магния кальций и магний титруются отдельно.

Индикаторами высокого содержания кальция в водном потоке при условии небольшого количества или отсутствия магния будут:

1. Меньшее влияние на  $\text{pH}$ .
2. Положительная реакция бурового раствора на добавку обезвоженной кальцинированной или каустической соды.
3. Титрование на действительную концентрацию иона кальция.

Термины "высокое содержание кальция" и "высокое содержание магния" в связанной воде объясняют почти постоянное наличие солей натрия. С этой точки зрения определение хлорида может привести к неправильному выводу. Например, рассматривается и изменение отношения хлорида и связанных ионов металлов в приведенных солях:

$\text{NaCl}$	- галит
$\text{KCl}$	- сильвит
$\text{MgCl}_2$	- хлористый магний
$\text{CaCl}_2$	- хлористый кальций.
$\text{KMgCl}_3$	- карналит.

В чистом растворе единой соли её можно определить по содержанию хлорида и титрованием на катионы (кроме натрия). В смешанных соляных растворах проблема усложняется, т.к. только кальций, калий и магний легко определяются на промысле. Хлориды, не связанные с обнаруженными катионами, скорее всего связаны с ионами натрия.

## Сероводородные ( $H_2S$ ) примеси

Наиболее вредной и коррозионной примесью среди рассматриваемых здесь является сероводородный газ. Он разрушает трубные изделия и токсичен для человека. Сероводородный газ вырабатывается из:

1. Термальных отложений.
2. В виде пластового газа.
3. В результате биологического распада.
4. Разрушение серосодержащих материалов.

Наличие сероводородного газа определяется:

- 1) снижением pH в растворе;
- 2) обесцвечиванием раствора (до чёрного цвета) в результате образования  $FeS$  из барита;
- 3) наличием запаха тухлых яиц;
- 4) повышением вязкости и водоотдачи при снижении pH.

Поскольку  $H_2S$  – кислый газ, pH раствора быстро снижается нейтрализацией радикала  $OH^-$ . Для устранения вредного воздействия  $H_2S$  pH следует увеличить по крайней мере до 11, безопасный предел 12, добавлением каустической соды и извести. Ниже приводятся реакции, определяющие щелочное воздействие на  $H_2S$ , рис.3.

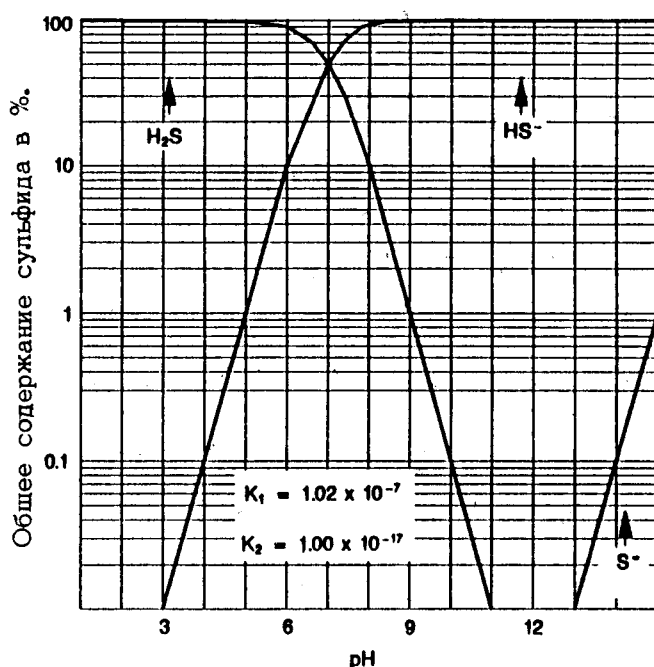
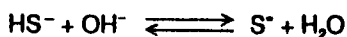
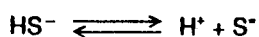
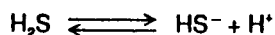
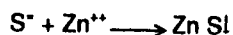


Рис.3. Приближенное распределение  $H_2S$ ,  $HS^-$ , и  $S^{2-}$  в зависимости от pH. С. Хадживес, 1990.



Ион сульфида ( $S^{2-}$ ) можно удалить реакцией с  $SULF-X^{\circ}$  (окись цинка) для образования сернистого цинка, нерастворимого.



$SULF-X^{\circ}$  удаляет около 1100 мг/л сульфидов/фунт. Для предварительной обработки  $H_2S$  используется не более 1 ч/млн  $SULF-X^{\circ}$ . Также рекомендуется добавка 1–2 ч/млн,  $SPERSENE^{\circ}$

Защита трубных изделий от коррозионности  $H_2S$ , осуществляется применением раствора на нефтяной основе. Нефть действует как пленочный агент в присутствии  $H_2S$ . Водородная хрупкость – причина разрушения трубных изделий от  $H^{\circ}$  (атомный водород),

поступающего в небольшие сильно сжатые поры металла, образующего  $H_2$  газ, вызывающий расширение объема молекулы водорода, разрывающего металл.  $H_2S$  не менее токсичен в растворе на нефтяной основе, чем на водной основе.

При использовании раствора на нефтяной основе следует увеличить меры предосторожности из-за растворимости в нефти  $H_2S$ . Обнаруживается сероводород в растворе двумя способами:

1. Газовой группой Garrett
2. Испытанием Nach

Оба способа быстры, просты и легки для получения результатов, но первый более точен и дает количественный результат. Методика рассматривается в RP 13 B.

Если в растворе обнаружен  $H_2S$  с помощью растворимого фильтрования по Garrett Gas Train, необходимо: 1) немедленно повысить pH до 11,5-12; 2) начать обработку SULF-X® для удаления растворимых сульфидов из системы. Если в результате этого  $H_2S$  выделяется из пласта, плотность бурового раствора должна быть увеличена для предотвращения поступления газа в скважину.

Химия сероводорода сложна, но приведенные меры устраняют токсичность этой коррозионной примеси.

#### Эталон быстрого обнаружения и обработки примесей

##### Цементные примеси

Признаки.

1. Увеличение вязкости и предельного статического напряжения сдвига.
2. Увеличение pH,  $P_m$  и  $P_i$  (частично  $P_m$ ).
3. Увеличение водоотдачи.
4. Увеличение растворимого кальция (позже).

Меры.

1. В зависимости от используемого типа системы можно применять SAPP или TANNATHIN® и бикарбонат натрия для снижения pH и осаждения растворимого кальция (см. табл. 1). Затем свободные глинистые частицы выступают в реакцию с добавками разжижителя или дефлокулянта.

2. Значительные обработки воды и SPERSENE® для регулирования реологических свойств, после этого добавляется бентонит для получения нужной водоотдачи.

##### Гипс или ангидрит

Признаки.

1. Увеличение вязкости и предельного статического напряжения сдвига.
2. Увеличение водоотдачи.
3. Возможное снижение  $P_i$  и pH.

Обработка.

1. Осадить или изолировать растворимый кальций фосфатами, обезвоженной кальцинированной содой или карбонатом бария (табл. 1). Снизить вязкость обработкой лигносульфонатами и каустической содой. Уменьшить водоотдачу обработкой бентонитом POLYPAC® или RESINEX®.

2. Дать возможность остаться в системе гипсу или ангидриту до достижения уровня растворимого кальция выше 600 ч/млн. Регулировать вязкость лигносульфонатом, pH - каустической содой и водоотдачу бентонитом и POLYPAC®.

##### Магний

Признаки.

1. Нестабильный предел текучести и водоотдача.
2. Высшие уровни плотности после обработки кальция кальцинированной содой.

Обработка.

1. Увеличить pH раствора до 11,0 каустиком, едким кали (KOH) или известью для удаления магния.

2. Поддерживать pH на этом уровне для предотвращения растворимости магния из  $(Mg(OH)_2$ .

## Каменная соль

### Признаки.

1. Увеличение вязкости.
2. Увеличение водоотдачи.
3. Увеличение растворимого хлорида и кальция.
4. Снижение pH и P<sub>f</sub>.

### Обработка.

1. Разбавить NaCl водой, если соляная залежь изолирована вскоре после бурения, и обработать раствор лигносульфонатами для регулирования вязкости, каустической содой и известью в соотношении 1:2 для контроля за pH и P<sub>f</sub>, КМЦ и бентонитом для контроля за водоотдачей.

2. Если соляной пласт длительное время остается неизолированным, необходимо насытить систему хлорным натрием (каменной солью), препятствуя дальнейшему проникновению в ствол. Регулировать вязкость лигносульфонатами и каустической содой и известью; эффективна при контроле за твердой фазой небольшая обработка POLYPAC® для регулирования вязкости. Водоотдача контролируется добавками крахмала и/или POLYPAC® и обезвоженного бентонита. При использовании крахмала поддерживается 260000 ч/млн NaCl для предотвращения ферментации крахмала или добавляется кружка ВАСВА № 3 на 400 бар. раствора. Следить за концентрацией ВАСВА № 3.

## Поток соленой воды и газовые выбросы

### Признаки.

1. Повышение уровня раствора в амбаре.
2. Увеличение скорости возврата из ствола.

### Обработка.

1. Отключить насос.
2. Приподнять от забоя для освобождения вкладышей под рабочую трубу.
3. Закрыть скважину превентором.
4. Замерить давление в буровой трубе, рассчитать дополнительную плотность раствора для уравнивания выброса.
5. Увеличить вес раствора до нужной плотности, циркулируя выброс на малом скорости насоса.
6. Если это газовый выброс, спустить газ из системы наземным циркуляционным устройством и устройством для дегазирования раствора.
7. Если это солевой поток, ввести в раствор дополнительно дефлокулянты и каустическую соду. Может быть потребуется разбавление концентрации ионов NaCl пресной водой. Для контроля за pH и P<sub>f</sub> можно провести обработку известью и каустической содой (см. главы 8 и 16).

## Карбонаты

### Признаки.

1. Высокое предельное статическое напряжение сдвига.
2. Повышение P при постоянном pH.
3. Увеличение разницы между P<sub>i</sub> и M.
4. Уменьшения хлористого бария.

### Обработка.

1. Поднять pH до 11,0-11,5.
2. Добавить известь и/или гипс, два растворимых источника Ca<sup>++</sup> для удаления карбонатов - CaCO<sub>3</sub> (табл. 1).

## Сероводород

### Признаки.

1. Снижение щелочности.
2. Небольшой посторонний запах в нагнетательной линии.
3. Возврат раствора.

### Обработка.

1. Увеличить pH до 11,0-11,5 каустиком и известью.
2. Добавить SULF-X® (табл. 1).

## Химическая обработка

Таблица 1

Примесь	Загрязняющий ион	Обработка	Концентрация, фунт/барр
Гипс или ангидрит	Кальций ( $\text{Ca}^{++}$ )	кальцинированная сода для сохранения или повышения pH SAPP для сохранения или снижения pH бикарбонат натрия для сохранения или снижения pH	мг/л x $F_w$ x 0,000928 ф./барр мг/л x $F_w$ x 0,000971 ф./барр мг/л x $f_w$ x 0,000735 ф./барр
Известь или цемент	Гидроксил ( $\text{OH}^+$ )	вода, бикарбонат натрия, SAPP, TANNATHIN, SPERSENE для снижения $P_m$	избыток извести = 0,26 x 1,135 ф./барр x 1,150 ф./барр
Жёсткая вода	Кальций ( $\text{Ca}^{++}$ ) и Магний ( $\text{Mg}^{++}$ )	каустическая сода	мг/л x 0,00116 ф./барр
Сероводород	Сульфит ( $\text{S}^-$ )	поддерживать pH выше 10 и добавить SULF-X	мг/л x 0,00091 ф./барр
Двуокись углерода	Карбонат ( $\text{CO}_2$ ) <sup>+</sup> Бикарбонатная ( $\text{HCO}_3$ ) <sup>+</sup> Общие растворимые карбонаты ( $\text{CO}_3$ ) <sup>+</sup>	гипс для сохранения или снижения pH известь для подъёма pH Известь для подъёма pH - " -	мг/л x 0,00100 ф./барр x $F_w$ мг/л x $F_w$ x 0,000432 ф./барр мг/л x $F_w$ x 0,000424 ф./барр мг/л (Garrett Gas Train) x $F_w$ x 1,289 ф./барр

$F_w$  = фракционный % воды из реторы

ф./барр избыток извести = 26 ( $P_m - P_i F_w$ )

## БУРОВЫЕ РАСТВОРЫ НА НЕФТЯНОЙ ОСНОВЕ

Почти 50 лет назад была установлена необходимость разработки специальных растворов для использования в период между проникновением в продуктивный пласт и пуском скважины в эксплуатацию. С тех пор промысловики и инженеры по буровым растворам неоднократно убеждались в превосходстве раствора на нефтяной основе в качестве жидкости для заканчивания скважины. Такое положение основывается на допущении, что поскольку нефть свойственна (присуща) продуктивному пласту, она не окажет вредного воздействия на глины или растворимые твердые вещества в пласте, не нарушит пласт, если проникнет в продуктивную зону в виде фильтрата. Такая идея ведет к использованию сырой нефти для "вбуривания в" скважины.

Сырая нефть с такой целью использовалась задолго до разработки истинно растворов на нефтяной основе в современном понятии. Несмотря на это, выявлены четыре серьезных недостатка при использовании этого раствора в качестве промывочной жидкости.

1. Раствор не характеризуется гелевой структурой и не поддается взвешиванию. Плотность ограничивается плотностью имеющихся нефтей.

2. Вязкость также ограничивается вязкостью имеющихся нефтей, хотя нефти могут быть в удовлетворительных пределах.

3. Скорость фильтрации высока.

4. Сырая нефть часто содержит летучие фракции, которые обеспечивают ей низкую точку воспламенения и создают серьезную пожароопасность. Они могут образовывать сложные ароматические соединения, разрушающие резиновые изделия.

Сама сырая нефть несовершенная буровая жидкость, и предпринимаются усилия разработки буровых растворов на нефтяной основе с соответствующими свойствами.

## Применение

Растворы на нефтяной основе (или обращенные) как и другие буровые растворы должны оправдывать свое применение. Учитывается начальная добавочная стоимость, ежедневные расходы на обслуживание, осложнения в стволе и полученная продукция.

Растворы на нефтяной основе имеют экономические преимущества при использовании для:

1. разбуривания осложненных сланцев;
2. разбуривания глубоких горячих скважин;
3. разбуривания и отбора керна из продуктивной зоны;
4. разбуривания соляных, антигидритовых, карналитовых калиевых зон;
5. при наклонно-направленном бурении;
6. при бурении скважин малого диаметра;
7. разбуривания пластов, содержащих сероводород ( $H_2S$ ) и двуокись углерода ( $CO_2$ );
8. перфорации и заканчивания;
9. в качестве разгрузочной жидкости для освобождения прихваченной трубы;
10. в качестве пакерной жидкости;
11. при ремонтных работах;
12. контроля за коррозией;
13. в качестве жидкости, уплотняющей обсадную трубу.

Термин "Нефтеэмульсионный буровой раствор" относится только к системе нефть в воде, в которой капельки нефти равномерно диспергированы в непрерывной водяной фазе. Эмульсия вода в нефти отличается от эмульсии нефть в воде тем, что в нефти диспергированы капельки воды (рис.1).

Нефть является наружной или дисперсионной фазой, а вода - внутренней или дисперсионной фазой.

Некоторые моменты становятся более понятными в результате глубокого обзора технологии эмульсий. Обращенная система может содержать до 50% воды по объему. Эта вода разбивается на небольшие капельки и равномерно распределяются в нефтяной фазе. Чем больше воды в эмульсии, тем большая вероятность соединения капелек и их слипания.

На рис. 2 и 3 сравниваются две эмульсии с разным %-ным содержанием воды.

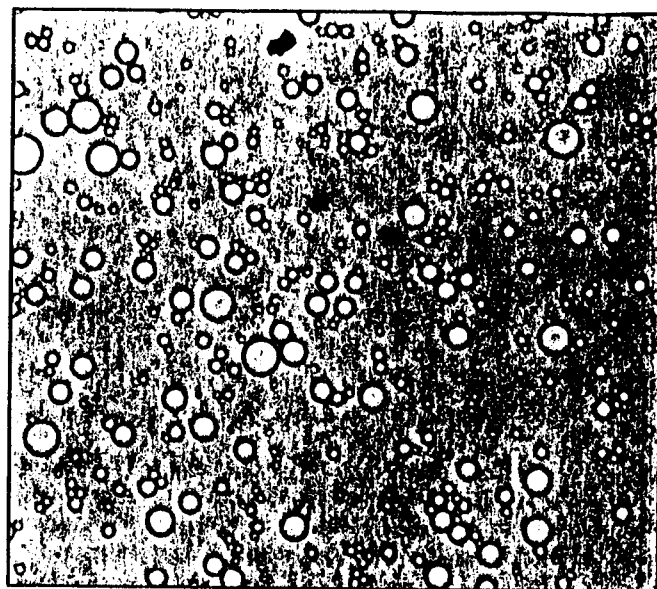


Рис.1. Дисперсия капелек воды в нефти.

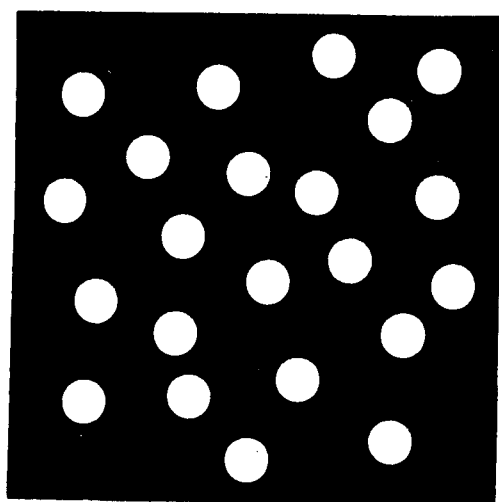
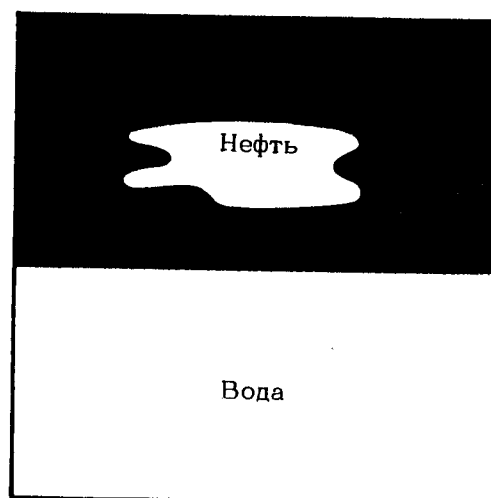
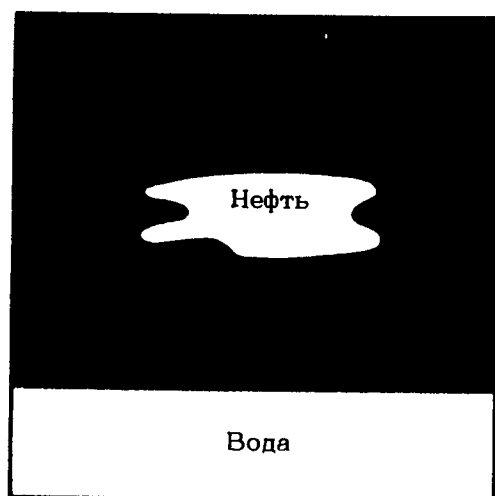


Рис.2. Эмульсия, вода в нефти с 25% воды по объёму.

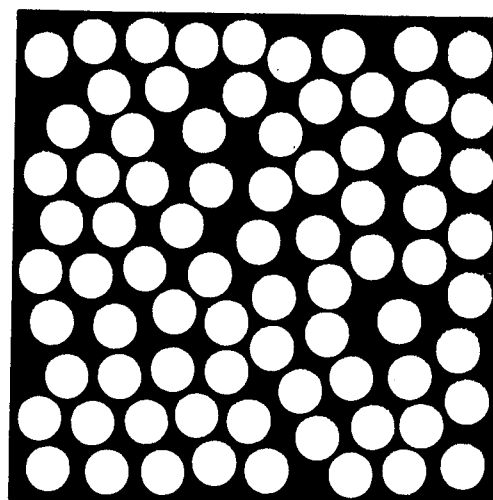


Рис.3. Эмульсия, вода в нефти с 50% воды по объёму.



При условии, что размер капель одинаков, система с меньшим водержанием воды будет более устойчивой. Расстояние между капельками увеличивается и снижает вероятность слипания.

Из рис.2 и 3 видно, что контактная поверхность между нефтью и водой (граница раздела нефти и воды) резко увеличивается по мере разделения воды на более мелкие капельки. Например, представим, что рис.2 и 3 – это сосуды размером  $2,72 \text{ см} \times 2,72 \text{ см}$  и заключённый в них объём чуть больше  $20 \text{ см}^3$ . Если добавить  $10 \text{ см}^3$  воды и  $10 \text{ см}^3$  нефти, граница раздела составит  $7,4 \text{ см}^2$ . При условии полного разбивания воды на сферические капельки с радиусом  $0,1 \text{ микрон}$  значительно увеличивается поверхность. Можно рассчитать объём каждой капли и их количество, образующихся из  $10 \text{ см}^3$  воды ( $2,387 \times 10^{15}$  капель). Рассчитывается площадь поверхности каждой капли. Помножив это число на количество капель получим  $900 \text{ м}^2$  или около  $3200 \text{ фут}^2$ . Сравнение этой величины с первоначальной поверхностью раздела  $1,15 \text{ дюйм}^2$  ( $7,4 \text{ см}^2$ ) указывает на громадное увеличение.

Для эмульгирования воды в нефти потребуется достаточное количество химического эмульгатора для формирования полной плёнки вокруг каждой капли (рис.4). Если эмульгатора недостаточно, эмульсия – не устойчива.

С точки зрения стабильности, чем меньше капля, тем стабильнее эмульсия. Большие капли легче слипаются друг с другом (рис.5). Слипание слабо эмульгированных водяных капель. Одинаковый размер капель также стабилизирует эмульсию. Равномерный размер капель получается в результате сдвигающего усилия с помощью струи, устройство для смешивания бурового раствора или центробежных насосов.

Важность размера капель и его влияние на стабильность раствора трудно переоценить. Капли воды помогают поддерживать вес, способствуют снижению водоотдачи в обратенных растворах, регулируют вязкость и предельное статическое напряжение сдвига.

Добавление нефти (дисперсной фазы) увеличивает стабильность эмульсии, т.к. расстояние между каплями становится больше. И наоборот: добавление воды уменьшает стабильность, т.к. расстояние между каплями уменьшается. Добавки воды или нефти изменяют вязкость. Нефть снижает её, а вода повышает. Наилучшим вариантом для вязкости, предельного статического напряжения сдвига и контроля фильтрации является равновесие воды и нефти.

Включение твёрдых веществ в эмульсию вода в нефти может иметь и положительный и отрицательный эффект в зависимости от типа их смачивания. На рис.6 приведены 5 основных состояний смачивания в трех-фазных системах (твёрдое вещество/жидкость/жидкость), т.е. в растворе на нефтяной основе. Каждое состояние зависит от угла контакта, образуемого каждой жидкостью и твёрдым веществом. Если угол  $\theta$ , образованный жидкостью и твёрдым веществом меньше  $90^\circ$ , это вещество избирательно смачивается этой жидкостью. В первом примере, рис.6, угол меньше  $90^\circ$ , следовательно, твёрдое вещество избирательно смачивается водой. Если контактный угол становится равным  $0^\circ$ , твёрдое вещество полностью смачивается этой жидкостью В 4 и 5 примерах (3) VERSAPORT. Разница между VERSADRIL® и VERSACLEAN® заключается в базовой нефти. Системы VERSADRIL® используют дизельное топливо или сырую нефть в качестве основы, а в системе VERSACLEAN® используется менее токсичное минеральное масло. Базовая нефть – это нефть в качестве наружной фазы. В нормальных системах водоотдача низкая, т.к. в них применяются мыла с кальциевой основой – как первичные эмульгаторы. Эти системы плотно эмульгированы со стабильной высокой температурой. Ослабленные системы – системы с высокой водоотдачей, включающие ПАВ в качестве первичных эмульгаторов и обычно не содержат добавки, контролирующие фильтрацию. Эти системы считаются экономически эффективными и характеризуются высокой скоростью проходки. Ослабленную систему легко обратить в нормальную, но не наоборот. Система VERSAPORT – это нормальная или ослабленная система, в которой усовершенствован реологический профиль низкой скорости сдвига. В этой системе увеличена вязкость низкой скорости сдвига с минимальным влиянием показана концепция полного смачивания твёрдого вещества жидкостью.

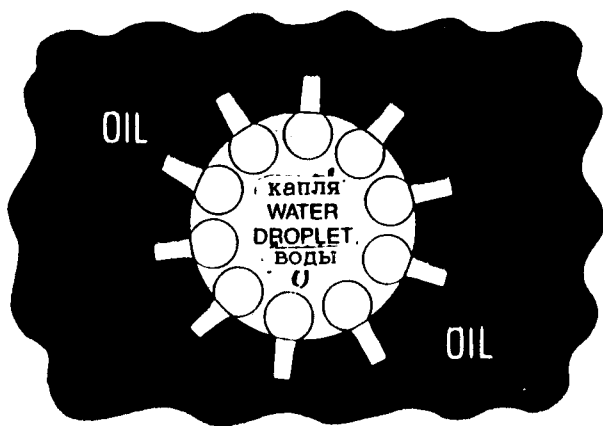


Рис.4. Поведение эмульгатора в эмульсии вода в нефти.

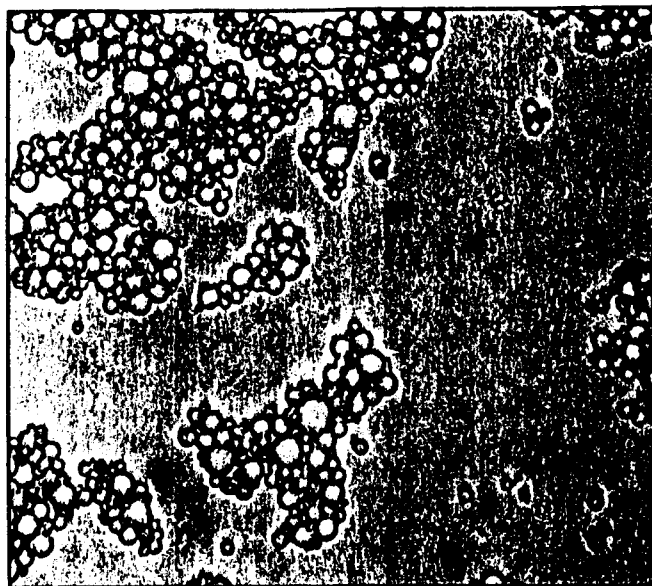


Рис.5. Слипание слабо эмульгированных водяных капель.

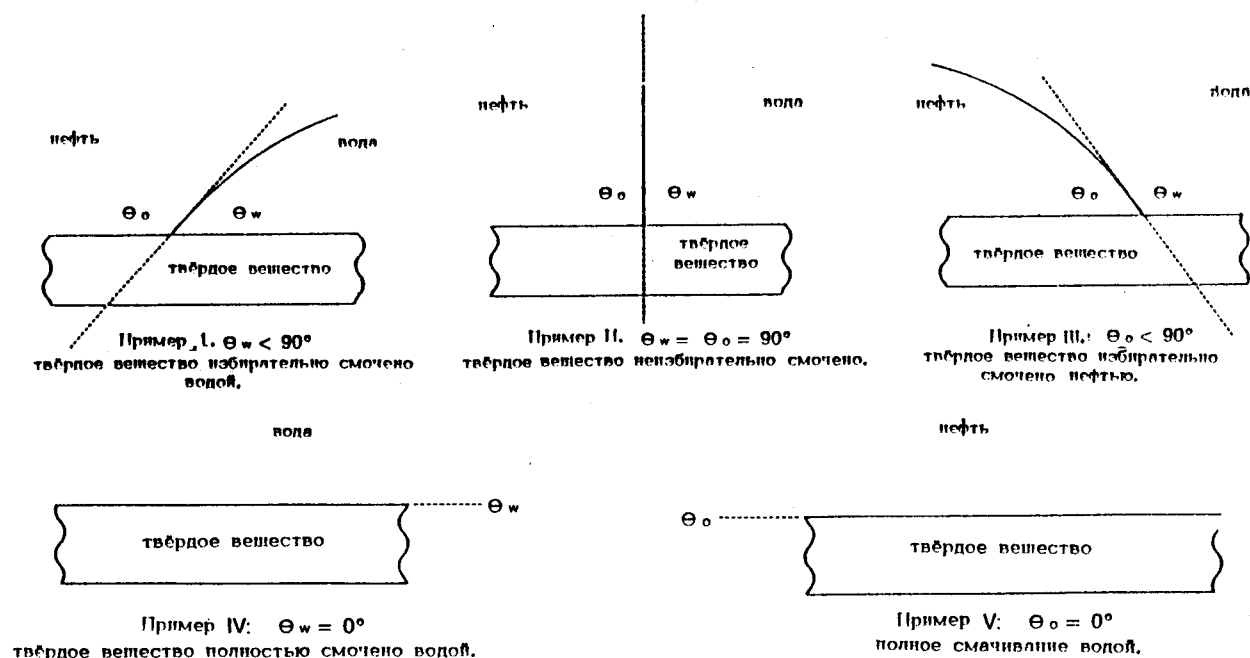


Рис.6. Контактные углы в трехфазных (жидкость/твёрдое вещество/жидкость) системах

Системы раствора на нефтяной основе содержат определенные ПАВ, изменяющие контактный угол (смачиваемость) поверхности раздела твердого вещества/жидкости. Избыток ПАВ приводит к избирательному или полному смачиванию нефтью. В этих системах необходимо поддерживать количество твердого вещества для избирательного смачивания нефтью. Твердые вещества становятся избирательно или полностью водосмачиваемыми, образуют скопления и выпадают из суспензии. Такое оседание характеризуется как мягкое и иногда называется "отслаиванием". Добавки смачивающих агентов - **VERSACOAT®**, **VERSAWET®** или **VERSA SWA®** изменяют условие смачивания и вызовут диспергирование групп во взвешенные частицы. Эти частицы остаются в состоянии избирательно смачивания нефтью, препятствуя образованию скоплений. Твердые вещества полностью смоченные нефтью могут осесть в виде очень плотного твердого осадка. В этом случае потребуются добавки гелеобразующих агентов.

Замер контактного угла труден, не точен и практически не проводится в буровом растворе на нефтяной основе. Разработано несколько простых исследований для изменения смачиваемости твердых веществ от водосмачиваемых до избирательно нефтесмачиваемых.

Для любого раствора на водной основе важно регулировать твердые вещества до оптимальной величины, особенно относительно веса. Активные или инертные твердые вещества, попадая в раствор ослабляют эмульсию. Твердые вещества впитывают часть нефти. Разбухающие твердые вещества стремятся создать эмульсию нефти в воде, а не наоборот. Поскольку: они вредно воздействуют на стабильность эмульсии, их количество должно быть минимальным.

Регулирование добавок эмульгаторов и смачивающих агентов для обеспечения нефтесмачиваемости твердых веществ эффективно снижает до минимума гидратацию твердых веществ и позволяет контактировать только с нефтью, но при этом образуются твердые обломки значительного размера в водяной дисперсной фазе жидкости.

Успешно снижается гидратация разбухающих твердых веществ при использовании электролитов в дисперсной или внутренней водяной фазе. Этот метод относится к "Регулируемой Активности" определенными концентрациями электролита в буровых растворах. К ним относятся (NaCl) и (CaCl<sub>2</sub>).

#### Компоненты

Рассматриваются три системы бурового раствора на нефтяной основе: 1. нормальный **VERSADRIL® / VERSACLEAN®**; 2. ослабленный на вязкость высокой скорости сдвига. Осуществляется это добавками особых веществ. **VERSAPORT®** - очень эффективная система для бурения сильно искривленных скважин.

#### Вещества

**VERSAMUL®** - жидкая смесь выбранных эмульгаторов, смачивающих агентов, гелеобразующих и стабилизирующих растворов агентов. Это первичная добавка в нормальной системе. **VERSAMUL®** требует дополнительное количество извести при равном соотношении в фунтах на баррель для образования кальциевого мыла. Для растворения мыла потребуется избыток извести в 3ф/бар. **VERSAMUL®** образует очень плотную эмульсию, устойчивую при высокой температуре. Эта жидкость расфасована в 5-галонные банки или 55-галонные бочки.

**VERSACOAT®** - первичный эмульгатор в ослабленной системе. Это эффективный нефтесмачивающий агент, используемый в "нормальных системах". Жидкость расфасована в 5-галонные банки или 55-галонные бочки.

**VERSAWET®** - эффективный смачивающий агент в системах с избытком извести менее 20 фунтов/баррель. **VERSAWET®** - обладает большей смачивающей способностью при низкой щелочности и большей эмульгирующей способностью при повышенной щелочности. Это диспергатор в растворе на нефтяной основе, при низкой щелочности. Передозировка приводит к разжижению раствора при низкой щелочности и увеличению вязкости при высокой щелочности. Расфасовка: 5-галонные канистры и 55-галонные бочки.

**VG-69®** - первичный агент вязкости и геля в релаксационных системах и вторичный агент вязкости в нормальных системах. **VG-69®** - это органотфильная глина с бен-

тонитовой основой. Она обеспечивает вязкость и гелевую структуру в дизельном топливе или минеральном масле. VG-69\* – порошок, расфасованный в 50 фунтовые мешки.

Хлористый кальций – ( $\text{CaCl}_2$ ) – электролит обычно используемый в системах с нефтяной основой для регулирования активности (Aw) бурового раствора. Хлористый кальций выпускается как техническая марка с чистотой 77–80% или с чистотой 96–98%. Следует осторожно подбирать марку хлористого кальция для подготовки систем VERSADRIL® и VERSACLEAN®, см. соответствующую таблицу зависимости активности от весового % соли.

VERSA-HRP® – специально разработанный полиамид, обеспечивающий предел текучести и предельное статическое напряжение сдвига при минимальном увеличении пластической вязкости. VERSA-HRP® используется для начального смешивания систем с VERSACLEAN®, но может применяться с любым типом нефти для увеличения несущей способности и улучшенных разжижающих характеристик при напряжении сдвига. VERSA-HRP® можно использовать при вытеснении. Это не увеличитель вязкости; он требует наличия активных твёрдых веществ (органолитическая глина или шлам) для создания вязкости. VERSA-HRP® – следует подвергнуть пилотному испытанию перед добавкой в буровой раствор. Жидкость расфасовывается в 5-галонные канистры или 55-галонные бочки.

VERSA SWA® – это алефотернат вторичный ПАВ для усиления нефтесмачивания твёрдых веществ. Его добавляют в качестве предварительной обработки для поддержания избирательного нефтесмачиваемого состояния или пост-обработки для реверсирования состояния водосмачиваемости твёрдых веществ. Обычно 1 ф./бар достаточен для удаления водо-смачиваемых твёрдых веществ, но прежде рекомендуется проведение кислотных испытаний. VERSA SWA® является дополнительным материалом в сочетании с первичным смачивающим агентом.

VERSAMOD – жидкий органический гелеобразующий агент для систем VERSAPORT. VERSAMOD увеличивает низкую скорость сдвига. Его основное применение в наклонно-направленных скважинах большого диаметра для лучшей очистки ствола. Чем больше содержание воды в растворе на нефтяной основе, тем ниже необходимая концентрация VERSAMOD для достижения нужного эффекта. Он требует добавки извести в равной пропорции фунтов/баррель для получения эффекта. Расфасован в 5-галонные канистры или 55-галонные бочки.

VERSATROL® – устойчивый к температуре агент контроля за водоотдачей для систем VERSADRIL® и VERSACLEAN®. Это избранная смесь гильсонита/материала асфальтного типа. Норма обработки 2–8 ф./бар. Кислотные испытания должны определить действенную концентрацию для каждого случая. VERSATROL® – порошок, расфасован в 50-фунтовые мешки.

VERSALIG® – аминнообработанный материал с лигнитной основой, используемый как регулятор фильтрации в системах VERSADRIL® и VERSACLEAN®. Он предназначен для замены гильсонитно/асфальтового агента фильтрации. Норма обработки 2–12 ф./барр. с предварительными кислотными испытаниями для определения действенной концентрации. Это порошок в 50-фунтовых мешках.

VERSATHIN® – жидкий диспергатор раствора на нефтяной основе для снижения предела текучести и предельного статического напряжения сдвига в системах VERSADRIL® и VERSACLEAN®. Макро молекулы перемешиваются между твёрдыми частицами и разжижают раствор. Рекомендуемые нормы обработки от 0,25 до 2 ф./бар. Перед добавкой в буровой раствор следует провести пилотные испытания. Это жидкость в 5-галонных канистрах или в 55-галонных бочках.

#### Системы

VERSADRIL®, VERSACLEAN® и VERSAPORT – системы растворов с нефтяным основанием, полученные и предназначенные для соответствия всем требованиям буровых жидкостей. Они могут использоваться без агентов контроля фильтрации там, где основу составляет скорость проходки, устойчивы к высоким температурам, могут улучшать реологические свойства для повышения очистки ствола в сильно искривленных скважинах.

## Релаксирование системы **VERSADRIL®**, **VERSACLEAN®**

Эти системы слабо эмульгированы; высокая водоотдача систем рассчитана на максимальную скорость проходки на буровых растворах на нефтяной основе. Релаксированные системы объединяют ингибированные свойства буровых растворов на нефтяной основе с высокой скоростью проходки.

Релаксированные системы включают **VERSACOAT®** в качестве основного эмульгатора, **VG-69®** и **VERSA-HRP®** – как гелеобразующие и создающие вязкость агенты, а **VERSAWET®** – как смачивающий агент. Раствор хлористого кальция 25% по весу  $\text{CaCl}_2$  обычно составляет внутреннюю фазу, до 38% по весу допустимы, свыше 38% – не рекомендованы. При этом устраняется сверх насыщение, когда небольшие концентрации воды теряются, испаряясь из наземных систем. Это в свою очередь ведет к рекристаллизации солей на поверхности и понижению стабильности эмульсии и водосмачиваемости твердых частиц. В качестве внутренней фазы можно использовать хлористый натрий и сложные смеси хлористого магния, калия, кальция и натрия. В таблицах I и III рассмотрены релаксированные системы **VERSADRIL®** и **VERSACLEAN®**. В них обычно не вводятся добавки контроля за водоотдачей.

## Нормальные системы **VERSADRIL®**, **VERSACLEAN®**

Эти системы сильно эмульгированы, очень устойчивы к высоким температурам в растворах на нефтяной основе. Нормальные системы успешно используются для бурения глубоких высокотемпературных скважин с обеспечением максимальной стабильности в стволе.

**VERSAMUL®** – основной эмульгатор, но для большего успеха к нему добавляется известь в равном соотношении ф./баррель. Для щелочных сред оптимальное количество извести 3 ф./бар. **VERSACOAT®** – смачивающий агент. **VG-69®** – гелеобразующий агент. Хлористый кальций 25% по весу используется как внутренняя фаза, но можно применить и любой соляной раствор. В таблицах II и IV рассмотрены **VERSADRIL®** и **VERSACLEAN®**. Для **VERSATROL®** и **VERSALIG®** необходимы пилотные испытания.

Таблица 1. Релаксированная система. Барит, 25% по весу  $\text{CaCl}_2$ , соляной раствор 96% чистой соли. Для **VERSACLEAN®** может потребоваться **VERSA-HRP®** в зависимости от физических и химических свойств базового минерального масла. Количество рассчитывается по таблице.

1. Определить количество **VG-69®** по системе **VERSADRIL®**
2. Определить количество **VG-69®** и **VERSA-HRP®** для системы **VERSACLEAN®** по нижеприведенному соотношению.

Пример: вес раствора 9,0 ф./бар.

**VERSADRIL®**– **VG-69** 20,0 ф./бар.

## Системы **VERSAPORT**

Системы **VERSAPORT** предназначены для успешного бурения сильно искривленных скважин. Они характеризуются повышенной вязкостью при низкой скорости сдвига и улучшает очистку ствола искривления скважин. Повышенная скорость при низкой скорости сдвига невозможно без чрезмерной вязкости при высокой скорости сдвига. Пластическая вязкость и предел текучести остаются относительно низкими. Увеличенная вязкость при низкой скорости сдвига достигается добавками **VERSAMOD** или **VERSA-HRP®** в существующие системы **VERSADRIL®** и **VERSACLEAN®**, которые могут быть нормальными или релаксированными. В табл. V и VI представлены графы для нормальной системы **VERSAPORT**. Для проверки реологии системы требуется шести-скоростной **VG** – счётчик.

### Свойства

#### Реология и твёрдые вещества

Точные пределы пластической вязкости, предела текучести и предельного статического напряжения сдвига определить трудно. Эти величины зависят от нескольких переменных температуры, типа, размера, концентрации твёрдых веществ, нефте-водяного фактора, концентрации рассола и общей стабильности бурового раствора. Определение проходящих свойств данного веса раствора зависит от требований, предъявляемых к жидкостям.

TABLE I

**VERSADRIL®/VERSACLEAN® FORMULATION CHARTS**  
**BARITE**  
**Relaxed system**

(25% by wt. CaCl<sub>2</sub> brine: 96% salt purity)

\*VERSACLEAN® formulations may require the use of VERSA-HRP® due to the physical/chemical properties of the base mineral oil. Use the techniques listed below in order to determine the proper concentrations of VG-69® and VERSA-HRP®.

	75:25 нефть-вода	80:20 нефть-вода	85:15 нефть-вода	90:10 нефть-вода
VERSACOAT®, ppb	2-3	3-4	4-5	5-6
VERSAWET®, ppb	1-2	1-2	1-2	1-2
Известь	1-2	1-2	0-2	0-2

Вес раствора, ppg	Нефть bbl	Вода bbl	CaCl <sub>2</sub> ppb	*VG-69 ppb	Барит ppb
<b>75:25 нефть-вода</b>					
8.5	0.703	0.231	28.5	8-10	21.5
9	0.690	0.227	27.9	8-10	49.0
<b>80:20 нефть-вода</b>					
10	0.703	0.173	21.4	6-8	111.7
11	0.675	0.166	20.5	6-8	166.1
12	0.646	0.159	19.6	6-8	220.5
13	0.617	0.152	18.8	6-8	274.9
<b>85:15 нефть-вода</b>					
14	0.622	0.108	13.3	6-8	335.8
15	0.591	0.103	12.7	6-8	389.9
<b>90:10 нефть-вода</b>					
16	0.590	0.065	8.0	4-6	449.8
17	0.558	0.061	7.5	4-6	503.5
18	0.526	0.058	7.1	4-6	557.3

**VERSA-HRP®/VG-69® DETERMINATION**

- Determine from chart the quantity of VG-69® required from a VERSADRIL® system.
- Determine the quantities of VG-69® and VERSA-HRP® required for a VERSACLEAN® system using the following relationships:

$$\text{VERSACLEAN® VG-69®} = \text{VERSADRIL® VG-69® (ppb)} \cdot 0.80$$

$$\text{VERSACLEAN® VERSA-HRP®} = \text{VERSADRIL® VG-69® (ppb)} \cdot 0.40$$

EXAMPLE: Data: Mud Weight (ppg)9.0

VERSADRIL® VG-69® (ppb)10.0

Calculations:

$$\text{VERSACLEAN® VG-69® (ppb)} = 10.0 \cdot 0.80 = 8.0$$

$$\text{VERSA-HRP® (ppb)} = 10.0 \cdot 0.40 = 4.0$$

**TABLE II**  
**VERSADRIL®/VERSACLEAN® FORMULATION CHARTS**  
**BARITE**  
**Conventional System**

(25% by wt. CaCl<sub>2</sub> brine: 96% salt purity)

\*VERSACLEAN® formulations may require the use of VERSA-HRP® due to the physical/chemical properties of the base mineral oil. Use the technique listed in TABLE I to determine the proper concentrations of VG-69® and VERSA-HRP®.

	70:30 нефть:вода	80:20 нефть:вода	90:10 нефть:вода
VERSAMUL®, ppb	8-10	8-10	8-10
VERSACOAT®, ppb	0-1	1-2	2-3
известь ф/бар	10-15	10-15	10-15
VG-69®, ppb	2-4	2-3	1-1.5
VERSATROL®, ppb	4-6	6-8	8-10

Вес раствора, ф/гал	нефть bbl	вода bbl	CaCl <sub>2</sub> ppb	барит ppb
<b>70:30 нефть-вода</b>				
8.5	0.625	0.265	32.6	22.7
9	0.613	0.259	31.9	49.7
10	0.588	0.249	30.6	103.8
11	0.563	0.235	29.3	157.8
<b>80:20 нефть - вода</b>				
12	0.609	0.150	18.5	226.3
13	0.581	0.143	17.7	279.6
14	0.552	0.136	16.8	332.9
15	0.524	0.129	15.9	386.2
<b>90:10 нефть-вода</b>				
16	0.555	0.061	7.5	451.9
17	0.523	0.057	7.1	504.4
18	0.491	0.054	6.6	557.1

**TABLE III**  
**VERSADRIL®/VERSACLEAN® FORMULATION CHARTS**  
**FER-OX®**  
**RELAXED SYSTEM**

(25% by wt. CaCl<sub>2</sub> brine: 96% salt purity)

ERSACLEAN® formulations may require the use of VERSA-HRP® due to the physical/chemical properties of the base mineral oil. Use the technique listed in TABLE I to determine the proper concentrations of VG-69® and VERSA-HRP®.

	70:30 Нефть - Вода	80:20 Нефть - вода
VERSACOAT®, ppb	2-7.5	2-6.25
VERSAWET®, ppb	0.75-1.5	1.75-2.5
известь ф/бар	2-4	2-4

Вес раствора, ф/гал	Нефть, бар	Вода, бар	CaCl <sub>2</sub> ф/бар	*VG-69 ppb	FER-OX ppb
<b>70:30 нефть:вода</b>					
8.5	0.653	0.276	34.0	8-10	12.6
9	0.643	0.272	33.5	6-8	39.0
10	0.624	0.264	32.5	6-8	91.9
11	0.605	0.255	31.5	4-6	144.9
12	0.585	0.247	30.5	4-6	197.8
13	0.566	0.239	29.5	2-4	250.7
<b>80:20 - "</b>					
14	0.621	0.153	18.9	6-8	313.0
15	0.599	0.148	18.2	6-8	364.9
16	0.577	0.142	17.5	4-6	416.8
17	0.555	0.137	16.8	4-6	468.7
18	0.532	0.131	16.2	2-4	520.6



**TABLE IV**  
**VERSADRIL®/VERSACLEAN® FORMULATION CHARTS**  
**FER-OX®**  
**CONVENTIONAL SYSTEM**

(25% by wt. CaCl<sub>2</sub> brine: 96% salt purity)

\* VERSACLEAN® formulations may require the use of VERSA-HRP® due to the physical/chemical properties of the base mineral oil. Use the technique listed in TABLE I to determine the proper concentrations of VG-69® and VERSA-HRP®.

	70:30 нефть:вода	80:20 нефть:вода	90:10 нефть:вода
VERSAMUL®, ppb	8-10	8-10	8-10
VERSACOAT®, ppb	0-1	1-2	2-3
Известь	10-15	10-15	10-15
VG-69®, ppb	2-4	2-3	1-2
VERSATROL®, ppb	4-6	6-8	8-10

Вес раствора, ф/гал	Нефть, бар	Вода, бар	CaCl <sub>2</sub> ф/бал	FER-OX ф/бар
<b>70:30 нефть:вода</b>				
8.5	0.627	0.265	32.7	21.1
9	0.617	0.261	32.1	46.8
10	0.597	0.252	31.1	98.3
11	0.578	0.244	30.1	149.7
12	0.558	0.236	29.1	201.2
13	0.538	0.228	28.0	252.6
<b>80:20 нефть:вода</b>				
14	0.588	0.145	17.9	316.6
15	0.566	0.140	17.2	367.5
16	0.544	0.134	16.5	418.4
<b>90:10 нефть:вода</b>				
17	0.584	0.064	7.9	482.3
18	0.558	0.061	7.5	532.7

**TABLE V**  
**VERSAPORT FORMULATION CHARTS**  
**BARITE**  
Нормальная система

	60:40 нефть : вода	70:30 нефть:вода	80:20 нефть:вода
VERSAMUL®, ppb	5-7	4-6	4-6
VERSACOAT®, ppb	-	0-1	0-1
LIME, ppb Известь	10-15	10-15	10-15
VG-69®, ppb	1-3	1-3	1-3
VERSATROL®, ppb	0-4	2-5	3-6
VERSAMOD, ppb	1-2	2-4	3-5

Вес раствора, ф/гал	Нефть, бар	Вода, бар	CaCl <sub>2</sub> ф/бар	Барит ф/бар
60:40 нефть:вода				
8.5	0.549	0.361	44.6	10.0
9	0.539	0.354	43.7	37.4
10	0.517	0.340	41.9	92.2
11	0.496	0.324	40.2	147.0
70:30 — —				
12	0.550	0.233	28.7	217.9
13	0.525	0.222	27.4	272.0
14	0.500	0.211	26.0	326.0
80:20 — —				
15	0.535	0.132	16.3	393.9
16	0.506	0.125	15.4	447.2

**TABLE VI**  
**VERSAPORT FORMULATION CHARTS**  
**FER-OX®**  
Нормальная система

	60:40 нефть:вода	70:30 нефть:вода	80:20 нефть : вода
VERSAMUL®, ppb	5-7	4-6	4-6
VERSACOAT®, ppb	-	0-1	0-1
LIME, ppb известь ф/бар	10-15	10-15	10-15
VG-69®, ppb	1-3	1-3	1-3
VERSATROL®, ppb	0-4	2-5	3-6
VERSAMOD, ppb	1-2	2-4	3-5

Вес раствора, ф/бар	Нефть, бар	Вода, бар	CaCl <sub>2</sub> ф/бар	FER-OX ppb
<b>60:40 нефть:вода</b>				
8.5	0.551	0.362	44.6	9.5
9	0.542	0.356	43.9	35.5
10	0.525	0.345	42.6	87.5
11	0.508	0.334	41.2	139.5
<b>70:30 нефть-вода</b>				
12	0.572	0.242	29.8	207.4
13	0.552	0.233	28.8	258.9
14	0.533	0.225	27.7	310.3
<b>80:20 нефть:вода</b>				
15	0.580	0.143	17.6	376.0
16	0.557	0.137	16.9	426.9

ти, для условий скважины. Например, для несущей способности скважин большого диаметра требуется повышенный предел текучести и предельное статическое напряжение сдвига, однако, эти же свойства могут быть пригодными для бурения небольших скважин даже с тем же весом раствора.

Ниже приводятся некоторые основные правила для регулирования реологических свойств и содержания твёрдых веществ в циркуляционных системах.

1. Пластическая вязкость должна поддерживаться на минимальном уровне для оптимизации скорости проходки. Тенденция к увеличению пластической вязкости в период проверки бурового раствора при одинаковом весе указывает на увеличение твёрдых веществ в результате добавок агентов контроля водоотдачи или низкого уд. веса разбурываемых твёрдых веществ или образования сверх мелких твёрдых веществ.

2. Предел текучести и напряжение сдвига управляются двумя факторами. Во-первых, сохранением устойчивой нексотропий (структуры геля) для удержания во взвешенном состоянии утяжелителя и обеспечения достаточной несущей способности. Во-вторых, снижением до минимума потери давления в кольцевом пространстве, оптимизацией гидравлической характеристики долота и снижением до минимума эквивалентных плотностей циркуляции.

3. Содержание твёрдых веществ для данного веса бурового раствора изменяется в зависимости от требований к системе. Как правило, твёрдые вещества должны поддерживаться на минимуме, но это не всегда возможно, если используются добавки контроля за водоотдачей, гелеобразующие агенты и другие твёрдые вещества. Поэтому следует установить экономический минимум разбурываемых твёрдых веществ для оптимизации поведения бурового раствора.

#### Щелочность $P_{om}$

Щелочность ( $P_{om}$ ) раствора на нефтяной основе является мерой избытка извести в нем. В нормальной системе уровень  $P_{om}$  должен быть 2,5 см<sup>3</sup> по 0.1 N серной кислоты или выше. Если  $P_{om}$  ниже этого значения в течение длительного времени эмульсия может стать нестабильной. Избыток извести не необходим в релаксированных системах для поддержания стабильной эмульсии. В них  $P_{om}$  составляет обычно 1-2 см<sup>3</sup> от 0.1 N серной кислоты для создания буфера кислым газом.

Примечание: основания буровых растворов M-1 являются рекомендациями относительно обработок щелочности по методу  $P_{om}$  АНИ. По желанию оператора авторы определяют  $P_{om}$  по методу АНИ и "обратного нитрования", но все обработки основываются на прямом методе  $P_{om}$  АНИ.

#### Содержание $CaCl_2$

Содержание ( $CaCl_2$ ) проверяется титрованием и сравнивается с  $A_w$  во время регулирования активности раствора. Детали в главе "Регулировка Активности Воды".

#### Регулируемая активность

Термин "активность" используется для определения единицы измерения химического потенциала воды в растворе или сланцев. Исследования подтвердили, что глино-содержащие породы адсорбируют воду и изменяются. Сюда относятся иллиты и другие, ранее считавшиеся инертными к поглощению водой. Сланцы адсорбируют воду из-за разницы химического потенциала (активность или  $A_w$ ) вод, содержащихся в глинах и обнаруживаемых в растворе. Если химические потенциалы глин и раствора равны, адсорбция воды в глины теоретически сводится к нулю. Такое состояние обычно уменьшает опасность осыпания в результате водочувствительной природы глин.

Контроль за глинами с помощью приводимой методики ограничивается растворами на нефтяной основе, т.е. не применима к растворам на водяной основе, хотя при наличии в них электролита, деструкция глин уменьшается по сравнению с пресной водой, но механизм достижения этого отличается от теории: "Регулируемой активности".

Системы VERSADRIL® или VERSACLEAN® - регулируемая активность раствора, в которой наона уравнивается с активностью разбурываемых глин. Для получения активности от 1,0 до 0,40 в систему добавляется ( $CaCl_2$ ). Хлористый натрий создает активность от 1,0 до 0,75 (насыщенный  $NaCl$ ).

Системы VERSADRIL® и VERSACLEAN® могут быть приготовлены с внутренней фазой NaCl. Самая низкая активность, которую можно получить, 0,75 при насыщении. Во многих случаях контроля за глинами может потребоваться ещё меньшая активность. Если активность, требуемая в любое время действия скважины должна быть 0,75, желательнее начать с CaCl<sub>2</sub>. Буровой раствор нельзя насытить NaCl до активности 0,75, а затем до нижней Aw с помощью CaCl<sub>2</sub>. Величины активности каждого раствора не являются добавками. Объясняется это разной растворимостью двух солей. Добавка CaCl<sub>2</sub> в раствор NaCl – внутреннюю фазу – вызывает осаждение NaCl.

#### Водоотдача при высоких температуре и давлении

Водоотдача при 300 °F и 500 psi для нормальных растворов обычно ниже 10 см<sup>3</sup>. Низкая водоотдача – положительный аспект при бурении высокопроницаемых песков, склонных к избирательному прилипанию.

Системы с релаксированной водоотдачей обычно не требуют применения VERSATROL® или VERSALIG®. Релаксированные системы могут содержать воду при водоотдаче высоких температуре и давлении. Скорости проходки доводятся до максимума в этих системах.

#### Электрическая стабильность

Электрическая стабильность – это мера эмульгирования в дисперсионной фазе нефти. Нефть не проводит электрический ток. Поток электричества устанавливается между полюсами зонда, когда соединяются (слипаются) капельки воды для образования непрерывного моста или контура. Чем сильнее эмульсия, тем больше требуется напряжение для разбивания эмульсии или слипания для заканчивания цикла.

Величина электрической стабильности зависит от нескольких факторов.

1. Концентрация электролита – электропроводность воды повышается с увеличением концентрации электролита. Следовательно, увеличение электролита может иметь временный эффект снижения электрической стабильности.

2. Содержание воды. По мере увеличения объёма диспергированной воды уменьшается среднее расстояние между каплями воды, облегчая завершение цикла с помощью слипания в результате снижения электрической стабильности.

3. Водно-смачиваемые твёрдые вещества. Условия водосмачиваемости твёрдых веществ вредно воздействует на полученную величину стабильности эмульсии. Достаточно смоченные твёрдые вещества могут действовать как капли воды относительно электропроводности. Поскольку соединение водосмоченных твёрдых веществ создают эффект большой водяной капли, происходит снижение электрической стабильности.

4. Эмульсия. Размер капель воды, который обычно больше в новых и нестабильных циркуляционных системах, значительно влияет на величину стабильности эмульсии. Размер капель и концентрация эмульгатора изменяют стабильность эмульсии.

5. Температура, при которой производится замер стабильности.

Величина стабильности эмульсии – очень важный параметр. Величины не должны быть абсолютными. Каждая система имеет собственный набор условий, определяющих электрическую стабильность. Например, две системы VERSADRIL® действуют одновременно в равных условиях. В одной системе 5% по объёму H<sub>2</sub>O и 2000v стабильность, а в другой – 15% по объёму воды и 800v стабильность. Разница в 1200v не влияет на относительную плотность в каждой системе (объём H<sub>2</sub>O создает разность стабильности). Поэтому величины относительны для той системы, из которой они зарегистрированы. Замеры должны проводиться регулярно и наноситься на график для определения направления. Увеличение или уменьшение указывает на изменения в системе. Источник изменений определяется анализом раствора.

#### Регулирование активности воды Aw VERSADRIL®/VERSACLEAN®

Снижение (увеличение содержания солей) активности бурового раствора осуществляется порошком CaCl<sub>2</sub>, т.к. хлопьевидный материал не легко растворяется в растворе на нефтяной основе. Поскольку промышленность выпускает готовый порошок в виде 77–80%-ного активного материала, трудно установить по графику требуемое количество для регулирования растворов на нефтяной основе с различным составом воды (при добавлении

77-80%  $\text{CaCl}_2$ , 20-23% по весу воды поступает вместе с ним).

Предлагается следующая методика определения количества хлористого кальция для регулирования активности воды до нужного уровня.

#### М е т о д и к и

1. Определить настоящую активность системы ( $A_w$ ) - по таблице минерализованной воды, сравнивая активность и концентрацию соли (предпочтительно в % по весу). Таблицы содержат всю информацию для регулировки солёности.

2. Дистилляция объёма определит содержание пресной воды в системе.

3. Определить текущее количество  $\text{CaCl}_2$  (ф./бар.) в системе.

Текущий % по весу соли  $c \times \text{х соль}$

Текущий % по объёму воды  $x \text{ вода}$

$$\text{Соль (ф./бар.)} = \frac{c \times \text{х соль} / 100 \times x \text{ вода} \times 3,5}{(1 - (c \times \text{х соль} / 100))}$$

4. С помощью данных пункта 3 и приведенного ниже уравнения определяется количество  $\text{CaCl}_2$  для доведения ( $A_w$ ) до нужного уровня.

Необходимый % по весу соли  $x \text{ соль}$

% чистоты соли  $x_p$

$Q = \text{соль (ф./бар.) для добавки}$

$$Q = \frac{(x \text{ соль} / 100 \times \text{х соль}) + (d \times \text{х соль} / 100 \times \text{х вода} \times 3,5) - \text{соль}}{((x_p - d) \times \text{х соль}) / 100}$$

Пример:

Текущий % по весу соли	10
% по объёму воды	20
Нужный % по весу соли	25
% чистоты соли	78
Текущее кол/во соли (ф./бар.)	7,78
Добавка соли (ф./бар.)	22,0

Часто требуется увеличить активность, для чего применяется следующая методика.

1. Определить действующую активность ( $A_w$ ) в системе. Из таблицы определяется соотношение активности к концентрации соли в % по весу.

2. По дистилляции объёма определить содержание пресной воды в системе.

3. Определить текущее количество  $\text{CaCl}_2$  в системе (ф./бар.).

Текущий % по весу соли  $c \times \text{х соль}$

Текущий % по объёму воды  $x \text{ вода}$

$$\text{Соль (ф./бар.)} = \frac{(c \times \text{х соль} / 100 \times x \text{ вода} \times 3,5)}{(1 - (c \times \text{х соль} / 100))}$$

4. Из пункта 3 и уравнения определить необходимый добавляемый объём воды для доведения до нужного уровня.

Нужный % по объёму соли  $c \times \text{х соль}$

= добавка воды (бар)..

$$= \frac{\text{соль} - (x \text{ соль} / 100 \times \text{х соль}) - (x \text{ соль} / 100 \times \text{х вода} \times 3,5)}{(3,5 \times x \text{ соль})}$$

Пример:

Текущий % по весу соли	22
Текущий % по объёму воды	10
Нужный % по весу соли	15
Текущее кол-во соли (ф.бар.)	9,87
Добавка (бар./воды)	0,0598
Плотность (ф./бар.)	SG/0,12
$\text{CaCl}_2$ (ф./бар.) к % по весу $\text{CaCl}_2 \times 10,000$	
Хлориды es $\text{CaCl}_2$ (ф./бар.) = % по весу $\text{CaCl}_2 \times 6388,5$	226

NaCl (ф./бар.) x % по весу NaCl x 10,000  
 Хлориды (ф./бар.) es NaCl = % по весу NaCl x 6065,5  
 Активность при 25°C.

#### Нефте-водяной фактор

Нефте-водяной фактор определяет фракции нефти и воды в растворе в виде % общей жидкой фракции. Этот фактор исключительно важен при подготовке новых циркуляционных систем, т.к. начальная вязкость и величины водоотдачи при высоких температуре и давлении зависят от этого. Поскольку разбуриваемые твёрдые вещества поступают в буровой раствор, уменьшается % жидкой фракции по объёму. Величина нефте-водяного фактора дает возможность регулировать вязкость жидкой фазы сохранением относительно постоянного нефте-водяного фактора. В стабильных растворах, где находится значительное количество твёрдых веществ, допускается увеличение нефте-водяного фактора (т.е. большего % жидкой фазы) без нарушения фильтрации и реологии.

Расчёт нефте-водяного фактора (НВФ) требует непосредственных показаний реторты и рассчитывается как:

$$\text{нефтяной фактор} = \frac{\% \text{ объёма нефти}}{\% \text{ объёма нефти} - \% \text{ объёма воды}}$$

$$\text{водяной фактор} = \frac{\% \text{ объёма воды}}{\% \text{ объёма воды} - \% \text{ объёма нефти}}$$

Добавки нефтяного и водяного факторов равны 100.

Пример:

% нефти по объёму	- 56	
% воды по объёму	- 24	
% твёрдых веществ по объёму	- 20	
% нефти к жидкой фазе	= $\frac{56}{56-24}$	= 70%
% воды	- " -	$\frac{24}{56-24} = 30\%$

НВФ = 70-30.

#### Регулирование НВФ

С помощью текущих данных растворы можно рассчитать увеличение или снижение НВФ.

1. Рассчитать кол-во бар нефти, устанавливаемое к кол-ву бар раствора для увеличения НВФ следующим образом:

а. по данным реторты отметить % воды и нефти в виде десятой доли 1. Обозначить фракцию воды  $F_w$  и фракцию нефти  $F_o$ .

б. Отметить нужное соотношение целым числом. Обозначить нефтяное соотношение как  $O_R$  и водяное -  $W_R$  (т.е. при  $O/W = 90:10$ ,  $O_R = 90$ , а  $W_R = 10$ ).

в. Рассчитать расход нефти на 1 бар раствора для получения НВФ

$$\text{бар нефти/бар раствора} = \frac{O_R \times (F_o + F_w) - (100 \times F_o)}{W_R}$$

2. Снижение НВФ, т.е. расчёт бар воды, добавляемой на бар раствора выполняется как:

а. по данным реторты отметить  $F_w$  и  $F_o$  в десятых долях 1.

б. Отметить нужные соотношения нефти и воды целым числом и обозначить  $O_R$  и  $W_R$ .

в. Рассчитать потребность воды на 1 бар раствора:

$$\text{бар воды/бар раствора} = \frac{W_R \times (F_o + F_w) - (100 \times F_o)}{O_R}$$

**Примечание:**

Повышение или понижение НВФ в растворе изменяет его плотность. Утяжеление раствора не изменяет НВФ. В каждом из приведенных расчётов величины  $O_R$  и  $W_R$  должны удовлетворять требованию

$$O_R + W_R = 100$$

**Пример.**

Тип раствора	VERSADRIL®
Вес раствора	- 18 ф./гал
% твёрдых веществ (реторта)	- 40%
% нефти (реторта)	- 51%, $F_o = 0,51$
% воды ( "- )	- 9%, $F_w = 0,09$
Нужный НВФ	- 90:10

Для увеличения НВФ с 85/15 до 90/10 добавляется нефть, для чего выбирается формула увеличения НВФ (т.е. бар нефти на бар раствора).

$$\text{бар нефти/бар раствора} = \frac{O_R \times (F_o + F_w) - (100 \times F_o)}{W_R}$$

Поэтому для увеличения НВФ потребуется добавить 0,30 бар нефти на 1 бар раствора.

**Нарушение соотношения в растворах на нефтяной основе**

**А. Проблема: недостаточная вязкость**

Причина - обработка

Низкое содержание воды - вода

Недостаточная обработка - VERSAGEL®, VG-69®  
вяжущим агентом VERSA-HRP®

Десорбция газа - VERSAWET®, VERSA SWA®, VERSAMUL®  
и известь. Увеличение веса раствора.

**Б. Проблема - Избыточная вязкость**

Причина - Обработка.

Высокое содержание воды - нефть  
VERSAMUL® + известь  
VERSACOAT®  
\*VERSATHIN®

**Включение твёрдых частиц.**

А. % по объёму - регулирование твёрдых веществ/разбавление  
\*VERSATHIN®

**Б. Мелкодисперсный**

материал - то же.

**В. Водосмачивание**

- VERSAWET®  
VERSA SWA®  
VERSACOAT®

Увеличение температуры - VERSACOAT®

Кислые газы - известь VERSAMUL®  
VERSAWET®/  
VERSACOAT®

Чрезмерная обработка - нефть

\* VERSATHIN® используется при отсутствии других вариантов.

**В. Проблема - Повышение  $t^{\circ}\text{C}$  и давления**

Причина - Обработка

Слабая эмульсия - VERSAMUL® и известь  
VERSACOAT®



Неправильное распределение  
частиц по размеру

VERSATROL®  
VERSALIG®  
VERSAGEL или VG-69®

Увеличение скважины

- VERSAMUL® + известь  
VERSACOAT®  
VERSATROL®/VERSALIG®

Г. Проблема - вода в фильтрате высокой  $t^\circ$  и давления (если нежелательна)

Причина - обработка

Слабая эмульсия

VERSAMUL® + известь  
VERSACOAT®

Увеличение  $t^\circ$  скважины

- VERSAMUL®  
VERSACOAT® VERSATROL®/VERSALIG®

Д. Проблема - Водосмачиваемые твёрдые вещества.

Причина - Обработка

Сверхнасыщение солью

- вода, VERSAWET® VERSA SWA® VERSACOAT®

Избыток твёрдых веществ

- регулирование твёрдой фазы, VERSAWET®  
VERSA SWA® VERSACOAT®

Недостаточная обработка

VERSAWET® VERSA SWA® VERSACOAT®

Увеличение содержания воды

- VERSAMUL® + известь  
VERSAWET®/  
VERSACOAT® VERSA SWA®  
нефть

#### Водосмачиваемые твёрдые вещества

Опасность, связанная с водосмачиваемыми твёрдыми веществами, заключается в том, что избирательно покрытые органическим ПАВ (не допускающим слипания с другим подобным материалом) возвращаются в своё первоначальное состояние (водосмачиваемость). Происходит накопление твёрдых веществ, покрытых тонкой плёнкой воды. Накопления вызывают ослабление или полное разрушение эмульсии.

При первых признаках водосмачиваемости необходимы незамедлительные меры.

Водосмачиваемость ожидается при:

1) необычном увеличении твёрдых веществ (и связанной с этим площади поверхности);

2) недостаточном уровне концентрации в результате плохой обработки.

В настоящее время нет надежного метода определения наличия и/или количества твёрдых водосмачиваемых веществ. Поэтому следует учитывать некоторые факторы при попытке 1) предотвращения их поступления и 2) обработки.

Методика наблюдения за таким состоянием включает следующие параметры:

1. Целостность шлама. Шлам из грохота, избирательно смоченный нефтью, твёрдый и имеет довольно чёткую круглую форму. Водосмачиваемые частицы липкие (особенно к металлическим частям), мягкие с округло-гладкими краями. Липкая порода водосмачиваемых твёрдых веществ способствует их сцеплению и образованию "поросычей спины" на сите грохота.

2. Давление насоса. Водосмачиваемые твёрдые вещества имеют тенденцию к прилипанию на металлических частях. Чем уже ограничение, тем большая вероятность прилипания. Внутренняя часть УБТ - первое и наиболее вероятное место скопления твёрдых частиц. Это уменьшает внутренний диаметр ограничения и повышает давление насоса.

3. Тип разбуриваемой породы - Уровень концентрации смачивающего агента прямо пропорционален площади поверхности образуемых твёрдых веществ. При разбуривании алевроита, лигнита, соли или ground-up известняка образуется очень большая площадь поверхности. Водосмачиваемое условие предотвращается добавками к нормальной концентрации.

4. Внешний вид бурового раствора. Состояние бурового раствора определяется его внешним видом. Стабильные системы хорошо эмульгированные и полностью нефтесмоченные, "блестящие и глянцевые." В них всё отражается как в зеркале. Для водосмачиваемых систем на нефтяной основе справедливо совсем противоположное: зернистая поверхность с тусклым отсветом. В исключительных случаях на поверхности жидкости может отслаиваться пресная вода.

5. Вода в фильтрате с высокой температурой и давлением. Обычно первым признаком нарушения стабильности является увеличение температуры и давления фильтрата и появление в нем воды. Релаксированные системы, обычно содержащие воду в фильтрате с высокой температурой и давлением, не диагностируются.

6. Сверхнасыщение фазы соляного раствора. Сверхнасыщение независимо от причины приводит к образованию нерастворимых кристаллов соли. Эти кристаллы создают огромную площадь поверхности. Для устранения этого количества хлористого кальция в % по весу не должно превышать 38. При наличии сверхнасыщения потребуется очень большие объёмы смачивающего агента.

7. Испытание "красной ветошью". На первый взгляд такое испытание не слишком ценно, но оно просто и дает быстрый результат. Испытание состоит в том, что шпатель с раствором на нефтяной основе вытирается о красную тряпку, смоченную водой. Если на тряпке остаются твёрдые вещества, они водосмачиваемые. Если же проходят через ветошь, оставляя тёмное пятно, твёрдые вещества – нефтесмачиваемые.

8. Испытание лопастью рабочего колеса. Смешать исследуемый буровой раствор на нефтяной основе в мешалке Hamilton в течение 30 минут при 2000–4000 об/мин. Вынуть лопасть из образца и поворачивать до высыхания, но не вытирать. Если твёрдые вещества прилипли к лопасти; образец водосмачиваемый.

9. Испытание электростабильности. Произвольно выбранное показание электростабильности не определяет тип смачиваемости. Но графическое вычерчивание укажет тенденцию электростабильности через несколько дней, которая может предположить снижение стабильности системы и решения вопросов, связанных с водосмачиваемостью.

Обработка. Единой формулы определения требуемого количества смачивающего агента для любой данной проблемы водосмачиваемости нет. Но, начиная с 0,5 до 1 ф./бар концентрации, обычно используются. Особо важно немедленно начать обработку после обнаружения проблемы.

Е. Проблема – Водяной поток.

Индикатор – Обработка

Снижение НВФ – увеличение веса бурового раствора, VERSAMUL®

+ известь, VERSACOAT® VERSAWET®  
нефть, соль.

Ж. Проблема. Примесь  $\text{CO}_2$ .

Индикатор – Обработка

Снижение  $\text{pH}$  – известь, утяжеление раствора

Повышение реологических

свойств – известь VERSAWET® VERSAMUL®  
VERSACOAT®  
нефть, утяжеление раствора.

З. Проблема. Примесь  $\text{H}_2\text{S}$

Индикатор – Обработка

Снижение  $\text{pH}$  – известь, утяжеление раствора

Запах тухлых яиц – известь VERSAWET®

Возврат бурового

раствора – SULF-X®

– известь и VERSAWET®  
VERSAMUL® и известь  
SULF-X®

Почернение буровой  
трубы

– известь и VERSAWET®

VERSAMUL® и известь  
SULF-X®

## $H_2S$ в растворах на нефтяной основе

Если известно, что разбуриваемая порода содержит  $H_2S$ , часто используется буровой раствор на нефтяной основе, т.к. бурильная колонна смочена нефтью, обеспечивая защиту от коррозии. Наличие  $H_2S$  в системе определяется снижением щелочности (Рот), причём снижение всегда очень быстрое. В выкидной линии следует поддерживать избыток извести. Рекомендуется при бурении содержащих  $H_2S$  пластов сохранять щелочность в выкидной линии минимум  $2,5 \text{ см}^3 \cdot 1 \text{ N H}_2\text{SO}_4$ .

Кроме почернения буровой раствор приобретает неприятный запах. Реологические и фильтрационные свойства могут оставаться без изменения. Обработку известью следует усилить незамедлительно для сохранения нужной щелочности. Смачиваемость водой должна быть под постоянным контролем для устранения возможного контакта воды с металлическими изделиями, что может привести к водородной хрупкости или растрескиванию под напряжением. Хороший эффект дают добавки больших порций нефтесмачивающих агентов и эмульгаторов. Кроме этого, можно добавлять цинковые соединения осадения сернистой части газа, хотя это положение сомнительно из-за низкой растворимости соединений. Есть, однако, предположения, что соединения цинка могут усилить или исключить влияние  $H_2S$ . Основным же материалом подавления кислых газов является известь.

### Определение сульфидов

Обычные меры определения сульфидов в растворах на водяной основе не применимы для растворов на нефтяной основе. Наиболее точным определением в промышленных условиях является Garrett Gas Train

Метод применим для образцов с нефтяной основой, дизельным топливом или сырой нефтью. Методики описания в разделе "Испытания".

#### 1. Проблема: потеря циркуляции

- |   |   |
|---|---|
| Причина   | - обработка   |
| Избыточный гидростатический напор                   | - уменьшить вес раствора (если можно)   |
| Чрезмерные потери давления в кольцевом пространстве | - снизить реологию и тексотропию. Уменьшить скорость мотора LCM               |
| Пульсирующее давление                               | - уменьшить вязкость, таблетки LCM<br>вытеснение раствора на нефтяной основе. |

### Потеря циркуляции

Потеря циркуляции связана с большими затратами. В некоторых случаях возможность потери циркуляции повышается в результате вяжущего воздействия давления на нефть. Следовательно, снижение вязкости должно быть под постоянным контролем как и скорость циркуляции для снижения потерь давления в кольцевом пространстве.

Потеря циркуляции растворов на нефтяной основе связана с низкой его фильтрацией. Свойства нефти делают раствор жидкостью разрыва. Способность действовать в качестве расклинивающего агента препятствует смыканию образовавшихся трещин. Поэтому не рекомендуется пользоваться раствором на нефтяной основе для испытания башмака обсадной и давления гидроразрыва.

Методика прекращения потери циркуляции та же, что и для растворов на водяной основе. В определенных условиях действенными оказываются таблетки "LCM" (материал борьбы с потерей циркуляции). В зону поглощения достаточно пропустить  $86-143 \text{ кг/м}^3$  LCM. В этих таблетках используется средние и/или мелкие зерна слюды и/или NUT PLUG. На некоторых участках успешно используются калиброванные частицы карбона - та кальция. Измельчённое древесное волокно, газеты и т.д. должны применяться с осторожностью, т.к. оказывают вредное воздействие на эмульсию. В наиболее серьезных случаях практически провести цементирование под давлением.

При отсутствии результатов восстановления циркуляции обычными методами следует вытеснить раствор на нефтяной основе раствором на водяной основе.

### Регулирование твёрдой фазы

Содержание твёрдой фазы должно быть под контролем в любом растворе для регулирования его веса. По мере поступления частиц как активных, так и инертных в систему становится нефтесмачиваемой непрерывная фаза. Увеличивается плотность бурового раствора, вязкость и предельное напряжение сдвига. Эти факторы в свою очередь значительно влияют на стоимость раствора, скважины, скорость бурения, гидравлику, способствуют выбросу и/или потере циркуляции.

Очень важно снижать до минимума наличие твёрдой фазы и не допускать её распада, т.к. её легче извлекать механическими средствами.

### Грохоты

Сохранение низкого содержания твёрдых частиц осуществляется с помощью мелких сит скоростных грохотов. Поскольку шлам из раствора на нефтяной основе крупнее и твёрже при выходе на поверхность, их легче удалить из системы по сравнению с раствором на водяной основе. Постоянно должны использоваться грохоты с мелким ситом. Размер ячеек 80-120 применяется избирательно. Не допускается пропуск раствора через фильтры, т.к. шлам измельчается при последующих циркуляциях. Большое количество шлама снижает эффективность оборудования контроля за дополнительной твёрдой фазой.

### Очистители бурового раствора

Очиститель предназначен для удаления больших частиц из системы путем обработки грунтовой воды из отстойника через сито. Т.о. фракция из очистителя бурового раствора зависит от размера сита. Наиболее оптимальный размер ячеек - 200. Поскольку твёрдые частицы имеют тенденцию к налипанию на других частицах при использовании сит, вместе с нежелательной фазой выносятся и утяжелитель. Поэтому при выборе очистителя учитывается экономическая эффективность регулирования твёрдой фазы.

### Центробежные насосы

Центробежные насосы успешно регулируют образование мелких частиц, снижая объём разбавления, необходимый для контроля реологических свойств.

Центробежные насосы использовались на неутяжеленных буровых растворах на нефтяной основе для удаления разбуренных частиц и регенерации дорогостоящей жидкой фазы. В этом процессе разбуренные твёрдые вещества удаляются, а жидкий поток возвращается в активную систему. Вес возвращаемого раствора в активную систему должен контролироваться ежедневно. Если вес превышает вес нефтяной основы, обычно 7,0 ф./гал, то в систему возвращается большое количество сверх-мелких частиц. В этом случае следует отрегулировать производительность насоса или провести нефте-обработку раствора.

Эти насосы использовались также на утяжеленных растворах на нефтяной основе для регулирования сверх мелких частиц. В этом случае выкид, содержащий утяжелитель, возвращается в активную систему, а жидкая фаза удаляется. Процесс может быть неэкономичным при сравнении затрат на удаление жидкой фазы.

Разработана система с двумя центробежными насосами. Теоретически удаляются нежелательные твёрдые вещества и удерживается дорогостоящая жидкая фаза и утяжелитель. При этом первичный насос используется для регенерации утяжелителя. Жидкий поток от этого насоса обрабатывается вторым насосом. Выкид второго насоса удаляется, а жидкая фаза либо возвращается в активную систему, либо используется для разбавления первого насоса. Вес жидкой фазы от второго насоса проверяется на пригодность её для активной системы.

Для оценки эффективности системы с двумя центробежными насосами используется эмпирическое правило. Вес образца (пробы) выходящего потока от второго насоса доводится до веса раствора активной системы. Затем замеряются и сравниваются реологические свойства. Если это неприемлемо, обрабатываемая система регулируется для снижения веса выходящего потока.

Любая механическая система обработки требует разбавления пресной водой системы бурового раствора на нефтяной основе. Для забойной фильтрации и увеличения твердой фазы необходимы добавки свежей нефти, которые не обеспечиваются механическим оборудованием. Эффективность очистителя раствора и центробежных насосов снижается в результате увеличения вязкости жидкой фазы по сравнению с раствором на водяной основе. Поэтому наиболее действенным является несколько грохотов, работающих на большей скорости, и мелко ячеистые сита для регулирования содержания твердых разбуриваемых частиц в растворах на нефтяной основе.

Контроль за твердой фазой обеспечивает оптимальное поведение раствора и сводит к минимуму время простоя. Правильное использование оборудования для контроля за твердой фазой снижает затраты на процесс разбавления для уменьшения количества нежелательных твердых частиц.

### Цементирование на растворах с нефтяной основой

Оно требует использования специальных расклинивающих агентов для предотвращения смешивания двух жидкостей. Они должны быть совместимыми с цементом и раствором и обладать другими необходимыми качествами для цементирования.

Каждая компания разрабатывает свой агент.

Смеси раствора на нефтяной основе и цемента образуют вязкую непрокачиваемую массу, создающую цементные каналы, потрею циркуляции и слабую цементную связь. Кроме того, раствор на нефтяной основе вызывает нефтесмачиваемость обсадной колонны и ствола, что также дает слабую связь. Использование специальных расклинивающих агентов не только исключает эти проблемы, но изменяет смачиваемость обсадной колонны и ствола. Улучшение связи обеспечивается водосмачиваемостью этих зон. Если нет специальных агентов, то используются обычные агенты, состоящие из воды и дизельного топлива, размещаемых так, чтобы они контактировали с флюидом, совместимым с ними (т.е. цемент/вода дизельное топливо /буровой раствор). Их применение рекомендуется повсеместно, где возможно.

Тип агента может изменяться в широком диапазоне, но одно несомненно: вытесняемый флюид должен быть как можно жиже, а вытесняющий — как можно гуще. Такой подход обеспечивает "поршневой эффект" вытесняющего флюида, форсируя выход вытесняемого флюида из ствола, способствуя минимальному проскальзыванию и максимальной очистке от глинистой корки.

### Надпакерные растворы

Успешно используются системы VERSADRIL® и VERSACLEAN® в качестве надпакерных жидкостей. Этот тип раствора обладает следующими преимуществами: 1) температурной стабильностью в течение длительного времени; 2) прекрасными характеристиками взвешенного состояния; 3) длительной защитой металлических предметов от коррозии. Очень немногие растворы на водяной основе могут иметь такие преимущества.

Успех системы с надпакерной жидкостью гарантируется, если перед установкой пакера выполняются следующие рекомендации.

1. Используемый флюид должен быть тождествен буровому раствору предыдущих операций или содержать возможно больший его объем. Растворы, на которых проводилось бурение имеют тенденцию быть более стабильными в результате обработки; теплоцикличности, стабильному размеру капель воды и возможного снижения размера частиц содержащейся твердой фазы. Если используется новый раствор, флюид должен циркулировать и обрабатываться для 2-3 циркуляций или больше.

2. Циркуляционная система должна соединяться с фильтром для удаления больших частиц, не образующих взвесь. Это очень важный момент при создании правильной над-

пакерной жидкости. Размер ячеек должен быть по возможности наименьшим включая 200.

3. Следующий критический момент, удаление водо-смачиваемых твёрдых частиц, которые стремятся образовать большие конгломераты с быстрым оседанием. Значительная водосмачиваемость может свести на нет обработку органических глин относительно образования адекватного статического напряжения сдвига. Поэтому необходимо провести пилотные испытания с VERSAWET® и VERSA SWA®, VERSAMUL® для гарантии исключения водосмачиваемости.

4. Циркуляционная система должна быть обработана известью до стабилизации щёлочности. Во всех системах с надпакерной жидкостью должен быть избыток извести в 2 ф./бар. В новый раствор извести добавляется больше, однако добавки извести могут привести к состоянию водосмачиваемости, поэтому необходима обработка VERSAWET®, VERSA SWA®, VERSAMUL®.

5. Приведенные выше условия потребуют обработку органо глин для получения статического напряжения сдвига после 10 минут покоя равного 15-25, что является прекрасной защитой от осаждения утяжелителя после длительного периода статического состояния.

#### Надпакерные жидкости в обсадной колонне

Растворы на нефтяной основе успешно применяются в качестве надпакерных жидкостей в обсадной колонне и отвечают следующим критериям.

1. Сохранению утяжелителя во взвешенном состоянии на забое в течение длительного времени.

2. Устойчивым физическим и химическим свойствам.

3. Стабилизации ствола или пласта в течение длительного времени.

Правильно обработанные VERSADRIL и VERSACLEAN обладают всеми нужными свойствами. Как и надпакерные жидкости, растворы на нефтяной основе должны стабилизироваться с помощью циркуляции и температуры до конечной обработки в качестве надпакерной жидкости в обсадной колонне.

#### Методика испытания

Плотность (вес бурового раствора)

Оборудование.

1. Плотность выражается в фунтах на галлон, фунтах на куб.фут, граммах на куб.см, как уд.вес или градиент давления. Используется любой измерительный прибор достаточной точности в пределах  $\pm 0,1$  ф./гал,  $\pm 0,5$  ф./фут<sup>3</sup> ( $\pm 0,01$  гр. на см<sup>3</sup>). Чаше всего это весы для бурового раствора. Вес чашки с буровым раствором на одном конце коромысла уравновешивается закрепленным на другом конце контргрузом со свободным движением рейтера по шкале. На коромысле крепится пузырек уровня.

2. Термометр.

Методика.

1. Основание прибора устанавливает приблизительный уровень.

2. Замерить и записать температуру раствора. Заполнить чистую сухую чашку раствором для испытания. Повернуть чашку до прочной посадки. Убедиться, что часть раствора вытеснена через отверстие чашки в свободно улавливаемый воздух или газ.

3. Вымыть или вытереть раствор с наружной стороны чашки.

4. Установить коромысло на опору и уравновесить движением рейтера вдоль градуированной шкалы. Коромысло уравновешено, когда пузырёк находится на центральной линии.

5. Снять показание плотности на стороне рейтера к кромке ножа. Если используется удлинитель указания, сделать корректировку.

6. Отметить плотность до 0,1 ф./гал или до 0,5 ф./фут<sup>3</sup> (0,01 гр./см<sup>3</sup>).

7. Для перевода в другие единицы используется следующая зависимость:

$$\text{Удельный вес} = \frac{\text{ф./фут}^3}{62,3} \quad \frac{\text{ф./гал}}{8,33} \quad \text{или гр./см}^3$$

$$\text{Градиент раствора в psi /фут} = \frac{\text{фунт/фут}^3}{144}$$

$$\frac{\text{фунт/гал}}{19,24} \quad \text{или} \quad \frac{\text{гр/см}^3}{2,31}$$

Тарировка.

Прибор часто тарируется пресной водой, которая должна дать показания 8,33 фунта/гал или 62,3 ф./фут<sup>3</sup> (1,0 гр/см<sup>3</sup>) при 21°C, в противном случае необходима регулировка уравнительным винтом или количеством свинца, выстреливаемого в скважину на конце градуированного плеча.

### Вязкость и статическое напряжение сдвига

Оборудование.

Для замера вязкости и напряжения сдвига буровых растворов используются следующие приборы.

1. Воронка Марша – простое устройство для обычного замера вязкости.
- 2 Вискозиметр прямого показания, используется для замера, пластической вязкости, предела текучести и напряжения сдвига.
3. Термометр

#### Воронка Марша

Описание.

Воронка Марша размечена таким образом, что по стандартной методике время истечения одной четверти (946 см<sup>3</sup>) пресной воды при 21±3°C составляет 26 ±0,5 секунд. В качестве приемника используется градуированная чашка или четвертушка (бутылка).

Методика.

1. Закрыть отверстие пальцем и влить свежую пробу раствора через фильтр в чистую сухую вертикальную воронку пока уровень жидкости достигнет дна фильтра.
2. Быстро убрать палец и измерить время заполнения раствором приемного сосуда до отметки 946 см<sup>3</sup>.
3. Отметить результат до секунды как вязкость по воронке Марша, отметить температуру в °C.

#### Вискозиметр прямой регистрации

Описание.

Это прибор вращающегося типа, работающий от электромотора или от ручной рукоятки. Раствор находится в кольцевом пространстве между двумя цилиндрами. Наружный цилиндр или муфта ротора приводится в движение постоянной скоростью вращения. Вращение муфты ротора в растворе создает крутящий момент на внутреннем цилиндре или поплавке. Скручивающаяся пружина ограничивает движение. Прикрепленный к поплавку циферблат указывает на вытеснение поплавка. Константы прибора настроены на получение величин пластической вязкости и предела текучести при 300–600 об/мин. Кажущаяся вязкость равна 600 об/мин, разделенных на 2, в ск.

Внимание.

Эти вискозиметры рассчитаны на максимальную температуру 93°C в негерметичных флюидах. При испытании при температуре выше 93°C поплавков должен быть либо из прочного металл, либо гарантировано сухой внутри (поплавков полый). Попавшая внутрь поплавок жидкость может испариться и вызвать разрыв поплавка при повышении температуры.

Методика: Пластическая вязкость, предел текучести и кажущаяся вязкость.

1. Поместить пробу раствора в термо чашку и погрузить муфту ротора точно до начерченной линии. Замеры проводятся без промедления с момента отбора. Испытания проводятся при  $50-60 \pm 1^\circ\text{C}$ .

2. Нагреть или охладить пробу до избранной температуры. Пробу следует встряхивать для равномерного нагрева или охлаждения при 300 об/мин. Зафиксировать  $t^\circ\text{C}$  пробы.

3. При вращении со скоростью 600 об/мин подождать, пока не будет достигнута постоянная величина на циферблате (время зависит от характеристики раствора). Отметить показания при 600 об/мин.

4. Снизить скорость до 300 об/мин до устойчивой величины, зафиксировать показания.

5. Пластическая вязкость (PV) в сн равняется показанию при 600 об/мин минус показания при 300 об/мин. Предел текучести (UP) в ф./100 фут<sup>2</sup> равняется показанию при 300 об/мин минус пластическая вязкость. Отметить температуру в  $^\circ\text{C}$ . Кажущаяся вязкость в сп равна показанию при 600 об/мин, деленному на 2.

#### Предельное статическое напряжение сдвига

1. Поместить пробу раствора в положение, указанное выше. Мешать 10 минут.

2. Оставить пробу в полном покое в течение 10 секунд. Затем медленно и равномерно повернуть маховичок против часовой стрелки для получения положительного показания циферблата. Максимальное показание – это статическое напряжение сдвига в фунтах на 100 фут<sup>2</sup>. Для приборов со скоростью 3 об/мин максимальным значением после начала вращения до 3 об/мин будет начальный сдвиг. Отметить температуру  $^\circ\text{C}$ .

3. Перемешать раствор с высокой скоростью в течение 10 секунд, а затем оставить пробу на 10 минут. Провести замер как в предыдущем пункте и зафиксировать напряжение сдвига через 10 минут после покоя в ф./100 фут<sup>2</sup>. Отметить  $t^\circ\text{C}$ .

#### Тарировка.

Работа прибора в качестве вискозиметра прямого показания зависит от правильного натяжения пружины и скорости вращения втулки. Эти сведения выдаются изготовителем. Обычно же надежность прибора проверяется замером ньютоновской жидкости с известной вязкостью (силиконовая жидкость, раствор сахара или нефть с известной вязкостью при оговоренной температуре).

#### Фильтрация

Испытание при высокой температуре и под высоким давлением.

Внимание! Строго соблюдать рекомендации изготовителя по ограничению объема пробы и использованию  $t^\circ$  и давления.

Прибор состоит из регулируемого источника давления, камеры, выдерживающей рабочее давление 70,3 кгс/см<sup>2</sup>, системы нагревания камеры и подходящей рамы, удерживающей камеру и нагревательную систему. Для испытания фильтрации при  $t^\circ$  выше 93,4 $^\circ\text{C}$  герметизированная сборная камера должна выдерживать рабочее противодавление 35,3 кгс/см<sup>2</sup> для предотвращения мгновенного испарения фильтрата при высокой температуре.

Фильтрующая камера оборудована термометром, карманом для термометра, нефтестойкими прокладками, упором для фильтрующей среды. Для 149 $^\circ\text{C}$  применяется фильтровальная бумага (ватман № 50 или эквивалент). При температуре выше 149 $^\circ\text{C}$  используется стекловолокно и ватман. В качестве источника давления рекомендуется неопасный газ: азот (предпочтителен), двуокись углерода. Свыше 149 $^\circ\text{C}$  – только азот.

Для размешивания желательна мешалка с высокой скоростью – 11000–17000 об/мин под нагрузкой с одним рифленным рабочим колесом диаметром 25 мм и контейнером – типа Hamilton Beach с чашкой № M-110-D.

Примечание: Каждый фильтр или стекловолокно используется только 1 раз.



### Температура испытания не выше 149°C

1. Соединить нагревающий кожух с источником напряжения до проведения испытания. Поместить термометр в карман. Предварительно нагреть кожух на 20°F выше испытательной температуры. Отрегулировать термостат для поддержания заданной  $t^{\circ}\text{C}$ .
2. Перемешивать пробу с раствором в течение 10 минут. Подготовить камеру с фильтровальной бумагой и нагрузить её пробой на 13 мм от верха для расширения.
3. Поместить камеру в нагревательный кожух, закрыв верхний и нижний клапаны. Перенести термометр в карман камеры.
4. Закрепить на верхнем клапане установку давления. Нижний приемник давления закрепить на нижнем клапане. Обеспечить давление на обеих установках 7,03 кгс/см<sup>2</sup> при закрытых клапанах. Открыть верхний клапан и приложить давление 7,03 кгс/см<sup>2</sup> к раствору, нагревая до выбранной  $t^{\circ}\text{C}$ .
5. Когда  $t^{\circ}$  образца достигает выбранной величины или время нагрева равно 30 мин (что бывает прежде), увеличить давление верхней установки давления до 42,18 кгс/см<sup>2</sup> и открыть нижний клапан для начала фильтрации. Отобрать фильтрат течение 30 минут, сохраняя выбранную температуру. Если противодействие превышает 7,03 кгс/см<sup>2</sup> в течение испытания, снизить медленно давление, выбросив часть фильтра. Зафиксировать общий объем.
6. Объем фильтрата корректируется по площади фильтра 45,8 см<sup>2</sup>. Если площадь фильтра 22,6 см<sup>2</sup>, удвоить объем фильтрата и записать.
7. В конце испытания закрыть оба клапана. Отвернуть Т-образный винт и stráвить давление из обоих регуляторов.  
Внимание! Давление в камере будет составлять 35 кгс/см<sup>2</sup>. Сохранять камеру в вертикальном положении и охладить до комнатной  $t^{\circ}$  перед демонтажем.
8. Зарегистрировать  $t^{\circ}$ , давление и время. Если необходима сжимаемость корки, повторить испытание под давлением 14,1 кгс/см<sup>2</sup> на фильтрующей камере 7,0 кгс/см<sup>2</sup> на приемнике.

### Методика для диапазона 149-204°C

1. Соединить нагревательный кожух с выбранным напряжением перед проведением испытания. Установить термометр в карман. Нагреть кожух на 25°F выше выбранной температуры. Отрегулировать термостат.
2. Перемешать пробы раствора в течение 10 минут.
3. Подготовить соответствующую фильтрующую среду в камере и заполнить её пробой на 37 мм от верха для расширения.
4. Поместить камеру в нагревательный кожух при закрытых клапанах. Перенести термометр в карман камеры.
5. Установить источник давления на верхнем клапане и закрепить. Закрепить нижний приемник давления на нижнем клапане. Для 149-204°C давление на обоих источниках давления будет 31,6 кгс/см<sup>2</sup> при закрытых клапанах. Открыть верхний клапан и сообщить давление 31,6 кгс/см<sup>2</sup> при нагревании.
6. По достижении выбранной температуры или по прошествии 40 минут увеличить давление на верхнем источнике до 66,8 кгс/см<sup>2</sup> и открыть нижний клапан для начала фильтрации. Собрать фильтрат в течение 30 минут. Во время испытания поддерживать противодействие 31,6 кгс/см<sup>2</sup>. Выдержать время для полного вымыва фильтрата из приемника и отметить общий объем. Время нагрева пробы не должно превышать 1 часа.  
Внимание! Испытания при высоких температуре и давлении требуют дополнительных мер предосторожности. Системы создания давления и камеры приема фильтрата должны быть оборудованы предохранительными разгрузочными клапанами. На кожухах должны быть плавкие предохранители нагрева и отсекающий термостат. Давление испарения жидкой фазы становится критическим по мере увеличения  $t^{\circ}$ .
7. Отметить температуру, давление и время. Для определения сжимаемости корки процедура повторяется при 14,1 кгс/см<sup>2</sup> на фильтрующей камере и 7,0 кгс/см<sup>2</sup> на приемнике.

Внимание! Давление в фильтрующей камере будет  $35 \text{ кгс/см}^2$ . Камера должна быть в вертикальном положении и охлаждена до комнатной  $t^\circ$  перед демонтажом.

### Электростабильность

1. Счётчик электростабильности используется для замера относительной стабильности эмульсии вода-в-нефти. Замер проводится парой точно и равномерно расположенных электродных пластин, погруженных в пробу. Источник постоянного тока создает переменный ток в электродах при постоянной скорости прохождения. Напряжение, при котором эмульсия становится проводящей, определяется потоком между двумя электродами, замыкая контур и воспламеняя индикаторную лампу.

#### 2. Термометр.

##### Методика.

1. Поместить пробу, прошедшую через фильтр размером 20 меш, в контейнер, тщательно перемешав её.

2. Нагреть или охладить до  $50^\circ \pm 2^\circ\text{C}$ . Отметить  $t^\circ$ , при которой отмечается электростабильность.

3. Погрузить электрод в раствор, перемешать электродом раствор ещё в течение 20 секунд. Показания снимать при неподвижном электроде, не касающемся боков или низа контейнера.

4. Нажать и задержать кнопку на источнике энергии во время всего испытания. Электрод не двигать во время замера.

5. Начиная с нулевого показания, увеличить напряжение поворотом циферблата по часовой стрелке на 100–200 вольт/секунду. Продолжать увеличивать напряжение до загорания лампы индикатора.

6. Снять показание в этот момент.

##### Расчёт.

Электростабильность = (показания циферблата, вольт)  $\times 2$ .

### Жидкость и твёрдые вещества

#### Оборудование.

1. Для определения количества жидкости и твёрдой фазы в буровом растворе используется реторта. Раствор помещается в стальной контейнер и нагревается до выпаривания жидкой фазы. Пары проходят через конденсатор и собираются в градуированный цилиндр, объём жидкости замеряется. Взвешенные и растворенные твёрдые вещества определяются разностью.

2. Центрифуга электрическая или с ручной рукояткой способна удерживать 2 приемника для жидкости, скорость вращения 1800 об/мин.

Примечание: Центрифугирование жидкости, удерживаемой в приемнике, не входит в методику АНИ. Это оборудование по выбору.

##### Методика.

1. Проверить, чтобы реторта, конденсатор и приёмник были чистые, сухие и охлажденные после последнего пользования.

2. Собрать пробу раствора и охладить до  $26^\circ\text{C}$  или до окружающей  $t^\circ$ . Профильтровать пробу через фильтр 20 мин для удаления материала потери циркуляции и крупных частиц.

3. Если раствор содержит воздух или газ, помешать в течение 2–3 секунд.

4. Смазать резьбовые соединения части пробоотборника и конденсатора тонким слоем NeverSeize для предотвращения потерь паров.

5. Слегка уплотнить кольцом из стальной "шерсти" размер реторты над чашкой с пробой.

6. Заполнить чашку реторты раствором на нефтяной основе, свободным от газа.

7. Чашку с пробой закрыть крышкой, чтобы переток раствора проходил через отверстие в крышке.

8. Перелив из чашки и крышки снять.

9. Под выкидом конденсатора поместить чистый сухой приемник.

10. Нагреть реторту 10 минут до прекращения выхода конденсата.

11. Снять приёмник жидкости из реторты. Отметить общий объём полученной жидкости. Если есть твёрдые вещества в жидкости, вся проба кипятится и процесс повторяется.

12. Поместить контейнер с жидкостью и контргруз в держатели противоположной трубки на головке ротора центрифуги. Вращать трубку не менее 2 минут при 1800 об/мин.

Примечание: этот пункт по выбору, его нет в методике АНИ.

13. Отметить объёмы нефти и воды в приёмнике жидкости после охлаждения до 24°C или окружающей t°

14. По объёмам нефти и воды отработанной и объёму начальной пробы раствора рассчитать % по объёму воды и нефти.

15. Все твёрдые вещества взвешенные и в растворе останутся в реторте. Для растворов с большим содержанием солей расчет взвесей будет неточным, если не учесть поправку на эти соли.

Анализ твёрдой фазы.

Условные обозначения.

MWT	- вес флюида фунтов/гал
o/w	- нефте-водяной фактор
w/o	- водо-нефтяной фактор
W <sub>lsw</sub>	- плотность раствора соленой воды, фунт/гал
Ag	- мл AgNO <sub>3</sub> (0.282N) / 2
% H <sub>2</sub> O	- % H <sub>2</sub> O в реторте
Fw	- " " " " 100
% Oil	- % нефти в реторте
% Cor. Solids	- откорректированный % твёрдых частиц
% LGS	- % твёрдых частиц с низким уд.весом (выбуренные частицы + VERSAGEL®)
% HGS	- % твёрдых частиц с высоким уд.весом (утяжелитель)
% CaCl <sub>2</sub>	- % по объёму хлористого кальция
SG	- уд.вес утяжелителя
SG oil	- уд.вес нефти основания

$$1) \quad o/w = \frac{(\% \text{ oil})100}{(\% \text{ oil}) + (\% \text{ H}_2\text{O})}$$

$$2) \quad w/o = 100 - o/w$$

$$3) \quad \% \text{ по весу CaCl}_2 = \frac{(Ag)(15.65)}{[(Ag \times 15.65) + (1000 \times Fw)]} \times 100$$

$$4) \quad \text{CaCl}_2 (\text{ф./гал}) = Ag \times 5.48$$

$$5) \quad W_{lsw} (\text{ф./гал}) = 8.33 \times [1 + (8.09 \times 10^{-3} \times (\% \text{ CaCl}_2)) + (4.095 \times 10^{-5} \times (\% \text{ CaCl}_2)^2) + (1.422 \times 10^{-7} \times (\% \text{ CaCl}_2)^3)]$$

$$6a) \quad SgBr = W_{lsw} \text{ ф./гал} \times 0.12$$

$$6b) \quad \% \text{ по объёму CaCl}_2 = \left[ \frac{\text{CaCl}_2 + (\% \text{ H}_2\text{O} \times 3.5)}{Sgbr} - (\% \text{ H}_2\text{O} \times 3.5) \right] / 3.5$$

$$7) \quad \% \text{ Corr Solids} = (100 - \% \text{ H}_2\text{O} - \% \text{ oil}) - (\% \text{ по объёму CaCl}_2)$$

- 8)  $\% \text{LGS} = \frac{[(\text{SG} / 0.12) \times (\% \text{ Corr Solids})] + (\text{SG oil} / 0.12 \times \% \text{Oil}) + (\text{Wtsw} \times (\% \text{H}_2\text{O} + \% \text{ объёму CaCl}_2)) - (100 \times \text{MWT})}{[(\text{SG} \times 8.34) - 21.67]}$
- 9)  $\% \text{HGS} = \% \text{ Corr Solids} - \% \text{LGS}$
- 10)  $\text{LGS ф/гал} = \% \text{LGS} \times 9.1$
- 11)  $\text{HGS ф/гал} = \% \text{HGS} \times \text{SG} \times 3.5$

### Щёлочность

Щёлочность растворов на нефтяной основе определяется разбиванием эмульсии и титрованием смеси до первого изменения цвета. Количество см<sup>3</sup> серной кислоты, используемой при титровании, записывается как щёлочность раствора или Pot.

Оборудование и реагенты;

устройство для титрования,

пипетки на 5 мл,

сосуд Mason или эквивалент на 16 унций,

спиртовая смесь ксилено-изопронила (50:50),

фенолфталеиновый индикатор,

раствор серной кислоты 0,1N.

Методика.

1. Поместить 100 мл ксилена (смеси IPA) в стеклянный сосуд. Наполнить 5 мл шприц раствором до прохождения отметки 3 мл.

2. Рассеять 2 мл раствора на нефтяной основе в растворитель и добавить 200 мл дистиллированной воды.

3. Добавить 15 капель фенолфталеина.

4. Быстро размешать магнитной мешалкой.

5. Титровать во время смешивания с 0,1 N H<sub>2</sub>SO<sub>4</sub> до исчезновения розового цвета из растворителя и водной фазы. Перемешивать ещё 5 минут до конечной точки. Титровать ещё дважды в интервале 5 минут пока не исчезнет розовый цвет.

6.  $\text{Pot} = \approx \text{см}^3 \text{ 0,1 N H}_2\text{SO}_4 / 2$

7. Избыточное время (ф./гал) =  $\text{Pot} \times 1,3$ .

### Солёность

Хлориды в цельном растворе.

Реагенты.

Индикатор хромат калия.

Раствор AgNO<sub>3</sub> 0,282N

Титрование хлорида – это продолжение замера щёлочности. В пробу только проверенную на щёлочность добавить 10–15 капель индикатора хромата калия.

Титровать с 0,282 N AgNO<sub>3</sub> при перемешивании до первого изменения цвета. Это и есть конечная точка. Не титровать до "кирпично-красного" цвета.

АНИ рекомендует содержание соли выражать как общее количество хлоридов в растворе.

Общее количество Cl в растворе ч/мин =  $\text{мл 0,282 N AgNO}_3 \times 10,000 / 2$ .

### Системы с одним типом солей

Если соленая фаза бурового раствора на нефтяной основе содержит один тип соли CaCl<sub>2</sub> или NaCl, то следующими уравнениями можно определить % по весу, фунт/бар уд.вес соленого раствора, мг/л и ч/млн водной фазы этой соли, а также общее количество хлоридов.

Для систем, содержащих соли, наиболее общей и ценной величиной для преобразования в другие эквиваленты концентрации является % по весу.

1.  $\text{Fw} = \% \text{H}_2\text{O} / 100$  по дистилляции в реторте.

2.  $\text{Ag} = \text{мл 0,282 N AgNO}_3 / 2$

По этим данным можно рассчитать другие величины концентрации из следующих уравнений.

А) Хлористый кальций (при условии наличия только этой соли).

$$\% \text{ по весу } \text{CaCl}_2 = \frac{15.65 \times \text{Ag}}{[(15.65 \times \text{Ag}) + (1000 \times \text{Fw})]} \times 100$$

$$\text{CaCl}_2 \text{ ф./бар} = \text{Ag} \times 5.4775$$

$$\text{Уд.вес } \text{CaCl}_2 \text{ в рассоле} = 1.000318525 + (8.0299459 \times 10^{-3} \times \% \text{ по весу } \text{CaCl}_2) + (4.0944872 \times 10^{-5} \times [\% \text{ по весу } \text{CaCl}_2]^2) + (1.4220309 \times 10^{-7} \times [\% \text{ по весу } \text{CaCl}_2]^3)$$

$$\text{CaCl}_2 \text{ мг/л} = 99.82,3 \times \% \text{ по весу } \text{CaCl}_2 \times \text{SG} \text{ рассола } \text{CaCl}_2.$$

$$\text{CaCl}_2 \text{ ч/млн} = \% \text{ по весу } \text{CaCl}_2 \times 10000$$

$$\text{Хлориды мг/л} = \% \text{ по весу } \text{CaCl}_2 \times \text{SG} \text{ рассола } \text{CaCl}_2 \times 6877,2.$$

Пример.

% H <sub>2</sub> O	10
мл 0,282 N AgNO <sub>3</sub> / 2 = Ag	2
% по весу CaCl <sub>2</sub>	23,839
CaCl <sub>2</sub> ф./бар	10,955
Уд.вес CaCl <sub>2</sub> рассола	1,218
CaCl <sub>2</sub> мг/л	280,895
CaCl <sub>2</sub> ч/млн	238,390
Хлорид мг/л	196,834

Б) Хлористый натрий.

$$\% \text{ по весу } \text{NaCl} = \frac{(\text{Ag} \times 16.49)}{[(\text{Ag} \times 16.49) + (1000 \times \text{Fw})]} \times 100$$

$$\text{NaCl} \text{ ф./бар} = \text{Ag} \times 5.775$$

$$\text{Уд.вес рассола } \text{NaCl} = 1.000002116$$

$$+ (7.1014067 \times 10^{-3} \times \% \text{ по весу } \text{NaCl}) + (1.1917074 \times 10^{-5} \times [\% \text{ по весу } \text{NaCl}]^2) + (3.7654743 \times 10^{-7} \times [\% \text{ по весу } \text{NaCl}]^3)$$

$$+ (1.1917074 \times 10^{-5} \times [\% \text{ по весу } \text{NaCl}]^2)$$

$$+ (3.7654743 \times 10^{-7} \times [\% \text{ по весу } \text{NaCl}]^3)$$

$$\text{NaCl} \text{ мг/л} = 9982,3 \times \% \text{ по весу } \text{NaCl} \times \text{SG} \text{ рассола } \text{NaCl}$$

$$\text{NaCl} \text{ ч/млн} = \% \text{ по весу } \text{NaCl} \times 10000$$

$$\text{Хлориды мг/л} = \% \text{ по весу } \text{NaCl} \times \text{SG} \text{ рассола } \text{NaCl} \times 6054,8.$$

Пример.

% H <sub>2</sub> O	15
мл 0,282 N AgNO <sub>3</sub> / 2 = Ag	1,2
% по весу NaCl	11,65
NaCl ф./бар	6,93
Уд.вес рассола NaCl	1,085
NaCl мг/л	126,179
NaCl ч/млн	116,500
Хлориды мг/л	76,534.

## Системы с 2 типами солей ( $\text{CaCl}_2/\text{NaCl}$ )

В таких системах необходимо испытать раствор на концентрацию хлористого кальция титрованием кальция. Такой замер вместе с описанным выше определит содержание  $\text{NaCl}$  и  $\text{CaCl}_2$ .

Оборудование.

1. Сильный раствор *Versenate* (1 мл = 1 мг  $\text{CaCO}_3$ )
2. Титровальная чашка
3. 2 градуированных пипетки, 1 мл
4. Мензурки, 50 мл
5. Дистиллированная вода
6. Палочка для перемешивания
7. Раствор 8N KOH или 8N NaOH
8. Индикатор *Calcon*
9. Фарфоровая ложка и шпатель
10. Раствор № 1
11. Раствор № 2 (никогда не смешивать с кислотой, очень токсичен).

Методики.

1. Добавить около 20 мл дистиллированной воды в титровальный сосуд.
2. Добавить 1 мл раствора бурового.
3. Добавить 10-15 мл смеси ксилена/IPA 50:50.
4. Добавить 1 мл 8N KOH или 8N NaOH и 1/4 ложки индикатора
5. Добавить 10 капель раствора 1 и 2.
6. Мешать до полного смешивания.
7. Титровать сильным раствором *Versenate* пока индикатор из винно-красного не станет синим. Отметить количество *Versenate* в мл.

## Расчёты систем с 2 солями ( $\text{CaCl}_2$ и $\text{NaCl}$ ) и преобразования

В расчётах учитывается щелочной эффект извести.

1.  $\text{H}_2\text{O}$  - %  $\text{H}_2\text{O}$  по дистилляции в реторте.
2. Ca - титрование кальция (мл сильного)
3. Cl - Ag (титрование хлорида).
4. Кислота - Pot (титрование щелочности).

Кальций определяется с использованием 8N NaOH и индикатора *Calcon*

Может возникнуть две ситуации:

- 1) система не содержит измеряемого кол-ва  $\text{NaCl}$ ;
- 2) содержит значительное количество.

$$A = \frac{[\text{Ca} - (0,5 \times \text{кислота}) \times 11,1]}{(\text{H}_2\text{O}/100 \times 1000) + [(\text{Ca} - (0,5 \times \text{кислота})) \times 11,1]}$$

$$B = (\text{Cl} \times 15,65) / [(\text{Cl} \times 15,65) + (1000 \times \text{H}_2\text{O}/100)].$$

Если A больше B, % по весу раствора хлорида = 0 (см. ситуацию 1).

Если B больше A - ситуация 2.

Ситуация 1.

% по весу хлористого кальция	= B x 100
$\text{CaCl}_2$ ф./бар	= Cl x 5,4775
$\text{NaCl}$ ф./бар	= 0
Уд.вес рассола $\text{CaCl}_2$	= 1,000318525
+(8,0899459 x $10^{-3}$ x % по весу $\text{CaCl}_2$ )	
+(4,0944972 x $10^{-5}$ x [% по весу $\text{CaCl}_2$ ] <sup>2</sup> )	
+(1,4220309 x $10^{-7}$ x [% по весу $\text{CaCl}_2$ ] <sup>3</sup> )	

$\text{CaCl}_2$  мг/л = 9982,3 х % по весу  $\text{CaCl}_2$  х SG рассола  $\text{CaCl}_2$   
 $\text{CaCl}_2$  ч/млн = % по весу  $\text{CaCl}_2$  х 10000  
 Хлориды мг/л = % по весу  $\text{CaCl}_2$  х SG рассола  $\text{CaCl}_2$  х 63772.

Ситуация II.

$\text{CaCl}_2$  ф./бар = (Са х 3,885) - (1,95 х кислота)

$\% \text{ по весу } \text{CaCl}_2 = \frac{\text{CaCl}_2 \text{ ф./бар} \times 100}{\text{CaCl}_2 \text{ ф./бар} + (\text{H}_2\text{O} \times 3,5)}$

Уд.вес рассола  $\text{CaCl}_2$  = ур-ние из ситуации I.

$\text{CaCl}_2$  мг/л = 9982,3 х % по весу  $\text{CaCl}_2$  х SG рассола  $\text{CaCl}_2$

$\text{CaCl}_2$  мг/л = % по весу  $\text{CaCl}_2$  х 10000

Хлориды мг/л = % по весу  $\text{CaCl}_2$  х SG рассола  $\text{CaCl}_2$  х 6377,2

$\text{NaCl}$  ф./бар = (5,77 х Cl) - [1,064 х  $\text{CaCl}_2$  ф./бар]

$\% \text{ по весу } \text{NaCl} = \frac{[\text{NaCl} \text{ ф./бар} \times 100]}{[\text{NaCl} \text{ ф./бар} + (\text{H}_2\text{O} \times 3,5)]}$

Уд.вес рассола  $\text{NaCl}$  = 1,000002116

+ (7,1014067 х  $10^{-3}$  х [% по весу  $\text{NaCl}$ ])

+ (1,1917074 х  $10^{-5}$  х [% по весу  $\text{NaCl}$ ]<sup>2</sup>)

+ (3,7654743 х  $10^{-7}$  х [% по весу  $\text{NaCl}$ ]<sup>3</sup>)

$\text{NaCl}$  мг/л = 9982,3 х % по весу  $\text{NaCl}$  х SG рассола  $\text{NaCl}$

$\text{NaCl}$  ч/млн = % по весу  $\text{NaCl}$  х 10000

Хлориды мг/л = % по весу  $\text{NaCl}$  х SG рассола  $\text{NaCl}$  х 6054,8

Общее кол-во растворимых солей ф./бар = ф./бар  $\text{CaCl}_2$  + ф./бар  $\text{NaCl}$

Соленость водной фазы мг/л =  $\text{Cl}^-$  мг/л из  $\text{CaCl}_2$  +  $\text{Cl}^-$  мг/л из  $\text{NaCl}$ .

Внимание!

Если разбуривается соляной купол раствором на нефтяной основе с хлористым кальцием, количество растворимых хлоридов может быть снижено из-за фактора растворимости. Можно использовать следующее ур-ние для определения количества  $\text{NaCl}$  в растворе в системе с двумя солями:  $\text{CaCl}_2$  и  $\text{NaCl}$ .

$\text{XWTCA} = \% \text{ по весу } \text{NaCl} - 26 - (0,9059693 \times \text{XWTCA}) - (0,0014647 \times$   
 $\times \text{XWTCA}^2) + (0,0002103 \times \text{XWTCA}^3)$

### Сульфиды

Эта методика использует усовершенствованную группу **Garrett Gas Train** для количественного определения сульфидов в растворе на нефтяной основе.

Оборудование.

1. Полная группа **Draeger Garrett Gas**
2. Трубки **Draeger** с  $\text{H}_2\text{S}$  (низкого и высокого диапазона).
3. Расходомер.
4. Погружаемая трубка.
5. Магнитная мешалка.
6. Стержень магнитной мешалки.
7. Гиподермические шприцы на 20 мл, 5 или 10 мл.
8. 2-х мольный раствор лимонной кислоты:
  - а. 420 гр. ( $\text{C}_6\text{H}_8\text{O}$  х  $\text{H}_2\text{O}$ ) растворенной в 1000 мл деионизированной воды.
  - б. Этот же раствор с 6 мл **Dowell W-35** (асфальтовый диспергатор).

9. Пеногаситель, состоящий из смеси 50:50 октанола и ксилена.

10. Резиновые полоски.

11. Проба бурового раствора.

#### Методика.

1. Пользоваться чистой сухой группой Garrett Gas.

2. Усовершенствовать группу введением погружаемой трубки через резиновую перегородку, чтобы нижний конец трубки был на 1/2 выше дна камеры 1. Для непосредственной закачки пробы в раствор лимонной кислоты.

3. Задействовать магнитную мешалку и стержень в камере 1 со свободным его вращением.

4. Установить патрон с  $\text{CO}_2$ .

5. Добавить 20 мл 2-х молярного раствора лимонной кислоты в камеру 1.

6. Добавить 5 капель W-35 в камеру 1.

7. Добавить 10 капель пеногасителя (октанол + ксилен) в камеру 1.

8. Сломать кончик трубки Draeger с  $\text{H}_2\text{S}$  и вставить в держатель Garrett Gas Train на прямой край. Стрелка, указывающая на поток газа, должна быть внизу. На трубку Draeger поместить O-образное кольцо.

9. В другой держатель вставить расходомер со стрелкой, указывающей поток воздуха вверх. На расходомер поместить O-образное кольцо.

10. Установить верхушку Garrett Gas Train и плотно завернуть все винты.

11. Отрегулировать трубку рассеивания так, чтобы над магнитным стержнем был зазор 1/8 - 1/4.

12. Соединить резиновый шланг от регулятора с трубкой рассеивания. Соединить резиновый шланг от камеры 3 с трубкой Draeger. Не пускать газ!

13. Вставить рассеивающий шприц в погружаемую трубку с помощью резиновой полоски, закрепить плунжер шприца на погружаемой трубке. Этим устраняется проскальзывание смеси кислоты и пеногасителя вверх по погружаемой трубке при создании давления.

14. Пропустить газ через рассеивающую трубку в течение 10-15 секунд. Проверить герметичность и работу расходомера.

15. Начать быстрое вращение стержня.

16. Медленно ввести замерянный объем раствора на нефтяной основе в камеру 1 рассеивающим шприцом и погружаемой трубкой, содержащей 0,4 мл раствора после закачки, который следует учесть.

17. Резиновой полоской закрепить плунжер шприца.

18. Возобновить пропуск газа. Отрегулировать скорость так, чтобы показания расходомера были между 200 и 400  $\text{см}^3$ . На этой скорости одного патрона с  $\text{CO}_2$  хватит на 15-20 минут.

19. Отметить изменения внешнего вида трубки Draeger. Отметить и зарегистрировать максимальную длину потемнения (в единицах градуировки) перед началом размывания. Продолжать пропуск газа в общем в течение 15 минут, несмотря на диффузивную и перистую окраску. В трубке с высоким диапазоном может появиться оранжевый цвет перед черным фронтом, если в пробе есть сульфиды. Оранжевый участок не принимается во внимание при регистрации длины потемнения.

20. С помощью пробного объема, длины потемнения трубки Draeger и фактора трубки Draeger рассчитать сульфиды в пробе.

$$\text{GGT сульфидов мг/л} = \frac{(\text{потемневшая полоса})(\text{фактор трубки})}{\text{объем пробы, мл}}$$

21. Для очистки группы удалить гибкую трубку, верхушку трубки с  $\text{H}_2\text{S}$ , расходомер. Закрыть отверстия расходомера и трубки Draeger от попадания воды. Щеткой или мягким детергентом очистить камеру. Трубным скребком очистить проходы между камерами. Промыть, выполоскать и продуть рассеивающую трубку воздухом или  $\text{CO}_2$ . Сполоснуть установку деионизированной водой и просушить.

Если же трубка засорена, дать ей пропитаться в растворе ксилена и изопропилового спирта 50:50 в течение 8 часов.



Прополоснуть дистиллированной водой и оставить в мыльной воде на несколько часов. Сполоснуть дистиллированной водой от мыла.

Идентификация трубки **Draeger**, используемые для разных количеств сульфидов объёмы проб и факторы трубки

Диапазон сульфидов, мг/л	Объём пробы, см <sup>3</sup>	Внутренний диаметр трубки Draeger	Фактор трубки
1,5-30	10,0	H <sub>2</sub> S 100/a	12
3-60	5,0		
6-120	2,5		
60-1020	10,0	H <sub>2</sub> S 0,2%/a	600
120-2040	5,0		
240-4080	2,5		

Расчёты для раствора на нефтяной основе, используя промышленную технологию

1. Регулировка нефте-водяного фактора.
  - А. Увеличение содержания воды.
- Требуемые данные.

Параметр	Обозначения	Пример
Вес раствора ф./гал	mwt	12,0
Текущая фракция воды	fwtr	0,20
Текущая фракция нефти	foil	0,60
Нужное содержание воды в %	dwr	30
Текущий % по весу соли	cxsalt	25
Нужный % по весу соли	dxsalt	25
% чистоты соли	xp	96
Уд.вес утяжелителя	sgwtm	4,2

X = вода (бар.), добавляемая для получения нужного содержания её.

$$X = \frac{((dwr/100 \times (fwtr + foil)) - fwtr)}{(1 - (dwr/100))}$$

Z = утяжелитель ф./бар, добавляемый для получения начального веса раствора.

$$Z = \frac{(42 \times ((mwt \times X) - (X \times 8.333)))}{(1 - (mwt/(8.333 \times sgwtm)))}$$

VI = увеличение объёма (бар.) из-за утяжелителя.

$$VI = Z/(350 \times sgwtm)$$

VERSAWET® - смачивающий агент (ф./бар) для добавки = 0,01 x Z

ETA = добавляемая эмульсия ф./бар = 10,0 x X.

SALT = соль в системе ф./бар.

$$SALT = \frac{(cxsalt/100 \times fwtr \times 350)}{(1 - (cxsalt/100))}$$

Q = добавка соли ф./бар для получения нужной концентрации

$$Q = \frac{((cxsalt \times ((X \times 350) + salt + (fwtr \times 350))) - (100 \times salt))}{(XP - cxsalt)}$$

Пример.

x = 0,0571 бар

Z = 1338 ф./бар

VI = 0,0091 бар

VERSAWET® = 0,134 ф./бар.

ETA = 0,571 ф./бар

SALT = 2333 -"-

Q = 7,04 -"-

Б. Увеличение содержания нефти.

Требуемые данные

Параметр	Обозначения	Пример
Вес раствора ф./гал	mwtr	12,0
Текущая фракция воды	fwtr	0,20
-"- нефти	foil	0,60
Нужное содержание нефти	dor	80
Уд.вес утяжелителя	sgwtm	42
Вес нефти ф./гал	wto	7

X = нефть/бар, добавляемая для получения нужного содержания.

$$X = \frac{((dor/100 \times (fwtr + \text{нефти.}))}{(1 - (dor/100))}$$

= вес материала ф./бар, добавляемого для получения начального веса раствора.

$$Z = \frac{(42 \times ((mwtr \times X) - (X \times wto)))}{(1 - (mwtr/(8.333 \times sgwtm)))}$$

VI = увеличение объема из-за утяжелителя.

VI = Z / (350 x sgwtm)

VERSAWET® - добавляемый смачивающий агент = 0,01 x Z

Пример.

x = 0,20 бар

Z = 63,9 ф./бар

VI = 0,0435 бар

VERSAWET® = 0,639 бар

II. Регулирование концентрации соли.

А. Увеличение концентрации соли.

Требуемые данные.

Параметр	Обозначения	Пример
Текущая доля воды	fwtr	0,15
-"- % по весу соли	cxsalt	25
Нужный % по весу соли	dxsalt	30
% чистоты соли	xp	95

Соль = соль ф./бар в системе.

$$\text{Соль} = \frac{(\text{cxsalt}/100 \times \text{fwtr} \times 350)}{(1 - (\text{cxsalt}/100))}$$

X = соль ф./бар, добавляемая для получения нужной концентрации.

$$X = \frac{((\text{dxsalt} \times ((\text{fwtr} \times 350) + \text{salt})) - (100 \times \text{соль}))}{(\text{xp} - \text{dxsalt})}$$

Пример.

SALT = 17,5 ф./бар

X = 5,4 ф./бар

Б. Уменьшение содержания соли.

Требуемые данные.

Параметр	Обозначения	Пример
Вес раствора ф./гал	mwtr	12,0
Текущая доля воды	fwtr	0,20
Текущий % по весу соли	cxsalt	25
Нужный % - " -	dxsalt	15
Уд.вес утяжелителя	sgwtm	4,2

SALT = соль в системе ф./бар.

$$\text{SALT} = \frac{(\text{cxsalt} \times \text{fwtr} \times 350)}{(100 - \text{cxsalt})}$$

Z = добавляемая вода бар, для снижения концентрации соли.

$$Z = \frac{\text{соль} \times (\text{dxsalt}/100 \times ((\text{fwtr} \times 350) + \text{соль}))}{(\text{dxsalt}/100)} \times 0.002857$$

ETA = добавляемая эмульсия ф./б = 10,0 x Z

X - требуемый утяжелитель ф./бар до нужного веса раствора.

$$X = \frac{((42 \times \text{mwtr} \times Z) - (350 \times Z))}{(1 - (\text{mwtr}/\text{sgwtm} \times 0.12))}$$

VI = увеличение объема из-за утяжелителя, бар = X / (350 x sgwtm)

VERSAWET® = смачивающий агент, добавка, ф./бар = X / 100.

Пример.

Соль = 23,33 ф./бар

Z = 0,1778 бар

ETA = 1,778 ф./бар

X = 41,7 - " -

VI = 0,0284 бар

VERSAWET® = 0,417 ф./бар.

III. Регулирование веса раствора.

А. Увеличение веса.

Требуемые данные.

Параметр	Обозначения	Пример
Текущий вес ф./гал	cmwt	12,0
Нужный - " -	dmwt	14,0
Уд.вес утяжелителя	sgwtm	4,2
% добавки нефти	xoil	2

X = вес материала ф./бар, требуемый для получения нужного веса.

$$X = \frac{((dmwt \times 42) + (dmwt \times xoil \times 0.42) - (cmwt \times 42) - (xoil/100 \times 287))}{(1 - (dmwt \times 0.12/sgwtm))}$$

Y1 = увеличение объема утяжелителя =  $X / (350 \times sgwtm)$  бар

VERSAWET® = смачивающий агент ф./бар =  $X/100$ .

Пример.

$$X = 150,03 \text{ ф./бар}$$

$$Y1 = 0,0206 \text{ бар}$$

$$\text{VERSAWET}^{\circ} = 1,50 \text{ ф./бар}$$

Б. Снижение веса раствора при сохранении начального нефте-водяного фактора и коррективировка нужной концентрации соли.

Требуемые данные.

Параметр	Обозначения	Пример
Текущий вес раствора, ф./гал	cmwt	12,0
Нужный - " -	dmwt	10,0
Текущая доля нефти	foil	0,60
- " - воды	fwtr	0,10
Текущий % по весу соли	cxsalt	25
Нужный - " -	dxsalt	25
% чистоты соли	xp	95

$$\text{SGFLD} = \text{уд.вес разбавителя} = \frac{((foil \times 0.82) + fwtr)}{(foil + fwtr)}$$

X = требуемая жидкость, бар, для снижения веса бурового раствора.

$$X = \frac{(42 \times (dmwt - cmwt))}{(\text{SGFLD} - (dmwt \times 0.12))} \times 0.002857$$

Y1 = увеличение объема разбавлением = X

BOA = добавка нефти, бар

$$\text{BOA} = \frac{foil}{(foil + fwtr)} \times X$$

BWA = добавляемая вода, бар.

$$\text{BWA} = \frac{fwtr}{(foil + fwtr)} \times X$$

ETA = добавка эмульгатора, ф./бар =  $10,0 \times \text{BWA}$

SALT = соль в смесителе, ф./бар

$$\text{SALT} = \frac{(cxsalt \times fwtr \times 350)}{(100 - cxsalt)}$$

Q = добавка соли до нужного уровня, ф./бар

$$Q = \frac{((dx_{salt} \times (salt + (fwtr \times 350) + (BWA \times 350))) - (100 \times salt))}{(xp - dx_{salt})}$$

Пример.

$$SGFLD = 0,8457$$

$$X = 0,6773 \text{ бар}$$

$$VI = 0,6773 \text{ "}$$

$$BOA = 0,5805 \text{ "}$$

$$BWA = 0,0968 \text{ бар}$$

$$\underline{ETA} = 0,968 \text{ ф./бар}$$

$$SALT = 11,667 \text{ ф./бар}$$

$$Q = 12,1 \text{ ф./бар.}$$

# Г Л А В А 11. КОНТРОЛЬ СОДЕРЖАНИЯ ТВЁРДОЙ ФАЗЫ В БУРОВОМ РАСТВОРЕ

## Т е х н о л о г и я

Объём и тип твёрдых частиц, присутствующих в буровом растворе, оказывает огромное влияние на его плотность, вязкость и статическое напряжение сдвига. Эти же факторы влияют на стоимость раствора и скважины, темп бурения, гидравлику, на возможность выбросов и/или потери циркуляции. Фактически ежегодно на эти фазы контроля тратится больше средств, чем на все другие вопросы, связанные с раствором. Эта проблема постоянная на всех скважинах. Если удастся удалить твёрдые вещества механическим путём, то это обходится дешевле, чем вводить химреагенты, воду и барит после улавливания их системой.

С практической точки зрения твёрдую фазу в буровом растворе можно разделить на 2 чётких класса: частицы с низким уд.весом от 2,5 до 3,0 и с высоким уд. весом выше 4.2. Раствор, полностью состоящий из частиц низкого уд.веса, может весить от 8,5 до 10 ф./гал. Растворы с разным весом содержат разные фракции легких и тяжелых частиц, рис.1. Более тяжелые растворы должны содержать меньше лёгких фракций и наоборот. Для глубоких скважин требуются утяжеленные растворы, поэтому контроль твёрдой фазы становится особенно важным. Это же справедливо и для растворов с низким весом, особенно при высоких скоростях проходки.

Контроль твёрдой фазы осуществляется одним или несколькими основными методами определения твёрдых частиц: осаждение, фильтрование, использование гидроциклонов, отстойников – центрифуг. За исключением фильтрования все методы просты и подчиняются определенным физическим законам. Если раствор остается подвижным и разрушается статическое напряжение сдвига, оседание частиц уравнивается законом Стокса

$$V_s = \frac{2GD_c^2(P_s - P_m)}{92.6u}$$

где  $V_s$  – скорость оседания (фут/сек),  
 $G$  – ускорение силы тяжести, ф./сек,  
 $D_c$  – диаметр обломка большего размера, ф.  
 $P_m$  – плотность раствора, ф./фут,  
 $P_s$  – плотность шлама, ф./фут<sup>3</sup>,  
 $u$  – вязкость раствора (0,000673 x вязкость), сП.

Это простое математическое выражение обычно наблюдаемого события, т.е. чем плотнее частица, тем быстрее она оседает ( $G$ ). Чем больше частица, тем быстрее она оседает ( $D_c^2$ ). Чем ниже вязкость раствора, выше скорость оседания ( $1/u$ ). Если "G" увеличивается механическим способом, пропорционально ускоряется оседание. Увеличение пропорционально квадрату скорости.

Промысловый опыт показывает, что чем ниже расход и вязкость раствора, тем больше оседает больших и тяжёлых частиц. Поэтому удаление песка и выбуренной породы этим методом практично, но, если раствор содержит барит, он также оседает. Закон Стокса говорит, что так и должно быть. Частицы разной плотности, но изменяющегося размера могут иметь одинаковую скорость оседания. Частица песка или глины в 1 1/2 раза больше данной частицы барита оседает с равной скоростью, как в отстойнике, так и в циклоне или в центрифуге. Таким образом, невозможно отделить нужные и ненужные частицы, если у них одна масса (или скорость оседания).

Техника оседания не обеспечит отделение частицы глины размером 60 микрон от частицы барита в 40 микрон. Единственный способ отделить все выбуренные частицы от барита при условии, что все выбуренные частицы одного размера, а барита – другого. В циркуляционных системах это невозможно.

Прежде, чем рассмотреть различные механические средства разделения частиц, необходимо определить размер частиц, обнаруженных в буровом растворе. Размер отличается от очень малого или коллоидного до нескольких дюймов. Об очень малом размере легче установить термин микрон, т.к. 1 дюйм = 25400 микрон. Тогда облегчается классификация частиц по размеру:

коллоидный – 2 микрона или меньше,  
 алеврит – 2-74 микрона,  
 песок – более 74 микрон.

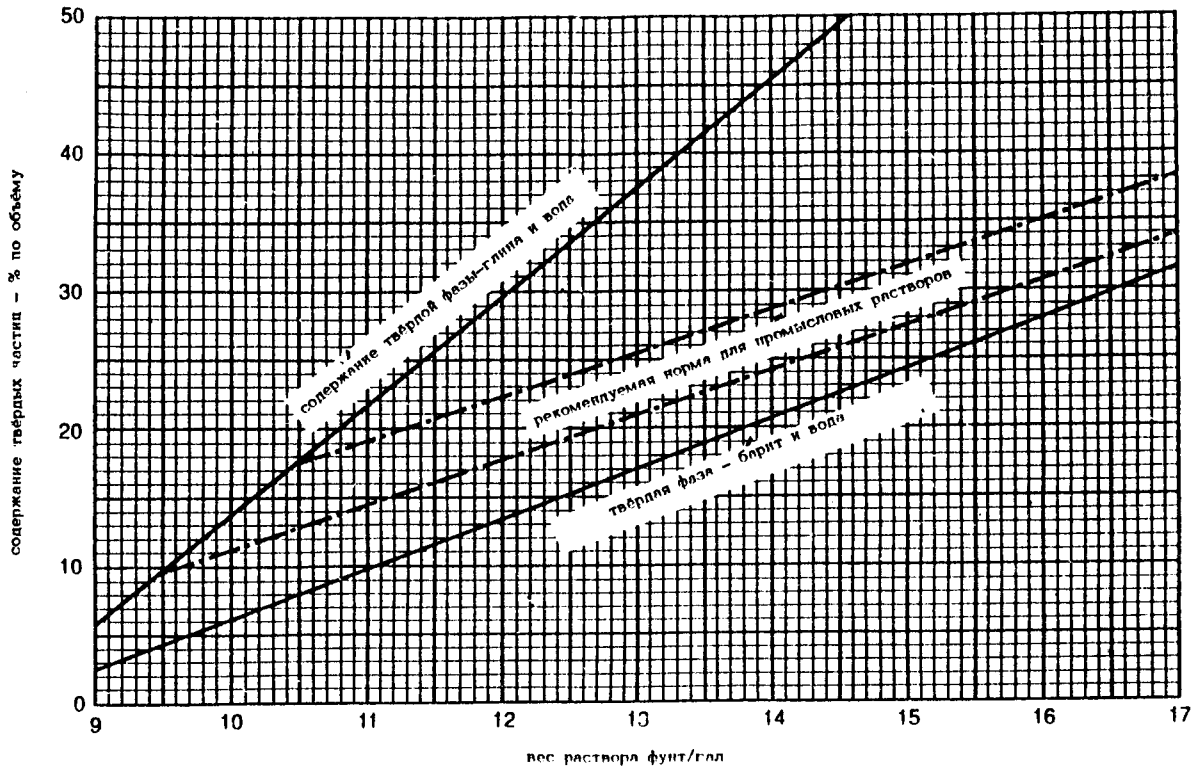


Рис.1. Кривые содержания твёрдых частиц.

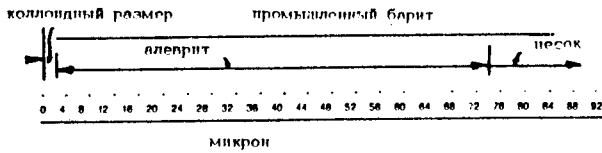


Рис.2. Микроны.

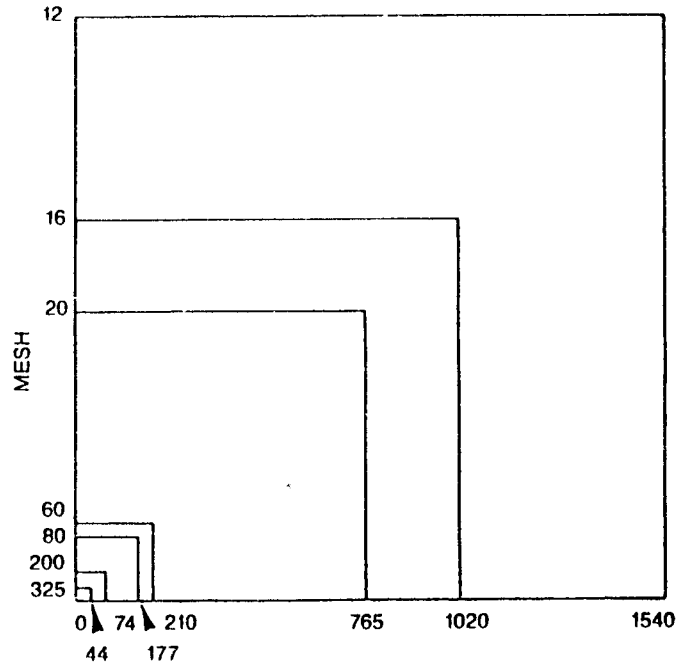


Рис.3. Увеличенный масштаб (1:68) размера фильтра от 12 до 325 меш. Для испытания песка по методу АПН используется фильтр размером 200 меш, все частицы, не прошедшие через фильтр, считаются песком. 97% барита хорошего качества проходит через 200 меш и 95% проходит через 325 меш (44 микрона). Т.е. барит подходит к категории алеврита. Глины высокого качества - M-I GEL<sup>®</sup>, относятся к коллоидным 2 или менее микрон.

АНИ не дает отдельного определения алевроит или песок. К алевроиту может относиться ил, глина, мелкий кварцевый песок и промышленный барит. Песок может включать кварцевый песок, глину, обломки материала, потери циркуляции и крупный барит. Широкое применение алмазных долот относит очень большую долю выбуренных пород к обеим этим категориям, т.к. они скорее дробят и нарезают породу, а не соскабливают и снижают породу.

Термин "глина" применительно к буровому раствору обычно относится к любому материалу, обеспечивающему пластичность при добавлении воды. Считается, что такими могут быть промышленные материалы: глина высокого качества, бентонит, но выбуренный шлам и барит могут действовать как глина при размалывании до коллоидного размера.

На рис.4 показан этот процесс. Деградация твёрдого вещества механическим действием.

Эта "глинистая" фракция образует вязкость, а именно её следует держать под постоянным контролем.

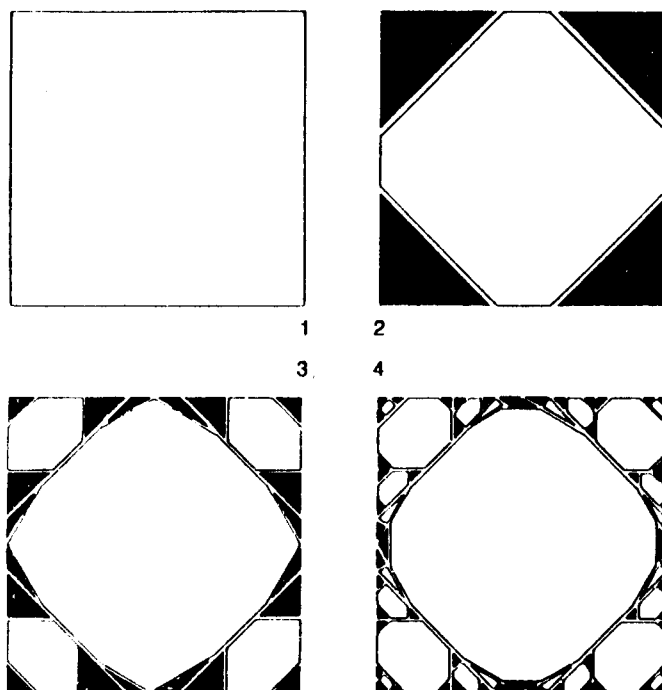


Рис.4. Деградация твёрдого вещества механическим действием

#### Методы разделения твёрдых частиц

Отстойники и песколовушки. Скорость оседания твёрдых частиц в отстойниках зависит от: 1) размера, формы и уд.веса частиц; 2) плотности жидкости-носителя; 3) вязкости носителя и 4) типа жидкости потока. Только когда жидкость находится в состоянии ламинарного или пластического течения, оседание частиц по закону Стокса будет эффективным. В большинстве случаев инженеры по буровым растворам выбирают низкую вязкость и статическое напряжение сдвига как меру осаждения частиц. В условиях турбулентного потока частицы практически не оседают, за исключением частиц очень большой массы.

Часто для лучшей очистки ствола увеличивают кажущуюся вязкость. Эти меры временны и неэффективны. В этих условиях контроль за твёрдой фазой затруднителен в результате добавления очень тонко размолотых промышленных глин и бентонита для получения нужной вязкости.

Ещё одно усилие было направлено на изменение "индекса поведения потока" или величину "N" ( $N = 3.31 \log \theta$  (600/300, где  $\theta$  600-600 об/мин на циферблате счётчика Fann VG, а 300 - это 300 об/мин) раствора для улучшения несущей способности и эффективности очистки ствола. Она включает изменение отношения предела текучести и пластической вязкости и в основном применима к растворам с низкой плотностью, т.е. до 12,0 фунт/гал. При этом отмечается в конечном счёте увеличение вязкости, а при избыточном значении контроль становится затруднительным. Поскольку



в числителе уравнения Стокса появляется фактор вязкости, любое большое увеличение её замедляет оседание частиц. По этой же причине увеличение усилия "G", требуемое для устранения увеличения вязкости сепараторами, может быстро привести к разрушению механизма. Поэтому с точки зрения экономии и эффективности увеличения вязкости следует по возможности избегать.

### Вибрационные сита

Наиболее важным устройством механического контроля твёрдых частиц является вибрационное сито. Сито – это вибрационный или вращающийся сеточный сепаратор для удаления крупных обломков из бурового раствора. На рис.5 показаны наиболее распространённые типы сит. С двойным, тройным, ординарным настилом слоистые вибрационные сита позволяют оператору применять сита с более мелкими ячейками, чем обычные с одним настилом. Этим методом удаляются небольшие по размеру частицы даже при высоких скоростях потока.

Выбор сита основывается на прошлом опыте (см.рис.3 для сравнения размера сит). Ячейкой сита является количество отверстий на линейный дюйм, измеряемое от центра проволоки. Например, продолговатая сетка размером 70х30 (прямоугольные отверстия) имеет 70 отверстий по линии в 1 дюйм в одну сторону и 30 отверстий по линии в 1 дюйм перпендикулярно. Размер 30х30 обозначает по 30 отверстий по линии в 1 дюйм в обоих направлениях. Определение "продолговатая 80" – попытка установить эффективное отверстие прямоугольного ячеистого материала как эквивалент квадрата. Такой отсчёт не пригоден.

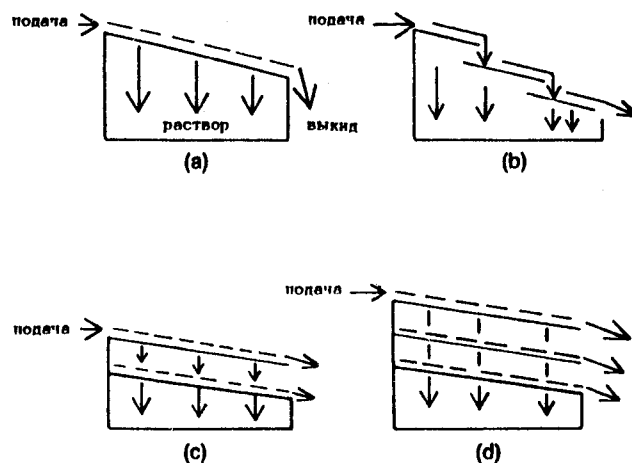


Рис.5.

Выбор размера сита должен основываться на местных условиях. Если циркулирующий объём превышает возможности используемого сита (т.е. раствор перетекает через края сита), выбирается другой вариант.

Циркулирующий раствор должен по возможности распространиться по всей поверхности сита с помощью заслонок, регулирующих подачу, расположенных между **possum belly** и поверхностью сита. Оптимальный наклон сита, при котором стратифицируется наибольший объём частиц. В идеальном случае циркулирующий раствор должен выходить на расстоянии 1 фута от переднего края сита. Если отрегулировать угол сита, можно изменить скорость подачи раствора и время удерживания. Небольшое уменьшение угла (движение к горизонтальному положению) снизит скорость подачи и увеличит время удерживания. Увеличение угла увеличит скорость и сократит время удерживания. Поврежденное сито должно быть немедленно заменено. Часто бывает, что выбуриваемые частицы по размеру соответствуют отверстию сит, происходит засорение его и снижение производительности. В этом случае лучше всего заменить сито на мелкоячеистое. Выбуренный шлам не оседает в мелких отверстиях и удаляется из циркуляционной системы.

Использование вибросит – начальная стадия предотвращения накопления частиц в буровом растворе. Вместе с наблюдением, регулированием системы можно достичь максимальной эффективности удаления твёрдых частиц.

## Мокрая классификация

Мокрая классификация определяется как разделение твёрдых частиц в смеси их с жидкостью на фракции по размеру или плотности другими средствами, но не ситом. Все мокрые классификаторы зависят от разницы скорости оседания крупных и мелких или тяжелых и легких частиц в залежи в пределах емкости механизма. Скорость можно регулировать слабым помешиванием, препятствующим оседанию и зависимостью тяжести от мощности в установках центробежного типа.

Тип классификации зависит от следующих факторов:

1. Более крупные частицы быстрее оседают, чем мелкие, но с одним уд.весом.
2. Твёрдые частицы с высокой плотностью оседают быстрее, чем с низкой плотностью, но одного размера.
3. Скорость оседания твёрдых частиц постепенно снижается по мере увеличения вязкости и/или плотности жидкой среды.
  - а. Существует точка (называемая критическим доливом), в которой снижение вязкости или плотности в залежи в результате добавления жидкости создает эффект вязкости, снижающей нормальную классификационную скорость оседания, что делает разделение грубым.
  - б. С другой стороны, в этой точке меньшее количество жидкости снижает вязкость и плавучесть и тоже огрубляет разделение.

Чаще всего в качестве мокрых классификаторов для обработки буровых растворов применяются гидроциклоны и центрифуги. Эти же механизмы работают согласно закону Стокса в отношении плотности, вязкости и уд.веса. Они просто ускоряют оседание в сотни раз, увеличивая усилие

Что же такое эти механизмы? Гидроциклон или циклон — это устройство подобное показанному на рис.6, не имеющее движущихся внутри себя частей. Он создает вихревое движение жидкости, обеспечивая достаточное центробежное усилие для разделения различных по размеру частиц. Его эффективность не велика, если требуется тщательное разделение, но он прост в работе и не дорог, а также способен обработать большой объём.

Термин центрифуга обычно обозначает центрифугу отстойного типа, как показано на рис. 11.

Центрифуга обычно работает в диапазоне 600–800 G's. Механическая конструкция и создание центробежных усилий свыше 500 G's обеспечивает высокую эффективность и чёткое разделение частиц по размеру. В системах с твёрдыми частицами смешанного уд.веса, например, буровой раствор, размер разделения обычно относится к частицам с высоким уд.весом (барит). Поэтому частицы меньшего уд.веса (глины и сланцы) в половину больше по размеру разделяются с мелкими. В некоторых случаях низкая пропускная способность по объёму (от 0 до 40 гал/мин) становится недостатком. Возвращаясь к рис.2, не трудно понять, почему не практично отделять песок или алеврит из бурового раствора, содержащего барит. Размер частиц алеврита и барита почти одинаков. В пескоотделителе средняя фракция по размеру определяется 25–30 микронами. В отстойнике — около 10–15 микрон. Следовательно, большая часть барита уйдет с песком или алевритом. Освобождение утяжеленного бурового раствора от песка и алеврита должно проводиться с большой осторожностью.

На этом же основании центрифуга или циклон типа глинистого эжектора, настроенный на отделение фракций размером 3–5 микрон, обеспечивает эффективное извлечение барита и возвращает большие частицы песка и алеврита в активную систему вместе с баритом.

## Гидроциклоны

На рис.6 показан схематический разрез гидроциклона или центробежного сепаратора циклонного типа. Центробежный насос подает раствор через тангенциальное отверстие в большой конец конусообразного корпуса. Создается завихряющее движение жидкости типа фонтана, смерча или циклона. Т.о. все клоны действуют по одному принципу независимо от назначения: пескоотделитель, отстойник или эжектор.

Короткая труба, называемая "вихревой искатель", располагается сверху вниз в конусном корпусе. Создающимся усилием вихревой поток устремляется вниз в сторону небольшого конца (вершина или данный поток). Большие по размеру и/или более тяжелые частицы выбрасываются наружу к стенке конуса, а более мелкие, более лёгкие частицы (которые движутся наружу медленнее), движутся к центру перемешивающейся жидкости. Поскольку желательно разделить поток подачи на одну фракцию, содержащую

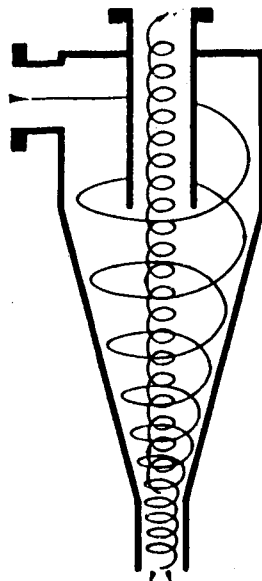


Рис.6. Схематическое изображение гидроциклона

большинство мелких частиц, отверстие в вершине должно быть меньше отверстия вихря. Большие частицы и небольшое количество флюида выходит из вершины. Остаток флюида и меньшие частицы изменяют направление и входят назад в конус жидкости, по пути выходя из искателя вихря (потока).

На рис.7 показано применение гидроциклонов. В емкости пескоотделителя или отстойника низовой поток в нем от вершины содержащий крупные частицы, удаляется, а верхний поток (исток) возвращается в активную циркуляционную систему.

В глинистом эжекторе низовой поток содержит барит и возвращается в активную систему: исток, содержащий глины и другие мелкие частицы, удаляется.

Размер и количество клонов изменяется в зависимости от назначения. Клоны размером 6" и больше используются как пескоотделители. Размер отстойников обычно 4", а глинистых эжекторов – 2".

Выброс или низовой поток обязательно учитывается при расчёте максимальной эффективности гидроциклона (см.рис.8). Выброс должен быть в виде тонкого распыления с небольшим всасыванием в центре, выброс без воздушного всасывания нежелателен (рис.9), "веревочный выброс". Иногда для ускорения, при большом отверстии подача может быть перегружена твёрдыми веществами и выброс становится "веревочным". Такое положение можно исправить, ибо остановка механизма и прекращение контроля за твёрдой фазой осложняет проблему. Если гидроциклон даёт веревочный выброс, но подача не перегружена, размер вершины можно отрегулировать на переход к распылению с помощью tri-nut или подобного устройства. Если давление подачи выбрано правильно, а веревочный выброс не поддается изменению, значит производительность конуса недостаточна для удаления частиц. В таблице 1 дано краткое руководство по обслуживанию и обнаружению неполадок в гидроклонах.

#### Пескоотделители

Для отделения песка обычно используются конусы с внутренним диаметром 6" или больше. Преимущество их в переработке большого объема раствора на каждый конус, но недостаток – образование фракции более крупного по размеру песка. Эффективность пескоотделителя зависит от правильной установки. Пескоотделитель должен находиться перед отстойником.

#### Отстойники

Для отстоя используются конусы размером 4". Количество конусов зависит от объема циркулирующей жидкости. Желательно, чтобы пропускная способность конуса составляла не менее 125% скорости циркуляции. В таком конусе размер фракции сос-

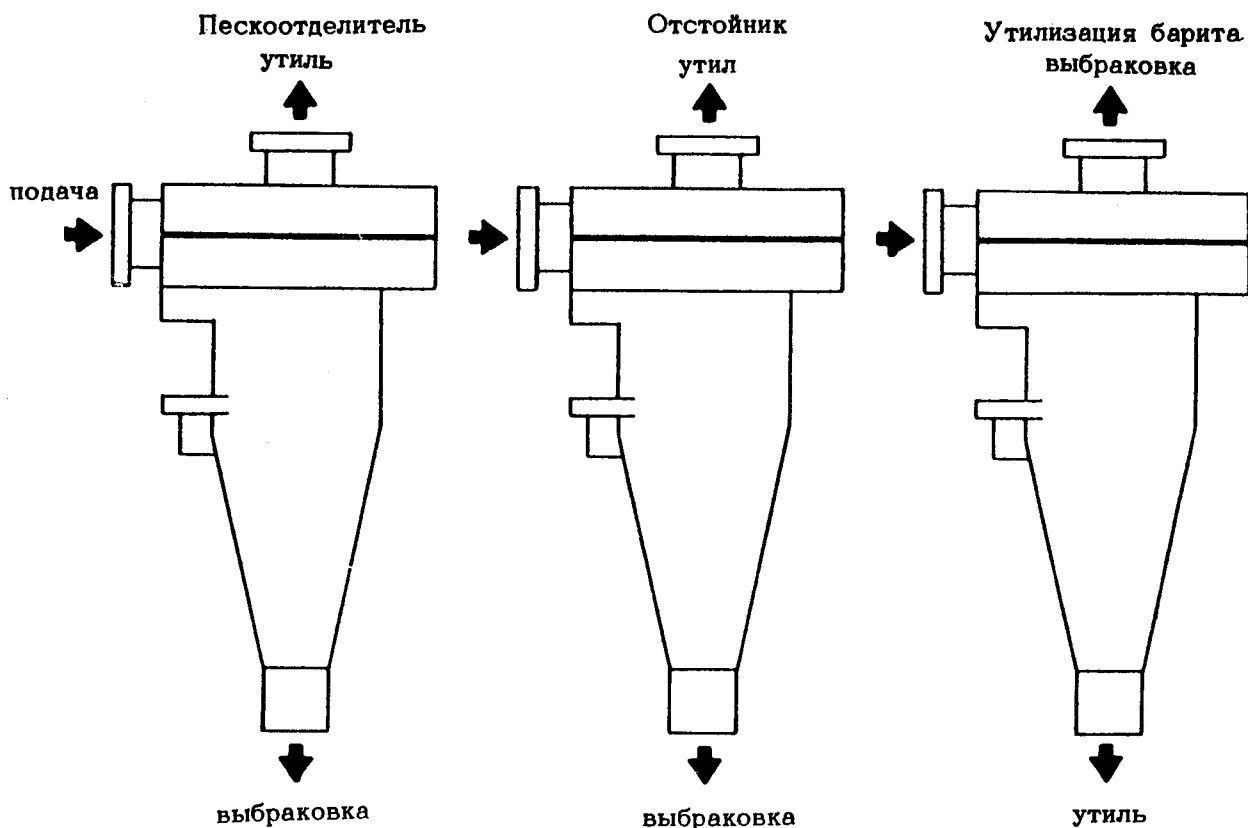


Рис. 7.

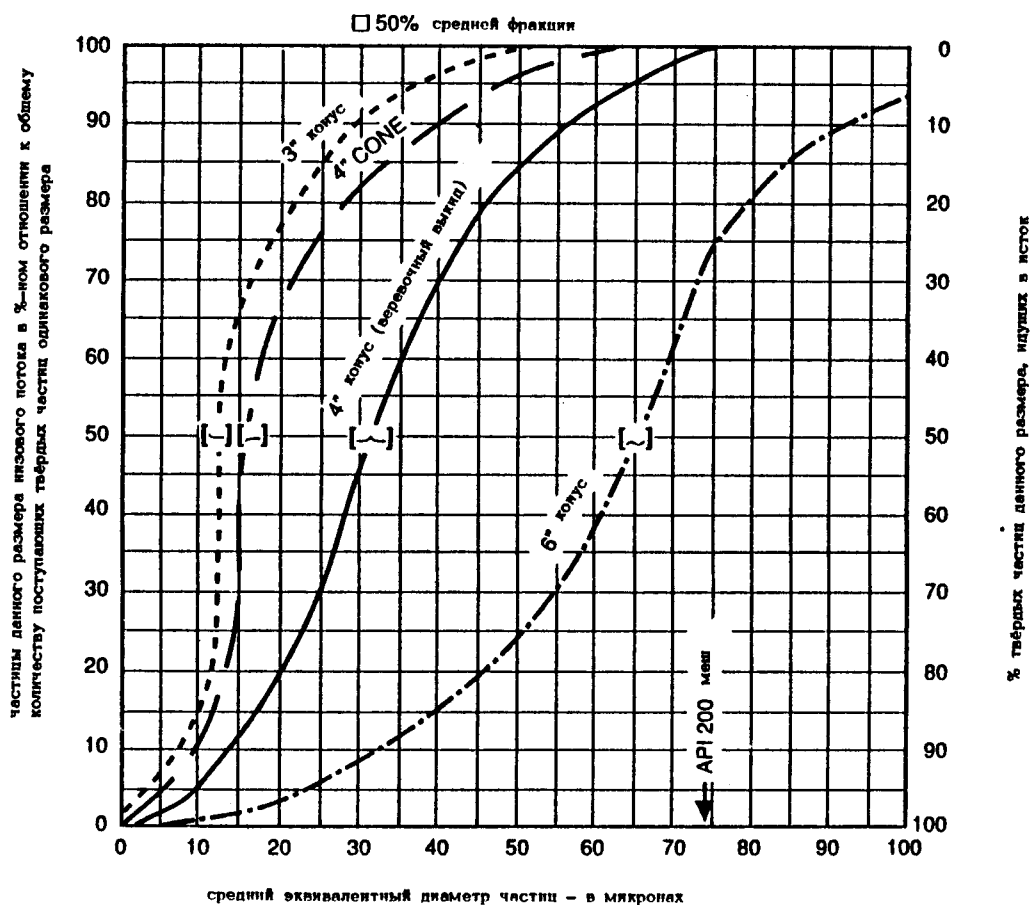


Рис. 8. Типовая производительность циклона. Сравнение по размерам.

тавляет 15–20 микрон. Поскольку размер барита в одном диапазоне с алевритом, он также выделяется из раствора. Обычно утяжеленные растворы значительно насыщены твёрдыми веществами (в % по объёму), создать распыляющий выкид гидроциклона. Поэтому отстойники редко применяются для глинистых растворов весом 12,5 ф./гал, т.к. зачастую снижают вес.

#### Очистители глинистого раствора

Очистители бурового раствора представляют собой группу конусов отстойника (чаще всего 8 конусов размером 4") над тонкоячейстой сеткой (ситом), рис.10. Удаляются выбуренные частицы по размеру песка из раствора гидроциклонированием с последующим сбрасыванием выкида на мелкоячейстые вибросита. Раствор и твёрдые частицы, падающие через сито (размер фракции зависит от размера сита) и утилизируется, твёрдые частицы, оставшиеся на сите – выбрасываются. Поскольку по ТУ АНИ 97% барита имеют размер 74 микрона, большая его часть извлекается гидроциклоном. Затем барит проходит через сито и возвращается в систему. Фактически очиститель раствора отделяет песок в утяжеленном растворе.

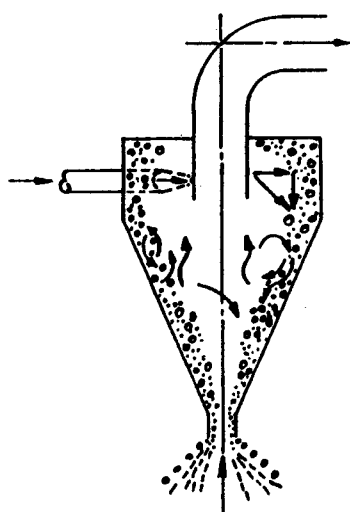


Рис. 9а.

всасывание воздуха  
Скорость создают нижние лопасти и вихрь  
Наибольшая эффективность удаления частиц

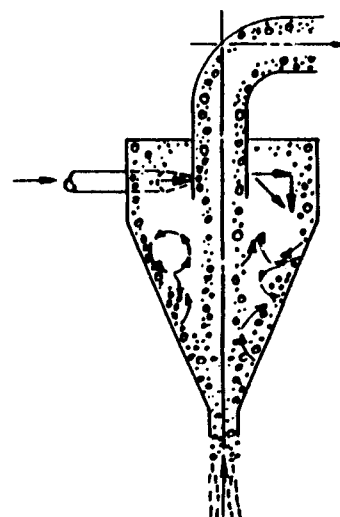


Fig. 9b.

без всасывания  
Скорость создают верхняя лопасть и вихрь  
низкая эффективность удаления частиц.  
Близка полная закупорка

Рис.9. Измерение распыления на веревочный выкид. Низовой поток перегружен твердой фазой

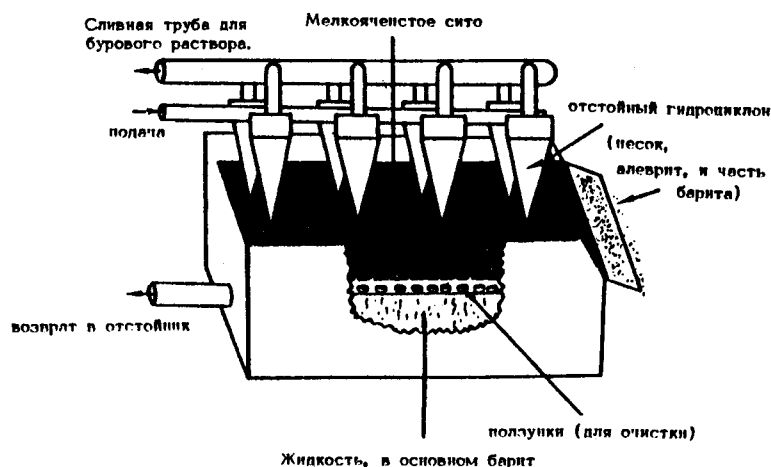


Рис.10. Очиститель бурового раствора

Размер очистительных сеток изменяется от 120 до 325 меш. Размер ячеек в них должен быть меньше, чем у вибросит для повышения эффективности. Хотя основной задачи очистителя является удаление выбуренных твёрдых частиц и извлечение барита, утилизация дорогостоящей жидкой фазы (нефть, KCl и т.д.) вместе с баритом обязательна. Выбраванный из вибросит материал является хорошим сиккативом. Снижение объёма (и сухости) отработанного материала снижает стоимость удаления его.

Очистители бурового раствора следует использовать вместе с другими устройствами удаления твёрдых веществ.

### Ц е н т р и ф у г и

Как и гидроциклоны, отстойные центрифуги повышают скорость оседания твёрдых частиц, заменяя более слабое усилие силы тяжести на центробежную силу. Центрифуга отстойного типа (рис.11) состоит из конической, горизонтальной стальной воронки, вращающейся с большой скоростью, с двойным винтовым конвейером внутри. Конвейер вращается в одном с воронкой направлении, но немного медленнее. Раствор закачивается в полый шпindel конвейера, где он выбрасывается наружу в круглое кольцо раствора, называемое "запрудой". Уровень её определяется высотой отверстий выброса жидкости на больших фланцевых концах воронки.

Затем пульпа течёт к отверстиям через два канала, образованные лопастями конвейера по мере оседания твёрдых частиц против внутренней стенки воронки. Лопасти конвейера начинают проталкивать их в сторону меньшего конца воронки. Они выходят из запруды через сухой участок (берег), где выталкиваются из всей свободной жидкости и через выкидные отверстия у меньшего конца центрифуги.

Важным аспектом работы центрифуги является долив пульпы, поступающей в установку. Цель долива состоит в снижении вязкости подачи для сохранения эффективности сепарации. В общем случае чем выше вязкость основного раствора, тем больше потребность в доливе (обычно 2-4 галлона воды в минуту). При эффективной работе вязкость истока должна быть 35-37 сек/кв. При вязкости выше 37 сек/кварту эффективность снижается в результате снижения скорости оседания. При вязкости ниже 35 сек/кварту, требуется большое количество воды для долива. Это вызывает образование турбулентного потока в воронке и снижает эффективность. Поэтому необходимо соблюдать рекомендации изготовителя относительно скорости подачи раствора и скорости вращения воронки.

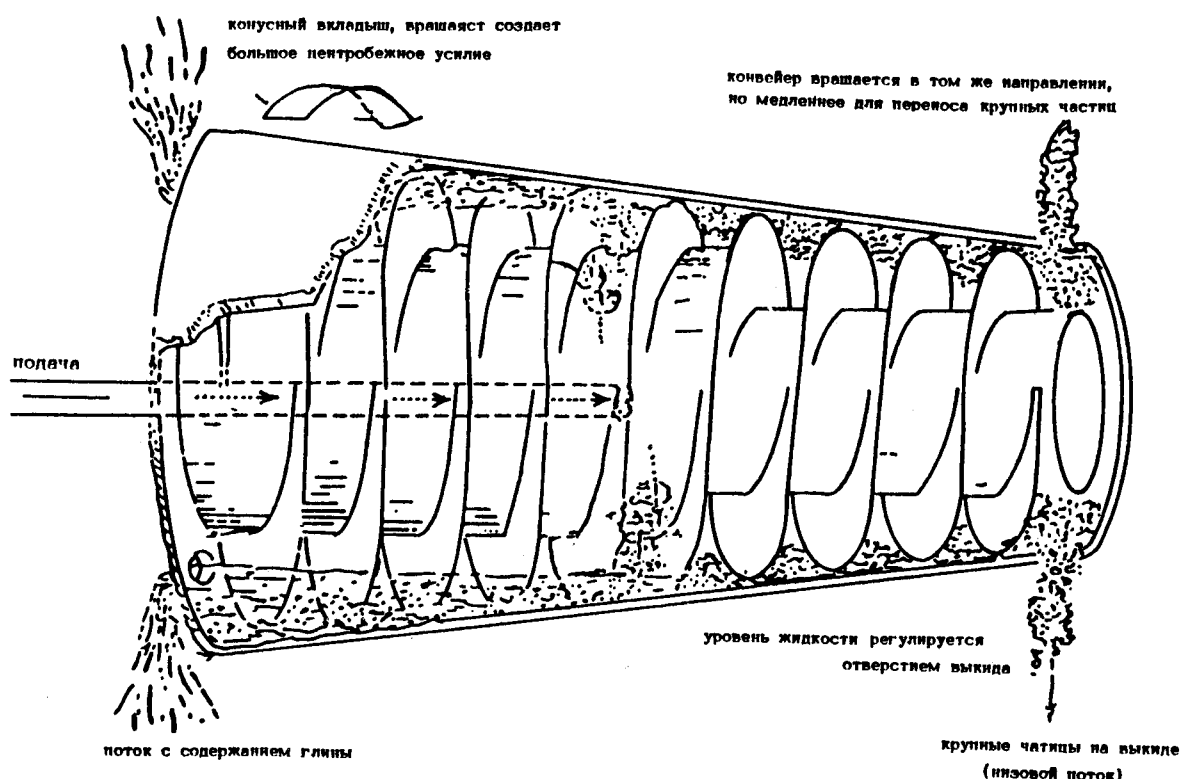


Рис.11. Поперечное сечение центрифуги-отстойника

Увеличение вязкости и предельного напряжения сдвига – основные показатели необходимости использования центрифуг в системе утяжеленного бурового раствора. Однако снижение объема мелких частиц до уровня, когда нарушается их правильное распределение по размеру, потребует регулирования водоотдачи и вызовет избирательное слипание. Для восстановления фильтрационной характеристики бурового раствора требуется добавление бентонита. Вода и химикаты добавляются в объеме, нужном для поддержания оптимальных свойств раствора. Общий расход воды в циркуляционной системе не изменяется, т.к. доливаемая вода выходит вместе с истоком.

Кроме указанных центрифуги могут использоваться в других целях. Выкид центрифуги состоит из сухих веществ. Если жидкая фаза неутяжеленного раствора дорогостоящая, например, раствор на нефтяной основе, центрифугу можно смонтировать так, чтобы утилизировать исток и выбраковывать низовой поток. В этом случае теряется только связанная жидкость с частицами низового потока (а не весь раствор как в гидроциклоне).

Центрифуги отстойного типа используются также для обработки низового потока от отстойных гидроциклонов. Гидроциклоны обрабатывают весь поток раствора в системе, а центрифуги – лишь его часть. Когда центрифуга обрабатывает только низовой поток, от гидроциклона, то охватывается большая часть системы. Кроме того, центрифуга высушивает твердые частицы, выбрасываемые из отстойника, что особенно необходимо для сохранения экологии.

В замкнутых системах применяются сдвоенные центрифуги. Первый действует как установка извлечения барита. Второй – обрабатывает поток, возвращающий жидкость в систему, и удаляет твердые вещества. Обычно спаренные центрифуги используются в системах раствора на нефтяной основе. Для растворов на водной основе потребуется добавка коагулятора в поток первой центрифуги для улучшения сепарации твердых веществ во второй центрифуге.

Снижение стоимости бурового раствора с сохранением основных его свойств – основная цель и подтверждение использования центрифуг отстойного типа. Кроме регулирования нужного количества твердых веществ, центрифуга поддерживает необходимые реологические свойства в системе, и в этом её основная функция.

Другой тип – это центрифуга с "перфорированным ротором". Она состоит из цилиндрического кожуха с равномерно расположенными перфорированными отверстиями, размером 1/2", вращающегося в горизонтальном положении внутри стационарного корпуса трубы. Этот корпус снабжен изолирующими клапанами на каждом конце для выступов осей ротора (рис.12). Ротор усредняет несколько более слабую утилизацию утяжелителя по сравнению с центрифугой отстойного типа. Единственное преимущество ротора – в его портативности и возможности размещения на нужном участке.

### М о н т а ж

Простота обслуживания – ключ к использованию оборудования, но это не означает, что её можно достичь без насосов и вспомогательных устройств. Основу составляют понятия о фиксации оборудования циркуляционной системы при правильном способе монтажа.

Механическое оборудование обычно устанавливается в убывающем порядке в зависимости от размера фракции, которая в них собирается. Поскольку устройство для дегазирования бурового раствора или газосепаратор раствора не выполняет функций удаления твердых частиц, возникает вопрос о месте его установки. С другой стороны, центробежные насосы не действуют в присутствии газированного бурового раствора и его следует дегазировать перед всасыванием первого центробежного насоса.

Песколовушка может образовать или разрушить краевую систему очистки бурового раствора. Расположенная под или непосредственно после выбросита ловушка может улавливать крупные частицы, закупоривающие или разрушающие нагнетательное оборудование, если в сите образуются отверстия или поток обходит сито. Нормальная сила тяжести – основная сила, действующая на частицы, поэтому на этом участке нельзя проводить смешивание или использовать в качестве всасывания или выкида для гидроциклона. Такие ловушки важны для поддержания минимального количества твердых веществ в системе.

На рис.13-17 показан тип монтажа оборудования. В каждом отстойнике (кроме песколовушки) предполагается тщательное перемешивание бурового раствора мешалками, роликками и т.д.

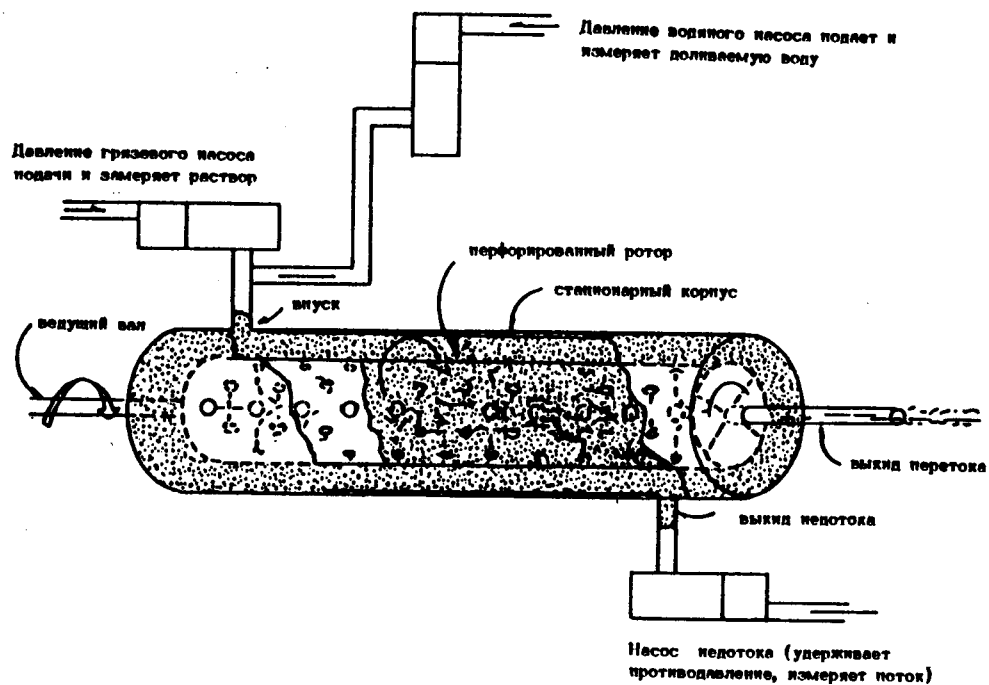


Рис.12. Центробежный сепаратор с перфорированным ротором,

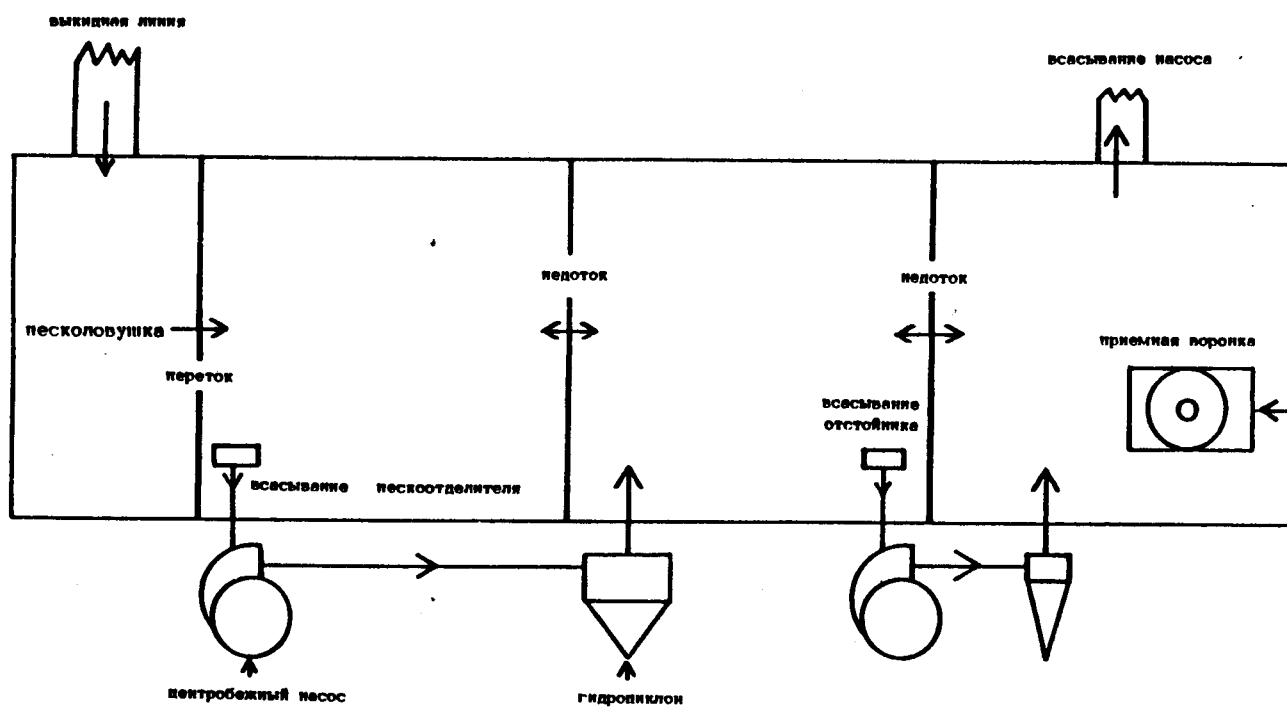


Рис. 13.



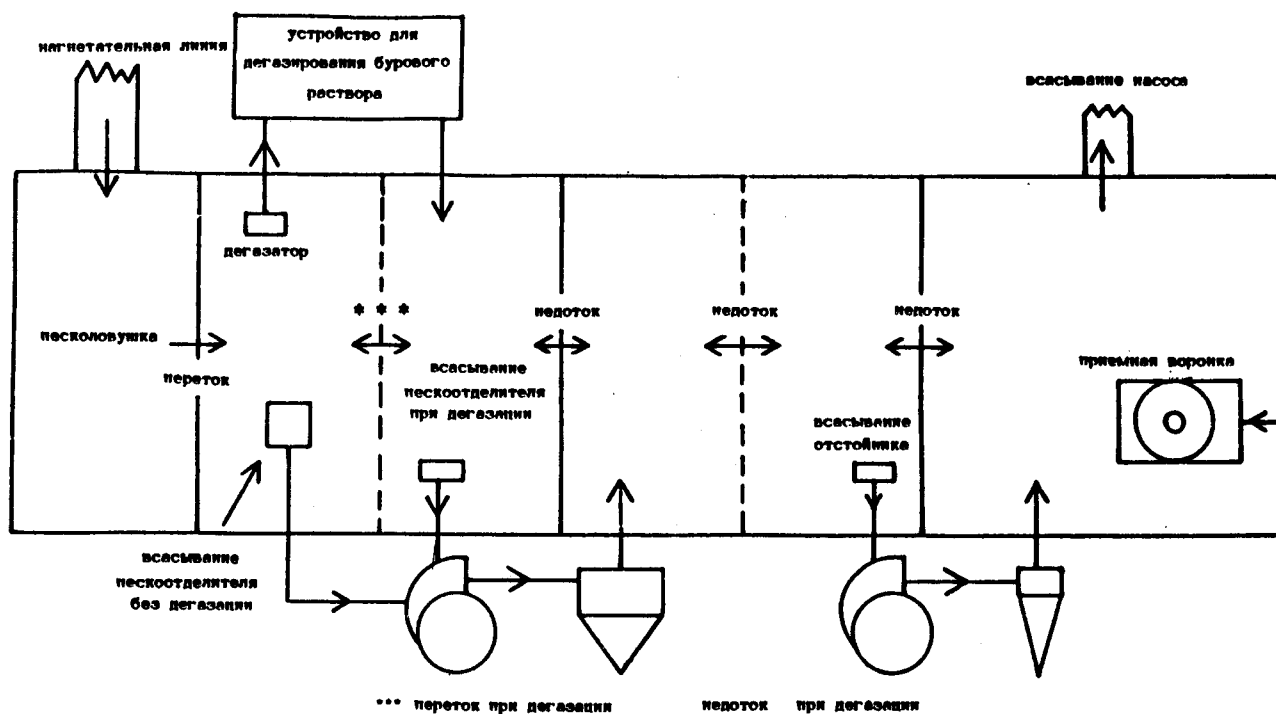


Рис. 14.

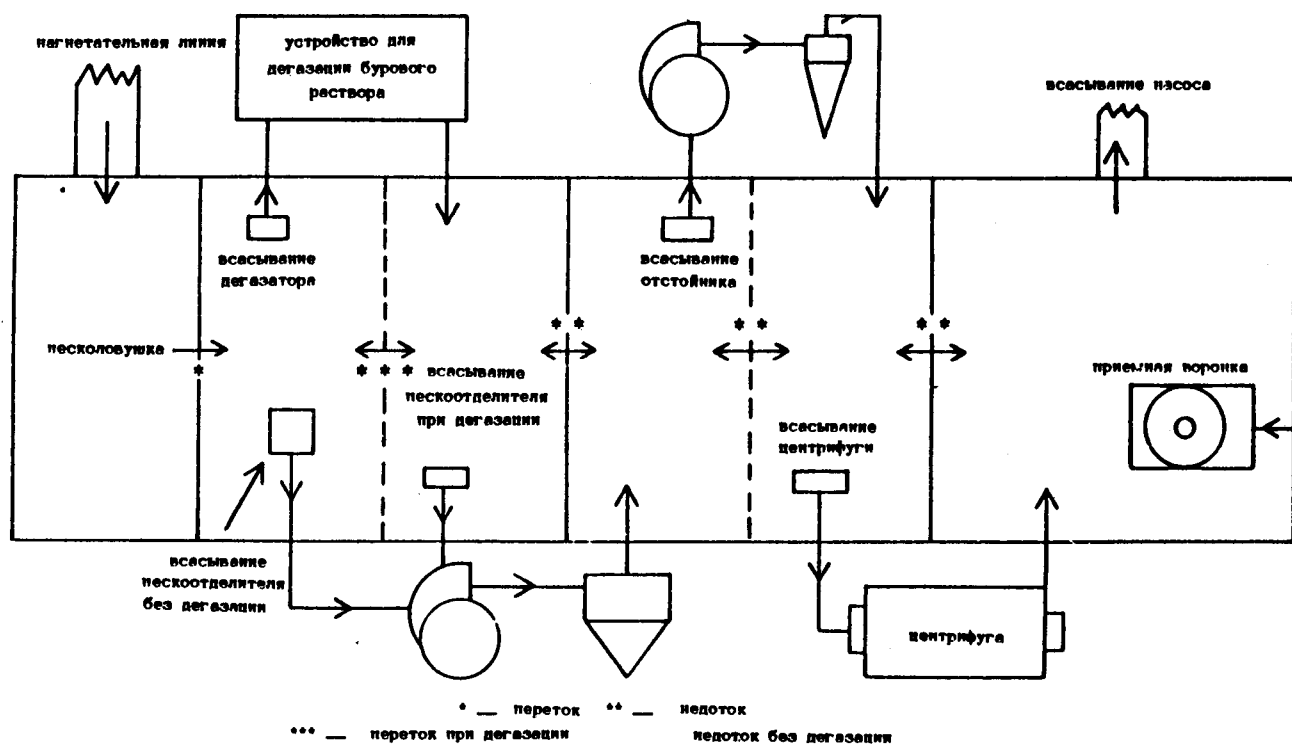


Рис. 15.

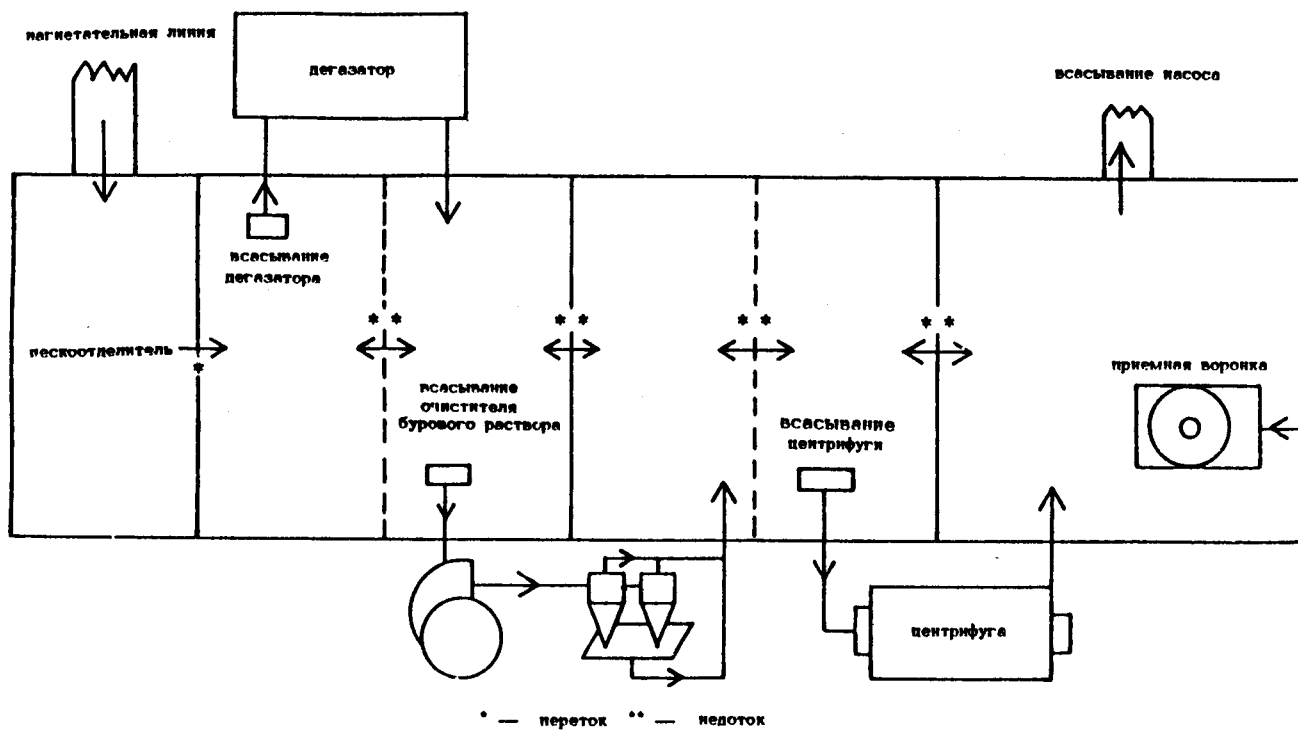


Рис. 16.

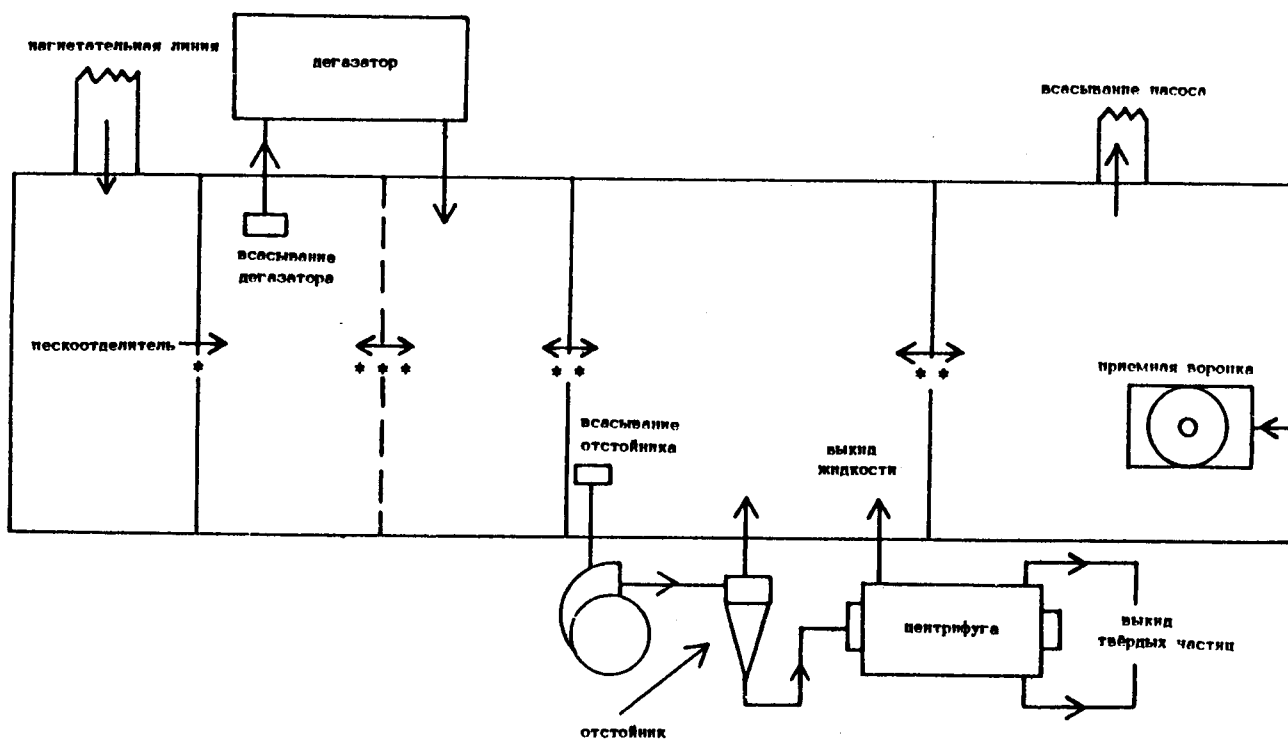


Рис. 17.

Таблица 1

ОБСЛУЖИВАНИЕ И ОБНАРУЖЕНИЕ НЕПОЛАДОК ПЕСКОТДЕЛИТЕЛЕЙ  
И ОТСТОЙНИКОВ

Неправильная операция и вероятная причина.

1. Отсутствие выкида на вершине (дне).

а. Заблокировано донное (нижнее) отверстие. Перевернуть установку, ослабить нижние крепление. С помощью прута разбить засохшую корку раствора через нижнее отверстие. Если это не удастся, снять верхушку конуса и извлечь блокирующий предмет. Убедиться чтобы поток не обходил вибросито. Собрать и установить верхушку конуса.

б. Слишком высок напор подачи. Настроить на  $75 \pm 5$  ф. с помощью индикатора напора или обычного манометра.

в. Раствор свободен от всех частиц, которые удалены циклонами. Если бурение очень медленное или конусы спускаются во время рейса, удаление сводится к нулю при недотоке. Открыть установку до небольшого просачивания.

г. Повреждена камера и засорено дно. Заменить камеру (пузырь), проверить искатель вихря и мягкую втулку на выложенный износ.

2. Нагнетаемая жидкость выходит из вершины (дна).

а. Упал напор подачи из-за повреждения насоса подачи. Проверить всасывание. Проверить поступающий при всасывании воздуха. Убедиться, что отделение всасывания насоса циклона выправлено снизу с отделением выкида перетока циклона по потоку.

б. Засорен выпуск подачи. Снять конус и очистить от сора. Устранить большие предметы. Если засорение случается часто, установить фильтр на впуске центробежного насоса. Преследить, чтобы поток не обходил вибросито.

в. Устранить большие предметы – препятствия.

г. Пузырь порван. Снять конус и проверить пузырь, планку.

д. Трубка подачи неправильно установлена. Проверить резиновый впускной фланец и уплотнения.

3. Блокировка конуса.

а. Питающий хедер полон мусора. Прекратить подачу насоса, удалить глухую крышку на впуске и выбросить мусор. Заменить глухую крышку и вновь пустить насос после проверки всасывающего фильтра. Преследить, чтобы поток не обходил вибросито.

б. Циклоне перегружен. (веревочный викид). Требуется увеличение количества циклонов. Система удаления твердых веществ не справляется с нагрузкой: не контролирует скорость проходки и кавернообразования.

4. Колебание напора на впуске.

а. Снижено всасывание насоса. Проверить возможное засорение, наличие воздуха, газа или пены в буровом растворе на всасывании насоса циклона,

## Г Л А В А 12.

### Г И Д Р А В Л И К А

Термин "гидравлика" происходит от греческого слова вода. Относительно буровых растворов гидравлика исследует буровые жидкости в статическом (спокойном) и динамическом (в движении) состояниях.

В статическом состоянии буровой раствор и труба или обсадная колонна находятся в покое. К динамическому состоянию относятся: циркуляция раствора внутри обсадной или буровой колонны и в затрубном пространстве, перемещение колонн вверх и вниз без циркуляции жидкости или сочетание обоих условий.

Динамический поток внутри обсадной или буровой колонны увеличивает давление жидкости внутри них и в затрубном пространстве. Без надлежащего регулирования этого давления может произойти разрушение полное или частичное наземных циркуляционных линий. Повышаются не только эксплуатационные расходы, но и опасность для обслуживающего персонала.

Основной функцией бурового раствора является перенос разбуриваемых частиц на поверхность. Сюда относятся частицы, проникающие в циркуляционную систему из любой части ствола в результате осыпей. Недостаточная очистка ствола может привести к наполнению забоя нагнетаемой водой после рейсов, образованию перемычек или прихвату трубы.

Эффективность очистки ствола буровым раствором зависит от гидравлики системы и реологии.

#### Скорость потока жидкости

Формула скорости жидкости -

$$v = \frac{Q}{A} \quad (1)$$

где  $v$  - скорость ф./мин,  
 $Q$  - расход (гал./мин),  
 $A$  - площадь потока (гал./фут).

#### Скорость восходящего потока

$$V_s = \frac{Q}{\left( \frac{D_h^2 - D_p^2}{24.51} \right)} \quad \text{или} \quad V_s = \frac{(24.51)(Q)}{D_h^2 - D_p^2} \quad (2)$$

где  $V_s$  - скорость восходящего потока, ф./мин,  
 $Q$  - расход или выход из насоса, гал./мин,  
 $D_h$  - диаметр ствола, дюйм,  
 $D_p$  - наружный диаметр буровой трубы или УБТ,  
 24,51 - фактор преобразования.

#### Стадии потока

Буровые растворы, циркулируя с различной скоростью (восходящий поток), проходят несколько стадий в стволе, рис.1.

Стадия 1. Отсутствие потока. Первая стадия - это статический поток. В этой стадии давление жидкости недостаточно для начала течения или для преодоления физико-химических усилий в системе. Максимальная величина этого усилия будет истинным пределом текучести в точке А, рис.1.

Стадия 2. Блокирующее или структурное течение - наступает при превышении предела текучести, а давление становится значительным для движения жидкости как твердой пробки (напоминает выдавливание зубной пасты из тюбика). Пробка или ядро потока смазывается тонкой пленкой жидкости вблизи трубы и стенки ствола. Эта часть течения соответствует частям А и В кривой на рис.А.

Стадия 3. Неполная струя - характеризуется достаточным увеличением давления для движения жидкости с повышенной дифференциальной скоростью или скоростью сдвига. Перепад вызывается сопротивлением трения, замедляющим течение в пределах

трубы и ствола, повышая скорость в центральной части пространства. Эта стадия представлена точками В и С на рис. 1. По мере перехода жидкости от структурного к струйному течению её движения отражают определенные телескопические слои.

Стадия 4. Ламинарное течение – с увеличением давления поперечное движение жидкости продолжает ускоряться в центре затрубного пространства. Фронт скорости изменяется от плоского до параболического. На рис. 1 эта стадия представлена сегментами С и Д.

Стадия 5. Переходное течение – с дальнейшим увеличением скорости частицы жидкости выходят из параллельного движения (но не полностью).

Стадия 6. Турбулентное течение – скорость увеличивается до тех пор, пока частицы жидкости полностью выходят из параллельного пути и становятся беспорядочными и перемешанными. Это конечная стадия течения, рис. 1.

Буровой раствор в стволе может быть в любой из перечисленных стадий, а также изменяться в любой точке одновременно. Например, жидкость может быть в стадии турбулентного течения вокруг УБТ, а в стадии ламинарного – вокруг буровой трубы.

#### Касательное напряжение – скорость сдвига

Условные обозначения:

- $S_s$  – касательное напряжение,  $\text{дин/см}^2$ ,
- $S_s$  – скорость сдвига,  $1/\text{сек}$ ,
- $\theta$  – двойное показание счётчика VG
- RPM – скорость счётчика VG (об/мин),
- F – усилие, дины,
- $A_s$  – площадь напряжения,  $\text{см}^2$ ,
- $\Delta v$  – дифференциальная скорость,  $\text{см/сек}$ ,
- $\Delta h$  – дифференциальное расстояние,  $\text{см}$ ,
- $\mu$  – вязкость, пуазы, ps

Основное определение касательного напряжения – отношение прилагаемого усилия F к площади поперечного сечения A, рис. 2. Хорошим примером касательного напряжения являются ножницы, режущие бумагу касательным движением лезвия. Математически это выражается как

$$S_s = \frac{F \text{ dynes}}{A \text{ cm}^2} \quad (3)$$

Рассматриваются два слоя жидкости А и В (рис. 3), разделенных расстоянием  $\Delta h$ . Прилагаемое усилие F к слою А отклонится вправо при скорости  $v_1$ . Если нет трения, слой В остается на том же месте. Если трение есть, слой В будет также двигаться в том же направлении, но с меньшей скоростью  $v_2$ . Разность скоростей будет  $\Delta v$ . Скорость сдвига – это отношение разности скоростей (между слоями раствора) к расстоянию между слоями. Относительно рис. 3 скорость сдвига рассчитывается как

$$S_s = \frac{\Delta v \text{ cm/sec}}{\Delta h \text{ cm}} \quad (4)$$

Отношение касательного напряжения к скорости сдвига называется вязкостью. Её можно определить ещё как сопротивление потоку флюида. Например, у сиропа вязкость выше, чем у воды и, следовательно, сопротивление течению из бутылки на блин тоже больше.

Математическое это отношение вязкости ( $\mu$ ) выражается как

$$\mu = \frac{S_s \text{ dynes/cm}^2}{S_s \text{ 1/sec}} \quad (5)$$

Единицы измерения вязкости ( $\mu$ ) в бурении:

пуазы, n

сантипуазы, cP

фунты-сек/100  $\text{ф}^2$

1 сп = 100) x (пуаз)

(6)

Фунты-сек/100  $\text{ф}^2$  преобразуются в cP:

$$\text{сп} = (478,8) \times (\text{фунт-сек/100/ф}^2)$$

(7)

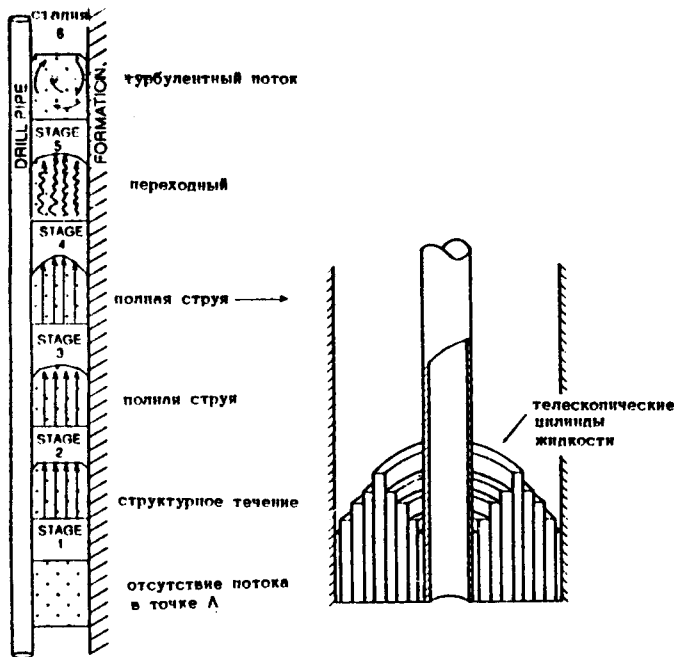


Рис.1. Стадии потока для ньютоновских и пластических буровых растворов

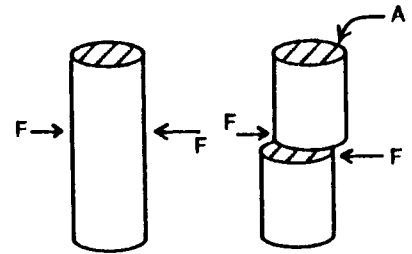


Рис.2. Касательное напряжение

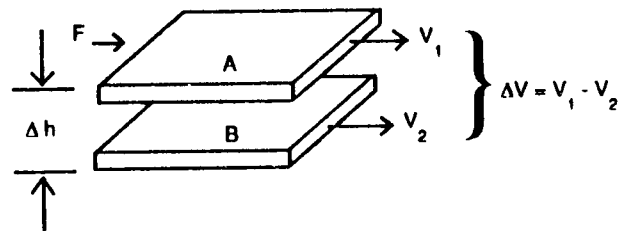


Рис.3. Скорость сдвига

Зависимость данных счётчика VG и  $S_v$  и  $S_p$  =

$$S_v = (0)(1,067) \text{ фунт}/100/\phi^2 \quad (8)$$

$$S_p = \frac{(511)(\text{об/мин})}{300} \text{ 1 сек} \quad (9)$$

Эффективная вязкость

Вязкость можно выразить в единицах  $\theta$  и об/мин. Подставляя ур-ния 8 и 9 в ур-ние 5

$$\mu = \frac{(0)(1,067)(300)}{(511) \text{ об/мин}} \cdot \text{фунт-сек}/100/\phi^2 \quad (10)$$

Для преобразования в сп ур-ние 10 умножается на 478,8.

$$\mu = \frac{(300)(0)}{\text{об/мин}} \text{ сп} \quad (11)$$

Ньютоновские жидкости

Наиболее простой класс жидкостей называется ньютоновским: вода, глицерин и лёгкие фракции нефти. У этих жидкостей касательное напряжение прямо пропорционально скорости сдвига, рис.4.

У воды вязкость одинакова при любой скорости сдвига.

Не ньютоновские жидкости

Большинство буровых растворов относится к не ньютоновским жидкостям: при увеличении скорости сдвига уменьшается вязкость. На рис.6 и 7 показаны эквивалентные зависимости не ньютоновских жидкостей.

На рис.8 показана иная зависимость.

После приложения касательного напряжения жидкость начинает течь как псевдопластическая и расширяющаяся, но не пластическая. Для начала течения требуется определенное усилие. Вязкость пластических и псевдопластических жидкостей уменьшается с увеличением скорости сдвига, а вязкость расширяющегося течения увеличивается с увеличением скорости сдвига.

Профиль скорости – это темп изменения скорости (скорости сдвига). На рис.9 и 10 показаны профили скорости ньютоновских и не ньютоновских жидкостей в ламинарном течении. По мере уплощения профилей скорости он становится более текучим. Это означает, что вязкость жидкости приближается к состоянию, похожему для воды при прохождении через сопло (очень высокая скорость сдвига), очищающего забой ствола. Жидкость становится немедленно густой (низкая скорость сдвига) при прохождении через затрубное пространство для выноса выбуренных частиц на поверхность.

#### Математические модели

Представлены для обсуждения две модели:

пластическая модель Bingham

модель – степенной закон.

#### Модель BINGHAM

Модель Bingham – линейная (прямая линия) математическая подогнанная кривая, основанная на двух стационарных скоростях сдвига: 300 и 600 об/мин.

Стандартный отрезок наклона линейного уравнения:

$$Y = m(x) + b \quad (12)$$

где  $m$  – наклон линии,

$b$  – отрезок вертикальной оси.

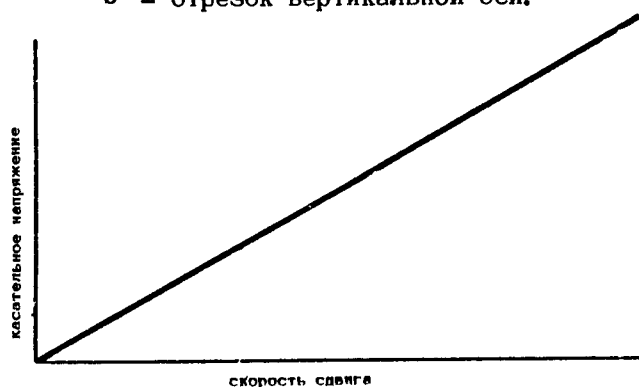


Рис.4. Зависимость касательного напряжения от скорости сдвига ньютоновских жидкостей.

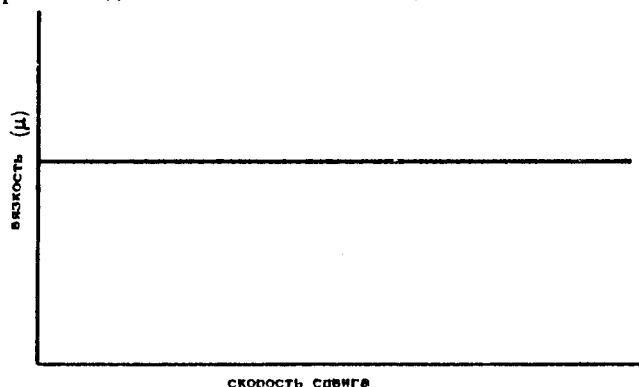


Рис.5. Зависимость вязкости от скорости сдвига в ньютоновских жидкостях.

Жидкость	Скорость сдвига	Вязкость
Ньютоновская	↑	→
Пластическая	↑	↓
Псевдопластическая	↑	↓
Расширяющаяся	↑	↑

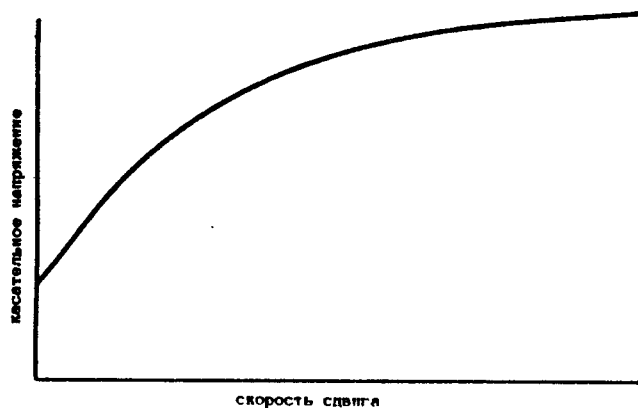


Рис.6. Зависимость касательного напряжения от скорости сдвига не ньютоновских жидкостей.

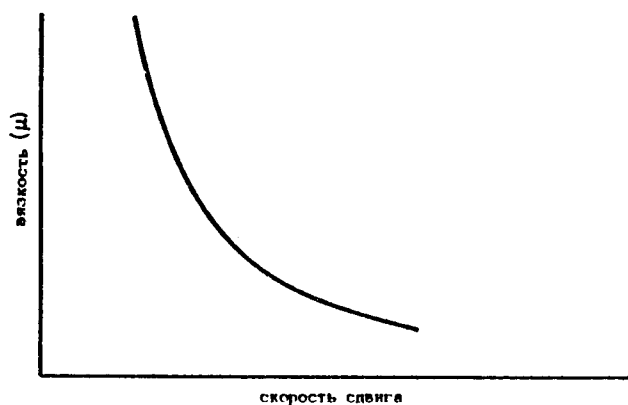


Рис.7. Зависимость вязкости от скорости сдвига не ньютоновских жидкостей.

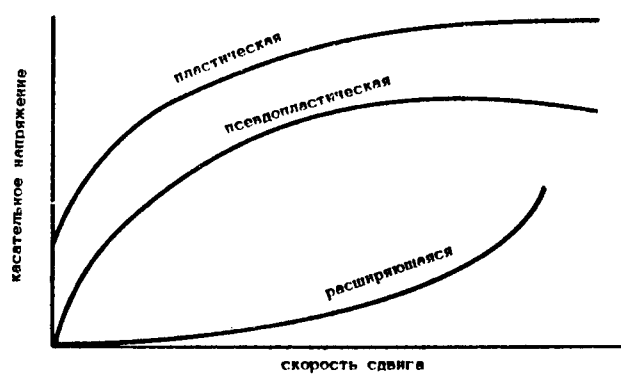


Рис.8. Реология неньютоновских жидкостей.

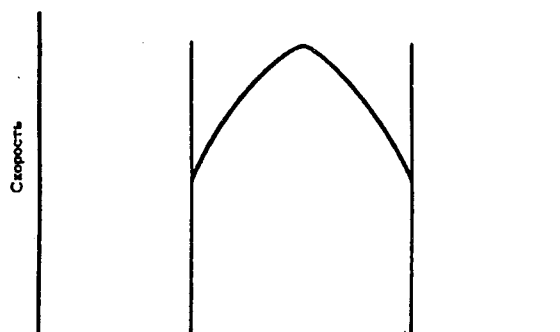


Рис.9. Профиль скорости ньютоновской жидкости (ламинарное течение).

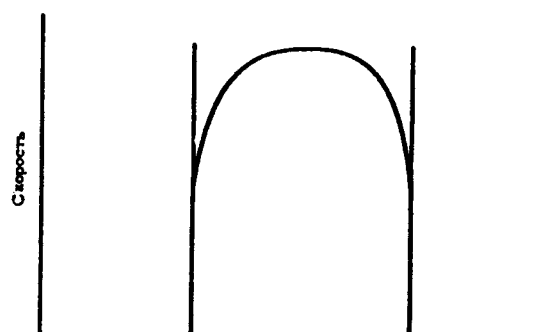


Рис.10. Профиль скорости не ньютоновской жидкости (ламинарное течение).



Из рис.12  $\theta$  – переменная  $y$ , а об/мин – переменная  $x$ .  
Наклон линии основан на 300 и 600 об/мин и равен

$$m = \frac{\theta_{600} - \theta_{300}}{300}$$

где  $\theta_{300}$  – показанная на циферблате счётчика VG при 300 об/мин,  
 $\theta_{600}$  – то же при 600 об/мин

Bingham определяем пластическую вязкость (PV)

$$PV = \theta_{600} - \theta_{300} \text{ сп} \quad (13)$$

Поэтому наклон ( $m$ ) можно выразить:

$$m = \frac{PV}{300}$$

Bingham определим также вертикальное пересечение предела текучести  $YP$ .

$$b = YP.$$

Подставляя наклон ( $m$ ) и пересечение ( $b$ ) в ур-ние 12 и замещая  $Y$  на  $\theta$ , а  $X$  на об/мин

$$\theta = \frac{PV}{300} \text{ об/мин} - YP.$$

Это основное ур-ние Bingham в двух точках 300 и 600 об/мин – наиболее общие данные точки реологических характеристик. На их основе можно определить  $YP$ :

$$YP = \theta_{300} - PV \text{ фунтов/100/ф}^2 \quad (14)$$

Скорость сдвига в затрубном пространстве выражается как об/мин в единицах затрубной скорости и гидравлического диаметра

$$RPM (\text{об/мин}) = \frac{(1,409) (V_a)}{(D_h^2 - D_p^2)} \quad (15)$$

где RPM – скорость счётчика VG, эквивалентная затрубной,  
 $V_a$  – затрубная скорость (ф./мин),  
 $D_h$  – диаметр трубы, дюйм,  
 $D_p$  – наружный диаметр трубы или УБТ, дюйм.

В диапазоне скоростей сдвига ниже 300 RPM, некоторые растворы отличаются от модели Bingham, поэтому эта модель в таких условиях не пригодна. PV и YP используются в качестве индикаторов для обработки раствора. В некоторых системах, когда YP имеет отрицательное значение модель Bingham также не пригодна.



Рис. 11.

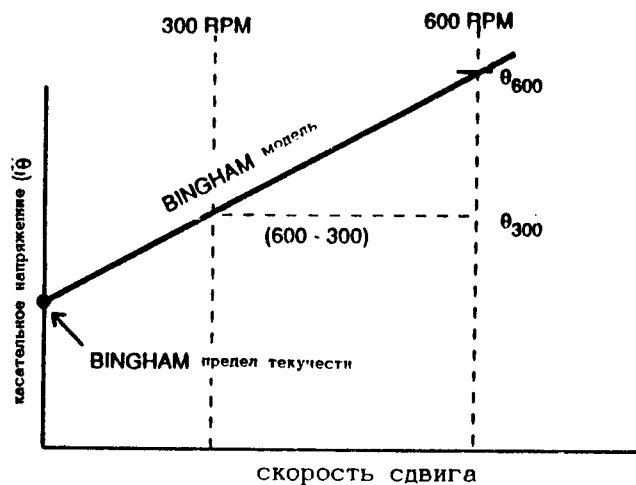


Рис. 12.

## Степенной закон

Условные обозначения:

$n$  – степенной индекс,

$K$  – показатель консистенции.

Степенной закон обеспечивает лучшую подгонку кривой, чем модель (рис. 13). Кривая всегда начинается от исходной точки ( $\gamma P = 0$ ), что ниже действительного предела текучести.

Простота закона выражается в логарифмическом вычерчивании. На логарифмической шкале он представляется прямой линией (рис. 14).

Вычерчивание нельзя начинать с 0.

Основное уравнение степенного закона:

$$\theta \propto (RPM)^n \quad (16)$$

Для завершения выражения включается  $K$  как константа пропорциональности.

$$\theta = K (RPM)^n \quad (17)$$

В уравнении 17 только две переменные  $\theta$  и  $RPM$ , т.к.  $n$  и  $K$  – константы. Для определения  $n$  и  $K$ , потребуются всего две точки, основанные на 300 и 600 об/мин.

$$\theta_{300} = K(300)^n$$

$$\theta_{600} = K(600)^n$$

Решая одновременно 2 уравнения для  $n$ , используется логарифм с основанием 10.

$$n = \frac{\log \left( \frac{\theta_{600}}{\theta_{300}} \right)}{\log(2)} \quad (18)$$

С помощью логарифма по уравнению 17

$$\log \theta = n (\log RPM) + \log(K) \quad (19)$$

$$y = m(x) + b$$

Зная  $n$  и показание 300 об/мин можно определить  $K$  из уравнения 17.

$$K = \frac{\theta_{300}}{(300)^n} \quad (20)$$

Если степенной закон вычерчивается в логарифмическом масштабе с горизонтальной шкалой, начинающейся с 1/сек (1/1, 703 RPM),  $K$  определяется как

$$K = \frac{(\theta_{300})(1.067)}{(511)^n} \text{ фунт/100/ф}^2 \quad (21)$$

или

$$K = (\theta_{300})(511)^{(1-n)} \text{ сп} \quad (22)$$

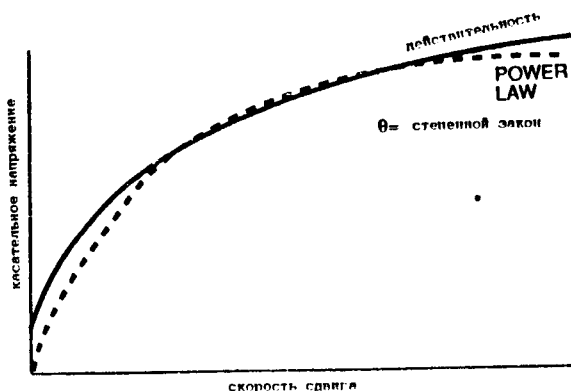


Рис. 13. Степенной закон и истинная не ньютоновская жидкость.

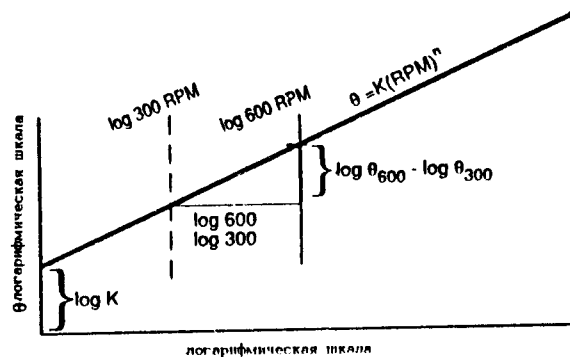


Рис. 14. Закон, вычерченный в логарифмическом масштабе.

## Прибор Рейнольдса

Прибор Рейнольдса состоит из резервуара с водой (рис.15). Горизонтальная стеклянная труба соединена с резервуаром и снабжена на конце клапаном. Когда вода находится в полном покое, клапан слегка открывается. Затем в воду добавляется краска одной плотности с водой. Тонкая полоска краски переносится текущей водой и видна через стеклянную трубку (рис.16А).

Краску едва можно заметить в движении. Это ламинарное течение. При усилении потока тонкая линия краски становится неправильной и прерывистой (рис.16В). Это нижняя часть турбулентного состояния. Расход и скорость называются критическими.

По мере дальнейшего усиления потока длина краски снижается до полного исчезновения (рис.16С). Это стадия полной турбулентности. Стадия между нижней и полной турбулентностью называется переходной.

## Число Рейнольдса

Профессор Рейнольдс разработал безразмерное уравнение, устанавливающее связь скорости и отношения силы инерции и вязкости

$$R_n = \frac{(928)(MW)(V_s)(D)}{(60)(\mu)} \quad (23)$$

где  $R_n$  - число Рейнольдса (безразмерное),  
 $D$  - гидравлический диаметр в дюймах,  $= D_h - D_p$ ,  
 $D_h$  - диаметр ствола (дюймы),  
 $D_p$  - наружный диаметр трубы или УБТ,  
 $\mu$  - вязкость, сп,  
 $MW$  - вес раствора (фунты/гал),  
 $V_s$  - скорость в затрубном пространстве, ф./меш.

Подставляя ур-ния 2 и 11 в ур-ние 24

$$R_n = (43.64) \left( \frac{MW}{\theta_{300}} \right) \left( \frac{Q}{D_h^2 - D_p^2} \right)^{2-n} \times \frac{1}{[(8.69)(D_h - D_p)]^n} \quad (24)$$

$Q$  - расход (гал./мин).

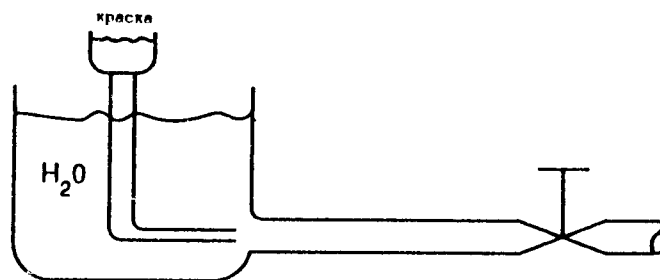


Рис.15. Аппарат Рейнольдса

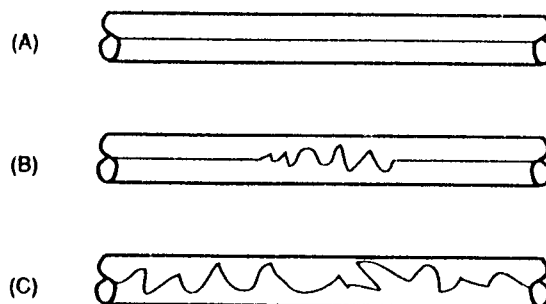


Рис.16. Краска, протекающая по стеклянной трубке.

Серия опытов показала, что число  $Re$  менее 2000 представляет ламинарный поток, между 2000 и 4000 – переходное состояние, выше 4000 – турбулентная стадия.

Турбулентность усиливают другие факторы: вращение трубы, биение труб, не ровная поверхность ствола, разжижение под действием температуры, и т.д.

Число  $Re = 2000$  – консервативное значение турбулентного потока.

### Критическое число $Re$

Нижний переходный диапазон числа  $Re_x$  называется критическим.

$$R_{nc} = 2000.$$

Если действительное число  $R_{nc}$  меньше  $R_n$  (2000), течение ламинарное, в противном случае – турбулентное.

Пример.

Дано:

производительность насоса ( $Q$ )	– 450 гал/мин
размер ствола ( $D_h$ )	– 8,5"
наружный диаметр УБТ ( $D_p$ )	– 6,0"
пластическая вязкость ( $PV$ )	– 25
предел текучести ( $YP$ )	– 20
вес раствора ( $MW$ )	– 12 фунт/гал.

Задача.

Определить следующее:

1. Число Рейнольдса
2. Тип течения при  $R_{nc} = 2000$ .

Решение.

$$\theta_{300} = PV + YP = 25 + 20 = 45$$

$$\theta_{600} = PV + \theta_{300} = 25 + 45 = 70$$

Из ур-ния 18:

$$n = \frac{\log\left(\frac{70}{45}\right)}{\log(2)} = 0,637$$

Из ур-ния

$$R_n = (43.64) \left( \frac{12.0}{45} \right) \left( \frac{450}{(8.5^2 - 6.0^2)} \right)^{2-0.637} \times [(8.69)(8.5-6.0)]^{0.637} = 2,561.$$

Поскольку  $R_n$  (2,561) >  $R_{nc}$  (2,000). – течение турбулентное.

### Критический расход

Расход в турбулентном течении называется критическим ( $Q_c$ ). Его легко вывести, выражая ур-ние 24 только для  $Q$  и замещая  $R_n$  на  $R_{nc}$ .

$$Q_c = (D_h^2 - D_p^2) \left( \frac{(R_{nc})(\theta_{300})}{(43.64)(MW)[(8.69)(D_h - D_p)]^n} \right)^{\frac{1}{2-n}} \quad (25)$$

где  $Q_c$  – критический расход гал/мин.

Если действительный расход ( $Q$ ) меньше критического ( $Q_c$ ), течение ламинарное, если больше – турбулентное.

### Критическая затрубная скорость

Затрубная скорость при турбулентном течении называется критической скоростью рассчитывается она из ур-ния 2.

$$V_{sc} = \frac{(24.51)(Q_c)}{D_h^2 - D_p^2} \quad (26)$$

где  $V_{sc}$  – критическая затрубная скорость, ф./мин.

Если действительная скорость ( $V_s$ ) меньше критической, течение ламинарное, если больше, течение турбулентное.

Пример.

$Q$  - 200 гал/мин

$D_h$  - 8,75"

$D_p$  - 7,0"

$PV$  = 36

$YP$  = 11

$MW$  = 15,0 фунт/гал.

Задача.

У сечения УБТ определить:

а. критический расход ( $Q_c$ )

б. критическую затрубную скорость ( $V_{sc}$ )

в. тип затрубного сечения у сечения УБТ тремя способами:

1. Критическим расходом.

2. Критической затрубной скорости.

3. Критическим числом  $Re$

Решение (а):

$$\theta_{300} = PV + YP = 36 + 11 = 47$$

$$\theta_{800} = PV + \theta_{300} = 36 + 47 = 83$$

$$n = \frac{\log\left(\frac{83}{47}\right)}{\log(2)} = 0.82$$

Из ур-ния 25:

$$Q_c = (8.75^2 - 7^2) \left( \frac{(2000)(47)}{(43.64)(15)[(8.69)(8.75 - 7)]^{0.82}} \right)^{\frac{1}{2-0.82}} = 280 \text{ гал/мин.}$$

Решение (б). Из ур-ния 26:

$$V_{sc} = \frac{(24.51)(280)}{8.75^2 - 7^2} = 249.0 \text{ ф./мин.}$$

Решение (в). Метод 1.

Исходя из критического расхода  $Q(200) < Q_c(280)$ . - течение ламинарное.

Решение (в). Метод 2.

Исходя из критической затрубной скорости и ур-ния 2:

$$V_s = \frac{(24.51)(200)}{8.75^2 - 7^2} = 177.85 \text{ ф./мин.}$$

$$V_s(177.85) < V_{sc}(249.0), \text{ - течение ламинарное.}$$

Решение (в). Метод 4.

По критическому числу  $Re$  и уравнению 24:

$$R_n = (43.64) \left( \frac{15.0}{47} \right) \left( \frac{200}{8.75^2 - 7^2} \right)^{2-0.82} \times [8.69(8.75 - 7)]^{0.82} = 1345$$

$$R_n(1345) < R_{nc}(2000), \text{ - течение ламинарное.}$$

Если все три метода не определяют один тип течения, неправильны расчёты.

#### Циркуляционная система

На рис. 17 показана основная циркуляция в стволе, эквивалентная циркуляция по U-образной трубке.

Применяя первый закон термодинамики при стационарном условии, или теореме Бернулли:

Энергия на входе = энергии на выходе (без учёта трения).

или

Энергия на входе = энергии на выходе + энергия трения.

Гидравлика рассматривается только в состоянии равновесия. Для практических расчётов энергия разделяется на три типа:

1. энергия давления,
2. энергия скорости,
3. статическая энергия.

Суммируя компоненты энергии в единицах фунты флюида

$$\text{энергия} = \frac{P}{\omega} + c \left( \frac{V^2}{2g} \right) + Z$$

где  $P$  — давление, psi

$\omega$  — преобразование в фунты жидкости,

$V$  — скорость (фут/мин),

$g$  — ускорение силы тяжести, фут/сек<sup>2</sup>,

$c$  — преобразование фут/мин в ф. жидкости,

$Z$  — статический монор, фут,

В гидравлике нужно определить эталонную линию до создания давления. Здесь ею считается линия на роторе (рис. 17, 18).

Над эталонной линией значение положительное, под ней — отрицательное. Применяя уравнения энергии к циркуляционной системе между точками 1 (впуск) и 6 (выпуск):

(Энергия<sub>1</sub> = энергия<sub>6</sub> + энергия трения<sub>1-6</sub>)

$$\left[ \frac{P_1}{\omega} + c \left( \frac{V_1^2}{2g} \right) + Z_1 \right] = \left[ \frac{P_6}{\omega} + c \left( \frac{V_6^2}{2g} \right) - Z_6 \right] + \Delta P_{1,6}$$

где  $\Delta P_{1,6}$  — энергия трения или потери на трение от точек 1-6 рис. 17 или 18.

Пренебрегается следующее

$$c \left( \frac{V_1^2}{2g} \right) \approx 0$$

$$Z_1 \approx 0$$

$$\frac{P_6}{\omega} \approx 0$$

$$c \left( \frac{V_6^2}{2g} \right) \approx 0$$

$Z_6 \approx 0$ , тогда уравнение энергии упрощается:

$$\frac{P_1}{\omega} = \Delta P_{1,6}$$

$$\Delta P_{1,6} = \Delta P_{1,2} + \Delta P_{2,3} + \Delta P_{3,4} + \Delta P_{4,5} + \Delta P_{5,6}$$

где

$P_1$  — давление бурового насоса (psi),

$\Delta P_{1,2}$  — потери давления в рабочей трубе и шланге (psi)

$\Delta P_{2,3}$  — внутренние потери давления в бурильной трубе, (psi)

$\Delta P_{3,4}$  — внутренние потери давления в УБТ, (psi)

$\Delta P_{4,5}$  — потери давления в насадке, (psi)

$\Delta P_{5,6}$  — общие затрубные потери давления, (psi)

В единицах psi.

Пусть

$$P_1 = \frac{P_1}{\omega}, \text{ then}$$

$$P_1 = \Delta P_{1,2} + \Delta P_{2,3} + \Delta P_{3,4} + \Delta P_{4,5} + \Delta P_{5,6}$$

Ур-ние 27 устанавливает, что давление бурового насоса состоит из суммы потерь давления от шланга рабочей трубы до нагнетательной линии.

Если форсунка заблокирована,  $\Delta P_{4,5}$  увеличивается, следовательно, увеличивается также давление бурового насоса. Если струя утеряна,  $\Delta P_{4,5}$  уменьшается как и давление бурового раствора. Если давление насоса превышает установленное для разгрузочного клапана, часть течения будет обходить назад в отстойник. В этом случае клапан будет хлопать.

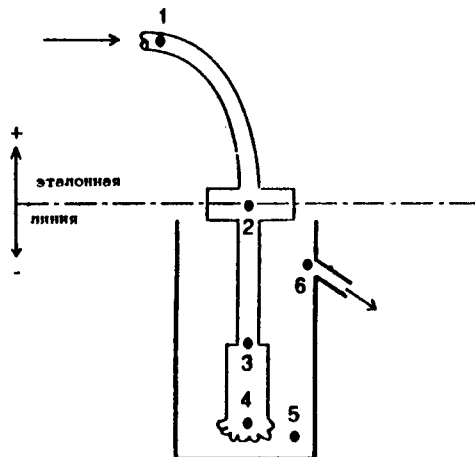


Рис.17. Основная циркуляция в стволе.

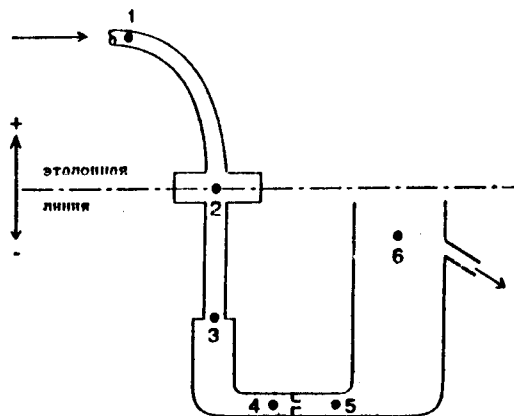


Рис.18. Циркуляция в U-образной трубке как эквивалент предыдущего рисунка.

#### Гидростатическое давление

$P$  – гидростатическое давление на любой вертикальной глубине, (psi).

TVD – вертикальная глубина, фут,

MW – вес раствора, фунт/гал.

Гидростатическое давление на любой вертикальной глубине будет:

$$P = (0.052)(TVD)(MW) \quad (28)$$

#### Эквивалентная циркулирующая плотность (ECD)

$\Delta P_{5,6}$  – потеря давления от точки 5 до точки 6, являющаяся эквивалентом потерь затрубного давления (ф./жидкости или psi)

APL – потери затрубного давления, (psi)

ECD – эквивалентная циркулирующая плотность, фунт/гал.

Применяется те же ур-ния энергии между точками 5 и 6 (ур-ния 17 и 18).

Энергия на входе = энергии на выходе + энергия на трение.

Энергия = энергия – энергия на трение.

$$\left[ \frac{P_5}{\omega} + c \left( \frac{V_5^2}{2g} \right) - Z_5 \right] = \left[ \frac{P_6}{\omega} + c \left( \frac{V_6^2}{2g} \right) - Z_6 \right] + \Delta P_{5,6}$$

$$c \left( \frac{V_5^2}{2g} \right) \approx 0 \quad \frac{P_6}{\omega} \approx 0, \quad c \left( \frac{V_6^2}{2g} \right) \approx 0 \quad Z_6 = 0$$

Ур-ние упрощается до

$$\frac{P_5}{\omega} = Z_5 + \Delta P_{5,6}$$

Выражая прежние ур-ние в psi,  $Z_5$  – можно представить как  $P$ :

$$\frac{P_5}{\omega} = P + \Delta P_{5,6}$$

где  $\frac{P_5}{\omega}$  – динамическое забойное давление.

Подставляя ур-ние 28 в предыдущее:  $\frac{P_5}{\omega} = (0.052)(TVD)(MW) + \Delta P_{5,6}$

или

$$\left[ \frac{\left( \frac{P_s}{\omega} \right)}{(0.052)(TVD)} \right] = MW + \left( \frac{\Delta P_{s.e}}{(0.052)(TVD)} \right)$$

или

$$ECD = MW + \left( \frac{APL}{(0.052)(TVD)} \right) \quad (29)$$

Рис.19 и 20 показывают влияние забойного давления при динамическом ( $Q>0$ ) и статическом ( $Q=0$ ) состоянии

#### Потери, затрубного давления

Условные обозначения.

- $F$  - усилие, необходимое для движения жидкости (фунты).
- $F_t$  - трение, (фунты).
- $L$  - длина, фут.
- $D_h$  - диаметр ствола, дюймы.
- $D_p$  - диаметр трубы или УБТ, дюймы.
- $\theta$  - показания счётчика VG.
- $R_{nc}$  - критическое число  $Re$ .
- $APL$  - потери затрубного давления, (psi).

На рис.21 показана часть затрубной длины  $L$ . Жидкость в затрубном пространстве находится под действием перепада давления  $P_a - P_b$ , что можно отнести к  $\Delta P_{a,b}$  или  $APL$  между точками а и б. Сила, необходимая для преодоления  $\Delta P_{a,b}$  или  $APL$ , равна  $F$ .

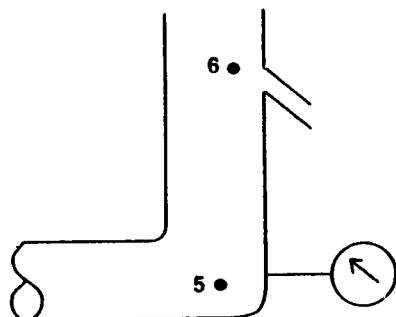


Рис.19. Нет циркуляции ( $Q=0$ )

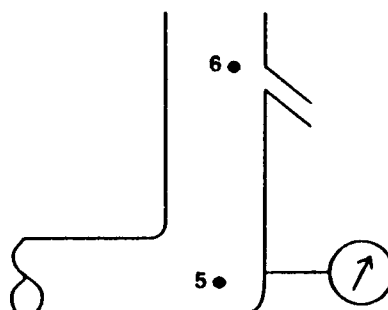


Рис.20. Циркуляция ( $Q>0$ )

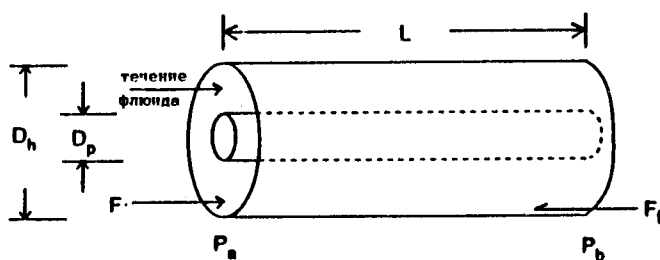


Рис.21.

Сопротивление течению является произведением касательного напряжения и площади контакта. Это  $F_t$ , из рис.21. Поскольку жидкость в состоянии покоя, эти два усилия равны (третий закон движения Ньютона).

$$F = F_t$$

(Давление) (площадь) = (касательное напряжение) (контактная площадь).

$$(APL) \left[ \left( \frac{\pi}{4} \right) (D_h^2 - D_p^2) \right] = \left[ \frac{(\theta)(1.067)}{100} \right] \left[ \frac{\pi(D_h + D_p)(L)}{12} \right] = \frac{(3.56)(\theta)(L)}{(1000)(D_h - D_p)}$$

Для компенсации для ньютоновских жидкостей и данных вискозиметра для затруб -



ных условий потока вводятся поправки.

$$APL = \frac{(3.75)(\theta)(L)}{(1000)(D_h - D_p)} \quad (30)$$

В ур-нии 30  $\theta$  является функцией типа течения. Для ламинарного течения  $\theta$  выводится из ур-ния 17. На основе  $RPM = 300$   $APL$  выражается:

$$APL = \frac{(3.75)(\theta_{300})(L)}{(1000)(D_h - D_p)^{2n+1}} \times \left[ \frac{Q}{(8.69)(D_h + D_p)} \right]^n \quad (31)$$

Для турбулентного потока  $\theta$  выводится из ур-ния числа  $Re$ . Замещая  $R_h$  на  $R_{nc}$ ,  $APL$  для турбулентного потока будет

$$APL = \frac{(MW)(Q^2)(L)}{(6.11)(R_{nc})(D_h - D_p)^3(D_h + D_p)^2} \quad (32)$$

Пример 3.

Выкид насоса	- 198 гал/мин
Глубина (TVD)	- 10000 футов
Размер ствола	- 8,75"
Наружный диаметр трубы	- 4 1/2 x 9500 фут
УБТ, наружный диаметр	- 7" x 500 ф.
$\theta_{800}$	- 83
$\theta_{300}$	- 47
Вес раствора	- 15,0 фунт/гал.

Задача.

Пренебрегая обсадной колонной для упрощения, определяется тип течения в затрубном пространстве и ЕСД на общей глубине.  $R_{nc} = 2000$ .

Решение.

$$n = \frac{\log\left(\frac{83}{47}\right)}{\log(2)} = 0.82$$

Используя ур-ние 25

$$Q_c = (8.75^2 - 7^2) \times \left[ \frac{(2000)(47)}{(43.64)(15)((8.69)(8.75 - 7))^{0.82}} \right]^{\frac{1}{2-0.82}}$$

$Q_c = 280$  гал/мин.

Т.к. выход насоса 198 гал/мин ( $Q$ ) <  $Q_c$  (280 гал/мин), вокруг УБТ и бурильной трубы — течение ламинарное.

Потери затрубного давления у бурильной трубы рассчитываются из ур-ния 31.

$$APL = \frac{(3.75)(47)(9500)}{(1000)(8.75 - 4.5)^{2(0.82)+1}} \times \left[ \frac{198}{(8.69)(8.75 + 4.5)} \right]^{0.82}$$

$$APL = 57.3 \text{ psi}$$

Около участка УБТ потери затрубного давления из ур-ния 31

$$APL = \frac{(3.75)(47)(500)}{(1000)(8.75 - 7)^{2(0.82)+1}} \times \left[ \frac{198}{(8.69)(8.75 + 7)} \right]^{0.82}$$

$$APL = 27.2 \text{ psi}$$

Общие  $APL = 57.3 + 27.2 = 84.5 \text{ psi}$

Из ур-ния 29

$$ECD = 15.0 + \frac{84.5}{(0.052)(10,000)} = 15.16 \text{ фунт/гал.}$$

## Потери давления в системе

Потери давления внутри колонны относятся к турбулентному состоянию во время бурения. Вязкость имеет очень слабое влияние на потери давления в турбулентном течении. При повышенном числе  $Re$  наиболее изменяющимся является трение. Расчётные потери давления основываются на турбулентном течении и корректируются для веса раствора, а не вязкости.

Условные обозначения.

- $A_n$  — общая площадь насадок долота, дюймы.
- $c$  — константа наземного оборудования.
- $d$  — внутренний диаметр трубы или УБТ, дюймы.
- $D_n$  — диаметр ствола, дюймы.
- $D_p$  — наружный диаметр трубы или УБТ, дюймы.
- $L$  — длина буровой трубы или УБТ, футы.
- $MW$  — вес раствора, фунт/гал.
- $\Delta P_{1,2}$  — потери давления в шланге рабочей трубы, (psi)
- $\Delta P_{2,4}$  — " " в буровой трубе и УБТ, (psi)
- $\Delta P_{4,5} = P_b$  — потери давления в насадках долота, (psi)
- $\Delta P_{5,6}$  — затрубные потери давления, (psi)
- $P_b$  — действительные или теоретические потери давления бурового насоса, (psi)
- $P_t$  — общие потери давления в системе, (psi)
- $Q$  — расход, гал/мин.
- $\Sigma$  — сумма ур-ний для всех труб и УБТ.

$$\Delta P_{1,2} = c(MW) \left[ \frac{Q}{100} \right]^{1.86} \quad (33)$$

$$\Delta P_{2,4} = (0.000061)(MW)(Q)^{1.86} \left[ \Sigma \left( \frac{L}{d^{1.86}} \right) \right] \quad (34)$$

$$\Delta P_{4,5} = P_b = \frac{(MW)(Q)^2}{(10858)(A_n)^2} \quad (35)$$

$$\Delta P_{5,6} = (1.1 \times 10^{-4})(MW)(Q)^{1.86} \times \left[ \Sigma \left( \frac{L}{(D_n - D_p)(D_n^2 - D_p^2)^{1.86}} \right) \right] \quad (36)$$

$$P_t = \Delta P_{1,2} + \Delta P_{2,4} + \Delta P_{4,5} + \Delta P_{5,6} \quad (37)$$

Затрубные потери давления  $\Delta P_{5,6}$  используются только в теоретических расчётах давления бурового насоса.

## Гидравлическая характеристика долота

Энергия — это выполняемая работа. Существует много форм энергии: электрическая (ватты), тепловая (BTE), механическая (л.с.) и т.д. Для буровых растворов энергия называется механическо-гидравлической.

Практическое значение энергии в возможности перехода или преобразования энергии. Потери энергии происходят всегда во время преобразования или перехода.

Основное ур-ние гидравлической энергии

$$NHP = \frac{(P)(Q)}{1714} \quad (38)$$

- где
- $NHP$  — гидравлическо-механическая энергия,
  - $P$  — давление,
  - $Q$  — расход, гал/мин,
  - 1714 — преобразование  $psi$  — гал/мин в ННР.

Буровые насосы — источник гидравлической энергии буровых жидкостей. Обычно энергию называют гидравлической мощностью.

На буровых насосах гидравлическая энергия рассчитывается из ур-ния 38:

$$HNP_i = \frac{(P_i)(Q)}{1714} \quad (39)$$

где  $HNP_i$  – общая гидравлическая энергия (мощность),

$P_i$  – истинное или теоретическое давление насоса, psi.

$P_i$  – то же давление, что и общие потери давления или потери давления в системе.

$HNP$  – общая гидравлическая энергия, требуемая для противодействия всей энергии трения (потери), начиная со шланга от рабочей трубы (поверхностная линия) и рабочей трубы, вниз по бурильной колонне, через насадки долота до затрубного пространства при данном расходе (Q).

Гидравлическая энергия долота – энергия, необходимая для противодействия энергии трения (потери) на долоте или выражается в виде энергии, расходуемая на долоте.

$$HNP_b = \frac{(P_b)(Q)}{1714} \quad (40)$$

где  $HNP_b$  – гидравлическая мощность долота.

% общей гидравлической энергии, расходуемой на долото (%  $HNP_b$ ), отношение ур-ния 40 и ур-ния 39.

$$\% HNP_b = \left( \frac{HNP_b}{HNP_i} \right) (100) \quad (41)$$

или

$$\% HNP_b = \left( \frac{P_b}{P_i} \right) (100) \quad (42)$$

где %  $HNP_b$  = % мощности, расходуемой на долото.

Средняя скорость прохождения бурового раствора через насадки долота выводится из ур-ния 1.

$$V_f = \frac{(0.32086)(Q)}{A_n} \quad (43)$$

где  $A_n$  – общая площадь насадок, дюймы<sup>2</sup>,

$V_f$  – средняя скорость струи в насадках долота, ф./сек.

Размер насадок определяется 1/32" (внутренний диаметр), например, 9/32" или 12/32", но в практике обычно обозначается как 9", 12".

Ударное усилие буровой жидкости при скорости ( $V_{j1}$ ) выводится из 2-го закона движения Ньютона, т.е. усилие равно массе, умноженной на ускорение. Допускается, что все количество энергии переносится на забой.

$$I_j = (m) \left( \frac{V_{j1} - V_{j2}}{\Delta t} \right) \equiv \left( \frac{m}{\Delta t} \right) (V_{j1} - V_{j2})$$

где  $V_{j1}$  – скорость флюида, выходящего из насадок долота (ф./сек),

$V_{j2}$  – то же на забое, ф./сек,

$m$  – масса, слэг,

$\Delta t$  – истекшее время.

Если  $V_{j2}$  приближается к 0 на забое и  $V_j = V_{j1}$ , то

$$I_j = \left( \frac{MW(Q)}{32.2} \right) \left( \frac{V_j}{60} \right) = (0.000518)(MW)(Q)(V_j) \quad (44)$$

где  $I_j$  – ударное усилие на насадки, фунты,

MW – вес раствора, фунт/гал,

Q – расход, гал/мин,

$V_j$  – средняя скорость истечения, ф./сек.

Пример 4.

Дано:

общая глубина – 10500 ф.

размер ствола – 8,5" 279

бурильная труба - 4,50" н.д. х 3,826" в.н. х 10000 ф.  
 УБТ - 6,75" н.д. х 2,250" в.н. х 500 ф.  
 вес раствора - 9,5 фунт/гал,  
 выход насоса - 300 гал/мин.  
 размер насадок - 9-9-10  
 тип наземного оборудования - 3 (приложение В).

Задача.

Определить следующее:

- теоретическое или расчётное давление насоса;
- гидравлическую мощность на долоте и насосе;
- % ННР, расходуемую на долото,
- ударную силу струи;
- если одна 9" насадка закупорена, какое будет давление насоса;
- если одна 9" насадка не действует, какое будет давление насоса.

Решение а).

Из приложения А - таблица наземного оборудования -  $C = 0,22$ .

$$\Delta P_{1,2} = (0,22)(9,5) \left[ \frac{300}{100} \right]^{1,86} = 16,13 \text{ psi}$$

Из ур-ния 34:

$$\Sigma \left( \frac{L}{d^{4,86}} \right) = \frac{10,000}{(3,826)^{4,86}} + \frac{500}{(2,25)^{4,86}} = 24,43$$

$$\Delta P_{2,4} = (0,000061)(9,5)(300)^{1,86}(24,43) = 573,35 \text{ psi}$$

Из таблицы площади насадок (приложение В)

$A_n = 0,2010 \text{ дюйма}^2$ . Из ур-ния 35:

$$\Delta P_{4,5} = \frac{(9,5)(300^3)}{(10858)(0,2010^3)} = 1949,06 \text{ psi}$$

Из ур-ния 36:

$$\Sigma \left( \frac{L}{(D_h - D_p)(D_h^2 - D_p^2)^{1,86}} \right) = \frac{10,000}{(8,5 - 4,5)(8,5^2 - 4,5^2)^{1,86}} + \frac{500}{(8,5 - 6,75)(8,5^2 - 6,75^2)^{1,86}} = 2,24$$

$$\Delta P_{5,6} = (1,1)(10^{-4})(9,5)(300)^{1,86} [2,24] = 94,8 \text{ psi}$$

Из ур-ния 37:

Давление бурового насоса =  $P_1 = 16,13 + 573,35 + 1949,06 + 94,8 = 2633,34 \text{ psi}$

Решение (в).

Из ур-ния 40:

$$HNP_b = \frac{(1949,06)(300)}{1714} = 341,13 \text{ ННР}$$

Решение (с).

Из ур-ния 41:

$$\% \text{ ННР}_b = \frac{341,13}{460,91} \quad \% \text{ ННР}_b = \frac{341,13}{460,91}(100) = 74 \%$$

Из ур-ния 39:

$$HNP_1 = \frac{(2633,34)(300)}{1714} = 460,91 \text{ ННР}$$

$$\% \text{ ННР}_b = \frac{1949,06}{2633,34}(100) = 74 \%$$

Решение (д).

Из ур-ния 43:

$$V_j = \frac{(0,3206)(300)}{0,2010} = 478,51 \text{ ft/sec}$$

Из ур-ния 44:

$$I_j = (0.000518)(9.5)(300)(478.51) = 706.4 \text{ фунт.}$$

Решение (е).

Если заблокирована насадка 9/32", то размер насадки 10-9. Из приложения А

$$A_n = 0.0767 + 0.0621 = 0.1388 \text{ дюйм}^2.$$

Из ур-ния 35:

$$\Delta P_{4.5} = \frac{(9.5)(300)^2}{(10858)(0.1388)^2} = 4087.31 \text{ psi}$$

Из ур-ния 37 новое давление бурового насоса будет:

$$P_i = 16.13 + 573.35 + 4087.31 + 94.8 = 4,771.59 \text{ psi}$$

Решение (f):

Минимальный рабочий диаметр без насадок	
Размер долота	Диаметр отверстия diam.
8.500	0.995
12.250	1.120
17.500	1.312
26.000	1.000

Кроме струи 9/32" новая площадь насадок (приложение А).

$$A_n = 0.0767 + 0.0621 + \left(\frac{\pi}{4}\right)(0.995)^2 = 0.9164 \text{ дюйма}^2.$$

Из ур-ния 35:

$$\Delta P_{4.5} = \frac{(9.5)(300)^2}{(10858)(0.9164)^2} = 93.77 \text{ psi}$$

Из ур-ния 37 новое давление насоса:

$$P_i = 16.13 + 573.35 + 93.77 + 94.8 = 778.05 \text{ psi}$$

#### Зависимость течения и давления

Теоретический метод.

Одна из главных задач в реологии – это зависимость давления и расхода.

В разделе "Потери давления в системе" ур-ния потерь давления в шланге рабочей трубы и самой трубе ( $\Delta P_{1,2}$ ), в бурильной колонне ( $\Delta P_{2,4}$ ), в затрубном пространстве ( $\Delta P_{5,6}$ ), выражены в функции  $Q^{1.8}$ . Только потери давления в насадках долота ( $\Delta P_{4.5}$ ) или  $P_B$  зависит от  $Q^2$ .

Три ур-ния, содержащие  $Q^{1.8}$ , имеют нечто общее. Только  $Q^{1.8}$  – переменная, остальные константы. Поэтому ур-ние 37 упрощается:

$$P_i = \kappa(Q)^{1.8} + P_b \quad (45)$$

где:

- $\kappa$  – константа пропорциональности расход-давление – ур-ние 47
- $P_b$  – потери давления на насадках долота, (psi)
- $P_i$  – давление бурового насоса, (psi)
- $Q$  – расход, гал/мин

$\eta$  - теоретический индекс давления потока = 1,86.

Первый член ур-ния 45 также называется общими потерями давления за исключением долота ( $P_{ex}$ ).

$$P_{ex} = \kappa(Q)^\eta \quad (46)$$

где:  $P_{ex}$  - общие потери давления кроме долота, (psi).

Объединяя все константы ур-ний 33,34,36 полное ур-ние для K:

$$\kappa = \frac{MW}{9090} \times \left[ 1.73(C) + (0.56) \sum \left( \frac{L}{d^{4.86}} \right) + \sum \left( \frac{L}{(D_h - D_p)(D_h^2 - D_p^2)^{1.86}} \right) \right] \quad (47)$$

где:  $c$  - константа наземного оборудования

$d$  - внутренний диаметр трубы или УБТ, дюймы

$D_h$  - диаметр ствола, дюйм

$D_p$  - нар.диам.бурильной трубы или УБТ, дюймы

$\kappa$  - теоретическая константа пропорциональности расхода-давления

$L$  - длина трубы или УБТ, ф.

MW - вес раствора, фунты/гал.

#### Истинный метод

Ур-ние 45 упрощается для  $P_b$ :

$$P_b = P_i - \kappa(Q)^\eta \quad (48)$$

Поскольку  $P_b$  является также функцией  $Q$  для данного размера насадок, уравнение 48 содержит 2 независимых переменных  $P_i$  и  $Q$ . Поэтому для определения действительных значений  $\kappa$  и  $\eta$  требуется только два действительных условия:

1. высокий расход (точка 1)

$P_1$  = давление рабочего насоса при высоком расходе  $Q_1$  (psi)

$Q_1$  = высокий расход, гал/мин.

2. низкий расход (точка 2)

$P_2$  - давление бурового раствора при низком расходе, (psi)

$Q_2$  = низкий расход, гал/мин.

Используя эти две точки для ур-ния 48,  $\eta$  и  $\kappa$  выражаются как:

$$\eta = \frac{\log \left[ \frac{P_1 - P_{b1}}{P_2 - P_{b2}} \right]}{\log \left( \frac{Q_1}{Q_2} \right)} \quad (49)$$

$$\kappa = \frac{P_1 - P_{b1}}{(Q_1)^\eta} \quad \text{или} \quad \frac{P_2 - P_{b2}}{(Q_2)^\eta} \quad (50)$$

где:  $P_{b1}$  - потери давления струи через насадку при высоком расходе  $Q_1$  (ур-ние 35), (psi)

$P_{b2}$  - потери давления струи через насадки долота при низком расходе  $Q_2$  (ур-ние 35), (psi)

$\eta$  - истинный индекс давления потока

$\kappa$  - константа пропорциональности истинного давления потока.

#### Расчёт размера насадки

Скорость проходки можно увеличить при правильном выборе насадок долота в результате хорошей очистки ствола и забоя. Перемалывание выбуренного шлама сводится к минимуму, если буровой раствор как можно быстрее выносит выбуренную породу. Однако струйное действие буровых растворов в мягкой породе может привести к размыву ствола.

Существуют три основных критерия в расчёте размера насадок:

1. Максимальная скорость прохождения через насадку долота.
2. Максимальная гидравлическая мощность долота.
3. Максимальная ударная сила струи.

Здесь рассматривается только расчёт на основе максимальной гидравлической мощности долота и максимальной ударной силы струи. Самый главный критерий пока не выбран.

Расчёт размера также основывается на двух условиях:

- а. теоретическом методе,
- б. действительном методе.

Если давление двух разных насосов и их соответствующие расходы зафиксированы до подъёма долота для смены, следует применить действительный метод, дающий следующие параметры, которые остаются без изменения:

- а. вес и свойства раствора,
- б. конфигурация бурильной колонны,
- в. размер обсадной трубы и ствола.

Если действительный метод невозможен, используется теоретический. На рис. 22 показана комбинация расчётов размера насадки с учётом критериев и условий.

#### Максимальная гидравлическая мощность

Гидравлическая мощность на долоте выражается ур-нием 40:

$$NHP_b = \frac{(P_b)(Q)}{1714}$$

Давление бурового насоса основывается на ур-ниях 45 и 48 для любого из двух методов:

$$P_b = P_i - \kappa(Q)^n \quad (51)$$

Подставляя ур-ние 51 в ур-ние 40, гидравлическая мощность на долото будет:

$$NHP_b = \left( \frac{(P_i)(Q)}{1714} \right) - \left( \frac{(\kappa)(Q)^{1+n}}{1714} \right) \quad (52)$$

Первый термин ур-ния 52 представляет имеющуюся гидравлическую мощность бурового насоса. Второй член – гидравлическую мощность, расходуемую или теряемую внутри рабочей трубы или в шланге бурильной колонны и в затрубном пространстве. Разница между двумя членами есть гидравлическая мощность на долоте. Максимальная мощность достигается при максимальном  $P_i$ . Сохраняя  $P_i$  постоянным, единственной переменной остаётся  $Q$ . На рис. 23 приведен график ур-ния 52.

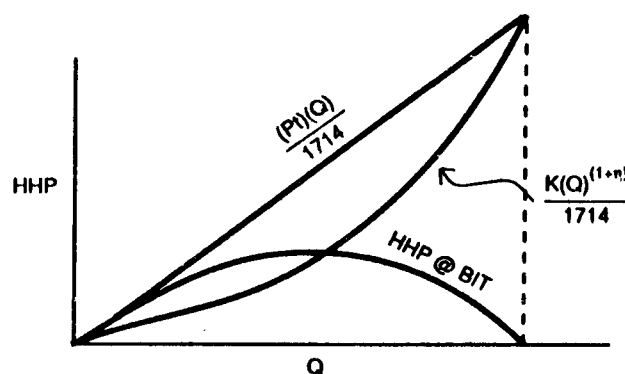
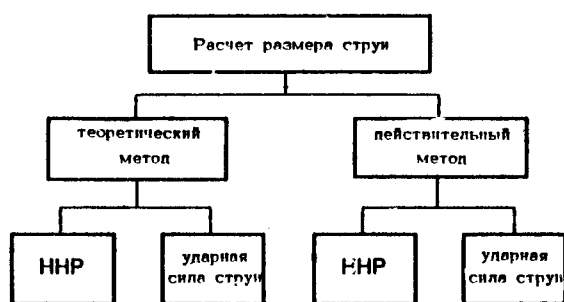


Рис.22. Сочетание расчёта размера насадки. Рис.23. Гидравлическая мощность на долоте.

Заметим, что для данного  $P_i$ , только один расход ( $Q_{opt}$ ), который дает максимальную гидравлическую мощность на долоте. Расход называется оптимальным.

Математически оптимальный расход ( $Q_{opt}$ ) определяется теорией математического анализа применительно к ур-нию 52. и приравняв к нулю.

$$\frac{d(NHP)}{dQ} = \left( \frac{1}{1714} \right) [(P_i) - (\kappa)(1+n)(Q)^n] = 0$$

Пусть  $Q_{opt} = Q$  283

(53)

$$Q_{opt} = \left[ \frac{(P_1)}{\kappa(1+\eta)} \right]^{\frac{1}{\eta}}$$

Максимизация ударной силы

Основная ударная сила на насадку (ур-ние 44) объединяется со скоростью (43) и расходом (34)

$$I_s = (0.0173)(MW)^{\frac{1}{2}} \sqrt{(P_1)(Q)^2 - (\kappa)(Q)^{2+\eta}} \quad (54)$$

Если ур-ние выразить графически, то оно имеет вид как на рис.22. Только расход ( $Q_{opt}$ ), дающий максимальную ударную силу.

Теория Максима-Минима математического анализа относительно ур-ния 54 даёт окончательное ур-ние:

$$Q_{opt} = \left[ \frac{(2)(P_1)}{(\kappa)(2+\eta)} \right]^{\frac{1}{\eta}} \quad (55)$$

где:  $\kappa$  — константа пропорциональности давления и расхода. Теоретическая константа получается из ур-ния 47, действительная — из ур-ния 50.

$\eta$  — индекс расхода-давления, теоретический индекс = 1,86, действительный — из ур-ния 49.

$P_1$  — давление бурового насоса.

$Q_{opt}$  — оптимальный расход, гал/мин.

$F = 1,0$  для максимального ННР на долото.

$F = 1,5$  для объединённого максимального ННР и ударного сочетания.

$F = 2,0$  для максимальной ударной силы на долото.

Прежде, чем выбрать оптимальный расход ( $Q_{opt}$ ) в виде скорости потока при бурении, проверить следующие ограничения:

а. критический расход ( $Q_c$ )

б. расход, вызывающий ЕСД для разрыва пласта,

в. минимальный расход для переноса шлама в затрубное пространство.

Выбор расхода:

Если  $Q_{opt} < Q_c$ , то  $Q = Q_{opt}$  (ламинарное течение).

Если  $Q_{opt} \geq Q_c$ , то следует иметь  $Q < Q_c$  для поддержания ламинарного течения или изменить реологию для сохранения  $Q_{opt}$  ниже  $Q_c$ . Тогда нужно  $Q = Q_{opt}$ , которое базируется на теоретическом методе.

Этапы расчёта размера насадки

1. Определить критический расход ( $Q_c$ ) из ур-ния 25.
2. Определить тип условий расчёта размера насадки (действительных для теоретических). Теоретический метод применяется, если действительный невозможен.
3. Определить оптимальный расход ( $Q_{opt}$ ) из ур-ния 56.
4. Установить ( $Q$ ) для использования.
5. Определить эквивалент потерь давления на долото из следующего ур-ния:

$$A_n = \sqrt{\frac{(MW)(Q)^2}{(10858)(P_1)}} \quad (57)$$

7. Выбрать размер насадки из приложения В.

Пример 5.

Дано:

общая вертикальная глубина

14000 ф.

$\theta_{800}$

95

$\theta_{300}$

55

Размер бурильной трубы (внутр.диам.)

4,5" x 3,826"

Размер УБТ (наруж.диам. x внутр.диам. x длина

6" x 2,5" x 700 ф.

Наземное оборудование

тип 2

Нужное давление насоса

2800 psi

Размер долота

8,5"

Вес раствора

284 15,5 фунт/гал.



Задача.

Определить 3 размера насадки и расход для поддержания ламинарного течения и максимальной мощности на долото.

Решение.

Этап 1.

Из ур-ния 18

$$n = \frac{\log\left(\frac{95}{55}\right)}{\log(2)} = 0.788$$

Из ур-ния 25 и при  $R_{nc} = 2000$ :

$$Q_c = (8.5^2 - 6^2) \times \left( \frac{(2000)(55)}{(43.64)(9.5)(8.69)(8.5 - 6)^{0.788}} \right)^{\frac{1}{1.788}} = 326.9 \text{ гал/мин}$$

Этап 2. Используется теоретический метод.

Этап 3.

$$\Sigma \left( \frac{L}{d^{1.86}} \right) = \frac{13,300}{(3.826)^{1.86}} + \frac{700}{(2.25)^{1.86}} = 27.72$$

$$\Sigma \left( \frac{L}{(D_h - D_p)(D_h^2 - D_p^2)^{1.86}} \right) = \frac{13,300}{(8.5 - 4.5)(8.5^2 - 4.5^2)^{1.86}} + \frac{700}{(8.5 - 6.75)(8.5^2 - 6.75^2)^{1.86}} = 2.49$$

Из приложения А  $C > 0.36$  и из ур-ния 47

$$k = \left( \frac{15.5}{9090} \right) [(1.73)(0.36) + (0.56)(27.72) + 2.49] = 0.032$$

$\eta = 1.86$ . Из ур-ния 56:

$$Q_{opt} = \left[ \frac{(1)(2800)}{(0.032)(1 + 1.86)} \right]^{\frac{1}{1.86}} = 258 \text{ гал/мин}$$

Этап 4. Т.к.  $Q_{opt} < Q_c$ , - течение ламинарное, то  $Q = Q_{opt} = 258 = 260$  гал/мин

Этап 5. Из ур-ния 51:

$$P_b = 2800 - (0.032)(260)^{1.86} = 1807 \text{ psi}$$

Этап 6. Из ур-ния 57:

$$A_n = \sqrt{\frac{(15.5)(260)^2}{(10858)(1807)}} = 0.2310 \text{ дюйм}^2$$

Этап 6. Из приложения В размер насадки  $10-10-10$  ( $A_n = 0.2310 \text{ дюйм}^2$ ).

Пример 6.

Дано:

Перед подъёмом из скважины инструмента были зафиксированы:

давление насоса при нормальном расходе 2200 psi

Нормальный расход 280 гал/мин

Давление насоса при низком расходе 700 psi

Низкий расход 150 гал/мин

Размер бурильной трубы 4,5" н.д. х 3,826" вн.диам.

Вес раствора 9,5 фунт/гал

Размер насадки 9-10-10

Критический расход 320 гал/мин

Размер долота 8,5"

Глубина 10000 футов

Задача.

Определить 3 размера насадки и расход при максимальной ударной нагрузке. Нужное давление насоса 2400 psi. Общая глубина - 12000 футов.

Решение.

Этап 1.  $Q_c = 320$  гал/мин (дано)

Этап 2. Используется действительный метод.

Этап 3. Из приложения В размер насадок 9-10-10,  $A_n = 0,2155$  дюйм<sup>2</sup>. Из ур-ния 35:

$$P_{b1} = \frac{(9.5)(280)^2}{(10858)(0.2155)^2} = 1477 \text{ psi}$$

$$P_{b2} = \frac{(9.5)(150)^2}{(10858)(0.2155)^2} = 424 \text{ psi} \quad \text{Из ур-ния 49:}$$

$$\eta = \frac{\log \left[ \frac{2200-1477}{700-424} \right]}{\log \left[ \frac{280}{150} \right]} = 1.54$$

Из ур-ния 56:

$$Q_{opt} = \left[ \frac{(2)(2400)}{(0.123)(2+1.54)} \right]^{\frac{1}{1.54}} = 422 \text{ гал/мин}$$

Этап 4.  $Q_{opt} > Q_c$ , течение турбулентное, для создания ламинарного течения  $Q = 300$  гал/мин (при условии, что реология неизменна).

Этап 5. Из ур-ния 51:

$$P_b = 2400 - (0.123)(300)^{1.54} = 1597 \text{ psi}$$

Этап 6. Из ур-ния 57:

$$A_n = \sqrt{\frac{(9.5)(300)^2}{(10858)(1597)}} = 0.2221$$

Этап 7. Из приложения В размер насадок = 10-10-10 ( $A_n = 0,2310$ ), следующий размер больше.

Импульсно-поршневое давление - вызывается вертикальным движением бурильной колонны или другого оборудования в стволе, заполненном жидкостью. Импульсное давление - это повышенное давление жидкости в затрубном пространстве вокруг бурильной колонны по мере её продвижения. Поршневое давление - пониженное давление (всасывание) флюида вокруг бурильной колонны, обычно во время подъёма инструмента.

Слишком высокое импульсное давление может привести к разрыву пласта и уходу бурового раствора. Слишком высокое поршневое давление может разбалансировать забойное давление и привести к входу пластовой жидкости или обвалу породы. С этим в прошлом были связаны выбросы, прихваты и т.д. Если не удастся избежать этих аварий, то их можно свести к минимуму, рассчитав импульсно-поршневое давление, которое найдет применение в промысловой практике. Рис.23 показывает основной принцип импульсного давления.

Большой по размеру цилиндр (А) на рис.24 заполнен до верха жидкостью.

Если в цилиндр погружается плотный предмет (В) с определенной скоростью  $V_p$ , он вытеснит жидкость с эквивалентным расходом  $Q$ . Принцип, применяющийся при расчётах импульсного давления тот же, что для ЕСД. Потерь давления в затрубном пространстве, ур-ния 29, 31 и 32, но вместо расхода насоса ( $Q$ ), используется эквивалент расхода ( $Q$ ) для импульсно-поршневого давления. Для дальнейшего снижения проблемы поршневое давление приравнивается к импульсному, за исключением отрицательного значения.

Уже упоминался сложный механизм этого расчёта. Общему эффекту импульсно-поршневого давления способствуют следующие факторы.

1. Инерция жидкости.
2. Образование глинистой корки.
3. Наличие статического напряжения сдвига при отсутствии циркуляции.
4. Тепловое расширение захваченной жидкости в результате образования тиксотропных свойств.
5. Образование "сальников" на долоте и буровом оборудовании.
6. Оставшийся в скважине шлам.

Расход ( $Q$ ), вызванный вытеснением бурильной колонны, реагирует на движение из-за инерции не сразу. При движении вниз требуется какое-то время, чтобы началось течение жидкости. В этот момент импульсное давление выше, чем давление жидкости.

При резком снижении скорости спуска колонны жидкость будет двигаться с той же скоростью некоторое время, прежде чем инерция вызовет замедление движения. В этот момент импульс снижается в результате поршневого действия на энергию жидкости. В зависимости от движения создается поршневое давление, а колонна продолжает двигаться вниз. Подобным образом импульсное давление создается при движении колонны вверх. Поэтому при двустороннем движении колонны могут регистрироваться колебания импульсно-поршневого давления.

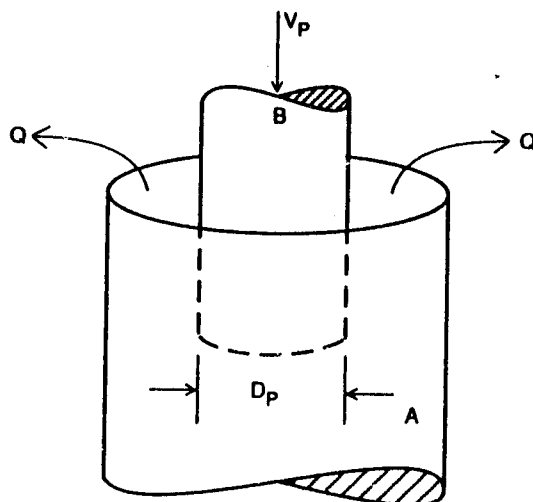


Рис.24. Импульс и эквивалентный расход  $Q$

Если все эти факторы включены в расчёт, а некоторые зависят от времени, расчёты эти становятся сложными. На практике вводится коэффициент безопасности для компенсации неучтённых факторов, упомянутых выше.

Допускается, что бурильная колонна всегда имеет закрытый конец. Эквивалентный поток ( $Q$ ) выводится из ур-ния 1

$$V_p = \frac{Q}{\left( \frac{D_p^2}{24.51} \right)} \quad \text{или} \quad Q = \left( \frac{D_p^2}{24.51} \right) V_p \quad (58)$$

где:  $D_p$  - наружный диаметр бурильной колонны, дюймы,

$Q$  - эквивалентный расход, гал/мин,

$V_p$  - средняя скорость бурильной колонны, ф.

Подставляя ур-ние 58 в ур-ние 2

$$V = \left[ 0.5 + \frac{D_p^2}{(D_h^2 - D_p^2)} \right] (1.5)(V_p) \quad (59)$$

Подставляя ур-ние 59 в ур-ние 2

$$Q = \frac{(D_h^2 + D_p^2)(V_p)}{32.7} \quad (60)$$

Импульсно-поршневое давление.

Ламинарное условие:

а) потери забойного давления, ур-ние 31,

б) ЕСД, ур-ние 29.

Турбулентное условие.

а) потери забойного давления, ур-ние 32,

б) ЕСД, ур-ние 29.

Пример 7.

Дано.

TVD -10000 ф.

Размер ствола - 8,75"

Бурильная труба - 4,5" нар.диам. х 9500 ф.

УБТ - 7,5" -" - х 500 ф.

$\theta_{800}$  - 83

$\theta_{300}$  - 47

Вес раствора - 15 фунт/гал

$R_{pe}$  - 2000.

Задача.

Определить поршневой и импульсный эффект, если скорость спуска 20 сек на секцию.

УБТ, из ур-ния 18:

$$n = \frac{\log\left(\frac{83}{47}\right)}{\log(2)} = 0.82$$

$$V_p = \left(\frac{30 \text{ футов}}{1 \text{ секция}}\right) \left(\frac{1 \text{ секция}}{20 \text{ сек}}\right) \left(\frac{60 \text{ сек}}{1 \text{ мин}}\right) = 90 \text{ ф/мин.}$$

Из ур-ния 60:

$$Q = \frac{(8.75^2 + 7^2)(90)}{32.7} = 345.6 \text{ гал/мин.}$$

С помощью ур-ния 25 определить тип течения

$$Q_c = (8.75^2 - 7^2) \times \left[ \frac{(2000)(47)}{(43.64)(15.0)((8.69)(8.75 - 7))^{0.82}} \right]^{\frac{1}{2-0.82}} = 279.9 \text{ гал/мин.}$$

Т.к.  $Q > Q_c$ , течение турбулентное.

Из ур-ния 32:

$$APL_{Surge} = + \frac{(15.0)(345.6)^2(500)}{(6.11)(2000)(8.75 - 7)^3(8.75 + 7)^2} = + 55.14 \text{ psi}$$

$$APL_{Swab} = - 55.14 \text{ psi}$$

Бурильная труба.

Из ур-ния 60:

$$Q = \frac{(8.75^2 + 4.5^2)(90)}{32.7} = 266.5 \text{ гал/мин.}$$

Определить тип течения из ур-ния 25:

$$Q_c = (8.75^2 - 4.5^2) \times \left[ \frac{(2000)(47)}{(43.64)(15.0)((8.69)(8.75 - 4.5))^{0.82}} \right]^{\frac{1}{2-0.82}} = 308.7 \text{ гал/мин.}$$

$Q < Q_c$ , - течение ламинарное.

Из ур-ния 31:

$$APL_{Surge} = + \frac{(3.75)(47)(9500)}{(1000)(8.75 - 4.5)^{2+0.82 \cdot 1}} \times \left[ \frac{308.7}{(8.69)(8.75 + 4.5)} \right]^{0.82} = + 82.44 \text{ psi}$$

$$APL_{Swab} = - 82.44 \text{ psi}$$

$$\text{Общие } APL_{Surge} = 55.14 + 82.44 = + 137.58 \text{ psi}$$

$$\text{Общие } APL_{Swab} = - 137.58 \text{ psi}$$

Для расчёта эквивалентной плотности при циркуляции ЕСД, используется ур-ние 29.

$$ЕСД_{имп} = 15.0 + \frac{137.58}{(0.052)(10000)} = 15.26 \text{ фунт/гал}$$

$$ЕСД_{порш.} = 15.0 - \frac{137.58}{(0.052)(10000)} = 14.74 \text{ ф/гал}$$

#### APPENDIX A

Тип	C	Плины, дюймы			
		Стояк	Шланг	Вертулуг	Рабочая труба
1	1.0	40 x 3	45 x 2	4 x 2	40 x 2.25
2	0.36	40 x 3.5	55 x 2.5	5 x 2.25	40 x 3.25
3	0.22	45 x 4	55 x 3	5 x 2.25	40 x 3.25
4	0.15	45 x 4	55 x 3	6 x 3	40 x 4

#### APPENDIX B

TABLE 1. Discharge area of jet nozzles

Размер	кл.	0	7/32	8/32	9/32	10/32	11/32	12/32	13/32	14/32	15/32	16/32	18/32	20/32	22/32	24/32	26/32
насадок		0	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
0	0	0	0.0762	0.0982	0.1242	0.1534	0.1856	0.2209	0.2592	0.3007	0.3451	0.3927	0.4970	0.6136	0.7424	0.8836	1.0370
7/32	1	0.0376	0.1129	0.1358													
8/32	1	0.0491	0.1243	0.1473	0.1733												
9/32	1	0.0621		0.1603	0.1864	0.2155											
10/32	1	0.0767			0.2010	0.2310	0.2623										
11/32	1	0.0926				0.2462	0.2784	0.3137									
12/32	1	0.1104					0.2961	0.3313	0.3697								
13/32	1	0.1296						0.3505	0.3889	0.4303							
14/32	1	0.1503							0.4096	0.4510	0.4955						
15/32	1	0.1726								0.4732	0.5177	0.5653					
16/32	1	0.1963									0.5415	0.5890	0.6394				
18/32	1	0.2485										0.6412	0.7455	0.8621			
20/32	1	0.3066											0.8036	0.9204	1.0492		
22/32	1	0.3712												0.9846	1.1137	1.2548	
24/32	1	0.4418													1.1842	1.3254	1.4786
26/32	1	0.5185														1.4021	1.5555

Vertical, left-hand column areas correspond to single jets of the size specified. Areas on the top horizontal row correspond to two-jet sets of the specified size. Areas in the diagonal rows are the sum of two jets in the corresponding column and one jet in the same row. If the calculated area,  $A_c$ , does not match a table value exactly, use next larger table value.

## ГЛАВА 13. ПОТЕРЯ ЦИРКУЛЯЦИИ

### Введение

Уход всего бурового раствора в пласт (потеря циркуляции) всегда был основным фактором повышения стоимости бурового раствора. Результатом потери циркуляции было образование каверн, прихваты труб и выбросы.

Потеря циркуляции объясняется естественной кавернозностью пород, наличием пустот, трещин и рыхлых пород или искусственным давлением.

Причины потери циркуляции, рис. 1.

А. Потеря циркуляции в кавернозных, пустотных, трещиноватых или рыхлых породах, явление природное, которое трудно предотвратить. Истощенные песчаники – не естественное явление, но потенциально в них возможна потеря циркуляции.

1) Проницаемость крупных рыхлых пород неодинакова. Исследования показывают, что для приема раствора проницаемость должна быть очень высокой. Этим характеризуются не глубокие песчаные и гравийные пласты. Рифы и отмели также имеют к этому тенденцию. Важно предотвратить потерю циркуляции в верхней части ствола, т.к. эти рыхлые породы легко вымываются и могут образовать каверну под действием наносов и веса вышки.

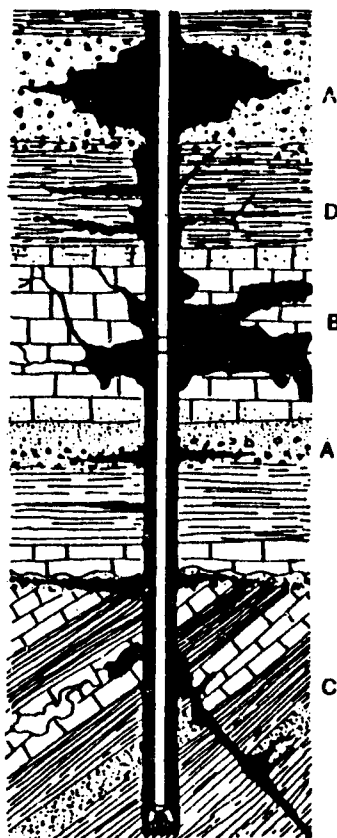


Рис. 1. Разрез с потерей циркуляции.

2) Потенциальной зоной потери циркуляции могут быть истощенные пески. Продуцирующие породы на том же месторождении или расположенные вблизи могут создать суб-нормальное давление за счёт отдачи пластовых жидкостей. В этом случае вес раствора, необходимый для регулирования давления в неглубоких породах, может стать слишком высоким для потенциально продуктивных песков, способствуя проталкиванию раствора внутрь них (рис.5). Если существует такая опасность, необходимо следовать заранее запланированной методике.

Кавернозные и пустотные зоны связаны с известняками и вулканическими породами. В известняках образуются пустоты под действием непрерывного потока пластовой воды, которая растворяет часть матрицы (выщелачивание). В эти породы раствор проникает очень быстро. Объём потерь зависит от степени соединения пустот. Пустоты и каверны могут образоваться в результате остывания магмы или оседания пепла. Такие пласты легко прослеживаются по опыту бурения и этот вид потерь может быть учтен на определенной глубине.

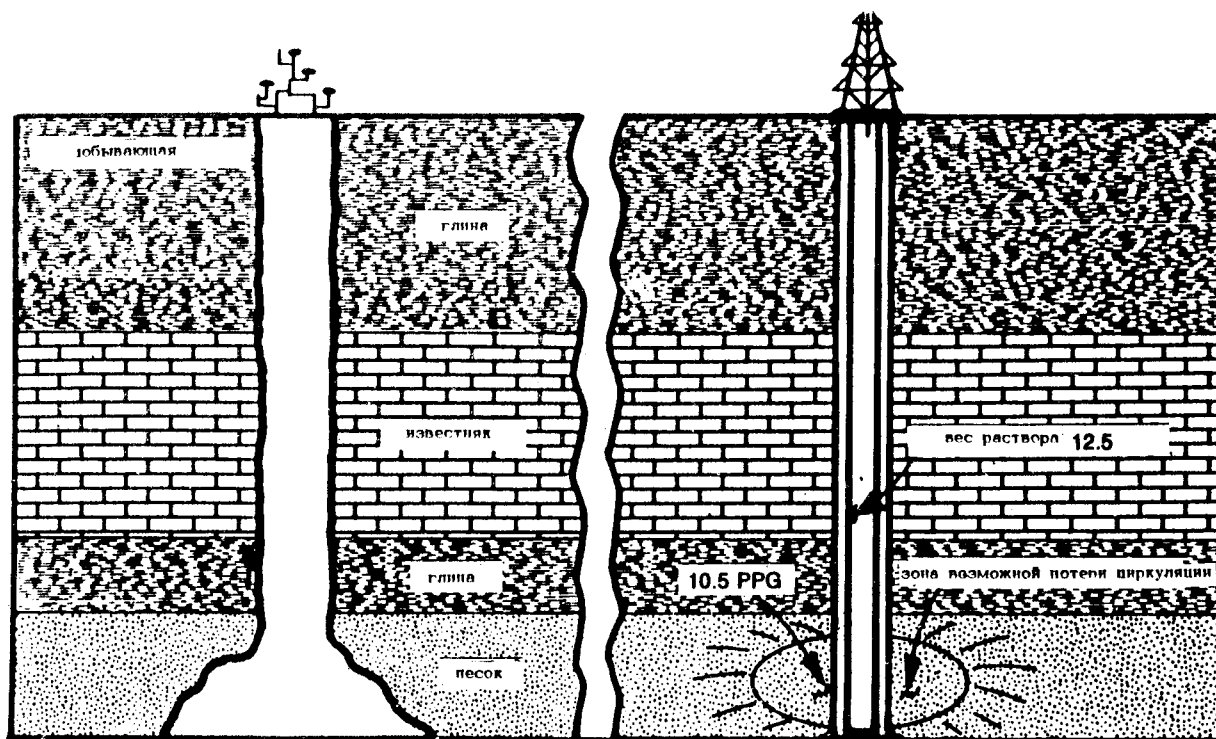


Рис.5. Истощенные пески.

Потеря циркуляции может случиться на новых местах, где неизвестно существование рыхлых проницаемых зон или кавернозных пород. Трещины могут образоваться естественным путём, или быть созданными, увеличены или распространены механически создаваемым давлением. Во многих случаях трещины природные существуют, но в нормальных условиях они не проницаемы. После достижения или превышения критического давления они открываются и принимают раствор. Попадая в образовавшуюся трещину или открывающуюся под давлением, раствор с большой скоростью размывает её и расширяет. Если даже позже снижается давление, потеря циркуляции всё равно продолжается.

Б. Потеря циркуляции, вызванная приложенным давлением, относится к одной из двух категорий.

1) Установка промежуточной обсадной колонны в неправильном месте.

А. Если обсадная установлена над переходной зоной, идущей от нормального к повышенному давлению, то давление, создаваемое гидростатическим напором более тяжёлого раствора, необходимо для уравнивания давления, вызывает разрыв пласта в месте посадки колонны.

2) Избыточное забойное давление является результатом следующих условий.

А. Механические усилия.

1) Слишком быстрый спуск или подъём трубы.

2) Вибрация трубы.

3) Образование сужений в начале бурения.

4) Неправильно выбранная гидравлика.

а. Избыточные скорости насоса.

б. Слишком быстрый набор давления после соединений и спуско-подъёмных операций.

В. Состояние ствола.

1) Осыпающиеся глины.

2) Накопление шлама в вымытой части ствола или в буровом растворе.

3) Слой выбуренной породы, образовавшейся на нижней стороне наклонно-направленной скважины.

4) Образование перемычек.

5) Выбросы.

В. Свойства бурового раствора.

1) Избыточные скорости и статическое напряжение сдвига.

Накопление выбуренной породы.

- 3) Толстая глинистая корка, снижающая гидравлический диаметр ствола.
- 4) Избыточная или быстро увеличивающаяся плотность раствора.
- 5) Разбалансированный столб бурового раствора.

### Превентивные меры

Правильно выбранный режим бурения уменьшит до минимума влияние давления на пласт, что является основной причиной потери циркуляции.

Сюда входит.

1) Установка обсадной в подходящем месте, чтобы градиент растрескивания у башмака обсадной был досточным для сохранения гидростатического напора более тяжелого раствора, необходимого для уравнивания давления ниже лежащих пород.

2) Снизить забойное давление.

А. Движение трубы вниз или вверх не должно превышать критическую скорость. Подъем бурильной колонны связан с эффектом всасывания в результате сопротивления трения по длине трубы и поршневого действия долота и УБТ (рис.2).

Такое всасывание или свабирование значительно снижает забойное давление и обеспечивает поступление пластовой воды жидкости. Поскольку этот эффект увеличивается высоким статическими напряжениями сдвига и небольшими зазорами кольцевого пространства, низкая вязкость и напряжение сдвига снижают его (рис.3 и 4).

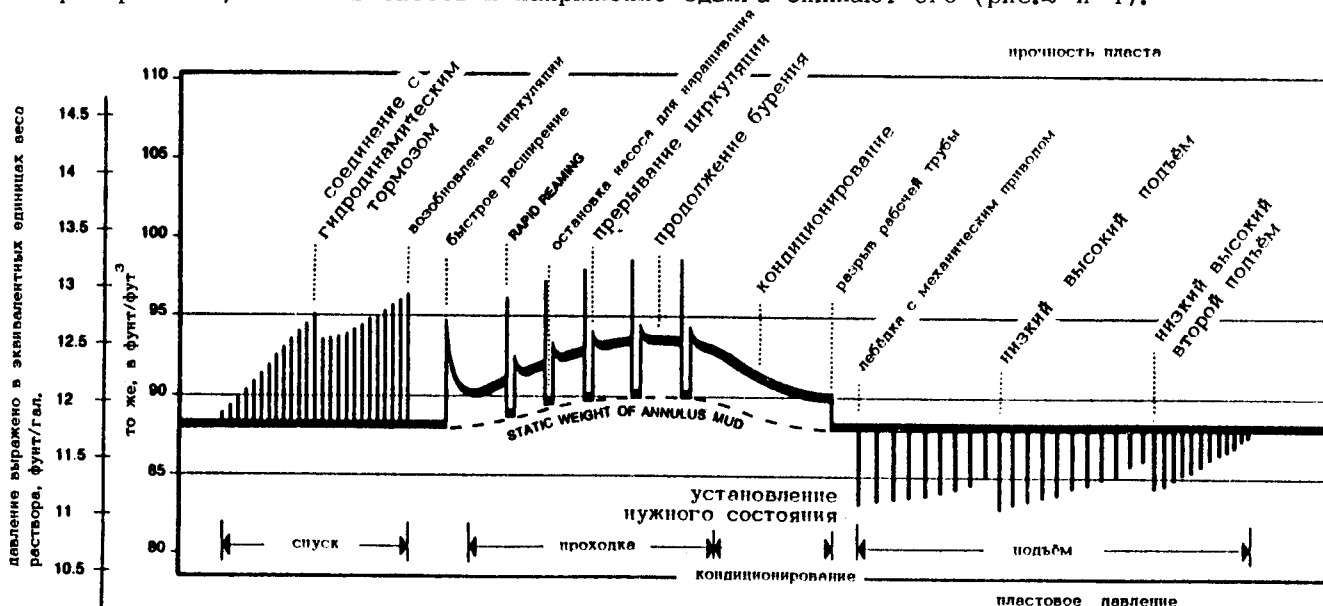


Рис.2. Забойное давление для нормального цикла бурения (зависимость давления от времени)

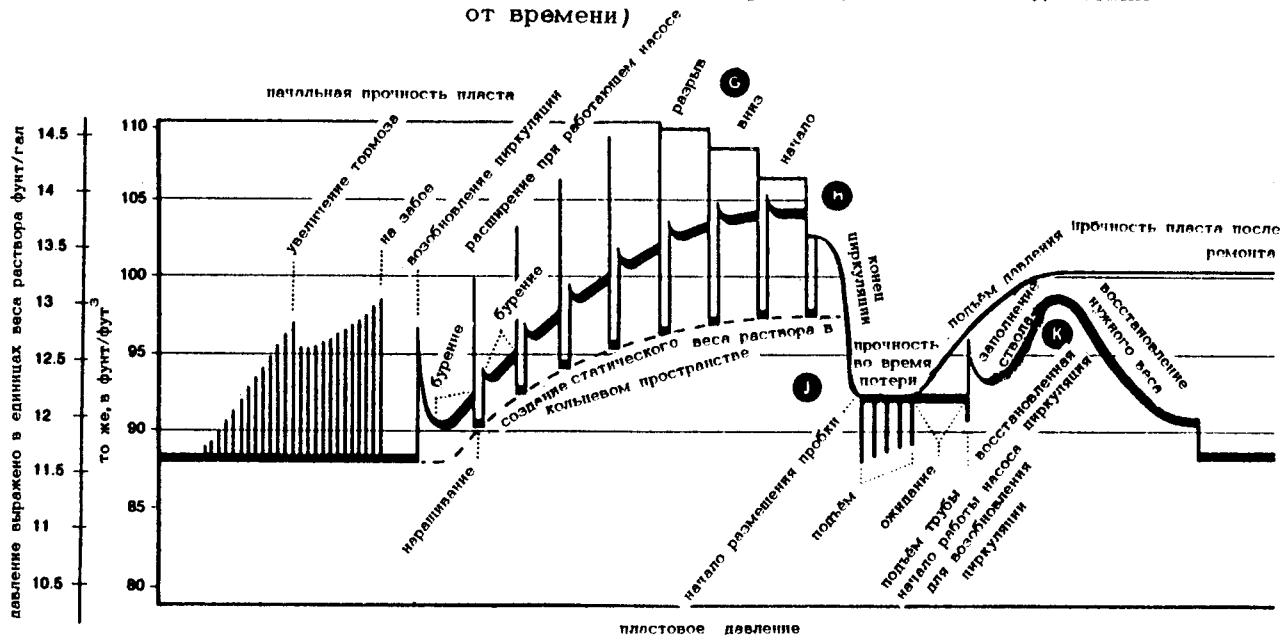


Рис.3.



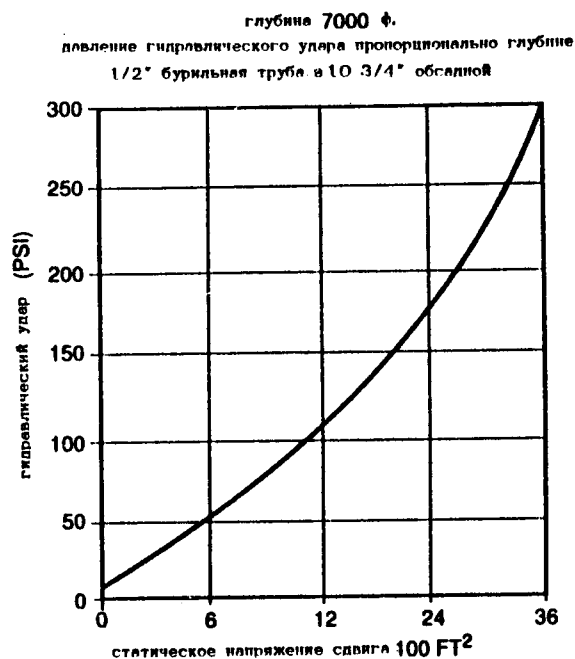


Рис. 4. Влияние статического напряжения сдвига на гидравлический удар.

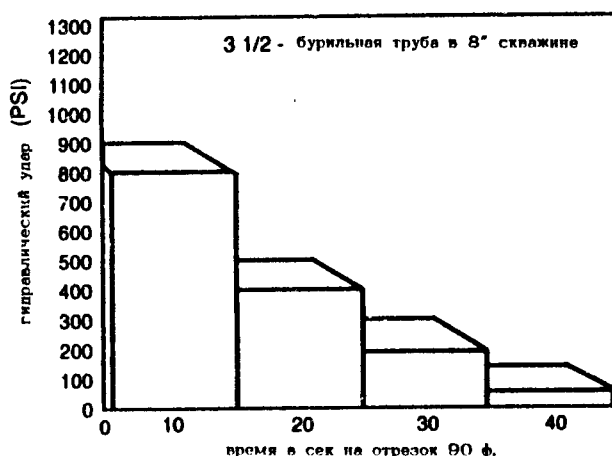


Рис. 6. Гидравлический удар в скважине.

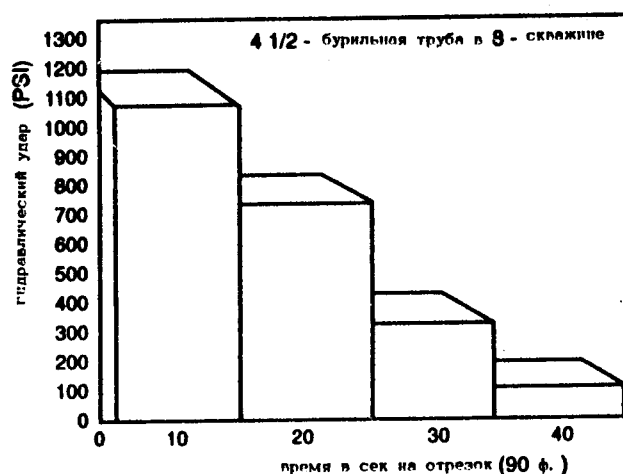


Рис. 7.

Движение трубы по стволу скважины значительно повышает забойное давление. Чем быстрее спуск, тем больше гидравлический удар. В некоторых скважинах наблюдается потеря циркуляции после очень быстрого спуска трубы. Объем трубы также влияет на удар. Исследования показывают, что касание раствора вдоль трубы создает большой % общего гидравлического удара, поэтому чем длиннее труба, тем сильнее удар. Чем глубже скважина, тем медленнее будет спуск трубы. Гидравлический удар зависит от высокого напряжения сдвига и скорости.

Б. Вибрацию буровой колонны можно уменьшить с помощью достаточного количества УБТ для сохранения нейтральной точки в забойной компоновке.

В. Использование правильной гидравлики.

- 1) Сохранение ламинарного течения в кольцевом пространстве.
- 2) Разбуривание перемычек.
- 3) Увеличение скорости насоса только после начала движения раствора.

Высокая скорость насосов для возобновления циркуляции на забое после рейса может вызвать гидравлический удар. Частично он вызван избыточным давлением циркуляции для разрушения структуры геля раствора; частично — давлением, необходимым для ускорения столба раствора до нормальной скорости циркуляции. Снижение гидравлического удара можно достичь поддержанием низких сопротивлений сдвига и постепенным увеличением скорости насоса. Кроме этого давление снижается неоднократным возобновлением циркуляции во время спуско-подъемных операций.

Быстрый спуск трубы во время циркуляции лишь увеличивает гидравлический удар. Быстрое возвратно-поступательное движение трубы или расширение ствола вызывает гидравлический удар. Этого следует избегать, (рис.6 и 7) глубиной 15000 футов, отражает скорость спуска трубы и зазор в стволе (4 1/2" труба в 8" стволе).

Г. Если возможно избегать выбросов, статическое давление на поверхности, при закрытом устье передается на забой и часто разрушает пласт в наиболее слабой точке. Это вызывает не только потерю циркуляции, но и потерю контроля за скважиной. Изучение, планирование и выполнение мероприятий исключить возможность больших выбросов. Для этого всегда нужно знать максимальное давление на обсадную при закрытом устье и объём. Объём вторгающейся жидкости прямо связан со статическим давлением и должен быть снижен до минимума. Если скважину необходимо закрыть, методика глушения должна способствовать сохранению, соответствующего постоянного забойного давления.

Д. Регулировать реологические свойства бурового раствора.

1) Регулировать объём разбурываемых неглубоких рыхлых песков не реже 100 футов/час для предотвращения перегрузки кольцевого пространства. Поддерживать предел текучести выше 15 фунтов на 100 футов<sup>2</sup> на этих глубинах.

2) Регулировать объём твёрдой фазы и добавлять соответствующие концентрации бентонита и стабилизатора для уменьшения образования глинистой корки. Всё, что закрывает или уменьшает зазор кольцевого пространства вызывает увеличение давления. Налипание разбуренной породы на долото, УБТ, стабилизаторы или бурильные замки уменьшает зазор. При чрезмерном налипании на долото и/или стабилизатор большая часть давления насоса проявляется в нижележащих пластах. Увеличение натяга на соединениях – возможное налипание. Иногда налипание можно устранить откачкой, в противном случае возвратно-поступательное действие не допустимо. Советание закрытого затрубного пространства и движения трубы может усилить давление разрыва. Если откачкой не удастся убрать налипание, его следует снять на поверхности.

3) Глинистый раствор с высокой водоотдачей образует толстую глинистую корку, которая сужает ствол и кольцевой зазор. Корка толщиной 1/2" снижает диаметр ствола с 8 1/2" до 7 1/2" или с 6 1/2" до 5 1/2", а это приводит к увеличению ЕСД. Поэтому водоотдача и толщина глинистой корки должны быть под постоянным контролем.

4) Регулирование предела текучести и статического напряжения сдвига уменьшает ЕСД и очищает ствол.

5) Предел текучести и статическое напряжение сдвига должны регулироваться в такой мере, чтобы гарантировать состояние взвеси и удаление выбуренной твёрдой фазы. В некоторых случаях обычные меры малоэффективны, тогда рекомендуется высоковязкое вытеснение. Вытеснение осуществляется раствором из активной системы, в который добавляется бентонит, полимеры или материалы потери циркуляции. Их использование в процессе вытеснения предпочтительно по причине их фильтрации на поверхности и отсутствия влияния на вязкость бурового раствора. Тип и концентрация материала должны быть идентичными цементным раствором с высокой водоотдачей. Если используется раствор на нефтяной основе, применяются только рекомендованные материалы, т.к. многие продукты вызывают водосмачиваемость и ослабление эмульсии нефти в воде.

6. Бурение должно проводиться на минимальных плотностях раствора.

7. При возникновении потери циркуляции важно подобрать правильное распределение частиц по размеру на основе предыдущих данных.

#### Поправочные мероприятия

Установление зоны.

Потеря циркуляции повышает стоимость раствора и вызывает ряд осложнений, ведущих к дополнительным эксплуатационным расходам, поэтому восстановление циркуляции должно быть по возможности быстрым.

1) Первый этап – это установление зоны поглощения. В противовес общему мнению большая часть поглощений происходит не на забое. Было установлено, что более половины поглощений обнаруживаются вблизи забоя или у низа последней секции обсадной колонны. Предлагается несколько методов обнаружения точки поглощения.

## Скважинные исследования глубинным расходомером

Эти исследования проводятся спуском небольшого вертушечного расходомера в скважину на кабеле с одним проводником таким образом, чтобы лопастной ротор вращался при наличии горизонтального движения раствора. Количество об/мин ротора регистрируется на планку в виде серии тире или пропусков. Обнаружение точки поглощения очень замедляет вращение. В этой точке точно определяется скорость ротора. Против этого метода есть два положения: 1) потребуется большой расход бурового раствора; и 2) метод неэффективен для зон, где уже есть уплотняющий материал.

## Температурный каротаж

Каротаж зависит от подземного термометра для измерений разницы температур раствора и пласта. Это производится спуском чувствительного элемента в ствол, изменяющий сопротивление по мере изменения температуры. Выполняется два каротажа. Одним — устанавливается температурный градиент скважины после установления равновесия между раствором и пластом; второй — сразу же добавления пресного холодного раствора в скважину. В точке поглощения отмечается резкое расхождение температур.

## Радиоактивный каротаж

Радиоактивный каротаж для обнаружения точки поглощения состоит из двух каротажей с использованием гамма лучей. Обычный каротаж предшествует введению радиоактивного материала. Порция раствора с радиоактивным материалом затем закачивается в скважину. Затем проводится новый каротаж и определяется зона поглощения по высокой концентрации радиоактивного материала. Этот метод дает точное определение зоны поглощения, не требует дорогостоящего оборудования и дополнительных расходов глинистого раствора.

## Термомикронный каротаж

Прибор представляет собой проволоку с тарированным сопротивлением, чувствительную к изменениям температуры. Она спускается на нужную глубину в скважину, а сопротивление регистрируется. Затем в скважину закачивается глинистый раствор. Если прибор находится над зоной поглощения, раствор течёт под его действием, изменяя сопротивление. Если сопротивление не изменяется, инструмент находится под зоной поглощения. Буровой раствор может быть любым, но расход его большой.

## Каротаж с преобразованием давления

Этот тип каротажа включает использование короткого цилиндра, открытого наверху и глухого внизу для ограничения потока раствора через трубку. На одной стороне трубки есть окошко с неопреновой диафрагмой. На диафрагме есть электрод,двигающийся назад и вперед между двумя неподвижными электродами. При изменении дифференциального давления на диафрагме изменяется потенциал в электроцепи, указывая на расход глинистого раствора и точку его статического состояния.

Этот метод имеет ряд преимуществ: 1) он прост по конструкции и в эксплуатации; 2) редко засоряется материалом потери циркуляции; 3) пригоден для любого типа раствора; 4) способен обнаружить отверстие внутри обсадной трубы. К недостаткам относится: 1) требуется большое количество раствора; 2) оборудование не всегда под рукой. Хотя с его помощью легко определить зону поглощения, ниже приводятся причины, почему каротаж применяется редко.

А. Доставка оборудования на буровую требует длительного времени и расход бурового раствора очень большой.

Б. Иногда трудно интерпретировать результаты этих каротажей.

В. Не всегда возможен спуск инструментов из-за высокого глубинного давления.

(2) Второй этап состоит в определении объема поглощения. Серьезность поглощения составляется из объема потерь и высоты столба жидкости. Статический столб раствора определяется спускаемым на проволоке кусочком дерева 4" x 4" x 4".

А. Зоны поглощения разделяются на:

1) зоны высачивания (1-10 бар/час).

2) частичного поглощения (10-550 бар/час).

3) полного поглощения (скважина заполнена раствором на 200-500 футов).

4) частичное или полное поглощение созданными разрывами.

5) серьезная полная потеря циркуляции (заполнение ствола на 500-1000+футов).

(3) Третий этап – определение типа поглощения. Наилучший способ определения литологией. Классификация потери циркуляции может быть соотнесена к четырем типам пластов, поглощающих раствор.

1) Мелкозалегающие, рыхлые пласты, в которых горная проницаемость превышает 14 дарси (рис. 1-А).

Черты распознавания.

1. Показания, определяющие зону и её характеристику.

2. Постепенное снижение уровня раствора в амбаре.

3. Поглощение может быть полным, если продолжается бурение.

2) Пласты, имеющие естественные трещины, например, известняки и некоторые глины (рис. 1-С).

Признаки.

1. Показания приборов.

2. Может произойти в любом типе пород.

3. Поглощение определяется снижением уровня раствора в амбаре.

4. Поглощение может стать полным, если продолжается бурение и возникают особые трещины.

3) Трещины, вызываемые механическими или гидравлическими усилиями на пласт (рис. 1-Д).

Признаки.

1. Показания, включающие кольцевую гидравлику.

2. Может произойти в любом типе пород, но в основном с характерно слабыми плоскостями.

3. Поглощение обычно вызванное и полное.

4. Поглощение может сопровождаться внезапным импульсом давления.

5. Может быть в устойчивых и неустойчивых пластах.

4) Кавернозные зоны, обычно приуроченные к известнякам (рис. 1-В).

Признаки.

1. Нормально приуроченные к известнякам.

2. Отсутствие возврата обычно резкое и полное.

3. Перед самым поглощением долото может упасть наот нескольких дюймов до нескольких футов.

4. Перед поглощением может наблюдаться чрезмерный крутящий момент.

В. Классификация поглощения определением давления в зоне.

1) Установить низ бурильной трубы на верх предполагаемой зоны поглощения.

2) Присоединить кусок дерева длиной 4 фута к бурильному каналу и спустить через бурильную трубу до достижения статического уровня жидкости.

3) Затем рассчитать давление в зоне поглощения:

$$P_z = (D_z - D_f)(MW_p)(.052)$$

где:  $P_z$  – давление в зоне поглощения, (psi)

$D_z$  – действительная вертикальная глубина зоны поглощения, футы

$D_f$  – падение жидкости внутри бурильной колонны, фунт/гал

4) Статическая плотность раствора, которую выдержит зона, рассчитывается как:

$$MW_z = \frac{(P_z)(10.3)}{D_z}$$

где:  $MW_z$  – вес раствора в фунтах/гал.

Корреляция техники борьбы с серьезным поглощением

Регулирование поглощения осуществляется оценкой серьезности и подбором мероприятий и техники с точки зрения объема материала и его функций.

А. Поглощения в виде высачивания могут возникнуть в любом типе пород, когда агенты потери циркуляции в буровом растворе недостаточно мелкие, чтобы полностью изолировать породу (рис. 9А).

1) Подъем и ожидание должны быть первыми шагами попытки восстановления циркуляции.

2) Если ствол скважины не заполняется во время ожидания, следует сделать

смесь закупоривающих веществ в растворе или закачать под давлением цементный раствор с высокой водоотдачей.

Б. Частичное поглощение происходит в гравии, небольших природных трещинах и полностью открытых искусственных трещинах (рис.1).

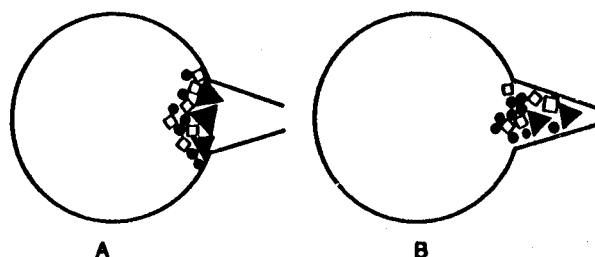


Рис.8. А - закупорка трещины у поверхности призабойной зоны  
В - закупорка трещины в породе

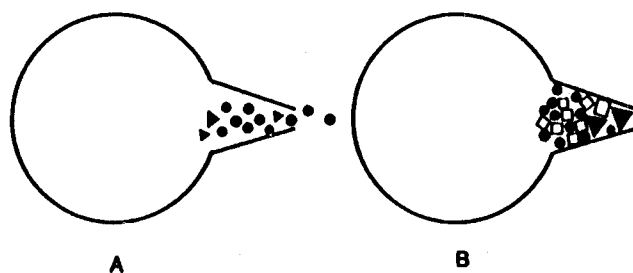


Рис.9. А - Небольшой по размеру материал не образует пробку. В - Начальную перемычку образовали крупные частицы.

Выше приведенные меры годятся и для данного случая.

В. Полное поглощение происходит в длинных открытых разрезах гравия или длинных интервалах небольших естественных трещин, больших природных трещинах или о открытых вызванных разломах (рис.1).

1) Необходима закачка под давлением цементного раствора с высокой водоотдачей.

2) Если после этого не восстанавливается циркуляция, применяется жёсткая пробка типа цементной, цементно-бentonитовой, цементно-гильсонитовой или бентонито-цементная с дизельным топливом.

Г. Частичное или полное поглощение в глубокие вызванные разломы.

1. Подъём и ожидание в течение 4-8 часов. Применение мягкой пробки под давлением.

Д. Серьезное полное поглощение в большие открытые природные трещины, каверны и открытые искусственные трещины.

1) Закачать цементный раствор с высокой водоотдачей под давлением или большой объём бентонито-цементного раствора на дизельном топливе.

2) Если ситуация не меняется при проходке более открытых природных трещин или каверн, применяется технология бурения с потерей циркуляции или на аэрированном растворе и установкой обсадной колонны.

(4) Обычные причины неудач при восстановлении циркуляции. Приводятся прямые или косвенные причины неудач при попытке восстановления циркуляции.

1) Положение зоны поглощения многократно не установлено, в результате материал размещен не в нужном месте. Зоны поглощения чаще всего находятся не у низа обсадной колонны, а около последнего упорного кольца хвостовика.

2) Материалы для предотвращения поглощения подбираются не систематически по типу и серьёзности зоны поглощения.

3) Иногда затягивается начало работ по борьбе с потерей циркуляции (т.е. бурение с потерей циркуляции и установка трубы).

4) Не хранятся отчёты о наличии поглощений и метрах по их ликвидации.

5) При цементировании колонны не устанавливаются, и буровой раствор прорывается через пробки прежде, чем цемент схватится. Кроме того, после извлечения трубы из скважины после размещения, уровень раствора в кольцевом пространстве падает и

раствор из пласта может прорваться через только что введенный цементный раствор. Рекомендуется уравнивание колонны и сброс пробок.

Для более успешного устранения поглощения необходимо функционально увязывать технологию и материал борьбы с поглощением с потерями. Например, если разумное количество (15–20 фунт/бар) блокирующего материала не оказывает действия в цементном растворе с высокой водоотдачей, бесполезно увеличивать концентрацию того же или подобного материала; следует увеличить размер гранул блокирующего материала.

Метод подъема и ожидания применяется при высачивании и частичном поглощении, а также поглощении в искусственных трещинах.

За исключением внезапного полного поглощения в известняки с наличием больших трещин, пустот или каверн бурение и циркуляцию следует остановить при первых признаках потери циркуляции.

Долото следует поднять до безопасной точки и оставить скважину в покое на 4–8 часов. Затем продолжать бурение до забоя с сохранением минимального давления на пласт.

Если предположительно циркуляция не будет восстановлена в результате ожидания, можно приготовить смесь из 100 бар закупоривающих агентов и бурового раствора или подобного объема цементного раствора с высокой водоотдачей.

Половина всех поглощений на побережье Мексиканского залива была устранена этим методом. Он также пригоден для глубоких искусственных трещин.

Все остальные методики требуют применения материалов борьбы с поглощениями.

#### Материалы борьбы с поглощениями

Волокнистые.

Кедровое волокно (древесное волокно).

Волокнистая смесь (смесь кедровой и семян хлопка шелухи).

Бурильная бумага.

Гранулированные.

Ореховая пробка (смесь корок – мелких, средних и крупных).

Опилки (древесное волокно).

Kwikseal (смесь волокон, гранул и хлопья).

Multi Seal – " –

Maxiseal – " –

Хлопья.

Хлопья (целофана).

Слюда (мелкая и крупная).

Феносил.

Шелуха семян хлопка.

Усиливающие пробки.

Задавки под давлением.

Заправка с высокой водоотдачей (гель солидирующая земля).

Бентонит – дизельное топливо (мягкая пробка).

Бентонит – бенгам (мягкая пробка).

Бентонит – дизельное топливо – цемент (твёрдая пробка).

Цементный раствор (твёрдая пробка).

Задавки на нефтяной основе.

Диатомовая земля.

Карбонат кальция

Задавка Gunk для раствора на нефтяной основе ( VG-69 в воде).

#### Использование закупоривающих или блокирующих агентов в буровом растворе

Эта методика эффективна для устранения высачиваний и частичных поглощений. Пробка из блокирующих агентов смешивается и используется следующим образом:

(1) Установить приблизительное место поглощения, тип пласта, высоту нахождения раствора в скважине и темп поглощения. Если трещина предположительно создана импульсом давления, вероятнее всего поглощение находится под башмаком обсадной колонны.

(2) Применить бурильную трубу с открытым концом для размещения пробки или открытое промывное долото или струйное долото со снятыми насадками. Для предотвращения засоривания долота размер закупоривающих агентов должен быть от среднего до мелкого.

(3) Сделать смесь из 100–500 бар блокирующего материала и бурового раствора. Промышленность выпускает готовые смеси крупных, средних и мелких гранул, волокон и хлопьев. Добавить 10–20 бар бентонита к 80 бар. воды, предварительно обработанной карбонатом натрия 1/2 фунта/бар и 1/4 каустической содой для удаления ионов кальция и магния. Обеспечить текучесть бентонита. Добавить 1/2 фунта/бар извести для флокуляции бентонита и увеличения водоотдачи.

Добавить 15 ф./бар крупных корок ореха. Добавить 5 ф./бар крупного – среднего волокна (дерева или тростника). Добавить 5 ф./бар среднего – мелкого волокна (дерево, тростник, нейлон, кожа). Добавить 5 ф./бар 1" целофановых хлопьев.

Примечание: Т.к. размер трещин, поглощающих раствор известен редко, размер закупоривающего материала должен выбираться согласно серьезности поглощения. Это положение основано на том, что небольшие трещины дают малый темп поглощения, а через большие трещины поглощение ускоряется. На рис.8 показано, как очень крупный материал образует преграду у устья отверстия, а правильно подобранные по размеру материал не размывается при возобновлении циркуляции.

Рисунок 9 показывает применение материала слюшом мелкого, чтобы образовать пробку. При выборе размера материала пробки следует учитывать прохождение раствора через долото. Закачка большого количества материала должна выполняться через трубу с открытым концом, если можно.

Водоотдача пробки должна быть снижена только для предотвращения осыпей в скважине, плотность раствора должна соответствовать весу, требуемому для регулирования пластового давления. Блокирующие агенты можно добавлять в буровой раствор на водяной основе все время потери циркуляции.

(4) Поместить пробку через трубу с открытым концом напротив зоны поглощения. Закачивать материал со скоростью 1 бар/мин пока не остановится поглощение. Если скважина не наполняется, повторить закачку и приступить к методике № 3 – закачка цементного раствора с высокой водоотдачей под давлением, если не достигнуты положительные результаты. Если скважина заполнена, нужно закрыть превентор (плашки) и с помощью кустового устройства для перемешивания бурового раствора закачивать под давлением 50 psi в течение 30 минут. Замерить давление в кольцевом пространстве манометром – 300 psi.

(5) Если используется раствор с низким содержанием твердых веществ, сразу же после установления циркуляции следует отфильтровать блокирующие агенты.

Для того, чтобы эти агенты были эффективны, они должны содержать не менее двух компонентов: гранулированные и волокнистые вещества. Эффективна смесь из 3–6 частей гранул, 2 частей волокна и 1 части целофановых хлопьев.

Размер блокирующего материала должен подбираться согласно серьезности поглощения. Даже повышенная концентрация 15–20 ф./бар в общей системе циркуляции раствора не даёт результатов, рис.11, наоборот могут возникнуть осложнения с насосом и реологией.

Если требуется введение оторочки раствора с блокирующими агентами, концентрации увеличиваются до 30 ф./бар (табл. 1 и 2). При неэффективности обычного материала его заменяют гранулированным (рис.10).

Уход бурового раствора от высачивания до полного поглощения в природные и искусственные трещины размером от 1/8" до 1/4" останавливается блокирующими агентами. Функционирование его зависит от приблизительного уравнивания его размера и размера отверстия. Т.е. при высачивании эффективна скорлупа ореха, ореха-пекан, слюда в виде гранул, волокна мелкие (кожи, льна, нейлона, бумаги) и от 1/2" до 1" целофановые хлопья.

Крупный гранулированный материал (1/4" – 1/2" скорлупа грецких и пекан орехов), крупные волокна (измельченная твердая древесина или кедр), средние волокна (измельченное красное дерево или сахарный тростник), мелкие волокна (кожа, лён, нейлон, бумага) и крупные хлопья (1" целофановые хлопья) должны применяться при полном поглощении. Следует помнить, что при усилении поглощения увеличивается только размер блокирующего агента, а не его концентрация, рис.11.

Таблица 1

Действие различных концентраций- смешанного с уплотнением раствора

Прострел			Статическое испытание мраморного пласта		Прострел пласта с ВВ	
Статическая концентрация	Закупорка больших	пропускной объем при 1,000 psi	пропускной объем при 1,000 psi	блокировка	пропускной объем при 1,000 psi	блокировка
10	0.10	500	All	нет	1,700	да
20	0.13	250	1,900	да	2,050	да
30	0.16	400	1,700	да	800	да
40	0.20	300	1,700	да	1,800	да
					After Lummus <sup>1</sup>	

Таблица 2

Сравнение смеси блокирующего материала в растворе, крупный и средний помол

Испытание	Крупный помол	Средний помол
1.Прокатка через 9/32" стандартные струйные насадки	немедленная блокировка	течение при 200 psi
2.Статическая шель, наибольшая шель заблокирована.Общий пропускной объем,мл	0.16 400	0.08 100
3. Динамическая шель, заблокирована наибольшей, дюйм. Общий пропускной объем,мл	0.13 600	0.06 0.50
4.Статический мраморный слой: пропускной объем при 100 psi, мл при 1000 psi, мл	500 1,700	400 1,200
5.Прострел ВВ пласта. Пропускной объем при 100 psi, мл при 1000 psi мл	400 800	300 800

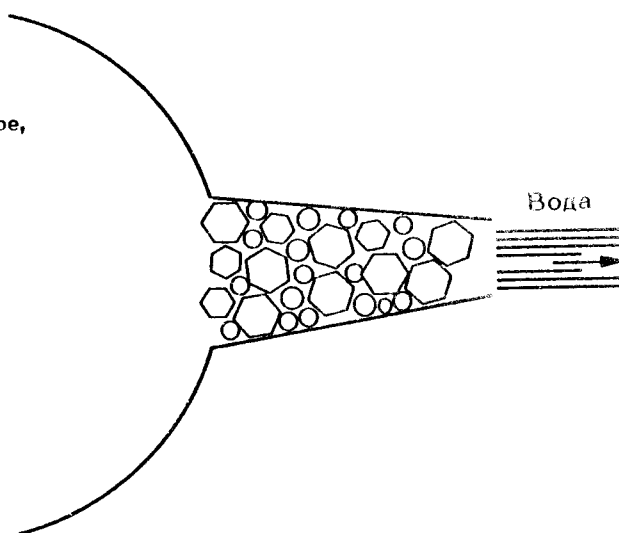


Рис.10. Методика задавки для устранения потери циркуляции, показывающая пропуск воды через фильтрационный осадок твердых веществ внутри трещины.

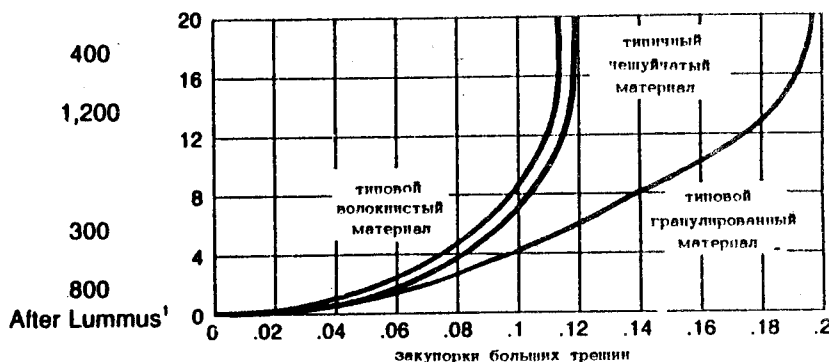


Рис.11. Типовые материалы.



MATERIAL	TYPE	DESCRIPTION	CONCENTRATION LBS/BBL	LARGEST FRACTURE SEALED (INCHES)					
				0	.04	.08	.12	.16	.20
NUTSHELL	GRANULAR	50% - $\frac{1}{16}$ + 10 MESH 50% - 10 + 100 MESH	20						
PLASTIC	GRANULAR	50% - $\frac{1}{16}$ + 10 MESH 50% - 10 + 100 MESH	20						
LIMESTONE	GRANULAR	50% - $\frac{1}{16}$ + 10 MESH 50% - 10 + 100 MESH	40						
SULPHUR	GRANULAR	50% - $\frac{1}{16}$ + 10 MESH 50% - 10 + 100 MESH	120						
NUT SHELL	GRANULAR	50% - 10 + 16 MESH 50% - 30 + 100 MESH	20						
EXPANDED PERLITE	GRANULAR	50% - $\frac{1}{16}$ + 10 MESH 50% - 10 + 100 MESH	60						
CELLOPHANE	LAMELLATED	$\frac{1}{4}$ INCH FLAKES	8						
SAWDUST	FIBROUS	$\frac{1}{4}$ INCH PARTICLES	10						
PRAIRIE HAY	FIBROUS	$\frac{1}{4}$ INCH FIBERS	10						
BARK	FIBROUS	$\frac{1}{4}$ INCH FIBERS	10						
COTTON SEED HULLS	GRANULAR	FINE	10						
PRAIRIE HAY	FIBROUS	$\frac{1}{4}$ INCH PARTICLES	12						
CELLOPHANE	LAMELLATED	$\frac{1}{4}$ INCH FLAKES	8						
SHREDDED WOOD	FIBROUS	$\frac{1}{4}$ INCH FIBERS	8						
SAWDUST	FIBROUS	$\frac{1}{4}$ INCH PARTICLES	20						

Рис. 12.

### Задавка цементного раствора с высокой водоотдачей

Почти все буровые растворы могут быть жидкостями носителями для доставки материала прекращения поглощения, но наиболее эффективны жидкости с очень высокой скоростью фильтрации. Именно через фильтрацию блокирующий материал и твердая фаза раствора образуют прочную пробку в отверстии. Принцип действия показан на рис. 10. После образования начальной перемычки через нормальную фильтрацию и/или прокачку под давлением вода уходит из цементного раствора и образует твердую корку внутри самой трещины. Этот клин не только трудно удалить, но создается ещё и растягивающее напряжение от центробежных сил призабойной зоны.

Эта методика применима при высачивании, частичном и не очень сильном поглощении.

Подготовка цементных растворов с высокой водоотдачей для разной степени поглощения будет рассмотрено ниже. Основное различие применения заключается в увеличении размера блокирующего агента по мере усиления поглощения.

Во-первых, серьёзность поглощения устанавливается по высоте столба раствора в стволе и темпу поглощения.

Во-вторых, определяется приблизительное место поглощения и тип принимающих пород. Предполагаемая искусственная трещина вероятнее всего находится под башмаком обсадной.

### При высачивании

(1) Смешать 100 бар цементного раствора. Добавить 10-20 ф/бар аттапельгита или сепиелитовой глины в 80 бар воды. (Аттапульгит и глина действуют одинаково в солёной воде). Если этих глин нет, используется 5-20 ф/бар бентонита и обрабатывается вода 1/4 ф/бар карбонатом натрия и 1/4 ф/бар каустической содой для удаления ионов кальция и магния. Дать глине возможность течь. Если используется бентонит, добавить 1/2 ф/бар извести для флокуляции бентонита и увеличения водоотдачи.

Или

Добавить 50 ф/бар диатомовой зелени (DIACEEL D, DIASEAL M, или заменители в виде порошкообразного известняка.).

(1) DIASEAL M - это смесь диатомовой зелени, извести и бумаги. В этом случае аттапульгит не требуется.

(2) Установить долото на верху или напротив зоны поглощения. Вытеснить цементный раствор до конца бурильной трубы.

(3) Закрывать плашки, оставить смесительное устройство открытым для регулирования давления задавки. Осторожно прокачать (максимально под 50 psi) материал в зону поглощения со скоростью 1 бар/мин. Постепенно закрыть смесительное устройство и удерживать давление 4-8 часов или до рассеивания. Замерить давление закачки в затрубном пространстве манометром на 0-300 psi.

Во избежание разрыва других зон закачка производится при избытке гидростатического давления глинистого раствора.

Например,

0-1000 ф.	- 0-200 psi	давление прокачки
1000- 5000 ф.	- 100-500 psi	- " -
5000 и глубже	- 500 psi	- " -

Давление на поверхности + давление столба раствора не должна превышать горное давление.

#### При частичном поглощении

(1) Смешать 100 бар раствора.

Добавить 10-20 ф/бар аттапульгита или сепиолитовой глины к 80 бар воды, если этих глин нет, а бентонит используется в качестве эмульгатора добавить 1/2 ф/бар извести для флокуляции глин и увеличения водоотдачи.

Или

Добавить 50 ф/бар диатомовой зелени или заменить порошкообразные известью. Барит используется, если вес раствора 12 ф/бар или больше или если нет другого инертного порошка.

Добавить 8 ф/бар гранулированного материала (скорлупа орехов), 4 ф/бар средне-волокнуистого материала (дерева или тростника), 1 ф/бар тонкого волокна (тростник, бумага, нейлон, кожа) и 3 ф./бар крупных целюфановых хлопьев.

(2) Установить бурильную трубу открытым концом на верх или напротив зоны поглощения.

(3) Вытеснить 25 бар раствора в зону со скоростью 2-4 ф/мин.

(4) Закрыть скважину на 20-30 минут.

(5) Вытеснить ещё 25 бар с той же скоростью.

(6) Продолжить процесс чередованием вытеснения и ожидания до заполнения ствола. Иногда требуется две порции по 100 бар. Бурильную трубу нужно расхаживать во время операции для недопущения прихвата.

(7) После заполнения ствола закрыть плашки и закачать в затрубное пространство при 50-100 psi с медленным вытеснением 1 бар/мин в бурильную трубу. Смешивающее устройство должно быть открытым для регулирования импульса. К затрубному пространству присоединяется манометр 0-300 psi для снятия показаний низкого давления в клапанах. Задавка продолжается 30-60 минут.

(8) Поднять инструмент, снять долото и продолжить бурение.

#### При полном поглощении

Методика та же, что и при частичном поглощении, за исключением состава блокирующих агентов.

(1) Добавить 10-15 ф/бар аттапульгита или сепиолитной глины в 80 бар воды. Если этих глин нет, обработать воду как и раньше, добавить 1/2 ф/бар извести.

Или

Добавить 50 ф/бар диатомовой зелени. Барит используется, если вес раствора 12 ф/гал или выше или это единственный инертный порошок.

Добавить 8 ф/бар гранулированного материала (крупная скорлупа орехов 1/4" - 1/2"), 3 ф/бар крупного-среднего древесного или тростникового волокна, 3 ф/бар среднего-мелкого волокна (дерево, тростника, нейлона), 3 ф/бар больших целюфановых хлопьев.

Вытеснение см. в пп.2-8 "Частичное поглощение"

(2) При полном серьезном поглощении в больших природных трещинах, пустотах и каналах или кавернах применяется одно из приведенных средств борьбы. Если это не помогает, перед прокачкой цемента используются объёмные заполнители.

Эффективно следующее:

А. Разместить бурильную трубу открытым концом над верхом зоны.

Б. Нагрузить бурильную трубу свернутыми мешками для цемента и прокачать вниз. Периодически опускать трубу и делать интервал. При достижении заполнения прокачать 5 бар оторочки бурового раствора, насыщенного смесью сена и бумаги, затем свернутые мешки. Периодически поднимать, ослаблять и попытаться разместить материал на месте.

В. Если мешки не дают результата после размещения их в количестве 100 штук,

нагрузить трубу обрезками пиломатериалов размером 2"x2" длиной 1-6 футов. Каждые 30 футов древесины должны сопровождаться несколькими мешками для цемента или джутовой тарой до заполнения 5-6 свечей таким образом, затем закачать в интервал при одновременном расхаживании трубы. После очистки трубы закачать 50 бар оторочки бурового раствора, насыщенного сеном и бумагой. При первых признаках выбуренной породы подготовиться к цементированию. Если шлама нет, повторить операцию, увеличив объём.

Г. Учитывается по крайней мере одна попытка цементирования с помощью особой технологии размещения после обработки объёмным наполнителем независимо от наличия оставшегося в призабойной зоне материала.

### Твёрдые пробки

Цемент (бентонит, гильсонит, чистый цемент и т.д.). Эта методика используется при полном тяжёлом поглощении.

Порядок проведения мероприятий.

(1) Состав цементного раствора. Чистый цемент или в смеси с бентонитом очень эффективен для блокировки зон поглощения.

Рекомендуется три раствора из портландцемента: чистый, бентонитовый и гильсонитовый. Выбор основывается на широком разнообразии свойств и наличии цемента.

Чистый портландцемент - смешать 15,6 ф/гал с 46% по весу воды. Получается плотная жидкость, развивающая высокое сжимающее усилие при схватывании.

Бентонит или гель-цемент - бентонитовый цемент, образованный добавлением цемента в воду, содержащую предварительно гидратированный бентонит, обладает оптимальными свойствами.

Цементный раствор имеет меньшую плотность, повышенное статическое напряжение сдвига и повышенную прочность цементного камня по сравнению с раствором, образованным добавлением воды в сухую смесь бентонита и цемента.

Перед смешиванием вода обрабатывается 1/4 ф/бар карбонатом натрия и 1/4 ф/бар каустической содой для удаления ионов кальция и магния. Добавляется 10 ф/бар бентонита с ожиданием текучести. Эта смесь добавляется в 14,5-15,0 ф/гал бентонитно-цементного раствора. Для большого диаметра скважин потребуется 100 мешков цемента.

Гильсонит - портландцемент. Гильсонит добавляется в цементные растворы для восстановления циркуляции.

Он понижает плотность цементного раствора и действует как блокирующий агент: обе эти функции помогают удерживать раствор в призабойной зоне. Закачивается раствор как и бентонит, если ствол заполняется во время применения метода.

Рекомендуется 25-100 фунтов гильсонита на мешок цемента.

Эти цементы образуют растворы, обеспечивающие широкий диапазон свойств от жидких тяжёлых, дающих при схватывании твёрдый камень, до более лёгких, густых, обладающих блокирующим действием.

Цемент имеется в наличии повсеместно, но ему не отводится преимущественное использование.

(2) Технология применения цемента.

Цементные растворы должны использоваться для устранения поглощений в природных трещинах диаметром 1/3"-1 фут и трещиноватых известняках и галечниках.

Цементирование зон поглощения часто вызывает аварийные состояния, т.к. буровой раствор прорывается сквозь не схватившийся цемент. "Балансировка колонн" предотвращает это, особенно если вес колонн тщательно рассчитывается.

### Метод балансировки (уравновешивания колонн)

(1) Если возможно, бурение продолжается через зоны с потерей циркуляции.

(2) Поднять инструмент из скважины. Замерить статический уровень глинистого раствора кусочком дерева (4"x4"x4 ф) на буровом канате. Установить цементировочный переводник, состоящий из 2 футов бурильной трубы подходящего размера с приваренной головкой на нижнем конце и 4 перфорированными отверстиями 1" в ширину и 3" в высоту над головкой по бокам трубы.

(3) Выбрать тип цементного раствора в соответствии со степенью поглощения, смешать и обработать 100-300 мешков.

(4) Определить зону поглощения.

А) С помощью температурного каротажа: после 4 часов ожидания снять температурный профиль в необсаженном стволе. Закачать 100 бар раствора через заполняющую линию и вновь температурный профиль. Поглощение определяется при температурной прерывистости.

Б. С помощью гамма каротажа и радиоактивного материала: - Если зона поглощения предполагается около устья скважины, закачать 15 бар бурового раствора, содержащего радиоактивный материал, в затрубное пространство, провести каротаж внутри бурильной колонны для определения распространения материала. Если зона располагается предположительно на забое закачать радиоактивную оторочку вниз по бурильной трубе.

После вытеснения оторочки из бурильной трубы опустить гамма-каротаж и проследить распространение материала до верха затрубного пространства. Иногда необходимо прокачивать в кольцевое пространство и бурильную трубу для обнаружения зоны поглощения с одновременным её расхаживанием для предотвращения прихвата.

(5) Спустить бурильную трубу и цементировочный переводник ниже зоны поглощения. Очистить ствол за зоной. Установить цементировочный переводник на 50 футов выше верха зоны поглощения.

(6) Смешать цементный раствор в количестве, достаточном для гидростатического уравнивания со столбом бурового раствора в кольцевом пространстве. Подождать 5 минут при отключенных насосах пока цемент падает от уровня конца бурильной трубы до уровня статического давления.

Смешать оставшийся цемент и вытеснить со скоростью 100 бар/мин достаточное количество, чтобы 2 бар цемента (140 ф. в 4 1/2" трубе) осталось в бурильной трубе (всегда есть возможность выхода части или всего объема цемента вокруг бурильной трубы). Цемент, оставшийся в бурильной трубе, заполнит образовавшуюся после её подъема пустоту. Иначе пустота будет заполнена буровым раствором. Цемент при этом ослабевает, образуются в нём каналы к зоне поглощения, а столбы бурового и цементного раствора уравниваются в бурильной колонне и в кольцевом пространстве.

Если объем смешанного цемента недостаточен для уравнивания столба бурового раствора в кольцевом пространстве, цементный раствор следует вытеснить до той точки, где уравнивается вытесненный буровой раствор + цемент. Затем через 5 минут закончить вытеснение буровым раствором при 10 бар/мин без перерыва или нарушения линий. Оставить 2 бар цемента в буровой трубе.

(7) Медленно поднять инструмент. После извлечения трубы уровень бурового раствора в затрубном пространстве снизится и вызовет разбалансировку давления из породы в ствол, что может вызвать прорыв бурового раствора или пластовой жидкости через цементный раствор. Для предотвращения этого очень осторожно добавить в кольцевое пространство через нагнетательную линию.

Добавление избыточного глинистого раствора в кольцевое пространство форсирует продвижение его из кольцевого пространства в пласт через несхватившийся ещё цемент. Объем закачиваемого бурового раствора должен соответствовать объему вытеснения из трубы. Если это выполняется небрежно, то вред превосходит пользу. Закачивать требуемый объем бурового раствора на каждые 10 свечей ОЗЦ в течение 9 часов.

(8) Замерить уровень жидкости. Если он ниже или выше, чем начальный статический, регулировать не надо. При повышенном уровне и спуске другой пробки регулирования достигается пропорционально меньшей добавкой бурового раствора после подъема трубы.

Закачка под давлением бентонитно-цементного раствора  
на основе дизельного топлива

Этот метод применяется при полном и сильном поглощении.

(1) Если возможно, продолжать бурение с потерей циркуляции через всю зону поглощения.

(2) Поднять инструмент из скважины. Установить смесительный переводник, состоящий из 2 футов бурильной трубы подходящего размера с закупоренным нижним концом и 4 отверстиями У" x 3/4" над головкой.

(3) Установить зону поглощения.

(4) Установить низ смесительного переводника в 50 футах над интервалом поглощения. Создать максимальное давление закачки.

(5) Закачать 100 бар буферного свободного отвода дизельного топлива перед цементным раствором.

(6) Смешать 100 мешков обычного цемента и 100 мешков бентонита с 50 бар дизельного топлива. Кроме этого смешать 2 мешка цемента и 2 мешка бентонита с каждым баррелем топлива. Для крупных трещин длинных ячеистых разрезов требуется по 300 мешков каждого материала.

Для больших порций использовать цементомешалки и непрерывно смешивать сухой материал с дизельным топливом, для малых порций использовать подходящий резервуар. Эта смесь даст 1,39 бар цементного раствора на каждый баррель дизельного топлива весом 11,5 фунтов/гал.

(7) Вытеснить цементный раствор по бурильной трубе с последующей закачкой 5 бар дизельного топлива.

(8) Начать закачку бурового раствора в кольцевое пространство, когда буфер из 10 бар дизельного топлива достигнет смесительного переводника. Закрыть площадки. Регулировать скорость нагнетания, чтобы отношение объемов цементного и бурового растворов составляло 2:1. Скорость закачки в бурильную трубу - 4 бар/мин, через кольцевое пространство - 2 бар/мин отвечает требованиям для 4 1/2" трубы и 7 7/8" скважины.

(9) Вытеснить половину цементного раствора в пласт с этой скоростью. Медленно расхаживать бурильную трубу для проверки движения цементного раствора вверх по кольцевому пространству. Если индикатор веса показывает увеличение торможения развинтить соединения и поднять трубу до освобождения; затем свинтить и продолжать вытеснение. Поскольку при прокачке цементного раствора нет ограничения внутри трубы, короткие остановки не нужны.

(10) Вытеснить следующую четверть объема цементного и бурового растворов на половинной скорости из п.9.

(11) Вытеснить оставшуюся часть объема цементного раствора на половинной скорости п.10. Если скважина заполняется по показанию давления в кольцевом пространстве, попытаться получить повышенное давление (продавливанием с выдержкой во времени) на скорости 1 бар/мин в бурильную трубу и 0,5 бар/мин в кольцевое пространство. Один баррель цементного раствора должен остаться в бурильной трубе при заканчивании задавки, если давление поднялось. Уравновесить колонны, если давление не поднялось. Обратная циркуляция не допустима, т.к. буровой раствор, контактируя с цементным раствором, желирует внутри бурильной трубы.

(12) После задавки поднять инструмент и в течение 8 часов ОЗЦ до разбуривания. Если первая попытка неудачная, повторить операцию и ОЗЦ в течение 8 часов.

#### Меры предосторожности

Избегать загрязнения цементного раствора буровым или водой во всасывающих линиях или насосах. Следующие этапы позволяют значительно уменьшить загрязнение.

А. Промысловое испытание соответствия дизельного топлива.

1. Заполнить песочную трубку до 20% линии дизельным топливом.
2. Добавить воду до линии "буровой раствор".
3. Встряхивать в течение 10 секунд, затем оставить в покое на 10 минут.
4. Если нефть и вода четко разделяются на два слоя, дизельное топливо пригодно. Однако, если жидкость разделяется на три слоя с нефтью наверху, водой на дне и белой эмульсией между ними, дизельное топливо не пригодно.

Б. Спустить всю воду и буровой насос изо всех насосов, линий и резервуаров до смешивания.

В. Тщательно промыть 4 баррелями дизельного топлива насосы, линии и смешивательные устройства.

#### Мягкие пробки

Забойные смешанные мягкие пробки (DOB, Bengum). Этот метод применяется против искусственных трещин и для удержания цементного раствора в призабойной зоне или около нее до схватывания.

Успех применения забойных мягких пробок зависит от правильного количества компонентов и их смешивания у зоны поглощения.

Например, при использовании дизельного топлива и бентонита буровой раствор должен закачиваться в кольцевое пространство для получения оптимально постоянного

расхода бурового раствора прежде, чем топливно-бentonитовый цементный раствор выйдет из буровой трубы.

#### Как смешивать и применять дизельное топливо-бentonит (DOB)

- (1) Если возможно, бурить с потерей циркуляции через все зоны поглощения.
- (2) Поднять инструмент. Установить смесительный переводник, состоящий из 2 футов буровой трубы подходящего размера с закрытым нижним концом и 4 отверстиями 1" x 3/4" над головкой.
- (3) Определить зону поглощения.
- (4) После определения интервала поглощения разместить переводник за зоной поглощения для гарантии её открытия; установить низ переводника на 50 футов над ней. Создать максимальное давление задавки.
- (5) Закачать 10 бар оторочки свободного от воды дизельного топлива перед цементным раствором.
- (6) Смешать 200 мешков бентонита с 50 бар дизельного топлива. Для других размеров смешать 4 мешка бентонита на каждый баррель топлива. Смешивание должно быть непрерывным с помощью цементировочного агрегата. Эта смесь дает 1,39 бар раствора на каждый баррель дизельного топлива. Для сильных поглощений 600 мешков бентонита смешивается с 150 бар дизельного топлива непрерывно.
- (7) Вытеснить цементный раствор по буровой трубе 5 бар дизельного топлива. Когда фронт оторочки из 10 бар дизельного топлива достигнет конца буровой трубы, приступить к закачке бурового раствора в кольцевое пространство со скоростью 4 бар / мин вторым насосом. Закрыть плашки.
- (8) Отрегулировать скорость закачки при соотношении объемов цементного и бурового раствора 1:1. Эти объемы удовлетворительны для 4 1/2" буровой трубы в 7 7/8" и больше скважине.
- (9) Вытеснить половину цементного раствора в пласт с этой скоростью или до повышения давления в кольцевом пространстве. После этого снизить темп закачки в трубу и кольцевое пространство для вхождения цементного раствора в зону поглощения без превышения максимального давления 100-500 psi. Установить 0-300 psi манометр на затрубном пространстве для снятия показаний низкого давления.
- Чтобы узнать о движении цементного раствора вверх по кольцевому пространству, буровую трубу следует медленно расхаживать. Если индикатор веса регистрирует увеличение торможения, развинтить соединения, поднять трубу до её освобождения, вновь свинтить и продолжать вытеснение. Короткие остановки не нужны, т.к. время закачки цементного раствора в буровую трубу не ограничено.
- (10) Вытеснить следующую четверть цементного раствора и буровой жидкости на половинной скорости п.9.
- (11) Вытеснить остаток кроме 1 бар цементного раствора со скоростью половинной по п.10. Осуществить задавку с ожиданием для получения роста давления 1 баррель цементного раствора должен остаться в буровой трубе по окончании задавки, обратная циркуляция запрещается, т.к. при контактировании растворов образуется гель внутри буровой трубы.
- (12) Если скважина не заполняется, на низ обсадной колонны устанавливается пакер; по буровой трубе через пакера закачка 20 бар цементного и 5 бар бурового растворов с 1-2 бар нефти между ними.
- (13) После задавки поднять долото, разбурить пробку и продолжать бурение. При отсутствии давления задавки повторить операцию.

#### Меры предосторожности

Не допускать загрязнения цементного раствора буровым или водой во всасывающих линиях и насосах. Для этого:

- (А) Провести промысловые испытания совместимости дизельного топлива.
  1. Заполнить трубу с песком топливом до отметки 20%.
  2. Добавить воду до отметки "буровой раствор".
  3. Хорошо встряхнуть в течение 10 секунд, затем оставить в покое на 10 минут
  4. Если нефть и вода разделяются на два четких слоя, топливо пригодно. Если

жидкость разделяется на три слоя, топливо наверху, вода внизу, а белая эмульсия между ними, топливо не используется.

(Б) Выпустить всю воду из линии, насосов и резервуаров перед смешиванием.

(Г) 4 баррелями дизельного топлива тщательно промыть насосы, линии и смешивательные устройства.

#### Метод смешивания и применения задавки **Bengum**

**Halliburton Bengum No. 1** – природная смола **Guar** + консервант и завершающий агент. Смесь **Bengum** состоит из 10% по весу **Bengum No. 1** и 90% по весу бентонита, смешанных предварительно.

Этот цементный раствор приготавливается добавлением 100 фунтов **Bengum** бентонитовой смеси в 13–15 галлонов дизельного топлива. Наличие органических веществ вызывает более прочное схватывание, чем у ДОВ – дизельное топливо и бентонит, особенно при смешивании с солеными водами и буровым раствором. Прочность схватывания находится между ДОВ и ДОВ + цемент.

Используется для:

а) если требуется большая прочность, чем с помощью ДОВ,

б) где минерализованные воды сильно снижают прочность ДОВ. Рекомендуемое соотношение бурового раствора и **Bengum** колеблется от 4:1 до 1:1 в зависимости от требуемой прочности.

Разбуривать с потерей циркуляции или аэрированным буровым раствором, установить трубу, методика применима при сильных поглощениях.

При наличии больших каверн с движением воды или без, а также для длинных зон (500–1000 ф.) ячеистых структур или трещин целесообразно вести бурение с потерей циркуляции или на аэрированном буровом растворе через всю зону поглощения, а затем установить трубу.

#### Методика обработки материала поглощения в буровых растворах на нефтяной основе

Включение материала в систему.

Включение больших концентраций материала поглощения не рекомендуется, т.к. он увеличивает эквивалентную плотность циркуляции (ЕСД), которое ещё больше осложняет проблему, а не решает её. Однако в некоторых случаях высачивание временно останавливается или сводится к минимуму сохранением небольших концентраций материала поглощения в системе. Рекомендуемые материалы и концентрация 2–6 фунт/бар

**Ven Fyber 201** и/или 2–5 фунтов на бар карбоната кальция. Небольшие концентрации мелкой скорлупы ореха (1–10 фунтов/бар). Другие материалы поглощения имеют тенденцию к водосмачиваемости и потере электроустойчивости. Если требуется их применение, система должна быть соответственно подготовлена, например, смачивающим агентом (**VERSAWET**).

Наиболее эффективен закупорки зоны поглощения – задавка раствора на нефтяной основе. Объём задавки должен обеспечить заполнение не менее 50 футов над и под зоной поглощения. Ниже приводятся наиболее успешные составы.

Диатомовая земля (**DIASEAL M**) на дизельном топливе.

(1) Диатомовая земля смешивается по формуле. К смешанному раствору добавляется по 5 фунтов/бар мелкой слюды, средних по размеру скорлуп ореха, **Ven Fyber 201** и карбонат кальция (**Lo Wate**).

(2) Установить долото на верху или напротив зоны поглощения. Вытеснить цементный раствор до конца буровой трубы.

(3) Закрыть плашки; оставить смесительное устройство открытым для контроля за давлением задавки. Слегка задавить материал в зону поглощения (максимально 50 psi со скоростью 1 бар/мин. Постепенно закрыть смесительное устройство и сохранять давление в течение 4–8 часов или до рассеивания. Давление задавки замерять манометром 0–300 psi в кольцевом пространстве.

Во избежание разрушения других зон давления задавка должно превышать гидростатическое давление бурового раствора.

Например:

0–1000 ф.

1000–5000 ф.

5000 ф. и глубже

– 0–200 psi	давление задавки
– 100–500 psi	–
– 500 psi	–

Давление нагнетания + давление столба бурового раствора не должно превышать горное давление.

#### Карбонат кальция - Ven Fyber 201

(1) Основу этого раствора составляет буровой раствор из циркуляционной системы, к которому добавляется 50 фунт/бар мелкой слюды, 75 фунт/бар средней скорлупы ореха, 10 фунт/бар карбоната кальция ( Lo Wale ) x 10 фунт/бар Ven Fyber 201.

(2) Установить долота на верху или напротив зоны поглощения. Вытеснить раствор до конца бурильной трубы.

(3) Закрыть плашки; оставить открытым смесительное устройство для контроля за давлением задавки. Осторожно продавить (не более 50 psi ) материал в зону поглощения со скоростью 1 бар/мин. Постепенно закрыть смесительное устройство и держать давление 4-8 часов. Замерить давление манометром 0-300 psi на кольцевом пространстве.

Чтобы не разрушить другие зоны, давление задавки должно превышать давление столба бурового раствора.

0-1000 ф.	- 0-200 psi
1000-5000 ф.	- 100-500 psi
5000 и глубже	- 500 psi

Давление нагнетания + давление столба бурового раствора не должно превышать горное давление.

#### Задавка Gunk растворов на нефтяной основе

(1) Если возможно, бурить с потерей циркуляции через все зоны поглощения.

(2) Поднять инструмент. Установить смесительный переводник из 2 ф. бурильной трубы подходящего размера с заблокированным низким концом и четырьмя отверстиями 1" x 3/4" над головкой.

(3) Определить зону поглощения.

(А) Температурным каротажем: после 4 часов ожидания снять температурный профиль несбсаженного ствола. Закачать 100 бар бурового раствора через нагнетательную линию и повторить температурный профиль. Поглощение определяется при температурной прерывистости.

(Б) Гамма каротажем и радиоактивным материалом: если зона поглощения предположительно вблизи устья, закачать 15 бар глинистого раствора с радиоактивным материалом в кольцевое пространство - каротаж проводится внутри бурильной трубы для прослеживания движения материала. Если зона предположительно на забое, закачать радиоактивный раствор по бурильной трубе.

После выхода порции раствора из бурильной трубы спустить ниже гамма измерение и проследить распространение материала вверх по кольцевому пространству. Иногда для обнаружения зоны поглощения нужно вести закачку в бурильную трубу и затрубное пространство. Бурильная труба расхаживается для предотвращения прихвата.

(4) После обнаружения зоны поглощения установить нижний конец смесительного переводника на 50 футов выше. Создать максимальное давление задавки.

(5) Закачать 10 бар воды.

(6) Смешать 1/2 фунта/бар полимера ХСД и 250 ф/бар VG-69 в воде до нужного объема цементного раствора.

(7) Вытеснить раствор по бурильной трубе, а затем воду.

(8) Начать закачку бурового раствора на нефтяной основе через затрубное пространство, когда оторочка из 10 бар воды достигнет низа смесительного переводника. Закрыть плашки. Регулировать соотношение скоростей нагнетания цементного и бурового растворов 2:1, т.е. 4 бар/мин и 2 бар/мин для 4 1/2" бурильной трубы в 7 7/8" скважине или больше.

(9) Вытеснить половину цементного раствора в пласт на этой скорости. Бурильную трубу можно периодически расхаживать для определения движения цементного раствора вверх по кольцевому пространству. Если индикатор веса регистрирует увеличение торможения, развинтить соединения, поднять трубу до освобождения, вновь свинтить и продолжить вытеснение. Короткие остансовки не требуются, т.к. время прокачки цементного раствора внутри трубы не ограничено.

(10) Вытеснить следующую четверть объема цементного и бурового растворов на половинной скорости п.9.



(11) Вытеснить оставшуюся четверть объема цементного раствора на половинной скорости п.10. Если скважина заполнилась по показанию затрубного давления, попытаться повысить давление закачкой с ожиданием 1 бар/мин в бурильную трубу и 0,5 бар/мин в затрубное пространство. По окончании задавки нужно сосчитать 1 бар цементного раствора в бурильной трубе. Обратная циркуляция не допустима, т.к. контакт растворов приведет к образованию геля.

В случаях незаполнения скважины на низ обсадной колонны устанавливается пакер, а буровой раствор на нефтяной основе и цементный раствор вытесняются по бурильной трубе чередующимися порциями 20 бар цементного и 5 бар бурильного раствора с 1-2 бар нефти между ними.

#### Меры предосторожности

Избегать смешивания цементного раствора с раствором на нефтяной основе и водой во всасывающих линиях и насосах.

(А) Спустить весь раствор на нефтяной основе из насосов, нагнетательных линий и резервуаров перед смешиванием.

(Б) 4-мя баррелями воды тщательно промыть насосы, линии и смесительные устройства.

#### Формула приготовления 1 бар утяжеленного цементного раствора DIASEAL M с дизельным топливом

плотность, ф/гал	DIASEAL M		M-I BAR®		дизельное топливо		VERSAWET®	
	фунты	мешки	фунты	мешки	гал.	бар.	гал.	фунты
8.0	44.0	.88	20	.20	38.92	.926	.14	1.0
9.0	41.2	.824	73	.73	37.58	.895	.21	1.5
10.0	38.5	.77	128	1.28	36.18	.861	.25	1.75
11.0	35.7	.714	181	1.81	34.85	.829	.25	1.75
12.0	32.9	.658	237	2.37	33.43	.796	.25	1.75
13.0	30.0	.60	291	2.91	32.06	.763	.25	1.75
14.0	27.2	.544	346	3.46	30.67	.730	.25	1.75
15.0	24.5	.49	400	4.0	29.30	.698	.285	2.0
16.0	21.8	.436	454	4.54	27.93	.665	.285	2.0
17.0	18.9	.378	509	5.09	26.55	.632	.357	2.5
18.0	17.0	.34	563	5.63	25.13	.598	.428	3.0

## Г Л А В А 14.

### ПРИХВАТЫ ТРУБ

Прихваты труб – одна из серьезных аварий, ведущих к удорожанию бурового раствора, увеличению времени бурения, потере буровой колонны или самой скважины. Поэтому важно знать причины прихватов. Освобождение прихваченных труб должно быть незамедлительным.

Прихваты труб бывают механические и дифференциальные.

#### Механические прихваты

##### Причины.

1. Затаскивание в желоба.
2. Пластовые или выбуренные осыпи вокруг буровой трубы и уплотнение их.
3. Слишком быстрый спуско-подъем инструмента и разрушение сужения, плотной перемычки или призабойной зоны.
4. Бурение с большой скоростью и не использование соответствующей гидравлики.
5. Бурение очень больших по диаметру скважин (14 1/2" и больше) быстрее, чем удаление выбуренной породы имеющимся оборудованием.
6. Бурение с потерей циркуляции водой без периодического заполнения ствола вязким буровым раствором.
7. Не соблюдение мер предосторожности при расширении или спуске на забой долота после алмазного или колонкового долота или наоборот. Это может вызвать заедание долота в скважине нормального диаметра.
8. Спуск полного или одного с долотом размера стабилизатора вместо роликового расширителя одинакового с долотом размером после спуска турбинного алмазного долота с шарошечным долотом.
9. Оставлен закрытым насос (не циркулирующий) при разбуривании пласта или цемента. Иногда это происходит внутри обсадной трубы.
10. Отвердевание бурового или цементного раствора.
11. Падение металлического утиля в призабойную зону.
12. Смятие обсадных труб.

#### Меры предотвращения

Предлагаются меры предупреждения или минимизации возможности прихвата.

1. Желоба образуются в результате резкого изменения направления ствола и могут быть предупреждены. Глубина и свертчатость всех затяжек должен отмечаться во время рейса и регистрироваться в буровом журнале. Обычная затяжка двух последующих рейсов с чрезмерным натягом во втором рейсе – показатель образования желоба. В этом случае следует вторую (верхнюю) пробку или колонный рассекатель спустить в ствол.
2. Выполняя спуско-подъемные операции, нельзя форсировать трубу через сужения или перемычку. Используется циркуляция, расхаживание и/или проворот трубы через сужение или перемычку. Промысловое эмпирическое правило показывает, что величина натяга, требуемая для освобождения трубы почти в три раза больше веса посадки, необходимого для прихвата.
3. Гидравлика и реология должны всегда соответствовать размеру скважины и скорости проходки.
4. Постоянно регулировать скорость проходки, особенно для скважин большого размера.
5. Во время бурения с потерей циркуляции обязательно заполнение скважины вязким буровым раствором через определенные интервалы и при увеличении вращающего момента.
6. Заполнять скважину вязким буровым раствором даже при наличии циркуляции, если оказывается, что скважина не тщательно промыта. Признаками этого могут быть уплотнение, заполнение забоя после свинчивания или рейса или увеличение крутящего момента и/или натяжка, не связанная с изменениями литологии или пластового давления.

7. При бурении алмазным долотом размер и конфигурация скважины немного отличаются от бурения шарошечным долотом. Поэтому нужно быть внимательным при спуско-подъёме до забоя с шарошечным долотом через интервалы, пробуренные алмазным долотом и наоборот.

8. Турбо-алмазная компоновка имеет тенденцию к бурению ступенчатой конфигурации. Поэтому следует применять роликовый расширитель одного с долотом размера вместо стабилизатора одного с долотом размера для преодоления уступов.

9. Всегда спускать опробованный бурильный яс в бурильной колонне.

### Избирательный (дифференциальный) прихват

Избирательный прихват чаще всего является результатом перепада давления, которое называется также "пристенным" прихватом.

Этот тип прихвата характеризуется двумя условиями.

1. Гидростатическое давление бурового раствора в призабойной зоне должно превышать давление смежных пород.

2. Должен быть пористый проницаемый пласт.

На рис. 1 показана механика пристенного прихвата. На этом примере гидростатическое давление бурового раствора на 500 psi больше пластового давления. В "А" УБТ отцентрованы и не прихвачены. Гидростатическое давление равномерно действует во всех направлениях. В "В" и "С" виден прихват УБТ, т.к. они находятся в корке напротив проницаемой зоны. Как видно из "С" гидростатическое давление теперь действует на площадь контакта между глинистой коркой и УБТ. Это давление прочно удерживает УБТ на стенке ствола скважины. Сегмент, на который это усилие действует, показано пунктирной линией от "а" до "в". Это расстояние зависит от глубины внедрения УБТ/трубы в глинистую корку. Глубина внедрения зависит от толщины глинистой корки, определяющей контактную площадь между трубой и коркой. Толщина корки зависит от концентрации твёрдых веществ в буровом растворе. На каждый изолированный кв.дюйм нужно усилие в 500 фунтов. Для 20-футовой секции 6" УБТ в скважине размером 7 5/8", внедренные в 1/8" корку горизонтальное, или боковое усилие рассчитываются:

$$500 \text{ psi} (3,75 \text{ дюйм}^2 / \text{дюйм}) (12" / \text{фут}) (20 \text{ ф.}) = 450000 \text{ фунтов.}$$

Для расчёта вертикального усилия необходимого для поднятия трубы для освобождения это усилие умножается на коэф.трения, который обычно бывает от 0,1 до 0,3 для растворов на водяной основе и 0,06-0,1 для растворов на нефтяной основе. В этом случае вертикальное усилие, необходимое для освобождения трубы, равно 45000 фунтов с коэф.трения 0,1 и 135000 ф. с коэф.трения 0,3.

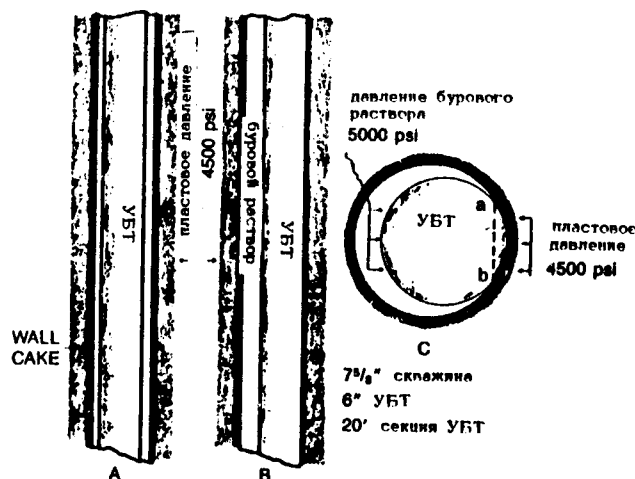


Рис. 1.

### Причины и симптомы

Дифференциальный прихват определяется одним или более условиями.

1. Гидростатическое давление бурового раствора в призабойной зоне превышает давление смежных пород.

2. Пласт в месте прихвата трубы обычно пористый, проницаемый песчаник, изве-

стняк или доломит. Такое сочетание дифференциального давления и пористого пласта ведет к поглощению и образованию глинистой корки на стенке призабойной зоны.

3. Толстая глинистая корка состоит из нежелательных выбуренных твердых веществ, которые оседают в пласте. Увеличивается контактная площадь между стволом и трубой. Толстая корка характеризуется большим коэф. трения, чем корка из бентонита.

4. Поглощение жидкости пластом /— это механизм образования дифференциального давления и корки на пористом проницаемом пласте. Высокий темп поглощения ведет к быстрому росту глинистой корки и увеличению контактной площади между трубой и стволом.

5. Поскольку большинство скважин искривлены, труба, находящаяся стационарно против пористой проницаемой зоны, обычно форсируется на стенку ствола конфигурацией скважины. Со временем контактная площадь увеличивается.

6. Обычно вокруг прихваченной трубы циркуляция не прекращается.

### Предупредительные меры

С точки зрения эксплуатации исключить условия, связанные с дифференциальным прихватом, невозможно, но определенные меры для снижения возможности прихвата до минимума следующие:

1. Во время бурения регулировать наименьшее дифференциальное давление, поддерживая безопасно минимальный вес бурового раствора. Некоторые операторы сохраняют предельный вес раствора для обеспечения верхнего предела безопасности во время бурения. Этого следует избегать, т.к. создается предельное дифференциальное давление, увеличивающее возможность прихвата.

2. Снизить контактную площадь между стволом и трубой минимальной длиной УБТ, необходимой для требуемого веса долота. Контактную площадь можно уменьшить не — большими УБТ спиральными или квадратными, использованием стабилизаторов, а также утяжеленными трубами вместо веса УБТ.

3. Уменьшить контактную площадь между стволом и трубой уменьшением толщины и гибкости корки. Толстая мягкая корка увеличивает контактную площадь, уменьшая диаметр ствола и обеспечивая погружение трубы в неё, а вязкая корка уменьшает площадь контакта. Толщина корки зависит от типа размера и концентрации твердых веществ в буровом растворе. Правильная концентрация бентонита и полимеров, а также подбор типа и концентрации химреагентов дают тонкую, прочную (вязкую) корку.

4. Поддерживать низкую скорость фильтрации при температуре и перепаде давления в скважине. Обработка раствора основывается на результатах этих исследований с учётом требуемых свойств.

5. Циркуляционная система должна быть совместима с разбуриваемым пластом. В противном случае может произойти увеличение ствола и другие проблемы, связанные с возможным прихватом.

6. Поддерживать оптимальные условия удаления шлама, снизить до минимума эрозию ствола, обеспечить нужную мощность на долоте.

7. Не допускать накопления твердых веществ или увеличение веса раствора в кольцевом пространстве. Это приводит к образованию корки под действие перепада давления.

8. Не оставлять бурильную колонну в состоянии покоя, если только нет возможности её расхаживания или веская причина не делать этого.

### Методы и технология освобождения прихваченных труб

1. Освобождение с помощью бурильного ясса. Прихваченная труба встряхивается несколько раз после прихвата. Это важно, т.к. вероятность освобождения дифференциально прихваченной трубы уменьшается со временем, а труба сильнее прихватывается в результате отсутствия движения. Важно также знать, что чаще всего труба освобождается при вращении вверх и встряхивании вниз.

2. На прибрежных месторождениях, где существуют более молодые породы, эффективен пропитывающий раствор вокруг прихваченной трубы. Этим раствором может быть PIPE-LAX® W, нефть, раствор на нефтяной основе, насыщенный солёный раствор, кислота или специальные ПАВ типа PIPE-LAX®, добавляемое в сырую нефть, ке —

росин, минеральное масло, дизельное топливо или смесь с раствором на нефтяной основе. Для утяжеленных растворов PIPE-LAX® можно смешивать с VERSADRIL® или VERSACLEAN® в соответствии с весом раствора в скважине. При этом столб более легкой жидкости не проходит через более тяжелый. Метод переноса флюида включает размещение пропитывающих растворов вокруг вылавливаемого предмета. Наиболее успешные растворы – PIPE-LAX® и нефть или PIPE-LAX® W. Наибольший успех достигнут смешиванием PIPE-LAX® с нефтью, VERSADRIL® или VERSACLEAN®, PIPE-LAX® – специальный раствор освобождения пристенных прихватов, а также при ремонтных ловильных работах. На каждый баррель нефти или раствора на нефтяной основе добавляется по 1 галлону

Эта смесь вероятнее всего изменяет контактную площадь между коркой и прихваченной трубой. Корка растрескивается как показано на рис.2.

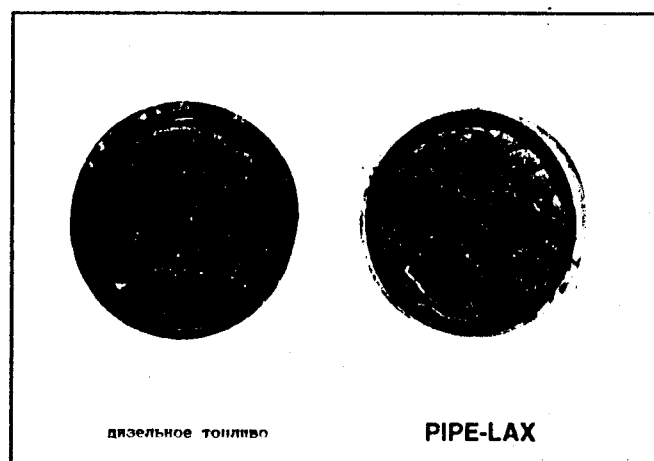


Рис.2. Растрескивание глинистой корки под действием нефти и PIPE-LAX® с нефтью.

Глинистая корка рис.2 обрабатывалась тем же раствором с помощью стандартной фильтрационной камеры АНИ, имеющей съёмную дренажную пробку, расположенную наверху камеры. Одна камера была заполнена нефтью, а другая PIPE-LAX® с нефтью. Обе камеры были помещены на фильтрующие прессы при 100 psi. Смесь PIPE-LAX® с нефтью быстрее разрушила корку и прошла через неё быстрее. Растрескивание корки только нефтью оказалось в меньшей степени и прохождение через корку медленнее. Освобождение прихватов ускоряется при использовании этой смеси с раствором на нефтяной основе.

В табл.1 приведены результаты освобождения труб в 178 случаях. Данные четко демонстрируют наибольшую вероятность прихвата. PIPE-LAX® с нефтью оказался достоянием применения.

Из 247 прихватов были освобождены 203 трубы пропитывающим раствором PIPE-LAX®/нефть, т.е. 82%. Время освобождения трубы 2 1/3 часа, а большая часть освобождения заняла всего час и даже меньше. Средний вес бурового раствора составил 13,2 ф./гал, утяжеленного – 18,2 ф./гал и труба была освобождена через 45 минут.

#### Метод разгрузки

УБТ, являясь частью бурильной колонны, часто прихватываются к стенке скважины. Подготовка и размещение раствора PIPE-LAX®/нефть вокруг УБТ в кольцевом пространстве – несложны. Независимо от места прихвата бурильной колонны объем пропитывающего раствора должен быть достаточным для покрытия всей секции прихваченной трубы. Рекомендуются выполнение следующего:

1. Определить объем пропитывающего раствора для заполнения кольцевого пространства вокруг УБТ. В таблице 2 приведены объемы в бар/фут для различных комбинаций УБТ и диаметра скважины. Кольцевое пространство против УБТ можно рассчитать умножением величины из табл.2 на длину УБТ (футы).

Пример: 500 ф.6" УБТ в 9 7/8" скважине (0,06 бар(ф.х500 ф.)=30 бар.

2. К этому объему добавляется ещё 30 бар для компенсации расширения ствола и заполнения трубы, чтобы расчётный объем мог продвигаться вверх по затрубному про-

Таблица 1

Операция	Частота	% освобождения после разгрузки	
		Общий %	
Остановка	42	23.6	90.4
Подъем	33	18.5	90.9
Спуск	20	11.2	75.0
Связывание	18	10.1	100.0
Промывка прихвата	16	8.9	81.2
Скручивание	12	6.7	91.6
Спуск обсадной	11	6.2	72.7
Бурение или расширение	11	6.2	81.8
Поглощение	6	3.9	57.1
Газ или соленая вода	6	3.3	33.3
Обвал	1	0.56	100.0
Утиль в скважине	1	0.56	100.0
Всего	178		

Таблица 2

Кольцевой объем (бар/ф)  
на промыв допуска нет

Диаметр скважины (дюймы)	Наружный диаметр буровой трубы, УБТ или обсадной, дюймы											
	3-1/2	4-1/2	4-3/4	5	5-1/2	6	6-1/2	6-3/4	7	7-1/2	8	8-1/2
12-1/4	--	.126	.124	.122	.116	.111	.105	.102	.098	.091	.083	.076
9-7/8	--	.075	.073	.070	.065	.060	.054	.051	.047	.040	.033	--
8-5/8	--	.053	.050	.048	.043	.037	.031	.028	.025	.018	--	--
7-7/8	.048	.041	.038	.036	.031	.025	.019	.016	--	--	--	--
6-5/8	.031	.023	.021	.018	.013	--	--	--	--	--	--	--
6	.023	.015	.013	.011	--	--	--	--	--	--	--	--

странству с определенной скоростью.

3. Раствор PIPE-LAX®/нефть смешивается добавлением 1 галлона PIPE-LAX® на баррель нефти. Раствор следует тщательно размешать.

4. Определить ход поршня и количество жидкости, нагнетаемой для разгрузки пропитывающего раствора на всю длину кольцевого пространства с УБТ. Разгрузить раствор и остановить насос.

5. После этого трубу нужно расхаживать, под давлением. Отпустить 10000 фунтов ниже веса трубы и вращать со скоростью 1/2 оборота на 1000 футов трубными ключами или ротором. Ослабить крутящий момент и поднять 10000 фунтов. Повторять цикл через 5 минут. Труба освобождается на цикле сжатия (давления). Расхаживание трубы в натяге или подъеме 10-50000 фунтов сверх указанного веса на буровой колонне вызывает дальнейший прихват в желобах или в изменяющем направлении ствола. Обычно это случается на небольших глубинах.

6. Вытеснять 1/2-1 баррель пропитывающего раствора каждые 1/2 часа для постоянного покрытия УБТ раствором до полного освобождения.

Если имеются в наличии предварительно смешанные буровые растворы на нефтяной основе или обращенные, а вес раствора очень высок, PIPE-LAX® добавляется в эти носители. Разгрузка растворов производится на объемной основе, т.к. PIPE-LAX® будет одного веса с буровым раствором. Этот раствор не мигрирует во время пропитки.

PIPE-LAX® W можно смешивать как утяжеленный. В таблице 3 показан состав систем LVT/M-I BAR®, а в таблице 4 LVT/FER-OX®. Последовательность смешивания для PIPE-LAX® - нефть, PIPE-LAX® W и M-I BAR®. Вода добавляется за 30 минут до введения M-I BAR®.

Состав.

В табл. 3 и 4 даны рецепты приготовления 1 конечного бар раствора в PIPE-LAX® W, вязкотоксичном минеральном масле LVT с M-I BAR® или FER-OX® (гематит). Таблицы помогают установить вязкость для поддержания утяжелителя. Для высокой вязкости увеличивается концентрация PIPE-LAX® с 3,63 гал/бар до 4 гал/бар.

Таблица 3  
PIPE-LAX® W Рецептатура  
LVT/Баритовые системы  
1 конечный баррель

Вес раствора фут/галлон	LVT баррель	PIPE-LAX® W галлон	Вода баррель	Барит мешок
8	0.543	3.63	0.356	0.352
9	0.537	3.63	0.315	0.901
10	0.537	3.63	0.277	1.45
11	0.536	3.63	0.241	2.00
12	0.533	3.63	0.208	2.55
13	0.528	3.63	0.176	3.10
14	0.520	3.63	0.146	3.64
15	0.510	3.63	0.120	4.18
16	0.498	3.63	0.095	4.71
17	0.484	3.63	0.073	5.25
18	0.468	3.63	0.052	5.79

Таблица 4  
PIPE-LAX® W Рецептатура  
Системы LVT/FER-OX®  
1 конечный баррель

Рецептура Вес раствора фут/галлон	LVT бар.	PIPE-LAX® W галлон	Вода баррель	FER-OX® мешок
8	0.536	3.63	0.358	0.330
9	0.536	3.63	0.329	0.857
10	0.534	3.63	0.300	1.37
11	0.531	3.63	0.274	1.90
12	0.527	3.63	0.248	2.42
13	0.522	3.63	0.223	2.95
14	0.515	3.63	0.200	3.46
15	0.508	3.63	0.178	3.98
16	0.499	3.63	0.157	4.50
17	0.489	3.63	0.138	5.01
18	0.478	3.63	0.120	5.53

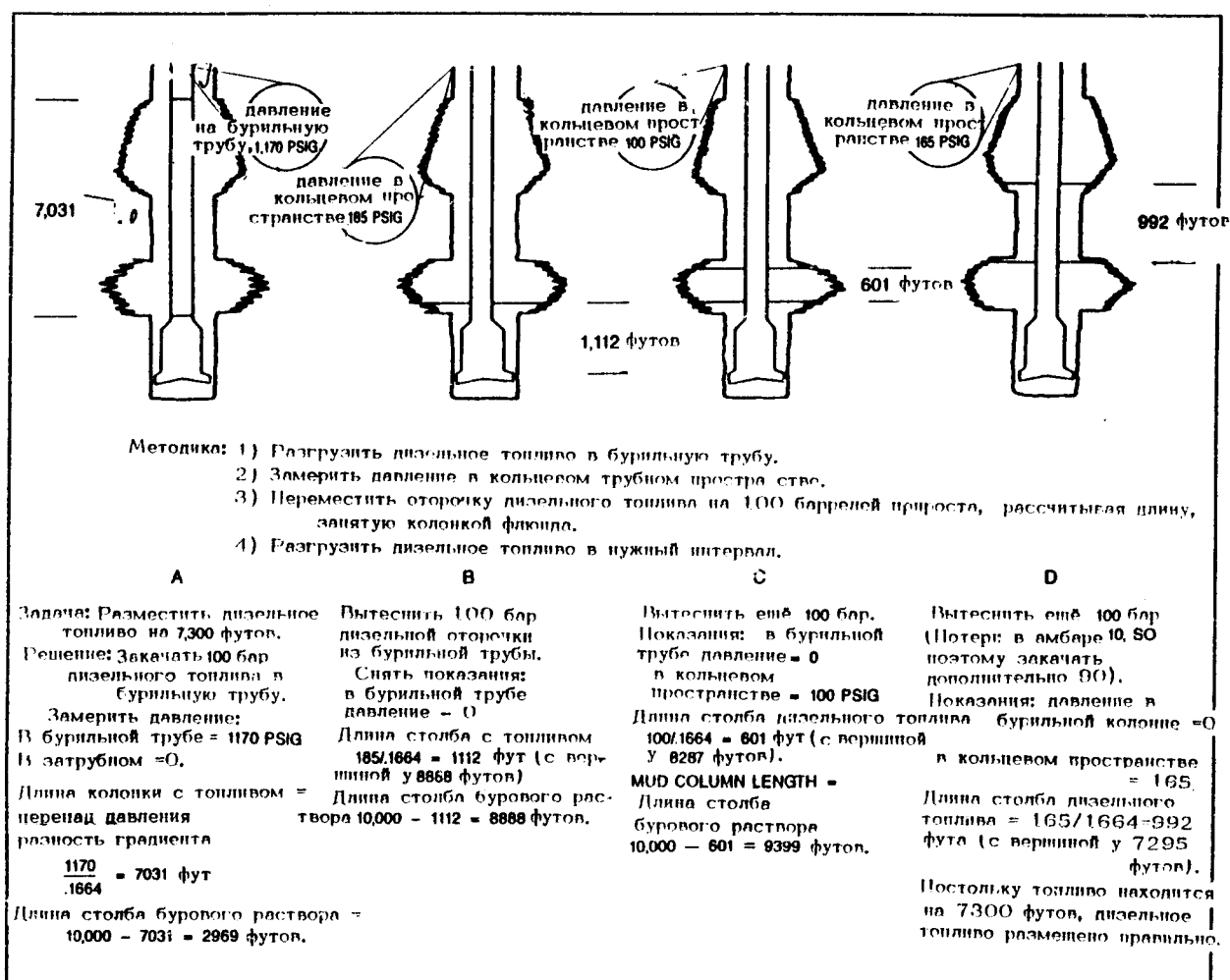


Рис.3.

Для разгрузки дизельного топлива уменьшить концентрацию PIPE-LAX® W по табл. 3 и 4 с 3,63 до 3,0-3,5 гал/бар. Дизельное топливо увеличит вязкость. Для снижения вязкости PIPE-LAX® W нужно разбавить его нефтью или добавить 0,25-0,5 фунта/бар VERSAWET®

Пример: для смешивания 120 бар PIPE-LAX® 12 фунт/гал с помощью и M-1-BA

Из таблицы 3:

нефть -  $0,533 \times 120 = 63,96 = 64$  бар.

вода -  $0,208 \times 120 = 25$  бар

PIPE-LAX® W: -  $3,63 \times 120 = 435,6$  гал или 8 бочек

M-1 BAR®: -  $2,25 \times 120 = 306$  мешков.

Чаше всё же прихватываются трубы, а не УБТ. Разгрузить пропитывающий раствор в точке прихвата трудно, частично из-за расширения. Т.к. это расширение неравномерное, то и расчёты объёма затруднены. Поэтому разработать следующий метод разгрузки раствора в размытом стволе.

#### Методика разгрузки лёгкого раствора вокруг буровой трубы

Любой тип жидкости, вес которой отличается от бурового раствора, можно разгрузить в кольцевое пространство следующим образом:

1. Проверить вес раствора для разгрузки и определить его градиент (psi/фут). После этого установить разность градиентов двух жидкостей. Для этой цели предполагается пользоваться дизельным топливом.

2. Закачать дизельное топливо в бурильную трубу, закрыть насос, затем снять показание давления в бурильной трубе. Предполагается, что общий объём дизельной оторочки не превышает объём трубы. Длина столба топлива определяется из:

$$\text{длина столба} = \frac{\text{давление в бурильной трубе}}{\text{разность градиентов}} .$$

При этом проверяется объём дизельного топлива по сравнению с объёмом, замеренным в расходном резервуаре. Редко, когда разница составляет 5-10 бар из-за невозможности выкачать всю жидкость насосами или в результате неподходящих допусков заполнения линии.

Если объём топлива больше ёмкости бурильной трубы, пункт 2 исключается и в расчёт принимается только замер в резервуаре для расчёта объёма оторочки.

3. Проверить и отметить уровень всех амбаров до начала вытеснения.

4. Вытеснить дизельное топливо из бурильной трубы, сделать остановку, снять показание затрубного давления и проверить уровень в амбаре.

Длина столба топлива будет:

$$\text{длина столба} = \frac{\text{затрубное давление}}{\text{разность градиентов}} .$$

5. Продвинуть дизельное топливо к устью вытеснением его объёмом глинистого раствора, эквивалентного начальному объёму топлива, исключая потери в амбаре. Предполагается, что любые потери в открытом стволе - это дизельное топливо, а не буровой раствор.

6. Рассчитать длину столба повторно и проверить уровень в амбаре. Дизельная оторочка может подняться вверх по затрубному пространству до любой требуемой точки, повторяя пп. 5 и 6 несколько раз.

#### Меры предосторожности

А. При работе в наклонно-направленных скважинах необходимы поправки на длину труб.

Б. Вытесняющие объёмы точно замеряются либо отсчётом хода поршня насоса или в замерном резервуаре.

В. Вес раствора должен оставаться всё время постоянным.

Пример. Скважина диаметром 8 1/2" бурится 4 1/2" бурильной трубой, которая прихватывается с долотом на уровне 10000 ф. Труба свободна на 7300 футов. Оторочка из дизельного топлива объёмом 100 бар должна быть разгружена своей верхней частью около точки прихвата.



С помощью приведенной методики:

(1) вес дизельного топлива = 6,8 фунт/гал

градиент = 0,3536 psi/фут

Вес бурового раствора - 10 фунт/бар, градиент = 0,5200 psi/ф.

Разность градиентов 0,520 - 0,3536 = 0,1664 psi/фут.

(2) Около 100 бар топлива закачено в бурильную трубу 4 1/2", насос отключен, давление в трубе 1,170 psig. (рис.3А):

$$\text{длина столба} = \frac{1,170 \text{ psig}}{0,1664 \text{ psi/фут}} = 7,031 \text{ ф.}, \text{ т.е. } 100 \text{ бар} - \text{это дей-}$$

ствительный объём в месте прихвата.

(3) Регистрируются уровни в амбарах.

(4) Дизельное топливо вытесняется из бурильной трубы (рис.3В), а затрубное давление составляет 185 psig.

$$\text{длина столба} = \frac{1,85 \text{ psig}}{0,1664 \text{ psi}} = 1,112 \text{ ф.}$$

Низ столба на уровне 10000 ф.

Верх - на уровне 10000 - 1112 = 8888 ф.

(5) Потери раствора в амбаре не отмечены, поэтому дизельная оторочка вытесняется эквивалентным объёмом - 100 бар.

(6) Затрубное давление теперь 100 psig (3С)

$$\text{длина столба} = \frac{100}{0,1664} = 601 \text{ ф.}$$

Низ столба - на уровне 8888 ф.

Верх - 8888 - 601 = 8287 ф.

Отмечено, что 10 бар раствора нехватает в амбаре, поэтому вытеснение проводится 90 бар вместо 100 бар. Затрубное давление теперь 165 psig (3Д), а

$$\text{длина колонки} = \frac{165}{0,1664} = 992 \text{ ф.}$$

Низ колонки на 8287 ф.

Верх - 8287 - 992 = 7295 ф.

Т.к. точка прихвата 7300 м, дизельное топливо вытеснено в нужную зону.

Положительный результат применения PIPE-LAX® /нефть объясняется изменением контактной площади между глинистой коркой и трубой. Глинистая корка трескается рис.2. В сочетании с нефтью PIPE-LAX® действует намного эффективней, чем только нефть, видимо за счёт большей степени растрескивания.

Ш. Уменьшение перепада давления также освобождает Трубу от дифференциального прихвата.

Один из способов - разгрузить жидкость более лёгкую, чем используемый буровой раствор в скважине выше точки прихвата.

Если применяется дизельное топливо, то:

1) Перепад давления составляет 500 psi, вес раствора 15 ф./галл, кольцевой объём 0,05 бар/фут.

2) Перевод веса бурового раствора в psi:

$$15,0 \times 0,052 = 0,7800 \text{ psi/фут.}$$

3) Перевод веса дизельного топлива в psi

$$6,8 \times 0,052 = 0,3536 \text{ psi/фут.}$$

4) Градиент перепада давления

$$0,7800 - 0,3536 = 0,4264 \text{ psi/ф.}$$

5) Длина колонки дизельного топлива

$$\frac{500 \text{ psi}}{0,4264} = 1173 \text{ ф.}$$

6) Объём топлива 1173 x 0,05 = 58,7 бар.

Для снижения перепада давления снижением веса бурового раствора над точкой прихвата:

1) Перепад давления 500 psi вес раствора 15,0 ф/гал, кольцевой объём 0,05 б/ф, точка прихвата на 7000 ф.

2) Перевод веса раствора в psig

$$15,0 \times 0,052 = 7800 \text{ psi /ф.}$$

3) Приведенный вес раствора в psig

$$(0,7800-4) 7000 = 500$$

$$5460 - 7000X = 500$$

$$- 7000X = -4960$$

$$X = 0,7086 \text{ psig}$$

$$4) \text{ ф/гал} = \frac{0,7086}{0,052} = 13,36.$$

Интенсивное снижение перепада давления может привести к выбросу.

1У. Освобождение дифференциально прихваченной трубы снижением перепада давления возможно с использованием испытателя пластов. Это более безопасно с точки зрения эксплуатации, т.к. состояние в скважине находится под постоянным контролем во время снижения перепада давления в зоне прихвата. Недостатком этого метода является увеличение времени для наладки специального испытательного оборудования и занятости персонала при развинчивании инструмента, проведении кавернограммы (выбор места посадки пакера) и предварительном спуско-подъёме.

Основная методика использования испытателя пластов:

1. Спустить прибор, указывающий на какой глубине прихвачена колонна, развинтить выбранный замок над свободной точкой в непосредственной от неё близости.

2. Спустить каверномер и выбрать проверенную или почти проверенную секцию ствола выше глубины развинчивания, что свидетельствует месту посадки пакера.

3. Провести очистку рейсом до верхней части оставшейся в стволе трубы.

4. Определить безопасный перепад давления и рассчитать объём барьера (вода, дизельное топливо или буровой раствор), закачиваемый внутрь испытателя для создания перепада.

5. Свинтить инструмент и спустить следующие скважинные инструменты снизу вверх.

Ловушку, состоящую из овершота без муфтового соединения и т.д.

X футов перфорированного якоря в качестве распорки между ловильным инструментом и посадкой пакера.

Узел пакера для необсаженного расширяющегося ствола, устанавливается сжатием. Безопасный замок.

Гидравлический ясс для освобождения наверху.

Испытательные инструменты, открывающиеся автоматически при посадке пакера.

Циркуляционный клапан для обратного потока.

У футов УБТ для посадочного веса пакера и/или вибрации.

Отбойный(е) яс(ы) по выбору, если на морской вышке.

2 футов УБТ, если вышка плавающая.

Бурильная труба до поверхности.

Наземное оборудование.

Фонтанная задвижка.

Вертлюг.

Манифольд.

6. Поймать или соединить винтом оставшуюся трубу.

7. Посадить пакер (испытательный инструмент открывается автоматически).

8. Отметить давление затрубное, в бурильной трубе, показание индикатора веса, когда инструмент открыт и подготовиться к контролю за скважиной через затрубное пространство или бурильную трубу.

9. Если вес прихваченной трубы значительный и она освобождается сразу же при снижении перепада давления, пакер вероятно сомнётся, создав дополнительную нагрузку на колонну. Это резкое увеличение отмечается на индикаторе веса. Необходимо немедленно начать расхаживать трубу с максимальным размахом и готовиться к демонтажу вышки и подъёму цепями (не вращением). После подъёма заполнить скважину.

10. Если вес прихваченной трубы незначительный или труба не освобождается, пакер останется на месте и показания индикатора веса не изменятся. В этом случае закрыть затрубный превентор и открыть циркуляционный клапан для медленного уравнивания между бурильной трубой и затрубным пространством. Открыть затрубный превентор, снять пакер и попытаться освободить трубу яссом. Если это не помогает, снизить перепад давления циркуляцией и вес бурового раствора ниже расчётного начального давления или повторно посадить пакер, обратной циркуляцией вымыть буфер, отделить от прихваченной трубы и поднять из скважины с одновременным нормальным заполнением.

**Примечание.**

Не рекомендуется спускать подводный испытательный узел при работе с испытателем пластов, т.к. если пакер сминается, когда освобождается труба, невозможно узанать, внезапное падение бурильной колонны. Кроме того может произойти повторный прихват освобожденной трубы.

Освободить прихваченную трубу снижением перепада давления можно снижением столба бурового раствора в затрубном пространстве, это так называемый метод U-трубы. Буровой раствор вытесняется из кольцевого пространства закачкой более лёгкой жидкости (дизельное топливо, вода или азот) по бурильной трубе. Более тяжёлый буровой раствор в кольцевом пространстве из U-трубки попадает назад в бурильную колонну, в результате чего снижается высота бурового раствора в кольцевом пространстве. Мерой предосторожности является расчёт по определению объёма лёгкой жидкости для закачки до проникновения жидкости из затрубного пространства в U-трубу. Эта методика не применима для шарошечного долота из-за возможности закупорки его. Для этой цели используется специальный переводник или труба с открытым концом. При планировании этой меры необходимо особо учесть пластовые давления и возможные продуктивные зоны над точкой прихвата, а также рассчитанные или известные пластовые давления в самой точке прихвата. Если не известен градиент пластового давления, то приложенное давление умножается 0,47 lpsi /фут и глубину прихвата.

Давление, вычитаемое из гидростатического давления бурового раствора, даёт приближенное значение максимального снижения давления, необходимого для освобождения, прихваченной трубы. В этом случае не теряется контроль за скважиной.

Предлагается следующая методика освобождения дифференциально прихваченной трубы, если доказана её безопасность и отсутствие преград внутри и снаружи бурильной колонны для движения жидкости в любом направлении.

1. Проциркулировать и довести до нормы буровой раствор в скважине.
2. Определить или рассчитать максимально требуемое снижение давления.
3. Рассчитать следующее (по примеру А и рис.4).
  - а) Общий объём дизельного топлива для вытеснения по бурильной колонне, который максимально уменьшит гидростатическое давление в затрубном пространстве и бурильной колонне при выравнивании обратного потока.
  - б) Максимально ожидаемое противодействие на манометре бурильной трубы после полного вытеснения топлива в результате перепада давления между затрубным пространством и бурильной трубой.
  - в) Количество дизельного топлива, поступающего в амбар для уравнивания.
  - г) Количество топлива, остающегося в бурильной колонне при уравнивании.
  - д) Падение уровня жидкости (фут) в затрубном пространстве после выравнивания топлива и бурового раствора в бурильной колонне и бурового раствора в затрубном пространстве.

4. Смонтировать линии между бурильной трубой и манифольдом пола вышки, чтобы вытеснить дизельное топливо из цементировочного агрегата. Подготовиться к контролю обратного потока дизельного топлива через штуцер или клапан во время выравнивания.

5. Вытеснить медленно дизельное топливо по бурильной трубе до полного расчётного объёма. Отметить противодействие на манометре бурильной трубы в этот момент

6. После вытеснения полного объёма топлива смонтировать линию для обратного потока.

7. Поднять инструмент до максимально безопасного натяжения бурильной трубы для обеспечения обратного потока дизельного топлива из бурильной трубы с минимальной регулируемой скоростью через штуцер или клапан. Периодически останавливать обратный поток для наблюдения за противодействием на бурильной и наличием движения флюида вверх в затрубном пространстве (т.е. импульс давления). Если скважина стати-

ческая (т.е. нет пластового потока) давление бурильной трубе должно снизиться при обратном потоке. Если начинается движение потока, давление в бурильной трубе либо стабилизируется, либо увеличивается. В нужной ситуации уровень затрубного жидкости будет снижаться, моделируя вакуум во время обратного потока. Наблюдение за затрубным пространством очень важно на случай необходимости прекращения операций по противотоку и подготовки к возможному выбросу.

8. Расхаживать трубу и активизировать работу бурильного ясса.

9. Если бурильная труба не освобождается, то:

а) Заполнить затрубное пространство глинистым раствором до устья, медленно реверсируя движение дизельного топлива из бурильной трубы и проциркулировать один полный цикл. Проконтролировать выходящий поток на наличие в нем газа или нефти.

б) Предсмотреть дальнейшее снижение гидростатического давления, если это безопасно, и повторить пп. 1-8.

10. Если труба освободилась, необходимо её расхаживать, затем провести кондиционирование ствола перед рейсом или дальнейшим бурением.

Пример А.

Дано:

Общая глубина 13636 ф.

Вес бурового раствора - 11 ф/гал =  $11,0 \times 0,052 = 0,5720$  psi /ф.

Вес дизельного топлива - 6,8 ф/гал =  $6,8 \times 0,052 = 0,3536$  psi /ф.

Перепад давления  $0,5720 - 0,3536 = -0,2184$  psi /фут.

Обсадная колонна 9 5/8" на 2000 ф., кольцевой объем = 0,0548 бар/ф.

Емкость 4 1/2" бурильной трубы - 0,02422 бар/ф.

Гидростатическое давление -  $0,572 \times 13636 = 7800$  psi

Задача.

Снизить гидростатическое давление НР на 600 psi для освобождения прихваченной трубы.

Решение.

Новое Нр =  $7800 - 600 = 7200$  psi

Длина столба раствора при 7200 psi =  $7200 + 0,572 = 12587$  ф.

Снижение столба раствора при 7000 psi =  $13636 - 12587 = 1049$  ф.

Объем 1049 ф. кольцевого пространства =  $1049 \times 0,0548 = 57,5$  бар дизельного топлива (необходимо стравить после начала обратного потока).

Длина столба топлива, оставляемого в бурильной трубе для уравнивания с затрубным при 7200 psi =  $600 + 0,2184 = 2747$  ф.

Объем топлива в бурильной трубе для снижения на 600 psi =  $2747 \times 0,0142 = 39$  бар.

Общий требуемый объем топлива =  $39 + 57,5 = 96,5$  бар.

Общая длина столба топлива в бурильной трубе =  $96,5 + 0,0142 = 6796$  фут.

Длина 11,0 ф./гал раствора в бурильной трубе =  $13636 - 6796 = 6840$  ф.

Нр топлива =  $6840 \times 0,3536 = 2419$  psi

Нр раствора =  $6796 \times 0,5720 = 3887$  psi

Нр в бурильной трубе =  $2419 + 3887 = 6306$  psi

Противодавление на стояке с топливом в трубе =  $7800 - 6306 = 1494$  psi

Забойное давление после открытия задвижки в затрубном:

$$12587 \times 0,572 \text{ psi /ф} = 7200 \text{ psi}$$

$$\Delta p = 2747 \times 0,3536 = 971 \text{ psi}$$

$$10889 \times 0,5720 = 6229 \text{ psi} = 7200 \text{ psi}$$

У1. Промывка и зарезка нового ствола.

Если трубу не удалось освободить после расхаживания и работы яссом в течение определенного периода времени (обычно 24-30 часов) с помощью пропитывающего раствора, оператор должен решить дальнейшие действия: отвинчивать инструмент над точкой прихвата и промыть прихваченную трубу или затрамбовать скважину и начать зарезку нового ствола. Это решение основывается на экономике. Расчетная стоимость операций по промывке сравнивается со стоимостью замены прихваченной трубы и повторного бурения на ту же глубину.

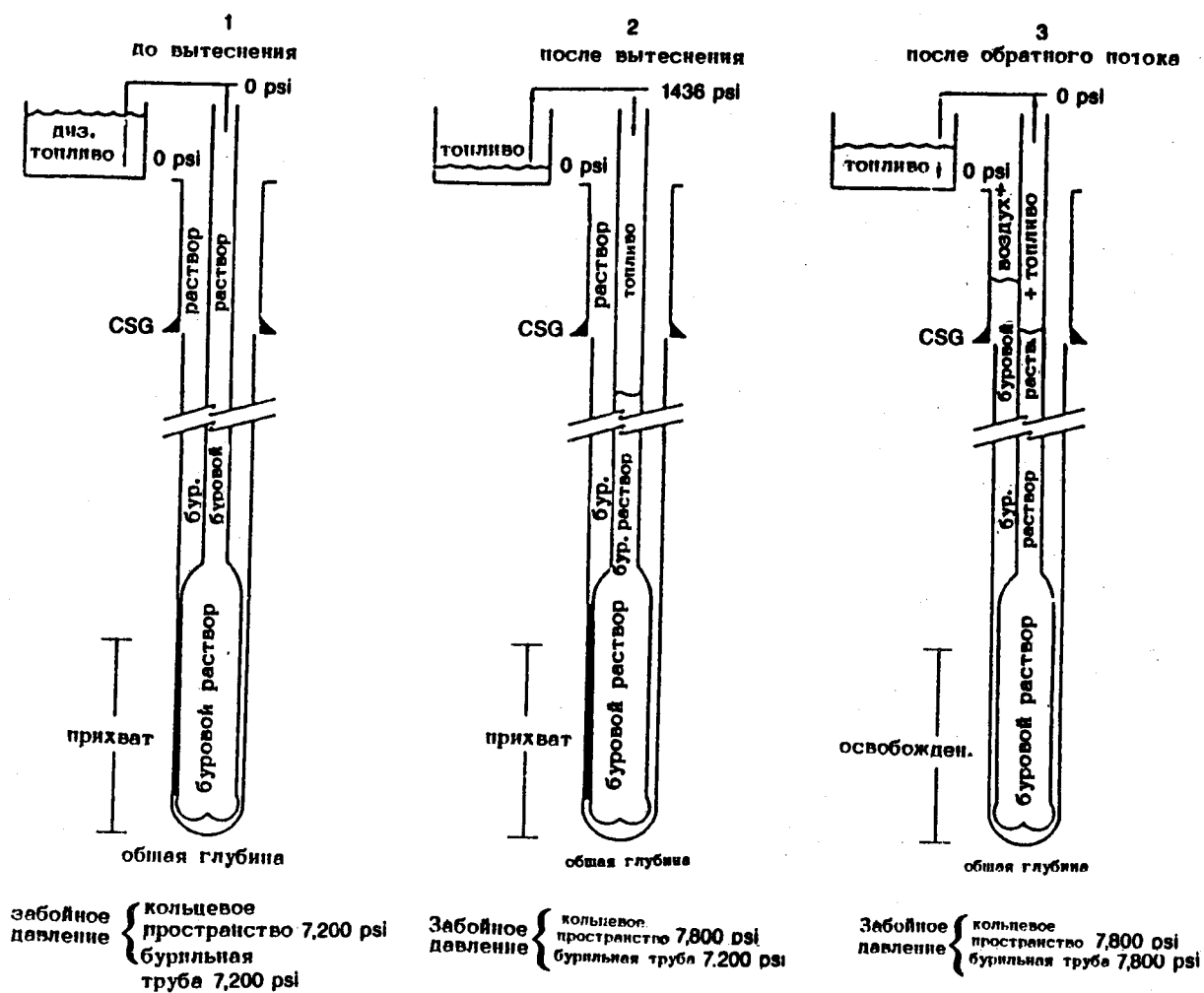


Рис.4. Последовательность вытеснения топлива для освобождения дифференциально. прихваченной трубы.

## 15. ОСЛОЖНЕНИЯ В ГЛИНИСТЫХ СЛАНЦАХ

При разбуhrивании разрезов глинистых сланцев нелегко сохранять стабильность ствола. Простых решений этой проблемы нет, но правильный режим бурения в сочетании с подобранными свойствами бурового раствора очень полезны. Глинистые сланцы различаются как осыпающиеся, разбухающие, бентонитные, для изготовления бурового раствора, пластично-текучие, газонасыщенные и сжатые.

Осыпающиеся глинистые сланцы вызывают расширение ствола, которое часто:

- 1) затрудняет очистку ствола; 2) ведет к прихвату; 3) образует перемычки и заполнение; 4) увеличивает объём бурового раствора и стоимость работ при обработке; 5) некачественное цементирование и увеличение стоимости цемента; 6) затрудняет проведение каротажных работ и интерпретацию диаграмм; 7) отбор кернa боковым грунтоносом.

Глинистые сланцы – это осадочные породы, осевшие в морских бассейнах. Они состоят из спрессованных пластов глин, алевроитов и ила. В мягком или нецементированном виде – это ил или глина; в цементированном виде – это глинистый сланец или аргиллит; в метаморфной форме – это аспидный сланец, филлит или слюдяной сланец. На больших глубинах сланцы становятся более прочными под действием веса вышележащих пород. Сланцы могут испытывать тектоническое давление вместе с увеличивающейся температурой и образовывать новые разновидности.

Сланцы, содержащие песок, называются песчанистыми, содержащие карбонат кальция – кальциевыми. Содержащие железо – называются железистыми. При большом количестве органического материала сланцы становятся карбонатными.

Всем известна степень гидратации сланцев и наличие связывающего цементного материала. Важно знать наклон плоскостей залегания и усиления, действующие на или внутри сланцевого пласта. Для решения осложнений в этих породах иногда требуется сложная химическая обработка, да и то теоретическая.

Глинистые сланцы содержат различные глинистые минералы с разной структурой. Некоторые из этих минералов гидратируют, другие нет. Сланцы, содержащие монтмориллонит, значительно гидратируют. Группа монтмориллонитовых глин имеют высокую способность замещения обменного комплекса, где один катокн замещает другой для увеличения или уменьшения степени гидратации. На эту степень влияет тип катиона и рН жидкости. Действие массы высококонцентрированных солей подавляет гидратацию глин, таких как хлористый натрий.

Сланцы могут содержать иллитные глинистые минералы. Их структура очень сходна со слюдяной и не гидратирует до некоторой степени в пресной воде. Основная структура иллитов идентична монтмориллонитовой. Они видимо состоят из двух четырехгранных кремнезёмных слоев и центрального восьмигранного глинозёмного слоя. Иллит развивает отрицательный заряд замещением кремния на глинозём на поверхности кремнезёмного слоя. Этот дефицит заряда покрывается калием, который входит в наружные кислородные слои. Диаметр камня почти точно соответствует отверстиям в поверхности.

Хлоридные глинистые минералы подобны иллитным и гидратируют незначительно. Они также состоят из трёх слоёв. Дефицит заряда развивается замещением кремния глинозёмом и уравнивается зарядом отдельного слоя брусита, получаемого замещением магния глинозёмом.

Каолинит несколько отличается от монтмориллонита, иллита или хлорита. Структура глины состоит из одного четырехгранного слоя кремнезема и восьмигранного глинозёмного слоя, т.е. из двух слоёв вместо трёх. Дефицита заряда нет, частицы электронейтральны. Каолинит не разбухает в воде.

Гидратирующие типы сланцев, содержащих монтмориллонит, залегают на небольшой глубине. На больших глубинах их способность к гидратации уменьшается в результате разрушения внутренней решетки. Они приближаются к иллитному или хлоритному типу, почти не разбухают. Они могут быть каолинитного типа, не разбухающего совсем.

В глинистых сланцах осложнения при разбуhrивании устраняются только буровым раствором, т.к. вызвано это больше физическим или механическим действием, а не химическим.

Ниже приводится перечень механических факторов, связанных с осложнениями в сланцах.

1. Эрозия в результате высокой скорости восходящего потока.
  2. Вибрация труб бурильной колонны, отбивающая сланцы со стенок ствола.
  3. Во время спуско-подъёма бурильная колонна смещает глинистый сланец или прямым контактом, гидравлическим ударом или свабирующим действием.
  4. Локализованные внутренние силы в пласте.
  5. Давление изнутри пластов, например, давление газа.
  6. Растворяющиеся соли, содержащиеся в пласте.
  7. Вторжение фильтрата или всего бурового раствора – механическое действие.
- Последующий эффект жидкости на сланцы после вторжения может стать механическим или химическим.

Исследования увеличения ствола и осложнений в глинистых сланцах показали, что существует два типа проблем: в которых осыпи связаны с давлением, и которые чувствительны к буровому раствору. Этот тип может быть подразделен на чувствительные к химическому окружению бурового раствора и осыпающиеся под действием физических свойств раствора.

#### Сжатые глинистые сланцы

Этот тип сланцев ограничивается географическими зонами молодых пород. Это в основном пост-меловой период: массивные, но не однородные. Это морские сланцы и с геологической точки зрения вероятные источники нефти и газа. Исходя из этого предположения, можно объяснить наличие давления внутри пород. В геологический период с чередованием большой влажности с засухой климатические изменения вызвали локализованное оседание посторонних осадков в больших осадочных бассейнах. Они были достаточными для образования песчаных валов у побережья, которые позже могли стать изолированными запаянными песчаными линзами в других массивных сланцах.

В процессе геологического развития эти алевроиты сжимались под действием растущей массы вышележащих пород. Во время сжатия жидкость из сланцев выталкивается в пористые проницаемые тела. Песчаные линзы и пористые и проницаемые, но не сжаты и не спрессованы. Любой поступающий в них флюид остается и полностью изолируется окружающими глинистыми сланцами. На рис. 1 в разрезе геологического времени поровое пространство полностью заполняется и захваченная в нём жидкость испытывает давление почти или равное горному.

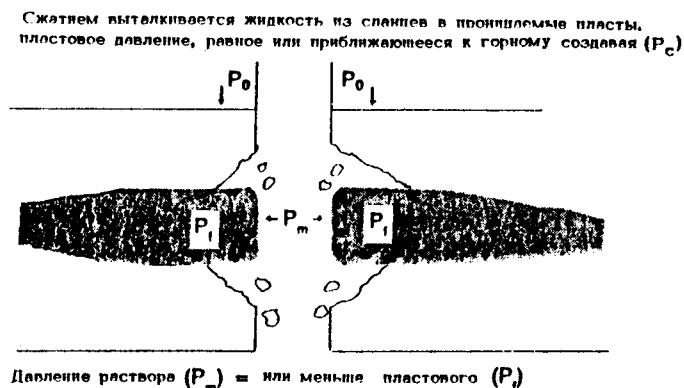


Рис. 1. Сжатые сланцы.

Во время разбуривания такого песчаника внезапный выброс флюида в ствол может и не произойти. Часто на поверхности почти нет проявлений разгазирования бурового раствора из-за очень низкой проницаемости линз. В большинстве случаев гидростатический напор столба бурового раствора намного меньше пластового давления. Разность давлений сказывается вдоль путей наименьшего сопротивления, т.е. плоскостей напластования, отделяющих глинистые сланцы от песка, вызывая отслаивание сланца и оседание его в стволе. Ослабленные таким образом сланцы продолжают осыпаться до истощения давления или снижения до такого предела, при котором уравниваются с гидростатическим напором.

Решение проблем, связанных с давлением в сланцах довольно просто, т.е. увеличение веса бурового раствора для создания достаточного гидростатического давления до давления пластового. Эта мера может быть невозможной из-за потери циркуляции или

наоборот необходима для сокращения затрат на утяжелитель. Кроме регулирования плотности существуют другие методы решения проблемы. 1) При подъеме инструмента из скважины сохранять заполнение скважины, при этом гидростатическое давление будет постоянно высоким. 2) Снизить вязкость, низкое статическое напряжение сдвига бурового раствора, предотвращая свабирование, а также уменьшая толщину глинистой корки уменьшением фильтрации. 3) Медленно поднимать инструмент из интервала осыпей.

### Сланцы для приготовления бурового естественного раствора

Ещё один тип сланцев, способствующий расширению ствола, находятся под влиянием химических веществ бурового раствора. Гидратирующие сланцы, типа бентонитовых, используются для приготовления естественного бурового раствора. Химические вещества бурового раствора влияют даже на такие не гидратирующие сланцы как иллит, хлористые или каолинитные сланцы.

Идеальным раствором считается тот, который никоим образом не изменяет глинистые сланцы. Испытывались различные типы буровых растворов: известковые, гипсовые, хлоркальциевые, силикатные, калиевые, с гидроокисью бария, ацетатно-кальциевые, с муравьиной кислотой, нитратно-кальциевые, солёные, с ПАВ, лигносульфонатные, с полимерами и на нефтяной основе. Ни один из них не был полностью удовлетворительным во всех случаях. Один оказывался лучше в определенных интервалах, другой – в других. Наиболее успешными оказались растворы с калием, полимерами и на нефтяной основе.

Фундаментальная теория не позволяет сланцам гидратировать в некоторых химических окружающих условиях. В этом случае используются растворы с высоким электролитным составом. При замещении иона кальция на ион натрия подавляется гидратация.

Исследования проницаемости указывают на то, что сланцы не проницаемы.

Трудно представить как ионы входят в эти сланцы и вызывают обезвоживание или гидратацию. Одна из теорий – это теория капиллярного действия. Другая – вторжение флюида вдоль плотностей напластования. Ещё одна теория – процесс осмоса – изменение сланцев в результате перехода воды из бурового раствора в сланцы или наоборот – из сланцев в буровой раствор. При этом сланцы обезвоживаются, что ведет к растрескиванию. Поэтому в некоторых глинистых сланцах высокоионизированные буровые растворы как известковый, гипсовый или солёный, не дали хорошего результата. Кроме того, пресная вода из раствора на пресной воде переносится в сланцы и вызывает гидратацию и разрыв, т.к. сланцы содержат электролит в большой концентрации.

При любом изменении сланцы становятся нестабильными. Поэтому важно предотвратить переход воды из сланцев или в них из бурового раствора с помощью уравнивания "активности" сланцев.

Опыт показывает, что снижение осложнений зависит от регулирования водоотдачи на низком уровне, т.к. высокую водоотдачу трудно остановить на увеличивающейся площади контакта при расширении ствола.

Следующий фактор влияния на сланцевую стабилизацию – pH. Все буровые растворы регулируются в щелочном режиме. pH=7,0 или больше. Доведение pH до 8,5–9,5 улучшает стабильность с соответствующим контролем свойств бурового раствора. Высокие значения pH, например, в известковых растворах, усиливают, а не снижают проблему. Давление внутри сланцев и падение пластов усложняет проблему. Существует три фундаментальных способа устранения осложнений: 1) достаточная плотность; 2) правильный диапазон pH; 3) контроль водоотдачи.

### Напряженные сланцы

Эти сланцы характеризуются как гидратирующие незначительно, но при проходке через них могут осыпаться. Они находятся на участках диастрофического движения (при котором деформируется земная кора, образуя континенты, океаны, горы и т.д.). Сланцы могут быть значительно наклонены относительно горизонтальной линии, даже могут быть крутопадающими. На рис.2 представлены силы, действующие на пласты. Смачиваемость водой усугубляет проблему.

Пластовое напряжение, вызываемое движением, увеличивает способность сланцев к осыпям. Природный цементирующий эти сланцы материал относительно слабый. В некоторых случаях это аморфная слюда, в других – алюмосиликат или кальциевый силикат или органический материал, чувствительный к нефти.



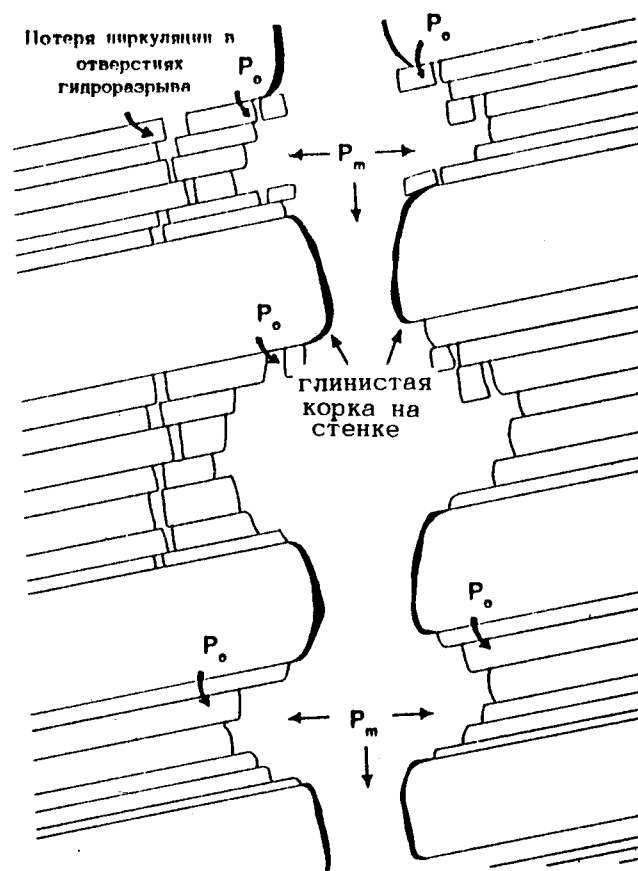


Рис. 2. Напряженные глинистые сланцы.

Нестабильность сланцев может быть вызвана наличием микротрещин, чувствительных к воде. Эти сланцы не распадаются, контактируя с водой, но в микротрещины может проникать фильтрат или буровой раствор, ослабляя структуру вдоль плоскостей напластования и вызывая разъединение и осыпание. Химическое ингибирование не полностью устраняет это осложнение как и буровые растворы с повышенным весом.

Наиболее эффективная мера – это закупорка от вторжения флюида. Выполняется это регулированием фильтрационных свойств бурового раствора при высоких температуре и давлении.

Напряженные сланцы не поддаются полному контролю. На сегодняшний день наилучшим методом борьбы с осложнениями в сланцах является использование глинистой системы с низкой величиной  $N$  и высоким хрупким статическим напряжением сдвига и поддержанием хороших характеристик глинистой корки, а также достаточной водоотдачи. Низкие значения  $N$  помогут предотвратить осыпание напряженных сланцев созданием ламинарного профиля течения и очищать ствол.

Высокое напряжение сдвига удержит сланцы во взвешенном состоянии при подъеме буровой колонны не допуская падения частиц и образования перемычки.

#### В ы в о д

Один буровой раствор не решит проблему осложнения. Сочетание подходящих свойств бурового раствора, режима бурения улучшит состояние. Предлагаются следующие режимы бурения.

1. Избегать чрезмерной скорости восходящего потока для недопущения расширения ствола, вызванного эрозией (иногда на низкой скорости лучше очищается ствол).
2. Бурильную колонну держать под натяжением во избежание вибрации.
3. Если возможно, поддерживать минимальное искривление ствола скважины.
4. Не допускать гидравлических ударов при спуске труб.
5. Медленно поднимать колонну из скважины.

Многие сланцы со временем изменяются, поэтому важно учитывать время реагирования ствола скважины с буровым раствором. Время бурения следует по возможности сокращать.

## КОНТРОЛЬ ДАВЛЕНИЯ

Существование пластов с высоким давлением вызывает значительные осложнения при бурении и заканчивании скважин на большинстве месторождений мира. Неудачи в регулировании этих давлений во время бурения и заканчивания могут привести к значительным финансовым потерям, загрязнению окружающей среды, потере нефтяных запасов и даже жизни.

Поэтому очень важно прогнозировать эти высокие давления в пластах до бурения, и обнаружить пласты и безопасно контролировать давление во время бурения и заканчивания.

## Происхождение давления.

## Нормальное давление

Нормальное давление земли – это результат гравитационных сил, выраженных весом. Давление на среднем уровне моря на экваторе 14,7 . Логично предположить, что воды и твёрдые тела ниже этой точки будут иметь повышенный градиент давления в результате большей плотности материала. Плотность измеряется в единицах удельного веса при взвешивании 1 см<sup>3</sup> воды с использованием 1 грамма в качестве основы. (В нефтяном деле наиболее общим выражением величины плотности, веса бурового раствора, является фунт/галлон с 1 галлоном чистой воды, весящим 8,33 фунта). Можно предположить увеличение давления с ростом глубины. Однако зависящее от химических и физических изменений аномальное давление – явление очень частое и вызывает серьёзные проблемы во время бурения скважин. Давления на глубине могут быть выше или ниже нормального и, соответственно, одинаково вредны с точки зрения экономически для проектной глубины.

Гидростатическое давление НР – давление существующее как единица веса (плотность) и вертикальная высота столба жидкости. Воздушный размер и форма колонки (столба) не имеет эффекта, т.к. фактически на данной глубине давление равно во всех направлениях. НР математически рассчитывается:

$$NR = (0.052)(MW)(D) = \text{psi}$$

$$0,052 \quad - \text{коэффициент преобразования} = \frac{\text{lbs}}{\text{дюйм} \times \text{фут}}$$

MW – плотность в фунтах/гал,

D – глубина от поверхности в ф (общая глубина).

Градиент гидростатического давления зависит от концентрации растворённых твёрдых веществ (солей) в колонке флюида. Типичные градиенты:

пресная вода	- 0,433 psi /фут
морская вода	- 0,444 psi -"
солёная вода (100000 ч/млн)	- 0,465 psi -"
насыщенная солёная вода	- 0,520 psi -"
16 ф/гал буровой раствор	- 0,832 psi -"

Большинство скважин бурятся в осадочных породах, характеризующихся солёной водой, поэтому для данного случая нормальным считается градиент 0,465 psi/фут.

Горное давление (ОР) – давление, проявляющееся на любой данной глубине в виде объединённого веса материнской породы и жидкости порового пространства. Средний градиент горного давления в третичных отложениях Мексиканского побережья составляет около 1 psi/фут. Это основывается на 20% порового пространства, содержащего воду с уд.весом 1,07 и 80% глинистых сланцев уд.весом 2,6 (рис.1). Градиент горного давления может изменяться от площади к площади, в зависимости от % порового пространства и плотности пласта. Эти переменные зависят от исторических геологических условий: химического состава и расстояния переноса осадков.

Пластовое поровое давление (FP) – это давление флюида в определенном пласте. Нормальное пластовое давление равно гидростатическому давлению жидкости. Отклонение от нормального гидростатического давления называется аномально (высоким) или аномально (низким).

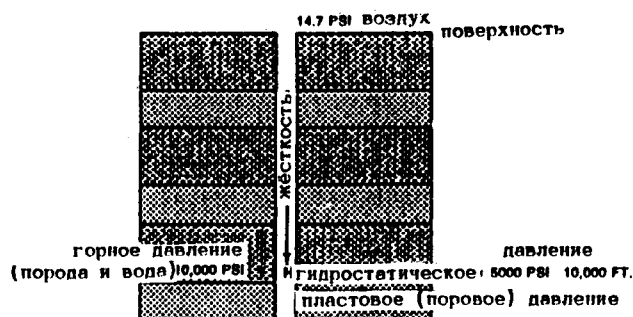


Рис. 1.

### Аномальное давление

Аномальное давление – результат физического и химического воздействия внутри земли. Чаще всего оба эти фактора взаимодействуют. В любом случае аномального давления определенная зона должна быть изолирована – сверху, с боков или снизу.

Изоляцией служат слои и граничные зоны непроницаемых пород, препятствующие ослаблению давления проникновением флюидов или газов в залегающие выше зоны и на поверхность. К изолирующим пластам могут относиться плотные сланцы, известковый сланец, цементированный известняк, известковисто-цементированный песчаник, туф, ангидрит и другие. Классической изоляцией снизу будут гранитные подстилающие породы.

Транспортировка наносов (валунов, гравия, песка и ила) с поднятых поверхностей земли в океан создала осадочные бассейны с помощью ветра и воды. Наносы, переносимые на короткие расстояния, оседают в виде крупных частиц (песок) на большое расстояние – в виде мелких частиц (ила) в результате истирающего действия. Примером может служить гравий и порода в истоке реки и грязь и ил на устье. Чередование периодов с разным количеством осадков на протяжении столетий объясняет разное количество песка и ила, осевших в океане. Илом становится то, что мы называем сланцами, следовательно, чередующиеся слои песка и ила создадут многие третичные бассейны (рис.2).

Пониженные давления встречаются в зонах, где поровое давление меньше нормального гидростатического. В этих зонах чаще всего наблюдается поглощение бурового раствора при бурении. Такое состояние характерно для участков в Западном Техасе, где зеркало воды находится на глубине нескольких тысяч футов. Здесь гидростатическое давление бурового раствора превышает поровое давление менее глубоких пород, в которые проникает флюид (рис.3).

Площади, характеризующиеся сложными тектоническими движениями, могут образовывать полу-пустотные зоны, например, вдоль калифорнийского побережья. Боковые тектонические действия вызывают коробление пластов. Когда верхняя изоляция для проницаемой зоны искривляется вверх, а связанная с ней нижняя изоляция искривляется вниз, промежуточная проницаемая зона начинает сужаться, а материнская структура расширяться в результате сжимающих усилий вышележащих пород (рис.4). Полупустоты снижают поровое давление относительно нормального гидростатического давления. Классическим примером может быть Карлсбадские каверны в Нью-Мехико и пещера Мамонт в Кентукки.

Аномально-высокое давление характеризует те зоны, в которых поровое давление больше нормального гидростатического. Количественное значение аномального давления зависит от физического и/или химического происхождения. К доминирующим регулирующим факторам относятся относительная мощность и качество изоляции (проницаемость). Абсолютно непроницаемых пород нет и в течение времени (возможно века) начальная аномальная зона нормализуется.

Физически зависимые зоны высокого давления становятся менее глубокими с нарушенной изоляцией как результат движения ранее нормальных зон под действием тектонического действия.

Для пористого песчаника, заполненного водой, на начальной глубине 10000 футов с вышележащим сланцем, являющимся непроницаемым барьером, нормальное давление 4,650 psi (гидростатическое давление). Внезапно, в результате тектонического действия – движения плиты, гранитное или солевое вторжение – песчаная зона с перекрывающим сланцем переносится на глубину всего 5000 футов. Гидростатическое давление на этой глубине будет 2,325 psi, а давление во вновь размещенной зоне сохраняется прежним (рис.5).



Рис.2.

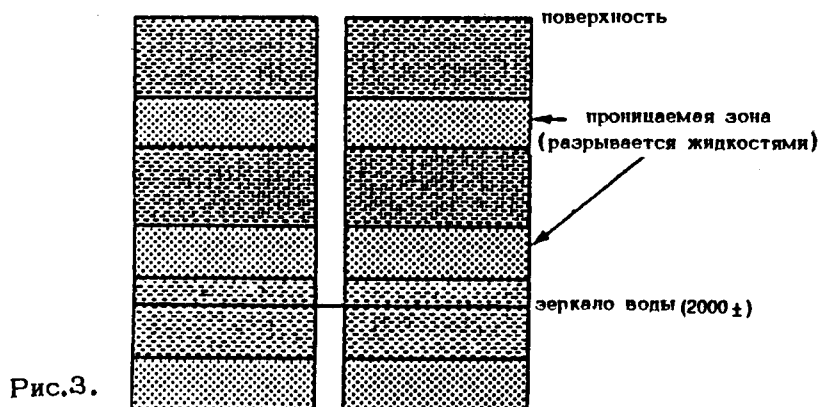


Рис.3.

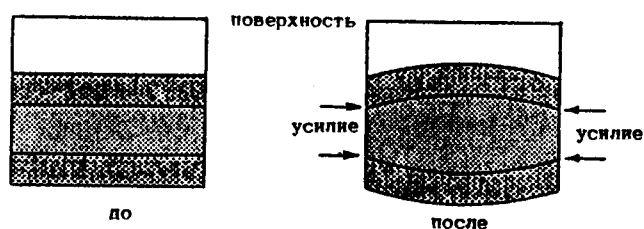


Рис.4.

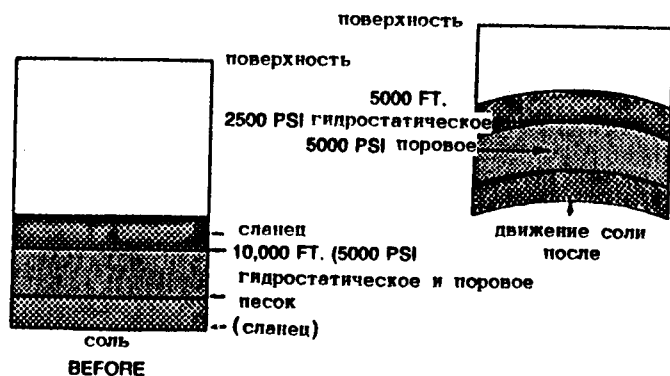


Рис.5.

При бурении через эту зону следует увеличить плотность бурового раствора, чтобы компенсировать новое гидростатическое давление до 2325 psi перепада и предотвратить выброс. Это пример физического происхождения аномального давления. Химические реакции и повышенная температура на глубине способствуют увеличению давления.

Артезианские системы – уникальный классический пример физического происхождения аномального давления, глубина её небольшая и легко изолируемая (рис.6).

Химически вызванное высокое давление зависит от нескольких факторов. Простой пример – это болотный газ, чаще всего отмечаемый в современных третичных отложениях мира. Происходит это в результате массивных отложений карбонатного материала

животного и растительного происхождения с соответствующим окружением непроницаемыми зонами (рис.7). Верхний предел высокого давления обычно 1,0 /фут, хотя бывает значительно выше и ограничивается только качеством изоляции.

Ангидриты, взаимодействуя с водой, образуют гипс в химическо-физической связи, что дает увеличение объема на 40% для обезвоженных зон. Если проницаемая зона совсем рядом, она может характеризоваться высоким давлением за счёт расширения гипса (рис.8).

Продольные сланцевые разрезы (несколько тысяч футов толщины) имеют тенденцию развивать собственную изоляцию и химически зависимые зоны давления. Многие относительно небольшие изоляции и химические действия во всём разрезе не позволяют точно оконтурить индивидуальные зоны. Низкая проницаемость препятствует точному измерению порового давления и задерживает выброс: возникают серьезные проблемы при бурении – осыпи и прихваты труб.

#### Обнаружение и оценка аномального давления

Существует несколько методов прогнозирования и обнаружения пластов с аномальным давлением. Некоторые методы включают запись из бурового журнала, реологических свойств, электрокаротажа и данных испытаний соседних скважин, пробуренных ранее, для прогнозирования пластового давления. Другие методы используются для обнаружения наличия и величины пластового давления во время бурения (табл.1).

#### До бурения

##### История бурового раствора и буровой журнал

Традиционный метод обнаружения геодавления – изучение истории бурового раствора и отчётов в буровом журнале соседних скважин на той же площади. Вес раствора является хорошим индикатором местоположения и величины давления. Выбросы, поглощения, дифференциальные прихваты и т.д. входят в историю бурового раствора. Отчёты о бурении дают более детальную информацию о графике применения раствора и осложнениях во время бурения. В неё входит также глубина спуска обсадной колонны, данные о долоте и результаты испытания давления.

Иногда вес бурового раствора для расчёта пластового давления может быть очень ошибочным. Многие старые скважины бурились на растворах 2 фунта/гал. На участках с осложненными сланцами (трещиноватость, хрупкость и с бентонитом) чрезмерный вес снижал эти проблемы.

Далее, поскольку не учитывается стратиграфия, наиболее ценной будут знания о геологии. Полученная информация должна быть пригодна для предполагаемых отличий в высоте над уровнем моря, сбросам, соляным куполам и т.д.

Геологическая корреляция. – Там, где известна общая геология, но скважин мало или их нет, подавление можно предположить, если будет пройден пласт с известным давлением. Например, Frio, Висксбург и нижние пласты Wilcox в Южном Техасе, пости все они с аномальным давлением. Проходка этих пластов связана с большим риском.

Каротаж талевым канатом – предыдущие методики дают общие сведения. Расшифровка каротажа на талевом канате соседних скважин самый надёжный способ до бурения скважин.

Из множества имеющихся каротажных диаграмм некоторые не дают точной картины, т.к. на них оказывает влияние условия ствола, однако песчано-глинистые разрезы Мексиканского побережья лучше всего оцениваются индукционным каротажом, электрокаротаж и акустический каротаж эффективны для оценки карбонатных зон Западного и Восточного Техаса.

Почти всегда большая часть диаграмм при интерпретации определяет пористость прямо или косвенно. Пористость песчаников непредсказуема, поэтому методика ограничивается чистыми сланцами. Сланцы отличаются свойствами спрессования в однородную и равномерную структуру. Давление в пористом пласте можно определить по давлению в окружающих сланцах. Изучение карбонатного уплотнения показало обнадеживающие результаты, но методика до конца не разработана.

В среде с нормальным давлением осадки прессуются по мере увеличения веса вышележащих пластов, который выдавливает связанную воду. Т.о. пористость (площадь

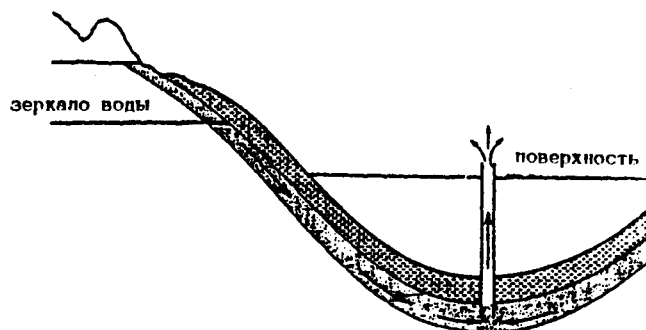


Рис.6.

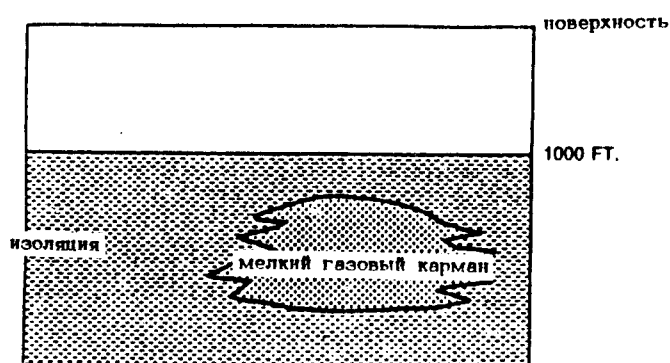


Рис.7.

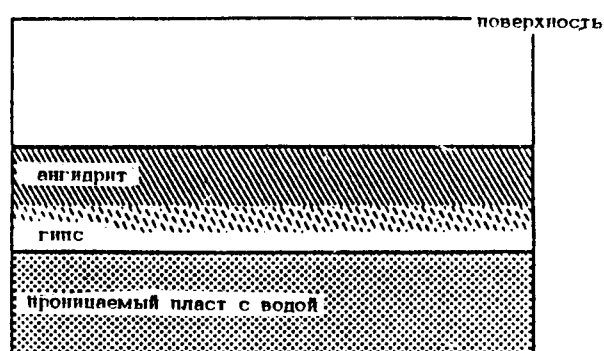


Рис.8.

Таблица 1.

Обнаружение и оценка аномального давления

- I. До бурения.
  - А. История бурового раствора и отчёты по бурению соседних скважин.
  - Б. Геологическая корреляция с подобными площадями.
  - В. Оценка каротажа соседних скважин.
    1. Индуктивный (проводимость).
    2. Электрический (сопротивление).
    3. Акустический (время пробега волны).
    4. Гамма-гамма (плотность).
    5. Нейтрон-гамма (пористость).
  - Г. Геофизические аспекты.
    1. Сейсмические данные (время пробега в интервале).
    2. Данные гравитации (объёмный вес).
- II. Во время бурения.
  - А. Выброс.
  - Б. Наличие загрязняющих пластовых флюидов.
  - В. Увеличение фона и связанный газ.
  - Г. Увеличение скорости проходки в сланцах.
  - Д. Изменения формы и размера обломков сланца.
  - Е. Аномальный рейс с заполнением.
  - Ж. Увеличение заполнения на забое.
  - З. Увеличение натяжения и крутящего момента.
  - И. Уменьшение показателя  $d$ .
  - К. Тенденция к снижению объёмного веса сланца.
  - Л. Увеличение температуры в выкидных линиях.
  - М. Скорость проходки/корреляция РС.
  - Н. Периодический спуск каротажного пробега.
  - О. Палеонтология.
  - П. Наличие загрязняющих пластовых флюидов.
- III. После бурения.
  - А. Использование испытателя пластов.
  - Б. Испытание статического давления при закрытом устье.
  - В. Забойные болты давления.
  - Г. Оценка каротажа на талевом канате.

пустот) уменьшается с глубиной. В аномальных условиях вода не может выйти из пор и процесс сжатия изменяется. Пористость во многих случаях увеличивается ниже верха зоны геодавления. На рис.9 показана эта точка. Из опыта становится ясно, что нормальный тренд сжатия лучше всего выражается логарифмической функцией и вычерчивается в виде прямой линии на полулогарифмической бумаге.

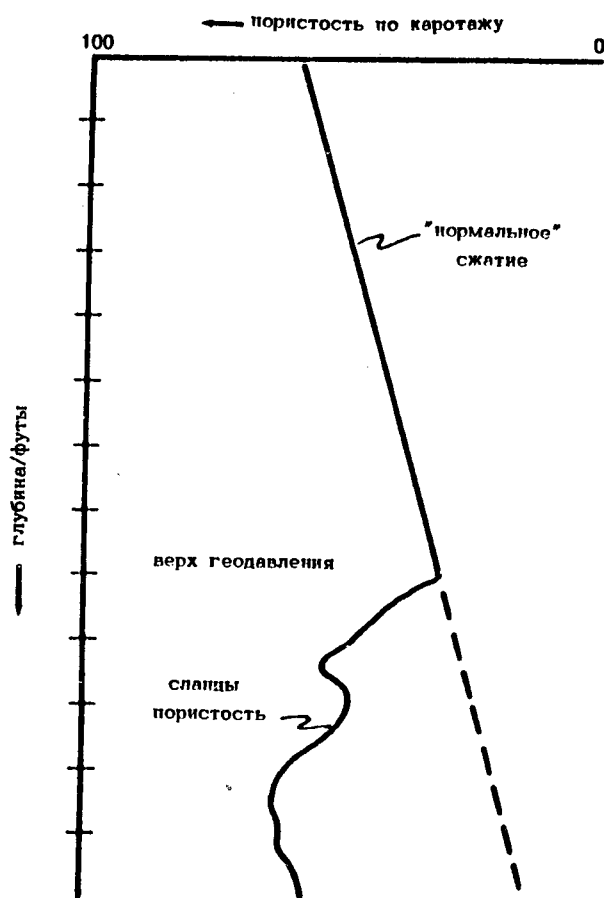


Рис.9.

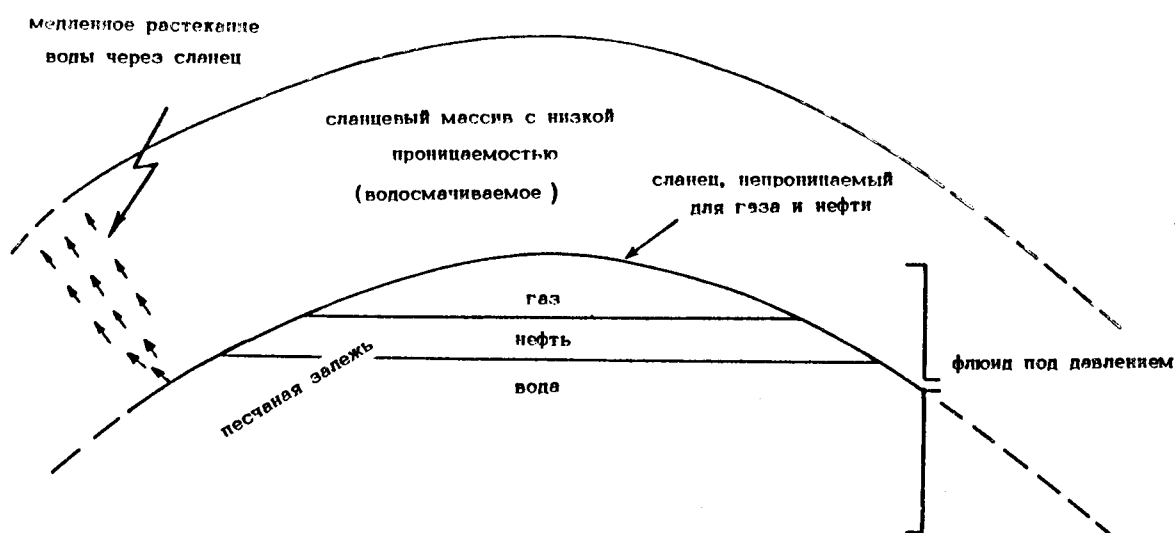


Рис.10.

Хаттман и Джонсон впервые установили, что степень сжатия можно рассчитать по сопротивлению сланцев, полученному по каротажу. Избыточное давление сланцев обеспечивает большую проводимость (низкое сопротивление), т.к. в них больше содержится соленой воды, чем в сланцах с нормальным давлением на той же глубине (рис.10). Эти факторы вызывают соответствующую реакцию на электрокаротажной диаграмме, рис. 11.

Величины сопротивления или проводимости сланцев можно вычертить относительно глубины на полулогарифмической бумаге для определения наличия зон давления. На рис. 12 показана линия направления сопротивления сланцев в скважине Южного Техаса. Пластовое поровое давление рассчитывается как удаление от величины давления относительно нормального тренда. Метод сопротивления/проводимости по каротажу наиболее популярен на Мексиканском побережье, т.к. для этого есть множество данных. К сожалению, некоторые переменные величины, влияющие на сопротивление сланцев (кроме сжатия), могут снижать точность показаний: 1) солёность, 2) материал матрицы или минералогия, 3) температура, 4) условия в стволе (тип раствора, фильтрат и т.д.). Были предприняты попытки усовершенствовать методику для компенсации влияния этих переменных на точность показаний. Наиболее логический подход к решению проблемы разработан Дж.Гиллом и состоит в вычерчивании достаточного количества точек для установления этих переменных по результирующему сдвигу данных с последующим сдвигом линий тренда. Этот метод пригоден при нанесении на бумагу данных акустического каротажа.

Акустический скоростной каротаж — инструмент определения пористости с незначительным влиянием условий ствола. Используется два приемника для компенсации отклонений условий ствола.

Акустические приборы производят измерения в микросекундах звуковой волны на определенное расстояние. Звук передается через чистые субстанции с известной скоростью. Если предмет не чист, интервал времени пробега зависит от составляющих предмета. Например, через чистый сланец (0% пористости) пробег составляет 16000 ф/сек или 62,5 микросекунды/фут. С увеличением пористости с 0 до 30% и заполнением пустот морской водой скорость пробега снижается до 12700 ф/сек, а интервал увеличивается до 103 микросекунд/ф.

В разрезе с нормальным давлением время пробега волны будет снижаться по мере снижения пористости. Достигнув кровли региона геодавления направление будет обратным, рис.13. Но даже с учетом точности данных акустического каротажа на многих площадях вдоль побережья Техаса и Луизианы метод конверсии не столь надежен как индуктивный каротаж из-за отсутствия акустического каротажа.

Менее употребителен плотностный каротаж (или гамма-гамма), измеряющий объемный вес пластов на месте. Кроме оценки пористости и литологии пластов плотностный каротаж даёт прекрасную корреляцию нормального/аномального сжатия сланцев.

Гамма каротаж является источником радиационного загрязнения пластов. Лучи взаимодействуют с электронами, окружающими ствол, и рассеиваются обратно. Детектор в инструменте фиксирует интенсивность обратного рассеивания лучей, которая изменяется с объемным весом пород, окружающих ствол скважины. Показания должны компенсироваться для отражения неискривленного размера ствола и толщины глинистой корки более 1/4".

Геофизические аспекты. — Сейсмические данные могут быть преобразованы в интервал пробега волны с помощью ЭВМ. Результирующие данные подобны данным акустического каротажа. После удовлетворительного построения и интерпретирования анализа скорости интервал пробега можно выразить в градиентах порового давления или в эквивалентах веса бурового раствора.

Объединенный вес сланцев с аномальным давлением намного ниже плотности сланцев с нормальным давлением, для обнаружения таких зон часто используется гравитационный каротаж, хотя возможности его ограничены в различии сланцев и соляных масс. В этом случае дифференциация достигается сейсмическим отражением.

Во время бурения.

Термин "переходная зона" очень важен при изучении геодавления во время бурения. Переходным может быть:

1. Интервал от кровли геодавления до кровли первого проницаемого песчаника в разрезе геодавления.
2. Любое быстрое увеличение давления в непроницаемом (обычно сланцевом) разрезе.



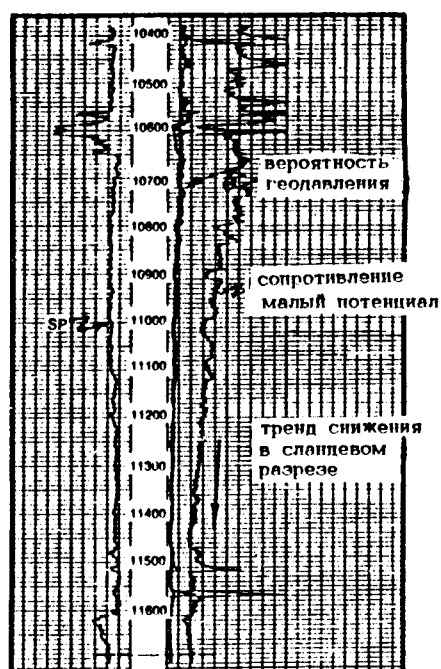


Рис. 11. Электрокаротаж, показывающий тенденцию снижения сопротивления на кровле зоны геодавления.

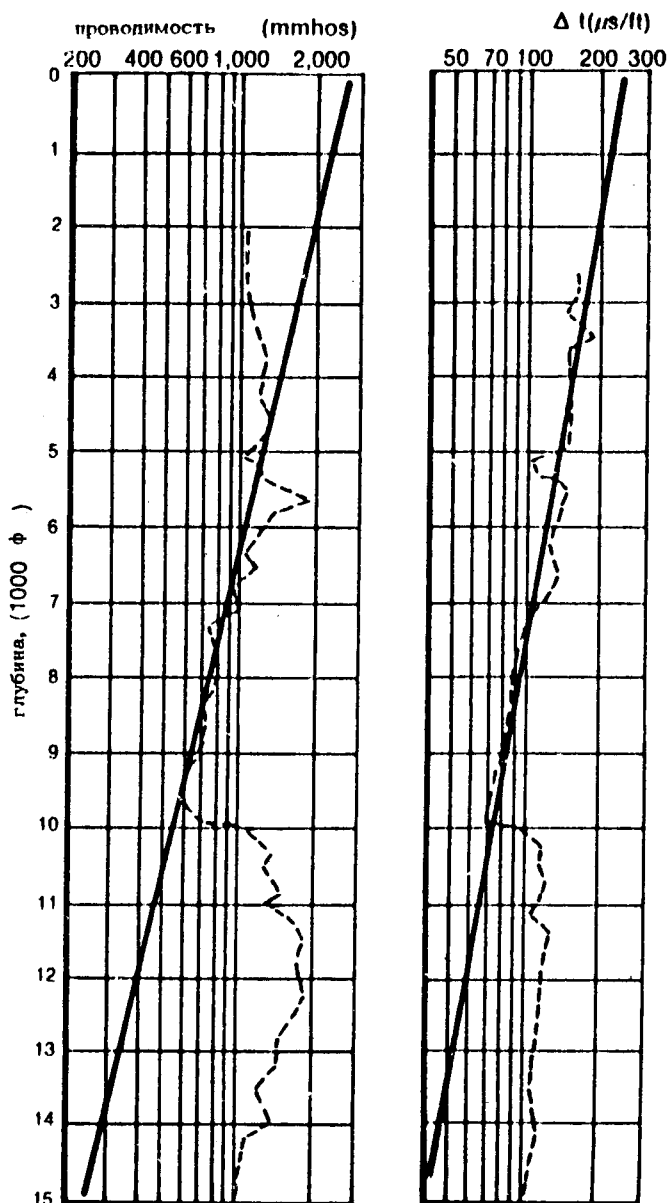


Рис. 12, 13.

3. Интервал от кровли геодавления до глубины, где в скважине отмечается максимальное поровое давление, рис. 14.

Начальная переходная зона обычно выбирается как место посадки промежуточной или защитной обсадной колонны по двум причинам. Во-первых, поровое давление в первом проницаемом песчанике в разрезе геодавления выше градиента растрескивания на поверхности башмака обсадной колонны. Бурение этого песчаника вероятно приведет к разрушению верхнего пласта прежде, чем скважина будет под контролем. Во-вторых, градиент растрескивания увеличивается с глубиной и поровым давлением. Чем глубже установлена защитная обсадная колонна, тем меньше риска разрушения седла защитной обсадной колонны после её установки.

Резкое повышение давления в непроницаемом разрезе может вызвать осложнения, если вес бурового раствора недостаточен при переносе в следующий песчаник. Следующий за этим выброс требует больших затрат на контроль ситуации.

Максимальное поровое давление в скважине определяет минимальные требования к обсадной трубе. Профили градиента разрыва/порового давления определяют место посадки обсадной колонны и её размер.

Наиболее критической из трёх типов переходных зон является начальная часть. Объясняется это слабыми верхними пластами, большим интервалом необсаженного ствола.

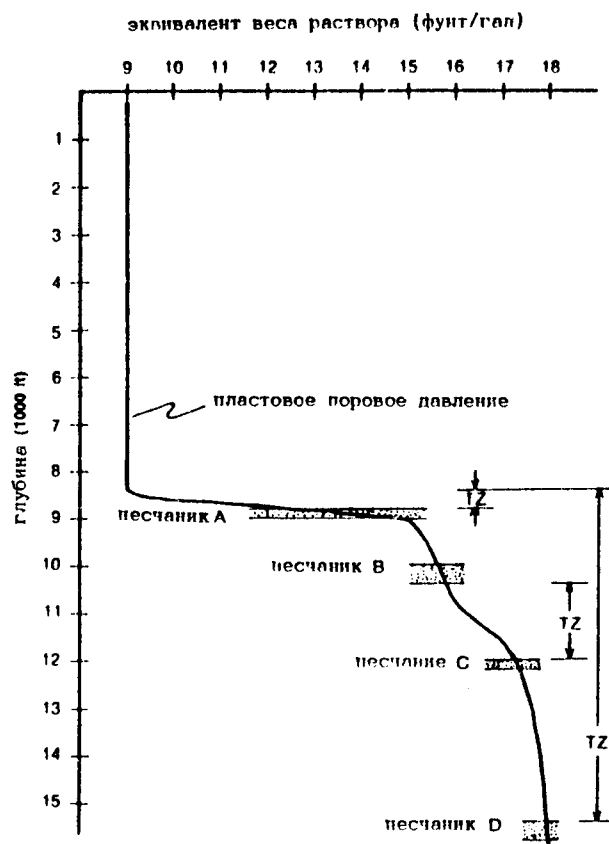


Рис.14.

#### Индикаторы давления

Возникновение аномально-высокого давления вызывает множество проблем в бурении. Осложнения изменяются в зависимости от географического нахождения, веса и типа раствора, типа буровой установки и типа скважины (прямая или искривленная). Однако есть несколько индикаторов, предупреждающих об изменении пластового давления. Все индикаторы могут не быть одновременно, т.к. они могут быть замаскированы или полностью исключены в результате: 1) недостаточного режима бурения, 2) неподходящего веса бурового раствора, 3) несоответствующего для разбуривания пласта долота, 4) неподходящей гидравлики. Чаще всего присутствует один или два индикатора. С помощью правильно регулируемого оборудования, методики бурения и достаточно обученного персонала индикатор можно расшифровать для измерения пластового давления на долоте до 0,2 ф/гал.

Следует сделать ссылку на аномальное сжатие. Основным принципом, на котором основывается большая часть индикатором, является изменение пористости с глубиной. В нормально сжатом разрезе пористость сланцев уменьшается с глубиной. Но по мере формирования изоляции пористость сланцев теряет эту тенденцию. Пористость сланцев в переходной зоне остается той же или лишь слегка уменьшается с глубиной.

Индикаторы переходной зоны делятся на две группы:

А. Инженерные.

Б. Геологические.

А. Инженерные параметры.

1. Скорость проходки.

Во время бурения сланцевых разрезов с нормальным давлением наблюдается довольно равномерное снижение скорости бурения с глубиной, если вес долота, обороты, тип долота, гидравлика и вес бурового раствора остаются постоянными. Снижение скорости связано с увеличением плотности или сжатия сланцев. Этот тренд прерывается при вхождении в зону с аномально-высоким давлением. Скорость проходки уменьшается при разбуривании изоляции давления, после чего будет равномерное увеличение в зоне с аномально высоким давлением. Теория аномально высокого давления состоит в том, что нормальное сжатие прервано и создает повышенную пористость в зонах с повышенным давлением, т.к. жидкости не могут выйти из них. Повышенная пористость обеспечивает ускорение бурения.

Перепад давления влияет на скорость проходки. По мере уменьшения разницы между гидростатическим давлением столба раствора и пластовым давлением повышается скорость бурения. Увеличение приближается к гиперболической кривой с критической точкой около 500 PSI сверхдавления против пласта (рис.15). Оба фактора работают в одном направлении одновременно. Снижение дифференциального давления связано с проникновением в зону сверх давления в повышенной пористости и оба фактора увеличивают скорость проходки. Дифференциальное давление более чувствительно. Кривая идеальная во время бурения, рис.16, отмечается при постоянном весе на долото, скорость вращения, гидравлике и реологии. По экономическим соображениям невозможно держать постоянными эти параметры длительное время, поэтому действительные кривые бурения показаны на рис.16 В. Если бы было возможно нанести на один график показания веса долота и скорости бурения, кривую легче было бы интерпретировать, рис.16 С.

## 2. Снижение тренда экспонента $d_n$

Многие исследователи предпринимали попытку решить проблему нормализации скорости бурения. Combs, Wardlaw, Bourgoyne, Jorden, Shirley, опубликовали свои работы. Все методы эффективны до некоторой степени, но каждый имеет свои ограничения. Каждый метод – это сложное математическое уравнение, но к бурению более всех подходит метод Jorden и Shirley известный как  $d$  – экспонент

$$d = \frac{\frac{R}{60N}}{\log \frac{12W}{D10^6}}$$

где  $d$  – показатель степени в обобщенном ур-нии бурения,  
 $D$  – диаметр долота, дюймы,  
 $N$  – скорость ротора, об/мин,  
 $R$  – скорость проходки, ф/час,  
 $W$  – нагрузка на долото, фунты.

Это не точное решение первоначального ур-ния и не подкрепляется математически. Но даже при этом результаты точны настолько, насколько в более сложных ур-ниях, если введение поправки на плотность бурового раствора, т.е.

$$\frac{9}{ЕСД} d - d_{cs}$$

(9 – нормальный градиент давления, ЕСД – эквивалентная плотность циркуляции). Из рис.17  $d$  и  $d_{cs}$  выбираются, а пластовое давление у долота можно получить с точностью до  $\pm 0,5$  фунт/гал.

Показатель степени  $d_i$  рассчитанный из данной формулы корректируется для плотности бурового раствора как

$$\frac{\text{Нормальный градиент давления фунт/гал}}{\text{ЕСД (фунт/гал)}}$$

График  $\sigma_{cs} = d \cdot x$  с глубиной, тогда служит индикатором изменения пластового давления у долота.

Как уже установлено, ни один из методов не будет эффективным без учёта режима бурения. Срабатывание долота может маскировать переходную зону (рис.18). Чрезмерный вес раствора вызывает завышение  $d_{cs}$  для прогнозирования давления по сравнению с действительным, т.к. знаменатель в доле больше необходимого. Загрязненная циркуляционная система дает то же результат из-за высоких потерь давлений в кольцевом пространстве. Если вычерчиваются  $d$  и  $d_{cs}$ , можно легко обнаружить чрезмерную плотность раствора. График  $d$  будет справа от экстраполированной нормальной линии, а изменение масштаба даст избыточный вес раствора в ф/гал, рис.17.

При избыточном весе все методы не действительны, рис.17, кривая реагирования бурения. Точка изгиба – 500-600 фунтов. Поскольку 1000 фунтов превышено изменение нагрузки на долото, скорости ротора и других факторов почти не меняет

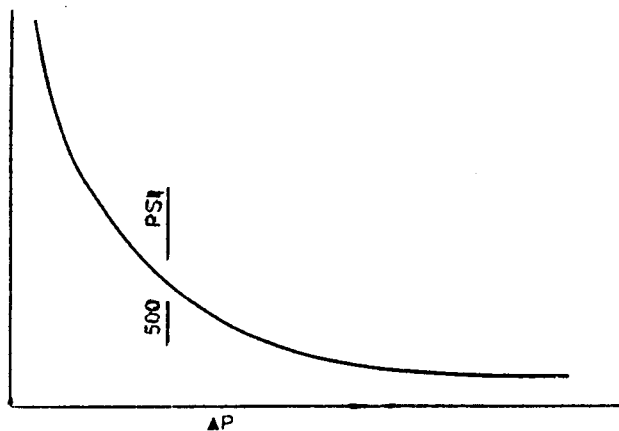


Рис.15. Типовое бурение сланцев

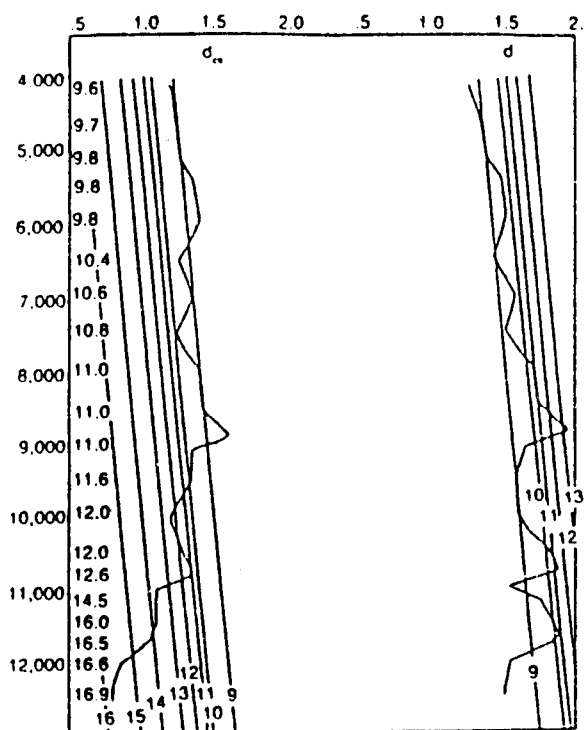


Рис.17.

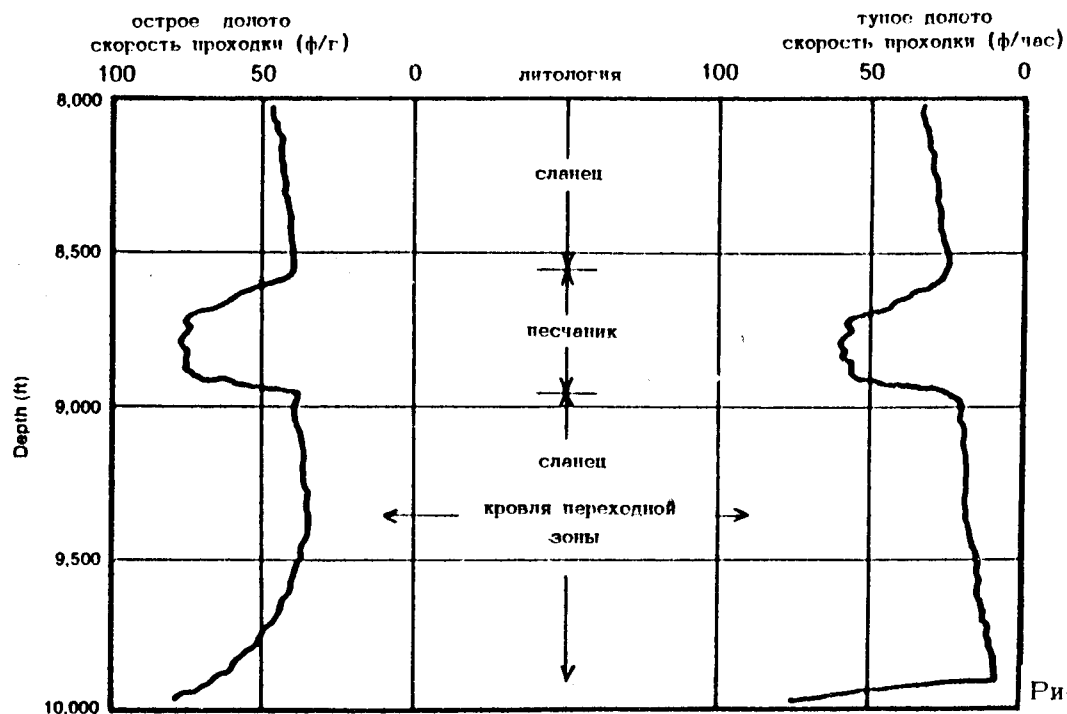


Рис.18.

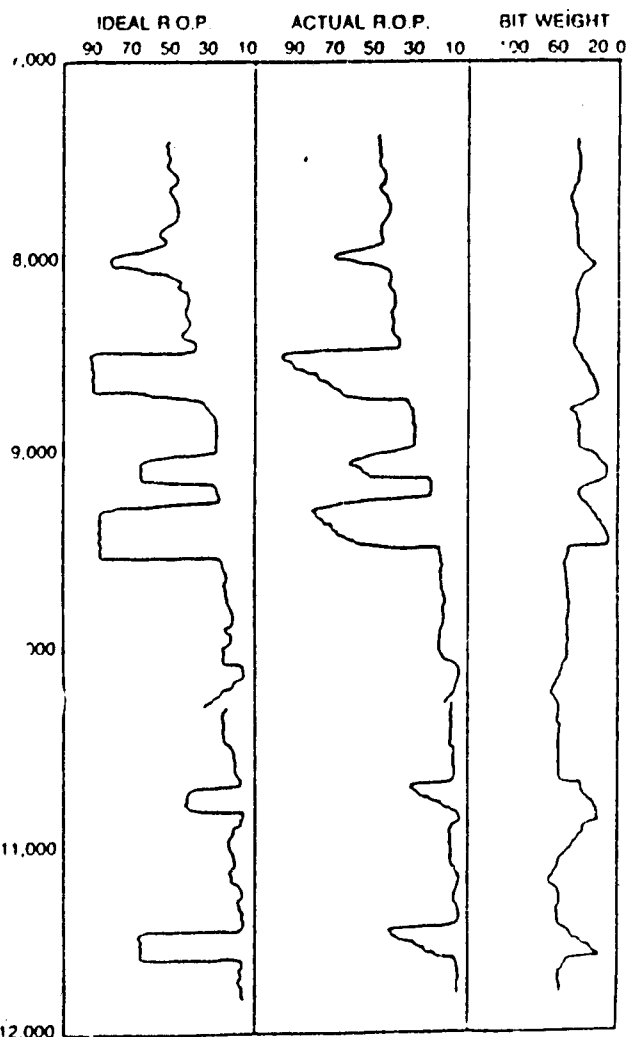


Рис.16. 16B. 16C.

Другая причина недейственности методов в том, что нагрузка на долото не превышает порога прочности породы и не разрушает её. Это часто случается при работе с алмазными долотами и в искривленных скважинах, где легкие долота регулируют искривление ствола.

### 3. Изменение крутящего момента.

Крутящий момент постепенно увеличивается с глубиной в связи с увеличением эффективного контакта стенки буровой колонны и стенки скважины.

Резкое изменение крутящего момента может указывать на скручивание буровых труб, заблокированный конус на долоте, эрозию на буровой колонне или изменение пластового порового давления.

Опытный оператор обычно может идентифицировать проблему использованием раствора с низкой плотностью, что увеличивает крутящий момент в переходной зоне, т.к. увеличивается объем поступающего шлама в ствол. Сланцы имеют тенденцию препятствовать вращению долота, зубья долота будут захватывать большие порции породы. Если вес раствора таков, что гидростатическое давление превышает пластовое изменение крутящего момента маскируется. Не просто отличить увеличение крутящего момента в искривленных скважинах или с плавучих платформ. Здесь индикатором служат другие факторы.

### 4. Изменение натяга.

Когда применяется раствор с низкой плотностью, то во время наращивания в переходной зоне может увеличиться натяг. После спуска рабочей трубы рекомендуется приподнять инструмент на 5-10 футов (для расхаживания буровой трубы, если она прихвачена), отключить насосы и поднять рабочую трубу.

Как уже объяснялось, избыток выбуренного сланца может проникнуть в ствол во время прохождения переходной зоны. Скважина стремится сомкнуться вокруг УБТ и долота. Бывали случаи отсасывания долота, для освобождения буровой колонны. Некоторые сланцы переходной зоны стремятся к текучести при перепаде давления, о чём говорят испытания в лаборатории Дарлея. Но и этот индикатор может быть замаскирован в искривленных скважинах и во время бурения с плавучих платформ.

### 5. Зависимость давления, объема, температуры и датчик течения.

Во время бурения или циркуляции при постоянной скорости насоса количество закачиваемого и выходящего бурового раствора должно быть одинаковым. При этом сохраняется постоянным объем раствора в амбаре, если в наземную систему нет добавлений (т.е. воды, ПАВ, утяжелителя и т.д.) и нет забора (промывка, потери раствора в грохоте и т.д.).

Прирост объема на поверхности, если не запланирован, является индикатором пласта с аномально-высоким давлением. Другими словами, в ствол поступила часть флюида из пласта. В этом случае количество жидкости, проходящий по нагнетательной линии, увеличивается, о чём свидетельствует датчик потока. Показания датчика течения и давление, объем и температура первые два индикатора выброса, требуется тщательное наблюдение за этой критической зоной. Определение выброса сразу же как он произошел даст возможность легче, дешевле и быстрее взять его под контроль. Несвоевременное обнаружение выброса приводит к усложнению контроля и временны и денежным затратам или даже ограничению избыточного давления и потере контроля. Иными словами легче прекратить выброс в 15 баррелей, чем в 50.

### 6. Заполнение ствола.

Во время подъема буровой колонны из скважины объем стали в стволе уменьшается. Зная размер и вес трубы или УБТ, можно рассчитать это уменьшение.

Результатом уменьшения объема в скважине является снижение высоты столба раствора, что в свою очередь снижает гидростатическое давление раствора. Поэтому следует останавливать подъем через каждые 10 свечей и заполнять скважину раствором.

Необходимый для этого объем обычно берется из резервуара для спуско-подъемных операций или обычными буровыми насосами. Основная цель — знать количество раствора, забираемое для заполнения скважины на каждые 10-15 свечей, поднимаемых из скважины, и компенсировать его.

Если скважина принимает меньше расчетного объема вытеснения на определенное количество поднимаемых свечей, значит флюид заполняет ствол, т.е. выброс. В этом случае необходимо провести исследование и принять срочные меры, а именно: спустить колонну до забоя немедленно с долотом, но если скважина выходит из-под контроля, то лучше всего закрыть скважину.

## Б. Геология.

### 1. Размер и форма выбуренной породы.

Наблюдением за выходящими на поверхность выбуренными частицами, за их формой и размером можно решить многие проблемы, в том числе и обнаружить аномальное давление.

Обломки сланцев с нормальным давлением небольшие по размеру, плоские с округленными краями. Из переходной зоны обломки больше, с острыми, угловатыми краями, которые не следует путать с обломками прямоугольной формы. Небольшие блоки встречаются в некоторых частях необсаженного ствола, а не на забое, который разрушается, неправильно используемой бурильной колонной или забойным устройством, размывающими ствол.

### 2. Осыпающиеся сланцы и аномальное заполнение ствола.

Обычно плотность бурового раствора в разрезах с нормальным давлением поддерживается от 9,2 до 9,4 фунта/гал. В переходных зонах поровое давление обычно повышается неравномерно.

Если плотность раствора не увеличивается соответствующий объем сланцев попадает в ствол и выносится на поверхность. Проницаемость сланцев относительно низкая, но в переходной зоне пористость может увеличиваться. Выражается это в снижении плотности сланцев и обнаруживается акустическим каротажем, в котором интервал пробега волны в сланцах, заполненных водой под давлением повышается. Если это избыточное давление не компенсируется увеличением гидростатического давления, сланцы будут контактировать со стволом. Этим объясняется увеличение ствола в переходной зоне и заполнение забоя выбуренными обломками и наращиванием и во время спуско-подема.

### 3. Объемный вес.

Объемный вес давно интересует исследователей, но до середины 1960 г. он не использовался в качестве инструмента прогнозирования давления. Из публикаций видно, что в большинстве случаев переход от нормального до высокого давления наблюдается в сланцах, перекрывающих песчаник с адекватной проницаемостью для передачи давления.

В процессе нормального осадконакопления сланец уплотняется, а вода выдавливается под действием добавляемого горного давления. Пористость сланцев снижается, плотность повышается с глубиной.

Если нормальное осаждение прерывается созданием изоляции, или если резкое осаждение прерывается образованием изоляции, или если быстрое отложение приводит к выдавливанию воды из сланца, флюиды будут переносить часть горной нагрузки и иметь повышенное давление. Поскольку флюиды улавливаются у сланцев пористость выше нормальной и плотность ниже нормальной.

Если плотность контролируется и наносится на график регулярно по мере бурения скважины, устанавливается нормальная тенденция уплотнения для доминирующего пласта. Во время проходки изоляции встречается пласт с плотностью выше нормальной, за которым следует пласт со снижающейся плотностью.

Существует мнение, что плотность шлама отличается от своего первоначального состояния. Степень изменения зависит от типа используемого раствора и промежутка времени. Нахождение шлама в стволе. Если этот промежуток длиннее нормального сдвига фаз, шлам начнет разбухать и будет менее плотным. Снижение плотности объясняется адсорбцией воды. Это можно рассматривать как увеличение пластового давления, если не учтено резидентное время в скважине. Это происходит только при использовании растворов на водяной основе. С раствором на нефтяной основе изменения очень незначительны. Замена раствора на водяной основе в верхней части скважины на нефтяную основу вызывает сдвиг в нормальном тренде сжатия. Наклон не изменяется, а тренд смещается вправо. Шлам поглощает очень мало нефти, поэтому плотность не изменяется.

### 4. Газы.

Многие каротажные компании регистрируют/замеряют улавливаемые циркулирующим флюидом газы во время бурения по трем категориям: общее количество разбухающих газов (называемых фоновым газом), увеличение газов в результате свабирования действия, при наращивании инструмента (называемых газами наращивания) и газы, регистрируемые во время циркуляции с забоя после рейса (рейсовый газ). Регистрация этих газов осуществляется двумя датчиками.

#### А. 1) Общие горючие газы.

Почти все каротажные компании используют инструмент, основанный на принципе

моста Уитстона и отражающей общие "единицы" горючих газов. Датчик не калиброван и одна "единица" газа остается не установленной. Тем не менее, прибором пользуются десятки лет и он по-прежнему дает представление об общих горючих газах, выходящих на поверхность из циркулирующего раствора.

## (2) Хроматограф.

Этот прибор разбивает газы более лёгких углеводородов процентным объёмом и точен до  $C_3$  компонента. Прибор тарирован и является более надёжным и лучше оценивающим, чем "горячий канат". Уже есть более уравновешенные варианты с повышенной степенью точности показаний.

На сегодняшний день нет корреляции между изменением общего горючего газа и хроматографическим анализом газов. Но в общем случае чем выше %-ный объём  $C_1$ ,  $C_2$ ,  $C_3$ , тем выше показания общего горючего газа.

## Б. (1) Фоновый газ.

Это общее количество улавливаемого газа буровым раствором при разбуривании неразработанного пласта долотом. Увеличение фонового газа свидетельствует о повышенной пластовой пористости и/или большей насыщенности порового пространства углеводородами. Если даны методология и скорость проходки, увеличение фонового газа указывает на бурение в переходной зоне.

## (2) Газ наращивания.

Это увеличение показаний газа, вызванное свабирующим действием движения буровой колонны при наращивании инструмента. Подъём буровой колонны вызывает значительное снижение эффективного забойного давления по сравнению с гидростатическим давлением столба бурового раствора. Снижение гидростатического давления может привести к поступлению пластовых флюидов в скважину. Небольшое, но постоянное количество газа наращивания является очень хорошим индикатором того, что пластовое давление чуть-чуть меньше гидростатического, а постоянное увеличение газа при каждом наращивании указывает на повышение пластового давления. В сочетании с фоновым газом — это хороший инструмент обнаружения аномального давления.

## (3) Рейсовый газ.

Это увеличение газа во время циркуляции забоя после рейса. Период времени, за который регистрируется рейсовый газ, дает представление о миграции газов в кольцевом пространстве. Этот параметр используется так же, как и газ наращивания, но не столь полезен из-за интервала между рейсами.

## 5. Ион хлорида.

Растворённые в пластовой воде твёрдые вещества часто сравниваются с общей концентрацией хлоридов, солёностью. Солёность (минерализация) воды в сланцах увеличивается с глубиной в нормально уплотнённом осадочном бассейне, но снижается в переходной зоне. В нормально уплотнённых пластах минерализация воды в песчаниках имеет ту же тенденцию, но концентрация её больше, чем в сланцах. В переходной зоне минерализация песчаника и сланцев почти одинакова. Изменение минерализации фильтрата бурового раствора, измеряемая для обнаружения аномального давления, может быть неоднородным с глубиной и во времени и может дать ошибочное указание на переходную зону.

Даже если соотношение песчаника/сланцев в бассейне дает равномерное увеличение минерализации пластовой воды в нормально уплотнённой зоне, титриметрические методы расчёта минерализации фильтрата бурового раствора будут не адекватны.

Компании, проводящие каротажные работы, указывают, что замеры сопротивления бурового раствора для определения изменения минерализации пластовой воды, безуспешны, как и замеры изменений сопротивления во всасывающих и нагнетательных линиях.

## 6. Катионный обмен.

Во время сжатия вода из сланцев выдавливается, уплотняя их при увеличивающейся нагрузке вышележащих пород. Сланцы, состоящие из глинистых минералов, при сжатии претерпевают минералогические изменения.

В результате диагенеза монтмориллонита в иллит ожидается непрерывное снижение монтмориллоноидного содержания с глубиной. Высокая температура в переходной зоне снижает содержание монтмориллонита быстрее. Поэтому такие зоны избыточного давления будут в основном содержать иллит в качестве глинистого минерала.

Прямое измерение катион-обменной способности сланцев, взятых из грехота, производится с помощью стандартного титрования метиленовой синькой. Этот метод называется ещё "испытание метиленовой синькой" или МВТ. График результатов МВТ должен определить снижение с глубиной в нормальной зоне, и резкое снижение в переходной

зоне. Этот метод качественный и не свободен от недостатков. Наиболее сложно отобрать пробу сланца.

#### 7. Температура нагнетательной линии.

Температура в нагнетательной линии – прекрасный индикатор переходной зоны. Поскольку на неё влияют определенные переменные, то необходимо применить график по всей длине. К переменным относятся: 1) вес раствора, 2) содержание твердых веществ, 3) реологические свойства, 4) скорость циркуляции, 5) геометрия ствола. График по всей длине строится по определению изменений температуры в нагнетательной линии, вызываемых изменением переменных, а не пластового давления. Причина и величина этих изменений наносится на график, которые затем прибавляются или вычитаются из действительных показаний. Устанавливается нормальное направление с определением отклонения от него. График по всей длине дает кривую, рис.19. Между высокими и низкими точками разница в 5–6 градусов. Высокие точки отражают бурение пористых пород, содержащих флюиды, а низкие точки – результат разбухания более плотных пород.

На рис.19 точкой А обозначено уменьшение температуры нагнетательной линии на уровне примерно 150–300 футов над изоляцией. Это снижение обычно равно 18–20. После разбухания изоляции отмечается очень резкое увеличение температуры: 30–35 со времени разбухания изоляции до появления пористой зоны.

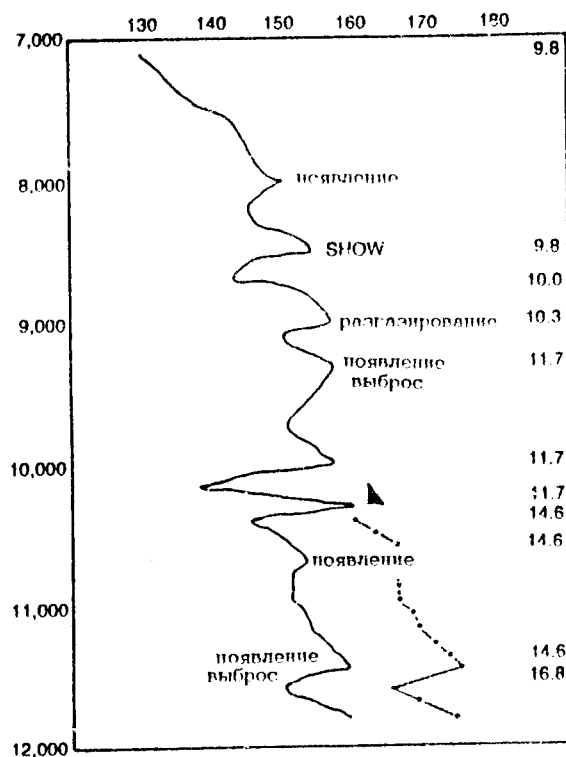


Рис.19.

Понижение температуры над изоляцией объясняется двумя условиями:

1. Пористая переходная зона ниже изоляции давления содержит больше флюида, чем пласт с нормальным давлением над ними. Поэтому флюид является изолятором, препятствующим движению потока тепла. Породы ниже переходной зоны будут иметь повышенную температуру.

2. Совершенной изоляции давления нет, небольшие количества газа проскальзывают из зоны под давлением в зону с нормальным давлением. Проскальзывающий газ быстро расширяется (по своему действию идентичен холодильнику или кондиционеру) и охлаждает пласт над изоляцией. При разбухании изоляции зоны эффект усиливается и хорошо виден на графике постоянной регистрации температуры.

Многочисленные промысловые исследования перепада температур нагнетательной линии и приемного амбара не дали заметного результата из-за переменных, влияющих на температуру приемного амбара, а именно: 1) объем добавляемой в раствор воды, 2) оборудование регулирования свойств бурового раствора (обессоливатели, дегазаторы и центрифуги), 3) окружающая температура, 4) объем раствора в амбаре, 5) степень смешивания. Проследить за этими переменными очень трудно.



В настоящее время для точного расчёта пластового давления нельзя использовать изменения температуры в нагнетательной линии из-за большого количества влияющих на неё переменных и разного температурного градиента на каждой графической площади. Однако эти изменения указывают на происходящие изменения, а другие индикаторы давления должны регулироваться для определения изменения и степени пластового давления.

Выброс — определяется как нежелательное поступление пластовых флюидов в ствол скважины в количестве, достаточном для закрытия её. Условия выброса существуют, когда гидростатический напор раствора недостаточен для регулирования аномально низкого давления в проницаемых пластах. Это условие может также быть результатом поглощения, свабирования не удачной попытки заполнения скважины, тогда необходимо поддерживать достаточный вес раствора.

Выброс можно рассматривать как первый метод нахождения переходной зоны. Раствор держится на уровне 11,0–12,5 фунт/гал до проникновения в первый песчаник под давлением. После фиксирования выкида увеличивается вес раствора, скважина находится под контролем и устанавливается защитная обсадная колонна.

У этой методики есть очевидные ограничения, хотя ею пользуются, когда замаскированы другие индикаторы предпочтительны другие методы.

Наличие флюидов, загрязняющих пласт.

Наличие нефти, газа или соленой воды также указывает на недостаточный вес бурового раствора. Индикаторы этого состояния включают разгазирование бурового раствора, пластовой нефти в растворе, увеличение хлорида в фильтрате.

### В ы в о д ы

Параметры бурения, используемые для прогнозирования пластового давления, имеют свои плюсы и минусы и ни один метод не может считаться идеальным.

Пластовое давление можно оценить с точностью до 0,2 фунта/гал, но точное уравнение, отвечающее всем требованиям, разработать трудно. Если же известны ограничения и величины, времени регулировки могут улучшить результаты.

### П о с л е   б у р е н и я

Существует много методов как прямых, так и косвенных для подтверждения пластового давления после того, как скважина пробурена.

Испытание испытателем пластов — проводится для получения точной информации о продуктивности потенциальных залежей. Основная цель заключается в определении типа флюидов, возможного темпа отбора и давление в скважине.

Испытатель пластов — это бурильная колонна, служащая проводником для подъёма пластовых флюидов на поверхность. Интересующая зона изолируется только пакером, если эта зона на забое, или несколькими пакерами, если зона у устья.

Давление в скважине регистрируется автоматически в течение всего испытания. По интерпретации записи давления можно получить точное измерение пластового давления.

Испытание статического давления в скважине при закрытом устье — проводится на законченных скважинах в течение всей их жизни, но предпочтительнее проводить испытания на нефтеразработанных пластах. Математический метод зависит от природы пластового флюида и продуктивного пласта и используется для преобразования давления при закрытом устье для аппроксимации пластового забойного давления.

Оценка каротажа, на талевом канате — каротаж в скважине после достижения обшей глубины, а диаграммы соседних скважин оценивают пластовое давление и устанавливают зоны с подавлением. Тип информации полезен при планировании последующих скважин.

Забойные бомбы давления — для непосредственного замера пластового давления в забойных условиях. Обычно бомбы спускаются с оборудованием на талевом канате.

### Б а з о в а я   н а у к а

Усилие — определяется как произведение массы и ускорения. Здесь ускорение равно силе тяжести, поэтому усилие выражается весом в фунтах.

Плотность — это вес предмета, делённый на объём, фунты/гал или фунт/фут<sup>3</sup>.

Плотность воды — 8,33 фунт/гал или 62,4 фунта/фут<sup>3</sup>.

В нефтяной терминологии плотность — это вес бурового раствора в единицах, принятых для географической площади.

Пример 1.

Данные: 5-ти галлонное ведро раствора весом 55 фунтов. Какова его плотность в фунтах/гал? Вес ведра не учитывается  $\frac{55}{5} = 11,0$  фунт/гал.

Удельный вес предмета - это плотность, делённая на плотность воды. Уд. вес - безразмерная единица.

Пример 1.2.

Дано: уд.вес раствора 1,4 - каков вес этого раствора в фунт/гал.

Плотность (ф/гал) = уд.вес x плотность воды (ф/гал) = 1,4 x 8,33 = 11,7 ф/гал.

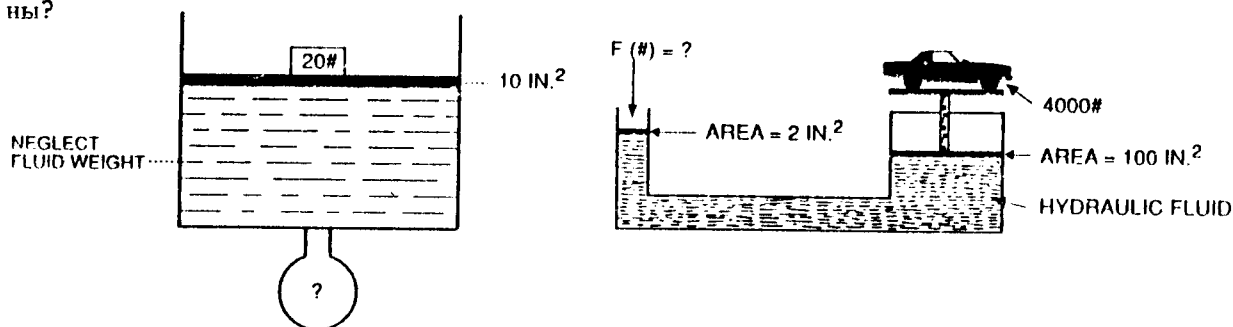
Давление - определяется как усилие на единицу площади, фунт/дюйм<sup>2</sup> или фунт/фут<sup>2</sup>.

Пример 1.3.

Каково давление на манометре рисунка.

Решение: давление =  $\frac{20 \text{ фунтов}}{10 \text{ дюймов}^2}$ .

Задача 1.3. Какое требуется усилие на небольшой цилиндр для удержания машины?



### Гидростатическое давление

Гидростатическое давление можно определить как давление, испытываемое столбом жидкости, в результате его веса и вертикальной длины (T.V.D.). Обычное ур-ние для расчёта гидростатического давления, НР.

Н.Р. (psi) = 0,052 x глубину (ф) x М.В. (фунт/гал)/

0,052 - это единица преобразования

$$Н.Р. (psi) = D(ф) \times М.В. \frac{\text{фунт}}{\text{гал}} \times \frac{7,48 \text{ гал}}{\text{фут}} \times \frac{1 \text{ фут}^2}{1,44 \text{ дюйм}^2}$$

где  $\frac{7,48}{\text{фут}} \times \frac{1 \text{ фут}^2}{1,44 \text{ дюйм}^2} = 0,052 \frac{\text{фунт}}{\text{дюйм}^2}$  после сокращения Н.Р. (psi) = (D x М.В. x 0.052).

Пример 1.4. MW = 12,8 фунт/гал

TD = 14300 ф.

T.V.D. = 13200 ф.

Найти гидростатическое давление.

Решение.

НР = 0,052 x 12,8 x 14300 = 9,518 на глубине замера.

НР = 0,952 x 12,8 x 13200 = 8,786 на T.V.D., погрешность 732 psi

Градиент давления - это прирост давления на фут глубины T.V.D.

Градиент гидростатического давления psi /фут = 0,052 x MW фунт/гал.

Пример 1.5.

Дано: Каков градиент давления раствора 12 фунт/гал.

Решение: градиент = 0,052 x 12 = 0,624 psi /фут.

Нормальный градиент давления - любой площади основанный на столбе жидкости, присущей этой площади.

Площадь	Пластовый флюид	Градиент
Мексиканское побережье	8,94 фунт/гал	0,465 psi /фут
Средне-континентальная	8,33 -"	0,433 psi -"

Пример 1.6.

Бурение ведется в Южной Луизиане в сланцах нормального давления на глубине 7000 ф. Каково ожидаемое пластовое давление (PI) ?

$$PI = 7000 \times 0,465 = 3255 \text{ psi}$$

Градиент горного давления - это изменение давления на фут глубины, вызванное действительным весом пласта и пластового флюида. В Южной Луизиане оно основано на 20% поровом пространстве, содержащим воду уд.весом 1,079 и 80% пластовом сланце уд.весом 2,6.

$$\begin{aligned} \text{Поэтому объёмный вес} &= (8,33 \times 1,079 \times 0,2)(8,33 \times 2,6 \times 0,8) = \\ &= 19,13 \text{ фунт/гал.} \end{aligned}$$

Градиент горного давления  $\text{psi/фут} = 19,13 \times 0,052 = 0,992 \text{ psi/фут}$  или просто 1,0  $\text{psi/фут}$ .

Градиент может изменяться от площади к площади в зависимости от % порового пространства, плотности флюида и пласта, но чаще всего = 1,0  $\text{psi/фут}$ .

Пластовое давление - давление флюида внутри порового пространства любого пласта - газового, нефтяного, водяного.

Аномально-высокое давление - пластовое давление выше нормального для данной площади.

Аномально-низкое давление - пластовое давление меньше нормального для данной площади.

Давление разрыва - давление, требуемое для разрыва пласта, обеспечивающее проникновение буровых жидкостей в пласт. Это давление является функцией давления флюида (поровое давление) и прочности горной породы.

Производительность насоса - объём расхода насоса, производительность насоса ( $\text{бар/мин}$ ) = производительность на ход поршня ( $\text{бар/ход}$ )  $\times$  скорость хода ( $\text{ход/мин}$ ).

Производительность насоса ( $\text{гал/мин}$ ) = 42  $\text{гал/бар}$   $\times$  производительность насоса ( $\text{бар/мин}$ ).

Пример 1.7.

Дано: отдача насоса на ход = 0,174 бар. Скорость хода 45 ходов/мин.

Какова производительность в гал/мин?

Решение:  $42 \times 0,174 \times 45 = 329 \text{ гал/мин}$ .

$$\text{Объём кольцевого пространства (бар/фут)} = \frac{Dh^2 - Dp^2}{1029}$$

где  $Dh$  - диаметр ствола (дюймы),  
 $Dp$  - диаметр трубы -"  
1029 - константа преобразования.

Пример 1.8.

Дано: размер ствола - 8,5"

размер муфты - 6"

Каков кольцевой объём на фут?

$$\frac{8,5^2 - 6^2}{1029} = 0,035 \text{ бар/фут.}$$

Расчёт объёма вытеснения.

Кол-во ходов для вытеснения

$$\frac{\text{Объём вытеснения (бар)}}{\text{производительность насоса (бар/ход)}} PO$$

Пример 1.9.

Данные: пропускная способность 4,5" бурильной трубы - 0,0142 бар/фут

PO - 0,12 бар/ход

ТД - 8000 футов.

Сколько требуется ходов поршня для вытеснения раствора в бурильной трубе?

$$8000 \times 0,0142 = 114 \text{ бар.} \quad \frac{114}{0,12} = 950 \text{ ходов.}$$

### Задача 1.9.

Дано: размер ствола - 8,5"  
 диаметр трубы - 4,5"  
 ТД - 13000 ф.  
 РО - 0,24 бар/ход.

Сколько требуется ходов для вытеснения раствора в кольцевое пространство?

Формула веса.

Эта формула показывает количество фунтов, необходимых для взвешивания одного барреля раствора

$$\text{фунт/бар} = \frac{1471 (MW_2 - MW_1)}{35,0 - MW_2}$$

где  $MW_2$  - нужный вес раствора, фунт/гал,  
 $MW_1$  - начальный вес раствора, фунт/гал.

Формула увеличения объема.

Формулу можно использовать для определения прироста объема при добавлении барита:

$$\frac{\text{кол-во мешков барита}}{14,71}$$

### Пример 1.10.

Дано: Сколько потребуется барита для утяжеления 350 бар раствора 14 фунт/гал до 15,2 фунт/гал. Каков будет прирост объема?

Решение:

$$\text{фунты} = 350 \text{ бар} \frac{1471(15,2-14)}{35,0 - 15,2} = 31203$$

$$\text{Прирост объема} = \frac{31203 \text{ фунта}}{1471 \text{ фунт/бар}} = 21,2 \text{ бар}$$

Задача 1.10. Сколько мешков барита нужно для утяжеления 500 бар раствора 12 фунт/гал до 14 фунт/гал.

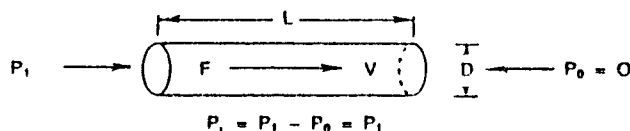
Потери давления - определяются как давление, которое тратится на принудительное проталкивание флюида по трубе или по кольцевому пространству, в результате его сопротивления течению. Эти "потери давления" не зависят от гидростатического или наложенного давления. Таким образом "потери давления" - это функция свойств флюида, размера трубы и скорости потока, а не ориентации трубы.

### Пример 1.11.

Если давление ( $P_1$ ) приложить к жидкости ( $F$ ), содержащейся в трубе длиной ( $L$ ) и диаметром ( $D$ ), протекающей со скоростью ( $V$ ).

Давление ( $P_0$ ) будет нулевым на конце трубы, где есть флюид. В трубе отмечаются потери давлений  $P_1$  равное  $P$ .

Потери давления по направлению потока от интересующей точки прибавляются ко всем другим давлениям, действующим в этой точке.



### Искусственное давление

В стационарных условиях (все остается постоянным) в статических или динамических условиях дополнительное искусственное давление в замкнутой системе передается и наблюдается (в условиях равновесия) во всех точках этой системы.

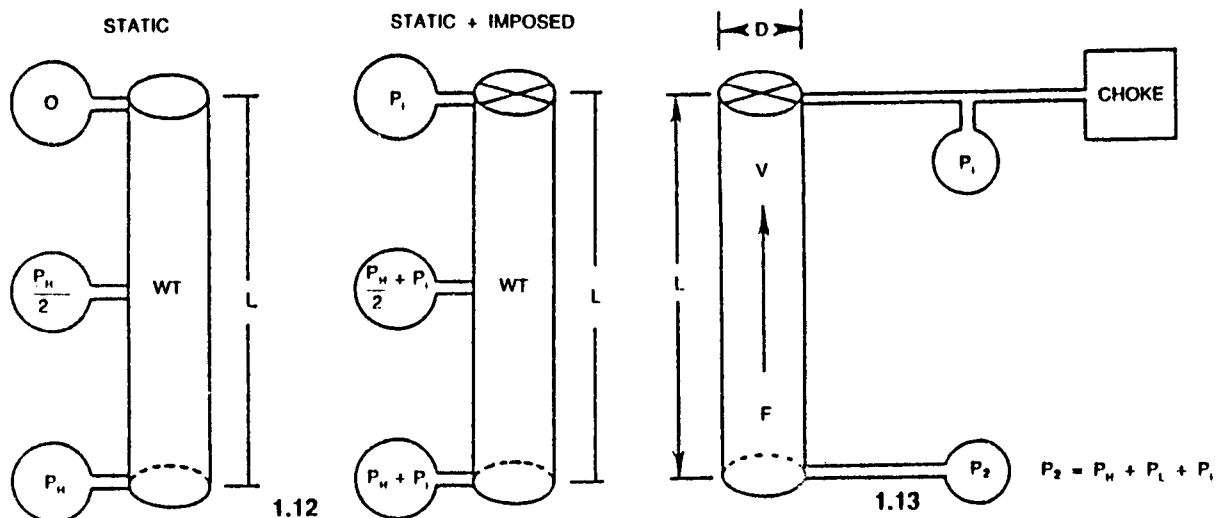
Условные обозначения:

$P_1$  - искусственное давление, вес раствора ф/гал,

$P$  - гидростатическое давление,

$PH$  - вес  $x$  длину  $x$  0,052

$L$  - длина, фут пример 1.12.



Дополнительное давление.

Гидростатический компонент давления составляется из тех же условий, что в примере 1.11, но труба здесь вертикальная. Жидкость течёт через штуцер, создавая дополнительное приложенное давление.

В примере 1.13 показан объединённый эффект трех источников давления на одну общую точку, которая является дном трубы. Комбинированное или общее давление ( $P_2$ ) на нижнем конце трубы равно сумме гидростатического ( $P_H$ ), потерь давления ( $P_L$ ) и создаваемого ( $P_i$ ).

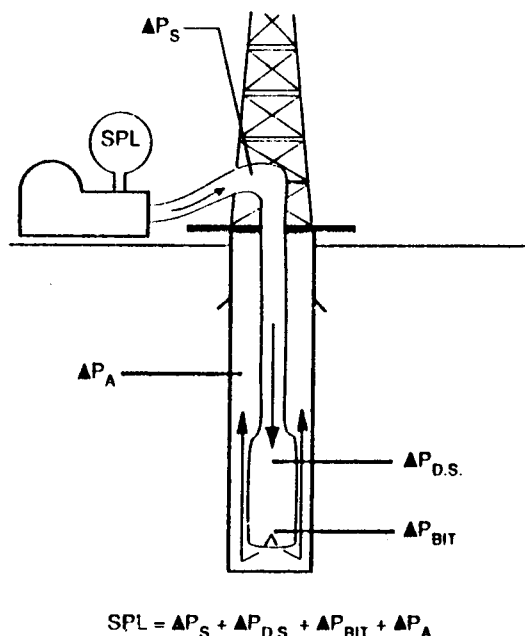
Значок ДР обычно используется для обозначения изменения давления.

Потери давления в системе (SPL).

SPL – это давление, необходимое для закачки флюида с данными свойствами при данной скорости нагнетания по буровой колонне, через долото и вверх по кольцевому пространству. Это давление является суммой всех отдельных потерь давления в циркулирующей системе. SPL изменяется с изменением скорости ходов, глубины скважины или свойств бурового раствора.

Потери давления в кольцевом пространстве (APL)

Потери давления в кольцевом пространстве от долота до ниппеля с раструбом – это APL, которые зависят от расхода, реологии раствора и диаметра гидравлики. APL выражается в фунтах/дюйм<sup>2</sup> и является прилагаемым давлением на скважину при циркуляции в нормальных условиях.



### Эквивалент циркулирующей плотности (ЕСД)

Во время циркуляции гидростатическое и APL накладываются на скважину. В любой точке затрубного пространства оба эти давления являются добавочными и выражаются как эквиваленты плотности раствора в фунтах/галлон.

Данные: MW - 10 ф/гал  
TD - 10000 футов  
APL - 15 psi /1000 фут

Каков ЕСД на этой глубине?

$$\text{общее APL} = \frac{15}{1000} \times 10000 = 150 \text{ psi}$$

$$\text{ЕСД} = 10 + \frac{150}{0,052 \times 10000} = 10,3 \text{ фунта/гал.}$$

Задача 1.15.

Данные примера 1.14, узнать ЕСД на 7000 ф?

### Давление импульсное/свабирования

Во время рейса бурильной колонны необходимо учитывать APL. Движение трубы через столб буровой жидкости эквивалентно движению столба жидкости вокруг трубы при прокачке.

Свабирование возникает при подъеме трубы. Это значит, что снижается забойное давление на величину, равную APL, при эквивалентной скорости подъема. Т.е. APL будет отрицательным усилием. При повторном спуске трубы в скважину возникает толчок (импульс), т.е. увеличивается забойное давление на величину AP при эквивалентной скорости подъема, как если бы скважина нормально циркулировалась.

Пример 1.16.

Данные: MW - 12,0 ф/гал                      свабирование - 0,5 ф/гал.  
APL - 0,5 ф/гал  
Импульс - 0,5 ф/гал

Каков эквивалентный вес раствора во время спуско-подъема?

### Давление при закрытой бурильной трубе (SIDPP)

Это давление на бурильной трубе (манометр на стояке), когда скважина остановлена. SIDPP - величина, на которую пластовое давление больше гидростатического.

Поэтому пластовое давление (psi) = гидростатическое давление (psi) + SIDPP (psi).

Пример 1.17.

Данные: TD = 12000 ф.  
MW = 14,0 ф/гал  
SIDPP = 500 psi

Каково пластовое давление?

$$0,052 \times 14 \times 12000 + 500 = 9236 \text{ psi.}$$

### Давление при закрытой обсадной трубе (SICP)

Давление, указанное SIDPP, определяется и SICP. Если вторжение характеризуется той же плотностью, что и буровой раствор, тогда SIDPP и SICP будут одинаковы. Это положение справедливо при даже небольшом объеме вторжения. В общем случае плотность вторгающейся жидкости значительно меньше плотности бурового раствора. При этом развивается дисбаланс между столбом раствора в бурильной трубе и затрубном пространстве. Поскольку приток отмечается только в последнем, потери гидростатического давления отражаются в SICP.

Пример 1.18.

Данные: TD = 10000 ф.  
MW = 10 ф/гал  
SIDPP = 400 psi

Вторжение = 5,0 фунт/гал (1000 фут в затрубном пространстве).  
Каково SICP?

HP (Д.Р) =  $0,052 \times 10 \times 10000 = 5200$  psi  
HP (раствор в затрубном) =  $0,052 \times 10,0 \times 9000 = 4680$   
HP (вторжение) =  $0,052 \times 5,0 \times 1000 = 260$  psi  
HP (общее в затрубном) =  $4680 + 260 = 4940$  psi

Поэтому SICP =  $5200 - 4940 + 400 = 560$  psi

#### Вес раствора для глушения

Вес раствора для глушения – вес необходимый для уравновешивания пластового давления, который равен

$$MW \text{ (фунт/гал)} + \frac{SIDPP}{0,052 \times \text{глубину}}.$$

Пример 1.19.

Данные: SIDPP = 400 psi  
MW = 12 ф/гал  
TD = 13200 ф.

Каков вес раствора глушения?

$$\text{Вес} = 12 + \frac{400}{0,052 \times 13200} = 12,6 \text{ ф/гал.}$$

#### Предел рейса

Во время подъема трубы из скважины буровой раствор должен двигаться вниз для замещения трубы. Создаются потери давления, подобные APL, но в противоположном направлении, снижая забойное давление на объем, равный APL.

Простое уравнение для расчета предела рейса APL.

$$= \frac{YP}{11,7 (D_h - D_p)}$$

где YP – предел текучести, (фунт/100 ф<sup>2</sup>),  
D<sub>h</sub> – диаметр ствола, (дюймы),  
D<sub>p</sub> – диаметр трубы, (дюймы).

Для безопасного рейса необходимо погасить эти потери забойного давления увеличением веса бурового раствора на величину, называемую предел рейса.

Пример 1.14.

YP = 17 фунт/100 ф<sup>2</sup>  
D<sub>h</sub> = 8,5"  
D<sub>p</sub> = 4,5"

Каков предел рейса?

$$\frac{17}{11,7(8,5-4,5)} = 0,36 \text{ фунт/гал.}$$

Плотность выражающегося флюида.

$$FW = MW - \frac{SICP - SIDPP}{0,052 \times L}$$

где FW – плотность жидкости глушения, фунт/гал,  
MW – вес раствора, (фунт/гал),  
SICP – давление при закрытой обсадной,  
SIDPP – давление при закрытой бурильной трубе,  
L – длина столба жидкости глушения в затрубном пространстве, фут.

Пример 1.20.

Данные: объём выброса - 10 бар  
 SIDPP - 400 psi  
 SICP - 500 psi  
 размер ствола - 8,5"  
 размер буровой трубы - 4,5"  
 MW - 12 ф/гал.

Решение.

$$\text{Объём затрубного пространства} = \frac{8,5^2 - 4,5^2}{1029} = 0,05 \text{ бар/фут.}$$

$$L = \frac{10}{0,05} = 200$$

$$FW = 12 - \frac{500 - 400}{0,052 \times 200} = 2,38 \text{ фунт/гал.}$$

Взаимосвязь давления и объёма

Закон сжимаемого газа в  $PV = ZnRT$ , упрощен до  $\frac{P_1 V_1}{T_1} = \frac{P_2 V_2}{T_2}$

$P_1$  - начальное давление,  
 $P_2$  - конечное давление,  
 $V_1$  - начальный объём,  
 $V_2$  - конечный объём,  
 $T_1$  - начальная температура, (°R)  
 $T_2$  - конечная температура, (°R)  
 $T(°R) = T(°F) + 460$

Пример 1.21.

$P_1 = 10000 \text{ psi}$   
 $V_1 = 20 \text{ бар}$   
 $T_1 = 750^\circ\text{R}$

$P_2 = 500 \text{ psi}$   
 $T_2 = 540^\circ\text{R}$

Каков объём  $V_2$ ?

Решение.

$$V_2 = \frac{P_1 \times T_2 \times V_1}{P_2 \times T_1} = \frac{10,000 \times 540 \times 20}{500 \times 750} = 288 \text{ бар.}$$

Очень трудно точно прогнозировать давление на поверхность или объём, т.к. неизвестен тип газа, изменяющаяся температура, сжимаемость газа.

Анализ в U-трубе

Концепция контроля давления может быть отнесена к уравновешенной U-трубе. Основная взаимосвязь становится ясной после рассмотрения следующих примеров, демонстрирующих несколько состояний U-трубки, соответствующих условиям ствола.

Давление, которое можно контролировать в скважине, можно разделить на три основных типовых источника.

1. Гидростатическое давление ( $P_H$ )
2. Потери давления ( $P_L$ )
3. Прилагаемое давление ( $P_I$ )

Прилагаемое давление чаще всего называют противодавлением. С помощью этих трёх типов можно записать простое уравнение, справедливое в статических и динамических условиях стационарного состояния.

$$P_T = P_H + P_L + P_I$$

где  $P_T$  - общее давление в той же интересующей точке в системе в определенное время.



Все работы, связанные с регулированием давления, основываются на применении этого простого уравнения. На рис.20 графически изображено прогнозирование этим уравнением общего давления в зависимости от глубины для статических и динамических условий.

Пример 4.1. Стандартные статические условия.

Сторона бурильной трубы и сторона U-трубки уравновешены, т.к. каждая сторона содержит тот же столб жидкости той же плотности. Гидростатическое давление является произведением высоты  $\times$  плотности  $\times$  константы преобразования, т.е.

$$10000 \times 10,0 \times 0,052 = 5200 \text{ psi}$$

Поскольку оба столба уравновешены, на манометрах бурильной и обсадной труб давления нет.

Пример 4.2. Плотность затрубного пространства меньше плотности в бурильной трубе.

В этой ситуации плотность не одинакова. Гидростатическое давление жидкости в затрубном пространстве является суммой гидростатического давления раствора плотностью 10 ф/гал и раствора 5 ф/гал (3900 psi). Если скважина закрыта 1300 psi из-за разницы плотностей. Давление на башмаки обсадной трубы составлено из давления обсадной и гидростатического давления раствора плотностью 10 фунт/гал (3900 psi). Эквивалент плотности раствора в этой точке будет 15,0 ф/гал.

Пример 4.3. Стандартная циркуляция.

Потери давления в системе 2600 psi на движение раствора от насоса до нагнетательной линии. Это сумма потерь давления в наземном оборудовании, бурильной трубе, УБТ, насадках долота и в затрубном пространстве. Потери давления в затрубном пространстве – это давление, требуемое для циркуляции раствора от забоя до нагнетательной линии. Забойное давление складывается из гидростатического давления и потерь давления в затрубном пространстве.

Пример 4.4. Во время циркуляции (плотность в затрубном пространстве меньше плотности в бурильной трубе).

В этом случае U-труба не уравновешена. Во время циркуляции потери давления в системе 2000 psi, в затрубном пространстве 260 psi, а давление на забое 5460 psi поддерживается противодавлением на штуцере 1300 psi. Давление в месте посадки обсадной трубы 4030 psi.

Пример 4.5. Во время циркуляции (пластовый приток).

Наружное давление на забое во время не отражает давления со стороны кольца всего пространства, поскольку открыты превенторы. Давление на забое 5720 psi на 260 psi больше эквивалентной плотности циркуляции (ЕСД). Поэтому U-трубка разбалансирована, а на выкиде нагнетательной линии отмечается нарушение равновесия.

Примечание:  $P_e$  меньше  $P_r$  ( $5460 < 5720$ ), поэтому, если проницаемость достаточная, скважина будет фонтанировать.

Пример 4.6. Скважина закрыта: пластовое давление 5720 psi

С учётом вышеприведенных условий и закрытой скважиной давление при закрытой обсадной (SICP) и в закрытой бурильной трубе (SIDPP) отражает давления, необходимые для уравновешивания пластового давления, что отразится на равенстве обеих сторон U-трубки.

Пример 4.7. Циркуляция при бурильной скорости насоса.

Забойное давление =  $1820 + 2600 + 1300 + 260 = 5980 \text{ psi}$

Давление на башмаке обсадной =  $1820 + 2600 + 130 = 4550 \text{ psi}$

Во время нагнетания при той же скорости поршня в примерах 4.4 и 4.5 с поддержанием 3120 psi на бурильной трубе давление в U-трубке будет как на рис. 27.

Пример 4.8. Циркуляция на замедленной скорости насоса.

Если скорость насоса уменьшается до половины хода поршня в примере 4.7, SPL будет около 700 psi, а APL = 130 psi.

В результате давление в U-трубке будет:

Забойное давление =  $130 + 1820 + 2600 + 1300 = 5850 \text{ psi}$

Давление у башмака обсадной =  $65 + 1820 + 2600 = 4485 \text{ psi}$ .

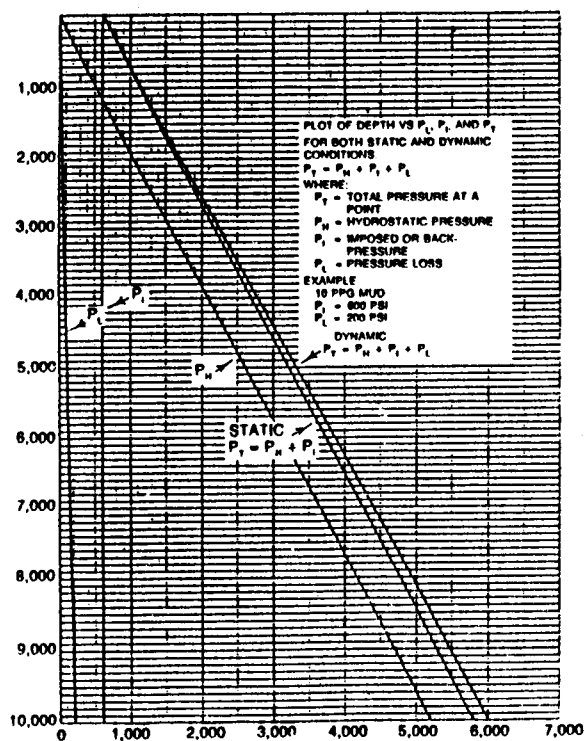


Рис.20.

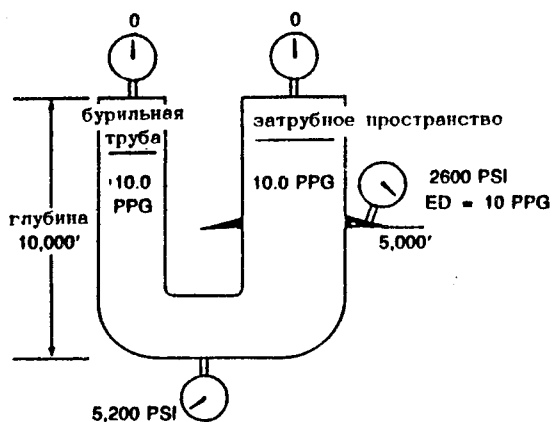


Рис.21.

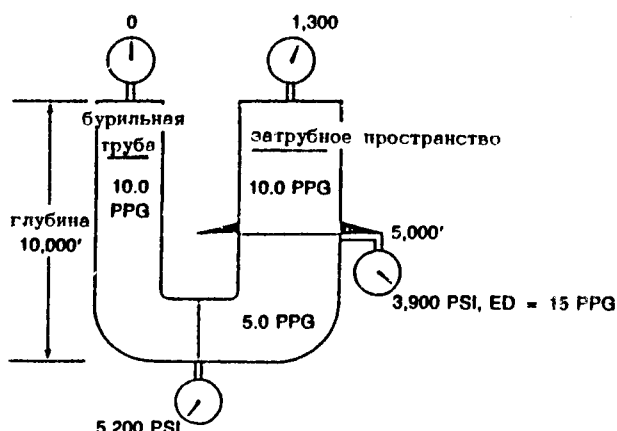


Рис.22.

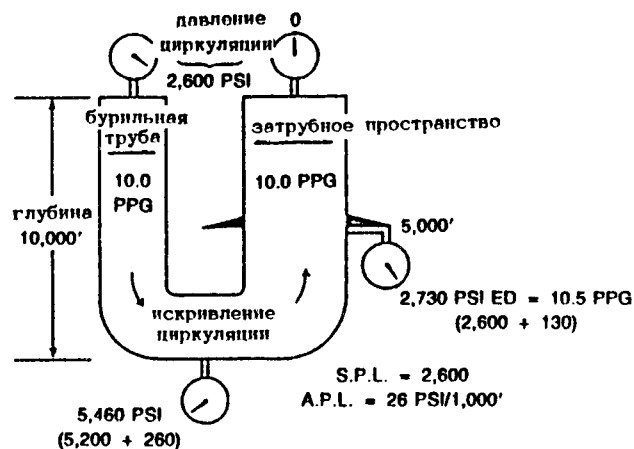


Рис.23.

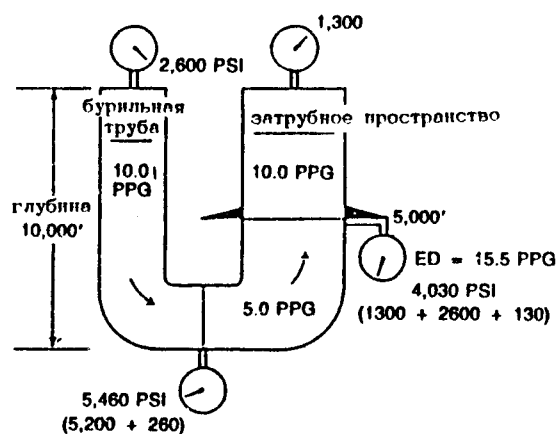


Рис.24.

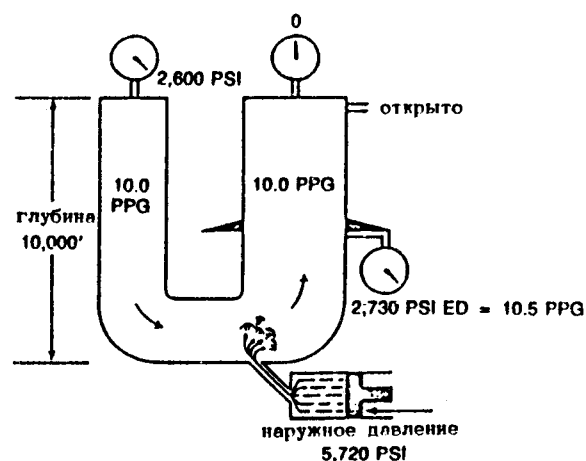


Рис.25.

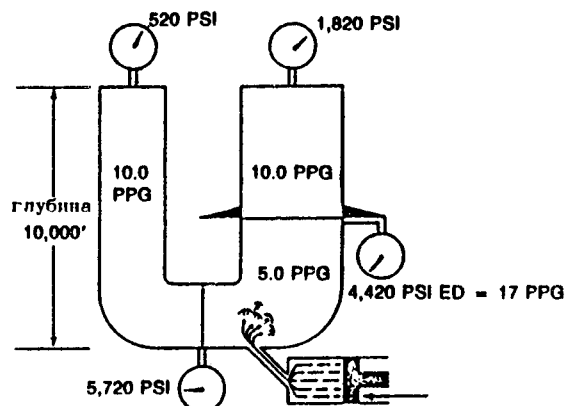


Рис.26.

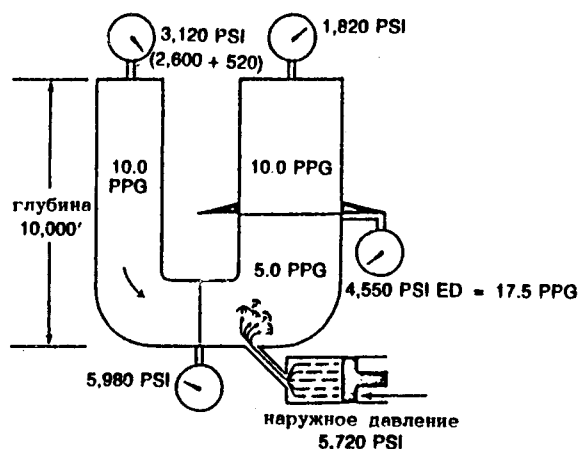


Рис.27.

Используя скорость, равную половине хода поршня, уменьшается давление насоса с 3120 до 4220 psi, скважина работает в пределах давления насоса.

#### Предварительный план контроля давления

1. Введение. Быть готовым.
    - А. Цель: исключить опасность выброса.
    - Б. Метод: планирование опасности до её возникновения для устранения выброса или осложнений типа потери циркуляции в результате выброса.
    - В. Методы, достигнутые исследованиями, оценкой, планированием и действием.
- План предпринимаемых действий: 1) до забуривания, 2) до осложнений.

#### П. Планирование до забуривания.

##### А. Изучение площади.

1. Информация об истории скважины.
2. Электрокаротаж.
3. Акт испытания долота.
4. Сейсмическая информация.
5. Геологические факторы.
6. Известные забойные давления.

##### Б. Установка режима бурения.

На основе исследований устанавливается безопасный и экономический режим бурения. Определяются задачи, варианты, включая непредвиденные буровые условия.

##### В. Варианты плана.

Условия площадки могут потребовать изменения плана введением варианта, который должен быть тщательно оценен. Важно знать как и почему изменяется первоначальный план. Нужно знать, чем вызвана проблема и выбрать альтернативу, исключаящую её без создания другой проблемы, может быть более серьезной. Найти нужное решение довольно трудно, но следует направить все усилия на полное исключение осложнений. Этому во многом способствует раннее обнаружение проблемы.

##### Г. Как управлять и контролировать скважину.

На основе имеющихся условий могут понадобиться суммирующие устройства объема в амбаре, датчики потока, дегазаторы, газосепараторы и регулируемые ситуации для управления и контроля за поведением. Частью предварительного планирования должен быть выбор необходимого оборудования управления скважиной.

Персонал должен быть обучен для работы с оборудованием, которое может оказаться необходимым для использования по назначению. Особое внимание следует уделить управлению при первых признаках выброса. Очень важно в этом случае использовать незапрограммированные буровые машины для определения реакции бригады на угрожающий выброс. При этом решаются многие задачи.

1. Держать бригаду в состоянии готовности относительно поведения скважины.
2. Повысить ответственность бригады.
3. Обучить бригаду на раннее распознавание.
4. Своевременно определить аномальные состояния.
5. Помочь в правильном заполнении скважины во время рейса.

Кроме этого, предварительное планирование должно потребовать регистрацию потерь давления, в системе при скорости насоса, равной 1/2 скорости, обычно используемой при бурении. Регистрация обязательна для каждого рейса. Эта информация поможет установить начальное давление циркуляции, если произойдет выброс.

#### Д. Знание пределов давления скважин.

Предпланирование должно определить вероятные слабые места в программе контроля за скважиной. Этой точкой обычно является наименьший градиент разрыва в необсаженном стволе, а в большинстве случаев непосредственно под последним башмаком обсадной колонны. Максимальное давление определяется для противостояния этому. Выбираются и испытываются на максимальное ожидаемое давление разрыва обсадной трубы, нагрузка на превенторы, обвязка штуцера, штуцеры и т.д. Если выброс выходит за пределы ограничений контрольного оборудования, необходимо принять решение устранить выброс.

Наиболее слабой точкой системы в неглубоких скважинах обычно является градиент разрыва пласта, что ограничивает максимальное давление в обсадной колонне, которое можно выдерживать во время выброса. Если пластовое давление разрыва превышает давление обсадной, скважину нельзя закрывать. Это вызывает необходимость использовать отклоняющую систему как в морском бурении, особенно для неглубоких скважин.

Отклоняющие системы обеспечивают контроль за скважиной без превышения градиента разрыва без прерывания фонтанирования с закачкой утяжеленного раствора, преодолевающего пластовое давление. Этот метод относится к крайним мерам, но не прерывает контроль за скважиной, что бывает при потере циркуляции. Как только скважину удалось обсадить, можно применить превенторы и регулируемые штуцеры.

Одна из главных задач планирования относится к соответствующей глубине посадки обсадной колонны для снижения до минимума потери циркуляции. Контроль за выбросом одинаково труден как при низком, так и при высоком давлении. К сожалению, потерю циркуляции не всегда можно предотвратить. Поглощение бурового раствора может быть полным или частичным. Первый признак поглощения — снижение объема обратной циркуляции. Частью программы планирования в случае выброса во время бурения должно быть обучение персонала распознавать ранние признаки аномального поведения скважины.

#### Ш. Планирование возможного выброса во время бурения.

Подготовка: знать градиент разрыва.

В актив режима входит определение прочности пласта ниже башмака обсадной колонны. Современная методика регулирования градиента разрыва заключается в постепенном увеличении давления на пласт и цементировании до падения давления для данного объема закачки.

Это давление герметизации будет максимально допустимым на цемент или пласт на этой глубине. При отсутствии контроля за скважиной может начаться поглощение раствора, если это давление превышено во время процесса глушения.

Некоторые операторы испытывают пласт давлением равным максимальному весу раствора, ожидаемому до следующей установки обсадной. Такое испытание можно повторять в необсаженном стволе после разбуривания первой проницаемой зоны, если нет правил, регулирующих испытание (например, первый песчаник, разбуренный ниже обсадной). В этой зоне обычно градиент разрыва наименьший для принятия всего раствора.

Испытательное давление упорного хвостовика обсадной колонны определяет максимальное общее давление, которое можно регулировать. Этот процесс "герметизации" включает закачку небольшого объема раствора при закрытой скважине. Затем закачка прекращается и регистрируется давление. Эта операция повторяется до снижения давления, рис.29.

Этим устанавливается ограничение давления (давление разрыва) на пласт, psi. Если произошел выброс и скважина закрыта, то статическое давление и гидростатическое давление раствора может превысить давление разрыва пласта. Поэтому важно знать какое давление при закрытой скважине может выдержать пласт. Определяется это вычитанием гидростатического давления раствора из пластового давления разрыва. Гидростатическое давление раствора при каждом изменении веса.

Исходя из испытания герметизации, строится график или таблица для получения максимально допустимого давления обсадной в зависимости от веса раствора. Пример на рисунке 30, основанный на испытании герметичности рис.28, давление герметизации равно 700 psi. Гидростатическое давление 1248 psi на глубине 2500 футов при весе раствора 9,6 фунт/гал.

Максимальное давление в закрытой скважине можно рассчитать по графическому анализу, давление разрыва можно преобразовать в эквивалентный вес раствора по следующей формуле:

Эквивалент = НР + давление герметизации + 0,052 х глубину, т.е. 14,9 ф/гал.

График, подобный тому, что на рис.30, где давление герметизации вычерчено по оси "у", а вес раствора – по оси "х". Вес раствора – 9,6 фунт/гал, давление герметизации 700 psi. В этом пересечении ставится точка. Другая точка определяется на пересечении 14,9 ф/гал и 0 давления (эквивалент веса раствора для герметизации). Обе точки, соединяются прямой линией. Для определения максимального давления при

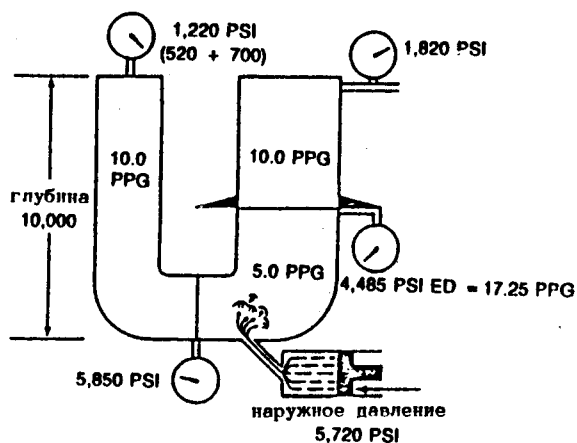


Рис.28.

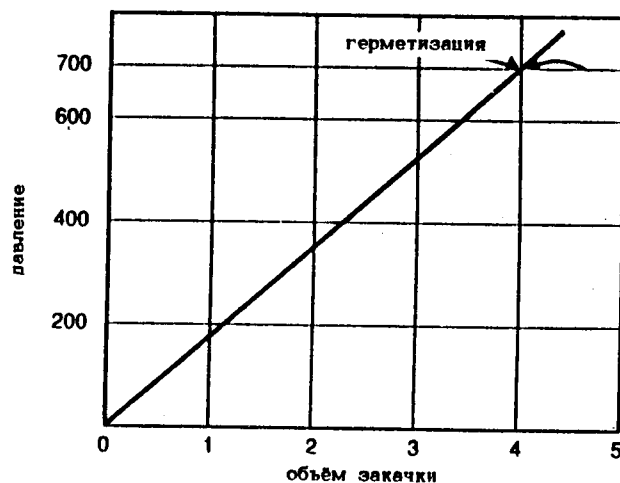


Рис.29.

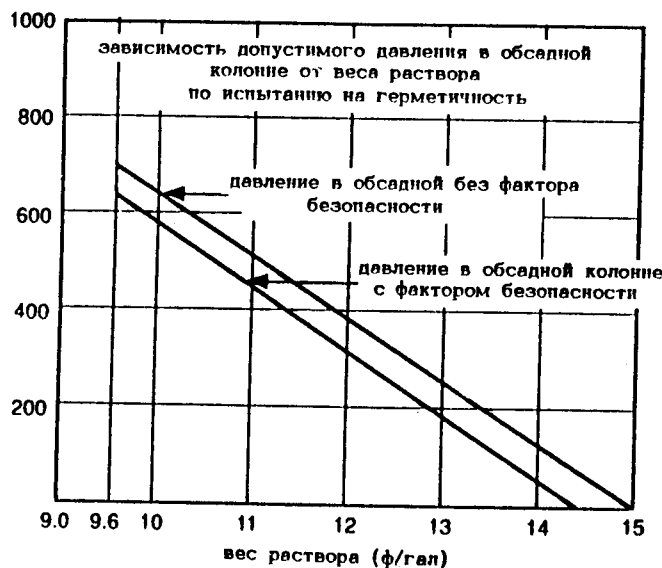


Рис.30.

закрытой скважине, не превышающем давление разрыва, провести линию от веса раствора до пересечения с ранее проведенной линией, а затем влево, получится точка максимально допустимого давления при закрытой скважине. На примере рис.30 использовался раствор весом 12 ф/гал. Максимальное давление при закрытой скважине составило 390 psi. В график следует включить предел безопасности вычерчиванием другой линии, параллельной максимальному давлению, которая должна отражать величину безопасного предела в ф/гал. Для примера на рис.30 это 0,5 ф/гал. Для того же раствора 12 ф/гал максимальное давление будет 320 psi. Преимущество вычерчивания графика в том, что не нужно рассчитывать гидростатическое давление раствора при каждом изменении его веса.

Если диаграмма используется для определения максимально допустимого давления обсадной колонны во время обработки выброса циркуляцией, линия безопасного предела должна включать потери давления в кольцевом пространстве при заранее определенной

малой скорости насоса. Давление в обсадной колонне не должно превышать предел безопасности при откачивании выброса до появления пузырьков газа над башмаком обсадной колонны, которые свидетельствуют о понижении давления. Давление в обсадной можно увеличить на величину снижения гидростатического давления. Вес вторгающегося флюида нужно определить для расчёта раствора этого снижения над башмаком.

Многих проблем можно избежать, используя метод испытания упорного хвостовика обсадной, оценивая результаты для правильного решения.

Рис.30 показывает, что по мере приближения веса раствора к весу трещины (разрыву), снижается максимально допустимое давление обсадной при закрытой скважине. Поэтому необходимо планировать конструкцию скважины для обеспечения безопасного максимально допустимого давления в обсадной при закрытой скважине, превышающего ожидаемый вес бурового раствора.

#### Б. Методика заполнения скважины во время рейса.

Находясь в скважине, бурильная колонна занимает данный объём. Во время подъёма высота столба раствора снижается на этот объём. При этом снижается также гидростатическое давление раствора, достаточное снижение вызывает фонтанирование. Поэтому освобождаемый при подъёме объём должен замещаться раствором для полного заполнения скважин. Эта процедура должна быть частой и равномерной (на каждые 5-10 свечей). Объём для заполнения должен быть равен объёму поднятой из скважины колонны. Если объём заполняющего раствора меньше, разница заполнится вторгающимся флюидом. Продолжение вторжения вызовет переток и скважину нужно будет закрыть. Когда долото поднято с забоя контроль за скважиной осложняется. Для предотвращения этого необходимо рассчитать объём поднятых труб из скважины и объём раствора для заполнения скважины для гарантии приема нужного количества раствора.

Существует несколько способов измерения или расчёта количества бурового раствора для заполнения скважины. Один из них состоит в отсчёте ходов поршня насоса для заполнения ствола после подъёма труб данной длины (5-19 свечей) следующим образом

$$\frac{\text{Длина (ф) Вытеснение трубы (бар/фут)}}{\text{Производительность насоса (бар/ход)}} = \text{поправка фута хода для заполнения.}$$

Использование этой методики требует точного объёмного КПД насоса. Если насос доставляет меньше расчётного раствора, скважина начнёт испытывать поршневой эффект, без этого эффекта скважина принимает аномально высокий объём флюида (поглощение).

Однако этот метод может быть эффективным, если количество ходов поршня сравнивается с изменением объёма в амбаре, который хорошо регулируется с помощью суммирующего устройства. В качестве обратной связи бригада должна вести наблюдение за амбаром и знать объём, требуемый для заполнения скважины.

Ещё один способ замера объёма для заполнения скважины – резервуар, используемый при спуско-подъёме. Емкость его невелика, заполняется он под действием силы тяжести непрерывно или с помощью насоса. Резервуар обеспечивает точный замер используемого раствора и обнаружение аномального заполнения скважины в результате малой емкости. Единственное требование – гарантия безопасности при регистрации количества раствора, требуемого для вытеснения объёма поднимаемых труб. Этот объём желательно проверить другим способом.

#### Давление разрыва

Давление разрыва – это давление, способное разрушить породу физически вертикально или горизонтально.

Разрываемость зависит от нескольких факторов.

1. Геологический возраст.
2. Глубина и перекрывающие породы.
3. Поровое давление.

Геологический возраст.

По мере старения пород в них происходят изменения:

1. Степень сжатия с увеличением глубины.
2. Степень цементации в результате сжатия и химического осаждения в поровом пространстве.

3. Наличие тектонических факторов - складчатость, сбросы и внедрение солевых или магмовых потоков.

Тектонически ослабленные площади, на Мексиканском побережье, характеризуются горизонтальными разрывами в результате наибольшего напряжения в вертикальном направлении, равного подстилающему давлению.

С другой стороны, укороченные регионы в результате образования складок или сбросов, характеризуются вертикальными разрывами, т.к. наименьшее напряжение вертикальное и равно горному давлению. Наибольшее напряжение горизонтальное и в 2-3 раза больше давления вышележащих пород, что вызвано сжимающими усилиями.

Глубина и наносы.

С погружением слоев на глубину повышается вес вышележащих пород, вызывающий сжатие, которое уплотняет зерна и делает цементацию более эффективной. В результате этих факторов, повышается прочность материнской породы.

При определении горного давления используется (1) psi / на фут глубины при 20% пористости и заполнении водой удельным весом 1,079 и средним удельным 2,06(0,80) Отсюда,

$$OB \text{ (горное давление)} = 2,6(0,80) + 1,079(0,20)$$

$$OB = 2,296 \text{ уд.вес} \quad \text{или} \quad 2,296 \times 8,33 = 19,13 \text{ фунт/гал}$$

$$19,13 \times 0,052 = 0,995 \text{ psi/фут или } 1 \text{ psi /дут.}$$

Поровое давление (PP).

После образования изоляции процесс сжатия сокращается и пластовый флюид под-держивает часть наносов и повышает поровое давление. Это в свою очередь вызывает повышение давления разрыва пласта.

Во время разрыва породы прилагаемое давление должно сначала преодолеть пластовое поровое давление (PP), а затем часть прочности матрицы (RM). Очень похожа взаимосвязь существует в случае равенства горного давления (OB) поровому давлению плюс прочность материальной породы, т.е.

$$OB = PP + RM$$

Для определения прочности материнской породы уравнение решается для

$$RM = OB - PP$$

Если полную прочность материнской породы плюс поровое давление нужно преодолеть, давление разрыва будет всегда равно горному давлению. Отсюда давление разрыва будет

$$FP \text{ (давление разрыва)} = PP + (OB - PP) \quad \text{или} \quad PP + RM$$

К сожалению, известные градиенты давления разрыва почти всегда противоречат этому соотношению. Для учёта этого противоречия следующее уравнение корректируется переменной глубины (X), т.е.

$$FP = PP + (OB - PP)X,$$

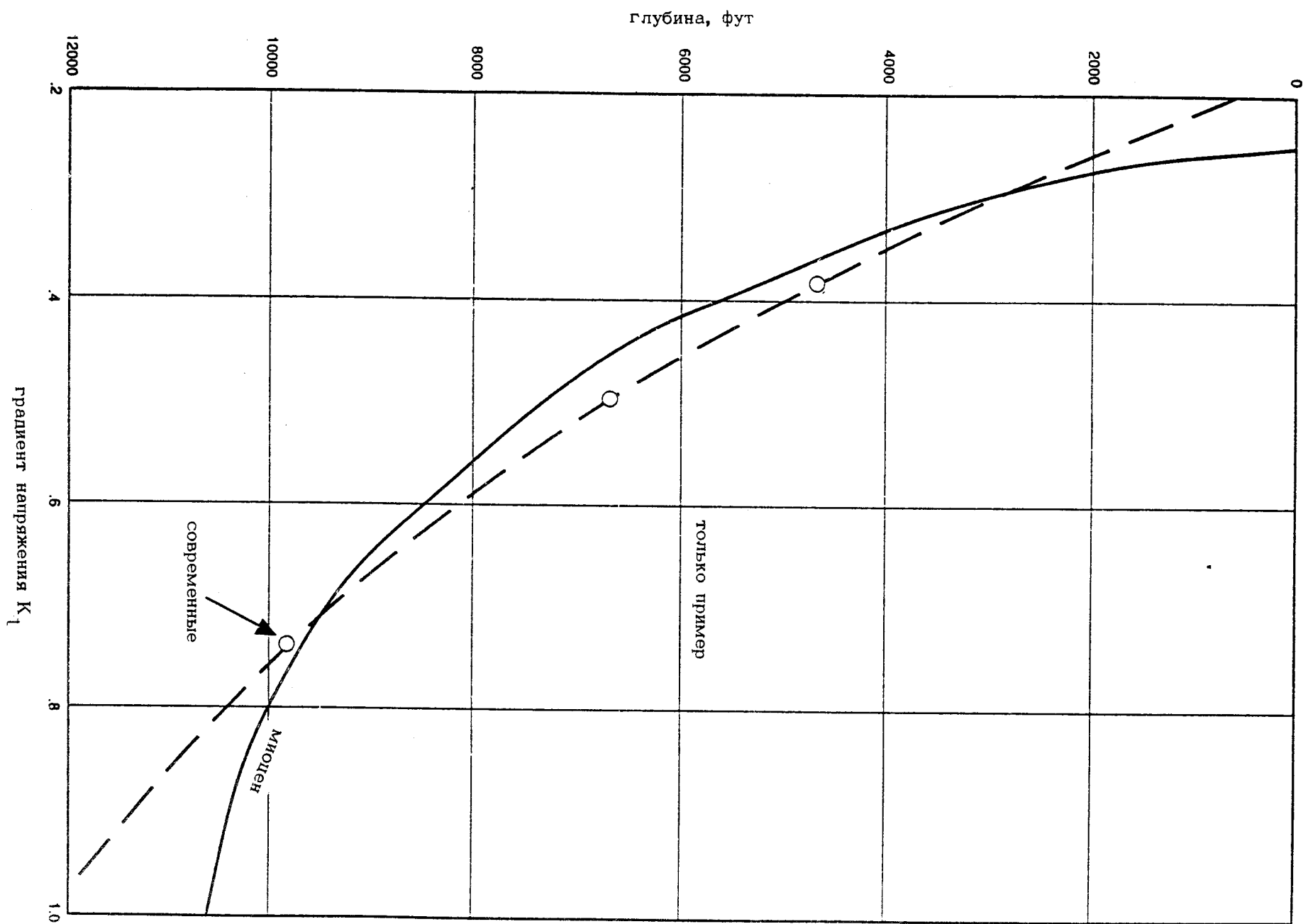
где X - величина меньше единицы для учёта давления разрыва меньше горного (OB).

Точное определение переменной (или эквивалентной поправки) исторически предмет противоречий. Один из подходов разработки уравнения предложен Hubbard Willis (1957)

$$FP = \frac{PP}{D} + K_1 \left( \frac{OB - PP}{D} \right)$$

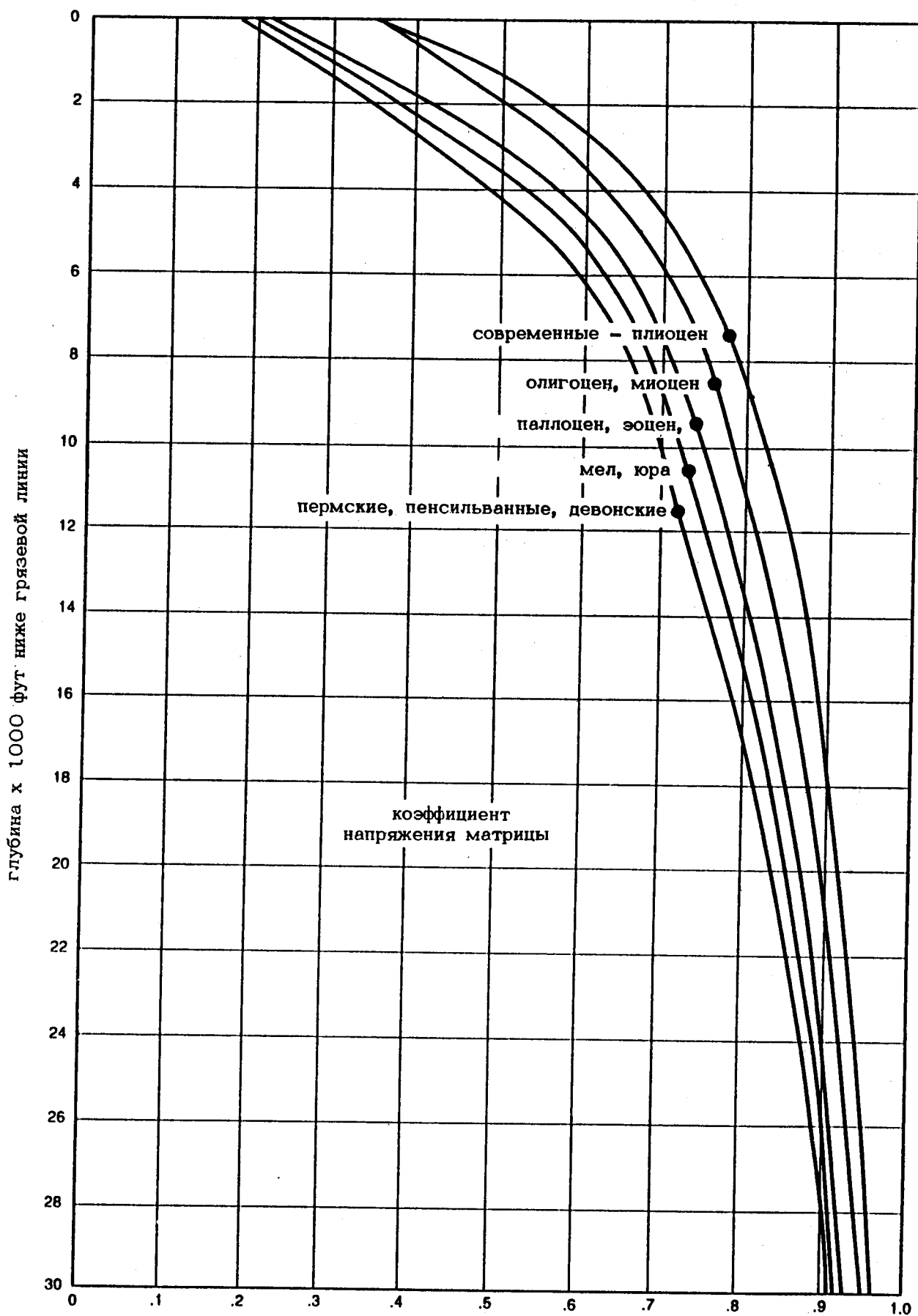
$$FP = 1,3 D(OB + 2PP), \text{ где } OB = 1 \text{ psi /фут.}$$

Позже Matthews и Kelly разработали другой подход. Они установили, что при горизонтальном разрыве пласта требуемое давление равно горному усилию. Для вертикального разрыва давление может быть значительно меньше горного. Уравнение выражено

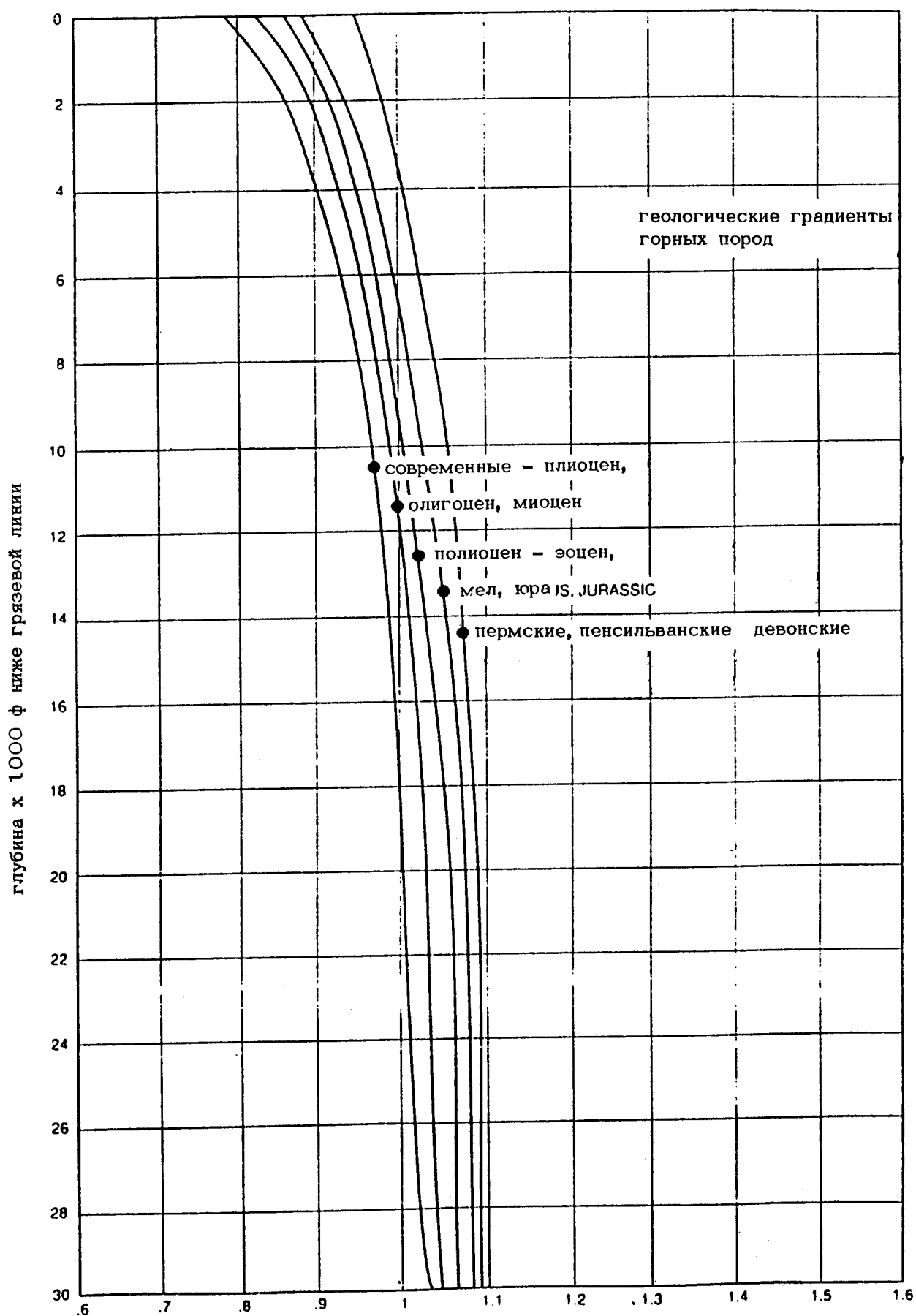




# КОЭФФИЦИЕНТ НАПРЯЖЕНИЯ МАТРИЦЫ



# геологические градиенты оргных пород



где  $K_1$  — коэффициент усиления матрицы.

ОР перестраивается как  $FP = PP \text{ градиент} + K_1 (\text{ОВ градиент})$ .

В 1969 г. Ben Eaton разработал ещё один подход на допущении, что градиент давления разрыва является функцией градиента напряжения горных пород, порового давления и отношения горизонтального напряжения к вертикальному, Eaton назвал его Отношением Poisson's Ratio (V), и выразил его

$$\frac{V}{1-V}$$

законченное уравнение имеет вид

$$\frac{FP}{D} = (ОВ - PP) \frac{(V)}{1-V} + \frac{PP}{D}$$

Резюме.

Очевидно, что давление, требуемое для разрыва пласта, не обязательно объединяет поровое и горное давления, (особенно на небольших глубинах).

Попытки авторов заключались в учете этого явления. Введение отношения Poisson корректирует переменную величину с помощью фактора "сланцеватости". Отношение Poisson лучше определяет уравнение Hubbard и Willis, т.е. фактор 1,3 корректируется в диапазоне 1,3 до 1,2.

С другой стороны Matthew's и Kelly's свой фактор K приближают к отношению Poisson, но легче определяют истинное давление, требуемое на разрыв пласта.

Отсюда следует, что для каждой определенной площади нужно строить график K или, по крайней мере, рассчитать возможное давление разрыва из выше приведенных уравнений для получения ожидаемого диапазона градиентов разрыва для удовлетворения требований перепада до забуривания.

Рекомендуется следующее уравнение для градиента разрыва с учётом возможности регулировки K.

$$FP = PP + (ОВ - PP)K_1$$

$$FP = PP + (RM)K_1$$

### Три категории контроля выброса

Первичный контроль — правильное использование гидростатического напора для вывода пласта из равновесия и предотвращения нежелательно проникновения флюидов из пласта в скважину. Преимущества первичного контроля очевидны.

Вторичный контроль — правильное использование оборудования в случае неудачного первичного контроля. Несвоевременно изолированный небольшой выброс может быстро развиться в серьезное осложнение. Кроме подземных выбросов существует опасность неконтролируемого потока пластовых флюидов на поверхность.

Третичный контроль — правильное использование оборудования и гидростатического напора для возобновления контроля выброса. В этом случае возникает необходимость бурения разгрузочных скважин.

Несмотря на то, что третичный контроль ведется экспертами, многое нужно сделать во время планирования и бурения скважины для упрощения глушения.

### Неудачи при первичном и вторичном контроле

Неудачи первичного контроля. — Любое событие или цепь событий, создающих дифференциальное давление между гидростатическим напором бурового раствора и пластом, может вызвать выброс. Наиболее характерные причины:

1. Невозможность сохранить скважину заполненной во время рейсов.
  2. Недостаточный вес раствора.
  3. Потеря циркуляции, вызванная разрывом слабого пласта избыточным весом раствора.
  4. Потеря циркуляции, вызванная сильными импульсами давления против слабого пласта при спуске инструмента.
  5. Условия свабирования при подъеме.
- Исследование 55 выбросов на протяжении 10 лет дает картину причин выбросов.

Причина	Общий %
1. Невозможность держать скважину полной	42
2. Недостаточный вес раствора	15
3. Потеря циркуляции	22
4. Свабирование	16
5. Прочие	5

Основная причина – невозможность сохранения заполненности скважины во время рейсов. На всех буровых площадках должно стать обязательным правилом вести учёт числа ходов поршня или пользоваться мерным резервуаром для замера нужного количества бурового раствора, замещающего объём поднимаемых труб. Хотя у скважин с геодавлением потенциал выброса выше, отчёты в буровом журнале указывают на то, что более половины выбросов происходят в скважинах с нормальным давлением.

Разгазирование бурового раствора не вошло в список причин выбросов, но это явление при снижении гидростатического напора характерно для верхних нескольких футов столба раствора. На рис.31 отмечается, что раствор весом 18 ф/гал разгазируется до 9 ф/гал на поверхности (около 50% газирования) понижает гидростатическое давление в скважине глубиной 20000 ф на 100 psi. Если объём в амбаре не увеличивается до половины газа в нагнетательной линии, выброс не происходит. Газ только расширяется на поверхности.

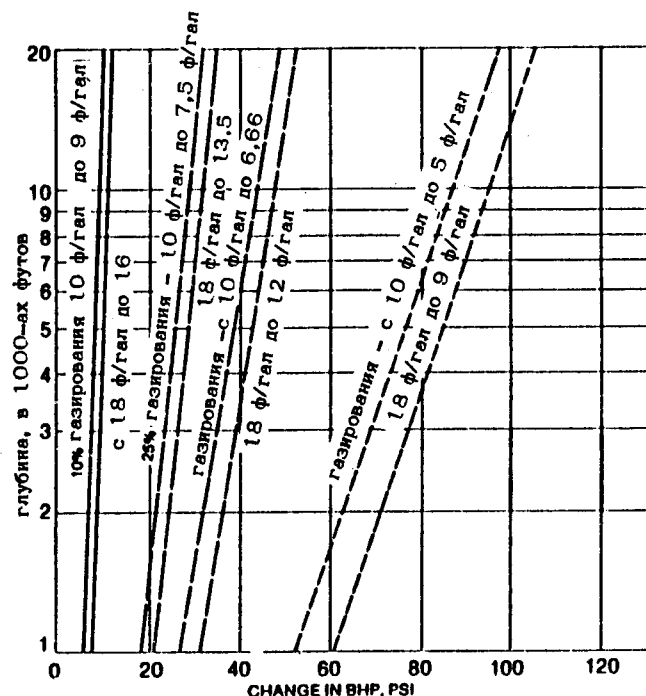


Рис. 31. Действительное снижение забойного давления, соответствующего снижению, наблюдаемому на поверхности, веса раствора в результате газирования.

Выбросу обычно способствуют пористость, проницаемость и достаточный объём. Многие сланцевые пласты с высоким давлением, низким объёмом газа бурятся при наличии разбалансировки без проблем. Однако серьезное газирование в этом типе пластов предупреждает о подстилающих песчаниках.

Неудачи вторичного контроля – подсчитано, что 95% скважин, в которых вторичный контроль оказался неудачным, результатом выброса явилась неправильное обслуживание скважины и несоответствующая программа испытаний, допустившая разгерметизацию, и недостаточная обученность персонала, приведшая к неправильному использованию оборудования.

То же исследование показало, что после выброса 62% скважин не контролировались по следующим причинам.

Причина	Общий %
1. Недостаточное противовыбросовое оборудование	29
2. Неправильная конструкция противовыбросового оборудования	5

- |   |    |
|---|----|
| 3. Неправильная установка   | 11 |
| 4. Неправильные подземные соединения                                    | 6  |
| 5. Несоответствующая программа спуска обсадной колонны и цементирования | 1  |

Т.о. 62% неудач вторичного контроля связаны с оборудованием, а более точно, непониманием серьёзности положения теми, которые ответственны за надёжность, установку, эксплуатацию и уход за противовыбросовым оборудованием.

Иногда выброс соленой воды ошибочно принимается за газовый выброс. Газ должен расширяться, иначе создавшееся давление разорвёт пласт и/или другие части контролирующего оборудования.

#### Методика закрытия скважин

После того, как определено развитие выброса и установлена обсадная колонна для предотвращения дальнейшего выброса скважину нужно закрыть как можно быстрее и безопаснее, чтобы не допустить приток в скважину. Поскольку при этом часто случаются прихваты труб, появляется сомнение в правильности решения. Но заглушить скважину нужно обязательно. Рекомендуются следующие мероприятия по закрытию скважин в зависимости от разного размещения комплекта труб противовыбросового устройства.

#### Вышки и установки с опорой снизу

1. Поднять бурильную колонну до уровня, когда задвижка над рабочей трубой находится над ротором, а поперек превентора нет замковых соединений. Желательно также вести наблюдение за потоком.
2. Отключить насосы.
3. Открыть гидравлический клапан на штуцерной линии у превентора.
4. Закрыть самую верхнюю трубную плашку подходящего размера.
5. Закрыть автоматический штуцер на манифольде. Закрытие скважины на автоматический штуцер устраняет возможность создания импульсного давления на противовыбросовое оборудование.
6. Фиксировать объём притока и давления на обсадной и бурильной трубе. Проверить визуально герметичность и течение. Подвергнуть двойной проверке позицию стояка и клапанов обвязки штуцера. (Это может и не понадобиться, однако, известен выброс в результате незакрытого клапана на заполняющей линии стояка и мнению о том, что скважина закрыта).

#### Плавающие установки с компенсаторами движения

1. Поднять бурильную колонну пока нижняя задвижка над рабочей трубой не будет над ротором, а поперек трубных плашек не будет замковых соединений.
2. Отключить насосы.
3. Открыть наружный безопасный клапан на штуцерной линии на установке превентора. (Внутренний клапан должен быть открыт).
4. Закрыть самые верхние трубные плашки.
5. Посадить бурильную колонну на верхнюю трубные плашки и закрыть замки плашек.
6. Закрыть вторые сверху трубные плашки.
7. Закрыть автоматический штуцер на обвязке. Установить компенсатор движения на середину хода. Отметить объём притока и давление на бурильной и обсадной трубе. Визуально проверить герметичность и течение. Вдвойне проверить положение всех стояков и глушителя, а также клапаны обвязки штуцера.

#### Плавающие установки без компенсатора движения

Эта операция идентична предыдущей за того, что рабочая труба должна быть отсоединена для защиты бурильной колонны над превентором от напряжений в результате подъёма судна.

1. Поднять бурильную колонну до положения задвижки на рабочей трубе над ротором и замка вне верхних трубных плашек и кольцевого превентора.
2. Отключить насосы.
3. Открыть наружный безопасный клапан на штуцерной линии у стояка превентора

(Внутренний клапан в нормальном состоянии должен быть открыт).

4. Закрыть автоштуцер на обвязке.
  5. Закрыть затрубный превентор.
  6. Установить бурильную колонну на шлипсы.
  7. Закрыть нижнюю задвижку над рабочей трубой.
  8. Отвинтить рабочую трубу над нижней задвижкой над трубой и установить рабочую трубу вновь.
  9. Установить и свинтить узел циркуляционной головки.
  10. Открыть нижнюю задвижку над рабочей трубой.
  11. Присоединить опорную систему к углу циркуляционной головки, т.е. натяжную лебёдку.
  12. Закрыть верхние трубные плашки.
  13. Открыть превентор мешочного типа.
- Между верхними трубными плашками и затрубным превентором может быть не-  
большой объём сжатого флюида.
14. Зашёлкнуть элеваторы ниже угла циркуляционной головки и посадить бурильную колонну на верхние трубные плашки. Закрыть плашечные замки.
  15. Закрыть вторые сверху трубные плашки.
  16. Отметить объём притока и давления на обсадной и бурильной трубе. Проверить визуально герметичность и течение. Вдвойне проверить позицию всех стояков и глушителя, а также клапаны обвязки штуцера.

#### Выбросы с забоя

1. Установить безопасный клапан бурильной трубы в положение "Открыто".
2. Отключить заполняющий насос.
3. Открыть клапан НСК на штуцерной линии или наружный клапан штуцерной линии.
4. Расположить бурильную колонну так, чтобы замки не были против превентора.
5. Закрыть (верхний) затрубный превентор или верхние трубные плашки.
6. Закрыть скважину на обвязке автоматического штуцера.
7. Установить рабочую трубу или циркуляционную головку.
8. Отцентровать обвязку стояка и глушителя и обвязку штуцера.
9. Отметить давление в затрубном пространстве и закрытой бурильной трубе в течение 1 минуты.
10. Замерить увеличение объёма в резервуарах для бурового раствора.

#### Метод бурильщика

Во время обнаружения газового выброса и закрытия скважины пузырьки движутся вверх по стволу и расширяются. Поэтому, если требуется продолжительный период времени для увеличения веса раствора с целью глушения скважины, используется Метод бурильщика. Этот метод глушения выполняется за две циркуляции. Первой циркуляцией удаляется вторгшийся флюид. Постоянное забойное давление поддерживается для предотвращения дальнейшего поступления пластового флюида во время циркуляции на меньшей скорости насоса. Во время этой циркуляции используется обычный раствор.

Постоянно поддерживается небольшая скорость насоса и регистрируются потери давления в системе (на плавучей установке учитываются потери давления во время циркуляции через штуцерную линию при 100% открытом штуцере). Циркуляция начинается открытием штуцера с одновременным включением насоса на определенную скорость. Давление на бурильной трубе должно состоять из суммы потерь давления в системе и давления на закрытой бурильной трубе. Давление регулируется штуцером при циркуляции с постоянной скоростью.

Когда потери давления в системе на медленной скорости неизвестны:

А. Открыть штуцер, начать циркуляцию на заданной скорости. Настроить штуцер на постоянное давление на клапане, равное давлению закрытой обсадной. Когда насос достиг нужной скорости и давление в обсадной постоянное, манометр на бурильной трубе покажет правильное начальное давление циркуляции для контроля за скважиной.

Б. Используется также упрощенный вариант основного гидравлического уравнения  $P=K$ . Для всех практических целей это уравнение можно выразить в виде:

$\frac{(\text{Нужная медленная скорость насоса})}{\text{известная скорость насоса}}$  x известное давление насоса x 1,1 - давление медленного насоса

где:

$$K = \frac{\text{нужная медленная скорость насоса, ход/мин (SPM)}}{\text{известная скорость насоса (SPM)}}$$

P - известное давление насоса (PSI).

Например, известно, что давление 2600 psi вырабатывается при 60 ходов/мин) давление насоса при 30 ходов/мин рассчитывается:

$$1 \left( \frac{30}{60} \right)^2 \times 2,600 \times 1,1 = 715 \text{ psi}$$

В. Ещё один вариант заключается в периодическом вычерчивании графика зависимости ходов/мин насоса и давления насоса на двойной логарифмической бумаге. Это давление вычерчивается для двух разных скоростей насоса. Результирующая прямая линия будет справедлива на какой-то период времени в зависимости от скорости прохождения и изменений реологических свойств раствора.

После откачки из скважины вторгшегося пластового флюида на выходе обсадной колонны должен появиться чистый буровой раствор, а давление на закрытых обсадной и буровой трубе должно уравниваться. Пока скважина закрыта готовится раствор для глушения. Затем начинается вторая циркуляция на той же скорости насоса. По мере циркуляции более тяжелого раствора в скважину по буровой трубе, давление в обсадной можно держать постоянным до полного заполнения утяжеленным раствором. После подхода его к долоту установить постоянное давление в буровой трубе для конечной циркуляции.

Конечное давление циркуляции должно удерживаться постоянным пока новый раствор не появится на поверхности, значит скважина заглушена.

Естественно, операции не возобновляются пока ведется наблюдение за давлением. Затем выбирается предел рейса и увеличивается вес раствора. После появления раствора с новым весом в нагнетательной линии рекомендуется короткий рейс для наблюдения за свабирующим газом, нефтью или соленой водой.

Преимущество Метода Буровишки в возможности немедленной откачке вторгшейся жидкости. Недостаток - повышение давления на башмаке обсадной трубы и на поверхности во время первой циркуляции.

#### Метод Буровишки.

Данная глубина - 14000 ф.  
Вес раствора - 15 ф/гал.  
SIDPP: - 900 psi  
SICP: - 950  
Прирост объема амбара - 15  
SPL: - 800 psi при 30 х/мин - 200 гал/мин (4,75 б/мин).  
Диаметр скважины - 4 1/2 x 16,6 фунт/фут.  
Размер долота - 8 3/4"  
УБТ - 6" нар. x 2,0" внутр. x 500 футов.

#### Карточка контроля скважины

##### Метод Буровишки

##### 1. Предварительная информация.

Обсадная колонна размер 9 5/8", вес 43,5 фунт/фут, марка - 80, внутренний предел текучести 6330 psi, глубина 10000 футов.

Максимально допустимое давление в обсадной.

Полное глушение (80% предела текучести) 5064 psi

Начальное закрытие (предел давления разрыва) 1040 psi

Нормальная скорость циркуляции и давление = 2400 psi при 70 х/мин,

11,1 бар/мин при 15 ф/гал, 14000 ф (2).

Скорость глушения и давление:

насос № 1 - 800 psi при 30 х/мин и 4,75 бар/мин при 15 фунт/гал  
14000 ф. 363

насос № 2 -

Ёмкость бурильной трубы - 0,01422 бар/фут.

## II. Немедленные меры.

При выбросе остановить ротор, поднять рабочую трубу, открыть штуцерную линию и штуцер (если был закрыт), закрыть затрубный превентор, закрыть штуцер и наблюдать за давлением обсадной, не допустить превышение над максимально допустимым (3).

Отметить давление в закрытой бурильной трубе 900 psi, давление в обсадной 950 psi, вес раствора 15 ф/гал, глубина 14000 ф, объем выброса 15 бар.

## III. Начать циркуляцию.

Открыть штуцер и установить выбранную скорость насоса для глушения. Медленно увеличивать скорость насоса и держать постоянным давление в обсадной медленным открытием штуцера. Достигнуть нужной скорости глушения, отметить давление в бурильной трубе и держать его постоянным с помощью постоянной скорости и регулировки штуцера. Давление в бурильной трубе должно быть суммой индикаторного давления глушения и давления в закрытой бурильной трубе (4).

Зафиксировать новое давление в бурильной трубе - 1700 psi при 30 х/мин и 4,75 бар/мин.

## IV. Откачать выброс циркуляции.

При постоянной скорости глушения держать постоянным новое давление в бурильной трубе регулировкой штуцера. Если давление в бурильной трубе повышается, открыть штуцер, если понижается - закрыть. Давление в обсадной должно изменяться для поддержания постоянным забойного давления. Когда скважина освободится от газа, соленой воды и газа, прекратить закачку и закрыть штуцер. Новое давление в закрытой обсадной - 900 psi.

## У. Увеличить вес раствора.

Обеспечить циркуляцию требуемым по весу раствором (5) и увеличить вес в амбаре (6).

## VI. Циркуляция утяжеленным раствором.

Установить циркуляцию по (III) при новом давлении в закрытой обсадной + 100 psi. Сохранить постоянной скорость глушения регулировкой штуцера.

Проверить требуемую плотность раствора в амбаре во время циркуляции.

Циркуляцию утяжеленным раствором проводить до долота, отсчитывая ходы или время (7).

В это время отметить конечное давление циркуляции по бурильной трубе - 869 psi. Удерживать постоянным это конечное давление штуцером при постоянной скорости глушения.

По выходе негазированного утяжеленного раствора на поверхность отключить насос и проверить на фильтрацию.

## Расчёты и примечания

$$1) \text{ Вес жидкости разрыва} = \frac{\text{давление герметизации}}{0,052 \times \text{глубина обсадной}} = \frac{1560}{0,052 \times \frac{1000 \text{ футов}}{1}} + 14 \text{ ф/гал} = 17 \text{ ф/гал.}$$

$$\text{Предел давления разрыва} = 0,052 \times 10000 \times 17 - 15 = 1040 \text{ psi}$$

2) Замер в начале каждого рейса после разбуривания 500 ф и после каждой смены веса на 0,1 ф/гал.

3) Если в обсадной колонне давление достигает максимума, прекратить закрытие штуцера, возобновить циркуляцию при том же давлении.

4) Давление циркуляции в бурильной трубе = давлению в закрытой бурильной трубе + давление циркуляции скорости глушения.

$$= \frac{900}{\text{psi}} + \frac{800}{\text{psi}} = \frac{1700}{\text{psi}}$$



Сероводород или растворимый сульфид обрабатывается цинком в продукте типа SULF-X®. Он выделяет в осадок сульфид, как нерастворимую соль, а в щелочной среде не переходит в сероводородную кислоту.

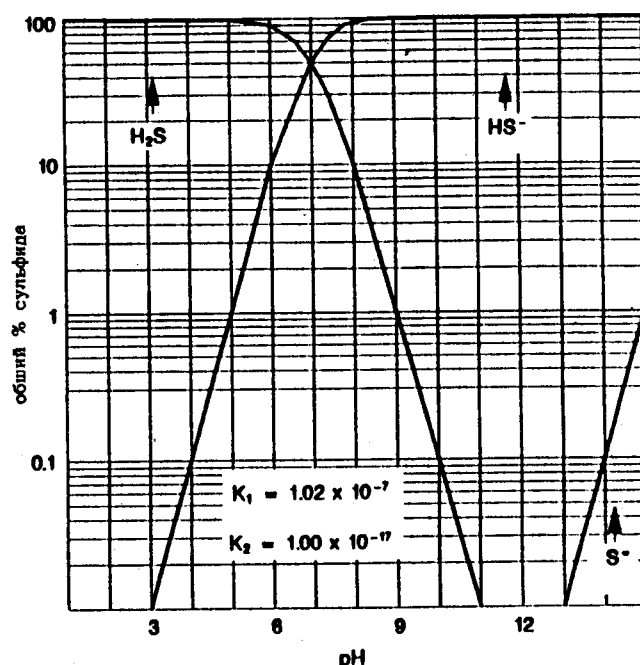


Рис.7. Примерное распределение  $H_2S$ ,  $HS^-$ , и  $S^{2-}$  в зависимости от pH. C. Hudgins, 1990

#### Контроль коррозии

pH контроль pH – один из самых распространенных методов снижения коррозии. Повышением pH снижается растворимость и реактируемость различных коррозионных газов.

Величина pH 8,3–9,0 достаточны для снижения прямой коррозии от концентрации ионов водорода. Для превращения угольной кислоты (из  $CO_2$ ) в некоррозионное состояние необходим pH=8,3. Для сероводородной кислоты pH=12 превращает большую часть сероводорода в бисульфид и ионы сульфида. Такие величины pH помогают контролировать понижающие сульфатбактерии.

1.  $[H_2CO_3] \leftrightarrow HCO_3^- \leftrightarrow CO_3^{2-}$
2.  $H_2S \leftrightarrow HS^- \leftrightarrow S^{2-}$

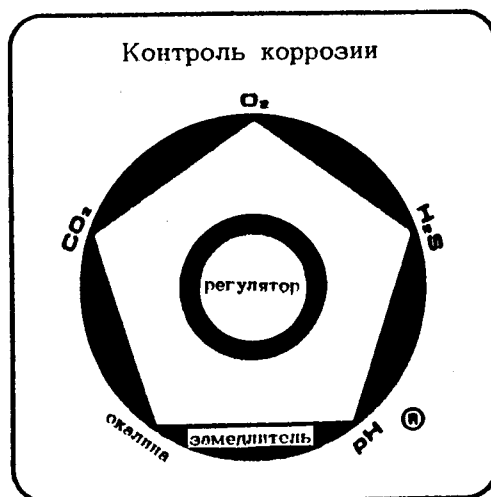


Рис.8.

#### Продукты снижения коррозии

Рекомендуются следующие продукты и методы их применения для снижения коррозии.

**CONQOR® 404** — это органофосфорный химреагент, предназначенный для замещения хроматных ингибиторов. Это кислородный ингибитор, а не раскислитель. Используется в буровых растворах на водяной основе, как в пресной, так и соленой, эффективен в циркулирующих растворах, но не рекомендуется как пакерная жидкость.

Предлагаемая обработка для буровых растворов — 2–5 галлонов **CONQOR 404®** на 100 бар жидкости. При аэрации нужно 10–12 гал/100 бар.

#### Кислородный раскислитель

Снижение кислорода в буровых растворах — эффективный метод уменьшения коррозии. Кислородные раскислители — типа бисульфита аммония и сульфита натрия. Катализируясь с кобальтом или никелем жидкие химреагенты концентрацией 50–70% дают высокую концентрацию пользования. Нейтрализованная сульфитная часть взаимодействует с растворенным кислородом, понижая его содержание.



Растворы на пресной водяной основе содержат 1–5 ч/млн растворенного кислорода, а насыщенные на соленой основе — меньше. Начальная требуемая обработка кислородного раскислителя — 2 гал/час, пока в фильтрате не будет 50 ч/млн избытка сульфита, после этого обработка продолжается при 1/2–1 гал/час или при наличии 50–100 ч/млн избытка сульфита.

Растворы на морской воде и хлористо-кальевые требуют повышенную концентрацию сульфита — 200–500 мг/л. Свободный кальций удаляет некоторую часть сульфита, который снижает эффективность раскислителя.

Рекомендуется сохранять концентрацию  $\text{Ca}^{++}$  около 200 мг/л. Добавляемая морская вода должна обрабатываться каустической содой; 1,5 ф/бар снижает магний до 0, а кальций до очень низкого уровня.

Избыток сульфита определяется титрованием. Химический расход изменяется от 24 до 50 гал/сутки в зависимости от условий, типа раствора, температуры, минерализации и объема системы.

Наиболее желательно прямое добавление в трубу всасывающим насосом, имеющим клапан-отсекатель и пропорциональный насос. Этот метод дозирования используется с 1970 года. Если такого приспособления нет, раскислитель добавляется через химическую воронку на всасывающем насосе или подается по шлангу от резервуара. Добавление осуществляется очень близко от всасывающего насоса. Не допускается контактирование с воздухом, т.к. снижается эффективность.

Для правильной утилизации кислородного раскислителя улавливание кислорода должно быть минимальным на поверхности с помощью:

1. Воронки только при необходимости.
2. Устранения пенной разгрузки от воронки, особенно, если разгрузка ведется перед всасыванием бурового насоса.
3. Правильно используемых пеногасителей.
4. Сохранения полного уровня раствора в приемном амбаре. При этом предотвращаются завихрения от смесителей и образование пены от воронки и оборудования выброса твердых веществ.

Раскислитель **SULF-X® H<sub>2</sub>S** — это цинковая смесь особого помола с большой площадью поверхности, используемая как раскислитель сероводорода в буровых растворах на водяной основе. **SULF-X®** раскисляет сульфиды до образования сульфида цинка, нерастворимого продукта при pH=3 и выше. Это обеспечивает постоянное удаление.

Единственное исключение — нежелательное состояние когда pH раствора падает ниже 3 (во время окисления)



Опасность сульфидной коррозии значительно снижается при нейтрализации кислого газа. Рекомендуемые уровни обработки от 1 до 2 фунт/бар. Последующая обработка — 1 фунт/бар на 1100 мг/л сульфида. Обработка стабильна при 400 F, и не зависит от минерализации в системе.

Цинковая смесь в раскислителе **SULF-X®** может увеличить вязкость в не дисперсных буровых растворах, необходимы пилотные испытания.

Насос № 1:  $6" \times 14" = 0,154$  бар/х при 100% эффективности.  
 $0,152 \times 0,90 = 0,139$  бар/х при 90% эффективности.  
 $0,139 \times 30 \times = 4,17$  бар/мин.  
 $4,17 \times 42$  (гал) = 175 гал/мин.

#### Раздел 2. Измерения.

1. SIDPP - 400 psi
2. SICP - 500 psi
3. Увеличение объема в амбаре - 15 бар.

#### Раздел 3. Начальное давление циркуляции.

1. Потери давления в системе + SIDPP =  $600 + 400 = 1000$  psi

#### Раздел 4. Расчет увеличения веса раствора

1.  $\frac{400 \times 19,25}{9000} = 0,85$  (0,9 фунт/гал).

2. В это время APL не добавляется.
3. Начальный вес раствора = 13,2 ф/гал.

#### Раздел 5. Требуемый новый вес раствора.

$0,9$  ф/гал +  $13,2 = 14,1$  ф/гал.

#### Раздел 6. Конечное давление циркуляции.

Потери давления в системе  $\times$   $\frac{\text{нового раствора вес}}{\text{старого раствора вес}}$

$$600 \times \frac{14,1}{12,2} = 641 \text{ psi}$$

#### Графический анализ

1. Вычертить начальное давление циркуляции = 1000 psi.
2. Вычертить конечное давление циркуляции = 641 psi. Провести прямую линию.
3. На шкале А вычертить время пробега от поверхности до долота.  
 $30 + 10 = 3$  мин на каждый участок.
4. На шкале В - утяжеление раствора. По методу Ожидания и Утяжеления вес раствора для глушения - 14,1 ф/гал.
5. Шкала С - количество ходов насоса от поверхности до долота.  
 Через 3 минуты при 30 х/мин - 90 ходов.

#### Выводы

Согласно графику при закачивании раствора глушения по бурильной трубе давление в ней должно снижаться. Например, после нагнетания в течение 9 минут или 270 ходов давление доводится до 900 psi на бурильной трубе. Поправки делаются каждые 3 минуты. Конечное давление циркуляции - 641 psi удерживается постоянным, пока раствор 14,1 фунт/гал не достигнет поверхности. После глушения скважины продолжается бурение, но добавляется дополнительный предел рейса к весу раствора до спуска трубы.

#### Задача № 1.

- |                                |  |
|--------------------------------|--|
| Общая глубина                  | - 12000 ф.   |
| Размер ствола                  | - 9 5/8"   |
| Обсадная                       | - 10 3/4"/45,50 ф/фут) до 1200 футов,<br>емкость - 0,0962 бар/фут. |
| Вес раствора                   | - 15,6 ф/гал.  |
| Бурильная труба                | - 4 1/2" (16,6 фунт/фут), емкость 0,0142.                          |
| УБТ                            | - 7 3/4" x 2 3/4" - 800 футов, емкость - 0,00735.                  |
| Насос № 1                      | - 6" x 16" - 90% эффективность при 60 х/мин.                       |
| Давление в насосе при 60 х/мин | - 2800 psi   |
| Насос № 2                      | - 6" x 14" - 90% эффективность при 60 х/мин                        |
| Давление в насосе при 60 х/мин | - 2600 psi   |

Расчёт.

Скважина заглушена и получены следующие данные.

1. SIDPP - 300 psi
2. SICP - 400 psi
3. Увеличение объёма амбара - 20 бар.

- А. Заполнить карточку и пользоваться методом Ожидания и Утяжеления раствора.
- Б. Темп глушения 30 х/мин.
- С. Пользоваться насосом № 1 для глушения.

Карточка контроля скважины Методом Ожидания  
и Утяжеления раствора

I. Предварительная информация.

Обсадная: размер 9 5/8" вес - 43,5 ф/ф, марка № 80, внутренний предел текучести 6330 psi, глубина - 5000 ф.

Полное глушение 180% предела текучести 5064 psi

Предел давления разрыва - 520 psi

Нормальная скорость циркуляции и давление - 2000 psi при 60 х/мин и

8,34 б/мин, при 13,2 ф/гал и 90 ф.

Скорость глушения и давление: насос № 1 - 600 psi при 30 х/мин и 4,17 бар/мин при 13,2 ф/гал и 900 ф. (2)

Емкость бурильной трубы - 0,01422 бар/ф.

II. Немедленные меры.

Остановить насос, поднять рабочую трубу, остановить ротор, открыть штуцерную линию и штуцер, закрыть затрубный превентор, закрыть штуцер и отметить давление обсадной, которое не должно превышать максимально допустимое (3).

Отметить: давление в закрытой бурильной трубе - 400 psi, в обсадной - 500 psi вес раствора 13,2 ф/гал, глубина 9000 ф, объём выброса 15 бар.

III. Утяжелить раствор.

Рассчитать требуемый вес раствора (11) и увеличение объёма в амбаре (5,6).

1У. Подготовить график замера давления в бурильной трубе.

Определить начальное давление циркуляции и вычертить график в нулевое время (7).

Определить конечное давление циркуляции (8) и вычертить зависимость времени циркуляции к долоту (9).

Провести линию между точками.

Снять показание давления в бурильной трубе через 5 мин интервалы.

Рассчитать количество ходов (10)

У. Установить циркуляцию.

Открыть штуцер и настроить насос на скорость глушения. Медленно повышать скорость насоса.

Отрегулировать штуцер на постоянное давление в обсадной в закрытом состоянии. Сохранить скорость глушения.

Давление в бурильной трубе должно состоять из суммы давления только глушения и давления в закрытой бурильной трубе.

У1. Рассчитать утяжеление раствора.

Поддерживать плотность раствора в амбаре во время циркуляции глушения. Штуцером отрегулировать давление в бурильной трубе ко времени или ходов. Если это давление увеличивается - открыть штуцер, если снижается - закрыть. Когда утяжеленный раствор достигнет долота (9,10), удерживать давление в бурильной трубе постоянным, пока утяжеленный раствор появится на поверхности.

Когда негазированный нужного веса достигнет поверхности, остановить циркуляцию и проверить фильтрацию.

## Расчёты и примечания

1) Вес раствора для глушения =

$$= \frac{\text{давление герметизации}}{0,052 \times \text{глубину обсадной}} + \text{вес раствора испытания герметизации} =$$

$$= \frac{702}{0,052 \times 5000} + 12,5 = 15,2 \text{ ф/гал.}$$

Предел давления разрыва =  $0,052 \times \text{глубину обсадной} \times (\text{вес жидкости разрыва} - \text{настоящий вес}) = 0,052 \times 5000 \times (15,2) - 13,2 = 520 \text{ psi.}$

2) Проводить измерение веса раствора в начале каждого рейса через 500 ф, после каждого изменения свыше 0,1 фунта/гал.

3) Если давление в обсадной достигло максимально допустимого, прекратить закрытие штуцера, возобновить циркуляцию на максимальной скорости, сохранить максимально допустимое давление в обсадной и начать увеличивать вес раствора. Требуемый вес раствора рассчитывается из максимального наблюдаемого давления в буровой трубе до начала циркуляции.

4) Требуемый вес раствора = текущий +

$$= \frac{19,25 \times \text{давление в закрытой буровой трубе}}{\text{общая глубина}} + \text{предел рейса} \times$$

$$\times 13,2 \text{ ф/гал} + \frac{19,25 \times 400}{9000} + 14,1 \text{ ф/г.}$$

5) Если раствор хранится в двух амбарах с циркуляцией, вес раствора нужно регулировать более равномерно.

6) Если увеличивается давление в буровой трубе во время утяжеления, уменьшить начальную стабилизированную величину стравливания давления в обсадной колонне через штуцер.

7) Начальное давление циркуляции = давлению темпа глушения + давление в закрытой буровой трубе =  $600 + 400 = 1000 \text{ psi.}$

8) Конечное давление циркуляции = давлению скорости глушения x

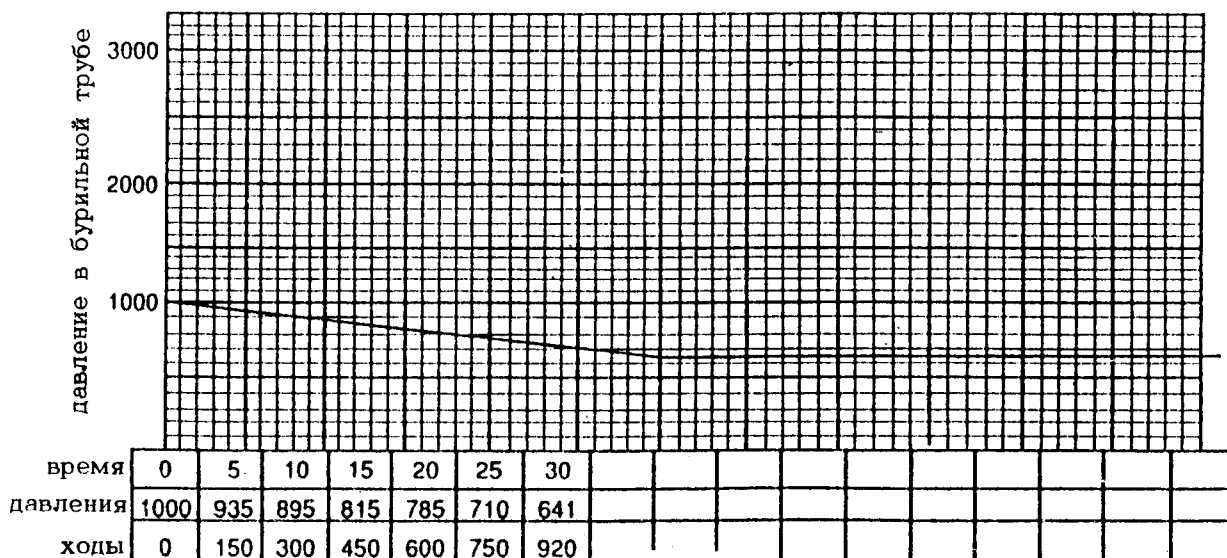
$$\times \frac{\text{требуемый вес раствора}}{\text{начальный вес раствора}} = 600 \text{ psi} \times \frac{14,1}{13,2} = 641 \text{ psi.}$$

9) Время циркуляции до долота =  $\frac{\text{емкость бур. трубы} \times \text{длину}}{\text{скорость глушения}} =$

$$= \frac{0,01422 \text{ бар/фут} \times 9000 \text{ ф.}}{4,17 \text{ б/мин}} = 30,7 \text{ мин.}$$

10) Кол-во ходов x время =  $30 \text{ х/мин} \times 30,7 \text{ мин} = 920 \text{ ходов.}$

Режим давления в буровой трубе



Метод циркуляции и взвешивания  
(параллельный метод)

При использовании этого метода глушения выброса циркуляция начинается с начальным давлением циркуляции и добавлением барита в систему до получения нужного веса раствора. Метод заключается в постепенном увеличении веса с вымыванием выброса для преодоления пластового давления. Ко времени выброса график давления должен быть завершен. Раствор с увеличением веса на 0,1 ф/гал достигает долота и согласно графику нужно понизить давление в бурильной трубе. Это давление поддерживается до следующего увеличения веса на 0,1 ф/гал у долота. В этой точке будет конечное давление циркуляции, удерживаемое до появления раствора глушения на поверхности.

Преимущество метода в том, что скважина закрыта на ограниченное время до начала циркуляции.

Недостаток - в количестве циркуляций для глушения и сложность самой операции.

Этот метод можно применять на площадях, где неизвестен градиент давления, пласты старые и более хрупкие.

Пример метода.

Общая глубина - 8000 ф.

Размер ствола - 8 1/2"

Обсадная колонна: 9 5/8" (43,5 фунт/фут) на 3500 ф, емкость 0,0744 бар/фут.

Вес раствора - 12,6 ф/гал.

Бурильная труба - 4 1/2" (16,6 ф/ф, емкость - 0,0142.

УБТ - 7" x 2 3/4" - 500 ф, емкость - 0,00735.

Насос № 1 - 6" x 14", 90% эффективность при 60 х/мин.

SPL для № 1 - 600 psi при 30 х/мин.

Насос № 2 - 5 1/2" x 14", 90% эффективность при 60 х/мин.

SPL для № 2 - 500 psi при 30 х/мин.

В скважине произошел выброс и отмечена следующая информация.

1. SIDPP - 300 psi

2. SICP - 400 psi

3. Прирост объема амбара - 20 бар.

Заполнить карточку контроля давления. Использовать для глушения насос № 1.

Фиксируется следующее:

Раздел № 1 - предварительные сведения.

1. Потери давления в системе для насоса № 1 - 600 psi при 30 х/мин.

2. В это время не добавляются потери затрубного давления.

3. Рассчитать время пробега от поверхности к долоту.

Насос № 1 = 6" x 14" - 0,154 б/ход при 100% эффективности

0,154 x 0,90 = 0,139 бар/ход при 90% эффективности.

0,139 x 30 х = 4,17 бар/мин.

4,17 x 41 гал = 175 гал/мин.

Время - 26 минут.

Раздел № 2. Измерения.

1. SIDPP - 300 psi

2. SICP - 400 psi

3. Прирост объема амбара - 20 бар.

Раздел № 3. Начальное давление циркуляции.

Потери давления в системе + SIDPP - 600+300 = 900 psi

Раздел № 4. Расчет утяжеления веса раствора

$$\frac{300 \times 19,25}{8000} = 72 \text{ ф/гал.}$$

2. Не добавлять APL

3. Начальный вес раствора 12,6 ф/гал.

Раздел № 5. Новый требуемый вес раствора.

$$0,8 \text{ ф/гал} + 12,6 \text{ ф/гал} = 13,4 \text{ ф/гал.}$$

## Раздел № 6. Конечное давление циркуляции.

Потери давления в системе  $\times \frac{\text{новый вес раствора}}{\text{старый вес раствора}}$

$$600 \times \frac{13,4}{12,6} = 638 \text{ psi}$$

### Графический анализ

1. На шкале А нанести увеличение веса раствора на 0,1 ф/гал, начиная с 12,6 ф/гал.
2. Нанести начальное давление циркуляции 900 psi для 12,6 ф/гал и конечное давление циркуляции для 13,3 ф/гал.
3. На шкале В нанести время, когда вес раствора в амбаре достигнет 13,3 ф/гал. Пример. Вес был 12,8 на 7 ч. утра.
4. На шкале С отметить время, когда вес раствора сравняется с амбарным. Пример. 12,8 ф/гал – в 7 ч. утра, время от поверхности до долота – 26 мин., т.е. в 7 ч. 26 мин давление в бурильной трубе – 825 psi.

### В ы в о д ы

Когда утяжеленный раствор достигнет долота, давление в бурильной трубе должно быть снижено по графику. На каждое увеличение веса вводятся поправки. График должен использоваться в обратную сторону для предотвращения дальнейшего притока. Например, если на долоте вес раствора 13,0 ф/гал, а в амбаре появляется 12,8 ф/гал, добавить время – 26 минут. Записать это время ниже 12,8 внизу графика. По истечении времени увеличить давление в бурильной трубе до 825 psi. Продолжить снижение давления по линии графика с увеличением веса раствора до 13,3 ф/гал, поддерживать давление 633 psi до выхода этого раствора на поверхность. Остановить насос и открыть штуцер для проверки глушения.

#### Карточка контроля.

##### Задача № 1.

Общая глубина	- 10000 ф.
Размер ствола	- 9 7/8"
Обсадная	- 10 3/4" (45,5 ф/ф – 6500 ф, емкость – 0,0962 б/ф.)
Вес раствора	- 14,5 ф/гал.
Бурильная труба	- 4 1/2" (16,60 ф/ф), емкость 0,0142.
УБТ	- 4 3/4" x 2 3/4" – 750 футов, емкость 0,0079.
Насос № 1	- 6" x 16", 90% эффективность при 60 х/мин.
Давление насоса при 60 х/мин	- 2700
Насос № 2	- 6" x 14", 90% эффективность при 60 х/мин.
Давление при 60 х/мин	- 2500 psi

#### Расчёт.

##### Скважина с выбросом.

1. SIDPP – 400 psi
2. SICP – 500 psi
3. Объем выброса – 20 бар.

А. Заполнить контрольную карту каонтроля давления и рассчитать вес.

Б. Скорость глушения – 30 х/мин.

В. Пользоваться насосом № 1 для глушения.

Контрольная карточка, параллельный метод.

##### 1. Предварительная информация.

Обсадная: размер 9 5/8", вес 40 ф/ф, марка У-95, внутренний предел текучести 3950 psi, глубина 3500 ф.

Полное глушение (80% предела текучести) 3160 psi

Предел давления разрыва 182 psi

Нормальная скорость циркуляции и давление – 1800 psi при 60 х/мин, 8,34 б/мин при 12,6 ф/г и 8000 ф.

Скорость глушения и давление насоса № 1 – 600 psi при 30 х/мин, 4,17 ф/мин при 12,6 ф/г и 8000 ф (2).

Емкость бурильной трубы – 0,01422 бар/ф.

## II. Немедленные меры.

При выбросе остановить ротор, поднять рабочую трубу, остановить насос, открыть штуцер, закрыть затрубный превентор, закрыть штуцер и отметить давление в обсадной, не допустить превышения допустимого (3).

Давление в закрытой бурильной трубе – 300 psi, давление в обсадной – 400 psi вес раствора – 12,6 ф/гал, глубина 8000 ф, объем выброса – 20 бар.

## III. Установить циркуляцию.

Открыть штуцер во время набора скорости глушения насосом.

Отрегулировать штуцер для сохранения давления в обсадной закрытой трубе. Держать скорость глушения. Давление в бурильной трубе при скорости глушения должно равняться сумме давления на скорость глушения и давления в закрытой бурильной трубе. Отметить время начала циркуляции.

### 1У. Увеличение веса раствора.

Отметить время или количество ходов, при которых объем в приемном амбаре увеличивается на 0,1–0,2 ф/гал на графике (5).

У. Подготовить график давления в бурильной трубе.

Заполнить низ графика равные приращения веса раствора от начального до требуемого.

Нанести начальное давление циркуляции (7) над требуемым весом раствора (6).

Провести линию между точками. Отметить давление в бурильной трубе при каждом увеличении веса раствора. Отметить время или количество ходов, при котором в приемном амбаре увеличивается вес раствора.

Рассчитать время циркуляции (8) или количество ходов (9) до долота.

Добавить 1/2 времени циркуляции (или ходов) до долота ко времени (или ходам) каждого прироста веса раствора.

### У1. Глушение скважины.

Удерживать давление в бурильной трубе для каждого прироста веса раствора регулировкой штуцера при постоянной скорости глушения.

Когда вес раствора достигнет долота, удерживать конечное давление циркуляции до полного глушения скважины. Когда раствор без газа появится на поверхности с требуемым весом, остановить циркуляцию и проверить фильтрацию.

## Расчёты и примечания

1) Вес раствора для разрыва =

$$= \frac{\text{давлению герметизации}}{0,052 \times \text{глубину обсадной}} + \text{вес раствора при испытании на герметич-}$$

$$\text{ность} - \text{текущий вес раствора} = \frac{730 \text{ psi}}{0,052 \times 3500} + 11,8 = 15,8 \text{ ф/гал.}$$

$$\text{Предельное давление разрыва} = 0,052 \times \text{глубину обсадной} \times (\text{вес разрыва} - \text{текущий вес раствора}) = 0,052 \times 35 \times 15,8 - 12,6 = 582,4 \text{ psi}$$

2) Измерить в начале каждого рейса после разбуривания 500 ф и после каждого изменения вес раствора.

3) Если давление в обсадной достигло максимально допустимого, прекратить закрытие штуцера, возобновить циркуляцию на максимальной скорости, удерживать максимально допустимое давление в обсадной с помощью штуцера и начать утяжелять раствор. Требуемый вес раствора рассчитывается из наивысшего давления в бурильной трубе до начала циркуляции.

$$4) \text{Начальное давление циркуляции} = \text{давлению скорости глушения} + \text{давлению в закрытой бурильной трубе.} = \frac{600}{\text{psi}} + \frac{300}{\text{psi}} = \frac{900}{\text{psi}}$$

5) Если задействованы два амбара с циркуляцией между ними, вес раствора регулируется равномерно во время циркуляции.



6) Требуемый вес раствора = текущий вес +

$$\frac{19,25 \times \text{давление в закрытой буровой трубе}}{\text{глубина}} + \text{предел рейса} = 12,6 +$$

$$\frac{19,25 \times 300}{8000} + 0,3 \text{ ф/г} = 13,7 \text{ ф/гал.}$$

7) Конечное давление циркуляции = давлению скорости глушения x

$$x \frac{\text{требуемый вес раствора}}{\text{текущий вес раствора}} = 600 \times \frac{13,4}{12,6} = 638 \text{ psi}$$

8) Время циркуляции к долоту =

$$= \frac{\text{емкость буровой трубы} \times \text{длину буровой колонны}}{\text{скорость глушения}} =$$

$$= \frac{0,01422 \text{ б/ф} \times 8000 \text{ ф.}}{4,17 \text{ б/мин}} = 27,28 \text{ мин.}$$

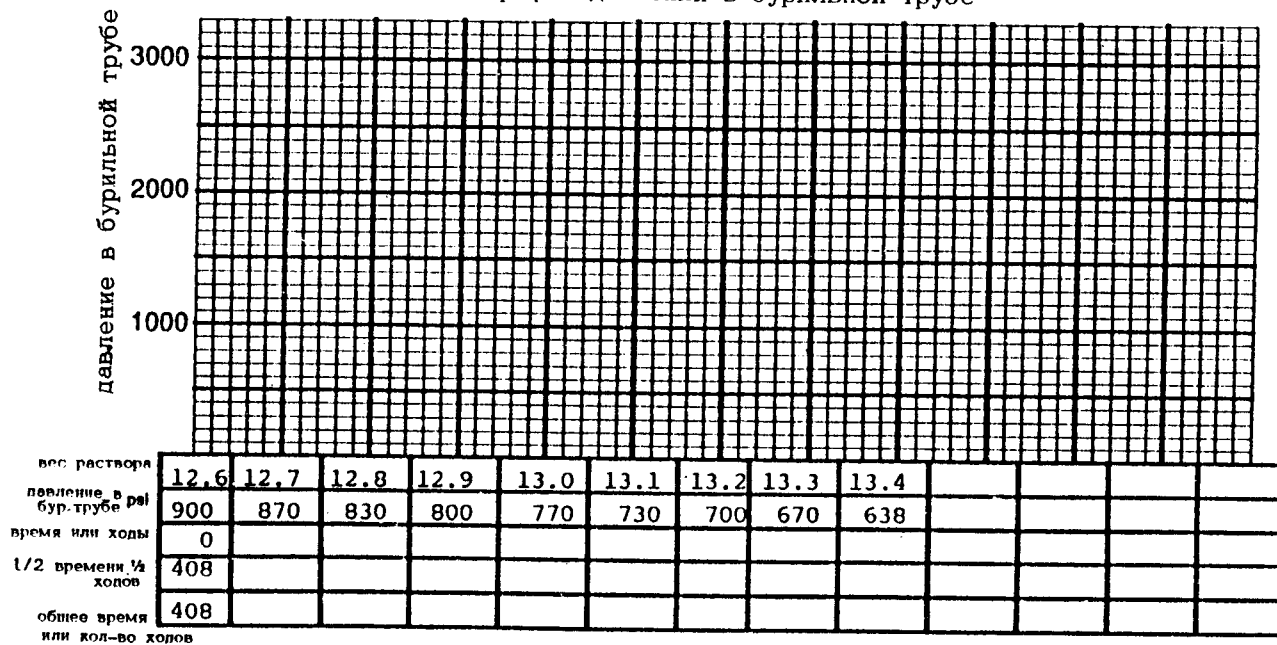
9) Количество ходов = скорость глушения x время - 30 х/мин x 27,38 мин =

= 918 ходов.

Предел рейса опускается, если установлена только наземная обсадная труба или раствор близок к градиенту разрыва.

Если диаметр скважины меньше 7", предел рейса равен 0,5 ф/гал.

График давления в буровой трубе



### Специальные вопросы

#### Сероводород и двуокись углерода

Сероводород – высококачественный воспламеняемый газ, с запахом тухлого яйца даже в малых концентрациях (150 г/тыс). При повышенной концентрации он теряет запах и уже по нему не обнаруживается. При ещё большей концентрации он улетучивается.

Сероводород ухудшает свойства бурового раствора. Химическая реакция  $H_2S$  и раствора дает очень высокую вязкость. Она увеличивает затрубные потери давления и как результат ведет к потере циркуляции.

Иногда сероводород недооценивается как осложнение. Это летучий воспламеняе-

мый газ, разрушающий сталь и вредно воздействует на свойства раствора. Он более растворим, чем другие газы. Он остается в растворе при значительно низком давлении. Поэтому он быстро выходит из раствора и превращается из жидкости в газ у поверхности. Это делает невозможным его распознавание и ведет к потере контроля за скважиной. Поэтому необходимо планирование гарантии работы оборудования, подбора методики и типа раствора, для скважины содержащих сероводород.

Двуокись углерода — другой кислый газ. В большинстве случаев он:

1. Очень коррозионный, приводящий к авариям с трубами и ловильным работам.
2. Он сильно флоккулирует в растворе, значительно повышает вязкость и приводит к потере циркуляции.

### Вторжение соленой воды

Каждый выброс следует рассматривать как газовый выброс. В большинстве случаев вторжение соленой воды легче контролировать, чем газ, но вода создает трудности. В химический состав соленой воды обычно входит натрий, кальций, магний и другие ионы. Они реагируют с другими ионами в растворе и изменяют его состав. Чаше всего результатом является увеличение вязкости и фильтрация. Концентрация и тип ионов определяют степень влияния на свойства раствора. Увеличение вязкости и водоотдача приводят к поглощению и прихватам труб.

После обнаружения выброса делаются расчёты идентификации вторгшейся жидкости. Если это оказывается поток соленой воды, его следует удалить вместе с загрязненным раствором, появившимся на поверхности. Реологию раствора нужно восстановить разбавлением или обработкой подходящими химикатами.

Если позволяет время, проводятся пилотные испытания циркуляционной системы.

### Потеря циркуляции

Потеря циркуляции — это уход всего раствора в пласт, который чаще всего происходит во время контроля за скважиной: от начального закрытия до глушения и зависит от следующих факторов.

1. Типа выброса (газ или минерализованная вода).
2. Длина выброса (геометрия скважины и объём выброса).
3. Расширение газового выброса.
4. Прилагаемое давление штуцера.
5. Затрубное давление.
6. Конструкция скважины.

Важно раннее обнаружение потери циркуляции. Водоотдачу легко определить по снижению объёма раствора в амбаре или снижению давления в бурильной трубе при постоянной скорости закачки (работы насоса). Но нужно помнить, что расширение газа в затрубном пространстве увеличивает объём в амбаре. Это увеличение сопровождается эквивалентной потерей, когда газ достигает поверхности. Прибавление и потери связаны с начальным объёмом и текущей операцией при определении наличия поглощения.

### Плотность вторгающейся жидкости

Приблизительную плотность вторгающейся жидкости можно рассчитать. Однако точность зависит от нескольких факторов: точность замера давления в закрытых бурильной и обсадной трубах, объёма притока, размер ствола (допускающая вымыв) и предполагаемая превышение плотность раствора в затрубном пространстве с вторгающейся жидкостью.

Плотность раствора в затрубном пространстве обычно немного больше, чем в амбаре из-за концентрации шлама и водоотдачи фильтрата в пласте. Плотность можно определить взвешиванием раствора в нагнетательной линии, если он не газирован, т.к. в этом случае произойдет расширение газа на поверхности.

Действительный размер скважины нужно определить для расчёта длины жидкости вторжения. Важно для расчёта размера скважины знать степень вымыва в других скважинах на площади с использованием того же типа раствора.

Необходима также точность в определении объёма вторгающейся жидкости, для чего нужно иметь оборудование суммирования объёма во всех амбарах.

Для определения плотности вторгающейся жидкости измерить.

1. Давление в закрытой бурильной трубе.
2. Давление в закрытой обсадной трубе.
3. Прирост объема амбара.

Пример.

Дано:

Общая глубина	- 6000 ф.
Вес раствора	- 10,5 ф/гал
Размер долота	- 7 7/8"
Бурильная труба	- 4 1/2", 16,6 фунт/фут.
УБТ	- наружный диам. 5" - 400 ф.
SICP	- 500 psi
SIDPP	- 275 psi
Прирост объема амбара	- 20 бар
Кольцевой объем вокруг УБТ	- 0,0359 бар/ф.
Кольцевой объем бурильной трубы	- 0,0406 бар/ф.

Рассчитать длину вторгающейся жидкости.

Найти длины 20 бар выброса в затрубном пространстве.

а. УБТ:  $400 \times 0,0359 \text{ бар/ф} = 14,4 \text{ бар}$ .

$20 \text{ бар} - 14,4 = 5,6 \text{ бар над УБТ}$ .

б. Бурильная труба:  $5,6 \text{ бар} - 0,0406 \text{ бар/ф} = 137 \text{ футов}$ .

Общая длина выброса:

$$400 \text{ ф} + 138 \text{ ф} = 538 \text{ ф.}$$

Рассчитать плотность вторгающейся жидкости

$$\begin{aligned} FW &= MW \cdot \frac{SICP - SIDPP}{0.052 \times \text{длина}} \\ &= \frac{500 - 275}{0,052 \times 538} = 2,46 \text{ ф/гал, вероятно газовый выброс.} \end{aligned}$$

### Г а з и р о в а н и е

Во время разбуривания газоносного пласта газ попадает в раствор в затрубном пространстве. При циркуляции к поверхности над газом снижается гидростатическое давление, что позволяет газу расширяться. Степень расширения наибольшая у газа на поверхности, когда гидростатическое давление снижено до нуля. Расширяясь в буровом растворе, газ понижает его плотность. Поэтому плотность раствора самая низкая у поверхности, где расширение газа наибольшее. Это явление называется газированием, а раствор газированным.

Расширение газа у поверхности создает впечатление, что происходит выброс. Разбуривание газоносных пластов связано с увеличением скорости проходки. Скважину нужно проверить на приток и, следовательно, на наличие выброса. Газирование происходит при следующих условиях.

1. Подъем данных осадков после рейса, укороченные рейсы, свинчивания.
2. Подъем донных осадков после проходки газоносных пластов.

Во многих случаях газирования раствора не необходимо повышать плотность раствора. Увеличение газа в соединениях или фоновый газ должно стать основой увеличения плотности газа. Обычно газирование имеет небольшое влияние на гидростатический напор всего столба раствора в стволе, т.к. снижение плотности раствора происходит только на поверхности. Уравнение Strong-White используется для расчета снижения забойного гидростатического давления из-за газирования. В связи с расчетом снижения рассматриваются следующие проблемы.

$dH$  = потери гидростатического давления, (psi)

$H$  - гидростатическое давление с негазированным раствором, (psi)

$N$  - отношение газа к раствору =

$$\frac{\text{начальный вес раствора}}{\text{газированный вес}}$$

$$1. \quad \text{Strong-White} \quad \text{ур-ние} \quad dH = \left( N \times 2.3 \log \frac{H}{14.7} \right) \times 14.7$$

## 2. Укороченный расчёт

$$dH = 100 \left( \frac{\text{негазированный вес}}{\text{газированный вес}} \right).$$

3. Когда газ расширяется в затрубном пространстве, объём увеличивается на поверхности. Прирост в амбаре выражается в виде какой-то удельной высоты затрубного пространства. Т.о. потери гидростатического давления в затрубном пространстве

$$dH = \frac{\text{прирост объёма амбара, бар}}{\text{кольцевой объём, бар/ф}} \times \text{плотность раствора} \times 0,052.$$

Пример.

Глубина - 10000 ф.                      Размер ствола - 9 7/8"  
Вес раствора - 14 фунт/гал            Размер трубы - 5"  
Газирование до 10 ф/гал              Прирост объёма амбара - 3,6

Каково снижение гидростатического давления.

1. Strong-White

$$N = 10000 \times 14 \times 0,052 = 7280 \text{ psi}$$

$$N = \frac{\text{начальный вес}}{\text{газированный вес}} - 1 = \frac{14}{10} = 0,40$$

$$dH = 0,40 \times 2,3 \log \frac{7280}{14,7} \times 14,7 = 36,44 \text{ psi} \quad \text{или } 0,07 \text{ фунт/гал.}$$

## 2. Укороченный расчёт

$$dH = 100 \frac{\text{вес незагазированного раствора}}{\text{вес газированного раствора}} - 1$$

$$dH = 100 \left( \frac{14}{10} \right) - 1 = 40 \text{ psi} = 0,076 \text{ фунт/гал.}$$

## 3. Используя прирост объёма в амбаре

$$\frac{\text{увеличение объёма в амбаре}}{\frac{(9,875)^2 - (5)^2}{1029}} = \frac{36}{\frac{(9,875)^2 - (5)^2}{1029}} \times 14 \times 0,052 = dH$$

$$\frac{36}{0,004} \times 14 \times 0,052 = dH$$

$$37,2 \text{ psi} \quad \text{или } 0,071 \text{ ф/гал} = dH$$

Классический пример.

1. Глубина - 16000 ф.

Вес раствора - 18 ф/гал.

Газирование до - 2 ф/гал.

Увеличение в амбаре - 48 бар.

Размер ствола - 8 3/4".

Бурильная труба - 4 1/2".

а. Каково снижение гидростатического давления?

б. Каково начальное давление в бурильной трубе, если скважина закрыта?

2. Глубина - 10000 ф.

Вес раствора - 14 ф/гал.

Газирование до 10 ф/гал.

Бурильная труба - 5"

Ствол - 12 1/4".

Увеличение в амбаре - 6 бар.            376

Глубина нахождения долота - 6000 ф.

SIDPP - 150 psi

Градиент давления на 2000 ф - 11,2 ф/гал.

Рассчитать требуемый вес раствора для глушения выброса.

$$= \frac{(0,052 \times 6000 \times 10) + 150}{0,052 \times 6000} = 10,5 \text{ ф/гал.}$$

В этом случае используется вариант № 1, т.к. вес раствора не превышает градиента трещины. Если бы скважину можно было заглушить долотом на забое, достаточен был бы вес 10,3 ф/гал.

Пример № 2.

Глубина - 10000 ф.

Вес раствора - 10,0 ф/гал.

Глубина долота - 4000 ф.

SIDPP: - 300 psi

Градиент разрыва на 2000 ф - 11,2 ф/гал.

$$\text{Вес глушения} = \frac{(0,052 \times 4000 \times 10) + 300}{0,052 \times 4000} \times 4000 = 11,44 \text{ ф/гал.}$$

Здесь используется вариант № 2, т.к. вес глушения превышает градиент разрыва. С долотом на забое достаточен вес 10,6 ф/гал. Рассчитывается вес высокой плотности жидкости глушения небольшого объема

$$\frac{(0,052 \times 10000 \times 10) + 300}{0,052 \times 10000} = 5500 \text{ psi}$$

Длина столба раствора 10 ф/гал = 0 ф - 2000 ф + 4000 ф - 10000 ф = 8000 ф.

Гидростатическое давление раствора 10 ф/гал =  $0,052 \times 8000 \times 10 = 4160$  psi.

Гидростатическое давление раствора высокой плотности от 2000-4000 ф.

$$5500 - 4160 = \frac{1340 \text{ ф}}{0,052 \times 2000} = 12,9 \text{ ф/гал.}$$

В варианте № 3 для создания механической перемычки, а не уравнивания пластового давления используется баритовая или цементная пробка. Т.к. уравнивание давления не происходит, то, если пробка успешна, газ вероятно мигрирует в неё. Но это опасно, если пробку нужно разбуривать.

О баритовой пробке будет сказано отдельно.

Эти варианты - лишь временная мера уравнивания пластового давления пока на забой не будет спущено долото и по всему стволу не будет раствор с равномерным весом.

#### Невозможность циркуляции

Хотя и не часто, выброс может произойти в период, когда циркуляция невозможна. Такая ситуация является результатом одного или более обстоятельств.

1. Авария насоса.
2. Авария других компонентов вышки.
3. Заблокированная труба или долото.
4. Промыв.
5. Выброс при отсутствии долота на забое.

#### Объёмный метод контроля скважины

Теория.

Вторгшаяся жидкость при отсутствии циркуляции мигрирует вверх по стволу со скоростью 500-1000 ф/час, повышая давление на устье. В этом случае применяется метод подобный "Методу Бурильщика" для контроля газового притока, который часто называется объёмным. При этом расширение газа дает механизм поддержания постоянного забойного давления выше пластового.

а. Найти снижение гидростатического давления, всеми тремя способами.

3. Глубина - 6000 ф.

Вес раствора - 11,0 ф/гал.

Газирован - до 5 ф/гал

Найти снижение гидростатического давления.

4. Глубина - 12650 ф.

Вес раствора - 18,0 ф/гал

Газирован до - 16,8 ф/гал.

Найти снижение гидростатического давления.

5. Глубина - 6000 ф.

Вес раствора - 10,8 ф/гал.

Газирован до 10,0 ф/гал.

Найти снижение гидростатического давления.

#### Комментарии

1. Умеренное газирование не оказывает заметного влияния на гидростатическое давление.

2. Любое количество газа или воды, поступившее в скважину должно вытеснить раствор из неё в амбар.

3. Незначительное снижение веса раствора в нагнетательной линии от притока воды может понизить забойное давление в большей мере, чем снижение веса раствора газированием.

4. Если нет уверенности, проверить давление в закрытой бурильной трубе и обсадной трубе.

5. В реальных условиях уравнение

$$\frac{\text{увеличение объема в амбаре}}{\text{объем кольцевого пространства (бар/ф)}} \times \text{начальный вес раствора} \times$$

$$\times 0,052 = \text{снижению давления в psi} - \text{более точен, чем уравнение}$$

Strong-White, но для расчёта труднее получить данные.

#### Выбросы при отсутствии долота на забое

Выбросы в основном происходят во время подъёма трубы из скважины. Основная причина - снижение забойного давления в результате поршневого эффекта. Свабирование является функцией свойств раствора и скорости подъёма трубы из скважины. Это усиливается ещё и налипанием выбуренной породы на долото и стабилизатор. Если во время подъёма трубы происходит приток газа, газовый выброс может остаться незамеченным.

Разбуривание газоносных пластов с большим давлением непосредственно перед подъёмом бурильной колонны из скважины без обратной циркуляции может вызвать приток с последующим выбросом, если он не обнаружен.

Контроль выброса без долота на забое затруднён и связан с осложнениями. Если скважина начинает фонтанировать или не принимает достаточное количество раствора для заполнения - самое главное спустить долото на забой. Если скважина не переливается, возможен спуск трубы на забой. Если опустить долото на забой невозможно выброс контролируется трубой на месте, тогда возможны следующие варианты.

1. Увеличить плотность раствора надо текущим положением долота нормальной циркуляцией или через штуцер.

2. Смешать и закачать ограниченный объём жидкости глушения с высокой плотностью.

3. Закачать баритную или цементную пробку.

В первом и втором вариантах сумма гидростатического давления плотностей раствора должна быть равной пластовому давлению, но не превышать давление разрыва в самой слабой точке скважины. Это зависит от величины давления в закрытой бурильной трубе и расстояния долота от забоя.

Пример № 1.

Глубина - 10000 ф.

Вес раствора - 10,0 ф/гал.

Расширение газа возможно в стволе, свободном от раствора. Каждый извлеченный баррель раствора представляет собой удельную потерю гидростатического давления в скважине. Потери определяются по весу раствора и высоте (затрубная высота, если труба в стволе) в скважине. Забойное давление остается почти постоянным, а газ мигрирует к поверхности. Когда газ достиг поверхности, гидростатическое давление удер- живается раствором, как бы смазывая ствол по мере выхода газа. Скважина контро- лируется удовлетворительно в безопасном режиме.

#### Применение.

Мигрирующий к поверхности газ увеличивает давление на устье в результате рас- ширения. Для поддержания пластового забойного давления раствор должен выходить из затрубного пространства по мере расширения газа. Потери гидростатического давления во время выхода раствора должны компенсироваться дополнительным искусственным да- влением на устье. Давление растёт, затем через открытый штуцер междуено стравлива- ется раствор объёмом, равным заранее определенному гидростатическому давлению. Операторы предпочитают поддерживать на 100 psi больше пластового давления и 100 psi прироста. Для прироста в 100 psi давление на устье должно увеличива- ться до 200-250 psi больше начального давления в закрытой скважине. Раствор за- тем удаляется открытием штуцера до снижения устьевого давления до 200 psi выше начального. Штуцер закрывается и давление опять растёт. Затем удаляется раствор, по- ка давление не снизится на 200 psi больше начального устьевого. Этот процесс пов- торяется пока не будет удален раствор объёмом, равным 100 psi гидростатического давления. Затем давление увеличивается на 300-350 psi больше начального в зак- рытой скважине. С помощью указанной методики удалить ещё один объём раствора, рав- ный 100 psi. Повторить процесс до появления газа на поверхности. Для каждого объ- ёма раствора, равного 100 psi, удаляемого из скважины, требуется дополнительно 100 psi давления на устье.

Как только газ достигнет поверхности все ещё важно поддерживать гидростатиче- ское давление на пласт. Поэтому газ нельзя выпускать, т.к. снизится гидростатическое давление допускающее дальнейший приток газа. На этом этапе объём раствора, эквива- лентный известному гидростатическому давлению, нужно закачать в скважину. Если требуется прирост в 100 psi рассчитывается объём раствора, равный 100 psi и введен в скважину (или затрубное пространство, если спущена труба). В результате должно быть увеличение давления на 100 psi. Через некоторое время (30 минут  $\pm$ ) оседания раствора через газ, газ будет удаляться до понижения давления на 100 psi. Процедура повторяется до полного вытеснения газа из скважины. Каждый раз объём раствора, эквивалентный 100 psi вводится в скважину, устьевого давления должно снижаться на 100 psi до достижения начального устьевого давления.

Как и "Метод Бурильщика" эта методика только удаляет приток газа из скважины. Если скважина не сбалансирована, конечное и начальное давление в закрытой скважине должно быть равно, прежде, чем газ начнёт расширяться. Если скважина не сбаланси- рована при статических условиях, и свабирует при подъеме трубы, она может быть за- глушена после вытеснения газа. Ниже приводится пример.

Дано:

SICP - 300 psi

Вес раствора - 10,0 ф/гал.

Размер скважины - 8 3/4".

Объём ствола =  $\frac{8,752}{1029} = 0,0744$  бар/ф.

Длина 100 psi в скважине =  $\frac{100}{0,052 \times 10} = 192$  ф.

Поэтому столб 192 ф раствора 10 ф/гал равен гидростатическому давлению 100 psi.

Объём 100 psi (192 фута в 8 3/4" ствола) =  $192 \text{ ф} \times 0,0744 \text{ бар/ф} = 14,3 \text{ бар}$ .

(до/после выхода раствора)

Объём удаленного из скважины раствора

300  
500/400

0

14,3 бар, включая безопасный предел 100 psi

600/500  
700/600

Дополнительно 14,3 бар (28,6)  
- " - (42,9)

800/700  
900/800

- " -  
- " -

(57,2)  
(71,5)

При условии, что газ достиг поверхности, и что для вывода газа из скважины будет использоваться тот же раствор 10,0 ф/гал

SICP (До/после выхода  
раствора

Объём раствора, вводимый в  
скважину

900/800  
800/700  
700/600  
600/500  
500/400

14,3 бар  
дополнительно 14,3 бар (28,6)  
- " - (42,9)  
- " - (57,2)  
- " - (71,3)

Включая предел безопасности 100 psi . Дополнительный объём раствора равен величине притока газа перед расширением.

Решение.

Дать возможность давлению расти от 300 до 500 + psi до начала удаления раствора из скважины (Избыточные 100 psi обеспечивают лишние 100 psi. пластового давления постоянно). Открыть штуцер и спустить некоторое количество раствора до снижения давления до 500 psi . Вновь дать давлению расти до 525-550 psi . Удалить ещё раствор. Повторить последовательность до удаления 14,3 бар раствора. Затем повысить устьевое давление до 600 psi и повторить весь процесс до удаления ещё 14,3 бар раствора, затем повысить давление до 700 psi. и т.д. пока газ достигнет поверхности.

Как только газ достиг поверхности ввести 14,3 бар раствора в скважину и дожидаться оседания раствора через газ. Сравить 100 psi , повторять циклы до вывода всего газа из ствола.

Объёмное равновесие должно сохраняться в течение всего процесса для гарантии:

1. Полного удаления газа из скважины.
2. Возврата раствора, выведенного ранее из скважины.
3. Замещения всего объёма газа до его расширения буровым раствором.
4. Невозможности притока дополнительного газа во время процесса.

Эта методика не применима в глубоких скважинах или в случае веса раствора почти равного весу разрыва пласта.

Для поддержания постоянного забойного давления потери гидростатического давления в результате вытеснения раствором должны компенсироваться увеличением давления в закрытой буровой или обсадной трубе. Давление регулируется штуцером.

#### Справочный материал

#### Жидкости глушения высокой плотности

Требуемые иногда жидкости для глушения утяжеляются до 20,1 ф/гал добавлением **FER-OX®** или **SUPERWATE®** . Барит в этом случае не используется. Доля твёрдых веществ для преобразования жидкости в пластик раствора на водяной основе составляет 50% инертных веществ. Ниже приводятся вес раствора и эквивалентные твёрдые вещества, показывающие необходимость использования утяжелителей высокой плотности при увеличении плотности раствора более 20 ф/гал и служит руководством выбора нужного утяжелителя.

<b>M-I BAR®</b> (уд.вес 4,2)		<b>FER-OX®</b> (5,0)		<b>SUPERWATE®</b> (6,3)	
Вес раствора,	Твёрд.в-ва	Вес	Твёрд.в-ва	Вес	Твёрд.в-ва
20,0 ф/гал	43,8%	20,0	35%	20 ф/гал	26,4%
21,0	47,9	21,0	38%	21	28,7%
22,0	51,3%	22,0	41%	22	31%
				23	33,2%
		23,0	44,0%	24	35,5%
				25	37,8%
		24,0	47%	26	40%
				27	42,3%
		25,0	50%	28	44,6%
				29	46,8%
				30	49,1%



Приводится пример, где требуется раствор высокой плотности в Южной Луизиане. Скважина пробурена до 14400 футов раствором 18 ф/гал. Скважина свабирует во время подъема долота и закрывается с долотом на глубине 8464 ф.

Пример.

Смешать 300 бар жидкости глушения весом 28 ф/гал SUPERWATE®.

А. Определить расход материалов.

1. По графику А начально требуется 77 бар воды.
2. Из графика В – дополнительно 87 бар воды.
3. Из графика С требуется 150 фунтов PHOS
4. Из графика Д требуется 30 мешков M-I GEL
5. Из графика Е требуется 225 фунтов обычной карбоксиметилцеллюлозы.
6. Из графика G требуется 2950 мешков SUPERWATE®

Б. Методика смешивания.

1. Смесительные амбары должны быть чистыми, а циркуляционные системы – промыты пресной водой.

2. Общий объем воды – 164 бар.

3. Эта вода обрабатывается 40 фунтами PHOS.

4. В смесительный амбар заливается 77 бар воды, обработанной PHOS.

5. Добавить 30 мешков M-I BAR® и смешивать до полного диспергирования.

6. Медленно добавить 1/4 КМЦ (50 + фунтов) и встряхивать до полного диспергирования.

7. Добавить SPERSENE® для увеличения плотности раствора.

8. Добавить остальную воду (87 баррелей) для сведения к минимуму увеличения вязкости в результате добавления SPERSENE®.

9. Остаток КМЦ и PHOS используется для стабилизации вязкости (при повышении или снижении).

В таблице 1 даны составы конечного раствора высокой плотности от 23 до 30 ф/гал.

Таблица 1

Расчет на один конечный баррель жидкости глушения с помощью  
M-I BAR® и SUPERWATE®

Вес раствора (фунт/гал)	23.0	24.0	25.0	26.0	27.0	28.0	29.0	30.0
Пресная вода (бар)	0.60	0.58	0.56	0.59	0.57	0.55	0.53	0.51
M-I GEL (фунты)	11.0	9.0	8.0	12.0	11.0	10.0	9.0	8.0
Обычная КМЦ фунты	0.75	0.75	0.75	0.75	0.75	0.75	0.75	0.75
PHOS фунты	0.50	0.50	0.05	0.05	0.05	0.05	0.75	0.75
M-I BAR фунты	275	300	325	-	-	-	-	-
SUPERWATE фунты	500	525	550	885	935	985	1035	1085

Обычный РАС можно заменить КМЦ

График А

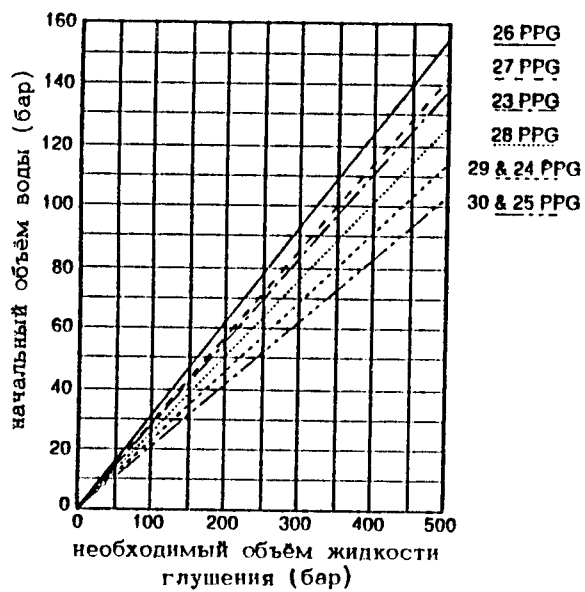


График В

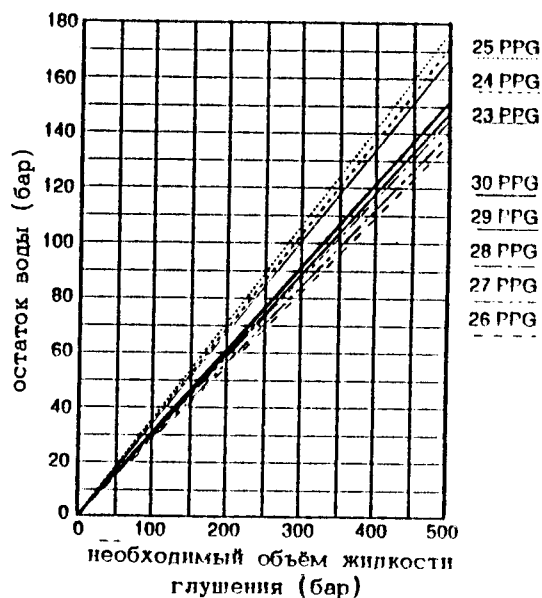


График С

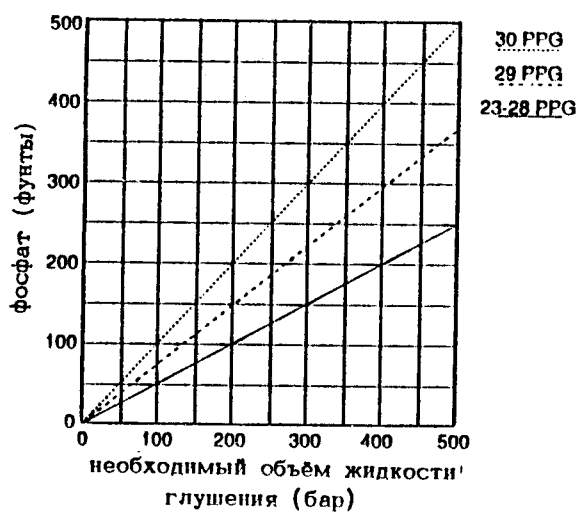


График Д

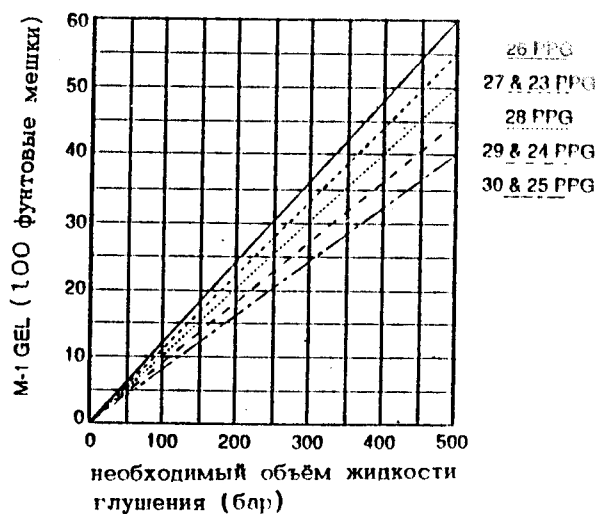


График Е

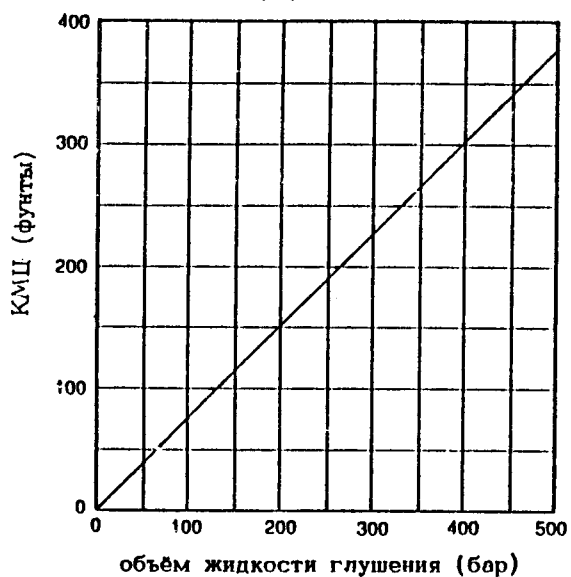


График F

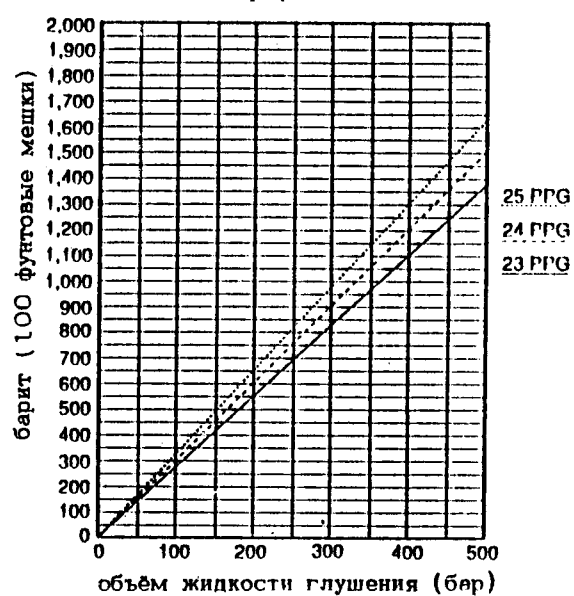


График G

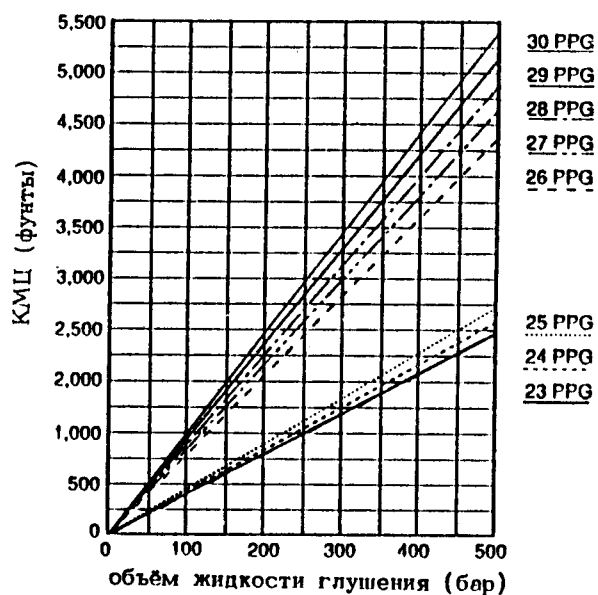
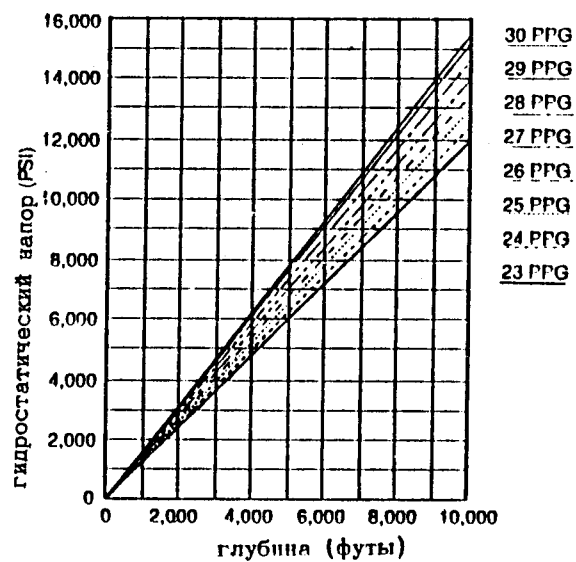


График H



## Пробки из утяжелителя высокой плотности M-IBAR®, FER-OX®, SUPERWATE®.

### Применение.

Применение пробок из утяжелителя высокой плотности ограничено экстремальными или аварийными условиями, требующими герметизации забоя.

1. Одновременный выброс и потеря циркуляции.
2. Процесс ликвидации: обеспечение безопасного извлечения бурильной колонны из скважины и размещения цементной пробки.
3. Извлечение бурильной колонны для проведения каротажа, установки обсадной колонны или ремонт существующей.
4. Блокирование бурильной колонны в аварийной ситуации.

### Функция.

Пробки из утяжелителя высокой плотности предназначены для герметизации ствола или бурильной колонны размещением его или дегидратацией флюида. Эти пробки также повышают общее гидростатическое давление жидкости в скважине. К побочным эффектам относятся осыпи чувствительных к воде сланцев в результате высокого поглощения этих жидкостей. Осыпи могут образовывать перемычки над пробкой, что в большинстве случаев желательно.

### Приготовление раствора на водяной основе

Для придания эффективности пробке утяжелитель должен осесть. Скорость осаждения зависит от нескольких факторов.

#### 1. Плотность.

А. Испытания показывают, что осаждение можно снизить до 5-10%, если плотность флюида очень высока.

Б. Диапазон плотности флюида при наилучшей скорости осаждения M-IBAR® составляет 16-18 ф/гал. Оптимальная плотность для осаждения FER-OX® - 18-20 ф/гал, SUPERWATE® - 22-26 фунт/гал.

#### 2. Минерализация.

А. Смешиваясь с пресной водой имеют повышенную скорость осаждения. Опыты показывают, что скорость осаждения жидкости весом 18 ф/гал при смешивании с пресной водой составляет 67%, а с морской водой - всего 6%. На скорость осаждения отрицательно влияет жидкость.

#### 3. pH раствора.

А. Растворы с pH 8,5-11,0 отличаются наилучшей скоростью осаждения. Для pH = 8,0-11,0 темп осаждения - 61-85%, а при pH меньше 8,0 - скорость всего 3-18%.

#### 4. Стабилизаторы, химреагенты и ПАВ.

А. Для осаждения требуются стабилизаторы. SPERSENE® дает наилучшие результаты, но добавка SAPP также эффективна.

Б. Каустической содой регулируется pH до 8,5-11,0.

В. ПАВ типа Д-Д и DEFOAM-A ускоряют осаждение.

Г. Рецепт для получения наилучших результатов.

2 ф/бар SPERSENE®, 0,5 ф/бар каустической соды, 0,5 ф/бар DEFOAM-A, и 0,5 ф/бар Д-Д. Получается хороший баритовый раствор весом 18 ф/гал и SUPERWATE® весом 22 ф/гал.

#### Порядок смешивания.

В пресную воду добавляется каустическая сода, затем SPERSENE®, Д-Д, DEFOAM-A.

А. Последним добавляется утяжелитель. 1/3 часть пеногасителя добавляется вначале, а остальная - по мере необходимости.

В таблице 2 даны составы на один конечный баррель раствора на нефтяной основе. Если плотность раствора очень высока, утяжелитель не оседает. Составы в таблице даны в оптимальных величинах для осаждения.

Порядок смешивания SUPERWATE® (смачивающий агент) должен тщательно смешиваться с дизельным топливом до смешивания с утяжелителем. Если утяжелитель не водосмачиваемый, раствор будет густым и скорость осаждения низкой.

## Размер пробки

Длина пробки основывается на степени серьезности проблемы, но опытами установлено, что наиболее приемлемы растворы, которые при осаждении образуют 200-400 футов пробки. Пробка не должна превышать расстояние от зоны поглощения до забоя. В противном случае повышается опасность прихвата труб.

После установки нужной длины рассчитывается объем раствора следующим образом:

объем пробки = длина пробки (ф) x объем ёквжины (бар/ф) (при условии отсутствия трубы в скважине).

## Методика смешивания

Раствор смешивается как цемент. Утяжелитель смешивается в смесительном резервуаре через приемную воронку в скважину. Утяжелитель смешивается из пневматического цементировочного резервуара для более тщательного смешивания. Рециркуляционная насадка предпочтительна для регулирования веса перед закачкой. При отсутствии таковой раствор перемешивается периодически, т.к. скорость подачи воды через насадку часть превышает скорость подачи утяжелителя. Применяется также дозировочная система для смешивания пробок высокой плотности. Система смешивания не свободна от недостатка: оседание утяжелителя в смесительном резервуаре.

Таблица 2

I. Рецента на 1 бар раствора на водяной основе

раствор фунт/гал	M-I BAR® фунт/бар	вода гал/бар	клаутик фунт/бар	SPERSENE® фунт/бар	D-D фунт/бар
14	312	33.2	0.5	2	0.5
15	368	31.5	0.5	02	0.5
16	423	29.8	0.	52	0.5
17	478	28.1	0.5	2	0.5
18	533	26.9	0.5	2	0.5

FER-OX® фунт/бар					
17	455	31.1	0.5	2	0.5
18	508	29.8	0.5	2	0.5
19	560	28.6	0.5	2	0.5
20	613	27.3	0.5	2	0.5
21	665	26.0	0.5	2	0.5

SUPERWATE® фунт/бар					
20	583	31.1	0.5	2	0.5
21	633	29.8	0.5	2	0.5
22	682	29.0	0.5	2	0.5
23	732	28.1	0.5	2	0.5
24	782	26.9	0.5	2	0.5
25	832	26.0	0.5	2	0.5
26	882	25.2	0.5	2	0.5

II. Рецента на 1 бар раствора на водяной основе

раствор фунт/гал	M-I BAR® фунт/бар	дистоплино гал/бар	VERSAWET® гал/бар
14	380	30.8	0.60
15	432	29.4	0.60
16	484	28.0	0.60
17	536	26.4	0.60
18	587	25.0	0.60

FER OX® фунт/бар		
17	516	29.3
18	566	28.1
19	616	26.9
20	666	25.8
21	716	24.6

SUPERWATE® фунт/бар		
20	641	29.5
21	689	28.6
22	737	27.7
23	785	26.8
24	833	25.9
25	882	25.0
26	930	24.1

## Цели разгрузки

Неправильное размещение раствора может снизить эффективность пробки. Существует два основных положения по размещению раствора.

1. Разгрузить раствор и поднять бурильную колонну по возможности скорее во избежание прихвата или закупорки.

2. Не допускать засорение раствора буровой жидкостью из бурильной колонны.

Объем вытеснения должен быть таким, чтобы высота раствора, оставляемого в трубах была на 2 барреля больше, чем в затрубном пространстве. Это позволит извлечь бурильную колонну с естественной пробкой.

### Методика разгрузки

Рассчитать высоту, при которой раствор (минус 2 барреля) уравнивается в скважине (бурильная колонна спущена).

1. Объем раствора внутри и снаружи утяжеленной буровой трубы = (емкость ствола (бар/ф) - Вытеснение УБТ (бар/ф) x Длина УБТ (ф).

2. Объем раствора внутри и снаружи буровой трубы = объем (минус 2 барреля) - объем раствора внутри и снаружи УБТ.

3. Высота раствора внутри и снаружи буровой трубы =

$$= \frac{\text{объем раствора внутри и снаружи буровой трубы}}{\text{емкость скважины (бар/ф) - Вытеснение бур.трубы (бар/ф)}} .$$

4. Высота уравновешенного раствора (минус 2 барреля) = высоте раствора внутри и снаружи УБТ + высота раствора внутри и снаружи буровой трубы.

5. Высота двух дополнительных баррелей глинистого раствора в буровой трубе:

$$\frac{2 \text{ бар}}{\text{емкость буровой трубы (бар/ф)}} .$$

6. Общая длина глинистого раствора в скважине = высоте раствора в УБТ + высота раствора в буровой трубе + высота 2 бар глинистого раствора в буровой трубе.

7. Требуемый объем для размещения раствора в нужном положении

$$\frac{\text{Оставшаяся высота буровой трубы, над раствором}}{\text{емкость буровой трубы (бар/ф)}} .$$

## 17. КОНТРОЛЬ КОРРОЗИИ В БУРЕНИИ И ПАКЕРНЫХ ЖИДКОСТЯХ

## Введение.

В результате коррозии на нефтепромыслах тратятся миллионы долларов в основном за счёт замены стальных изделий. Кроме того, тратится много времени на ремонт оборудования, ловильные работы и связанные с этим спуско-подъёмные операции. Многие дорогие скважины были потеряны из-за скручивания бурильных труб и/или разрушения обсадной трубы.

Нельзя исключить проблему коррозии, но её можно контролировать правильной обработкой бурового раствора. В данном разделе рассматривается основа процесса коррозии, ускорители и ингибиторы, а также методы определения и измерения.

## Основа.

"Коррозия – это ухудшение субстанции (обычно металла) или его свойств в результате взаимодействия со средой".

Коррозию составляют четыре компонента: 1) анод, 2) катод, 3) электролит, 4) металлический контур.

Для лучшего понимания эти компоненты сравниваются с батареей из сухих элементов. Обычная батарея карманного фонаря зависит от гальванической коррозии для выработки электрической энергии. Когда цинк (оксид) электрически соединен с графитом или углем (катод) при наличии коррозионного электролита через лампочку или дверной звонок, возникает ток.

## Коррозийные компоненты

1. Анод

2. Катод

3. Электролит

4. Металлический контур

## Эквивалент батареи

1. Отрицательный полюс

2. Положительный полюс

3. Проводящая солёная среда

4. Наружный контур

Направление тока, используя обычные знаки, от катода к аноду в твёрдой связующей цепи и от анода к катоду в электролите. В карманном фонаре ток движется от угля к цинку через соединительный контур. В любой камере электрод от которого ток идет к электролиту, известен как анод. Электрод, к которому идет ток, называется катодом. Анодом в батарее с сухими элементами является цинк. Катод – это уголь, а электролит – это хлористый аммоний и хлористый цинк. Смешанное с электролитом небольшое количество двуокиси марганца используется для деполяризации катода, обеспечивающей дальнейшее движение тока при соединении. У анода цинк растворяется (ионизируется) и выделяет два электрона. Реакция подобна реакции цинка в кислоте (е-электрон).

1. Реакция анода:  $Zn^0 \rightarrow Zn^{++} + 2e^-$  окисление: (анодная реакция).

2. Реакция катода:  $2H^+ + 2e^- \rightarrow H_2 \uparrow$  раскисления (катодная реакция).

Коррозия металлов охватывает ещё несколько реакций. Учитывается следующее:

кислородное раскисление (кислотные растворы)  $O_2 + 4H^+ + 4e^- \rightarrow 2H_2O$

кислородное раскисление (нейтральные и щелочные растворы)  $O_2 + 2H_2O + 4e^- \rightarrow 4OH^-$

водородное выделение  $2H^+ + 2e^- \rightarrow H_2 \uparrow$

раскисление иона металла  $Fe^{+3} + e^- \rightarrow Fe^{+2}$

осаждение металла  $Cu^{+2} + 2e^- \rightarrow Cu^0$  (медный металл).

На этом примере для остановки коррозии нужно остановить движение тока. Отсоединить лампочку – один путь. Исключение анодной, катодной, электролитической реакций или металлического контура остановит коррозию.

Все коррозионные процессы "мокрого" типа, о которых пойдет речь, должны иметь и анодную и катодную реакцию. Они полностью зависят от других. Поскольку реакции происходят одновременно, анодную реакцию можно контролировать, регулируя катодную.

Если pH ( $pH = -\log [H^+]$ ) растёт, можно уменьшить концентрацию  $H^+$  и т.о. снизить темп коррозии. Например, снижение pH повышает концентрацию ионов  $H^+$  и увеличивает катодную реакцию, т.е. скорость коррозии. (Кислота может быстрее растворять металл).

Подобным образом происходит коррозия с бурильными обсадными трубами, и т.д. На одном куске трубы есть и аноды и катоды и в проводящей среде (буровая жидкость) может произойти коррозия. Полностью остановить коррозию нельзя, но нужно снизить

температура её в бурении, ремонте и пакерных жидкостях. Буровая жидкость должна была бы быть полностью некоррозионной, иначе трубу нужно будет полностью покрыть защитной пленкой (ингибитор коррозии). Темп коррозии можно уменьшить разработкой более устойчивых сплавов или вообще не поддающихся коррозии.

Коррозионность бурового раствора определяется при анализе действующих реакций. На аноде железо реагирует с электролитом (растворяется) ионизируется и выделяет электроны.

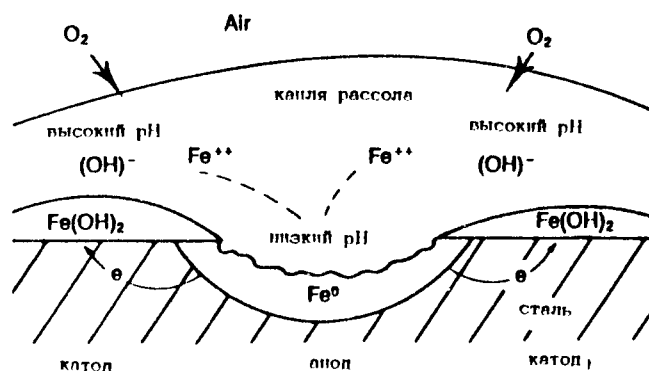


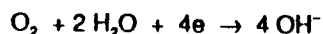
Рис. 1.

1. Реакция анода:  $\text{Fe}^0 \rightarrow \text{Fe}^{2+} + 2e^-$  (растворяется сталь (железо)).

Электроны проходят по металлу к катодной зоне и происходит катодная реакция.

2. Катодная реакция:  $2\text{H}^+ + 2e^- \rightarrow \text{H}_2\uparrow$  (водород – газ).

Вторая катодная реакция, быстро происходящая в буровых растворах, включает расширенный кислород.



Восстановление водорода и раскисление кислорода – наиболее частые катодные реакции. Если есть возможность исключить эти реакции или замедлить их течение, то можно снизить темп коррозии.

Между анодом и катодом существует электрический потенциал или напряжение. Металлический контур завершает электроцепь и обеспечивает обратное движение тока к аноду.

Потенциал – это возможная энергия, хранящаяся в металле. Коррозия металлов – естественный процесс, ведущий к более естественному стабильному состоянию (руда).

Например, железо ( $\text{Fe}^0$ ) наиболее устойчиво в виде железной руды  $\text{Fe}_2\text{O}_3$ . При переработке железной руды требуется огромное количество энергии в виде тепла. В обработанном железе теперь хранится потенциальная энергия. Коррозия – это высвобождение потенциальной энергии при стремлении металла (железа/стали) вернуться в стабильное состояние.

Количество хранящейся в металле энергии известно как потенциал металла.

Обработка различных металлов требует разное количество энергии и, следовательно, неодинаковое стремление к коррозии. Чем больше энергии расходуется на обработку металла, тем больше тенденция к коррозии. Например, у железа эта тенденция выше, чем у золота, которое легко перерабатывается из почти чистой золотой руды.

Разность потенциалов ведет реакции к завершению. В сухом элементе цинк является анодом, а графит/уголь – катодом. Обработка цинка потребует больше энергии, чем уголь, у цинка больший потенциал, который делает его анодом. Нужно помнить, что реакция – это анод. Катод не корродирует и обычно защищен во время процесса.

Определение анода и катода у двух разных металлов не сложно, но буровые трубы хотя и предполагают однородный металл, все же подвержены коррозии. Разность потенциалов, существующая на буровой трубе, более трудно уловима, чем разность между металлами.

В буровой трубе существуют определенные примеси, служащие местами развития анодов и катодов. Любые изменения на поверхности трубы: зазубрины, вдавлины (от молотка), насечки (от ключей или пиццов) могут создать напряженный участок для коррозии. Даже разница в составе электролита может образовать элемент. В бурении, когда минеральные чешуйки или глинистый раствор высыхает на поверхности трубы, металл непосредственно под ним может корродировать. Создается концентрационный эле-



мент, когда труба взаимодействует с разной средой по сравнению с остальной её частью. При наличии растворенного кислорода в буровом растворе участок под осадком будет иметь недостаток кислорода и на нём начнут образовываться язвы. Это же может произойти у резинового предохранителя буровой трубы.

### Виды коррозии

Общая коррозия – равномерная коррозия. В этом случае вся поверхность металла корродирует более или менее равномерно. Этот вид коррозии выражается в единицах мил/год (mpy), – 0,001 дюйма или в фунтах на квадратный фут в год – "lbs/ft<sup>2</sup>/yr". Равномерная коррозия наименее опасна.

### Точечная коррозия

Локализованная коррозия ограничивается небольшими участками, принимая вид каверн. Точечная коррозия происходит, когда аноды и катоды не смешаются, участок точки анодный. По мере распространения коррозии точки углубляются и получают отверстия или глубокие трещины. Точечная коррозия часто наблюдается на участках буровой трубы, поврежденных клиньями. Точечная коррозия развивается во впадинах, до некоторой степени защищенных от потока бурового раствора. Для точечной коррозии приведенные единицы измерения не приемлемы, т.к. она может быть сосредоточена в нескольких местах, представляющих собой лишь долю поверхности металла.

Мелкотрещинная коррозия – это локализованная коррозия, образовавшаяся в результате создания концентрационного элемента в трещине между металлом и не металлом или двумя металлами.

### Коррозия под напряжением (SCC)

Растрескивание в результате одновременного присутствия напряжения при растяжении и коррозионной среды. Коррозия под напряжением имеет серьезные последствия, т.к. возникает в расчётных пределах напряжения металла.

Растрескивание под напряжением начинается на базе точечной коррозии. Т.к. прочность металла снижается в этой точке, дальнейшее напряжение распространяет трещину. Этот процесс позволяет взаимодействовать целому металлу с коррозионной средой, а растрескивание продолжается. Процесс развивается очень быстро и общая коррозия незначительна.

Сернистое коррозионное растрескивание под напряжением (SSC) – хрупкое разрушение растрескиванием в результате объединенного воздействия напряжения при растяжении и коррозии в присутствии воды и сероводорода.

### Гальваническая коррозия

Гальваническая коррозия возникает в результате погружения в проводящую среду двух разных металлов. Между ними существует разность потенциалов. При наличии контакта эта разность вызывает движение электронов от одного металла к другому. В этой гальванической паре каждый отдельный металл реагирует по-разному по сравнению со свободным корродированием. Анодный металл корродирует быстрее, катодный медленнее или вообще не реагирует.

Сосредоточенная коррозия – возникает в результате разной ионной концентрации, она называется ещё экранированной или подосадочной коррозией. Чаще всего отмечается под сухим раствором, трубной окалиной или под резиновыми протекторами.

Эрозионная коррозия – результат движения коррозионного флюида по металлической поверхности. Высокие скорости или наличие взвешенных твердых веществ ведет к эрозионной коррозии. Удаление или сдирание защитной пленки увеличивает возможность поражения поверхности коррозией.

Межзерновая коррозия – форма локализованного воздействия на поверхность, при которой коррозии подвергается узкая полоска предпочтительно вдоль границ зерна металла.

Коррозионная усталость – усталость металла растрескиванием, подверженного циклическому напряжению. Существует уровень напряжения, ниже которого не происходит разрушение даже при неограниченном количестве циклов, называемое сопротивлением усталости. Это состояние характеризуется укороченной жизнью в результате

повторяющихся циклов напряжения или только коррозионной средой.

Нарушение легирования – локализованный тип коррозии, включающий выборочное удаление (т.е. коррозию) одного из элементов сплава, называемый прослоем.

Поскольку гальваническая пара защищает катодный металл, защита возможна контактированием металла с несходным, являющимся для него анодом, т.е. катодная защита. Это снижение или исключение коррозии подключением к постоянному току или аноду, превращая металл в катод (обычно  $Mg, Al$ , или  $Zn$ ),

Для определения коррождения любого металла в гальванической паре нужно исследовать тенденцию его. В общем случае менее коррозио-устойчивый металл становится анодным к более устойчивому. Поэтому более устойчивый к коррозии металл становится катодным и защищен в гальванической паре.

#### Гальванические серии, промышленные металлы и сплавы в морской воде

Анодный или активный конец  
Магний и магниевые сплавы  
Цинк.  
Алюминий (1100)  
Кадмий  
Алюминий (2014)  
Сталь или железо  
Чугун  
Хлористая сталь (активная) 13% Cr  
Никелестойкий (чугун с высоким % никеля)  
18-8 нержавеющая сталь (активная)  
18-8 Mo нержавеющая сталь (активная)  
Свинцово-оловянные сплавы  
Свинец  
Олово  
Никель (активный)  
Инконил (активный) (80 Ni, 13 Cr, 7 Fe)  
Хастеллой В (60 Ni, 30 Mo, 6 Fe, 1 Mn)  
Хлоримет 2 (66 Ni, 32 Mo, 1 Fe)  
Латунь (Cu-Zn)  
Медь  
Бронза (Cu-Sn)  
Купро-никель (60-90 Cu, 4-10 Ni)  
Монел (70 Ni, 30 Cu)  
Серебряные сплавы  
Никель (пассивный)  
Инконил (- " - )  
Хромистая сталь (пассивная) (11-30 Cr)  
18-8 нержавеющая сталь (пассивная)  
Хастеллой С (62 Ni, 17 Cr, 15 Mo)  
Хлоримет 3 (62 Ni, 18 Cr, 18 Mo)  
Серебро  
Титан  
Графит  
Золото  
Платина  
(Неактивный – пассивный конец).

Например, рассматриваются два металла – сталь и медь. Согласно Гальванической серии сталь анодна по отношению к меди. Если медные пластинки соединены вместе стальной заклепкой и погружены в морскую воду (электролит), стальные заклепки быстро покроются коррозией и разрушатся. Но если стальные пластинки соединены медными заклепками, время разрушения замедлится, т.к. скоростью коррозии управляет площадь анода к катоду. Т.о. для замедления темпа коррозии предпочтительна большая площадь анода и небольшая катода.

## Металлургия

Металлы и сплавы зернисты по структуре. В создание металла входят два соединения: от жидкого к твёрдому. Фазовые изменения аналогичны превращению воды в лёд. Как и в воде кристаллы образуются с понижением температуры. При температуре ниже точки замерзания кристаллы растут, расширяясь один в другом, пока не выйдет вся жидкость. Во время твердения металла между зёрнами возникает несоответствие. Эта зона называется границей зёрен. Твёрдый металл состоит из микроструктур зёрен и границ зёрен.

Микроструктура и конечные свойства стали определяются компонентами сплава, скоростью и методом охлаждения. Изменения в микроструктуре определяют свойства стали. Металлы отличаются от других кристаллических твёрдых веществ ковкостью (пластическая деформация без разрушения). Ковкость металла зависит от скольжения зёрен в металле по своим границам. Изменение микроструктуры позволяет неограниченные возможности изготовления. Металлы могут быть твёрдыми или мягкими, гибкими или жёсткими в зависимости от расчётных критериев.

Поскольку наиболее стабильная конфигурация металла в его кристаллической решётке, границы зёрен представляют собой площади высокой энергии относительно зёрен. Т.е. границы зёрен являются анодными к зёрнам и легче подвергаются коррозии. Нефтепромысловые трубные изделия испытывают коррозионную прочность на разрыв или жёсткость. Труба с повышенной прочностью жёстче и более чувствительна к водородной хрупкости, коррозионному растрескиванию под напряжением или (SSC).

### Ускорители коррозии

pH – В кислотном диапазоне (pH ниже 7) скорость коррозии выше, чем в щелочном режиме. Обычно при pH 9,5–10,5 можно снизить почти любую коррозию, но в некоторых случаях повышенный pH может достигать нужного уровня 12,0.

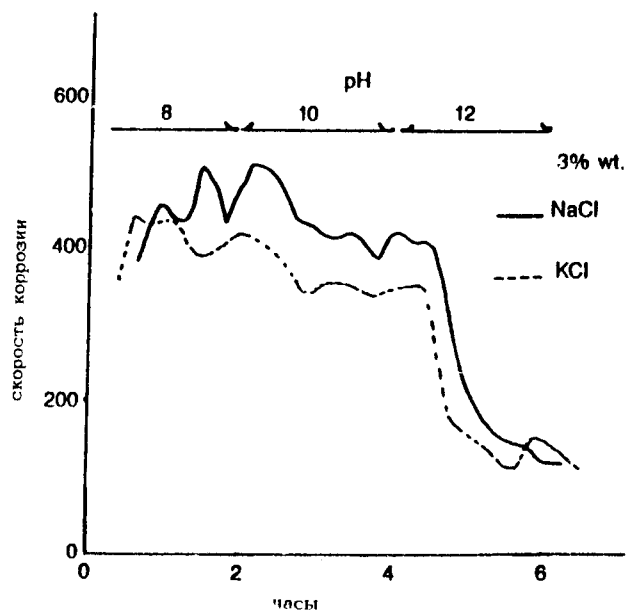


Рис.2. Влияние pH на коррозию.

### Растворимые соли

Соли, растворенные в воде, способствуют коррозии. Соль увеличивает проводимость воды и повышает скорость коррозии. Вот почему нефтепромысловые рассолы и некоторые жидкости заканчивания могут быть коррозионными.

Некоторые жидкости с высоким содержанием соли на забое могут быть менее коррозионными. С увеличением концентрации соли уменьшается растворенный кислород. NaCl и KCl – наиболее известные буровые растворы, содержащие соли, которые могут потребовать защиты от коррозии. Насыщенные NaCl и KCl растворы менее коррозионны, чем 3%-ные. Многие растворы с KCl используются с таким содержанием соли.

Температура – темп коррозии увеличивается с температурой. Химическая реакция ускоряется с температурой, а коррозия – это простая химическая реакция. Это относится и к буровым растворам, т.к. они закачиваются в стояк под давлением. Растворенный кислород может не проскальзывать, а в затрубных условиях вызывает ускорение скорости коррозии. В закрытой системе темп коррозии выше, чем в открытой системе.

Современные исследования показывают, что темп коррозии не снижается при повышении температуры, как в открытой системе. Вместо этого, современные системы закрыты и не позволяют кислороду мигрировать. Т.е. увеличение темпа коррозии связано с увеличением количества растворенного свободного кислорода.

Окалина – является результатом осаждения нерастворимых смесей –  $\text{CaCO}_3$ ,  $\text{CaSO}_4$ , и т.д. на поверхности металла. Это может произойти при низком pH, но чаще всего при  $\text{pH} (>11)$ , когда ионы  $\text{Ca}^{++}$  и  $\text{CO}_3^{--}$  оседают на забойных трубных изделиях в виде окарины  $\text{CaCO}_3$ . Развитие окарины на буровой трубе ведет к точечной коррозии. Эта экранированная зона или с признаками концентрационного элемента.

Растворенные газы.

Во время бурения встречаются три типа растворенных газов, которые ускоряют коррозию: кислород, двуокись углерода и сероводород.

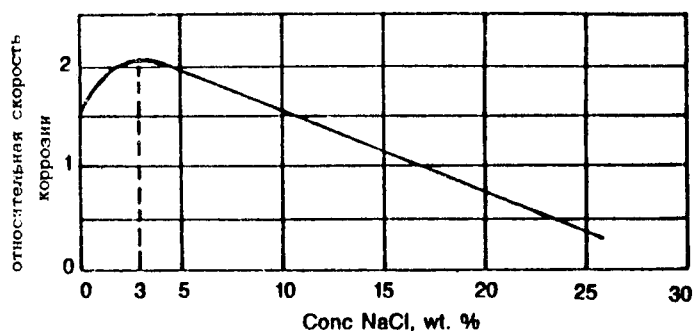


Рис.3. Влияние хлоридной концентрации на коррозию железа в аэрированных растворах, при комнатной температуре (несколько испытаний).

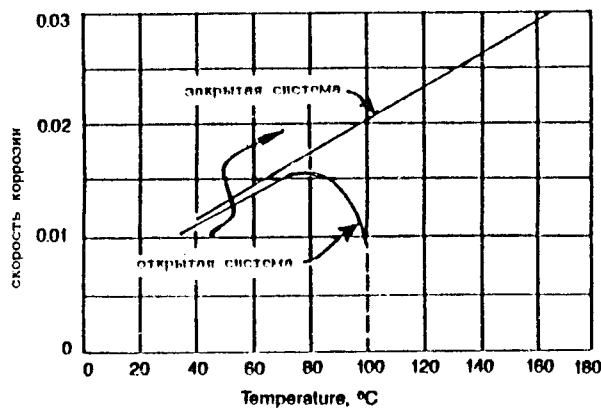


Рис.4.

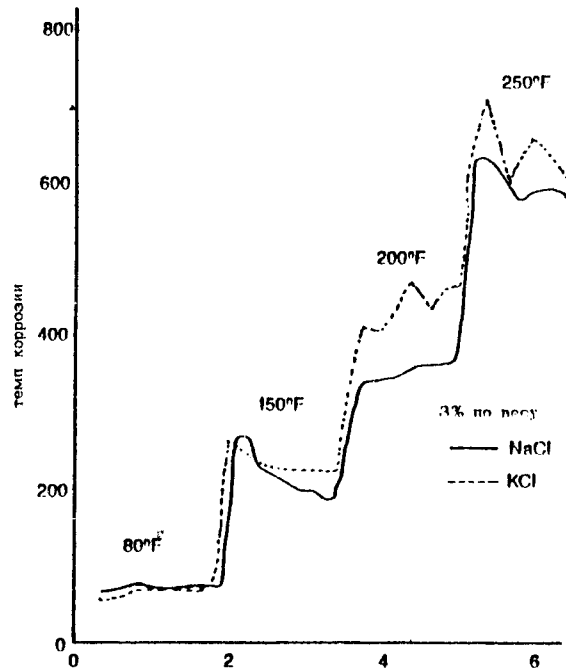


Рис.5. Зависимость скорости коррозии соляного раствора от температуры.

1. Растворенный кислород ( $O_2$ ) – основная причина коррозии при бурении раствором на водной основе. Он легко вводится в буровой раствор через воронку, смесители, негерметичные насосы и всегда есть в добавляемой воде. Растворы на водной основе всегда насыщены кислородом в соответствии с атмосферной температурой и минерализацией жидкой фазы. Даже следы кислорода могут вызвать точечную коррозию и связанные с этим осложнения. Чем холоднее атмосферная температура, тем выше содержание растворенного кислорода. Подвигаясь к забою, жидкость увеличивает темп коррозии.

Некоторые из происходящих реакций:

Анод:  $Fe^0 \rightarrow Fe^{++} + 2e^-$

Катод:  $O_2 + 4e^- + 2H_2O \rightarrow 4OH^-$

Из катодной реакции видно, что кислород принимает электроны на катоде как и ионы водорода принимают электроны. Кислород усиливает катодную реакцию, которая в свою очередь, увеличивает темп коррозии или анодную реакцию. Воздействие кислорода в природе точечное и увеличивает коррозию от других растворенных газов:  $H_2S$  и  $CO_2$ . Современные буровые растворы содержат разное количество растворенного кислорода. Некоторые добавки реагируют с кислородом, снижая его концентрацию. Лигносульфонаты, танины и лигниты быстро реагируют с растворенным кислородом. Эти добавки прекрасные раскислители, хотя это их не главная функция. Диспергированные буровые системы легче выводят кислород из раствора, чем не диспергированные.

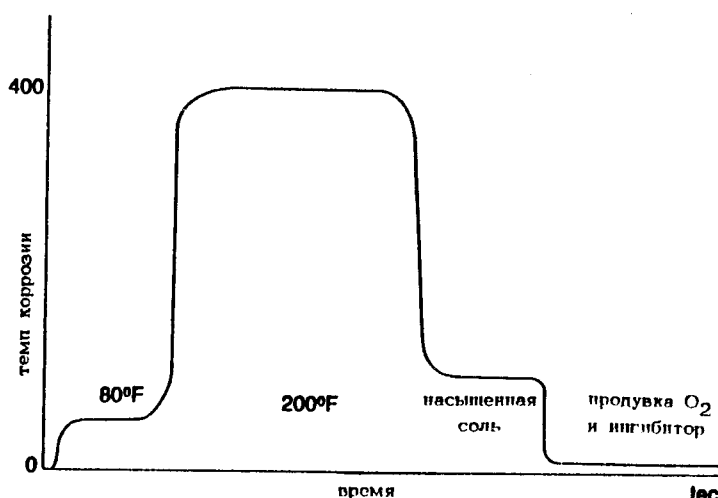


Рис.6. Типичное динамическое реагирование на 3% NaCl/или KCl системы под давлением

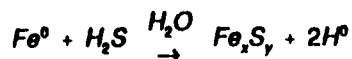
Полимерные растворы (с малым количеством твердых веществ, не диспергированные и **POLY-PLUS**) имеют тенденцию улавливать растворенные газы. Во многих полимерных растворах используются низкие концентрации солей KCl для стабильности ствола. Эти соли, которые ускоряют темп коррозии, способствуют серьезным осложнениям в сочетании с полимерными растворами. Глушение кислородной атаки зависит от правильного функционирования наземного оборудования. Со многими растворами используется ингибитор коррозии **CONCOR 404**, подавляющий действие солей и растворенного кислорода.

2. Углекислый газ ( $CO_2$ ) – растворяясь в воде, образует угольную кислоту –  $H_2CO_3$ , которая снижает pH и увеличивает коррозионность воды. В результате воздействия углекислого газа развивается точечная и желобчатая коррозия. Небольшая добавка извести регулирует  $CO_2$  – коррозию. Действие углекислого газа подавляется ингибитором окалины **SI – 1000**, который контролирует также образование окалины.

3. Сероводород ( $H_2S$ ) – ядовитый газ и регулирует с кислотой, нанося серьезный ущерб нефте-газовому оборудованию. Газ может проникать в систему из сероводородных пластов во время разбуривания, может быть в добавляемой воде, может образовываться в буровом растворе в результате бактериального уменьшения сульфитов до сульфидов. Газ, растворенный в водной фазе, может образовывать сероводородную кислоту.

Сероводород может вызвать сульфидные коррозионное растрескивание под напряжением. Кислотное воздействие на поверхность приводит к потере металла. Химичес –

кая реакция сероводородной коррозии может быть простой, но не полной.



Сернистое железо, образованное реакцией, прилипает к поверхности в виде чёрной окарины. Точечная коррозия развивается под окариной, она сокращает срок службы трубы, создавая основу для растрескивания и усталостного разрушения.

Выделяющийся в реакции атомный водород вызывает хрупкое разрушение металла в результате растрескивания под напряжением или водородной хрупкости. Часть атомного водорода реагирует на поверхность металла и выделяет водородный газ, а часть диффундирует в металл. Сероводород – ядовитый, является катализатором или ускорителем коррозии стали, облегчая проникновение его внутрь металла.

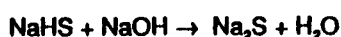
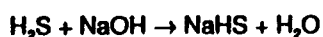
Входя в металл, атомный водород управляется несколькими механизмами, дающими хрупкое разрушение. Объединяясь с металлом, атомный водород образует молекулярный водород. Увеличение размера их атомного в молекулярный газ вызывает большое давление в кристаллической структуре и вызывает водородное растрескивание. Для трубных изделий Р-110 оказывается, что даже несколько ч/млн сероводорода (в виде  $\text{H}_2\text{S}$  при низком рН) вызывает растрескивание.

Атомный водород может занимать пустоты в решетки металла. Он может взаимодействовать с примесями в металле и усиливать хрупкое растрескивание.

Хрупкое растрескивание стали от сероводорода связано с пределом текучести стали. Обычно сталь твёрдостью ниже 22 по Роквеллу (HRC) не вызывает проблем или имеет максимальный предел текучести 90000 psi. Сталь, выходящая за этот предел, нельзя использовать в работе с  $\text{H}_2\text{S}$ . Рекомендуется использовать документ NACE MR-01-75-75 в качестве основы для металлургии с источником  $\text{H}_2\text{S}$ .

При температурах выше 150°F хрупкое разрушение снижается и можно применять более высокие марки обсадных труб.

Данные растворимости показывают, что у  $\text{H}_2\text{S}$  она 0,1 моляр или 0.2N (3400 ч/млн) при комнатной температуре. Анализ буровых растворов или обрабатываемой воды дает несколько большие величины, т.к. сероводород реагирует с каустиком в буровом растворе и образует щелочные соли, сульфат натрия и воду.



С увеличением рН % общего сероводорода уменьшается до очень низких величин.

рН	% S <sup>2-</sup> в виде $\text{H}_2\text{S}$
5.0	98.000
6.0	90.000
6.5	70.000
7.0	50.000
7.5	25.000
8.0	10.000
9.0	1.000
10.0	0.100
11.0	0.010
12.0	0.001

Эти величины, деленные на 100, используются в расчётах.

Поддерживая нужное рН, улучшается обработка буровых растворов. Реакция нейтрализации обратима. Т.е. когда  $\text{H}_2\text{S}$  обрабатывается каустической содой, известью или едким калием, часть кислоты преобразуется в растворимый сульфид. Если прерывается добавка щелочи, или встречается кислый газ (диоксид углерода) рН снижается. Растворимый сульфид преобразуется в  $\text{H}_2\text{S}$  при низком рН.

Химия сероводорода очень сложная. Для него обычно образовывать соединения, которые полностью не связывались с стехиометрическими отношениями. Очень важно положение о том, что  $\text{H}_2\text{S}$  входит в щелочные растворы и реагируя, образует щелочной сульфид, чаще всего сульфид натрия, т.к. в системе преобладает ион натрия. Т.о. можно избежать осложнений в некоторых случаях, но полностью извлечь из флюида нельзя.

5) Требуемый вес раствора =

$$= \frac{19,25 \times \text{давление в закрытой бурильной трубе}}{\text{глубина долота}} + \text{предел рейса} =$$
$$= 15 + \frac{19,25 \times 900}{14,000} = 16,3 \text{ ф/гал.}$$

6) Вес раствора регулируется более равномерно, если утяжеление раствора идет в двух секциях амбара или в двух амбарах с циркуляцией.

7) Время циркуляции до долота =

$$\frac{\text{ёмкость бурильной трубы} \times \text{длину бурильной колонны}}{\text{скорость глушения}} = \frac{0,01422 \times 14000}{4,75} =$$
$$= 41,85 \text{ мин.}$$

8) Количество ходов = 30 х/мин х 41,85 = 1256 ходов.

9. Конечное давление циркуляции =

$$= \text{давлению скорости гашения} \times \frac{\text{требуемый вес}}{\text{начальный вес}} = 800 \times \frac{16,3}{15} = 869 \text{ psi}$$

Метод Бурильщика для контроля.

1. SPL при 30 х/мин = 800 psi. . Этот замер сделан до выброса. Потери давления не прибавляются.

2. Время от поверхности до долота рассчитываются по формуле:

$$\frac{\text{ёмкость бур.трубы} \times \text{длину} - \text{ёмкость УБТ} \times \text{длину}}{\text{мощность насоса при снижении скорости}} =$$

$$\frac{(0,01422 \text{ б/ф} \times 13500) - (0,0038 \text{ б/ф} \times 500)}{4,75 \text{ б/мин}} = 41 \text{ мин.}$$

3. Замерить давление в закрытой бурильной трубе и обсадной трубе, увеличение объёма в амбаре.

4. Рассчитать увеличение веса раствора

$$\frac{\text{SIDPP} \times 19,25}{\text{глубина}} - \text{требуемое увеличение веса}$$
$$\frac{900 \times 19,25}{14000} - 1,3 \text{ фунт/гал.}$$

5. Добавить начальный вес раствора

$$15,0 + 1,3 \text{ (вес глушения)} = 16,3 \text{ ф/гал.}$$

6. Определить конечное давление циркуляции

$$\text{Потери давления в системе} \times \frac{\text{новый вес раствора}}{\text{начальный вес раствора}} = 800 \times \frac{16,3}{15} = 869 \text{ psi}$$

7. По Методу Бурильщика первая циркуляция удаляет вторгшийся флюид с помощью начального раствора по весу. Вторая циркуляция использует вес раствора глушения. График регулирования давления в бурильной трубе вычерчивается соединением точки давления на левой стороне с конечным давлением циркуляции на правой. В промежутках разделить время прохода от поверхности до долота на 10 равных частей. Наносится на график также и количество ходов. Затем регулируется давление в бурильной трубе.

### Задача.

Общая глубина - 9500 ф.  
Размер ствола - 12-14"  
Обсадная - 16" (65 фунт/фут) до 6500 ф.  
Вес раствора - 11,2 ф/гал  
УБТ - 8" x 2 3/4" - 600 ф.  
Насос №1 - 6" x 16" (85% эффективности при 60 х/мин).  
SPL при 30 х/мин - 900 psi  
Насос № 2 - 5 1/2" x 16" (85% эффективности при 60 х/мин).  
SPL при 30 х/мин - 750 psi

### Расчёт.

Произошел выброс и отмечены данные:

- а. SIDPP - 400 psi
- б. SICP - 55 psi
- в. увеличение в амбаре - 20 бар
- 1. Заполнить рабочую карточку.
- 2. Скорость гашения - 30 х/мин.
- 3. Для глушения использовать насос № 2.

### Метод ожидания и взвешивания

Метод, заключается в ожидании при закрытой скважине с утяжелением раствора до веса глушения в амбаре. Для поддержания постоянного веса раствора требуются мешалки для барита в течение всего времени, нужного для глушения.

Ко времени выброса график давления должен быть готов. По мере закачивания раствора глушения по бурильной трубе давление в ней должно быть снижено по графику. Когда раствор достигает долота, конечное давление циркуляции должно оставаться постоянным, пока раствор глушения не возвратится на поверхность. В это время SIDPP должно быть 0, если уравновешено пластовое давление.

Преимущества метода.

- 1. Скважину можно заглушить одной полной циркуляцией.
- 2. Можно ожидать минимальное давление в обсадной трубе.
- 3. Несложные расчёты и регулировка для поддержания постоянного забойного давления.

Недостаток - в длительности времени отсутствия циркуляции во время утяжеления раствора на поверхности.

Пример.

Общая глубина - 9000 футов  
Размер ствола - 8- 1/2"  
Обсадная - 9 5/8" (43,5 фунт/ф) до 5000 ф.  
(ёмкость 0,0744 бар/фут).  
Вес раствора - 13,2 ф/гал.  
Бурильная труба - 4 1/2" (16,6 фунт/фут), ёмкость 0,0142 бар/фут.  
УБТ - 7" x 2 3/4" 500 футов, ёмкость - 0,0073 бар/фут.  
Насос № 1 - 6" x 14" 90% эффективность при 60 х/мин.  
SPL для № 1 - 600 psi при 30 х/мин.  
Насос № 2 - 5 1/2" x 14" 90% эффективность при 60 х/мин.  
SPL для № 2 - 500 psi при 30 х/мин.

Скважина заглушена и получены следующие данные:

- 1. SIDPP - 400 psi
  - 2. SICP - 500 psi
  - 3. увеличение объёма амбара - 15 бар.
- Заполнить карточку, использовать насос № 1.

Зафиксировать следующее:

Раздел № 1 - предварительные данные.

- 1. Потери давления в системе для насоса № 1 = 600 psi при 30 х/мин.
- 2. В это время не учитывать потери затрубного давления.
- 3. Рассчитать время от поверхности до долота.



**SI-1000** ингибитор окалины – используется для предотвращения роста окалины на металлической поверхности.

Это органическое фосфатное вещество, которым обрабатывается буровой раствор в размере 1 гал/200 бар раствора. Обычно 5 галлонов на рейс достаточно для контроля системы.

Бактерициды – восстановление сульфатов до сульфидов бактериями *Desulfovibrio desulfuricans* происходит в буровых растворах, особенно в хранящихся и пакерных жидкостях, являясь источником сероводорода. Эти бактерии активны в деаэрированных или слабо аэрированных пресной, солоноватой или морской воде в диапазоне от 5,5 до 8,5. Поскольку потенциал разрушения от бактерий, снижающих сульфат огромен в пакерных жидкостях или хранящемся растворе, рекомендуется микробицид **BACBAN® III** для контроля их.

**BACBAN® III** регулирует действие бактерий во всех растворах на водяной основе, жидкостях заканчивания и пакерных жидкостях. Он эффективен против аэробных и анаэробных бактерий. Это сильно концентрированный гранулированный материал. Он зарегистрирован ЕРА для нефтепромыслового дела.

Для предотвращения ферментации крахмала начальная порция 2,73 кг (банка) **BACBAN® III** добавляется в 400 бар буровой жидкости. Добавка закачивается через воронку прямо в приемный амбар со скоростью 1–5 мин на порцию. Общая начальная обработка должна быть равномерной в течение одной циркуляции. Добавляемая вода обрабатывается таким же количеством.

Для поддержания режима 1/2–1/3 банки на 400 бар жидкости достаточно на сутки работы при равномерном распределении.

Пакерные жидкости должны обрабатываться одной банкой **BACBAN® III** на 200 бар (30 м<sup>3</sup>) буровой жидкости. Препарат совместим с кислородным раскислителем.

Обращаться с препаратом нужно осторожно, при контакте тщательно промыть водой кожу. Во избежание расплескивания не смешивать с водой.

Амины – Пленкообразующие амины – эффективные замедлители коррозии в бурении. Они вытесняют воду в поверхностных амбарах и усталостных трещинах. Химическая структура позволяет физически адсорбировать на стальных поверхностях, образуя нефтесмачиваемую защитную пленку. Наиболее эффективны не только при прямом нагнетании в бурильную трубу, но и при периодическом или равномерном действии. Труба должна быть чистой, сухой и с защитным покрытием. Органическая пленка защищает сталь от воды. В некоторых случаях для удаления ржавчины и окалины может потребоваться гидроструйная предварительная обработка.

К замедлителям коррозии аминок типа относятся:

**CONQOR® 101** замедлитель коррозии – водонефтьдиспергируемый пленкообразующий амин, предназначенный для пакерных жидкостей **XP-20®/SPERSENE®**. Рекомендуется для растворов на пресной воде, хотя эффективны и в соленой. В морской воде и насыщенных рассолах он меньше диспергирует и требует небольшой добавки малотоксичной нефти для усиления нефтесмачиваемой пленки. Норма обработки 1/2 галлона **CONQOR® 101** на баррель пакерной жидкости.

Ингибитор -202 – стойкий пленочный замедлитель коррозии для прямой и периодической обработки труб. Продукт выдается по особому заказу.

**CONQOR® 303 A** – растворимый в воде/рассоле амин. Он предназначен для рассолов с NaCl, KCl, CaCl<sub>2</sub> и CaBr<sub>2</sub> и для жидкостей заканчивания. Норма обработки – 1 бочка **CONQOR® 303 A** на 100 бар жидкости. Добавляется непосредственно в жидкость.

### Замеры коррозии

Контрольная кольцевая пластинка – испытание этой пластинкой установлено АНИ в бюллетене RP-13 B

Исследование извлеченных пластинок после определенного пребывания на забое дает четкую картину о коррозионности буровых жидкостей в окружающей среде. Осадок и точки на пластинке помогут определить причину коррозии и, следовательно, пути ее устранения. Если отмечаются окислы, предполагается наличие растворенного кислорода, если ион сульфида – видимо присутствует сероводород, если карбонат – предполагается двуокись углерода.

Магнетит – обычный побочный продукт кислородной коррозии. Магнетит (Fe<sub>3</sub>O<sub>4</sub>)

определяется по своим свойствам и нерастворимостью в кислоте. Другие окислы железа  $\text{Fe}(\text{OH})_2$  и  $\text{Fe}(\text{OH})_3$  — обычны. Осадки кислородной коррозии идентифицируются по темному ржаво-коричневому до черного цвету и умеренной растворимостью в 15%  $\text{HCl}$ . Окислые осадки не сразу растворяются в  $\text{HCl}$ , а требуют многократного погружения в неё и удаления стальной ватой.

Углекислое железо ( $\text{FeCO}_3$ ) — содержит побочный продукт коррозии  $\text{CO}_2$ , отличающийся медленным вскипанием в 10-15%  $\text{HCl}$ . Вскипание — это проскальзывание двуокиси углерода из окарины. При большей степени растворения могут отмечаться карбонаты кальция.

Сернистое железо ( $\text{FeS}$ ) может образовываться на буровых трубах при сероводородной коррозии. Этот газ определяется по запаху тухлого яйца и специальной жидкостью. Реакция с мышьяковой кислотой дает желтый осадок.

Контрольная пластинка не дает сведений о водородной хрупкости, коррозионном растрескивании под напряжением или других формах трещин.

Кальцевая пластинка оттачивается до соответствия с выемкой замка около конца пальца и высверливается до размера буровой трубы для снижения турбулентности. Пластинки режутся от труб, не подвергшихся закалке и отпуску, они должны иметь подобный состав для уменьшения гальванического эффекта.

Коррозионные контрольные кольца сохраняются на буровых трубах в течение 40 часов и отпускаются на 100 часов. Кольцо помещается на замке на вершине первого стыка над УБТ и остается на колонне на период работы одного долота. Дополнительная пластинка размещается на предохранительном переводнике на рабочей трубе для контроля коррозии в этой точке.

Для предупреждения разрушения кольца необходимо тщательно очистить шейку замка. Иногда специально изготовленные переводники используются для размещения кольцевой пластинки на колонне. Установка выполняется руками в чистых сухих перчатках.

Специальные формы заполняются данными о материале кольца, свойствах бурового раствора, типе коррозии, расположении кольца на колонне, начальном весе, времени, глубине, номере кольца, цвете окарины и т.д. для особого испытания. Эта форма отсылается на буровую.

Осадок бурового раствора должен удаляться из контрольного кольца с помощью тряпки после снятия с буровой колонны. Кольцо исследуется на степень коррозии или механические повреждения.

После визуального осмотра вытереть и высушить и положить в паро-ингибированную бумагу для дальнейшего замедления коррозии, нельзя покрывать кольцо трубной присадкой или нефтью. Положить кольцо в почтовый конверт. Механические повреждения видны по насечкам или вмятинам на наружной поверхности.

Оценка информации на кольцо важна на промысле и в лаборатории. Если очевидна визуальная коррозия, это обычно точечная, и тогда определяется протяженность (распространение). Точечная коррозия — результат наличия соленых растворов из-за увеличения проводимости жидкости, вместе с растворенным кислородом. Точечная коррозия признак определенных материалов, образующих окисные пленки или покрытия. Например, нержавеющая сталь очень чувствительна к точечной коррозии. Общая коррозия лучше всего определяется потерей веса.

Пробники — Гальванические пробники используются в водных системах в нефтяной промышленности уже многие годы. Гальванические пробники пригодны для регулирования вхождения кислорода в водяные точки. Буровые растворы бывают очень коррозионны, если в них есть кислород. Эти пробники нельзя считать количественным инструментом для буровых растворов из-за постоянно изменяющейся водной среды.

Пробник — это биметаллическая пара (обычно латунь и сталь), сконструированная так, чтобы выход потока измерялся счетчиком. В водяной системе выход стабилизируется на какой-то величине, отражая условия в системе. Изменения в ней изменяют выход потока, что отражается на счетчике.

На пробник оказывает влияние скорость потока, температура, пленки замедлителя, он чувствителен к поступлению растворенного кислорода. В системах, свободных от кислорода, пробник поляризуется и выход приближается к нулю. Даже небольшое количество кислорода деполяризует пробник и поток на выходе повышается.

Гальванический пробник — это прочный линейный инструмент, требующий минимального ухода. С правильным счетчиком он дает буровику информацию с пола вышки. Он дает сведения об утечке воздуха и нарушении функций системы, чтобы принять

своевременные меры воздействия.

Корреляция пробника с контрольной пластинкой о скорости коррозии не точна по нескольким причинам. Например, стальной анодный элемент может быть поражен точечной коррозией, а показания пробника нарушаются осадком карбоната кальция. Если есть признаки окарины, нужно очистить элемент пробника. Если система кислотная, на элементах пробника появятся бурые или черные пятна и результат будет неверным.

#### Пакерные жидкости

Жидкости на водной основе должны обрабатываться для длительной стабильности. Обязательна осторожность в подъеме pH, добавлении биоцида, о диспергированном замедлителе. pH помогает уменьшить скорость коррозии, биоцид стерилизует систему там, где не дают эффекта сульфат восстанавливающие бактерии. Ингибитор способствует образованию пленки на трубах для изоляции от водной среды.

Растворы на нефтяной основе обрабатываются для долгосрочной стабильности и уплотнения эмульсии. Чтобы внутренняя фаза была высоко щелочной, нужно повысить  $P_{OM}$ . В эти растворы замедлители коррозии не добавляются, эту функцию выполняет нефтесмачиваемость.

## Г Л А В А 18.

### ЖИДКОСТИ ЗАКАНЧИВАНИЯ, РЕМОНТА И ПАКЕРНЫЕ

#### Жидкости для заканчивания и ремонта

В последнее время уделяется всеобщее внимание жидкостям для заканчивания и ремонта. Установлено, что использование неразрушающих жидкостей значительно повышает производительность. Залежи чувствительны к любому типу жидкостей независимо от содержащихся в них флюидах. Поэтому физически или химически отличающиеся флюиды от используемых могут вызвать осложнения. Основная задача заключается в создании жидкостей, наносящих минимальный ущерб продуктивной зоне.

Жидкость заканчивания – это любой раствор, размещаемый в продуктивной зоне до пуска скважины в эксплуатацию. Ремонтная жидкость говорит сама за себя, т.е. ремонтные работы эксплуатируемой скважины. Обе жидкости предназначены для максимального отбора углеводородов из залежи.

Тип жидкости выбирается в соответствии с учётом механических факторов и пластовых характеристик, присущая данной операции. Эта жидкость отличается от жидкости глушения или пакерной. Даже если особый флюид готовится из жидкости заканчивания или ремонта, обрабатывается он особо. Обе эти жидкости осуществляют контроль одного или нескольких реологических свойств в течение длительного периода времени. Тип системы определяется одним или многими факторами осуществляемых работ.

#### Механические факторы, влияющие на выбор жидкости

##### 1. Смесительные устройства.

Если на буровой обрабатывается ограниченный объём, можно выбрать жидкость, приготовленную из небольшого количества материалов или предварительно смешать её на другой буровой, имеющей подходящие устройства. Рекомендуются фильтровать вновь используемую жидкость.

2. Природа и объём жидкости в стволе – обязательно учитываются до операций по заканчиванию или ремонту. Тип флюида может изменяться от добываемого рассола до тяжёлых нефтей или обрабатываемых растворов как кислота или её производные. В любом случае эти жидкости должны оказывать минимальное влияние на жидкость заканчивания или ремонта. Если добываемый флюид является газом, ремонтная жидкость должна разбить этот газ.

3. Шарик для глушения (с закупоривающими агентами) – используются для закупорки перфорацией или трещин и глушения скважины. Вес раствора должен быть достаточным для этого и содержать блокирующие агенты, предотвращающие поглощения большого количества раствора в пласт. Агенты могут быть растворимы в воде, кислоте или нефти.

4. Кольцевое пространство – для многих типов ремонтных работ может понадобиться очень небольшое кольцевое пространство. При этом реологические свойства флюида должны быть достаточно стабильны для сохранения перепада давления на минимум и уменьшения поршневого эффекта.

5. Частота циркуляции – во время ремонтных работ часть флюида в скважине не циркулирует длительные периоды времени, следовательно, его свойства на это время остаются стабильными. К ним относятся вязкость, термостабильность, предельное статическое напряжение сдвига, водоотдача, плотность и т.д.

6. Коррозия – некоторые жидкости для ремонта имеют высокую скорость коррозии на металлических поверхностях. Свести проблему к минимуму можно регулированием pH и добавкой ингибиторов, совместимость которого с жидкостью всегда должна учитываться.

7. Компоненты флюидов – должны выбираться с учётом безопасности и экономической выгоды. Некоторые из них требуют особой обработки.

8. Фильтрация флюидов – обязательна от начала операции. В некоторых случаях, если фильтрация начата слишком поздно, мелкая фаза уже приобретает коллоидный размер и удаление её фильтрацией становится не экономичным.

## Пластовые характеристики, влияющие на выбор флюида

1. Пластовое давление – должно быть известно или рассчитано до выбора жидкости. Плотность жидкости выбирается для уравнивания пластового давления и обеспечивает заранее определенный предел безопасности. С его помощью останавливается проникновение флюида в ствол в результате давления, вызванного движением буровой колонны. Жидкость для заканчивания и ремонта должны иметь плотность, адекватную жидкости скважины, иначе операция затрудняется и оказывается дорогостоящей.

2. Заполнение пласта – высокодисперсные пласты: пески, сланцы и известняки – могут диспергировать за перфорациями или осыпаться в стволе. Жидкость выбирается с возможностью загустевания, увеличивая плотность.

3. Проницаемость – пласты с высокой проницаемостью требуют регулирования скорости фильтрации флюида. Контроль осуществляется на низких величинах для уменьшения вторжения фильтрата и возможности разрушения продуктивных зон. Качество глинистой корки, образующейся в скважине – важный фактор предотвращения блокировки пласта.

4. Пустотные пласты – некоторые пласты принимают весь раствор, что отличается от фильтрации или поглощения. Этот тип потерь называется "высачиванием", при этом весь ремонтный флюид уходит. При наличии таких потерь во время ремонтных работ в жидкость добавляются частицы разного размера, что останавливает потери. Если пласт не полностью кавернозный, потери жидкости устраняются увеличением вязкости. Частицы переменного размера следует использовать с учетом их растворимости в воде или кислоте. Другие требуемые материалы не должны блокировать пласт.

5. Температура – важный фактор на добывающей глубине. На все жидкости ремонта и заканчивания влияет некоторым образом повышенная температура. Поэтому раствор должен оставаться стабильным при забойной температуре.

6. Содержание глины – пласт может содержать глины разного типа и концентрации. Они классифицируются как разбухающие и не разбухающие, сжимаемые и не сжимаемые. Гидратация глин в поровом пространстве ведет к разрушению продуктивного пласта. Используемая жидкость должна замедлять эту гидратацию и не допускать минерализацию глин. Добавки катионных электролитов замешают имеющиеся электролиты в глинах. Двухвалентные катионы, например, кальций, образуют прочную связь между смешанными слоями глин, а ионы – калий – препятствуют проникновению воды и гидратации.

7. Чувствительность – почти все пласты чувствительны к определенным флюидам. Контакт с флюидом, к которому чувствителен пласт, очень вреден. Некоторые продуктивные пласты водосмачиваемы, другие – нефтесмачиваемы. Водосмачиваемый фильтрат в контакте с буровым раствором на нефтяной основе ухудшает продуктивность. Вызывается это обратным смачивающим действием фильтрата на нефтяной основе, образующим эмульсию с водосмачиваемым пластом. Тот же результат наблюдается и с фильтратом раствора на водяной основе, который образует эмульсию в нефтесмачиваемом пласте. Эмульсионное блокирование снижает проницаемость. Смачиваемость пласта и выбор подходящего флюида определяются испытаниями.

К другим факторам относятся:

1. Примеси. В период ремонтных работ могут появляться различные примеси: цемент, соленая вода, кислые газы, обрабатывающие жидкости – кислоты, ПАВ и т.д. Эти примеси образуют хлопья в жидкости заканчивания. Для обработки её нужно иметь в наличии определенные химические вещества для восстановления нужных свойств.

2. Экономия. – всегда учитывается общая стоимость. Сравниваются расходы на флюид с высоким содержанием ингибитора с расходами на восстановление продуктивности после нарушений в пласте более дешевой жидкостью. Если стоимость обработки для восстановления продуктивности равна или больше разницы стоимости двух флюидов, предпочтительна жидкость с большим количеством ингибитора.

3. Опасность. Самое важное – безопасная работа персонала и оборудования. Некоторые жидкости пожароопасны, другие очень токсичны для растений и животных. Перед началом работ необходимо знать точку воспламенения и величину токсичности веществ. Если требуются материалы/флюиды, представляющие опасность, персонал дол-

жен пройти определенную подготовку. Оборудование должно быть безопасным.

4. Бактерии. Некоторые жидкости для ремонта, особенно в системах заводнения, должны обрабатываться для замедления роста бактерий. Некоторые бактерициды несовместимы с флюидами. Бактерициды всегда подбираются для используемых флюидов.

5. Дальнейшее использование оставшихся ремонтных жидкостей и для заканчивания планируется заранее, чтобы выбранная жидкость подходила к обеим операциям.

## Т и п ы с и с т е м

### Водные рассолы

В качестве жидкости для ремонта и заканчивания применяются растворы из воды и одного или более электролитов. В этих растворах очень мало взвешенных твердых частиц или загустителей. Вязкость и контроль фильтрации минимальные. Соответствующие добавки повышают вязкость или снижают скорость фильтрации. Некоторые рассолы коррозионны, тогда в них добавляются замедлители коррозии. При длительном контакте необходимы меры предосторожности.

Рассолы используются для замедления действия глины или сланцев, на них не действуют общие примеси. Плотность их колеблется от 8,33 ф/гал (пресная вода) до 11,7 ф/гал (насыщенная хлоркальциевая вода). Определенными электролитами можно ещё повысить плотность, но они в свою очередь могут создать коррозионную обстановку. Обычные рассолы – хлористый натрий, хлористый натрий/безводная кальцинированная сода, хлористый кальций.

### Хлористый натрий

Хлористый натрий или обычная соль широко используется в качестве пакерной жидкости. Раствор соли всегда имеется на большинстве продуктивных площадей. С плотностью до 10,0 ф/гал или приготавливается разведением соли в пресной воде (табл. 1).

Соляные растворы коррозионны. Проблемы коррозии решаются регулированием pH выше 10,5 добавлением каустической соды, едкого калия или извести. Регулировка pH выше 10,5 не гарантирует не коррозионность раствора. Иногда требуется применение замедлителя коррозии, совместимых с системой. Иногда, например, кислородный раскислитель используется вместе с CONQOR® 303.

Таблица 1

Требования к материалам для приготовления растворов хлористого натрия (70°) – конечный продукт основан на 100% чистоты. Эвтектическая смесь

Плотность, фунт/гал	NaCl Весовой %	Пресная вода конечная	Хлористый натрия, ф/бар	Cl Mg/l	Кристаллизация °F
8.34	0.0	1.000	—	—	32
8.4	1.0	.998	4.0	8,460	31
8.6	4.5	.986	16.2	26,643	27
8.8	7.6	.976	28.0	49,139	24
9.0	11.0	.961	41.5	72,267	19
9.2	14.0	.948	54.6	95,690	14
9.4	17.0	.934	68.0	119,236	9
9.6	20.0	.919	81.5	142,805	3
9.8	23.0	.903	95.4	166,344	-5°
10.0	26.0	.887	109.1	189,048	25°

$$\text{ppm} = \% \times 10,000$$

### Хлористый натрий/безводная кальцинированная сода

Часто требуются растворы плотностью выше 10,0 ф/гал. Смесь хлористого натрия и безводной кальцинированной соды имеет плотность до 10,6 ф/гал. Химический раствор как пакерная жидкость считается не коррозионным.

## Блокирующие таблетки хлористого натрия

**SAFE-LINK®** и **SAFE-BLOCK®** – состоят из специально обработанных солей хлористого натрия и смеси полимеров. При концентрации насыщенного рассола 10,0 ф/гал частицы соли остаются в растворе в виде кристаллов и служат агентами блокирования и снижения водоотдачи. Смесь солей снижает до минимума нарушения в продуктивных зонах. Преимущество этой системы – широкий диапазон плотности от 10 до 13 ф/гал и минимальная водоотдача. Таблетки водорастворимы, но необходимо изучение методики их разгрузки.

## Хлористый кальций

Раствор хлористого кальция может иметь плотность 11,8 ф/гал (табл. 2). Хлористый кальций имеет абсолютное тепло раствора, т.е. выделяется тепло при добавлении сухого хлористого кальция в воду. Поэтому, требуемый объем хлористого кальция для получения нужной плотности определяется заранее, т.к. конечная плотность при повышенной температуре уменьшается. Свежий раствор  $\text{CaCl}_2$  считается средне щелочным и средне коррозионным. Темп коррозии снижается ингибитором.

Таблица 2

Требования к материалам для приготовления раствора хлористого кальция (70 ) – конечный продукт основан до 95% чистоте.

Плотность, фунт/гал	Пресная вода (% $\text{H}_2\text{O}$ бор)	Хлористый кальций фунт/бар	$\text{CaCl}_2$ Весовой %	Кристаллизация °F
10.0	.929	95	22.6	-8
10.2	.919	107	23.7	-18
10.4	.909	119	25.9	-29
10.6	.899	131	28.0	-43
10.8	.888	143	29.9	-59
11.0	.879	155	32.0	-22
11.2	.866	167	35.5	0
11.4	.854	180	37.6	27
11.6	.842	193	39.6	44

## Загущенные рассолы

Некоторые загустители могут повредить продуктивные пласты. Некоторые добавки контроля вязкости и водоотдачи включают бентонит или аттапульгит. Они оседают в горах и сильно снижают проницаемость. Последнее время широко применяются природные, усовершенствованные или синтетические полимеры. Полимеры не содержат твердых веществ и менее вредны для пласта. К ним относятся гидроксипропилцеллюлоза (HEC), биополимер (ХСД), полианионная целлюлоза (POLYPAC®) и крахмал.

Некоторые сочетания загустителей и агентов контроля водоотдачи дают жидкости с относительно низким содержанием твердых веществ с хорошим контролем вязкости и фильтрации. Нужная плотность достигается подходящим рассолом с утяжелителем.

В полимерной системе, состоящей из воды и/или воды и электролита, полимер является растворенным загустителем и агентом контроля водоотдачи. Система требует небольшого количества взвешенных материалов для контроля водоотдачи. Мелкий материал обычно разделен по сортам и размеру и состоит из солей, растворимых в воде или карбонатов, растворимых в соляной кислоте.

На систему не влияют обычные примеси, кроме глиноуксноты. Эти жидкости готовятся с плотностями от 8,4 ф/гал до 13,0 ф/гал. Полимерные смеси осуществляют контроль водоотдачи и вязкости в рассолах для ремонтных работ.

Замедлители коррозии и биоциды в большинстве своем совместимы с этой системой. Система устойчива длительное время. Потери давления при высоких скоростях циркуляции минимальны. С площадью этой системы легко контролировать умеренные до серьезных высачиваний.

Плотность рассолов хлористого кальция значительно снижается при температуре выше 250°F. Другие соли – бромистый кальций, бромистый натрий и бромистый цинк

используются для получения плотности выше 11,7 ф/гал в отдельности или в смесях. Выбор смесей зависит от требуемой плотности, температуры, скорости коррозии и стоимости разных рассолов.

## Н е ф т ь

Добываемая сырая нефть или переработанная может использоваться как жидкости для ремонта и заканчивания. Системы не содержат твёрдых веществ, загустителей или эмульгированной воды и поэтому не утяжеляются.

Степень просачивания их в проницаемые зоны зависит от нескольких факторов. Увеличение вязкости нефти в результате гидростатического давления снижает просачивание. При низкой температуре в скважине вязкость нефти повышается. И наоборот, нефть разжижается и высачивание увеличивается при высокой температуре. Величина разности давления между жидкостью и пластом определяет темп высачивания в пласт.

Если есть возможность, сырая нефть прекрасная жидкость для ремонта и заканчивания, т. к. не приводит к нарушениям в пласте.

Вес нефти самый низкий из всех имеющихся жидких систем, поэтому является идеальной жидкостью на площадях с низким давлением, где нельзя использовать пену, газ или воздух. Такие примеси как соленая вода и цемент влияния на систему не оказывают.

Однако, во время операций, связанных с очень высокой забойной температурой или необходимостью фрезерования нефтяные жидкости имеют свои недостатки. У некоторых нефтей низкие точки воспламенения и горения. Если температура в нагнетательных линиях достигла этих точек, возникает опасность. Поскольку сама нефть не имеет структуры геля, можно предположить вынос нефтью железные взвеси из скважины. Неотфильтрованные нефти могут содержать мелкие частицы, разрушающие пласты.

## Нефтедисперсионные буровые растворы.

Растворы на нефтяной основе и обращенные эмульсии широко используются как жидкости для ремонта и заканчивания. Плотность флюида позволяет иметь большой диапазон твёрдых веществ. Если система использовалась раньше, в ней может быть увеличенный объём твёрдых веществ низкого уд. веса. Процент эмульгированной воды изменяется согласно определенным критериям.

Высокая начальная стоимость — сдерживающий фактор для поверхностного пользования этих жидкостей. Примером особого случая использования их является знания о водочувствительности пласта и требования утяжеленного раствора. Здесь альтернативы нефте-дисперсионному раствору нет. Этот раствор применим для глубоких горячих скважин, где обычные растворы на водяной основе не стабильны. Редким исключением является контакт нефтесовместимого пласта к углеводородам. Раствор на нефтяной основе с высокой концентрацией смачивающего агента может изменить смачиваемость пласта.

Правильно обработанные нефтедисперсные растворы стабильны в течение длительного времени, не требуют наблюдения и ухода, если только сильно не загрязнены. Растворы устойчивы к высокой температуре. Поскольку "фильтратом" растворов является нефть, они не разрушают водочувствительные пласты.

Перед использованием бурового раствора в качестве жидкости для ремонта и заканчивания существует риск разрушения продуктивной зоны, что следует всегда иметь в виду. В используемых растворах размер твёрдых частиц очень разнообразен, что может блокировать продуктивную зону. В них также содержится другие примеси или химические вещества, присущие буровым растворам, но вредные для продуктивной зоны.

Обязательно оценивается совместимость ранее использовавшихся буровых растворов, т.к. основная задача жидкостей для раствора или заканчивания — сохранить целостность существующей проницаемости и пористости.

Использование ранее применявшихся буровых растворов экономично, они всегда есть на буровой или легко приготавливаются имеющимся оборудованием, кроме того, исключается необходимость во "второй" циркуляционной системе и проблемы вытеснения, разгрузки и потери времени.



## П е н а

Пена – это стабильная аэрированная глинистая эмульсия со стабилизирующими добавками и пенообразующими агентами. Эта система имеет особое применение, где экономические, механические или другие причины не позволяют применять другие системы. Для замедления разрыва воздуха в кольцевом пространстве пена должна быть очень жёсткой как аэрированный крем для бритья. Её нельзя рециркулировать и следует выбраковывать на поверхности нагнетанием через выкидную линию в отстойник или запасной амбар.

Преимущества применения пены для заканчивания при низком давлении или для очистки:

1. Низкое гидростатическое давление (вес 0,3–0,6 ф/гал) снижает проникновение в поры пласта.
2. Полный возврат с пеной на площадях, где натурального веса обычных жидкостей нельзя циркулировать из-за низкого градиента разрыва.
3. Анализ возвратной пены определит наличие нефти или соленой воды.
4. Низкое гидростатическое давление позволяет обратную циркуляцию разбуриваемых твёрдых веществ.
5. Для запуска успешной пенной системы нужен небольшой объём воздуха или газа (+200 CFM ).

Ограничения использования пены в качестве жидкости для заканчивания при низком давлении или для очистки:

1. Низкое гидростатическое давление способствует проникновению в ствол рыхлых пород.
2. Применение пены возможно только в пластах с низким давлением.
3. Иногда требуются очень высокие скорости нагнетания газа/воздуха или жидкости для сохранения стабильности пены, если скважина избыточно продуцирует нефтью или соленой водой.
4. Ниже 3000 футов ± пена сжимается до почти жидкого состояния; нарушенная консистенция не обеспечивает вынос шлама из скважины.

## Г Л А В А 19.

### ВЗАИМОСВЯЗЬ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ И ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

#### Введение.

Условия окружающей среды занимает большое место в проектах разработки буровых растворов. С этим тесно связано размещение продуктов, циркуляционной системы и шлама.

Литература по окружающей среде основывается и влияет на каждый аспект буровых операций, включающий приобретение и изготовление сырья материалов/продуктов, транспорт, складирование, безопасность персонала, использование и размещение. Правила охраны окружающей среды и здоровья до некоторой степени перекликаются друг с другом, но правила охраны здоровья касаются защиты персонала, а охрана окружающей среды включает любое воздействие на неё, т.е. воздух, вода или твёрдые отбросы.

Размещение отработанных твёрдых веществ – наиболее важная задача с точки зрения эффективности и охраны среды, с которой нефтяная промышленность столкнулась в 90-е годы. Продукты, способствующие бурению, не должны быть токсичными и опасными.

#### Правила охраны среды и здоровья

Эти правила влияют на производство буровых растворов и циркуляционные системы либо прямо через ограничения, либо косвенно через экономический контроль. Перед выпуском на рынок все материалы и продукты испытываются на стадии разработки и изготовления.

Системы буровых растворов очень сложны и подчиняются правилам в целом, а не частями. Химические элементы испытываются отдельно для определения их влияния на среду и здоровье. Правила подразделяются на морские и наземные.

Примечание. Правила изменяются от страны к стране и по местоположению. Здесь не рассматриваются временные изменения. Цель – ознакомление с основными правилами, относящимися к 1990 г.

#### Морские правила

Правила касаются в основном с разгрузкой жидкости и шлама после использования. В США этим ведаёт Агенство Защиты Окружающей среды (EPA). Правила называются Национальная система устранения загрязняющих отходов (NPDES) и Стандарты новых источников производства (NSPS). Этими правилами предусматривается контроль морских субкатегорий на токсичность, содержание свободной нефти в стоках, запрет применения тяжёлых металлов и токсичных химических веществ.

Токсичность буровых растворов находится в центре внимания уже более 10 лет. Основное испытание, применяемое в настоящее время в США – это 96-часовое  $LC_{50}$  на креветке *Mysid* (*Mysidopsis bahia*). Дано указание на испытание региональных видов в дальнейшем. Методика приведения испытания на токсичность может изменяться. Большая часть буровых растворов на водяной основе не токсична. Некоторые жидкости и нефти, если входят в систему раствора на водяной основе, выходят за пределы токсичности 30000 ч/млн. Сейчас дискутируется вопрос о длительном испытании бентонитовых видов, а также биорегулирование и бионакопление.

Правила EPA запрещают разгрузку буровых растворов на нефтяной основе и связанных с ними выбуренных частиц. Запрещается выброс растворов на водяной основе, содержащих свободную нефть.

Современные требования NPDES запрещают использование некоторых продуктов с основой из хрома. NSPS ищет возможность установить ограничение на некоторые тяжёлые металлы в барите, являющимся основной частью буровых растворов. Всё это связано с охраной морской фауны от тяжёлых металлов.

В Канаде такая разгрузка морских промыслов не является очень важным фактором, но береговое размещение отработанного раствора и шлама предварительно испытывается на токсичность.

Страны Северного моря пытаются разработать обще применяемый набор тестов. Требования к токсичности заимствованы в других странах.

Европейские страны Северного моря регулярно проводят испытания на токсичность буровых растворов и систем. В них входят биорасщипление, показывающее длительность влияния определенного продукта при выбраковке. Определяется *n*-октановый фактор, который указывает растворимость продукта в воде и его возможную токсичность. Запрещается применение некоторых тяжелых металлов и токсичной органики.

Обработанный шлам буровых растворов можно выбрасывать в Северное море в специальном виде. Некоторые страны предлагают строгое ограничение по нефтесодержащим растворам или планируют прекратить выбросы на определенных площадях в 1991 г. Предложены новые технологии выделения нефти из сбросов. Допускается 10-15% содержание нефти по сухому весу.

Совершенствование правил будет иметь положительный эффект в будущем. В новых системах будет меньшая концентрация тяжелых металлов, меньше нефти и токсичных веществ. Это в свою очередь изменит технологию бурения скважин, улучшит очистку выбуренных пород и рециркуляционную систему.

### Береговые (наземные) правила

В США отработанные материалы бурения регулируются уставом федеральных агентств (если бурение ведется на федеральной земле). Основное внимание уделяется разрешению на запасные амбары, варианты размещения отработанного раствора, исключения или ограничения некоторых методов размещения циркуляционных систем. В предварительное планирование работ входят вопросы охраны среды. В других штатах требуются детальные карты расположения для дальнейших программ управления. В Луизиане, штатах Мичиган, Калифорния и Аляска эти новые правила уже действуют.

Рассматривается три основных компонента в резервных амбарах: тяжелые металлы, соль и нефть, которые могут выйти и загрязнить окружающую среду.

Кроме этого, могут загрязняться водоемы, ручьи, реки, озера, а также подземные водные системы.

Некоторые штаты опубликовали ограничительные параметры, касающиеся солей, следов металла и содержания нефти в амбаре. Размещение или обработка стока ограничивается аналитическими результатами с учетом затрат.

Ливневые воды могут унести отстой амбаров, остатки из мест парковки транспортных средств, жидкость смешительных площадок, не огражденных защитной дамбой и т. д.

Очистка площадок и амбаров, а также стоков находится сейчас под строгим контролем. Землевладельцам уже не верят на слово, они должны дать гарантии очистки своих угодий. Удаление мусора, пустых бочек и неиспользованных химикатов контролируется строже, чем раньше. В будущем возможно, перед ликвидацией амбара будет проводиться анализ на токсичность.

В Канаде отходы буровых жидкостей и шлам отводятся в специальные участки земли и после обработки вводится в почву. Канадскими правилами предусмотрен контроль объем используемой земли на объем удаляемых отходов на основе содержания соли, нефти и тяжелых металлов, устанавливаемого химическим анализом и проверкой токсичности. Шлам из раствора на нефтяной основе испытывается по более строгому стандарту.

В Европе отходы транспортируются за пределы буровых на специальные площадки для тщательной обработки. В Юго-восточной Азии популярен метод затверждения амбаров с растворами на нефтяной основе.

### З д о р о в ь е

В 1980 г. в США разработаны и действуют законодательства и Акты, предназначенные для защиты людей и среды, где ведется бурение.

Закон предусматривает три основных аспекта. Данные по безопасности материала, требования к этикетированию и обучение персонала. Первый аспект (MSDS) содержит данные о здоровье и безопасности и методику безопасной обработки. Эти данные всегда должны быть на буровой. На всех бочках, резервуарах и других емкостях должны быть этикетки, содержащие сведения об опасных элементах продукта.

Обязательно обучение персонала по расшифровке MSDS. В обучение входит раздел, посвященный охране здоровья, допустимые нормы контакта с токсичными материалами, подходящие защитные приспособления.

Во многих странах существуют стандарты на транспортировку и этикетирование всех продуктов отходов, подлежащих удалению, но каждая страна может что-то добавлять в эти правила по своему усмотрению.

### Варианты отвода отработанных материалов

Операторы морского бурения во всем мире располагают двумя способами удаления отбросов: сброс или транспортировка на берег. В первом случае большое внимание уделяется конструкции циркуляционной системы. Во втором – особое место занимает опасность, связанная со всей системой и правильным методом обработки отработанных веществ.

Во многих штатах США регулируется обработка и удаление содержания запасных амбаров относительно тяжелых металлов, солей и углеводородов. Определение наилучшего способа удаления трех основных составляющих отработанный материал заставляет оператора учитывать экономику, сам процесс удаления отходов и зависимость окружающей среды от конечного продукта и любых остатков. Существует несколько таких методов, выбор правильного пути сводится к затратам. Сюда входят эксплуатационные расходы, транспорт, используемая энергия, обслуживание и труд, и удаление образующихся остатков. Оператор должен помнить о законности своих действий, надежности и безопасности всей системы и влиянии окружающей среды. Если отходы удовлетворяют правительственным законам, оператор должен провести анализ остатков, образовавшихся в процессе переработки и выбрать правильный метод их размещения.

В США есть простой метод ликвидации запасных амбаров: обезвоживание и засыпка твердого осадка. Однако химический анализ должен этому предшествовать.

Популярен метод использования отходов в сельском хозяйстве, особенно недиспергированных буровых растворов с низким содержанием нефти и соли. Очевидно, что уменьшение токсичности буровых систем уменьшает расходы на очистку системы; системы закрытого цикла и рециркуляции также сократят необходимость в запасных амбарах и снизят объем отходов для размещения.

Имевшая ранее место закачка в кольцевое пространство ограничена или даже запрещена на некоторых площадях, например, во Флориде.

В определенных ситуациях используется подвижная система обработки воды, полимерная флокуляция и отверждение остатков в амбарах.

Разработаны методы удаления, касающиеся циркуляционных систем на нефтяной основе, например, импульсная осушка и сжигание, но при этом загрязняется воздух, повышается температура и давление и отмечаются механические нарушения. Этот метод связан с высокими затратами энергии.

В течение многих лет использовалась бактериальная деградация. В настоящее время компании продают сухие замороженные бактерии и питательные пакеты для ускорения разложения нефти в амбарах. Метод эффективен, но требует времени.

Рециркуляция нефти включает дистилляцию и экстрагирование критических флюидов. Нефть освобождается от шлама с помощью растворителей или тепла, а затем возвращается в активную циркуляционную систему. При избыточной температуре происходит крекинг и нефть становится не пригодной для циркуляционной системы. При соблюдении правильности процесса нефть можно извлекать, уменьшая общую стоимость системы, позволяет найти применение шламу и уменьшает необходимый объем запасного амбара.

### Сопутствующие отходы

Сопутствующие отходы, особенно контейнеры, остатки от оборудования или переработки и промывочная вода. Где возможно, промывочную воду можно повторно использовать. Остатки от очистительного оборудования можно разместить в амбаре.

Бочки и канистры можно трижды прополоснуть пресной водой, идущей на приготовление бурового раствора, а сами контейнеры переворачиваются и считаются безопасными.

## Р е з ю м е

Основой правил безопасности является прекращение или уменьшение выбросов всех отходов в воды или в землю. Если выброс является наилучшим возможным вариантом, технология должна включать уменьшение объема и токсичности отходов для охраны окружающей среды. Токсичность определяется как любая субстанция, представляющая опасность по мнению законодательных агентств. Промышленность постоянно предпринимает усилия по усовершенствованию циркуляционных систем, исключающих токсичные элементы, или разрабатывает новые технологии, уменьшающие отходы по объему и/или токсичному воздействию.

Основной метод международного контроля заключается в точном анализе, в который включается постоянное тестирование, биорегуляция и биоаккумуляция. Во-вторых, химические анализы и ограничения определенных субстанций вместе с первичной задачей продолжают уменьшать или исключают тяжёлые металлы и некоторые углеводороды или химические вещества в отходах.

На берегу ограничения размещения отходов связаны с методами снижения влияния их на поверхность земли, воду, почвы, урожай и дикую природу. Правилами предусматривается ограниченное разрешение, программы регулирования и химические испытания отходов.

ПРИЛОЖЕНИЕ А  
Совместимые глинистые материалы

Описание	Наименование фирм				Основное применение
	M-I Drilling Fluids Co.	Baroid	IDF	Milpark	
1	2	3	4	5	6
<b>Утяжелители:</b>					
Стандартный барит	<u>M-I BAR</u>	Baroid	Barite	Mil-Bar	для увеличения плотности до 20ф/гал
Гематит высокой плотности	<u>FER-OX</u>	Barodense	Haematite	Mil-Dense	для увеличения плотности до 25ф/гал
CaCO <sub>3</sub> , растворимый в кислоте	<u>LO-WATE</u>	Baracarb	Calcium Carb.	Calcium Carb.	для увеличения плотности до 12ф/гал
<b>Загустители:</b>					
Бентонит Вайоминг	<u>M-I GEL</u>	Aquagel	Wyoming Bentonite	Milgel	контроль вязкости и водоотдача
Облагороженный бентонит	<u>KWIK-THIK</u>	Quik-Gel	—	Super-Col	мгновенная вязкость для раствора на пресной воде в верхней части скважины
Аттапульгит	<u>SALT GEL</u>	Zeogel	Attapulgate	Salt Water Gel	вязкость в растворах на соленой воде
Сепиолит	<u>DUROGEL</u>	Sea-Mud	Sepiolite	Geltherm	вязкость для геотермальных растворов на пресной, соленой воде и высокой $t^{\circ}$
Бентонитовый наполнитель и коагулянт	<u>GELEX</u>	X-Tend II	DV-68	Mil-Polymer 354	для увеличения текучести бентонита в растворах с небольшим кол-вом твердых веществ и избирательный коагулятор
Избирательный коагулятор	<u>FLOXIT</u>	Barafloc	Idfloc	—	коагулятор для осаждения твердых веществ в бурении на "чистой воде"
Ксантаный смоляой биополимер	XC-POLYMER XCD	Barazan Bio-Vis	Idvis	New-Vis	производимая бактериями ксантановая смесь для вязкости и взвешенного состояния раствора на водной основе

1	2	3	4	5	6
Смола	LO-LOSS	—	SM (X)	—	контроль вязкости и поглощения в растворах с малым содержанием твёрдой фазы
Гидроксиэтил целлюлоза	HEC	Baravis	Idhec	W.O. 21	вязкость в солёных растворах для ремонта и заканчивания и растворов на водяной основе
Диспергаторы и стабилизаторы Лигнит	<u>TANNATHIN</u>	Carbonox	Polylig	Ligco	Разжижитель, эмульгатор и контроль водоотдачи
Обработанный едким натром лигнит	<u>CAUSTILIG</u>	CC-16	Causticised Lignite	Ligcon	То же для растворов с повышенным pH
Калиевый лигнит	<u>K-17</u>	K-Lig	—	XKB-Lib	То же для растворов с калиевой основой
Хром-лигнит	<u>XP-20</u>	—	CL 11	—	высокотемпературный разжижитель, эмульгатор и контроль водоотдачи
Хромистый лигносульфонат	<u>SPERSENE</u>	Q-Broxin	Chrome/Ferrochrome Lignosulphonate	Uni-Cal FCL	разжижитель, замедлитель коррозии и контроль поглощения
Свободный отхромалигносульфонат	<u>SPERSENE CF</u>	Q-B II	Polylig	Uni-Cal CF	— " —
Кальциевый лигносульфонат	Calcium Ligno-sulphonate	Mil-Kem	Setan	Lignox	— " —
Усовершенствованный меланиновый полимер	—	—	<u>MELANEX-T</u>	—	высокотемпературный разжижитель
Смесь экстракта танина	QUEBRACHO	Tannex	—	—	разжижитель и контроль поглощения
Полиакрилат с низким молекулярным весом	<u>TACKLE</u>	Therma-Thin Barothin	Idthin 500 Idperse HT	Mil-Thin New-Thin	высокотемпературный жидкий полимер-разжижитель
Усовершенствованный хромистый танин	Desco	Desco	Desco	Desco	разжижитель и защитный коллоид свободный от хрома
То же, свободный от хрома	Desco CF	Desco CF	Desco CF	Desco CF	свободный от хрома разжижитель и защитный коллоид
Натриевый тетрафосфат	PHOS	Barafos	STP	STP	разжижитель в растворах с низким pH и кислый изолирующий агент

1	2	3	4	5	6
Пирофосфорнокислый натрий	SAPP	SAPP	SAPP	SAPP	разжижитель в растворах с низким pH кальций изолирующий агент
Агенты контроля фильтрации Органический полимер	<u>RESINEX</u>	Durenex Baranex	IDF Hi-Temp —	Filtrex Mil-Rez	контроль поглощения при высокой тем- пературе, реологический стабилизатор для всех растворов на водяной основе
Желатизированный крахмал	<u>MI-LO-JEL</u>	Impermex	Idflo LT	Milstarch	то же, для насыщенных солёных раст- воров и растворов с основой из прес- ной воды
Усовершенствованный полисахарид	<u>POLY-SAL</u>	Dextrid	Idflo HTR	Perma-lose HT	не ферментирующий загуститель для контроля поглощения, стабилизатор глин для растворов на соленой и прес- ной воде
— " —	<u>THERMPAC UL</u>	—	—	—	контроль поглощения
Натрий карбоксилцеллюлоза	CMC	Cellex	Rheopol	CMC	то же и загуститель
Полианионная целлюлоза	<u>POLY-PAC</u>	PAC	FLR	Mil-Pac	— " —
Полиакрилат натрия	<u>Drispac</u> <u>SP-101</u>	<u>Polyac</u>	<u>AP 21</u>	<u>New-Trol</u>	стабилизатор высокотемпературного поглощения и реологии для растворов с низким содержанием кальция и твёр- дой фазы, недиспергирующих
Консервант крахмала	BACBAN III	Aldacide	Idcide	Mil-Bio	бактерициды с крахмалом в растворах на водной основе



1	2	3	4	5	6
Стабилизаторы глин Полиакриламид с высоким молекулярным весом	<u>POLY-PLUS</u>	<u>EZ-Mud</u>	<u>Idbond</u>	New-Drill New-Drill HP(w/KCl)	капсулированный полимер для растворов на пресной и соленой водной основе
Смесь полимера и ПАВ	<u>SHALE-CHEK</u>	—	—	—	патентованная добавка контроля вязких глин
Дутый асфальт	<u>STABILHOLE</u>	AK-70	Asphalt	Protectomagic	стабилизатор глин и смазка
Сульфонатный асфальт	Soltex	Baratrol	Idtex W	Shale Gard	стабилизатор глин, контроль поглощения и смазка
Смазки, эмульгаторы и ПАВ					
Смазка при экстремальном давлении	<u>E.P. LUBE</u>	EP Mudlube	Idlube HP	Lubri-Film	смазка при экстремальном давлении для снижения крутящего момента и натяга
Малотоксичная смазка	<u>LUBE-153</u>	Torque Trim II Enviro-Torq	Idlube Easy Drill	Mil-lube Bio-lube	малотоксичная смазка для растворов на водной основе
Графит	Graphite	—	—	—	механическая смазка для снижения крутящего момента и натяга
Буровой детергент	<u>DD</u>	Con-Det	Drilling Detergent	MD	переходник поверхностного натяжения для недопущения сальников, выпадения песка и эмульгирования нефти
Неионное ПАВ	DMS	Aktaflo-S	Drig Mud Surf	Attosol S	первичное ПАВ для растворов
Неионный эмульгатор	DME	Aktaflo-E	Hymul	—	эмульгатор для растворов с ПАВ
Смесь анионных ПАВ	<u>SALINEX</u>	Trimulso	Idmul 80	—	эмульгатор для насыщенных, соленых и пресных растворов
Неионный соединитель ПАВ и гильсонита	HME	HEM	HME	HME	эмульгатор для гильсонита и асфальта

1	2	3	4	5	6
Нефтерастворимое ПАВ для прихваченных труб	<u>PIPE-LAX</u> <u>PIPE-LAX W</u>	Enviro-Spot	ldfree B-Free	Mil-Free/Bio-Spot Black Magic	жидкость освобождения прихваченных труб
Пеногаситель	<u>DEFOAM-X</u>	Bara Defoam 1 Foam-Blaster	ldbreak Defoamer	Foam Ban/LD-8 W.O. Defoam	Пеногаситель для растворов на водяной основе
Замедлители коррозии					
Вододиспергирующий смешанный амин	<u>CONQOR 101</u>		ldfilm 120	Mud-Pac	вододиспергирующий продукт для пакерных жидкостей
Растворимый в рассоле смешанный амин	<u>CONQOR 303A</u>	B1400 (Baracor A) Coat 122	ldfilm 220X	Brine-Pac Aquatec	водорастворимый замедлитель коррозии для рассолов и растворов на водяной основе
Усовершенствованная органическая замедляющая коррозию смесь	<u>CONQOR 404</u>				малотоксичный продукт от кислородной коррозии в растворах на водяной основе и аэрированных
414 Ингибитор окарины	<u>SI-1000</u>	Surflo H-35		Scale-Ban	замедлитель образования окарины на трубных изделиях
Сульфидный раскислитель	<u>SULF-X</u>	No-Sulf	ldzac	Mil-Guard	раскислитель $H_2S$ на цинковой основе
Биоцид	BACBAN III	Bara B466	ldcide	Mil-Bio	бактерицид
Стойкий пленочный амин	<u>CONQOR 202</u>	Coat 415 Bara-Film	ldfilm 420	Ami-Tec	стойкий пленкообразующий амин для закачки в бурильную колонну
Кислородный раскислитель	Oxygen Scavenger	Coat 777/888 Bara Scav D	ldscav 110/110X 210/310/410	Noxygen Deox	удаление кислорода из растворов на водяной основе
Замедлитель коррозии - эрозин	Unisteam				смолистый амин для геотермального бурения воздухом

1	2	3	4	5	6
Материалы борьбы с поглощением					
Скорлупа орехов	NUT-PLUG	Wall-Nut	Walnut Shells	Mil-Plug	гранулированный материал борьбы с поглощением
Слюда	MICA	Micatex	Mica	MilMica	хлопьевидный материал борьбы с просачиванием и предупреждение
Измельчённое древесное волокно	CEDAR FIBER	Plug-Git	Di-Plug	Mil-Cedar Fiber	волокнистый материал борьбы с потерей циркуляцией
Тростниковая древесина	CANE FIBER	Fibertex	Mid-Fiber	Mil-Fiber	- " -
Хлопья целлофана	FLAKE	JelFlake	Cellophane Flakes	MilFlake	хлопьевидный материал
Смесь	Kwik-Seal	Baro-Seal	ID-Seal	Mil-Seal	смесь волокон, хлопья и зерен для борьбы с поглощениями
Чешуя семян хлопка	Cottonseed Hulls	—	—	—	для всех видов поглощения
Смесь от сильного поглощения	Diaseal M	—	—	—	Смесь диатомовой земли для приготовления мягких пробок при сильном поглощении
Инертный твёрдый материал борьбы с поглощениями					
Инертный твёрдый материал борьбы с поглощениями	Diaseal D	—	—	—	инертное твёрдое вещество для задавки мягкой пробки при сильном поглощении
Измельчённая бумага	Drilling Paper	Hy-Seal	—	Paper	измельчённая бумага для борьбы с высачиванием
Гранулированные кусочки пластика	Pheno-seal (Montello)	—	—	—	гранулированные кусочки фенольного пластика для борьбы с поглощением

1	2	3	4	5	6	
Продукты растворов на нефтяной основе						
Циркуляционная система на дизельном топливе	<u>VERSADRIL</u>	Invermul	Interdrill-D	Carbo-Drill	обращенный буровой раствор на нефтяной основе	
Раствор на основе минерального масла	<u>VERSACLEAN</u>	—	Interdrill-NT	—	То же, на основе минерального масла	
Основной эмульгатор	<u>VERSAMUL</u>	Invermul	Emul	Carbo-Tec L	образует растворы на нефтяной основе	
Органофильная глина	<u>VG-69</u>	Geltone II	Vistone	Carbo-Vis	загуститель и желирующий агент	
Первичный эмульгатор	<u>VERSACOAT</u>	Petrotone	Vistone HT	Carbo-Gel		
Нефтесмачиваемый агент	<u>VERSAWET</u>	EZ Mul	FL	Carbo-Mul	первичный эмульгатор для эмульсий вода в нефти	
			—	ESX		Carbo-Tec L
Агент контроля поглощения	<u>VERSATROL</u> <u>VERSALIG</u>	Invermul	O.W.	Carbo-Tec L	улучшает нефтесмачиваемость твердой фазы и стабильность эмульсии	
			—	Idsurf		Surf-Cote
Разжижитель раствора на нефтяной основе	<u>VERSATHIN</u>	Durotone HT	S	Carbo-trol OB	контроль поглощения при высоком давлении и	
			—	N.A.		Carto Trol A-9
Загуститель	<u>VERSAMOD</u> <u>VERSA-HRP</u>	OMC	Defloc	—	уменьшает вязкость и предельное статическое напряжение сдвига	
			Driltreat	—		—
			BaraResin Vis	Emul-D		—
Очиститель ПАВ	<u>KLEEN-UP</u>	—	Trul-Plex	—	повышает предел текучести, статическое напряжение сдвига, несущую способность	
			Slick-t	Idwash		Mii-Clean
		—	Idclean	—	детергент и обезжириватель для очистки растворов на нефтяной основе	

1	!	2	!	3	!	4	!	5	!	6
Жидкость для ремонта и заканчивания										
Карбонат натрия кислоторастворимый с низкой плотностью	<u>LO-WATE</u>	Baracarb		ldcarb		W.O. 30				для увеличения плотности до 12 ф/гал кислото-растворимым материалом
Полимер и карбонат натрия	<u>POLYBRINE</u>	—		—		W.O. 20				добавка загуститель, борьбы с поглощением, pH для рассолов
Полимер и закупоривающий агент	<u>SAFE-LINK</u>	—		—		—				водорастворимый блокирующий агент и загуститель для контроля поглощения в насыщенных рассолах
Отсортированный закупоривающий агент	<u>SAFE-BLOCK</u>	Baraplug		—		—				закупоривающий агент и материал борьбы с поглощением
Отсортированный утяжелитель	Watesal (TBC)	—		ldwate		W.O. 35				утяжелитель и закупоривающий агент для насыщенных рассолов
Промышленные химикалии										
Гидроокись натрия	Caustic Soda	—		—		—				повышает pH растворов на водяной основе
Бикарбонат натрия	Sodium Bicarbonate	—		—		—				обработка цемента или кальция в растворах с высоким pH
Карбонат натрия	Soda Ash	—		—		—				то же с низким pH
Хлористый натрия	Salt	—		—		—				насыщенные соленые растворы, жидкость для ремонта и накачивания и контроль сопротивления
Гидроокись кальция	Lime	—		—		—				источник кальция и повышение pH
Окись кальция	Hotlime	—		—		—				- " -
Сульфат кальция	Gypsum	—		—		—				источник кальция при нейтральном pH

1	2	3	4	5	6
Хлористый кальций	Calcium Chloride	_____	_____	_____	соль кальциевая для контроля активности растворов на нефтяной основе, жидкость для ремонта и заканчивания
Окись магния	Mag Ox	_____	_____	_____	источник магния и увеличение pH
Хлористый калий	Potassium Chloride	_____	_____	_____	источник калия в ингибирующих калиевых растворах
Гидроокись калия	Caustic Potash	_____	_____	_____	источник калия и увеличение pH в калиевых бур.растворах
Калиевая добавка	K-52	_____	_____	_____	источник калия в растворах с нейтральным pH

## Приложение Б. СЛОВАРЬ БУРОВЫХ ЖИДКОСТЕЙ И СОПУТСТВУЮЩИЕ ТЕРМИНЫ

**Адсорбция** – проникновение или кажущиеся исчезновение молекул или ионов одной или более субстанций внутрь жидкости или твёрдого тела. Например, в гидростатизированном бентоните адсорбированная вода, удерживаемая между слоями, подобными слою, является результатом адсорбции.

**Кислота** – любая химическая смесь, содержащая водород, способный замещаться положительными элементами или радикалами для образования соли. С точки зрения теории распада эта смесь, разлагаясь в растворе, выделяет избыток ионов водорода. Кислоты понижают pH. Например, кислоты или кислотные субстанции – соляная кислота – та, дубильная кислота, пировосфорнокислый натрий.

**Кислотность** – относительная крепость жидкостей, измеряемая pH. Величина pH ниже 7.

**Прилипание** – усилие, удерживающее разные молекулы.

**Адсорбция** – поверхностное явление проявляемое твёрдым телом (адсорбентом) для удержания или концентрации газов, жидкостей или растворённых субстанций на поверхности, свойство, присущее прилипанию. Например, та вода, которая удерживается на наружной поверхности гидратированного бентонита является адсорбционной водой.

**Аэрация** – технология нагнетания воздуха или газа в различных объёмах в буровой раствор для уменьшения гидростатического напора. Сравнить насыщение воздухом.

**Аггломерат** – большие группы отдельных частиц, обычно образующиеся при просеивании или высушивании.

**Аггломерация** – группировка отдельных частиц.

**Агрегат** – группа из двух или более отдельных частиц, удерживаемых вместе большой силой. Агрегаты устойчивы к встряхиванию, вибрации или обработке в пудру (порошок) или в суспензию. Их можно разломить жёсткой обработкой – размолом на наровой мельнице или срезающим усилием.

**Насыщение воздухом** – случайное механическое включение и дисперсия воздуха в систему бурового раствора.

**Щёлочь** – любое соединение, имеющее заметные признаки основания.

**Щёлочность** – объединённая способность основания, измеряемая максимальным количеством эквивалентов кислоты, с которой оно вступает в реакцию и образует соль. В анализах воды она представляет карбонаты, бикарбонаты, гидроокислы, а иногда бораты, силикаты и фосфаты в воде. Определяется титрованием со стандартной кислотой до определенных точек. См. материал АНИ 13ВКР об указаниях по определению фенол – фтаleine, метилоранжа, щёлочности фильтрата буровых растворов и самой глины.

**Стеарат алюминия** – алюминиевая соль стеариновой кислоты, используемая как пеногаситель.

**Анализ бурового раствора** – исследование и испытание бурового раствора для определения физических и химических свойств и условий (состояния).

**Ангидрит** – см. сульфат кальция. Ангидрит часто встречается при бурении, он представляет собой тонкие прослойки или мощные пласты.

**Безводный** – без воды.

**Анилиновая точка** – наименьшая температура, при которой равные объёмы свежедистиллированного анилина и нефти, уже испытанной, полностью смешиваются. Это испытание дает указание на свойства (парафиновая, нефтяная, асфальтовая, ароматическая, среднеконтинентальная) нефти. Анилиновая точка, применяемая в бурении для растворов на дизельном топливе или нефти, указывает на отрицательное воздействие, которое эти материалы могут оказать на естественную или синтетическую резину. Чем ниже анилиновая точка, тем сильнее разрушение резиновых частей.

**Анион** – отрицательно заряженный атом или радикал типа  $\text{Cl}^-$ ,  $\text{OH}^-$ ,  $\text{SO}_4^{2-}$  и т.д. в растворе электролита. Анионы движутся к аноду (положительный электрод) под действием электрического потенциала.

**Скорость восходящего потока** – скорость флюида, движущегося в кольцевом пространстве.

**Кольцевое пространство** – пространство между буровой колонной и стенкой скважины или обсадной колонны.

Противопенное средство – субстанция, используемая для предотвращения образования пены значительным увеличением поверхностного натяжения.

Сила тяжести – сила тяжести (вес на единицу объема) сырой нефти или других подобных флюидов измеряется по системе АНИ. Она относится к удельному весу по формуле:

$$^{\circ}\text{АНИ} = \frac{141,5}{\text{уд.вес } 60^{\circ}\text{F}} \cdot 60^{\circ}\text{F} = 131,5.$$

Кадушая вязкость – функция пластической вязкости и предела текучести. Выражается в сантипуазах по замеру на вискозиметре прямого показания и равна 1/2 показания при 600 об/мин.

Водный – относится к воде или водному основанию.

Асбест – термин, применяющийся к многим волокнистым силикатным материалам, некоторые формы которых применяются в буровых растворах.

Асфальт – естественная или механическая смесь твердых или вязких битумов, залегающих в пластах или получаемых в виде остатка нефти. Асфальтовые смеси содержат асфальт, изменяющийся асфальтовый материал, добавляется в некоторые буровые растворы для различных целей: в как компонент растворов на нефтяной основе, при поглощениях, как эмульгатор, агент контроля поглощения, для штукатурящего действия.

Атом – согласно атомной теории наименьшее количество элемента, способное входить в химическую комбинацию или существовать отдельно.

Атомное число – количество протонов в атоме элемента.

Атомный вес – относительный вес атома элемента по сравнению с весом 1 атома углерода с использованием 12 в качестве веса 1 атома углерода.

Аттапульгитная глина – коллоидная, вязкая глина, используемая в основном в растворах на соленой водной основе. Аттапульгит – специальная сукуновальная глина, безводный магнетитовый алюмосиликат.

Равновесие (весы) – балансирные весы для определения плотности бурового раствора. Они состоят из основания, градуированного балансира с чашкой постоянного объема, колпака, гусарика, ножевой опоры и контргруза.

Барит, тяжелый шпат – природный сульфат барита используется для увеличения плотности буровых жидкостей. Если нужно, он доводится до уд.веса 4,20. Минерал барит бывает белый, сероватый, зеленоватый и красноватый в породе или кристаллической массе.

Сульфит бария,  $\text{BaSO}_4$  – см.барит.

Баррель – объемная единица измерения используемая в нефтяной промышленности, состоит из 42 галлонов.

Эквивалент барреля – лабораторная единица, используемая для оценки или испытания буровых растворов. Один грамм материала, добавляемый в 350 мл жидкости, эквивалентен 1 фунту при соединении в 42-галлонной бочке.

Основание – соединение металла или металло-подобной группы с водородом и кислородом, пропорционально для образования радикала  $\text{OH}$ , которое тонизируется в водном растворе для получения избытка ионов гидроксидов. Основания образуются при реакции оксидов металла с водой. Основания повышают pH. Примером может быть карбонатная сода и известь.

Замещение обменного комплекса – замещение катионов, связанных с поверхностью глин, катионами других видов, т.е. превращение натриевой глины в кальцевую.

Валентность – значение pH выше 7. Способность нейтрализовать или принять протоны из кислот.

Бентонит – пластичная, коллоидная глина, в основном состоящая из минерального натриевого монтмориллонита, безводного кремнекислого алюминия. Для использования в буровых жидкостях бентонит имеет предел текучести выше 85 бар/тонну. Общий термин "бентонит" – не точный минералогический термин, но и не глина по минералогическому составу.

Бикарбонат – см.бикарбонат натрия.

Блокирующая пробка – специальный тип пиллюль, используемых для изоляции одного или двух участков в скважине друг от друга. Блокированием можно закрыть водную зону.



Нагнетательная линия – линия для бурения на газе или воздухе.

Выброс – не контролируемый выход буровой жидкости, газа, нефти или воды из скважины, вызванный превышением пластового давления над гидростатическим напором жидкости в скважине.

Бойлерная – котельная, составление отчёта об условиях в общем, без точных данных. Иногда называется "будкой".

Связь – химическая связь одной субстанции с другой, как связь покрытия.

Солоноватая вода – вода, содержащая низкую концентрацию любой растворимой соли.

Прерыв циркуляции – начать перемещение буровой жидкости, собираемой в скважине.

Отделение нефти – нефть, появившаяся на поверхности бурового раствора, ранее бывшая в соединении с раствором в виде эмульсии.

Мост – преграда в скважине, образованная вторжением подземных пластов.

Рассол – вода, насыщенная или содержащая высокие концентрации обычных солей (хлористый натрий), следовательно, любой очень солёный раствор, содержащий другие соли – хлористый кальций, хлористый цинк, нитрат кальция.

Величина брома – количество сантиграмм брома, адсорбированное 1 граммом нефти в определенных условиях. Это опробование на степень недонасыщения данной нефти.

Броуновское движение – непрерывное беспорядочное движение, проявляемое взвешенным в жидкости и газообразной среде частицами часто в виде коллоидной дисперсии.

Грязь или вода и грязь – донные осадки и вода.

Буфер – субстанция или объединение субстанций, которые при растворении в воде, дают раствор, устойчивый к изменению концентрации ионов водорода при добавлении кислоты или основания.

Напор – активная закачка буровой трубы или колонны непосредственно в указанную точку.

Удар – приложение и удержание сверх давления гидростатического.

Ударное бурение – метод бурения скважины, позволяющий долоту под грузом достигать забоя.

Консистенция глинистой корки – согласно RPVB АНИ термин расширяется словами твёрдая, мягкая, плотная, разнообразная, жёсткая и т.д.

Толщина глинистой корки – измерение толщины корки, осажденной буровым раствором на пористой среде, соответствует стандарту испытания фильтрации АНИ. Толщина корки измеряется в 1/32 дюйма.

Кальций – один из щелочных земных элементов с валентностью = 2 и атомным весом около 40. Кальциевые соединения вызывают жёсткость воды. Он входит в известь, гипс и известняк и т.д.

Карбонат кальция  $\text{CaCO}_3$  – нерастворимая кальциевая соль, используемая как утяжелитель (известняк, чешуя устриц и т.д.) в специализированных буровых растворах. Служит как единица и/или стандарт для показания твёрдости.

Хлористый кальций  $\text{CaCl}_2$  – хорошо растворимая соль кальция, добавляемая в буровые растворы для придания особых свойств, но главным образом для увеличения плотности.

Кальциевое засорение – растворимые ионы кальция в достаточной концентрации для создания нежелательных свойств в буровых растворах such as флокуляции, снижение получения бентонита, увеличения водоотдачи и т.д.

Гидроксид кальция  $\text{Ca(OH)}_2$  – активный ингредиент гашеной извести, так же основной элемент цемента (во влажном состоянии). Этот материал у нефтяников называется "известью".

Растворы, обрабатываемые кальцием – буровые растворы, к которым добавляется растворимый кальций или остающийся от разбухания пласта для придания особых свойств.

Сульфат кальция – (ангидрит:  $\text{CaSO}_4$ ; алебастр  $\text{CaSO}_4 \cdot 1/2 \text{H}_2\text{O}$ ; гипс:  $\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$ ) находится в буровых растворах как примесь или добавляемый для придания особых свойств.

Катион – положительно заряженная частица в растворе электролита, который под влиянием электропотенциала движется к катоду:  $\text{Na}^+$ ,  $\text{H}^+$ ,  $\text{NH}_4^+$ ,  $\text{Ca}^{++}$ ,  $\text{Mg}^{++}$ ,  $\text{Al}^{+++}$ .

Каустическая сода – см. гидроокись натрия.

Обвал – см. осыпи, это наиболее серьезная их форма.

Кавернозные пласты – пласт, имеющий объёмные пустоты в результате растворения пластовых вод, которые могут ещё быть или не быть.

Акустический каротаж качества цементирования – используемый для оценки эффективности цементирования.

$\text{См}^3$  – единица метрической системы для измерения объёма  $1 \text{ см}^3$  воды при комнатной температуре равен 1 гр.

Цемент – смесь алюмината кальция и силикатов, соединение извести и глины при нагревании. Гашеный цемент имеет 62,5% гидроксиды кальция – основного источника осложнений при попадании в раствор.

Сантипуаз – единица вязкости = 0,01 пуаза. Пуаз равен 1 гр на метр в секунду, а сантипуаз – 1 гр на см в секунду. Вязкость воды при  $20^\circ\text{C}$  – 1,005 сп (1 сп = 0,000672 фунта/фут/сек).

Центрифуга – устройство механического определения твёрдой фазы высокого уд. веса из буровой жидкости. Обычно используется с утяжелёнными растворами для извлечения утяжелителя и отбора выбуренного шлама. Центрифуга – это вращающийся механизм высокой скорости в отличие от сепаратора нислосного типа, в котором энергия самой жидкости обеспечивает отделение.

Инструмент оценки – качества цементирования, устройство второго поколения, более точный.

Эффективность выноса керна

Химикаты – любой материал, изменяющий вязкость, предельное напряжение сдвига, предел текучести, водоотдачу и поверхностное натяжение.

Химическая бочка – ёмкость для смешивания различных химикатов перед добавлением в буровой раствор.

Гумат хрома – добываемый в шахте гумат, который добавляется или реагирует с хромом. Он может каустизировать с натриевым или калиевым гидроокислом.

Циркуляция – движение буровой жидкости от приемного амбара через насос, буровую трубу, долото, кольцевое пространство в скважине и назад. Время действия называется временем циркуляции.

Потеря циркуляции – результат ухода раствора в пласт, имеющий трещины или поры.

Скорость циркуляции – объём расходуемого бурового раствора в галлонах или баррелях/мин.

"Створаживание" – термин для обозначения сильной флокуляции раствора в результате различных примесей.

Глина – пластичная, мягкая, разноцветная почва, обычно водный силикат глинозёма, образованная распадом полевого шпата и других алюмосиликатов. Глинистые минералы нерастворимы в воде, но диспергируют при гидратации, срезающих усилиях: помол, скоростной эффект и т.д. в очень мелкие частицы от субмикрона до 100 микрон.

Глинистый наполнитель – любая из нескольких субстанций с высоким молекулярным весом, органическое соединение, которое при добавлении в небольших дозах в бентонит или другие глинистые растворы увеличивает вязкость системы, поливинил ацетат – малеиновый безводный сополимер.

Карбоксиметилцеллюлоза – КМЦ.

Коагуляция – синоним флокуляции.

Сращение – изменение от жидкости до загустевающего (творожного) состояния при химической реакции. Также объединение шариков в эмульсии, вызванное молекулярным притяжением поверхности.

Сцепление – притягивающее усилие между некоторыми молекулами.

Свёрнутые трубы – (спиральные) – длинный тонкий кусок труб (наружный диаметр до 15"), намотанных на барабан. Используются вместо буровой трубы для некоторых операций.

Коллоид – состояние подраздела вещества, состоящего из отдельных больших молекул или скоплений меньших молекул, диспергированных до такой степени, что по – верхностные силы становятся важным фактором в определении свойств. Размер и электрический заряд частиц определяет разные явления. Броуновское движение, например. Размер коллоидов изменяется от  $1 \times 10^{-7}$  см до  $5 \times 10^{-7}$  см в диаметре, но некоторые могут быть и в микронах.

Коллоидный состав – коллоидная суспензия, содержащая одну или более составляющих.

Коллоидная суспензия – тщательно разделенные частицы ультрамикроскопического размера, плавающие в жидкости.

Связь – относится к соединению или непрерывности между отдельными зонами. Она относится к положительным зонам, частям труб и т.д.

Совместимость – мера тенденции двух субстанций (твёрдых, жидких, смешанных) реагировать, взаимно усиливая или нет.

Проводимость – мера количества электричества, передаваемого в единицу площади на единицу потенциального градиента на единицу времени. Это обратная величина сопротивления. Электролиты можно добавлять в буровой раствор для изменения проводимости для каротажных работ.

Конусообразование – относится к вертикальной миграции пластового флюида, в противоположность радиальному нормальному потоку.

Связанный – относится к жидкостям, существующим с первоначальной нефтью.

Связанная вода – вода, которая вероятно собиралась и была захвачена осадочными отложениями, как видно по мигрирующим водам, проникающим в отложения.

Консистенция – вязкость необращенного флюида в паузах для определенного интервала времени при данных температуре и давлении.

Консистометр – тестер загустевания во времени со смесительным устройством для измерения относительного времени загустевания бурового раствора или цемента при определенных давлении и температуре.

Время контактирования – время контактирования флюида и пласта.

Засорение – наличие любого постороннего материала в буровом растворе, который создает вредное воздействие на раствор.

Дисперсионная фаза – жидкая фаза, полностью окружающая дисперсную фазу, т.е. коллоид, нефть и т.д.

Регулируемые накопления – условия, в которых пластинки глины остаются сложенными поливалентным катион м, например, кальцием и стабилизируются разбавителем.

Обычный буровой раствор – состоящий из глины и воды.

Сополимер – субстанция, образованная одной или более субстанций, полимеризованных одновременно для получения продукта, не являющегося смесью отдельных полимеров, но соединением со свойствами, отличающимися от каждого полимера отдельно.

Коррозия – противоположное химическое изменение на металле или съедание металла воздухом, влагой или химикатами, обычно образуется окись.

Ткань – тип покрытия для фильтра.

Кратер – образование большой воронкообразной каверны на устье скважины в результате выброса.

Расслаивание эмульсии – оседание или подъём диспергированной фазы эмульсии по разному цвету образовавшихся слоев. Расслоение может быть внизу или наверху в зависимости от относительной плотности дисперсионной и диспергированной фаз.

Созданные трещины – гидравлическим или механическим давлением на пласт.

Точка кристаллизации – температура, при которой соль не растворяется в жидкости, образует кристаллы и может выпадать из раствора, снижая уд.вес, жидкость может замерзнуть.

Шлам – небольшие кусочки породы в результате скалывающего или дробящего действия долота.

Время цикла – вниз по стволу и назад, время, требуемое для движения насосом бурового раствора. Цикл в минутах равен баррелям раствора в скважине, деленным на баррель в минуту.

**Циклон** – устройство для разделения различных частиц из бурового раствора, пескоотделитель. Жидкость закачивается касательно конуса, а вращение жидкости создает центробежные силы для отделения частиц весом массы.

**Дарси** – единица проницаемости, пористая среда имеет проницаемость 1 дарси при давлении в 1 атм на образце 1 см длиной и 1 см<sup>2</sup> сечением с усилием жидкости вязкостью 1 см со скоростью 1 см<sup>3</sup>/сек.

**Дефлокуляция** – разрушение хлопьев гелевой структуры с помощью разжижителя.

**Пеногаситель** – снижение или удаление пены уменьшением поверхностного натяжения.

**Обезвоживание** – удаление свободной или соединенной воды из соединения.

**Отложение** – относится к методу, с помощью которого осадки достигают своего положения в геологическом пласте.

**Растворимость** – растворение твердого тела в результате поглощения влаги из воздуха и хлористый кальций.

**Плотность** – измерение массы на единицу объема в фунтах/галлон, фунтах/дюйм<sup>2</sup> на 100 ф.глубины, в фунтах/фут<sup>3</sup>.

**Пескоотделитель** – см. циклон.

**Диатомовый** – инфузрная земля, состоящая из кремниевых скелетов диатома, очень пористая. Используется для борьбы с поглощением и добавка к цементу.

**Пробка на дизельном топливе** – см. пробка.

**Перепад давления** – разница давления между гидростатическим напором столба бурового раствора и пластовым давлением на данной глубине в скважине. Он может быть положительным, нулевым или отрицательным относительно напора.

**Прихват труб дифференциальный** – происходит в случае, когда часть буровой колонны (обычно УБТ) погружается в глинистую корку из-за неравномерного распределения давления вокруг окружности трубы. Прихват происходит в проницаемом пласте и разности давлений в пространстве непроницаемой корки и колонны.

**Диффузия** – распределение, рассеивание или смешивание газа, жидкости или твердых веществ.

**Расширяющийся флюид** – или инвертированный пластичный флюид, составленный из высокой концентрации хорошо диспергированных твердых веществ с не линейной кривой консистенции, проходящий из источника. Кажущаяся вязкость мгновенно увеличивается с увеличением скорости сдвига. Предел текучести, определенный обычными расчётами на вискозиметре прямого указания отрицателен, а истинный – равен нулю.

**Разбавитель** – жидкость, добавляемая для разжижения раствора.

**Вискозиметр прямого показания** – см. вискозиметр.

**Диспергатор** – любое химическое вещество, обеспечивающее (ускоряющее) дисперсию дисперсной фазы.

**Дисперсная фаза** – рассеянная фаза (твердая, жидкая или газообразная) дисперсии. Частицы тщательно разделенные и полностью окруженные дисперсионной фазой.

**Дисперсия** – подраздел скопления. Повышает удельную поверхность частицы, увеличивает вязкость и статическое напряжение сдвига.

**Коллоид** – или мелко разделенная фаза.

**Разъединение** – разложение соединения или элемента на две или более мелкие молекулы, атома или иона. Относится к действию тепла или растворителей на растворимые субстанции. Реакция обратная и не постоянная, т.е. когда растворитель удален, ионы переобъединяются.

**Дистилляция** – процесс первого испарения жидкости, а затем конденсация пара в жидкость (дистиллят), оставляющая нелетучее вещества, общее количество твердых веществ в буровом растворе. Дистиллят – водное и/или нефтяное содержание флюида.

**Изменение направления скважины** – "колесо", вызванное резким изменением направления скважины.

**Депрессия** – снижение давления, относящееся к разности давления между продуктивным пластом и НКТ.

**Разбуривание** – операция вхождения в пласт во время бурения.

**Буровой раствор** – циркулирующая жидкость в роторном бурении с выполнением всех требуемых функций.

**Выбуривание** – например, цемента из обсадной колонны перед заканчиванием.

Испытатель пластов – для определения промышленного количества нефти или газа в стволе.

Динамичное – состояние активности или движение, противоположное статическому.

Электрокаротаж – спускаются на канате для получения данных по проницаемости, пористости, содержанию флюида в разбуриваемом пласте и других пластах.

Электролит – разделение на положительные и отрицательные ионы, проводящие ток: кислоты, основания и соли.

Эмульгатор – используется для выработки эмульсии двух жидкостей, которые не смешиваются. Эмульгаторы разделяются по своему поведению на ионные и не ионные. Ионные тоже делятся на анионные, катионные, амфотерные в зависимости от природы не активной группы.

Эмульсия – постоянная гетерогенная жидкая смесь двух или более жидкостей, обычно не растворимых друг в друге, находящаяся в суспензии, но механическим способом или добавлением эмульгатора. Эмульсии бывают механические, химические или их сочетания. Могут быть нефть в воде или вода в нефти.

Эммульсоид – коллоидная частица, вбирающая воду.

Концевая точка – какой-либо операции или происходящего изменения. В титровании это изменение цвета индикатора, добавленного в раствор или исчезновение цветного реагента.

Буровой раствор, инженер – ответственный за все виды растворов, используемых при бурении.

ЕР Добавка – см. Смазка при сверх давлении.

Эквивалент на миллион – единица химического веса растворенного вещества на миллион весовых единиц раствора. Относится также к единице ч/млн.

Эквивалент плотности циркуляции – для циркулирующих жидкостей в фунтах/гал равен гидростатическому напору плюс общий перепад затрубного давления (psi), деленный на глубину (фут) и 0,052.

Эквивалент веса или объединенный вес – автомный или по формуле вес элемента соединения или иона, деленного на валентность. Входящие элементы по количеству пропорциональны их эквивалентным весам.

Противозадорные смазки – добавки в буровой раствор, дающие смазку подшипникам в условиях крайнего давления.

Сброс – геологический термин, обозначающий разрыв пласта вверх или вниз в подъёмных структурах, влияют на площадь бурового раствора и конструкцию скважины.

Ферментация – процесс разложения органической субстанции, например, крахмал, в котором химическое изменение вызывается энзимами, бактериями или микроорганизмами, относится к брожению.

Волокно или волокнистый материал – тягучий плотный материал, используемый для предотвращения поглощения или для восстановления циркуляции, обычно растительные волокна.

Стекловолокно – тип покрытия для фильтра.

Заполнение скважины – непрерывное или периодическое нагнетание бурового раствора в скважину для поддержания уровня вблизи поверхности для предотвращения выброса, вторжения воды и образования каверн, когда труба поднята.

Нагнетательная линия – через которую производится закачка.

Фильтр – устройство с покрытием для отделения твёрдой фазы от жидкой. Это может быть диатомовая земля, ткань, бумага и т.д.

Глинистая корка – взвешенные твёрдые вещества, осевшие в пористой среде во время фильтрации.

Текстура глинистой корки – физическое свойство корки, измеряемое на плотность, хрупкость.

Толщина глинистой корки – замер осевших твёрдых веществ на фильтровальной бумаге в 1/32 дюйма в течение 30 минут. В некоторых случаях толщина измерения через 7 1/2 мин.

Водоотдача –

Фильтровальная бумага – пористая безразмерная бумага для фильтрования жидкостей. По стандарту АНИ это ватман толщиной 9 см № 50, S и S No. 576,

Фильтр-пресс – устройство для определения поглощения бурового раствора по АНИ.

Фильтрат – жидкость, проталкиваемая в пористую среду во время фильтрации.

Фильтрация – процесс отделения взвешенных твердых частиц из их жидкости, проталкиванием через пористую среду. В скважине бывает динамическая и статическая фильтрация.

Динамическая фильтрация – давлением с механическим приводом.

Качество фильтрации – характеристика бурового раствора, противоположная толщине глинистой корки и количеству фильтрата, вышедшего из бурового раствора через среду.

Скорость фильтрации – см. водоотдачу.

Статическая фильтрация – под действием силы тяжести.

Ловильные работы – по извлечению из скважины секций труб, УБТ, металлолома, или других препятствий.

Пологий гель – состояние, при котором сопротивление сдвигу после 10 минут покоя равно первоначальному.

Перевернутость – противоположное ожидаемому состоянию. В обращенных эмульсиях вода в нефти она "переворачивается" при обращении обеих фаз.

Флокулянты – группы скоплений или частиц в суспензии, разбиваемые нормальным перемешиванием или встряхиванием.

Коагулятор – электролиты, полисахариды, некоторые природные или синтетические полимеры, сгущающие буровой раствор. В пластичных жидкостях повышается предел текучести и статическое напряжение сдвига.

Флокуляция – свободные связи частиц в слабо связанных группах, не параллельные связи глинистых пластинок. В концентрированных суспензиях буровых жидкостях, флокуляция это результат желирования и может сопровождаться необратимым выпадением в осадок коллоидов и т.д.

Хлопья – см. флокулянты.

Заводнение – нагнетание жидкости, обычно воды с добавками или без в пласт для ускорения нефтеотдачи.

Заводнение, полимер – входящий в жидкость полимер.

Заводнящая вода – жидкость, в основном вода.

Флюид – субстанция, принимающая форму, в которую помещена; термин включает газ и жидкость. Приложение любой системы напряжения (кроме гидростатического напора) вызывает постоянно увеличивающуюся деформацию безотносительно времени ухудшения деформации величины напряжения в этот момент. Буровые флюиды обычно ньютоновские и пластичные, редко псевдопластичные и редко расширяются.

Расход жидкости – состояние динамики флюида в движении определяется типом флюида (ньютоновская, пластичная, псевдопластичная, расширяющаяся) свойствами: вязкость и плотность, геометрией системы и скорости. При данном наборе условий и свойств флюида течение структурное, ламинарное (ньютоновское, струйное, параллельное или вязкое) или турбулентное.

Текучесть – обратное значение вязкости. Мера скорости, с которой жидкость постоянно деформируется срезающим усилием. Лёгкость течения.

Поглощение – мера относительного объёма потери флюида (фильтрата) через проницаемый пласт или оболочку, когда буровой раствор подвержен перепаду давления.

Люминисценция – мгновенная реэмиссия света большей волны по длине, чем первоначально поглощаемый свет.

Пена – двухфазная система подобная эмульсии, где дисперсная фаза – это газ или воздух.

Пенообразующий агент – субстанция, производящая стабильные пузырьки на границе раздела воздух – жидкость в результате смешивания, аэрирования или вскипания. При бурении на воздухе или газе пенообразующие агенты добавляются для превращения притока воды в аэрированную пену, т.е. бурение с очисткой забоя воздухом.

Разрушение пласта – результат вторжения в пласт частиц или фильтрата бурового раствора. Некоторые пласты разрушаются асфальтом.

Чувствительность пласта – тенденция продуктивных пластов к обратной реакции после вторжения фильтрата бурового раствора.

Функции бурового раствора – при роторном бурении вынос шлама с забоя на поверхность. Кроме того: контроль подземного давления, охлаждение и смазка долота и бурильной колонны, отложение непроницаемой корки и т.д.

Условная вязкость – см. вязкость по воронке Марша.

Свинцовый блеск – сульфит свинца. PbS техническая марка с уд. весом около 7, используется для увеличения плотности буровых растворов до точки, достижения которой не может быть с баритом.

Газирование – улавливание газа раствором.

Гель – состояние коллоидной суспензии, при котором срезающее усилие ниже определенной конечной величины не даёт постоянной деформации. Минимальное срезающее усилие называется предельное статическое напряжение сдвига. Гели образуются, когда коллоидные частицы родственны среде диспергирования, т.е. мофильны, т.е. когда в воде есть бентонит. Термин используется для обозначения коллоидных глин с высоким пределом текучести и вязкостью. Это аттапульгит и аттапульгитовые глины.

Желирование – связь частиц для образования дисперсной системы.

Гель-цемент – с небольшой до умеренной добавки, в % бентонита в качестве наполнителя и/или снижения веса раствора.

Желатинизация – нефтяной жаргон, относящийся к любому флюиду с высоким предельным напряжением сдвига и/или высокой вязкостью, часто сильная флокуляция.

Предельное статическое напряжение сдвига – способность или мера коллоида образовывать гель. Это единица давления в фунтах на 100 фут<sup>2</sup>. Мера межчастичных сил флюида, определенная по пределу текучести, но в статических условиях, а предел текучести в динамических условиях. Обычно это начальный сдвиг и через 10 минут покоя.

Начальное предельное напряжение сдвига – это максимальное показание (отклонение) от прямого показания вискозиметра после выдержки флюида в течение 10 секунд, выражается в фунтах/100 фут<sup>2</sup>.

Статическое напряжение сдвига после 10 минут покоя – то же, что и выше, но выдержка в течение 10 минут.

Оправка для газлифта.

Частей на галлон – частей/млн = частей на галлон x 17,1.

Гранула, грануллированный – небольшой неровный кусочек субстанции, обычно относится к появлению кусочков породы в матрице.

Вес, удельный – вес определенного объема субстанции в сравнении с весом равного объема воды при эталонной температуре. Для газов эталоном служит воздух, иногда водород.

Смазка – определенное органическое вещество обычно производные жировых кислот, добавляемые в буровые растворы как эмульгаторы, смазки и т.д., могут реагировать с ионами кальция и магния, находящиеся или входящие в систему. Водонерастворимый жирный материал отделяется.

Смола – гидрофильные сахараиды или их производные, диспергируясь в воде, разбухают и образуют вязкую дисперсию или раствор, растворяется в воде и не растворяется в спирте.

Вязкая глина – относительно липкий пласт, как глина.

Смола гуар – природный гидрофильный полисахарид, производное от семян растения гуар. Химически классифицируется как галактсманнан. Раствор из этой смолы на водяной основе (пресной, чистой или солёной) обладает псевдопластическими свойствами.

Пробка из отходов – раствор на основе сырой нефти или дизельного топлива, содержащий бентонит, цемент, аттапульгит и смолу гуар (без цемента). Используется для борьбы с потерей циркуляции. Пробку можно задавливать, можно не задавливать.

Перемешивание в амбаре – устройством с насадкой на конце, электрометаллической.

Гипс – см. сульфат кальция. Гипс часто встречается во время бурения в виде тонких прослоев или массивных пластов.

Жёсткость (вода) – как результат наличия ионов кальция и магния в воде независимо от сопутствующих ионов кислоты. Общая жёсткость измеряется в частях/млн карбоната кальция или кальция, иногда эквивалентен на млн кальция.

Разбухание (обвал) – частичный или полный обвал стенок скважины в результате внутреннего давления при разбухании от гидратации или давления пластового газа.

Неоднородный – субстанция, состоящая из более, чем одной фазы, неоднородная типа коллоида, эмульсии и т.д. В разных частях имеет разные свойства.

Буровой раствор с высоким pH – выше 10,5 – высокощелочной.

Глина для бурового раствора с высоким выходом – группа промышленных глинистых порошков с выходом готового продукта от 35 до 50 бар на тонну, промежуточная между бентонитом и глиной с низким выходом. Готовится из кальциевой монтмориллонитовой глины или смешиванием бентонита с пектизированной глиной с низким выходом.

Однородный – субстанция и жидкость одних свойств и состава во всех точках.

Засыпанная воронка – смеситель бурового раствора и добавок к нему.

Гуминовая кислота – органические кислоты неопределенного состава в природном леонардитовом гумате, является наиболее ценной составляющей.

Гидрат – субстанция, содержащая воду в молекулярной форме  $\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$ .

Кристаллическая субстанция, содержащая воду кристаллизации.

Гидратация – впитывание воды субстанцией адсорбцией и/или адсорбцией.

Концентрация ионов водорода – мера кислотности или щелочности раствора, обычно выражается в pH.

Гидролиз – реакция соли с водой для образования кислоты или основания. Например,  $(\text{Na}_2\text{CO}_3)$  гидролизует в основание и вызывает повышение pH водой при добавке соды.

Гидрометр – плавающий инструмент для определения уд. веса или плотности жидкостей, растворов и цементных растворов. Определяет плотность бурового раствора.

Гидрофил – коллоидное или эмульсионное состояние субстанции, смачиваемая водой, т.е. притяжение или прилипание воды.

Гидрофильный – свойство субстанции, родственное воде или смачивание водой.

Гидрофильные-липофильные равновесие – одно из наиболее важных свойств эмульгаторов. Это относительное притяжение эмульгатора для воды и нефти, определяемое химическим составом и ионизирующей характеристикой данного эмульгатора. Оно не прямо связано с растворимостью, но определяет тип эмульсии, имеющей тенденцию к образованию. Это индикатор поведения, а не эффективности эмульсии.

Гидрофоб – коллоидное состояние субстанции, не смачиваемое водой.

Гидрофобный – состояние отталкивания воды.

Гидростатический напор – давление, испытываемое столбом флюида в футах на дюйм<sup>2</sup>. Для выражения напора в данной глубине умножить глубину в футах на плотность в фунтах/галлон на 0,052.

Гидроокись – определение основных соединений, содержащих радикал  $\text{OH}^-$ . При растворении в воде повышают pH раствора.

Гигроскопический – свойство субстанции адсорбировать воду из воздуха.

Индикатор – субстанции в титровании кислотных оснований, которые в растворе меняют или становятся безцветными, когда концентрация ионов водорода достигает определенной точки, которая изменяется с индикатором. При титровании хлорида жесткость они меняют цвет в конце реакции. Индикаторами являются фенолфталеин, хромат калия и т.д.

Ингибированный буровой раствор – состав водной фазы стремится к замедлению или даже предотвращению разбухания или дисперсии пластовых глин и сланцев химическими или физическими средствами.

Замедлитель (коррозии) – любой агент, который при добавлении в систему замедляет или препятствует химическую реакцию или коррозию. Они широко используются в бурении и добыче для предупреждения коррозии металлического оборудования под действием сероводорода, двуокиси углерода, кислорода, соли, воды и т.д. Обычно это пленкообразующие амины, хроматы и известь.

Ингибитор (раствор) – примесь в буровом растворе – соль и сульфат кальция. При добавлении в буровой раствор способствуют тому, чтобы фильтрат замедлял или препятствовал разбуханию глин или сланцев.

Начальное напряжение сдвига.

Поверхностное натяжение – усилие, требуемое для разрушения поверхности двумя несмачивающимися жидкостями. Чем меньше поверхностное натяжение между двумя фазами – эмульсии, тем успешнее эмульгирование. Когда величины приближаются к нулю, образование эмульсии спонтанное.



Поровая вода – содержащаяся в порах или пустотах пласта.

Вторжение – движение жидкости из предназначенной для неё зоны, возможно в результате химических или физических изменений заводняемой зоны. Обычно относится к движению рассола, раствора или фильтрата в геологический пласт.

Обращённая эмульсия вода в нефти – в которой пресная или солёная вода является диспергированной фазой, а дизельное топливо, сырая нефть или другое масло – дисперсионной. Вода повышает вязкость, а нефть – понижает.

Йодное число – указывает на количество адсорбированного йода нефтью, жирами, воском, дает меру присутствующих ненасыщенных цепей. Чем выше йодное число, тем сильнее воздействие нефти на резину.

Ион – кислоты, основания и соли (электролиты при соединении с водой и другими растворителями более или менее распадаются на электрозаряженные ионы или части молекулы из-за потери или приобретения одного или более электронов. Потеря электронов дает положительный заряд, т.е. катион. Приобретение электрона дает отрицательный заряд или анион. Валентность иона равна числу зарядов, созданных им.

Промывка – процесс периодического удаления части или всей воды, раствора и/или твёрдых частиц из амбаров с помощью насоса через специальные насадки.

"Драгоценности" – сленг для обозначения находящихся на забое устройств, пакеров для заканчивания, оправок и другого оборудования для изоляции или безопасной эксплуатации.

Эффект Джонса – чистое поверхностное натяжение солёных растворов, сначала сниженное увеличением концентрации до минимума, затем увеличенное по мере подъёма концентрации.

Рабочая труба – тяжёлая квадратная труба, вращающая бурильную колонну.

Желоб – та часть ствола, часто аномального искривления и относительно мягких пород, размытая бурильной трубой до размера меньше замка или УБТ. Обеспечивает подъём этих элементов.

Заглушить скважину – поставить под контроль фонтанирующую скважину. Метод циркуляции воды и раствора в законченную скважину перед началом эксплуатации.

Линия для глушения – соединяющая затрубное пространство ниже превентора для закачки раствора пока превентор закрыт.

Таблетки для глушения – насыщенные соляные таблетки для изоляции продуктивной зоны от жидкости заканчивания.

Кинематическая вязкость – жидкости это отношение вязкости (сп в г/см·сек) к плотности (д/см<sup>3</sup>) в постоянных единицах. В промышленных вискозиметрах кинематическая вязкость измеряется в единицах времени истечения (долях) постоянного объёма жидкости через стандартную капиллярную трубку или отверстие.

Ламинарное течение – элементы жидкости, текущие вдоль фиксированных линий, параллельных стенкам канала потока. Жидкость движется в пластинках с разной скоростью через фронт, изменяясь от нулевой у стенки до максимальной к центру потока. Ламинарное течение – первая стадия потока ньютоновской жидкости, а вторая в пластичных жидкостях Бинком. Это течение ещё называется параллельным, линейным или вязким.

Гумит – природный окисленный.

Лигнин, рудничные и гуминовые кислоты – особый лигнин, леонардат. Активным ингредиентом является гуминовые кислоты. Рудничные лигнины используются как разжижители, которые могут химически усовершенствоваться, и в качестве эмульгаторов.

Лигносультфонаты – органические добавки к буровым растворам из побочных продуктов изготовления сульфатной бумаги из хвойной древесины. Некоторые соли – хромовокислородное железо, хром, кальций и натрий – универсальные диспергаторы, а другие используются избирательно для обрабатываемых кальцием систем. В больших количествах ферро-хром и соли хрома используются для контроля водоотдачи и как ингибитор сланцев.

Известь – промышленная разновидность гидроокиси кальция.

Растворы, обработанные известью – на известковой основе. Системы с высоким pH содержат стандартные добавки на пресной воде, к которым добавляется гашеная известь. Щёлочность и содержание извести меняется.

Известняк – см. карбонат кальция.

Липофиль – коллоидная субстанция, легко смачиваемая нефть.

Липофильный – родственное с нефтью.

Подвижная нефть – сырая нефть, содержащая газ, не стабилизированная, не подверженная атмосферному воздействию. Вызывает газирование бурового раствора и опасна.

Нагрузка – заполнение буровой трубы или НКТ, вытесняя газ или жидкость.

Заблокировано – относится к глушению путём увеличения давления.

Каротажные работы – см. электрокаротаж.

Потеря циркуляции – см. поглощение.

Потери напора или потери на трение – см. перепад давления.

Добавки для борьбы с потерей циркуляции – материал контроля или предотвращения потери циркуляции в разных количествах в виде волокна, хлопьев или гранул.

Поглощение – см. потерю циркуляции.

Раствор с низким содержанием твёрдых веществ – любой тип бурового раствора, в котором вместо промышленных глин или природных используется КМЦ; в них объёмный % твёрдой фазы меньше.

Глины с низким выходом готового продукта – промышленные глины из кальциевого монтмориллонита с выходом 15–30 бар/тонну.

Лиофильный – родственный взвешенной среде, например, бентонит в воде.

Лиофильный коллоид – который не легко выпадает в осадок из раствора и становится дисперсным после оседания при добавке растворителя.

Лиофобный коллоид – только выпадает в осадок.

Воронка Марша – прибор для определения вязкости. Воронка – это ёмкость с фиксированным отверстием внизу; при наполнении 1500 см<sup>3</sup> пресной воды вытекает 946 мл в течение 26±5 секунд. Для истечения 1000 см<sup>3</sup> время составит 27,5±0,5 сек.

Вязкость в воронке Марша – количество секунд, необходимых для протекания данного флюида через воронку.

Матрица – структура зерен в породе или пласте.

Механизмы – обычно относится к разрушению пласта или нефтяной зоны.

Менуск – искривленная верхняя поверхность столба жидкости – вогнутая, когда стенки смочены жидкостью, и выпуклая, когда нет.

Ячейка – мера тонкости тканого материала, сито или фильтр; например, сито 200 меш – имеет 200 отверстий на линейный дюйм. У сита диаметра проволоки 0,0021 дюйм (0,0533 мм) отверстие 0,074 мм, пропускает частицы 74 мк.

Метилоранж – щёлочность фильтрата, число мм и 0,02 нормали (N/50) кислоты на мл фильтрата для получения метилоранжа, конечная точка (pH 4,3).

Слюда – природный хлопьевидный материал изменяющегося размера, используется для борьбы с потерей циркуляции, с химической точки зрения щелочной алюмосиликат.

Мицелла – органические или неорганические молекулярные агрегаты в коллоидных растворах. Длинная цепь отдельных структурных единиц, химически соединённых друг с другом и расположенных бок о бок для образования пучков. После гидратации бентонита в раствор входят ионы натрия или другого металла, частицы глины и атмосфера иона технически называется мицеллой.

Микрон – единица длины, равная 1/1000000 часть метра или 1 тысячная мм.

Молочная эмульсия – см. инжир нефть в воде.

Миллидарси – 1/1000 дарси.

Бурение с очисткой забоя воздухом – метод роторного бурения, где вода и/или нефть рассеивается в воздухе и/или газе в виде бурового раствора.

Миллиметр – единица метрической системы для замера объёма. Это 1/1000 метра. В анализе бурового раствора термин видоизменяется в см<sup>3</sup>. Одна кварта равна 946 мл.

Молекулярный вес – сумма атомных весов всех составляющих атомов в молекуле элемента или соединения.

Молекула – при объединении атомов образуется молекула. Для элемента или соединения молекула – наименьшая единица, которая химически представляет свойства субстанции в массе.

Монтмориллонит – глинистый минерал – добавка к буровым растворам. Натриевый монтмориллонит – основной компонент бентонита. Структура его характеризуется формой, состоящей из тонких пластинчатых листов с неопределенной шириной и толщиной молекулы. Толщина единицы молекулы состоит из этих слоев. К поверхности присоединяются сменные (замещаемые) ионы. Кальциевый монтмориллонит – основной компонент глины с низким выходом.

Буровой раствор – на водяной или нефтяной основе, свойства которого изменяются твердой фазой – природной или промышленной, растворенной или во взвеси. Используется для выноса шлама и т.д. во время бурения.

Добавки к буровому раствору – для придания определенных свойств.

Глинизация – снижение продуктивности, вызванное проникновением, блокированием или образованием корки.

Смешивание – добавок для достижения определенной цели, обычно невозможное с обычным раствором, т.к. это вода, газ или воздух.

Навес – на буровой для хранения мешков с материалом для бурового раствора.

Газовый каротаж – метод определения наличия или отсутствия нефти или газа в разных пластах, разбуриваемых долотом. Буровой раствор и шлам постоянно проверяются, вынесенные обратной циркуляцией, результаты коррелируются с глубиной происхождения.

Устройство смешивания раствора – гидравлическая мешалка; кроме неё используются лопастная электрическая мешалка, шарнирный отвод от обвязки с насадками на конце, химический цилиндр.

Амбар – наземное или стальное хранилище для циркуляционной системы. Отличается объёмом и типом: прямая и обратная циркуляция. В амбаре производится доведение раствора до нормального состояния.

График применения промывочных жидкостей – План или методика приготовления растворов с наружными свойствами для скважины на данную глубину. На этот план влияет конструкция скважины и тип пласта, растворимость, температура, давление.

Буровой насос – для циркуляции буровых растворов.

Весы для бурового насоса – весы.

Перегонный куб – прибор для дистилляции нефти, воды или других летучих материалов в растворе для определения их содержания в объёмных %.

Природные глины – встречаемые во время бурения различных пластов. Выход готового продукта изменяется в широком диапазоне, которые могут входить или нет в буровой раствор.

Чистый цемент – цементный раствор, в котором ионы водорода, кислоты и гидроксильный ион основания объединяются для образования воды; другие ионные продукты – соль.

Ньютоновский поток – см. жидкость.

Ньютоновская жидкость – основные простейшие флюиды с точки зрения вязкости, срезающая сила прямо пропорциональна скорости среза. Эти флюиды немедленно начинают двигаться после приложения давления, превышающего нуль. Примеры: вода, дизельное топливо, глицерин. Предел текучести определяется по вискозиметру прямого показания с показанием 0.

Непроводящий буровой раствор – обычно обращенный на нефтяной основе, дисперсионная фаза которого не проводит электричество. Естественный потенциал и нормальное сопротивление не определяются каротажем, хотя успешными могут быть индуктивный, акустический каротаж.

Нормальный раствор – такой концентрации содержащей 1 грамм-эквивалент субстанции на литр раствора.

Содержание нефти – любого бурового раствора – это содержание нефти в объёмных %.

Эмульсия, нефть в воде – буровой раствор, в котором содержание нефти обычно между 3 и 7% и редко выше 10%. Нефть эмульгирует в пресную или солёную воду с химическим эмульгатором, иногда добавляется в систему с пресной или соленой водой.

Промывочная эмульсионная жидкость – обычный или специальный раствор на водяной основе, к которому добавляется нефть. Она становится дисперсионной фазой и эмульгирует в раствор механическим или химическим способом.

Пакерная жидкость – любая жидкость размещается в пространстве между НКТ и обсадной над пакером. С другими функциями используется гидростатический напор пакерной жидкости для снижения дифференциала давления между пластом и внутренним объемом обсадной и в самом пакере.

Бумага – тип покрытия для фильтра.

Частица – мелкая единица вещества, обычно единичный кристалл или неправильной формы с уд.весом около того, что у кристалла.

Распределение частиц – набор частиц по размеру в пробе. Процент плотности или объемный % на диапазон микрона.

Размер частиц – диаметр частицы сферической формы, определяется в (q.v.).

Частей на млн – см ч/тыс.

Параллельный поток – см. ламинарный поток.

Продуктивная зона или пласт – разбуриваемый пласт, содержащий нефть и/или газ в промышленном объеме.

Скорость проходки – скорость в футах/час, с которой бур углубляется в скважину.

Пептизация – повышенная дисперсия в результате добавления электролита или других химических веществ.

Пептизированная глина – к которой добавлен агент повышения начальной текучести. Например, безводная кальцинированная сода + кальциевая монтмориллонитовая глина.

Процент – весовой % см ч/млн. Объемный % это число объемных частей любой жидкости или твердого тела на 100 подобных объемных частей в целом. Наиболее общий метод выражения содержания твердых частиц нефти и воды в буровом растворе.

Проницаемость – нормальная проницаемость – это мера способности породы пропускать однофазную жидкость в условиях ламинарного потока, измеряется в дарси.

Тип проницаемости – относительный возврат Р-фенолфталеиновая щелочность фильтрата выражается как количество мл 0,02. Нормали (N/50) кислоты, требуемое на мл фильтрата для достижения конечной фенолфталеиновой точки.

pH – сокращение для потенциального водородного иона. Число pH изменяется от 0 до 14,7, будучи нейтральным, это индексы кислотности ниже 7 или щелочности в них 7 жидкости. Число является функцией концентрации ионов водорода в грамме ионного веса на литр, который в свою очередь – функция разложенной воды по следующей формуле.

$$\frac{(H)(OH)}{(H_2O)} = K_{H_2O} = 1 \times 10^{-14}$$

pH может быть выражено в виде  $\log$  (основание 10) обратной величины (или отрицательного  $\log$ ) концентрации ионов водорода. pH раствора дает различную информацию по мгновенной кислотности или щелочности по контрасту с общей кислотностью или щелочностью (которую можно титровать).

Фосфат – определенное фосфорное соединение, обычно натрий тетрофосфат ( $Na_4P_4O_{13}$ ) и пирофосфорнокислый натрий (SAPP), используется как разжижитель бурового раствора или для обработки разных форм кальциевых и магниевых примесей.

Фактомикрограф – фотография, снятая под микроскопом.

Пилотное испытание – метод прогнозирования поведения циркуляционной системы смешиванием небольших количеств глины и добавок, затем исследование результатов.

Пластичный поток – см. пластичное течение.

Пластичное течение – сложная, не ньютоновская жидкость, в которой срезающее усилие не пропорционально скорости срезания. Требуется определенное давление для начала и поддержания движения флюида. Структурное течение – это начальный тип течения только для пластичных жидкостей, т.е. большинства буровых растворов. Предел текучести по вискозиметру прямого показания превышает ноль.

Пластичность – свойства некоторых твердых тел, частично глин и глинистых растворов, изменять форму или течение под напряжением без создания плоскостей или трещин срезания. У этих тел есть предел текучести, движение их начинается под действием напряжения. За пределами предела текучести скорость движения пропорциональна прикладываемому усилию, но прекращается при снятии напряжения.

Пластическая вязкость – мера внутреннего сопротивления течению флюида, за счёт объёма, типа и размера твёрдых тел, присутствующих в данной жидкости. Выражается в количестве дин на см<sup>2</sup> касательного срезающего усилия при избытке величины текучести Бинкам, создающей единицу скорости срезания. Единица измерения спуска, пропорциональна наклону кривой плотности, определенной на участке ламинарного потока для материалов, подчиняющихся закону пластичных течений Бинкам. По вискозиметру прямого показания пластическая вязкость определяется вычитанием показания при 300 об/мин из показания при 600 об/мин.

Структурное течение – движение материала без срезания в массе, это первый тип течения пластичной жидкости после преодоления начального усилия, нужного для обеспечения течения.

P<sub>f</sub> – фенолфталеиновая щёлочность бурового раствора в мл 0,02 нормальной кислоты (N/50) на мл раствора.

Поляризованный – относится к рассеянному свету под углом в 90°. Используется при изучении керна на многих фотомикрографах для лучшего определения.

Полиэстер – тип покрытия для фильтра.

Полимер – субстанция, образованная объединением двух или более молекул одного вида, связанных конец к концу с другим соединением с теми же элементами в той же пропорции, но с большим молекулярным весом и разными физическими свойствами, например, формальдегид.

Полипропилен – тип покрытия для фильтра.

Пора – объём пространство в твёрдом относится к пустотам в породе или матрице.

Пористость – объём пустотного пространства в породе или пласте, выражаемое в % на общий объём. Абсолютная пористость относится к общему объёму пустотного пространства независимо от его доступности для жидкости. Эффективная пористость относится к объёму связанного порового пространства, т.е. доступного проникновению жидкости.

Калий – один из щелочных металлических элементов с валентностью = 1 и атомным весом = 39. Калиевые соединения – это КОН гидроокись калия иногда добавляется в буровой раствор в количестве ингибитора.

Эквивалент фунта – лабораторная величина для исследования. Один грамм или фунт-эквивалент равен фунту/бар при добавлении в 350 мл жидкости.

Части/млн – единица веса растворённого вещества на млн единиц веса раствора, соответствующего весовому %, кроме основания, равного млн, а не сотке. Результаты стандартных титрований АНИ хлора, жидкости и т.д. точно выражаются в мг неизвестного на метр, но не в ч/млн. При низких концентрациях мг/л численно равен ч/млн. Поправка на уд.вес или плотность раствора в г/мл выполняется как

$$\text{ч/млн} = \frac{\text{мг/л}}{\text{плотность раствора, г/мл}}$$

$$\% \text{ по весу} = \frac{\text{мг/л}}{(10000)(\text{плотность раствора, г/мл})} = \frac{\text{ч/млн}}{10000}$$

Т.е. 316000 мг/л соли называется 316000 ч/млн или 31,6%, правильное 264000 ч/млн и 26,4% соответственно.

Осадок – материал, выделяющийся из раствора в виде твёрдого вещества. Выпадение в осадок в буровых растворах может сопровождаться флокуляцией или коагуляцией, как диспергированные красно-слоистые глины при добавке флокулирующего агента.

Предварительная закачка – одной жидкости перед другой для очистки.

Антиферментационное средство – препятствующее ферментации крахмалами под действием бактерий.

Потеря давления – в трубопроводе или затрубном пространстве в зависимости от скорости жидкости в трубопроводе, свойств бурового раствора, состояния стенки трубы и центровки труб.

Гидравлический удар – внезапное краткосрочное увеличение давления. При слишком быстром спуске трубы или обсадной колонны в скважину происходит увеличение гидростатического напора, вызывающего потерю циркуляции.

Подъём давления – увеличение.

Псевдопластичный – сложная не ньютоновская жидкость, не обладающая тиксотропными свойствами. Давление или усилие выше нуля заставляет жидкость двигаться. Кажущаяся вязкость или консистенция мгновенно понижается с увеличением скорости сдвига, пока в данной точке вязкость не станет постоянной. Предел текучести на вискозиметре прямого показания положительный как у пластичной жидкости Бин-хам, но истинный предел текучести нулевой. Пример – гуар смола в пресной или солёной воде.

Квебрахо – добавка к буровому раствору для разжижения или диспергирования при контроле вязкости и тиксотропных свойств. Это кристаллический экстракт дерева квебрахо, состоящий из танниновой кислоты.

Негашеная известь – окись кальция  $\text{CaO}$ , используется в буровых растворах на нефтяной основе для нейтрализации органических кислот.

Неподвижность – состояние покоя, статика.

Радиальный – два или более атома, действующие как единая химическая единица, т.е. как атом: сульфат, фосфат, нитрат.

Скорость срезания – при которой действие от прилагаемого усилия вызывает скольжение соседних частей мели относительно друг друга в направлении, параллельном их плоскости контакта, обычно в об/мин.

Изотермическая реакция – химическая реакция, выделяющая тепло.

Эндотермическая реакция – поглощающая тепло.

Резиркуляция – повторное использование растворов.

Красная глина – глинистый раствор на водяной основе, содержащий достаточное количество каустической соды и таннатов для придания красного цвета, с высоким pH.

Красно-известковый раствор – обращенный в обработанный известью раствор с pH 12-13.

Смола – полутвердая или твёрдая сложная аморфная смесь органических соединений с неопределенной точкой плавления или точкой кристаллизации. Может быть компонентом добавки в буровые растворы для особых свойств.

Сопротивление удельное – электросопротивление прохождению тока в осиметрах; обратной величине проводимости. Растворы на пресной воде отличаются высоким удельным сопротивлением, а на соленой воде – низким.

Резистивиметр – прибор для измерения удельного сопротивления растворов и корок.

Обратная циркуляция – метод, при котором нормальный поток бурового раствора обратно циркулирует вниз по швартубному пространству и вверх из бурильной колонны.

Число Рейнольдса – безразмерное число,  $Re$ , в теории динамики флюида. Диаметр, скорость, плотность и вязкость флюида, текущего в цилиндрическом проводнике связаны следующим образом:

$$Re = (\text{диаметр}) (\text{вязкость}) (\text{плотность}) (\text{скорость}) \quad \text{или} \quad \frac{DVP}{\mu}$$

Число важно в расчетах для определения типа течения. Переходный диапазон от 2000 до 4000, ниже 2000 – течение ламинарное, выше 4000 – турбулентное.

Реология – наука о деформации и течении воды.

Повторное бурение – метод бурения скважин, зависящий от вращения колонны бурильных труб до забоя, на которой есть долото. Жидкость циркулирует для выноса шлама.

Соль – термин, обозначающий хлористый натрий,  $\text{NaCl}$ . Химически также относится к любому из класса подобных соединений, образованных замещением части или целого водорода кислоты на металл или металлический радикал. Соли образуются действием кислот на металлы или окислы и гидроокислы непосредственно с аммонием и другими путями.

Глина солёной воды – см. аттапульгит.

Растворы на основе солёной воды – содержащие растворенную соль (от солоноватой до насыщенной) или с природной твёрдой фазой, нефтью или добавки в виде глин и крахмала.

Проба раствора – проверка нужных свойств.

Образцы – шлам, полученный для геологических сведений из бурового раствора по выходе из скважины. Он промывается, сушится и помечается этикеткой указания глубины.

Песок – рыхлый гранулированный материал дезинтеграции пород, чаще всего слюды.

Содержание песка – в буровом растворе нерастворимые абразивные твёрдые вещества, собранные в сите размером 200 меш. Выражается в % общего объёма песка в растворе, не обязательно слюдяного происхождения или абразивный. Для этих данных есть специальные исследования.

Насыщенный раствор – если содержит такое количество растворяемых веществ при данной температуре, сколько может удержать. При 68°F он содержит 126,5 ф/бар соли для насыщения 1 бар пресной воды.

Ситовой анализ – определение %-ного содержания вещества или взвешенной твёрдой фазы бурового раствора, проходящего через ряд сит уменьшающегося размера ячеек. Анализ может мокрым и сухим.

Закупоривающие агенты – добавки к буровому раствору для восстановления циркуляции.

Раствор на основе морской воды – особый солёный раствор с жидкой фазой.

Секунда АНИ – единица вязкости, замеренная воронкой Марша по методике АНИ.

Осадки (наносы) – твёрдые вещества в растворе, оседающие или выпадающие. Относится к нижней части яса для разработанного или разрабатываемого геологического пласта.

Избирательный – выбираемая определенная зона пласта, обычно относится к раздельному заканчиванию.

Чувствительный – химическое или физическое воздействие определенных веществ. Относится к разрушению пласта с указанием источника.

Изоляция (деление) – образование стойких кальциевых, магниевых, железистых соединений обработкой воды или растворов фосфатным соединением.

Посадка обсадной колонны – в стволе скважины. Требуется глинизация, восстановления или проверки свойств бурового раствора.

Сланец – мелко-зернистая глинистая порода со слюдяным кливажом, иногда содержит органические нефтесодержащие вещества.

Грохот – механическое устройство удаления шлама и т.д. из раствора: бывают вибрирующие сита, вращающиеся цилиндрические сита.

Срезающее усилие – действия от приложенных усилий, вызывающее скольжение двух соседних частей тела относительно друг друга в направлении параллельном их плоскостям контакта.

Широмер – прибор для измерения предельного напряжения сдвига.

Статическое напряжение сдвига – мера срезающей величины флюида, минимальное напряжение дает постоянную деформацию.

Зарезка второго ствола – см. отклонитель.

Ситовой анализ –

Силика гель – пористое вещество, состоящее из  $\text{SiO}_2$ . Используется как дегидратор в бурении на воздухе или газе, где количество воды невелико.

И л – почти неразбухающий материал с размером частиц между 2 мк и размером песка по АНИ или 74 мк (200 меш). К этому размеру относится часть дисперсной глины и барита.

Салазки – передвижное средство для буровой установки при небольшом демонтаже.

Повреждение поверхностной плёнки – разрушение пласта, потеря проницаемости и пористости на поверхности ствола буровой жидкостью или при заканчивании

Скорость осаждения – разница между кольцевой скоростью флюида и скоростью удаления шлама из скважин.

Вынос песка в скважину – частичный или полный обвал стенок в результате несцементированного пласта, высокого угла естественного откоса и смачивание вдоль плоскостей напластования.

Фильтр с шелевидными отверстиями - не требует перфорирования, отверстия выбираются с учётом контроля выноса песка.

Донный осадок - смесь нефти, воды и грязи вязкой структуры, оседает на дне резервуара.

Слаггит - торговая марка очень крупного карбоната.

Замедлить трубу - перед подъёмом трубы закачать небольшую порцию раствора с утяжелителем в верхнюю секцию для разбалансировки колонны. При подъёме тяжёлый столб жидкости упадет, а внутренняя поверхность бурильной трубы сухой на устье после развинчивания.

Мыло - натриевая или калиевая соль с высокомолекулярной жирной кислотой. С другими металлами называется "металлическим мылом", уменьшают смазку, эмульгируют, являются пеногасителями.

Безводная кальцинированная сода - см. карбонат натрия.

Натрий - один из щелочных элементов, металла с валентностью 1 и атомным весом - 23, его соединения служат добавками к буровому раствору.

Бикарбонат натрия  $\text{NaHCO}_3$  - обрабатывает примеси цемента и кальциевые примеси в буровых растворах. Это полу-нейтрализованная натриевая соль угольной кислоты.

Бихромат натрия -  $\text{Na}_2\text{Cr}_2\text{O}_7$  - дихромат натрия.

Карбонат натрия -  $\text{Na}_2\text{CO}_3$  - для обработки различных типов кальциевых примесей "безводная кальцинированная сода". При добавке во флюид повышает pH гидролизом, в солёной воде ( $\text{NaCl}$ ) повышает плотность жидкой фазы.

Натриевая КМЦ - имеется с разной вязкостью и чистотой. Органический материал для контроля фильтрации, взвешенного утяжелителя и повышения вязкости бур. растворов в сочетании с бентонитом, где требуется низкое содержание твёрдой фазы.

Хлористый натрий - см. соль.

Хромовокислый натрий - см. хромат.

Гидроокись натрия -  $\text{NaOH}$  - каустическая сода повышает pH.

Полиакрилат натрия - синтетический полимер с высоким молекулярным весом акрилонитрила, агент контроля водоотдачи.

Силикато-натриевые буровые растворы - особый класс растворов с основой из силиката натрия, соли, воды и глины.

Соль - термин коллоидной дисперсии.

Концентрация или содержание твёрдых веществ - общий объём твёрдых частиц в растворе, определенный дистилляцией растворимых и нерастворимых частиц. Взвешенные твёрдые вещества могут быть с высоким и низким уд.весом, природные и промышленные. Растворимые соли натрия, калия, магния. Взвешенные образуют глинистую корку, растворимые остаются в фильтрате. Общее содержание выражается в % по объёму, реже по весу.

Растворимые твёрдые вещества - обычно соли, но не только. В растворах есть растворимые добавляемые соли типа окиси железа, карбоната и сульфата кальция и т.д. Количество потенциальных солей ограничено. Общее количество растворенных солей ограничивается точкой кристаллизации.

Взвешенные твёрдые вещества - не растворяются, а остаются в суспензии в буровом растворе, жидкости для ремонта или заканчивания.

Растворимость - степень растворения в определенном растворителе.

Растворимый - твёрдое вещество, растворимое в кислоте.

То же - растворимое твёрдое вещество в воде.

Растворимое - вещество, растворяющееся в другом.

Раствор - смесь двух или более компонентов, образующих однородную единую фазу: твёрдое вещество растворенное в жидкости, жидкость в жидкости, газ в жидкости.

Растворитель - жидкость для растворения.

Подкисление - ферментация.

Прокладка, распорка - объём жидкости с твёрдыми веществами или без них для разделения двух жидкостей друг от друга. Между растворами на водяной и нефтяной основе во время вытеснения для исключения перемеживания.

Удельный вес - вл. силы тяжести.



Удельная теплота – количество калорий, требуемых для подъема 1 гр вещества на 1°С. У буровых растворов является индикатором способности флюида сохранять долото холодным для данной скорости.

Забуривание – начало бурения новой скважины.

Буровой раствор забуривания – плотный известково-бентонитовый раствор.

Мгновенные потери – см. потеря гидравлического удара.

Задавка – форсирование цементного раствора, бурового раствора, пробки и т.д. в пласт закачкой с поддержанием противодавления, закрыв плашки.

Стабилизатор – прибор, измеряющий напряжение разрушения обращенной эмульсии.

Крахмал – группа гидратов углерода растительного происхождения, в растворах снижает скорость фильтрации и увеличивает вязкость. При неправильной защите крахмал ферментирует.

Статический – противоположное динамике.

Разница потенциалов – электрокинетическая часть мгновенного потенциала привой электрокаротажа, на которую значительно влияет характеристика фильтрата и глинистой корки буровой жидкости, использованной для бурения скважины.

Ламинарный поток –

Стеарат – соль стеариновой кислоты, насыщенной 18-углерод жирной кислоты. Стеарат алюминия, кальция, цинка используется для пеногашения, смазки, воздушного бурения, где требуется небольшое количество воды.

Прихват – условие стопорения буровой, обсадной трубы или других инструментов. Освобождается повильными работами.

Летняя смесь – рассол для летних температур, не образующий кристаллы, это более дешевая жидкость, чем зимняя, содержащая соль с низким уд.весом.

Сверхнасыщение – если в растворе высокая концентрация растворимого вещества в растворителе, соответственной растворимости при данной температуре. Это происходит сверхнасыщение. Это нестабильное условие (состояние), избыток растворимого определяется, когда раствор производит кристалл. Иногда неправильно используется для растворов с горячей солью.

Поверхностно-активные вещества ПАВ – материал, стремящийся концентрироваться на поверхности, обычно относится к жидкостям, содержащим ПАВ для контроля степени агрегации и дисперсии или эмульгирования.

Поверхностное натяжение – сила, действующая на границе поверхности раздела между жидкостью и собственным паром, который стремится сохранить площадь поверхности и выражается в динах/см. Поскольку поверхности натяжения жидкости и между жидкостью и воздухом почти равны, то обычно относится к величине измерения относительно воздуха. Термин применяется для измерений поверхности раздела между двумя жидкостями или жидкостью и твердым телом.

Потеря гидравлического удара – приток флюидов и твердых веществ на начальных стадиях фильтрации до момента закупорки поровых отверстий и образования глинистой корки.

Суспензид – смесь, состоящая из тонко разделенных коллоидных частиц, плавающих в жидкости. Частицы настолько малы, что не оседают, а остаются в движении с помощью молекул (Броуновское движение).

Свабирование – при извлечении трубы из скважины в вязком растворе или если на долоте есть сальники, создается поршневание.

Разбухание – см. гидратация.

Синергитические свойства – эффект используемых двух или более продуктов одновременно для получения результата, не в результате прибавления одного к другому, а в результате умножения результатов.

Таниновая кислота – активный ингредиент квебрахо, а другие замешаются кору мангрового дерева, скорлупу орехов и т.д.

Температурный каротаж – на разной глубине в скважине, обнаруживает место притока воды, и есть сомнение относительно правильного цементирования обсадной и т.д. Статическое напряжение сдвига после 10 мин покоя.

Тепло распад – химическое разложение соединения под действием температуры в простое вещество или элемент. Крахмал разлагается при 300° F.

Разжижитель – органические агенты (танины, лигнин, лигносульфонат) и неорганические (пирофосфаты, тетрафосфат) добавляются в раствор для снижения вязкости и/или тиксотропных свойств.

Тиксотропия – способность флюида развивать напряжение сдвига со временем. В покое начинает создаваться жёсткая или полужёсткая структура, но может вернуться в жидкое состояние механическим помешиванием, эта замена обратима.

Уплотнение эмульсии – жаргон для описания состояния в некоторых системах к которым добавлена нефть, которая разбивается и поднимается к поверхности. Химическое или механическое средство – эмульгирующее свободную нефть.

Титрование – метод или процесс использования стандартного раствора для определения количества вещества в другом растворе. Известный раствор обычно добавляется к неизвестному в определенном количестве до завершения реакции.

Замок – муфта буровой трубы, состоящая из ниппеля и муфты разной конструкции и размера. Гидрология раствора зависит от внутреннего строения замка.

Крутящий момент – мера усиления вала, вызывающая его вращение. На роторном станке усилие вращает буровую штангу относительно ствола. Снижение крутящего момента выполняется добавками к буровому раствору.

Общая глубина – наибольшая глубина, достигнутая долотом.

Общая жёсткость – см. жёсткость воды.

Тур – очередь дежурства в графике, другими словами – смена.

Турбинные изделия – разного физического состава, размер определяет темп добычи и наоборот.

Единица помутнения – стандартная мера, относящаяся к увеличению твёрдой фазы в жидкости. Чем она больше, тем выше единица. Замер проводится направлением пучка света через жидкость. Попадая на взвесь свет рассеивается. Обычно приборы измерения имеют два световых приёмника под углом  $90^\circ$  к основному пути света. Они улавливают рассеянный свет и преобразуют в NTU.

Турбулентный поток – в котором скорость в данной точке постоянно изменяется по величине и направлению потока изменяется. Это конечная стадия течения жидкости.

Скручивание – двух замков буровых труб при избыточном приложении усилия ротором.

Ультрафиолетовый свет – волны света короче видимых сине-фиолетовых спектра. Сырая нефть, окрашенные дистилляты, остатки и некоторые добавки, минералы и химикаты флюоресцируют в ультрафиолетовом свете и вызывают флюоресценцию, находясь в буровом растворе.

Одновалентный – см. валентность.

Валентность – число, представляющее объединённую энергию атома, количество потерянных электронов, приобретенных или разделённых атомом в соединении. Это мера числа атомов водорода, с которыми атом объединяется или замещается, например, атом кислорода соединяется с двумя атомами водорода и имеет валентность 2. Поэтому бывают одно-, двух-, трёх- и т.д. валентные ионы.

Влияние валентности – чем она выше, у иона, тем большую потерю стабильности эмульсии, коллоидных суспензий и т.д., эти поливалентные ионы обеспечивают.

Скорость – время движения в данном направлении и смысле. Мера течения жидкости в единицах линейной скорости, массовой скорости, объёмной и т.д. Скорость один из факторов, определяющих несущую способность бурового раствора.

Критическая скорость – в переходной точке между ламинарным и турбулентным течением. Точка находится между числом  $Re$  2000–3000.

Гравитационный вискозиметр – прямого показания.

Вибросито – см. грохот.

Вискозиметр – прибор, определяющий вязкость жидкости или суспензии. Отличаются конструкцией и методом испытания.

Вискозиметр прямого показания – ротационного типа с электромотором или ручным кривошипом, определяет кажущуюся вязкость, пластичную вязкость, предел текучести и напряжение сдвига бур. раствора. Скорость 600 и 300 об/мин.

Вискозиметр Штормера – вращающийся срезающий вискозиметр для измерения вязкости и напряжения сдвига.

Вязкость – внутреннее сопротивление потоку. Это явление относится к притяжению между молекулами жидкости и является мерой объединенного эффекта прилипания или сцепления и влияния взвешенных частиц и жидкого окружения. Чем больше сопротивление, тем больше вязкость.

Летучие вещества – газообразные продукты, кроме влаги, проявляемые веществом – выделения газа из газированной нефти или из раствора. При дистилляции буровых жидкостей летучей бывает вода, нефть, газ и т.д, которые испаряются, оставляя твердый осадок, состоящий из растворимых и взвешенных твердых веществ.

Глинистая корка – плотный материал, осевший на стенке скважины в результате фильтрации части раствора в пласт.

Прилипание – см.прихват избирательный.

Раствор на водяной основе – обычный буровой раствор. Вода – взвешенная среда и дисперсионная фаза.

Блокирование водой – снижение проницаемости пласта вторжением воды в поры, разбуханием глин, закрывая поры, влиянием поверхностного натяжения.

Просачивание – закачка (разгрузка) таблеток для глушения на заданной площади. Метод наименее желателен.

Вес – плотность бур.раствора, выражается в ф/гал, ф/фут<sup>3</sup>, или psi гидростатического давления на 1000 ф глубины.

Утяжелитель – материал с высоким уд.весом для повышения плотности бурового раствора. Это барит, гематит и т.д. иногда известняк.

Нефтемасчиваемый – с нефтяным покрытием.

Водомасчиваемый – с водяным покрытием.

Смачиваемость – способность поверхности твердого вещества покрываться жидкостью.

Смачивание – прилипание жидкости к поверхности твердого тела.

Уилсток – отклонитель бурения.

Поисковая скважина – на новой территории.

Зимняя смесь – с низкой точкой кристаллизации из-за солей с высоким уд. весом. Они противоположны летним смесям, в которых совсем мало соли с высоким уд. весом и точка кристаллизации высока.

Жидкость для ремонта – в скважине.

Преломление рентгеновских лучей – аналитический метод определения состава кристаллического вещества, в нефтяной промышленности определяет состав в % рассола и пластовых твердых частиц.

Выход – термин качества глин: количество баррелей раствора данной вязкости из тонны глины. По этому принципу глины делятся на бентонитовые, с низким и высоким выходом.

Предел текучести – сопротивление начальному потоку или усилие для начала движения. Сопротивление вызвано электростатическими силами, расположенными около или на поверхности частиц. Величина предела текучести и тиксотропия измеряются по тем же свойствам жидкости в динамическом и статическом состоянии. Величина Бинкам дается в фунтах/100 фут<sup>2</sup> и определяется вискозиметром прямого показания с вычитанием пластической вязкости из показания при 300 об/мин.

Нулевое напряжение сдвига – состояние, при котором буровая жидкость не может образовать достаточный гель во время интервала покоя (10 мин).

Зета потенциал – электрокинетический потенциал частицы по его электрофоретической подвижности. Он вызывает отталкивание частиц друг от друга и удержание во взвеси.

Хлористый цинк –  $ZnCl_2$  – очень растворимая соль для увеличения плотности воды. Добавляется в систему, насыщенную хлористым кальцием.

# СОДЕРЖАНИЕ

	Стр.
Глава 1. ВВЕДЕНИЕ К РОТОРНОМУ БУРЕНИЮ .....	3
Глава 2. ФУНКЦИИ И ИСПЫТАНИЕ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ.....	13
Глава 3. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ И РАСЧЁТЫ, ПРИМЕНЯЕМЫЕ ПРИ ПРОМЫВКЕ .....	71
Глава 4. СОСТАВ И СВОЙСТВА ГЛИНИСТЫХ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ. ....	106
Глава 5. РЕОЛОГИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ И ПРОЧНОСТЬ ГЕЛЯ.....	115
Глава 6. РЕАГЕНТЫ, РЕГУЛИРУЮЩИЕ ВОДООТДАЧУ И ПОГЛОЩЕНИЕ ПРОМЫВОЧНОЙ ЖИДКОСТИ. ....	141
Глава 7. ТЕХНОЛОГИЯ ПОЛИМЕРОВ.....	158
Глава 8. ИНГИБИРУЮЩИЕ БУРОВЫЕ РАСТВОРЫ.. ....	173
Глава 9. ХИМИЧЕСКИЕ ПРИМЕСИ. ....	196
Глава 10. БУРОВЫЕ РАСТВОРЫ НА УГЛЕВОДОРОДНОЙ ОСНОВЕ.....	211
Глава 11. РЕГУЛИРОВАНИЕ СОДЕРЖАНИЯ ТВЁРДОЙ ФАЗЫ.. ....	250
Глава 12. ГИДРАВЛИКА.....	264
Глава 13. ПОТЕРЯ ЦИРКУЛЯЦИИ.....	290
Глава 14. ПРИХВАТЫ ТРУБ. ....	310
Глава 15. ОСЛОЖНЕНИЯ, СВЯЗАННЫЕ С ГЛИНИСТЫМИ СЛАНЦАМИ....	322
Глава 16. КОНТРОЛЬ ДАВЛЕНИЯ. ....	326
Глава 17. ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ КОРРОЗИИ В РЕЗУЛЬТАТЕ ВОЗДЕЙСТВИЯ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ И ПАКЕРНЫХ ЖИДКОСТЕЙ.....	387
Глава 18. ЖИДКОСТИ ЗАКАНЧИВАНИЯ, РЕМОНТА И ПАКЕРНЫЕ. ....	400
Глава 19. ВЗАИМОСВЯЗЬ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ И ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ. ....	406
Приложение А. СОВМЕСТИМЫЕ ГЛИНИСТЫЕ МАТЕРИАЛЫ.....	410
Приложение Б. СЛОВАРЬ БУРОВЫХ ЖИДКОСТЕЙ И СОПУТСТВУЮЩИЕ ТЕРМИНЫ.....	419
С о д е р ж а н и е . ....	440