

С. Н. ЯТРОВ

ПРОМЫВочНЫЕ ЖИДКОСТИ В БУРЕНИИ СКВАЖИН

*Допущено Министерством высшего и среднего специального образования СССР в качестве учебного пособия
для нефтяных вузов и факультетов*



ГОСУДАРСТВЕННОЕ НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКОЕ ИЗДАТЕЛЬСТВО
НЕФТЯНОЙ И ГОРНО-ТОПЛИВНОЙ ЛИТЕРАТУРЫ
Москва 1960

АННОТАЦИЯ

В книге изложены физико-химические основы приготовления и регулирования параметров промывочных жидкостей и практика применения их с учетом геолого-технических условий бурения скважин. Рассмотрены способы приготовления промывочных растворов и их обработки различными реагентами. Особое внимание уделено поддержанию необходимого качества растворов. Описаны различные водные растворы и растворы, приготовленные на нефтяной основе, а также изложена методика утяжеления глинистых растворов. Дана классификация применяемых в настоящее время промывочных жидкостей для бурения. Значительное внимание уделено новым перспективным видам промывочных жидкостей.

Книга предназначена в качестве учебного пособия для учащихся нефтяных вузов и факультетов по специальности бурение нефтяных и газовых скважин, а также может быть использована инженерно-техническими работниками бурения нефтяных и газовых скважин в их практической деятельности.

Рецензенты: кафедра бурения нефтяных и газовых скважин Азербайджанского индустриального института им. М. Азизбекова; канд. хим. наук *Н. Н. Серб-Сербина* (Институт физической химии АН СССР)

Ятров Сергей Николаевич

ПРОМЫВОЧНЫЕ ЖИДКОСТИ В БУРЕНИИ СКВАЖИН

Редактор *М. А. Гейман*

Ведущий редактор *Н. Д. Дубровина*, Технический редактор *А. В. Трофимов*
Корректор *М. П. Курылёва*

Подписано к набору 28/V 1959 г. Подписано к печати 1/IX 1960 г.
Формат 60×92¹/₁₆. Печ. л. 19,5. Уч.-изд. л. 20,22.
Т-11054. Тираж 3500 экз. Зак. 1566/627. Цена 8 р. 60 к., с 1/I 1961 г. — 86 к.

Госгостехиздат. Москва, К-12, Третьяковский проезд, 1/19.
Типография «Красный Печатник». Ленинград, Московский проспект, 91.

ВВЕДЕНИЕ

Коммунистическая партия разработала и поставила перед советским народом грандиозные задачи по дальнейшему строительству коммунистического общества. Эти задачи выражены в семилетнем плане развития народного хозяйства нашей страны и в решениях июньского Пленума (1959 г.) ЦК КПСС об ускорении технического прогресса в промышленности и строительстве. Большие задачи по повышению производительности труда, усовершенствованию технологических процессов поставлены и перед работниками нефтяной и газовой промышленности. Совершенствование технологии бурения нефтяных и газовых скважин тесно связано с дальнейшей разработкой научных основ получения и применения промывочных жидкостей, улучшения качества существующих и создания новых видов буровых растворов.

Буровыми растворами или промывочными жидкостями называются жидкие дисперсные системы, находящиеся в принудительном круговом движении в процессе бурения для очистки забоя скважины от выбуренной породы, выноса ее на поверхность и выполнения ряда других технологических функций.

Впервые жидкость для промывки забоя скважины была применена в период распространения ударного способа бурения. Вначале в скважины подливали воду в небольшом количестве для превращения выбуриваемой породы в буровую грязь с целью улучшения условий вычерпывания ее желонкой и охлаждения долота.

С внедрением вращательного бурения применение промывочной жидкости стало обязательным условием технологии бурения скважин. Первой промывочной жидкостью и во вращательном бурении была вода. В начальный период применения воды для промывки забоя скважины не придавали особого значения находящимся в ней во взвешенном состоянии частичкам разбуриваемых горных пород (шламу) как фактору, способствующему в определенных условиях успешному бурению. В дальнейшем практика бурения показала, что система, состоящая из воды и взвешенных в ней частичек глины и некоторых других горных пород, является лучшей промывочной жидкостью по сравнению с чистой водой. Было установлено, что такой раствор лучше способствует очистке забоя скважины от выбуренной

породы и выносу ее на поверхность. Смесь воды и частичек разбуренных горных пород, получившую название «буровой грязевой раствор», стали применять почти исключительно в качестве промывочной жидкости. Однако не все горные породы способны образовывать с водой в процессе бурения системы, успешно выполняющие функции промывочной жидкости. Лучшие буровые растворы получаются при разбуривании глин и глинистых отложений. Так постепенно совершался переход на бурение скважин с промывкой забоя жидкостью, состоящей из воды и частичек глины, получившей название глинистого раствора. Вначале бурили скважины с промывкой естественными глинистыми растворами, образующимися непосредственно в скважине при проходке глин и глинистых отложений, а затем была разработана технология приготовления и применения искусственных глинистых растворов из привозных глин.

Применение глинистых растворов способствовало развитию технологии бурения в нормальных и осложненных условиях. Эти растворы дали возможность значительно упростить конструкции скважин, отказаться от спуска ряда промежуточных обсадных колонн, снизить число аварий и осложнений из-за обвалов и осыпей пород. Применение глинистых растворов активно содействовало повышению скоростей бурения, улучшению технико-экономических показателей буровых работ.

С развитием техники и технологии бурения, увеличением глубин скважин повышались требования к промывочной жидкости и в связи с этим совершенствовались качество глинистых растворов.

В тридцатых годах текущего столетия были проведены научно-исследовательские и промышленно-опытные работы по изысканию способов улучшения качества глинистых растворов. В результате этих исследований широкое распространение получили методы обработки глинистых растворов специальными химическими реагентами — поверхностно-активными веществами (защитными коллоидами) и электролитами.

Обработанные такими реагентами глинистые растворы стали больше удовлетворять требованиям современной технологии бурения скважин. Они могут достаточно хорошо выносить выбуренную породу, держать ее во взвешенном состоянии в стволе скважины при неожиданных остановках, глинизировать стенки скважины, иметь необходимые по условиям бурения удельный вес, вязкость, малую водоотдачу и другие свойства. Качество глинистых растворов, обработанных химическими реагентами, подвергается контролю и регулированию в соответствии с требованиями проходки скважины в конкретных геологических условиях разбуриваемых месторождений и структур. Такие промывочные жидкости являются в настоящее время наиболее распространенными при бурении нефтяных и газовых скважин в СССР и за рубежом.

В связи с дальнейшим улучшением техники и развитием технологии глубокого бурения, происшедшими в послевоенные годы вследствие переоснащения мощной отечественной техникой, внедрения скоростных методов и форсированных режимов проходки, повсеместного распространения турбинного способа, требования к промывочной жидкости возросли. В ряде случаев глинистые растворы, даже обработанные химическими реагентами, перестали удовлетворять условиям современной технологии проходки глубоких скважин. Практика бурения потребовала дальнейшего совершенствования глинистых растворов и поисков новых промывочных жидкостей, наиболее полно отвечающих условиям успешной скоростной проходки глубоких скважин в различных нефтяных и газовых районах с разнообразными геолого-техническими характеристиками.

Мощная буровая техника в сочетании с форсированными режимами проходки дала возможность использовать положительные свойства воды как промывочной жидкости. Зародившись в сороковых годах в передовых конторах бурения Башкирии, Татарии, Куйбышевской области, метод бурения с промывкой забоя водой получил с 1950—1953 гг. широкое распространение во всех сложных устойчивыми породами нефтяных районах страны. Применение воды как промывочной жидкости в этих районах привело к увеличению скоростей проходки, дальнейшему улучшению технико-экономических показателей бурения нефтяных и газовых скважин.

За последние годы изыскиваются новые виды буровых растворов и новых химических реагентов: синтетических и растительных. Одним из направлений в этих изысканиях являются работы по получению маловязких естественных промывочных растворов непосредственно в процессе бурения на базе неустойчивых суспензий, образующихся при бурении с промывкой водой карбонатных и других твердых пород. Использование карбонатных и других разбухающих пород для получения естественных промывочных растворов дает возможность бурить в ряде случаев с хорошими технико-экономическими показателями: увеличиваются скорости проходки, снижаются расходы на приготовление промывочной жидкости, уменьшается опасность осложнений и аварий.

Разработаны и стали внедряться в практику бурения промывочные растворы на нефтяной основе. Эти растворы могут успешно применяться при вскрытии продуктивных пластов и бурении некоторых зон осложнений.

За последние годы при бурении скважин в СССР стали применять также эмульсионные растворы.

В настоящее время распространяется метод бурения скважин, при котором функции промывочной жидкости выполняет природный газ или воздух.

Дальнейшее совершенствование промывочных жидкостей, разработка новых видов буровых растворов с учетом требований технологии бурения, исходящих из геолого-технических условий района и механических свойств горных пород, являются в настоящее время основными задачами исследователей и практиков бурения. В сочетании с обобщением опыта новаторов — передовиков производства эти исследования способствуют общему прогрессу в бурении и усовершенствованию технологии проходки глубоких скважин в осложненных условиях.

За послевоенные годы значительно увеличились скорости и повысились технико-экономические показатели бурения, чему в немалой степени способствовало развитие теории получения и применения улучшенных промывочных жидкостей.

Большой вклад в теорию и практику получения и применения улучшенных промывочных жидкостей в бурении внесли работы по физико-химии дисперсных систем акад. П. А. Ребиндера, Н. Н. Серб-Сербиной и других исследователей.

Из выполненных в нашей стране научно-исследовательских работ по промывочным растворам следует отметить исследования АзНИИ (Р. И. Шищенко, Б. Д. Бакланов, Е. А. Яил-никова), ГрозНИИ (В. С. Баранов, Э. П. Букс), Московского института нефтехимической и газовой промышленности им. И. М. Губкина и ВНИИБТ (Н. И. Шацов, К. Ф. Жигач, Б. С. Филатов, Э. Г. Кистер, И. Б. Адель и другие), Гипровосток-нефти (Н. Б. Беллер), Краснодарского филиала ВНИИ (С. Ю. Жу-ховицкий, Г. А. Ковтунов), Института геологии и разработки горючих ископаемых АН СССР (М. А. Гейман и Р. А. Фридман).

* * *

Автор выражает благодарность проф. С. М. Кулиеву, проф. А. С. Смирнову, кандидатам техн. наук Л. Ф. Чернявской, Г. А. Ковтунову и В. И. Григорьеву, горному инженеру Н. А. Сидорову за их ценные замечания, которые были учтены в процессе работы над книгой.

Глава I написана совместно с канд. техн. наук Л. Ф. Чернявской.

В книге возможны недостатки, поэтому автор будет признателен за критические замечания, которые следует направлять по адресу: Москва, К-12, Третьяковский проезд, д. 1/19, Гос-топтехиздат.

ГЛАВА I

ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ПОЛУЧЕНИЯ И РЕГУЛИРОВАНИЯ СВОЙСТВ ПРОМЫВОЧНЫХ ЖИДКОСТЕЙ

Правильное понимание физико-химических явлений, происходящих в процессе получения и применения промывочных жидкостей, совершенно необходимо при изучении всего комплекса вопросов о промывочных жидкостях. В связи с этим кратко изложим элементы физической и коллоидной химии жидких растворов и дисперсных систем.

1. РАСТВОРЫ

Под растворами понимаются однофазные (гомогенные) системы, состоящие из двух или более веществ. Если компоненты раствора находятся в молекулярно-дисперсном состоянии, т. е. распределены во всем его объеме в виде молекул, атомов или ионов, такие растворы называются истинными. Неоднородность таких растворов не может быть обнаружена даже при самом большом увеличении под микроскопом. Компоненты, растворенные в истинных растворах, легко проходят при фильтрации сквозь пористые перегородки из естественных или искусственных материалов. Таковы, например, водные растворы солей, щелочей и кислот.

По агрегатному состоянию растворы бывают в виде систем, состоящих из жидких веществ (растворы солей, кислот и т. п.), газообразных (природный нефтяной газ, воздух) и твердых (различные сплавы металлов).

Основу раствора составляют растворитель и растворенное вещество.

Растворителем называется среда, в которой равномерно распределено растворенное вещество. Растворитель содержится в системе в относительно большем количестве.

Растворы характеризуются концентрацией. Под концентрацией раствора понимается количество растворенного вещества в определенном объеме раствора. Наиболее распространены следующие три способа выражения концентрации.

1. Концентрация раствора в весовых процентах, показывающая количество граммов растворенного вещества в

100 г всего раствора (растворитель + растворенное вещество). Так, если говорят 20%-ный раствор едкого натра, это значит, что в 100 г раствора находятся в растворенном состоянии 20 г NaOH.

2. Концентрация раствора, характеризующаяся числом молей растворенного вещества в 1 л раствора. Грамм-молекулярным, или молярным, называется раствор, в 1 л которого содержится одна грамм-молекула растворенного вещества¹. Например, молярный раствор едкого натра содержит 40 г NaOH, растворенного в 1 л воды.

3. Концентрация раствора, определяемая числом грамм-эквивалентов растворенного вещества в 1 л раствора². Например, грамм-эквивалент хлора равен 35,5, так как одна весовая часть водорода соединяется с 35,5 весовых частей хлора.

Раствор, в 1 л которого содержится 1 грамм-эквивалент растворенного вещества, называется нормальным. Полунормальным называется раствор, содержащий в 1 л 0,5 грамм-эквивалента растворенного вещества. Растворы, содержащие 0,1 грамм-эквивалента растворенного вещества, называются децинормальными. Нормальный раствор обозначается буквой н., полунормальный соответственно 0,5н., децинормальный — 0,1н. и т. д. Полунормальным раствором соляной кислоты будет раствор, где в 1 л воды растворено $36,5 : 2 = 18,25$ г HCl.

Различают растворы водные, когда растворителем является вода, и неводные. В последнем случае растворителями могут являться различные органические и неорганические вещества, находящиеся при нормальных условиях в жидком состоянии.

Морская и речная вода, а также воды минеральных источников являются типичными представителями водных растворов минеральных солей. В бурении условно называют водными растворами промывочные жидкости, в том числе глинистые растворы, естественные карбонатные растворы и т. д., которые затворены на воде. К неводным растворам относятся промывочные жидкости на нефтяной основе.

2. ДИСПЕРСНЫЕ СИСТЕМЫ

Под дисперсными системами понимаются системы из двух или нескольких фаз, одна из которых диспергирована (раздроблена) в виде частиц очень малых размеров в другой фазе. Вещество,

¹ Грамм-молекулой вещества называется вес вещества в граммах, численно равный молекулярному весу этого вещества.

² Грамм-эквивалентом вещества называется число граммов вещества, равное его эквиваленту, т. е. весовому количеству вещества, соединяющемуся в химических реакциях с одной весовой частью водорода или заменяющему одну весовую часть водорода.

раздробленное и равномерно распределенное в другом, называется диспергированным веществом, или дисперсной фазой. Вещество, в котором распределена дисперсная фаза, называется дисперсионной средой. В природе встречается много разнообразных дисперсных систем. В зависимости от агрегатного состояния они разделяются на дисперсные системы с жидкой, твердой и газообразной дисперсионной средой. В свою очередь каждая из этих групп может характеризоваться по агрегатному состоянию дисперсной фазы. Например, дисперсные системы с жидкой дисперсионной средой встречаются в виде эмульсий и пен (жидкая или газообразная дисперсная фаза), а также в виде суспензий и коллоидных растворов при твердой дисперсной фазе.

Классификация дисперсных систем со свободными частицами схематически представлена в табл. 1.

Таблица 1

Дисперсионная среда	Газ		Жидкость		Твердое тело
Дисперсная фаза	Жидкость	Твердое тело	Жидкость или газ	Твердое тело	Газ, жидкость, твердое тело
Дисперсная система	Туман	Дым, пыль	Эмульсии, пены	Суспензии, коллоидные растворы	Твердые коллоидные растворы

В данной работе рассматриваются главным образом дисперсные системы с жидкой дисперсионной средой и твердой дисперсной фазой, а также частично эмульсии.

Если в одной и той же дисперсной системе частицы дисперсной фазы различаются между собой по размерам (массе), такая система называется полидисперсной.

Характерной чертой дисперсных систем является большая поверхность раздела между фазами, зависящая от дисперсности¹, т. е. степени раздробленности диспергированного вещества.

Поверхность раздела жидкой и твердой фаз или, что то же, общая поверхность частичек твердой фазы резко возрастает с увеличением дисперсности.

Дисперсность может выражаться через удельную поверхность дисперсной фазы, т. е. как поверхность дисперсной фазы,

¹ От латинского слова *dispersus* — рассеянный, рассыпанный.

отнесенная к единице ее объема. В этом случае дисперсность S_1 определяется по формуле

$$S_1 = \frac{S_{1-2}}{V_1},$$

где S_{1-2} — общая поверхность дисперсной фазы, или поверхность раздела между дисперсной фазой и дисперсионной средой;

V_1 — общий объем дисперсной фазы.

Если примем, что мельчайшая частичка твердой дисперсной фазы имеет форму куба с ребром a , то ее объем V составит $V = a^3$ [см³], а ее поверхность $S = 6a^2$ [см²].

Удельная поверхность в системе с числом частичек m будет

$$S_1 = \frac{S_{1-2}}{V_1} = \frac{6a^2m}{a^3m} = \frac{6}{a} \text{ см}^{-1}.$$

Для шара радиусом r удельная поверхность

$$S_1 = \frac{S_{1-2}}{V_1} = \frac{4\pi r^2}{\frac{4}{3}\pi r^3} = \frac{3}{r} = \frac{6}{d} \text{ см}^{-1},$$

где d — диаметр частицы.

Таким образом, дисперсность обратно пропорциональна линейным размерам (ребру, диаметру) частиц и в абсолютной системе единиц должна иметь размерность см^{-1} .

При уменьшении размера частиц твердой фазы (диспергировании) их общая поверхность значительно возрастает, объем же не изменяется и остается постоянным, что приводит к значительному росту удельной поверхности. Степень роста поверхности частиц при диспергировании единицы объема вещества видна из следующего примера.

Поверхность S частицы с ребром $a = 1$ см составляет

$$S = 6a^2 = 6 \text{ см}^2.$$

Удельная поверхность

$$S_1 = \frac{S}{V} = \frac{6a^2}{a^3} = \frac{6}{a} = 6 \text{ см}^{-1}.$$

Если эту частицу раздробить на кубики с ребром $a_1 = 0,1$ см, получится 10^3 кубиков с общей поверхностью

$$S = 6 \cdot 0,1^2 \cdot 10^3 = 60 \text{ см}^2$$

и удельной поверхностью

$$S_1 = \frac{6}{0,1} = 60 \text{ см}^{-1}.$$

Если исходный кубик с ребром $a = 1 \text{ см}$ раздробить (диспергировать) на кубики с ребром $a_2 = 0,01 \text{ см}$, то при неизменном объеме 1 см^3 общая поверхность частиц увеличится до 600 см^2 и т. д.

По степени дисперсности дисперсные системы делятся на две большие группы: грубодисперсные и высокодисперсные, или коллоидные.

К грубодисперсным системам относятся суспензии, эмульсии, дымы, туманы, обыкновенные поликристаллические тела (горные породы, сплавы металлов) и пористые тела. Наименьший диаметр частичек дисперсной фазы этих систем находится в пределах $0,1\text{--}1$ микрон ($10^{-5}\text{--}10^{-4} \text{ см}$). Из этих систем в качестве промывочных жидкостей находят применение суспензии и эмульсии.

Суспензии представляют собой мутные жидкости с находящимися в них во взвешенном состоянии частичками твердого тела. Примером суспензии является взвесь частичек известняка в воде, образующаяся при бурении карбонатных пород с промывкой забоя водой. Такую взвесь легко приготовить, взболтав в воде порошок мела. Грубодисперсные системы характеризуются неустойчивостью компонентов во времени; частички твердой фазы при прекращении движения не остаются во взвешенном состоянии, а под влиянием силы тяжести довольно быстро оседают на дно, вода становится вновь прозрачной, система расслаивается.

Эмульсиями называются многофазные жидкие системы, в которых в одной жидкости находятся во взвешенном состоянии мельчайшие капельки другой жидкости. Эмульсию легко получить при сильном взбалтывании в воде какого-либо жидкого масла в присутствии веществ, понижающих его поверхностное натяжение на границе раздела фаз.

К высокодисперсным относятся системы с размером частиц их дисперсной фазы не более $0,1\text{--}1,0 \text{ мк}$.

3. ОСНОВНЫЕ СВОЙСТВА КОЛЛОИДНЫХ СИСТЕМ

Высокодисперсные системы называются также коллоидными растворами или просто коллоидами.

Из всех дисперсных систем жидкие коллоидные системы обладают свойствами, наиболее полно отвечающими требованиям, предъявляемым технологией бурения скважин к промывочной жидкости. Изучение и использование физико-химических свойств коллоидных систем дало возможность значительно развить науку о промывочных буровых растворах, улучшить практику их приготовления и применения.

Термин «коллоид», или «коллоидное вещество», был введен в середине XIX века английским химиком Грэмом при изучении явления диффузии через полупроницаемую перегородку.

В растворах с различной концентрацией происходит естественный процесс выравнивания концентрации, т. е. перемещение растворенных частиц, стремящихся равномерно заполнить весь объем раствора. Перемещение частиц в направлении убывания их концентрации обуславливается тепловым движением молекул. Распространение растворенного или высокодиспергированного вещества в дисперсионной среде, направленное к выравниванию концентрации и обусловленное тепловым движением, называется *диффузией*.

Различные вещества диффундируют в растворах различно. Грэм считал, что хорошо диффундирующие вещества имеют в твердом виде кристаллическое строение. Эти вещества были им названы *кристаллоидами*. Вещества же, медленно диффундирующие, плохо или совсем не кристаллизующиеся, были названы *коллоидами*¹; к типичным представителям таких веществ Грэм относил гуммиарабик.

Однако последующие исследования, в том числе русских ученых И. Г. Борщова, Д. И. Менделеева и других, привели к заключению, что деление веществ на кристаллоиды и коллоиды является ошибочным.

Было установлено, что любое вещество может быть переведено при соответствующих условиях в коллоидное состояние и что мельчайшие частички твердой фазы в дисперсных системах имеют обычно кристаллическое состояние. Поэтому в настоящее время вещества не делятся на коллоиды и кристаллоиды, а различается только их коллоидное и кристаллоидное состояние. Одно и то же вещество при соответствующих обработке и растворителе может обладать свойствами кристаллоида и образовывать однородный раствор или иметь свойства коллоида и образовывать коллоидный раствор, состоящий из дисперсионной среды и дисперсной фазы.

Коллоидные системы и растворы отличаются от молекулярно-дисперсных систем (истинных растворов) большими размерами дисперсных частиц, сравнительно малыми скоростями диффузии, неспособностью проникать через полупроницаемые перегородки (явление диализа), а от грубодисперсных систем — достаточной стабильностью, устойчивостью к самопроизвольному оседанию частиц. Самопроизвольное оседание частиц твердой фазы системы со временем под влиянием силы тяжести называется *седиментацией*.

Частички дисперсной фазы коллоидных растворов могут достигать почти до молекулярных размеров порядка 10^{-7} — 10^{-8} см.

¹ От греческого слова «колла» — клей.

Дальнейшее раздробление дисперсной фазы коллоидного раствора (если оно возможно вообще в данной дисперсной системе) приводит к исчезновению системы с различными фазами и характерными для нее внутренними поверхностями раздела и образованию однофазной (гомогенной) системы, т. е. истинного раствора.

Своеобразие физико-химических свойств коллоидных растворов обуславливается их весьма развитой поверхностью раздела на границе твердая фаза — дисперсионная среда и в связи с этим большим запасом поверхностной энергии системы (некомпенсированной энергии поверхности раздела фаз).

Исследования, проведенные П. А. Ребиндером и другими советскими учеными, установили зависимость свойств дисперсных систем от природы поверхностных междуфазных слоев, а также методы контроля и регулирования параметров дисперсных коллоидных систем. Результаты этих работ широко использованы в различных отраслях народного хозяйства, в том числе и в нефтяной промышленности.

Молекулярно-кинетическая теория объясняет внутреннее сцепление тел силами взаимодействия молекул. Внутри тела (например, жидкости) эти силы уравновешены. Это значит, что каждая молекула притягивает к себе соседние с такой же силой, с какой сама к ним притягивается. Силы же притяжения поверхностных молекул, например расположенных на поверхности раздела жидкость — воздух, не уравновешены. Не уравновешены также и силы взаимного притяжения молекул, расположенных на границе раздела дисперсионной среды и дисперсной фазы коллоидной системы. Интенсивность взаимодействия между собой молекул жидкости и ее поверхностных молекул с молекулами воздуха различна. Различна также интенсивность взаимодействия молекул, расположенных внутри фазы коллоидной системы, и молекул, находящихся на поверхностях раздела фаз. В связи с этим поверхностные молекулы на разделе фаз обладают некоторой некомпенсированной избыточной энергией, называемой поверхностной энергией.

Избыточная поверхностная энергия, приходящаяся на 1 см^2 поверхности, т. е. удельная поверхностная энергия, представляет поверхностное (межфазное) натяжение на границе раздела фаз.

Действие молекулярных сил на молекулу внутри жидкости и на молекулу, расположенную в поверхностном слое, схематично поясняется на рис. 1, а и б. Молекула M (рис. 1, а), находясь в жидкости на расстоянии от поверхности, большем радиуса r , окружена равномерно притягивающими ее со всех сторон молекулами; действующие на молекулу силы взаимно компенсируются и, следовательно, их равнодействующая равна нулю. Молекула M , изображенная на рис. 1, б, находится на расстоянии от поверх-

ности, меньшем радиуса r . В части сферы ABC отсутствуют молекулы жидкости, которые компенсировали бы действие молекул сферы ADC . Поэтому равнодействующая сила не равна нулю, она стремится втянуть молекулу внутрь.

Существованием поверхностного (межфазного) натяжения и объясняется присущее жидкости стремление сократить свою поверхность до минимума.

Поверхностное натяжение σ можно представить как работу A образования 1 см^2 поверхности жидкости S :

$$\sigma = \frac{A}{S} \text{ эрг/см}^2.$$

Так как $\text{эрг/см}^2 = \text{дин} \cdot \text{см/см}^2 = \text{дин/см}$, то поверхностное натяжение допустимо рассматривать как силу, отнесенную к единице длины контура, ограничивающего поверхность жидко-

сти, и действующую в плоскости, касательной к этой поверхности, в сторону ее сокращения. Поэтому поверхностное натяжение измеряется в эрг/см^2 или дин/см .

Из происходящих в поверхностных слоях (в поверхностных разделах фаз) явлений, связанных с некомпенсированной поверхностной энергией, важное значение при образовании хорошей промывочной

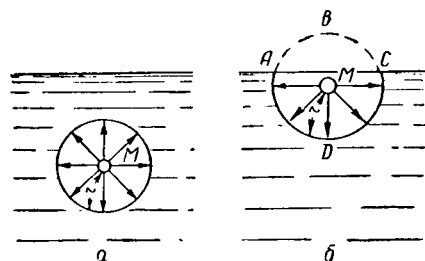


Рис. 1. Схема действия молекулярных сил.

а — на молекулу, находящуюся внутри жидкости; б — на молекулу, расположенную в поверхностном слое.

жидкости в бурении и регулировании ее параметров имеет адсорбция. Под адсорбцией понимается самопроизвольное сгущение, уплотнение на поверхности твердого тела (или жидкости) растворенного или парообразного вещества. Находящиеся на поверхности раздела фаз поверхностные молекулы, например молекулы твердой фазы в буровом растворе, обладая избыточной некомпенсированной энергией, могут притягивать и удерживать в поверхностном слое определенные массы (ионы, молекулы, группы молекул) находящегося в растворе другого вещества. Концентрация этого вещества в поверхностных слоях вызывает изменение поверхностного натяжения.

Если поверхностное натяжение σ как величину поверхностной энергии, приходящейся на единицу площади поверхностного слоя (см^2), помножить на величину поверхности S , получим общую поверхностную энергию F :

$$F = \sigma S.$$

Поверхностная энергия, отнесенная к единице объема системы, выразится формулой

$$\frac{F}{V} = \sigma \frac{S}{V},$$

где $\frac{S}{V}$ — удельная поверхность S_y .

Тогда общая поверхностная энергия F может быть выражена

$$F = \sigma S_y V,$$

т. е. изменение поверхностной энергии может происходить вследствие изменения удельной поверхности и поверхностного натяжения.

Установлено, что в коллоидных системах различные растворенные вещества оказывают различное действие на поверхностное натяжение и, следовательно, на поверхностную энергию системы. Одни вещества повышают, другие понижают поверхностное натяжение.

Вещества, понижающие поверхностное натяжение, принято называть *поверхностно-активными*. Распределение этих веществ в коллоидной системе между поверхностными слоями (слоями раздела фаз) происходит в соответствии со вторым принципом термодинамики — минимума свободной энергии. Поверхностно-активное вещество концентрируется (накапливается) в поверхностных слоях, понижая тем самым поверхностную энергию системы. В результате стремления поверхностно-активных веществ концентрироваться в слоях раздела фаз, уменьшая при этом поверхностную энергию, и действия сил диффузии, стремящихся выравнять эту концентрацию, в коллоидной системе устанавливается определенное, характерное для каждого раствора динамическое равновесие.

Воздействие поверхностно-активных веществ является исключительно важным фактором образования буровых растворов и регулирования их параметров.

Своеобразными являются также свойства коллоидов, связанные с электрокинетическими явлениями, происходящими в поверхностных слоях раздела фаз. Частицы дисперсной фазы под действием внешнего электрического поля двигаются в дисперсионной среде от одного полюса к другому, т. е. ведут себя, как заряженные частички. Движение заряженных частиц дисперсной фазы в дисперсионной среде под действием внешнего электрического поля носит название *электрофореза*.

Было установлено, что на поверхностях раздела фаз коллоидных систем обнаруживается разность потенциалов, возникающая в результате адсорбции на частичках твердой фазы ионов или дипольных молекул находящегося в системе растворенного вещества или прямого перехода ионов одной фазы дисперсной системы

в другую фазу. В результате притяжения ионов на поверхности частичек образуется двойной слой ионов, или двойной электрический слой из пространственно разделенных зарядов противоположного знака. При этом первый слой ионов прочно связан с поверхностью частички, второй же слой, состоящий из противоионов, имеет диффузный характер: по мере удаления от заряженной частички дисперсной фазы концентрация ионов в этом слое уменьшается.

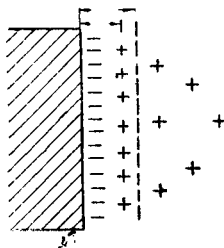


Рис. 2. Схема двойного электрического слоя.

Строение двойного электрического слоя на границе раздела фазы коллоидной системы схематично представлено на рис. 2.

Большое значение в характеристике коллоидных и вообще дисперсных систем имеет степень молекулярного взаимодействия, или молекулярного сродства, между дисперсионной средой и дисперсной фазой на границах раздела фаз. Все дисперсные системы по интенсивности граничных молекулярных взаимодействий делятся на две основные группы, различающиеся физико-химическими свойствами:

- 1) лиофильные коллоидные системы и 2) лиофобные коллоидные системы¹.

Если растворителем служит вода, то системы соответственно называются гидрофильные и гидрофобные.

Л и о ф и л ь н ы е (гидрофильные) коллоидные системы характеризуются устойчивостью, т. е. стабильностью во времени; частички дисперсной фазы системы прочно связывают молекулы растворителя и также прочно их удерживают. Иначе говоря, лиофильным (гидрофильным) коллоидным системам свойственно высокоинтенсивное молекулярное взаимодействие между частичками дисперсной фазы и дисперсионной средой.

Частицы твердой фазы в лиофильной (гидрофильной) коллоидной системе сравнительно легко диспергируются, т. е. распадаются на элементарные частицы. При этом элементарные частицы коллоида покрываются оболочкой (пленкой) растворителя — сольватной оболочкой, или, как принято называть, сольватируются². В водных промывочных растворах процесс образования оболочек воды вокруг элементарных частичек твердой фазы условно называется гидратацией, а сами оболочки (или пленки) — условно гидратными.

Следует иметь в виду, что употребляемые в данном случае понятия сольватации и ее частного, но наиболее распространенного случая гидратации не выражают существа аналогичных

¹ Эти названия образованы от греческих слов «лио» — растворяю, «фило» — люблю, «фобос» — страх.

² От латинского solvo — растворяю.

терминов, используемых в общей химии. В химии под сольватацией понимается реакция присоединения к веществу молекул растворителя; образующиеся при этом комплексы называются сольватами. Если растворителем является вода, то реакция присоединения воды к молекулам растворенного в ней вещества называется гидратацией, а образуемые соединения гидратами. Реакция протекает без коренного изменения вещества, к которому присоединяется растворитель, т. е. без разложения молекул и получения вещества с новым химическим составом. Молекулы воды в получаемых комплексах участвуют как самостоятельные единицы. Гидратация обусловливается полярностью молекул растворенного вещества, их способностью притягивать к себе молекулы воды. В химических формулах гидратов количество молекул воды, находящихся в комплексе, указывается отдельно (например, $\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$). Молекулы воды (или гидратная вода) иногда настолько прочно связаны с молекулами растворенного вещества, что входят в состав кристаллов последнего при выделении его из раствора. В этом случае вода называется кристаллизационной, а сами получаемые комплексы — кристаллогидратами.

В рассматриваемых нами физико-химических характеристиках дисперсных систем молекулы воды или иного растворителя адсорбционно связаны с поверхностью коллоидных частиц. Адсорбционные гидраты в отличие от кристаллогидратов не имеют постоянного состава. Количество адсорбционной воды может меняться в значительных пределах в зависимости от свойств коллоидной частицы, температуры и давления паров воды в окружающей среде.

Элементарная частица дисперсной фазы лиофильной системы, покрытая сольватной оболочкой, называется *мицеллой*¹. В водных коллоидных растворах мицелла обычно несет электрический заряд, ее гидратная оболочка включает двойной слой ионов. Так, например, мицеллы гидрофильных глинистых растворов представляют собой элементарные агрегаты, состоящие из частиц глины, покрытых гидратной оболочкой. Обладка гидратной оболочки, непосредственно связанная с поверхностью ядра мицеллы, т. е. с поверхностью глинистой частички, состоит из ионов, определяющих знак заряда; остальная часть оболочки включает ионы противоположного знака — противоионы.

Молекулы воды, составляющие гидратную оболочку, связаны с глинистой частичкой неодинаково. Силы взаимодействия наиболее активны непосредственно у поверхности раздела фаз. Молекулы воды, соприкасающиеся с поверхностью глинистых частиц, составляют сильно сжатый плотный слой. С удалением

¹ От латинского слова *misca* — крошка, крупинка.

молекул воды от поверхности твердых частичек силы взаимодействия между ними довольно резко уменьшаются. Слой повышенной плотности и вязкости имеет незначительную толщину — один-два монослоя. Следующие молекулы воды, притягиваясь с меньшей силой, образуют менее плотные пленки. Далее расположены молекулы воды, взаимодействующие с глинистыми частицами с еще меньшей силой и легко отделяющиеся от мицелл.

Вода, образующая моно-бимолекулярные пленки вокруг глинистых частиц, называется связанной водой. Вода в дисперсной системе, не связанная молекулярными силами взаимодействия с твердой поверхностью, называется свободной водой. Чем интенсивнее диспергирована твердая фаза раствора, тем относительно больше количество связанной воды в системе.

Сольватные (гидратные) оболочки имеют очень важное значение в коллоидных растворах: они предохраняют частички твердой фазы от слипания или столкновения в результате броуновского движения, от дальнейшего их агрегирования и выпадения из раствора, т. е. сольватные оболочки являются фактором стабильности системы.

Л и о ф о б н ы е (для водных растворов — гидрофобные) коллоидные системы характеризуются слабым молекулярным взаимодействием частиц дисперсной фазы с дисперсионной средой.

Частичка дисперсной фазы не имеет сродства с растворителем (не обволакивается прочной сольватной пленкой), поэтому лиофобные дисперсные системы, в том числе и коллоидные, неустойчивы. Не защищенные сольватными оболочками частицы твердой дисперсной фазы легко слипаются, укрупняются и выделяются из системы, оседают. При этом обычно выпадает плотный осадок.

Наукой и практикой разработаны методы стабилизации лиофобных коллоидных систем. Эти методы основаны на лиофилизации поверхности частиц дисперсной фазы лиофобного коллоида, т. е. на увеличении интенсивности взаимодействия твердых частиц с дисперсионной средой.

По П. А. Ребиндеру, такая лиофилизация осуществляется «либо путем создания адсорбционного слоя ориентированных молекул поверхностно-активного вещества, изменяющего природу поверхности дисперсных частиц, либо путем адсорбции ионов и создания двойного электрического слоя на поверхности раздела фаз» [1, стр. 79]. П. А. Ребиндер считает, что «концентрированные дисперсные системы можно стабилизировать лишь путем образования на их частицах гелеобразно структурированных адсорбционных слоев лиофильных коллоидов и полукolloидов» [1, стр. 80]. Электрокинетический же потенциал является «частным случаем термодинамической стабилизации» и представляет собой достаточный стабилизирующий фактор лишь для разбавленных дисперсных систем. В ряде случаев стабилизация путем

создания двойного электрического слоя на поверхности раздела фаз, в особенности в водной дисперсионной среде, является недостаточной.

Стабилизация лиофобных (гидрофобных) коллоидов путем образования на частицах дисперсной фазы адсорбционных слоев поверхностно-активных веществ получила широкое распространение в промышленной практике, в том числе и для стабилизации буровых растворов. Поверхностно-активные вещества, способствующие стабилизации дисперсных систем получили название **стабилизаторов**.

Адсорбция поверхностно-активного вещества-стабилизатора происходит на лиофобных дисперсных частичках коллоидной системы, что вызывает изменение поверхностных свойств раздела фаз и их лиофилизацию, усиление интенсивности молекулярного взаимодействия между дисперсной фазой и дисперсионной средой. Благодаря этому молекулы дисперсионной среды смачивают покрытые стабилизатором частички дисперсной фазы, образуя вокруг этого комплекса сольватную оболочку.

Мицелла стабилизированного гидрофобного коллоида отличается от мицеллы гидрофильного коллоида существованием адсорбционного слоя стабилизатора. Она представляет собой элементарную частицу, состоящую из частицы дисперсной фазы, адсорбционного слоя стабилизатора и многослойной сольватной оболочки с ориентированными молекулами растворителя.

Стабилизация лиофобных коллоидов, защита их от распада может осуществляться добавками к системе некоторых лиофильных коллоидов, механизм воздействия которых на лиофобную систему аналогичен действию поверхностно-активных веществ. Частицы лиофильного коллоида адсорбируются на частичках дисперсной фазы лиофобного коллоида, что приводит к лиофилизации поверхности этих частичек, усилению степени молекулярного взаимодействия между дисперсной фазой и дисперсионной средой. Частицы лиофобного коллоида, покрытые адсорбционным слоем лиофильного коллоида, обволакиваются пленкой растворителя, т. е. сольватируются.

Леофильные коллоиды, способствующие стабилизации дисперсных систем, получили название **защитных коллоидов**. Такое «защитное» действие лиофильные коллоиды могут оказывать и на грубодисперсные системы — суспензии. В присутствии защитных коллоидов суспензии приобретают некоторую устойчивость против седиментации частичек твердой фазы, т. е. их осаждение происходит значительно медленнее.

Действие защитных лиофильных коллоидов также заключается в том, что адсорбированный слой защитного коллоида обволакивает частицы дисперсной фазы суспензии и препятствует их агрегированию и осаждению.

4. СТРУКТУРНО-МЕХАНИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА БУРОВЫХ РАСТВОРОВ И КОАГУЛЯЦИЯ

По агрегатному состоянию и механическим свойствам дисперсные системы могут быть разделены на две группы [1]: 1) свободно-дисперсные, или бесструктурные, и 2) связно-дисперсные, или структурированные.

Свободно-дисперсные системы отличаются подвижностью и не оказывают сопротивления сдвигу. Частицы дисперсной фазы такой системы находятся в относительно свободном состоянии, под влиянием внешних сил двигаются независимо одна от другой и не связаны в общую структурированную систему. Называются такие системы з о л я м и. Если дисперсионной средой является вода, то система носит название гидрозоль, если какая-либо органическая жидкость — органозоль и т. д.

Механические свойства этих систем аналогичны механическим свойствам их дисперсионной среды. Если буровой раствор, например водный карбонатный раствор, представляет собой в каком-либо конкретном случае свободно-дисперсную, бесструктурную систему, то его механические свойства аналогичны свойствам дисперсионной среды. Он также не оказывает сопротивления сдвигу, т. е. не обладает механической прочностью, и является водной суспензией с низкой вязкостью, без загустевания при спокойном стоянии и без разжижения при движении.

Вязкость таких систем изменяется только при изменении количества дисперсной фазы, приходящейся на единицу объема. С увеличением объема частиц дисперсной фазы за счет заполнения части объема дисперсионной среды повышается вязкость системы.

Связно-дисперсные, структурированные системы называются г е л я м и. В этих системах частички дисперсной фазы связаны между собой молекулярными силами сцепления и образуют пространственные структуры — сетки, каркасы, имеющие определенную механическую прочность.

Гели образуются как в лиофильных системах (лиогели), так и в лиофобных (коагели). Лиогели представляют собой студнеобразную систему, сохраняющую однородность во всем своем объеме. В коагелях обычно происходит процесс расслоения раствора: нижний слой — более плотный, концентрированный осадок, верхний слой — малоконцентрированный, рыхлый (менее связанная система).

Для получения в дисперсной системе структуры требуется наряду с другими условиями определенная концентрация твердой дисперсной фазы. Разбавленные системы с малой концентрацией твердой фазы обычно являются свободно-дисперсными золями.

Дисперсная система, имеющая пространственную структуру, обладает такими физико-механическими свойствами, как проч-

ность, упругость, пластичность, вязкость, зависящими от физико-химических свойств веществ, образующих систему, и их количественного соотношения. Структурно-механические свойства растворов определяют во многом их качество. Одной из наиболее важных характеристик промысловых жидкостей является тиксотропность¹, связанная с созданием и разрушением структуры.

Хорошие коллоидные буровые растворы — золи — и высокодисперсные суспензии, представляющие собой при перемещении маловязкие и подвижные жидкости, обладают способностью, находясь в спокойном состоянии, приобретать с течением времени структуру, загустевать и превращаться в гель. При механическом воздействии (взбалтывании, перемешивании, встряхивании, циркуляции) такой гелеобразный раствор вновь превращается в подвижный золь. Этот процесс может повторяться любое число раз. Превращение находящегося в спокойном состоянии золя в гель и подвергнутого механическому воздействию геля в золь называется тиксотропией. Следовательно, тиксотропия представляет собой процесс, связанный с обратимым созданием и разрушением пространственной структурной сетки-каркаса дисперсной системы.

Процесс образования сплошной сетчатой структуры в глинистых растворах можно представить следующим образом [2, 3]. Глинистые частицы в коллоидном растворе имеют удлиненно-пластинчатую форму. Гидратные оболочки частиц дисперсной фазы при воздействии внешних факторов (например, добавке электролитов) могут уплотняться, утоньшаться и разрываться. При утоньшении они легче всего разрываются в местах наибольшей кривизны на концах и ребрах частиц. Благодаря более тонкой защитной сольватной оболочке на концах и ребрах глинистых пластинок и поэтому более активному действию молекулярных сил при тепловом броуновском движении на этих участках происходит сцепление глинистых частичек. Сцепленные по концам или ребрам частички образуют в растворе пространственную сетчатую структуру; система приобретает свойства геля. При механическом вмешательстве в период циркуляции глинистого раствора в скважине или при перемешивании в лабораторных условиях связи в этой пространственной решетке нарушаются. Частички глины отрываются одна от другой, структура разрушается и раствор превращается в золь. При спокойном стоянии раствора структура его с течением времени постепенно восстанавливается, вновь происходит сцепление мельчайших глинистых частичек по местам наименьшей сольватации и создается пространственная структурированная сетка-каркас.

¹ В переводе с греческого тиксотропный означает — изменяющийся при встряхивании.

Если сольватная оболочка прорывается на концах и ребрах глинистых частиц, а в остальной части их поверхности сохраняется достаточно высокая сольватация, процесс соединения частичек твердой фазы с образованием сетчатой структуры называется гидрофильной коагуляцией¹. Под коагуляцией понимается процесс укрупнения (соединения, слипания, слияния) частиц дисперсной фазы в коллоидных и грубодисперсных системах, происходящий под действием молекулярных сил сцепления.

В зависимости от физико-химических свойств дисперсной системы коагуляция приводит к образованию пространственной структуры раствора и последующему застудневанию или же к агрегированию укрупненных частиц твердой фазы и выпадению их в виде хлопьевидного или довольно плотного порошкообразного осадка.

Первый случай принято называть скрытой, или гидрофильной коагуляцией, второй — явной, или гидрофобной, коагуляцией. Коагуляция вызывается различными причинами: изменением состава дисперсионной среды или температуры, добавлением в систему электролита. В бурении имеет значение коагуляция, возникающая при поступлении в промысловую жидкость электролитов.

В процессе проводки скважин при разбуривании горных пород, насыщенных минерализованными пластовыми водами, нередко наблюдается явная коагуляция глинистого раствора. Пластовые воды, насыщенные электролитами, проникают в глинистый раствор и способствуют укрупнению частичек твердой фазы, образованию осадка, толстой и рыхлой корки на стенках скважины. Для возникновения коагуляции необходима определенная концентрация электролита. Минимальная концентрация электролита, при превышении которой начинается коагуляция, называется *порогом коагуляции*.

Коагуляция коллоидных растворов в присутствии полностью или частично распадающихся на ионы растворенных в системе электролитов связана с воздействием этих ионов на разность потенциалов вблизи поверхности дисперсной частички. Добавка электролита-коагулятора вызывает изменение двойного электрического слоя, сжатие его диффузной части и уменьшение заряда частиц. У гидрофильных и гидрофобных коллоидов процесс коагуляции протекает различно.

Устойчивость гидрофильных коллоидов зависит главным образом от достаточной прочности гидратной оболочки-пленки на поверхности частиц твердой дисперсной фазы. Эти оболочки препятствуют агрегированию (слипанию) частиц, оказывают при некоторой их толщине «расклинивающее» действие [4].

¹ От латинского *coagulation* — сгущение, свертывание.

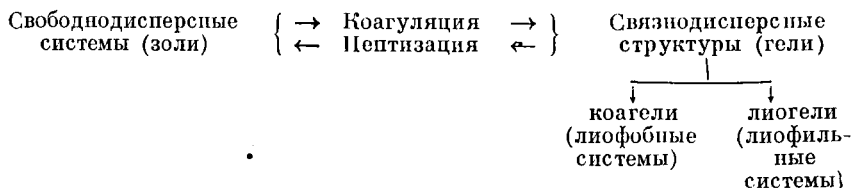
Для коагуляции гидрофильного коллоида необходимо предельно уменьшить толщину сольватной оболочки или про-
рвать ее.

Устойчивость гидрофобных систем зависит от заряда поверхности частиц и от действия поверхностно-активных веществ-стабилизаторов (защитных коллоидов).

Добавка в систему электролита-коагулятора приводит к уменьшению зарядов частиц или к их нейтрализации. При этом образованные при помощи стабилизатора гидратные оболочки могут уменьшаться. Частички твердой фазы, встречаясь друг с другом вследствие теплового броуновского движения, при относительных перемещениях (постепенной седиментации) или движении с небольшими скоростями (легком перемешивании и т. д.) слипаются, агрегируют в более крупные и коагулируют.

Добавка специальных реагентов к коагулированным коллоидным системам может вызвать расщепление укрупненных агрегатов частичек дисперсной фазы, возникших в результате коагуляции. Восстановление дисперсности коагулированной коллоидной системы называется пептизацией. Пептизация происходит под влиянием адсорбционного воздействия жидкой дисперсионной среды системы при добавлении специальных адсорбирующих веществ — пептизаторов. Под влиянием этих веществ преодолеваются коагуляционные силы (силы сцепления частичек в агрегаты), агрегаты разукрупняются и увеличивается число частичек в единице объема. Вновь образующиеся на поверхности частичек адсорбционно-сольватные оболочки и пространственные двойные электрические слои начинают препятствовать сближению твердых частичек. Система восстанавливается и стабилизируется. Адсорбирующийся на поверхности частиц дисперсной фазы пептизатор обычно действует как стабилизатор.

В определенных условиях пептизация может быть одним из основных факторов образования структуры раствора. Если не вся поверхность частичек одинаково покрывается адсорбционно-сольватными оболочками, т. е. появляется мозаичность, может произойти их соединение и слипание на обнаженных участках, по местам контактов с образованием коагуляционной пространственной структурной сетки. Коагуляция и пептизация как процесс обратимого образования золя и геля могут быть иллюстрированы следующей схемой (по П. А. Ребиндеру):



При частичной коагуляции с образованием пространственной структурной сетки-каркаса эта сетка механически заполняется жидкой дисперсионной средой — растворителем. В дальнейшем при спокойном стоянии системы и сближении частиц под действием молекулярных сил жидкость-растворитель может выделиться из системы при сохранении формы застудневшего геля. Выделение жидкости из системы при сохранении формы геля-студня называется с и н е р е з и с о м.

5. ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ПОНИЖЕНИЯ ТВЕРДОСТИ ГОРНЫХ ПОРОД ПРИ БУРЕНИИ

Работами советских ученых под руководством П. А. Ребиндера [5] установлена возможность физико-химического облегчения механического разрушения твердых горных пород при бурении.

Сущность процесса заключается в следующем. Горные породы не однородны по прочности, имеют более слабые места в кристаллической решетке, а также микротрещины, пронизывающие кристаллы и расположенные по их границам.

Жидкость как внешняя среда активно участвует в процессе механического разрушения горных пород, проникая в глубину деформируемого тела — в зону предразрушения, представляющую собой деформированные слои с повышенной трещиноватостью. Активность жидкости может быть значительно повышена небольшими добавками к ней специальных веществ, получивших название п о п и з и т е л е й т в е р д о с т и. Воздействие этих веществ на процесс разрушения горных пород основано на усилении физико-химического взаимодействия дисперсионной среды с развивающимися в процессе механического разрушения новыми поверхностями горной породы. Дисперсионная среда бурового раствора с добавленными понизителями твердости, проникая в зону предразрушения и распределяясь по микротрещинам, образует на поверхностях горных пород адсорбционные пленки (сольватные слои). Эти пленки производят расклинивающее действие в зонах, расположенных вблизи поверхности обнажаемых горных пород, вследствие чего создаются лучшие условия их разрушения. Чем сильнее при этом связь смачивающей жидкости с поверхностью тела, тем сильнее расклинивающее действие адсорбционно-сольватных слоев.

Наблюдения показали, что при бурении с добавкой в промывочную жидкость понизителей твердости зоны предразрушения горных пород становятся более развитыми, зародышевые щели распространяются значительно глубже и количество их увеличивается по сравнению с воздействием жидкости малоактивной, без адсорбирующихся добавок. Развитие зон предразрушения в обоих случаях показано на рис. 3.

Поверхностно-активные вещества, адсорбируясь на обнажаемых поверхностях микротрещин, способствуют снижению свободной поверхностной энергии тела, что уменьшает величину необходимой для разрушения работы и облегчает разбуривание горной породы. Эффективность действия понизителей твердости зависит от механических условий разрушения (прежде всего периодичности силовых воздействий), химической природы самих реагентов, их концентрации в буровом растворе и физико-химических свойств горных пород.

По исследованиям П. А. Ребиндера, Л. А. Шрейнера и К. Ф. Жигача [5], «на поверхностях твердого тела в качестве понизителей твердости могут адсорбироваться как поверхностно-активные молекулы органических веществ (неэлектролитов), так и ионы электролитов».

Понизители твердости разделяются на две группы: 1) реагенты, эффективность воздействия которых на скорость разрушения горных пород становится максимальной уже при небольших концентрациях и затем убывает; 2) реагенты, эффективность воздействия которых с увеличением концентрации их в растворе возрастает. К первой группе относятся главным образом электролиты: хлориды металлов NaCl , MgCl_2 , CaCl_2 , AlCl_3 ; щелочи NaOH ; щелочные соли Na_2CO_3 и другие. Было установлено, что оптимальная их концентрация в растворе находится в пределах, например, 0,1—0,05% для AlCl_3 и 0,5—1,0% для NaCl . Ко второй группе относятся главным образом органические вещества: углеводы (сахар), фенолы, сульфонафтенновые кислоты и их щелочные соли — мыла и т. д.

Лабораторными исследованиями и промышленными опытами в качестве основных понизителей твердости пород были установлены хлористый натрий, хлористый магний, хлористый алюминий, кальцинированная сода, едкий натр, известь негашеная и гашеная и различные мыла, а также даны рекомендации по применению этих реагентов в зависимости от физико-химических свойств разбуриваемых пород [5].

Понизители твердости пород помогают процессу дальнейшего диспергирования находящегося в круговой циркуляции бурового шлама. Это имеет особенно важное значение при бурении с промывкой забоя естественными промывочными растворами, дисперсная фаза которых образуется из частичек твердых пород, диспергированных механическим воздействием долота на

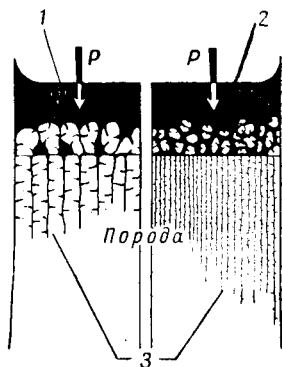


Рис. 3. Развитие зон предразрушения при воздействии различных жидкостей.

1 — малоактивная жидкость;
2 — активная жидкость;
3 — зона предразрушения.

забой. Применяемые для стабилизации естественных карбонатных растворов поверхностно-активные вещества проникают в трещины довольно больших частичек шлама, откалываемых от забоя ударами зубьев трехшарошечного долота. Адсорбируясь на вновь образованных поверхностях, оказывая расклинивающее действие и понижая поверхностное натяжение, эти вещества способствуют дальнейшему диспергированию шлама до частичек коллоидного размера, остающихся в системе в качестве дисперсной фазы раствора.

6. ПРОМЫВОЧНЫЕ ЖИДКОСТИ КАК ДИСПЕРСНЫЕ СИСТЕМЫ. КЛАССИФИКАЦИЯ РАСПРОСТРАНЕННЫХ ПРОМЫВОЧНЫХ ЖИДКОСТЕЙ

Распространенные в бурении нефтяных и газовых скважин промывочные жидкости принято относить к растворам. Однако этот термин недостаточно научно обоснован. Промывочные жидкости представляют собой дисперсные системы с сильно развитыми поверхностями раздела фаз, обладающие своеобразными поверхностно-молекулярными свойствами на границах дисперсионной среды и дисперсной фазы.

Среди распространенных буровых промывочных жидкостей встречаются системы самого различного характера, от грубодисперсных, например карбонатная суспензия, образующаяся в скважине при бурении карбонатных пород с промывкой забоя водой, до тонкодисперсных, коллоидных, примером которых могут служить обработанные химическими реагентами растворы из бентонитовых глин. В большинстве случаев промывочные жидкости полидисперсны, в составе их твердой фазы находятся одновременно коллоидные и грубодисперсные частицы.

Промывочные жидкости различаются составом компонентов. Большая часть не обработанных химическими реагентами буровых растворов представляет собой трехкомпонентную систему, состоящую из жидкой дисперсионной среды (воды), основной активной коллоидообразующей твердой фазы и инертных включений в виде частиц разбурываемых пород или специальных добавок-утяжелителей. К таким простым трехкомпонентным системам относятся, например, не обработанные химическими реагентами глинистые растворы, образующиеся непосредственно в скважине при разбуживании глинистых отложений, с добавкой или без добавки привозной глины.

Глинистые растворы, приготовленные в мешалках или на глинозаводах и не обработанные химическими реагентами, состоят из двух компонентов — воды и частиц твердой фазы. С начала промывки скважины таким раствором в систему включается третий компонент в виде инертных частичек разбурываемых горных пород. К двухкомпонентным системам следует отнести

также грубую суспензию, образующуюся в скважине в процессе бурения с промывкой водой карбонатных и других твердых пород. Более сложными являются системы, получающиеся в результате обработки промывочных жидкостей химическими реагентами. В этом случае поверхностно-активные вещества (защитные коллоиды) и электролиты, активно воздействующие на промывочную жидкость, являются четвертым компонентом.

Применяемые в настоящее время в бурении нефтяных и газовых скважин промывочные жидкости по виду дисперсионной среды следует распределить на две группы: 1) промывочные жидкости с жидкой дисперсионной средой и 2) промывочные агенты с газообразной дисперсионной средой.

Промывочные жидкости с жидкой дисперсионной средой также подразделяются на две группы: 1) водные (на пресной и минерализованной воде) и 2) неводные (на нефтяной или иной углеводородной основе).

К водным промывочным жидкостям относится большая часть распространенных буровых растворов, в том числе глинистые растворы, естественные карбонатные растворы, грубые водные суспензии; к неводным — растворы на нефтяной основе.

По составу твердой дисперсной фазы промывочные жидкости можно распределить на следующие основные группы: 1) глинистые растворы; 2) естественные водные растворы с дисперсной фазой из твердых пород; 3) растворы с дисперсной фазой из нефтепродуктов.

Под глинистыми растворами понимается группа промывочных жидкостей, основной дисперсной фазой которых являются различные глины — от грубодисперсных до тонкодисперсных коллоидного типа. Приготавливают глинистые растворы на пресной и на минерализованной воде.

Глинистые растворы бывают:

1) не обработанные химическими реагентами, в том числе образованные непосредственно в скважине при бурении глинистых отложений, а также приготовленные из промышленных (привозных) глин и глинопоорошков;

2) обработанные химическими реагентами. К последним относятся: а) без дополнительных компонентов дисперсной фазы; б) утяжеленные; в) известковые (или глинистые растворы, обработанные соединениями кальция); г) силикатно-солевые; д) эмульсионные.

Естественными водными растворами с дисперсной фазой из твердых горных пород являются промывочные жидкости, получаемые обработкой химическими реагентами грубой водной суспензии, образующейся непосредственно в скважине в процессе бурения с промывкой водой отложений известняка, доломита, ангидрита и других твердых пород. Естественные карбонатные растворы, твердая фаза которых состоит в основном из из-

Таблица 2

Классификация буровых промывочных жидкостей по составу дисперсионной среды и дисперсной фазы

Группа промывочной жидкости по составу дисперсионной среды	Основной компонент дисперсной фазы		
	глины	карбонатные, сульфатные и другие твердые породы	продукты переработки нефти (различные битумы и асфальты)
1. Водные буровые растворы	<p>Глинистые растворы</p> <p>1) не обработанные химическими реагентами</p> <p>2) обработанные химическими реагентами:</p> <p>а) без дополнительных компонентов дисперсной фазы.</p> <p>б) утяжеленные</p> <p>в) известковые (обработанные солями кальция)</p> <p>г) силикатно-солевые</p> <p>д) эмульсионные</p>	<p>Естественные водные растворы</p> <p>1. Естественные карбонатные растворы:</p> <p>а) грубые водные (свободно-дисперсные) суспензии¹</p> <p>б) обработанные химическими реагентами</p> <p>2. Естественные сульфатные растворы:</p> <p>а) грубые водные (свободно-дисперсные) суспензии¹</p> <p>б) обработанные химическими реагентами</p>	
2. Неводные буровые растворы	Аэризированные		
3. Рабочие агенты с газообразной дисперсионной средой	Газообразные рабочие агенты — грубые суспензии с дисперсионной основой в виде: <p>а) естественного газа</p> <p>б) воздуха</p>		
			<p>Растворы на нефтяной основе:</p> <p>а) на дизельно-топливной основе</p> <p>б) нефте-эмульсионные</p>

¹ Образуются в скважине в процессе бурения твердых пород с промывкой забойной водой.

вестняка, получили за последние годы распространение в восточных нефтяных районах СССР.

Дисперсная фаза из диспергированных частичек продуктов переработки нефти применяется в растворах на нефтяной основе. Для этого используются главным образом битумы.

Несколько обособленно стоят системы, в которых используются газообразные рабочие агенты — естественный газ и воздух. Эти системы также можно рассматривать как двухкомпонентные, состоящие из газа или воздуха как дисперсионной среды и выносимых на поверхность частичек разбуриваемых пород как твердой дисперсной фазы.

Промысловые жидкости различаются также по характеру химических реагентов, которыми они обрабатываются. Эти реагенты делятся на две основные группы: стабилизаторы и пептизаторы, к которым относятся поверхностно-активные вещества, часто представляющие собой коллоиды или полуколлоиды, и реагенты-структурообразователи, в качестве которых употребляются различные электролиты.

Таким образом, промысловые буровые жидкости могут классифицироваться: а) по количеству компонентов системы; б) по составу дисперсионной среды; в) по составу дисперсной фазы; г) по составу и свойствам химических реагентов.

За основу принятой в настоящей работе классификации промысловых жидкостей взят состав дисперсионной среды и дисперсной фазы (табл. 2).

Л И Т Е Р А Т У Р А

1. Ребиндер П. А. Конспект общего курса коллоидной химии. Составлен К. А. Поспеловой. Московский государственный университет, 1949.

2. Ребиндер П. А., Серб-Сербина Н. Н. Сборник «Новое о глинах и глинистых растворах, применяемых в бурении на нефть». Гостоптехиздат, 1940.

3. Ребиндер П. А., Серб-Сербина Н. Н. Сборник «Вязкость жидкостей и коллоидных растворов». Труды конференции Института машиноведения АН СССР, т. I, 1941.

4. Дерягин Б. В. Сборник «Новые методы физико-химических исследований». Москва, 1957.

5. Ребиндер П. А., Шрейнер Л. А., Жигач К. Ф. Понижители твердости в бурении. Изд. АН СССР, 1944.

Г Л А В А II

ФУНКЦИИ ПРОМЫВОЧНОЙ ЖИДКОСТИ В ПРОЦЕССЕ БУРЕНИЯ

Промывочные жидкости должны выполнять в процессе бурения скважины следующие функции:

очищать забой скважины от обломков разбуриваемых горных пород и выносить их на поверхность;

удерживать частицы выбуренной породы во взвешенном состоянии в стволе скважины при остановках бурения;

глинизировать неустойчивые стенки и предохранять ствол скважины от обвалов и осыпей;

предотвращать проявления и выбросы газа, нефти и воды;

передавать энергию турбобуру (при турбинном способе бурения);

оказывая физико-химическое воздействие на горные породы, облегчать их разрушение;

обеспечивать нормальные условия вскрытия и освоения продуктивных пластов;

охлаждать долото в процессе разрушения горных пород и выполнять некоторые другие функции.

Рассмотрим содержание этих функций промывочных жидкостей.

1. ОЧИСТКА ЗАБОЯ СКВАЖИНЫ ОТ ОБЛОМКОВ РАЗБУРИВАЕМЫХ ГОРНЫХ ПОРОД И ВЫНОС ИХ НА ПОВЕРХНОСТЬ

Своевременное удаление с забоя скважины обломков горных пород, разбуриваемых долотом, является важнейшим условием получения максимально возможных механических скоростей бурения.

Степень и своевременность очистки скважины от выбуренной породы зависят от количества и качества промывочной жидкости. Чем выше производительность буровых насосов и, следовательно, чем больше поступает в скважину промывочной жидкости, тем лучше и своевременнее очищается забой скважины, тем эффективнее показатели механических скоростей бурения. Маловязкий, освобожденный от частичек разбуренной породы раствор более

пригоден для очистки забоя, чем раствор повышенной вязкости с примесями неосевшего шлама.

Большое значение для своевременной очистки забоя от частиц разбуренных пород имеет способ подачи промывочной жидкости через промывочные устройства буровых долот.

В практике бурения эти вопросы не всегда решаются достаточно обоснованно. Так, например, при работе серийными трехшарошечными долотами промывочная жидкость направляется не на забой скважины, а через отверстия в плите или корпусе долота на зубья шарошек, находящиеся в момент попадания на них струи в верхнем положении. При этом энергия потока бурового раствора, достигающего забоя только после обмыва шарошек, значительно теряется, скорость потока уменьшается, струя жидкости рассеивается; забой скважины полностью не очищается и в той или иной мере остается зашламленным, зуб шарошки не работает непосредственно на материнской породе, величина внедрения его в породу и скалывающее усилие уменьшаются.

Подача промывочной жидкости значительно улучшается при применении трехшарошечных гидромониторных долот с нижней промывкой (рис. 4). В этих долотах струя раствора направлена непосредственно на забой, доходит до него с большим запасом живой силы при сохранении заданной формы, не рассеиваясь; частички выбуренной породы интенсивно поднимаются вверх, зуб долота работает на очищенной от шлама материнской породе, скорости бурения увеличиваются.

Необходимым условием успешного бурения скважины является своевременный вынос выбуриваемой породы по кольцевому пространству на поверхность. Процесс выноса частичек разбуренных пород представляет довольно сложное явление, в реальных условиях скважины недостаточно исследованное. Степень выноса обломков выбуренной породы зависит от скорости восходящего потока, структурно-механических свойств промывочной жидкости, размеров, веса и формы частиц породы.

Находясь в затрубном пространстве, частица выбуренной породы испытывает действие разнонаправленных сил. Под влиянием силы тяжести частица стремится опуститься на забой скважины, но встречает сопротивление вязкой среды как силы, противоположно направленной действию силы тяжести.

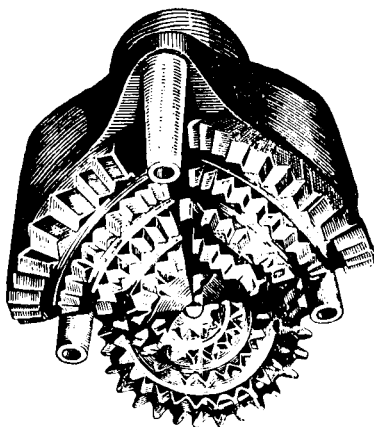


Рис. 4. Трехшарошечное долото с нижней промывкой.

Подъем частиц породы в кольцевом пространстве возможен в случае, если скорость восходящего потока жидкости v превышает скорость оседания этих частиц под действием силы тяжести u . Абсолютная скорость подъема частицы

$$c = v - u.$$

Из этого соотношения следует, что при $v = u$ частицы должны находиться во взвешенном состоянии. Однако, как показали опыты, для удержания частиц во взвешенном состоянии скорость потока должна превышать скорость оседания частиц под влиянием силы тяжести (с учетом сопротивлений среды) на 13—14%. В связи с этим скорость подъема частиц

$$c = v - a_0 u, \quad (1)$$

где a_0 — опытный коэффициент, равный 1,1—1,4.

Тогда скорость восходящего потока промывочной жидкости в кольцевом пространстве будет

$$v = a_0 u + c. \quad (2)$$

Количество жидкости, необходимой для обеспечения указанной скорости потока в кольцевом пространстве, или производительность буровых насосов Q , определяется из соотношения

$$Q = v F_{\text{к.п}},$$

где $F_{\text{к.п}}$ — площадь сечения кольцевого пространства, равная

$$F_{\text{к.п}} = \frac{\pi (D_{\text{скв}}^2 - d_{\text{н}}^2)}{4}.$$

Здесь $D_{\text{скв}}$ — фактический диаметр скважины, равный диаметру долота $D_{\text{д}}$, умноженному на коэффициент $a_1 = 1,1—1,2$, учитывающий увеличение среднего диаметра скважины в связи с образованием каверн, размыва стенок и т. п.; $D_{\text{скв}} = a_1 D_{\text{д}}$; $d_{\text{н}}$ — наружный диаметр буровых труб.

При турбулентном режиме движения восходящего потока промывочной жидкости скорость оседания частиц, или критическая скорость u , может быть определена по известной из гидравлики формуле Риттингера:

$$u = K \sqrt{d \frac{\gamma_{\text{п}} - \gamma_{\text{р}}}{\gamma_{\text{р}}}}, \quad (3)$$

где K — коэффициент, зависящий от формы движущихся частиц;
 d — диаметр частицы;
 $\gamma_{\text{п}}$ — удельный вес породы;
 $\gamma_{\text{р}}$ — удельный вес бурового раствора, выходящего из скважины.

По опытным данным Р. И. Шипченко и Б. Д. Бакланова [1, 5], для частиц шарообразной формы $K = 50$, для кубиков $K = 30$, для правильных многогранников $K = 40$. Коэффициент K можно определять по экспериментальным кривым АзНИИ (рис. 5). На чертеже кривые изменения коэффициента K в формуле Риттингера представлены в зависимости от установленного АзНИИ безразмерного параметра a . Параметр a представляет собой отношение диаметра d любой находящейся в растворе частицы, поднимающейся в затрубном пространстве, к предельному диаметру не тонущей в данном растворе частицы d_0 :

$$a = \frac{d}{d_0}.$$

Этот безразмерный параметр предложен АзНИИ для определения режима движения потока глинистого раствора, исходя из положения, что условия движения каждой частицы в растворе являются функцией ее размера, удельного веса и свойств жидкости. Таким образом, параметр a имеет такое же значение, как безразмерный параметр Рейнольдса для вязких жидкостей.

Согласно опытам АзНИИ, при $a > 7$, чему соответствует число Рейнольдса $Re = 1000$, режим обтекания раствором шарообразной частички чисто турбулентный; при $a < 3$, чему соответствует $Re < 5$, обтекание шара жидкостью происходит без завихрения, т. е. режим структурный. При числе Рейнольдса в пределах $5 \div 1000$, чему соответствует значение $3 < a < 7$, наблюдается переходный режим. Число Рейнольдса Re , определяющее характер гидравлического режима потока, для случая движения глинистого раствора в затрубном пространстве может быть определено по формуле

$$Re = \frac{v(D_{\text{св}} - d_{\text{н}})}{\nu}, \quad (4)$$

где v — скорость движения жидкости;

$D_{\text{св}}$ — диаметр скважины;

$d_{\text{н}}$ — наружный диаметр буровых труб;

ν — кинематическая вязкость.

При структурном режиме (малых скоростях движения жидкости или большой вязкости бурового раствора) скорость оседания частицы можно определять по формуле Стокса:

$$u = \frac{d^2(\gamma_{\text{п}} - \gamma_{\text{р}})g}{18\nu}, \text{ или } u = \frac{2}{9}r^2 \frac{\gamma_{\text{п}} - \gamma_{\text{р}}}{\nu}, \quad (5)$$

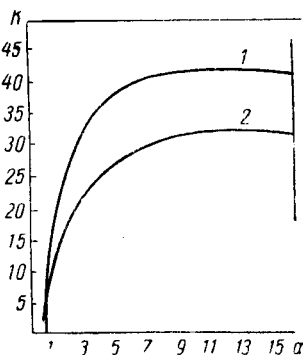


Рис. 5.

1 — кривая коэффициента K для частиц шарообразной формы; 2 — кривая коэффициента K для кубиков.

где g — ускорение силы тяжести;
 r — радиус частицы;
 γ_n — удельный вес породы;
 γ_p — удельный вес бурового раствора;
 ν — кинематическая вязкость.

На скорость выноса частиц на поверхность оказывает влияние ряд других факторов, которые не учитываются приведенным выше методом расчета. Так, при одной и той же скорости восходящего потока промывочной жидкости в кольцевом пространстве большего сечения скорость подъема частиц выше, что объясняется местными сопротивлениями, встречаемыми частицами на своем пути.

При роторном бурении вследствие вращения бурильных труб происходит винтообразное движение частиц, выносимых на поверхность, и уменьшается скорость их падения по сравнению с бурением при невращающихся трубах (турбинном, электробурении). Теоретически это явление объясняется следующим образом [2].

При вращении труб и лопастного долота приводится во вращательное движение и жидкость, находящаяся в призабойной зоне. Вращение жидкости, а следовательно, и частиц происходит при наибольшей окружной скорости $v_{окр}$, равной произведению угловой скорости ω на радиус долота:

$$v_{окр} = \frac{\omega D}{2}.$$

В этом случае результирующая скорость движения частицы v будет равна геометрической сумме скоростей окружной $v_{окр}$ и поступательной c , направленной вертикально:

$$v = \sqrt{v_{окр}^2 + c^2}.$$

Эта результирующая скорость будет направлена по винтовой линии с углом подъема, зависящим от величины приведенных скоростей.

Из формулы следует, что результирующая скорость при вращательном бурении всегда больше скорости c , т. е. всегда справедливо выражение $v > c$, и чем выше число оборотов ротора (долота) n , тем больше и разница скоростей. Таким образом, очистка забоя скважины с увеличением числа оборотов долота при прочих равных условиях будет улучшаться.

Несущая способность коллоидного раствора, насыщенного твердой фазой, выше по сравнению с несущей способностью раствора со сравнительно небольшим количеством твердой фазы и малой плотностью. Для лучшего выноса выбуренной породы желательно использовать раствор повышенного удельного веса. Однако при повышении скорости восходящего потока вынос породы может

успешно осуществляться и жидкостью малого удельного веса, в том числе водой.

Достаточная скорость восходящего потока промывочной жидкости в кольцевом пространстве — одно из главных условий успешного выноса разбуриваемой породы. Рациональные пределы этой скорости неоднократно определялись экспериментально. При бурении с применением глинистого раствора производительность буровых насосов должна обеспечивать скорость восходящего потока в пределах 0,8—1,3 м/сек или несколько выше, причем при бурении в глинах и песках скорость должна быть не ниже 1,0—1,2 м/сек, при бурении в твердых породах не ниже 0,7—1,0 м/сек. При бурении скважины с промывкой водой следует стремиться к повышению указанных скоростей восходящего потока. Увеличение производительности насосов, а следовательно, и скорости восходящего потока в затрубном пространстве оказывает благоприятное влияние на процесс бурения и повышает скорости проходки. Вызываемое иногда опасение относительно размыва стенок скважины в связи с увеличением скоростей потока, по-видимому, не вполне состоятельно.

Пример. Произвести расчет технологических условий промывки скважины. Глубина скважины 2000 м, диаметр скважины $11\frac{3}{4}" \approx 0,3$ м, бурильных труб $6\frac{3}{8}" = 0,168$ м, удельный вес породы 2,6 г/см³, глинистого раствора 1,2 г/см³, вязкость 0,5 пуаза. По механическому анализу частиц выносимого шлама большая часть их имеет диаметр 1,2—1,5 мм.

Решение.

1. Принимаем по условиям бурения среднюю скорость восходящего потока в кольцевом пространстве $v = 1,2$ м/сек.

Определим необходимую производительность буровых насосов:

$$Q = vF \text{ л/сек.}$$

По условиям задачи

$$F = 0,785 (D_{\text{скв}}^2 - d_{\text{н}}^2) = 4,8 \text{ м}^2;$$

$$v = 12,0 \text{ м/сек};$$

тогда $Q \approx 58$ л/сек.

Принимаем $Q = 60$ л/сек.

2. Проверяем режим течения раствора в кольцевом пространстве. Определим число Рейнольдса по формуле (4):

$$\text{Re} = \frac{v (D_{\text{скв}} - d_{\text{н}})}{\nu}.$$

Кинематическая вязкость ν определяется по формуле

$$\nu = \frac{\eta_0}{\gamma_p}; \quad \nu = 0,41 \cdot 10^{-5} \text{ м}^2/\text{сек},$$

где η_0 — структурная вязкость, равная по условию 0,5 пуаза;

g — ускорение силы тяжести;

γ_p — удельный вес бурового раствора.

Тогда

$$Re = \frac{1,2 (0,3 - 0,168) \cdot 10^5}{0,41} \approx 38500.$$

Режим течения явно турбулентный.

3. Определим критическую скорость частиц диаметром 1,5 мм по формуле Риттингера (3):

$$u = K \sqrt{d \frac{\gamma_p - \gamma_r}{\gamma_r}}.$$

Допуская, что частицы шлама имеют шарообразную форму, принимаем $K = 50$. Тогда

$$u = 50 \sqrt{0,15 \frac{2,6 - 1,2}{1,2}} \approx 20,9 \text{ см/сек} = 0,209 \text{ м/сек}.$$

4. Определим относительную скорость подъема этих частиц по формуле (1):

$$c = v - a_0 u;$$

$$c = 1,2 - 1,1 \cdot 0,209 \approx 0,97 \text{ м/сек}.$$

5. Время T подъема частицы определим по формуле

$$T = \frac{H}{c},$$

где H — глубина скважины, равная 2000 м, т. е.

$$T = 2062 \text{ сек.} \approx 34,5 \text{ мин.}$$

2. УДЕРЖАНИЕ ЧАСТИЦ ВЫБУРЕННОЙ ПОРОДЫ ВО ВЗВЕШЕННОМ СОСТОЯНИИ

Удержание во взвешенном состоянии в буровом растворе находящегося в стволе скважины обломков выбуренной породы необходимо для предотвращения возможных аварий в виде прихватов бурового инструмента при неожиданных остановках бурения. Для выполнения этой функции раствор должен обладать тиксоотропными свойствами, превращаться при отсутствии движения в гель, иметь достаточно высокое предельное статическое напряжение сдвига, которое не преодолевалось бы частичками выбуренной породы, и эти частички не оседали бы на забой.

Чтобы установить необходимые для конкретных случаев бурения параметры, характеризующие удерживающие свойства промывочной жидкости, определяют предельный размер нетонущих частичек выбуриваемой породы.

Допустим, частичка породы имеет шарообразную форму с диаметром шара d . Удельный вес породы γ_p выше удельного веса раствора γ_r . Поэтому частичка стремится падать вниз, и в окружаю-

щей ее жидкости возникают касательные напряжения, определяемые из соотношения

$$\tau = \frac{P}{S}, \quad (6)$$

где P — вес шарообразной частицы в растворе;
 S — ее поверхность.

Так как

$$P = \frac{\pi d^3}{6} (\gamma_{\text{п}} - \gamma_{\text{р}}),$$

$$S = \pi d^2,$$

то τ может быть выражено, m
 как

$$\tau = \frac{d}{6} (\gamma_{\text{п}} - \gamma_{\text{р}}). \quad (7)$$

Сила сопротивления бурового раствора движению частицы вниз, приходящаяся на единицу площади, представляет собой предельное статическое напряжение сдвига θ .

При движении частицы напряжения на ее поверхности должны превосходить силу θ . Величину этих напряжений принято выражать через произведение $m\theta$, где m — коэффициент формы частицы. На основании изложенного формула (7) для начала движения частицы может быть преобразована:

$$m\theta = \frac{d_0}{6} (\gamma_{\text{п}} - \gamma_{\text{р}}), \quad (8)$$

где d_0 — предельный диаметр частицы, не тонущей в растворе.

Из соотношения (8) имеем

$$d_0 = \frac{6m\theta}{\gamma_{\text{п}} - \gamma_{\text{р}}}. \quad (9)$$

Значение коэффициента m определено экспериментально в АзНИИ. Для диаметров частиц от 2 до 40 мм коэффициент m находится в пределах 2,5—1,6, постепенно уменьшаясь с увеличением d_0 . Коэффициент m можно определять по экспериментальной кривой АзНИИ (рис. 6).

Из соотношения (9) следует, что предельный размер не тонущей в промывочной жидкости частицы выбуренной породы находится в прямой зависимости от величины предельного напряжения сдвига и в обратной зависимости от разности удельных весов выбуриваемой породы и бурового раствора.

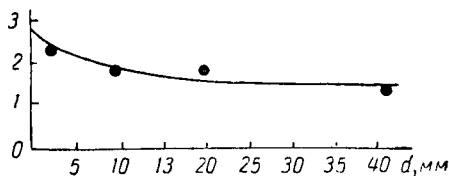


Рис. 6.

Практикой установлено, что для удержания во взвешенном состоянии частичек породы в зависимости от условий бурения в большинстве случаев достаточным является предельное напряжение сдвига, равное 20—50 мг/см^2 после одной минуты нахождения раствора в покое и 75—150 мг/см^2 после 10 мин. стояния раствора.

Пример. Определить размер выносимой частицы и время ее подъема при турбинном бурении скважины.

Глубина забоя 2200 м, диаметр скважины $11\frac{3}{4}$ ", диаметр бурильных труб $6\frac{5}{8}$ ", удельный вес породы 2,7 г/см^3 , удельный вес раствора 1,3 г/см^3 , статическое напряжение сдвига раствора 0,029 г/см^2 ; производительность насосов 60 л/сек.

Решение. 1. Средняя скорость восходящего потока промывочной жидкости

$$v = \frac{Q}{F},$$

т. е.

$$v = \frac{0,06}{0,785 (0,3^2 - 0,168^2)} = 1,24 \text{ м/сек.}$$

2. Диаметр нетонущей частицы породы

$$d_0 = \frac{6m\theta}{\gamma_{\text{п}} - \gamma_{\text{р}}},$$

или

$$d_0 = \frac{6 \cdot 0,029}{2,7 - 1,3} \cdot m = 0,124 \text{ м.}$$

Согласно рис. 6 принимаем $m=2$ (для максимального размера частицы). Тогда

$$d_0 = 0,124 \text{ м} \approx 0,25 \text{ см} = 2,5 \text{ мм.}$$

3. Размер выносимых частиц при условии турбулентного режима определим из соотношения $\frac{d}{d_0} = a$, принимая $a=7$. Тогда

$$d = ad_0; \quad d = 7 \cdot 0,25 = 1,75 \text{ см} = 17,5 \text{ мм.}$$

4. Скорость погружения этой частицы при условии ее многогранной формы

$$u = k \sqrt{d \frac{\gamma_{\text{п}} - \gamma_{\text{р}}}{\gamma_{\text{р}}}},$$

откуда

$$u = 40 \sqrt{1,75 \frac{2,7 - 1,3}{1,3}} \approx 0,55 \text{ м/сек.}$$

5. Абсолютная скорость подъема частицы

$$c = v - a_0 u,$$

или

$$c = 1,24 - 1,15 \cdot 0,55 = 0,61 \text{ м/сек.}$$

6. Время подъема частицы

$$T = \frac{H}{c}; \quad T = \frac{2200}{0,61} \approx 3600 \text{ сек.} = 1 \text{ час.}$$

3. ПРЕДОХРАНЕНИЕ СТВОЛА СКВАЖИНЫ ОТ ОБВАЛОВ И ОСЫПЕЙ И ПРЕДОТВРАЩЕНИЕ ПОГЛОЩЕНИЙ, ПРОЯВЛЕНИЙ И ВЫБРОСОВ ГАЗА, НЕФТИ И ВОДЫ

Обвалы и осыпи ствола скважины, газовые, нефтяные и водяные выбросы являются опасными, трудно преодолимыми осложнениями при бурении глубоких скважин. Большое значение для предупреждения этих осложнений имеют буровые растворы. Предотвращения обвалов и осыпей можно достигнуть своевременным регулированием гидростатического давления столба находящейся в скважине промывочной жидкости и применением стабильных высококоллаидальных буровых растворов.

Важным фактором, способствующим предотвращению обвалов и осыпей, является образование на стенках ствола скважины защитной фильтрационной корки.

Гидростатическое давление столба промывочной жидкости регулируют в процессе бурения в зависимости от ожидаемых пластовых давлений разбуриваемых нефтегазовых и водоносных отложений с тем, чтобы не допустить проникновения в скважину пластовых жидкостей и газов.

Если разность давлений в системе скважина — пласт отрицательна (давление столба жидкости меньше пластового давления), то под действием пластовых сил жидкость (нефть, вода) и газ будут поступать из пласта в скважину, постепенно вытеснять раствор, снижать его удельный вес, что может привести к выбросу и даже открытому фонтанированию. Положительная величина разности давлений в системе скважина — пласт может стать отрицательной при вскрытии отложений с аномально высоким пластовым давлением. Такие случаи возможны при вскрытии залежей газа.

Основным методом борьбы с поступлением пластовой жидкости и газа в ствол скважины является повышение удельного веса раствора и создание плотной защитной корки на стенках скважины. При проникновении в скважину газа важным мероприятием является создание возможности пузырькам газа «проскакивать» в растворе, подниматься на поверхность и уходить в атмосферу в желобной системе. Для этого раствор должен обладать небольшой вязкостью.

Для предотвращения возможных выбросов пластового газа и жидкостей важно не допустить их проникновения в ствол скважины, в буровой раствор. При бурении же зон с пониженным давлением и повышенной трещиноватостью главным является недопущение проникновения раствора в пласт и предотвращение связанных с этим потерь раствора и осложнений.

Размер поглощений промывочной жидкости зависит от ее структурно-механических свойств, разности создающихся при вскрытии поглощающего пласта давлений в системе скважина — пласт, от величины каверн и трещин и пористости пласта. Потери раствора могут быть различными, от незначительных до быстрого и полного ухода в каверны и трещины всего находящегося в скважине раствора и прекращения циркуляции.

Поглощение промывочной жидкости снижает давление гидростатического столба жидкости на продуктивные пласты и нередко является причиной газонефтяных и газовых выбросов, обвалов и осыпей ствола скважины.

Методы предотвращения и борьбы с обвалами и осыпями ствола скважины, проявлениями и выбросами газа, нефти и воды при помощи промывочной жидкости рассматриваются в главе X.

4. ОБЕСПЕЧЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОЙ РАБОТЫ ТУРБОБУРА

В турбинном бурении промывочная жидкость, кроме выполнения функций, общих для всех видов вращательного бурения, представляет собой источник энергии, обеспечивающий работу турбобура и долота. Одним из важнейших факторов, определяющих эффективность турбинного бурения, является количество подаваемой в турбобур промывочной жидкости, т. е. производительность буровых насосов.

Эффективная мощность на турбине N_T пропорциональна кубу количества подаваемой жидкости Q :

$$\frac{N_T}{N_{T1}} = \left(\frac{Q}{Q_1} \right)^3.$$

Таким образом, с увеличением количества промывочной жидкости резко возрастает мощность на валу турбины, что в свою очередь приводит к увеличению скоростей проходки и улучшению коэффициента полезного действия буровых механизмов. Как известно, производительность насоса Q пропорциональна его мощности N_H :

$$N_H = PQ, \text{ или } Q = \frac{N_H}{P},$$

где P — давление на выкидной линии насоса.

Из этого соотношения следует, что количество подаваемой на турбину жидкости можно увеличить, повышая мощность буровых насосов. Технически мощность установки N_n можно регулировать в значительных пределах, а следовательно, увеличивать и Q . Однако в условиях бурящейся скважины, при строго ограниченных размерах каналов движения промывочной жидкости, с увеличением Q растет и давление P . Последнее не может превышать максимума $P_{\text{макс}}$, определяемого прочностью гидравлической обвязки, насосов и бурового инструмента. В практике бурения максимально допустимое давление на выкиде насоса $P_{\text{макс}}$ и является фактором, ограничивающим пределы регулирования количества подаваемой промывочной жидкости Q .

Чтобы увеличить производительность буровых насосов при установленной мощности и прочности гидравлического оборудования и коммуникаций, необходимо максимально снизить местные гидравлические сопротивления.

Снижение местных гидравлических сопротивлений при установленной мощности насосов возможно двумя способами: 1) увеличением диаметра каналов, по которым движется промывочная жидкость, т. е. диаметра труб, составляющих гидравлические коммуникации, диаметра проходных отверстий напорных грязевых шлангов, проходных отверстий вертлюга, внутренних диаметров труб и замков, промывочных отверстий долота; 2) применением подвижной, маловязкой промывочной жидкости. Наименьшие гидравлические сопротивления (при одинаковых расходах) возникают при бурении с промывкой забоя водой. Присутствие в промывочной жидкости большого количества абразивных обломков пород способствует быстрому износу и снижению эффективной мощности турбины.

5. ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКОЕ ВОЗДЕЙСТВИЕ НА РАЗРУШАЕМЫЕ ГОРНЫЕ ПОРОДЫ

Эффект понижения твердости горных пород зависит в основном от физико-химического воздействия на обпажаемые твердые породы находящихся в промывочной жидкости поверхностно-активных веществ. На эту функцию промывочной жидкости в практике бурения не обращается необходимого внимания и эффект понижения твердости пород не всегда учитывается. Такое положение нельзя признать нормальным. Необходимо широко внедрять физико-химический метод облегчения механического разрушения твердых горных пород при бурении, применяя понизители твердости пород в качестве добавок к промывочным жидкостям.

Наряду с этим многочисленные опыты и наблюдения, проведенные за последние годы, показали активное влияние гидростатического давления столба бурового раствора на скорость разру-

шения породы на забое: с уменьшением удельного веса бурового раствора скорость бурения повышается. Это является одной из основных причин увеличения механических скоростей при использовании воды как промывочной жидкости в районах Урало-Поволжья на глубинах более 1000 м. Уменьшение на 15—25% гидростатического давления способствовало повышению скорости проходки на 40—50%. На рис. 7 представлена кривая влияния удельного веса бурового раствора на скорость проходки, полученная в результате серии промысловых исследований, проводившихся при бурении интервала однородных известняков на одном из американских месторождений [4].

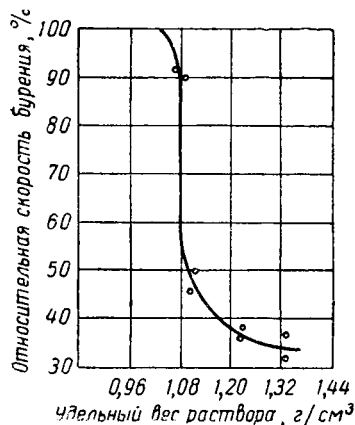


Рис. 7. Влияние удельного веса раствора на скорость бурения.

Особенно заметно это влияние при бурении с продувкой газом или воздухом.

6. СОЗДАНИЕ НОРМАЛЬНЫХ УСЛОВИЙ ВСКРЫТИЯ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ

При вскрытии продуктивных горизонтов и завершении скважин необходимо уделять внимание сохранению продуктивных возможностей пласта, обеспечению максимальной отдачи (дебита) нефти и газа. Соблюдение этого условия вскрытия и освоения продуктивных нефтяных и газовых пластов в значительной степени зависит от промывочной жидкости.

Как показали многочисленные наблюдения, глинистый раствор и другие промывочные жидкости часто являются причиной уменьшения возможного дебита и создают затруднения при освоении скважины. Отрицательное влияние бурового раствора усиливается при низком его качестве, большой водоотдаче. Отфильтрованная из раствора вода, проникая в поры продуктивного пласта, оттесняет нефть и газ, вступает в физико-химическое взаимодействие с породами на поверхности пор и каналов пласта и затрудняет движение нефти к забою. Фльтрационная корка, создающаяся в результате глинизации стенок скважины, также препятствует течению нефти и газа в скважину.

Вскрытие и проходка продуктивных пластов при бурении с промывкой водой связаны с еще более неприятными последствиями. Из-за интенсивного проникновения воды возбуждение пласта занимает продолжительное время, нередко исчисляемое месяцами. Скважины входят в строй с уменьшенным дебитом, возможности отдачи пласта не используются. Скважины,

пробуренные на пласты небольшой продуктивности и с относительно низким давлением, иногда вообще не удается освоить.

Одним из эффективных мероприятий по борьбе с отрицательным влиянием фильтрата водного бурового раствора на состояние призабойной зоны, освоение новых скважин и их дебит является профилактическая закачка в пласт поверхностно-активных веществ, например советского детергента ДС-РАС, ОП-10, сульфанола и т. д.

7. ДРУГИЕ ФУНКЦИИ ПРОМЫВОЧНЫХ ЖИДКОСТЕЙ

Кроме перечисленных, промывочные жидкости в процессе бурения выполняют еще ряд важных функций, к числу которых относятся следующие.

а. Охлаждение долота. При современных режимах бурения, больших скоростях вращения долото быстро и интенсивно нагревается, вследствие чего часть энергии разрушения породы переходит в тепловую. Поток промывочной жидкости, соприкасаясь с вращающимися рабочими поверхностями долота, отнимает тепло, охлаждает их, способствует созданию нормальных условий работы долота по механическому разрушению породы и повышает его стойкость.

б. Смазка подшипников и других деталей турбобура и долота, смазка бурильных и обсадных труб. Промывочные жидкости обладают смазывающими свойствами, в результате чего уменьшается трение вращающихся частей бурового инструмента. Хороший буровой раствор покрывает соприкасающиеся с ним детали оболочкой, обладающей смазочными свойствами, облегчает работу механизмов и увеличивает их долговечность.

Особенно важное значение этот фактор имеет при турбинном бурении, так как смазка основных резиновых подшипников турбобура осуществляется промывочной жидкостью. Раствор смазывает и подшипники опор долота. Промывочные жидкости с хорошими смазывающими свойствами, например получаемые при добавке к глинистому раствору 8—10% нефти, значительно облегчают вращение колонны бурильных труб при роторном бурении; эти же их свойства облегчают условия спуска и движения в скважине колонн бурильных и обсадных труб. Лучшие смазочные свойства имеют нефтеэмульсионные растворы; вращающий момент на роторе при бурении на этих растворах уменьшается приблизительно на 30% [3].

в. Обеспечение осаждения выбуренных частиц породы в желобной системе и отстойных емкостях. Это требование к буровому раствору является прямой противоположностью условию удержания частиц

чек выбуренной породы во взвешенном состоянии в стволе скважины и еще раз подчеркивает сложность функций промывочной жидкости в процессе бурения.

Удовлетворения таких противоположных требований можно достигнуть регулированием структурно-механических свойств раствора, его тиксотропности.

г. Промывочная жидкость должна способствовать получению данных, правильно отображающих геологический разрез скважины. Промывочная жидкость должна обеспечивать возможность получения хорошего kernового материала и, что особенно важно, представлять собой среду, в которой можно успешно проводить сложный комплекс электрометрических работ.

* * *

Перечисленные основные требования к промывочной жидкости определяют ее важное значение во всем сложном процессе современного глубокого бурения.

Как сказано выше, к промывочной жидкости нередко предъявляются требования противоположного характера. Так, для удержания во взвешенном состоянии обломков выбуренной породы раствор должен обладать хорошими тиксотропными свойствами, в спокойном состоянии застудневать, превращаться в гель и иметь достаточно высокое предельное напряжение сдвига для создания наилучших условий выноса породы на поверхность. Но эти же свойства промывочной жидкости отрицательно влияют на условия работы буровых насосов, затрудняют осаживание обломков породы в желобной очистной системе, а при прохождении газоносных пород способствуют аэризации раствора, препятствуя очищению его от пузырьков газа.

Увеличение удельного веса раствора является одним из основных условий предотвращения обвалов и осыпей при бурении глинистых и песчанистых пород. В то же время повышенный удельный вес раствора может оказаться причиной поглощения промывочной жидкости и связанных с этим осложнений в виде обвалов и осыпей вышележащих пород, а также ухудшения условий разбуривания пород и замедления скорости проходки. Вязкость промывочной жидкости имеет существенное значение в процессе бурения. При прочих равных условиях повышение вязкости глинистого раствора способствует предотвращению поглощений и глинизации стенок скважины. Однако увеличение вязкости раствора имеет отрицательные стороны, которые стали особо ощутимы с увеличением глубин бурения, ростом мощностей гидравлических установок, широким распространением турбинного способа и внедрением новаторами-передовиками форсированных режимов бурения. Повышенная вязкость способст-

вует росту местных гидравлических сопротивлений, уменьшению эффективности используемой мощности турбобура, снижению скоростей бурения.

При растворе большой вязкости затрудняется движение колонны бурильных и обсадных труб в стволе скважины, увеличивается опасность их прихватов и затяжек, образования сальников, повышается гидродинамическое давление, ухудшается очистка забоя от выбуренной породы.

Для удовлетворения требований передовой технологии бурения и создания нормальных условий проводки глубокой скважины промывочная жидкость должна иметь оптимальные структурно-механические свойства, т. е. достаточный удельный вес, небольшую водоотдачу, образовывать тонкую, но плотную защитную корку и вместе с тем быть подвижной, маловязкой и в то же время обладать тиксотропными свойствами. Кроме того, она должна способствовать облегчению механического разрушения горных пород, действуя как понизитель твердости. Поэтому особенно важное значение имеет контроль качества промывочной жидкости в процессе бурения.

Подбирать промывочную жидкость для бурения в каждом районе следует на основе внимательного и всестороннего изучения геологических условий залегания всего комплекса горных пород, подлежащих разбуриванию, с учетом технических особенностей проводки скважины.

Разнообразие, а иногда и противоречивость требований к буровому раствору, различные геолого-технические условия бурения скважин в отдельных нефтяных районах вызывают необходимость применения различных промывочных жидкостей в каждом конкретном случае. Необходимо дальнейшее усовершенствование распространенных буровых растворов и разработка новых видов промывочных жидкостей применительно к условиям бурения в каждом нефтяном и газовом районе.

ЛИТЕРАТУРА

1. Царевич К. А., Шищенко Р. И., Бакланов Б. Д. Глинистые растворы в бурении. Азнефтеиздат, 1935.
 2. Федоров В. С. Научные основы режимов бурения, ч. IV, гл. II. Гостоптехиздат, 1951.
 3. Принципы контроля буровых растворов. Перевод с английского И. И. Слезингера. Гостоптехиздат, 1957.
 4. E s k e l J. E. Effect of mud properties in drilling rate. World oil, 156, 1954 (Apr.).
 5. Шищенко Р. И. Гидравлика глинистых растворов. Азнефтеиздат, 1951.
-

ОСНОВНЫЕ ПАРАМЕТРЫ ПРОМЫВОЧНЫХ ЖИДКОСТЕЙ. МЕТОДЫ ИХ ОПРЕДЕЛЕНИЯ И КОНТРОЛЯ

В промышленной и лабораторной практике определяются и контролируются следующие параметры промывочных жидкостей: удельный вес, вязкость, статическое напряжение сдвига, водоотдача и толщина фильтрационной корки, липкость, стабильность и суточный отстой, содержание песка и газа, концентрация водородных ионов, состав фильтрата.

1. УДЕЛЬНЫЙ ВЕС

Удельный вес промывочных растворов измеряется ареометрами. Ареометры представляют собой градуированные резервуары-цилиндры с поплавком. Ареометр наполняют измеряемой жидкостью и опускают в резервуар с водой. В зависимости от глубины погружения ареометра по градуированной шкале определяют отношение веса находящейся в цилиндре промывочной жидкости к весу вытесненной воды. В отечественной промышленной практике применяются ареометры АГ-1 и АГ-2.

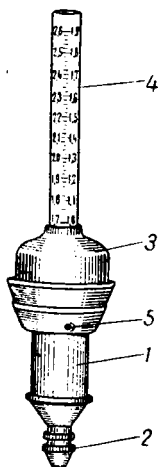


Рис. 8. Ареометр АГ-1.

Ареометр АГ-1. Ареометр АГ-1 представляет собой герметичный прибор (рис. 8), состоящий из стакана 1, привинченного к нему съемного груза 2, поплавок 3 с градуированной шкалой 4; поплавок прикреплен к стакану при помощи двух штифтов 5. В комплект ареометра входит цилиндрическая емкость. Ареометр АГ-1 имеет две градуированные шкалы с разным пределом измерения удельного веса. По первой шкале измеряются промывочные жидкости удельным весом от 1,0 до 1,8 г/см³; пределы измерения второй шкалы — от 1,7 до 2,5 г/см³.

Цена деления шкалы ареометра 0,02 г/см³. Растворы удельным весом до 1,8 г/см³ измеряются при навинченном грузике 2; при замерах жидкости удельным весом выше 1,8 г/см³ грузик снимают и отсчеты производят по второй шкале.

Перед замером ареометр проверяют в резервуаре с пресной водой. Опущенный в пресную воду ареометр с навинченным грузиком 2 и стаканом 1, заполненным пресной водой, должен остановиться на уровне отметки 1,00.

Удельный вес промывочной жидкости измеряют следующим образом.

Поворотом поплавка 3 открывают затворы-штифты 5, и поплавок отделяется от стакана. После тщательной проверки чистоты стакана в него наливают замеряемую промывочную жидкость, предварительно перемешанную или же взятую непосредственно перед измерением в циркуляционных желобах в период работы буровых насосов и движения жидкости по системе. Измеряемый раствор наливают с некоторым избытком.

Для соединения стакана с поплавком штифты на конце поплавка вставляют в прорези затвора, сделанные в верхней части стакана; затем поплавок поворачивают и проверяют закрепление его в стакане.

Когда измеряемый раствор налит в стакан с некоторым избытком, его излишек при соединении поплавка со стаканом выдавливается. Таким образом, в приборе остается необходимое количество измеряемого раствора.

Ареометр следует тщательно отмыть от остатков выдавленного из стакана избыточного раствора; при этом необходимо держать его в вертикальном положении, чтобы не допустить утечки замеряемой жидкости через возможные неплотности затвора. Затем ареометр опускают в сосуд с чистой пресной водой, дают воде успокоиться и после того, как ареометр уравнивается, производят отсчет по одной из шкал (в зависимости от предполагаемого удельного веса раствора). Удельный вес раствора определится отметкой на шкале, до которой опустится ареометр.

В бурении применяют также ареометр АГ-2, по шкале которого можно определять удельный вес раствора от 0,9 до 2,4 г/см³.

В лабораторных условиях удельный вес промывочной жидкости замеряется пикнометром.

П и к н о м е т р (рис. 9) представляет собой небольшой стеклянный сосуд с пришлифованной пробкой. Пробка имеет капиллярное отверстие для удаления излишне залитой в пикнометр промывочной жидкости. Принцип измерения удельного веса пикнометром основан на прямом взвешивании определенного объема промывочной жидкости. Для определения удельного веса исследуемой жидкости необходимо произвести три взвешивания: вначале опреде-



Рис. 9. Пикнометр.

ляют вес чистого сухого пикнометра с пробкой, затем взвешивают пикнометр, доверху (или до определенной метки) наполненный дистиллированной водой, и, наконец, взвешивают пикнометр, наполненный доверху или до той же метки измеряемой промысловой жидкостью. Отношение веса измеряемой промысловой жидкости к весу воды даст удельный вес жидкости.

Если A — вес пустого пикнометра; B — вес пикнометра с дистиллированной водой; C — вес пикнометра с измеряемой промысловой жидкостью; V — вес воды; P — вес промысловой жидкости, то удельный вес ее γ находится из соотношений

$$V = B - A; P = C - A;$$

$$\gamma = \frac{P}{V} \text{ г/см}^3.$$

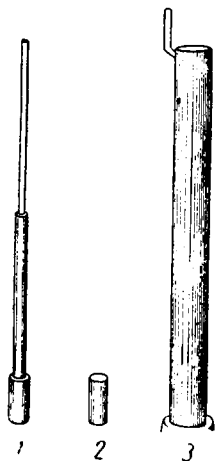


Рис. 10. Ареометр, применяемый в США.

Ареометр, применяемый в США (рис. 10), состоит из алюминиевого стержня-поплавка 1 с нанесенной на нем шкалой и съемного сосуда 2 из пластмассы. В комплект прибора входит также металлический цилиндр 3 для воды. При измерениях в сосуд из пластмассы наливают буровой раствор, соединяют сосуд со стержнем-поплавком и опускают прибор в металлический цилиндр, в который налита чистая пресная вода температурой около 20°C . Перед измерениями ареометр проверяют. Если ареометр, наполненный пресной водой, при опускании в цилиндр, также наполненный чистой пресной водой, не останавливается на отметке шкалы 1,00, то прибор регулируют, увеличивая или уменьшая количество мелкой дроби, находящейся внизу стержня.

Более точно удельный вес бурового раствора определяют рычажными весами. На этих весах определяют удельный вес утяжеленных растворов — до $2,75 \text{ г/см}^3$.

Рычажные весы (рис. 11) состоят из сосуда 1, заполняемого при измерениях буровым раствором, и прикрепленного к нему рычага 2 с передвигающимся грузом 3. На рычаг нанесена шкала, по которой отмечают положения груза. На неподвижном основании 4 покоится опорная призма рычага 5. Пузырек уровня 6 фиксирует равновесие при взвешивании. Перед измерением проверяют чистоту всех деталей весов, особенно сосуда, в который наливают буровой раствор. Сосуд наполняют раствором с небольшим излишком. Этот излишек выдавливается при медленном закрытии крышки 7 (круговым движением), и в приборе остается необходимое количество раствора. После промывания сосуда от

остатков выдавленного раствора призму рычага устанавливают на опору, а груз перемещают по шкале до установления равновесия по уровню.

Левый край перемещающегося груза в положении равновесия указывает удельный вес бурового раствора.

Для регулирования показаний весов при их проверке с сосудом, наполненным чистой пресной водой, в конце рычага сде-

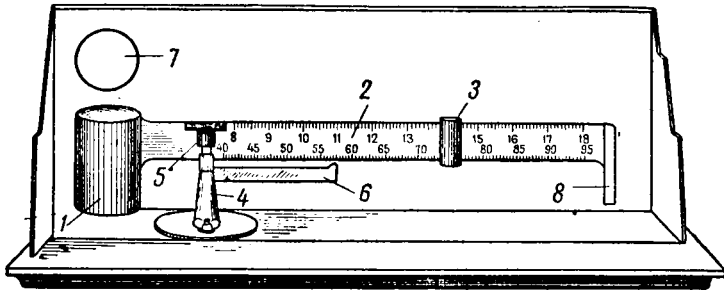


Рис. 11. Рычажные весы.

лана камера 8 с мелкой дробью. Для достижения равновесия соответственно увеличивают или уменьшают количество дробин в камере.

2. ВЯЗКОСТЬ

Под вязкостью понимается свойство жидкостей (или газов) оказывать сопротивление внешним силам при перемещении одной части жидкости (или газа) относительно другой. Вязкость, или внутреннее трение, проявляется только при движении, в состоянии покоя это свойство не обнаруживается. Сопротивления, возникающие при движении жидкостей по трубам, каналам, в том числе при движении промывочной жидкости по круговой циркуляционной системе и при движении обломков выбуренной породы в самой промывочной жидкости, зависят от вязкости. С повышением температуры жидкости вязкость уменьшается. Для газов, наоборот, с ростом температуры вязкость повышается.

Молекулярно-кинетическая теория объясняет вязкость движением молекул и наличием молекулярных сил взаимодействия.

В результате происходящего в жидкости беспорядочного движения молекул возникает обмен количеством движения между движущимися с различными скоростями двумя соседними слоями жидкости. Молекулы, поступающие из слоя, движущегося с большей скоростью, в слой, движущийся с меньшей скоростью, стремятся ускорить его движение и, наоборот, молекулы, поступающие из слоя с меньшей скоростью в слой с большей скоростью, тормозят движение последнего. В связи с этим и создается взаимное трение между движущимися слоями жидкости.

При турбулентном режиме течения жидкости к сопротивлениям, обусловливаемым молекулярной вязкостью, добавляются сопротивления, вызываемые беспорядочным перемешиванием частиц жидкости.

Представим себе, что между двумя твердыми поверхностями AA и BB помещена однородная жидкость (рис. 12). Поверхность AA неподвижна, а поверхность BB движется под действием силы F с некоторой постоянной скоростью v_0 . Как показали опыты, ближайšie к поверхности BB молекулы

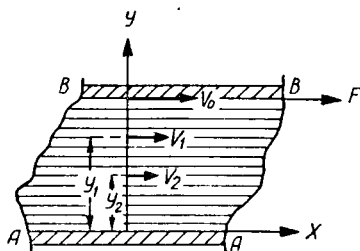


Рис. 12.

жидкости прилипают к этой пластинке и движутся с той же скоростью v_0 . Прилипшие к поверхности молекулы жидкости увлекают за собой молекулы следующего слоя, последние в свою очередь приводят в движение молекулы более удаленного от поверхности BB слоя и так далее, приближаясь к слоям у поверхности AA . Каждый вышележащий слой воздействует на нижележащий определенной силой сдвига,

стремящейся ускорить движение нижнего слоя. В свою очередь каждый нижележащий слой воздействует на вышележащий равной по величине и противоположной по направлению силой сопротивления, стремящейся затормозить движение верхнего слоя. В результате течение каждого слоя будет происходить с постоянной, но различной по отношению к другому слою скоростью, а внешняя приложенная к поверхности BB сила F будет уравниваться силами внутреннего трения, т. е. вязкостью. При этом работа, произведенная силой F , перейдет в теплоту.

Разделим условно жидкость плоскостями, параллельными поверхностям AA и BB , и примем расстояние между этими плоскостями достаточно малыми для того, чтобы скорость движения в слоях жидкости между ними считать постоянной. Для относительного перемещения слоев двух смежных плоскостей со скоростью v необходимо действие силы F_1 , уравнивающейся силой внутреннего трения жидкости, пропорциональной площади соприкосновения слоев S :

$$F_1 = fS, \quad (1)$$

где f — касательное напряжение, приходящееся на 1 см^2 поверхности двух соприкасающихся слоев (или напряжение сдвига).

Примем, что скорость между отдельными слоями жидкости распределяется по линейному закону. При этом условии скорости

отдельных слоев будут пропорциональны их расстоянию от поверхности BB , т. е.

$$\frac{v_1}{y_1} = \frac{v_2}{y_2} . \quad (2)$$

Так как напряжение f пропорционально изменению скорости в направлении оси y -ов и последнее в зависимости от y происходит по линейному закону, можно записать, что

$$f = \eta \frac{v}{y} , \quad (3)$$

где η — коэффициент, зависящий от свойств рассматриваемой жидкости.

Для определения физического смысла этого коэффициента произведем преобразование формул (1) и (3) и получим

$$F_1 = \eta S \frac{v}{y} ,$$

или для общего случая с учетом изменения градиента скорости на любой достаточно малой толщине слоя жидкости

$$F = \eta S \frac{dv}{dy} . \quad (4)$$

При S , v и y , равных единице, получим $F = \eta$.

Таким образом, по физическому смыслу коэффициент η представляет собой касательную силу, необходимую для перемещения двух слоев жидкости площадью 1 см^2 , находящихся один от другого на расстоянии 1 см , со скоростью 1 см/сек одного слоя относительно другого. Эта величина является коэффициентом внутреннего трения, или динамической вязкостью.

Из уравнения (4)

$$\eta = \frac{F}{S} \frac{dy}{dv} . \quad (5)$$

Из этого равенства можно определить размерность η . В системе CGS она выразится:

$$[\eta]_{\text{CGS}} = \frac{g}{\text{см сек}} = \frac{\text{дина сек}}{\text{см}^2} = \frac{1}{g} \frac{\text{Г сек}}{\text{см}^2} ,$$

где $g = 980,655 \text{ см/сек}^2$.

За единицу измерения динамической вязкости в этой системе единиц принят пуаз. Численно пуаз равен вязкости жидкости, оказывающей сопротивление силой в одну дину взаимному перемещению двух слоев площадью 1 см^2 , находящихся на расстоянии 1 см один от другого и перемещающихся один относительно другого со скоростью 1 см/сек .

На практике часто применяется единица вязкости — сантипуаз (сотая часть пуаза). Вязкость дистиллированной воды, например, при 20° С составляет 1,005 сантипуаза. В системе MTS единица динамической вязкости будет иметь вид:

$$[\eta]_{\text{MTS}} = \frac{m}{\text{м сек}} = \frac{10^3}{g} \frac{\text{кг сек}}{\text{м}^2},$$

где $g = 9,80665 \text{ м/сек}^2$.

Единица динамической вязкости в системе MTS называется мрипауазом (мп).

Наряду с динамической вязкостью в технике применяется понятие кинематической вязкости. Кинематическая вязкость ν равна динамической вязкости, деленной на плотность жидкости d ;

$$\nu = \frac{\eta}{d}. \quad (6)$$

Измеряется кинематическая вязкость в стоксах.

Стокс в системе единиц CGS равен вязкости жидкости плотностью 1 г/см^3 , в которой при взаимном перемещении двух слоев площадью 1 см^2 и находящихся на расстоянии 1 см один от другого при относительной скорости перемещения 1 см/сек возникает сопротивление, равное одной дине. На практике применяется также сотая часть стокса — сантистокс.

Единица кинематической вязкости в системе CGS равна $\nu = 1 \frac{\text{см}^2}{\text{сек}}$.

Величины η и ν представляют собой вполне определенные физические параметры и являются абсолютными, поскольку они могут быть выражены в абсолютных единицах.

Уравнение (4), т. е. $F = \eta S \frac{dv}{dy}$, представляет не что иное, как преобразованное уравнение Ньютона, определяющее касательное напряжение внутреннего трения τ для истинно-вязких жидкостей:

$$\tau = \frac{F}{S} = \eta \frac{dv}{dy}.$$

Коэффициент динамической вязкости в уравнении Ньютона обычно обозначается μ , и формула имеет вид:

$$\tau = \mu \frac{dv}{dy}, \quad (7)$$

где τ — касательное напряжение;

$\frac{dv}{dy}$ — градиент скорости.

Этим уравнением характеризуется вязкость истинных растворов (ньютоновских жидкостей). Коэффициент внутреннего трения, или динамическая вязкость μ , при данной температуре является величиной постоянной, не зависящей от градиента скорости.

Большая часть распространенных промывочных жидкостей представляет собой структурированные коллоидно-суспензионные или коллоидные системы. Наличие структуры обуславливает своеобразные механические свойства таких буровых растворов (как и вообще структурированных дисперсных систем), в том числе аномалию вязкости. Эта аномалия выражается в том, что вязкость является величиной переменной, а не постоянной, не зависящей от скорости течения, как это происходит в идеально-вязких (ньютоновских) жидкостях. В структурированных жидкостях с ростом скорости течения и по мере разрушения структуры вязкость постепенно уменьшается. Изменяется вязкость коллоидных буровых растворов также и с изменением количества твердой фазы в единице объема и степени ее дисперсности. При течении такого раствора силы внутреннего трения складываются из трения между находящимися в системе сольватированными частичками твердой фазы, между этими частичками и водой и между молекулами несвязанной воды. Чем меньше концентрация твердой фазы раствора, тем больше в системе относительно свободной воды. Так как трение между молекулами воды имеет наименьшую величину из указанных трех видов внутреннего трения, то повышение количества свободной воды приводит к уменьшению вязкости системы. Чем выше степень дисперсности промывочной жидкости, тем больше воды находится в связанном гидратированном состоянии. Отсюда увеличение количества гидратированных частичек в единице объема раствора приводит к некоторому повышению вязкости. Свободная вода в структурированной дисперсной системе может быть захвачена (иммобилизована) в замкнутых агрегатах частиц твердой фазы, например, глины. Тогда она повышает эффективную вязкость промывочных растворов. Так как аномалия вязкости буровых растворов обуславливается структурными элементами, то вязкость таких жидкостей принято называть

с т р у к т у р н о й.

Наряду с аномалией вязкости коллоидные (структурированные) буровые растворы характеризуются пластичностью. Под пластичностью понимается свойство некоторых тел (твердых и полутвердых) непрерывно и необратимо изменять свою форму под действием внешних сил, превышающих определенное значение внутренних напряжений. При этом пластичные тела не разрушаются, но дают остаточную деформацию. Если идеально-вязкие жидкости могут течь под действием самых незначительных внешних усилий, то буровые растворы деформируются (текут) как пластичные тела только при наличии внешнего воздействия, превышающего внутреннее напряжение, которое характеризуется началом текучести или предельным напряжением сдвига (см. раздел 3).

При определении механических свойств буровых растворов необходимо исходить из указанных особенностей, учитывать

аномалию структурной вязкости, зависимость ее от градиента скорости и начало текучести раствора. Несмотря на то, что методика лабораторного определения структурной вязкости дисперсных систем достаточно разработана, на практике пользуются часто условными (относительными) величинами и применяют для этих измерений приборы, не имеющие научного обоснования. К таким приборам относятся и получившие широкое

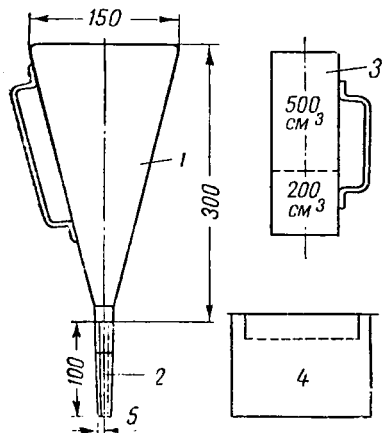


Рис. 13. Стандартный полевой вискозиметр СПВ-5.

распространение в бурении полевые воронкообразные вискозиметры, условно определяющие вязкость буровых растворов по времени его истечения через калиброванную трубочку воронки. За базу отсчета принято время истечения через эту трубочку такого же количества дистиллированной воды при 20°C . Получаемая величина «вязкости» в секундах не имеет определенного физического смысла. Начало текучести раствора, уменьшение его вязкости по мере разрушения структуры с увеличением скорости течения, режим истечения раствора не учитываются, течение жидкости происходит при произ-

вольном гидростатическом давлении, определяемом высотой воронки и удельным весом бурового раствора. Возможность пересчета полученных условных величин в абсолютные значения вязкости отсутствует. Таким образом, эти вискозиметры не дают реальной характеристики структурно-механических свойств раствора.

В СССР вязкость промывочной жидкости на промыслах определяют стандартным полевым вискозиметром СПВ-5. Стандартный полевой вискозиметр СПВ-5 (рис. 13) состоит из воронки 1, заканчивающейся калиброванной трубкой 2 внутренним диаметром 5 мм и длиной 100 мм. Такая длина трубки принята для получения в ней установившегося течения промывочной жидкости. Длина воронки 300 мм, внутренний диаметр верхней части конуса 150 мм, нижней в месте соединения с калиброванной трубкой 5 мм. В комплект полевого стандартного вискозиметра входят мерная кружка 3 и сетка 4. Мерная кружка разделена перегородкой на две части: одна объемом 200 см³ и вторая 500 см³.

Калибруется вискозиметр по истечению воды. Время истечения из вискозиметра 500 см³ чистой пресной воды должно составлять 15 сек. Это время называется водным числом вискозиметра.

Условную вязкость промывочной жидкости определяют по вискозиметру СПВ-5 следующим образом.

Проверяют чистоту комплекта вискозиметра, воронку и кружку промывают водой. На верхний конус воронки накладывают сетку, служащую для задержания крупных частиц глины, песка или других выбуренных пород, могущих находиться в измеряемой жидкости.

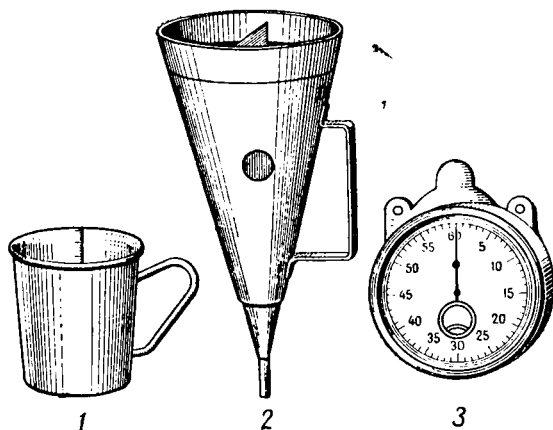


Рис. 14. Вискозиметр Марша.

Подлежащий замеру раствор должен быть предварительно тщательно перемешан или же взят в момент движения его по циркуляционной системе. Нужно учитывать, что вследствие тиксотропности раствор, находившийся перед измерением в состоянии покоя, даст другие показатели вязкости, чем раствор, находящийся в движении. Во избежание ошибок рекомендуется пропускать одну и ту же порцию раствора через вискозиметр несколько раз до получения сопоставимых показаний.

В воронку через сетку наливают 700 см^3 промывочной жидкости из кружки (200 и 500 см^3). Нижнее отверстие воронки (трубочки) при этом закрывают пальцем. Затем под воронку подставляют еще раз промытую кружку стороной, имеющей емкость 500 см^3 . Пускают секундомер, одновременно отнимая палец от нижнего отверстия трубки. Время истечения из воронки промывочной жидкости в объеме 500 см^3 и будет представлять условную вязкость жидкости, выраженную в секундах.

У вискозиметра следует периодически проверять водное число. Если при нахождении в воронке 700 см^3 чистой воды 500 см^3 ее протекают через трубку в течение 15 сек., следовательно, вискозиметр исправен.

В США распространены вискозиметры двух типов: полевая воронка Марша (рис. 14) и вискозиметр Штормера (рис. 15).

Вискозиметр Марша представляет собой воронку 2 высотой 304,8 мм, внутренний диаметр верхней части конуса 152,4 мм, внутренний диаметр трубки 4,6 мм, высота ее 51 мм. В верхней части воронки вмонтирована сетка, занимающая половину круга; частота сетки 10 меш. При измерении вязкости воронка заполняется буровым раствором до уровня сетки (при этом в воронку входят 150 см³ раствора). В комплект вискозиметра входят кружка 1 емкостью 1,14 л (1 кварта) и секундомер 3. Время истечения из воронки через 4,6-мм трубку 1,14 л бурового раствора и является показателем вязкости в секундах.

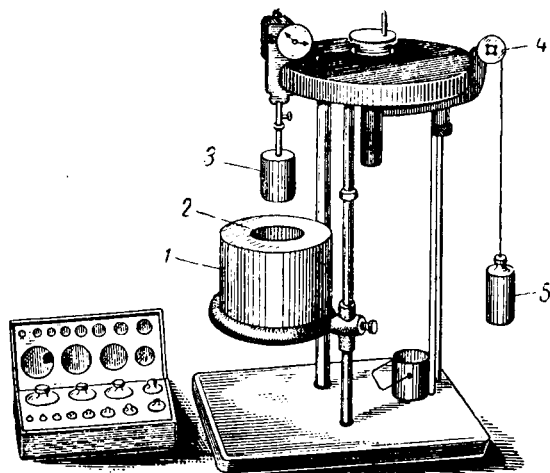


Рис. 15. Вискозиметр Штормера.

При исправном вискозиметре время истечения 1 кварты воды при температуре 20—26° С должно составлять 26 сек. Допускается отклонение $\pm 0,5$ сек.

Вискозиметр Штормера состоит из ротора 3, вращающегося в заполненном измеряемой жидкостью цилиндре 2. Цилиндр с образцом раствора помещается в водяной бане 1, дающей возможность производить измерения при постоянной температуре. Ротор приводится во вращение через зубчатую передачу, которая в свою очередь вращается при движении вниз подвешенного на блочке 4 груза 5.

Техника измерения вязкости вискозиметром Штормера следующая. Цилиндр 2 заполняют предварительно перемешанным раствором до уровня на 6,5 мм ниже верхнего края и устанавливают в водяную баню 1. Всю систему (баню, цилиндр, ротор) закрепляют в рабочем положении и глинистый раствор тщательно перемешивают вращением ротора, приводимого в действие движением груза 5. Затем изменением величины груза 5 регулируют

число оборотов ротора. К нити прикрепляют груз такого веса, чтобы ротор вращался со скоростью 600 об/мин.

Калибровочная таблица прибора составлена так, что дает возможность по весу груза в граммах (при 600 об/мин) определять вязкость раствора в сантипуазах.

Измерение вязкости вискозиметром Штормера производят главным образом в лабораторных условиях.

3. СТАТИЧЕСКОЕ НАПРЯЖЕНИЕ СДВИГА

В теории упругости сдвигом называется простейшая деформация упругого тела под действием касательных усилий. Характеризуется эта деформация линейным смещением каких-либо точек или углом сдвига. Напряжение сдвига τ определяется как отношение силы F , действующей на площадь S , к этой площади:

$$\tau = \frac{F}{S}. \quad (8)$$

Деформация сдвига происходит и в вязко-пластичных жидкостях — буровых растворах. Структурированный буровой раствор сопротивляется сдвигу и начинает течь только когда прикладываемое усилие достигает определенной величины. Внешняя сила, которую необходимо приложить для обеспечения начала течения такого раствора, должна быть не меньше сил внутреннего сопротивления, выражаемых предельным напряжением сдвига.

Большинство исследователей различает два вида предельных внутренних напряжения вязко-пластичных промывочных жидкостей: статическое и динамическое напряжение сдвига [5, 6]. Статическое напряжение сдвига характеризует прочность структуры бурового раствора, возникающей в спокойном состоянии и разрушающейся при течении; иначе говоря, статическое напряжение сдвига представляет собой минимальное напряжение, необходимое для разрушения структуры. Выражается статическое напряжение сдвига силой в миллиграммах, действующей на единицу поверхности жидкости (1 см²), т. е. в мг/см², и обозначается буквой θ . Так как прочность структуры тиксотропных буровых растворов зависит от времени нахождения системы в спокойном состоянии, то и статическое напряжение сдвига, измеряющее прочность структуры, является величиной переменной, постепенно возрастающей в каждом конкретном случае до определенного значения в течение некоторого времени $t_{\text{макс}}$. Типичные кривые изменения прочности структуры со временем приводятся на рис. 16. Время нарастания прочности структуры при нахождении в спокойном состоянии дисперсной системы до $\theta_{\text{макс}}$ различно: для одних растворов этот предел достигается за несколько минут, для других измеряется сутками и даже месяцами.

В идеальных (бесструктурных) жидкостях скорость истечения v пропорциональна давлению P , под которым это истечение происходит, т. е.

$$v = kP,$$

где k — коэффициент пропорциональности, определяющий текучесть $\varphi = \frac{1}{\eta}$ как величину, обратную вязкости. На графике (рис. 17) указанная зависимость выражается прямой линией OB ,

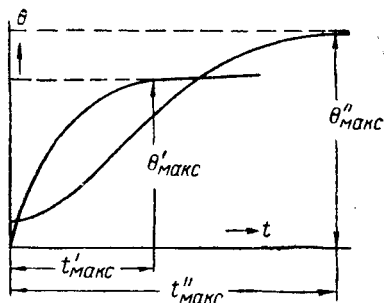


Рис. 16. Нарастание прочности структуры (предельного напряжения сдвига θ) при спокойном состоянии системы.

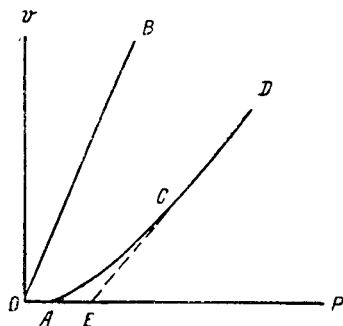


Рис. 17.

проходящей через начало координат. При этом угловой коэффициент k будет характеризовать вязкостные свойства жидкости: жидкость с большей вязкостью будет давать меньший угол наклона и наоборот. Исследования показывают, что в случае структурированных жидкостей при давлениях, не превышающих начального напряжения сдвига θ_0 , течения вообще не происходит, а при давлениях достаточно больших скорость истечения v оказывается приблизительно пропорциональной избытку давления (напряжения) P_1 над его критическим значением необходимым для разрушения структуры [5 и 6], т. е.

$$v = k(P - \theta_0).$$

В этом случае зависимость скорости истечения и давления выразится линией, не проходящей через начало координат. Отрезок AC соответствует малым скоростям сдвига, когда происходит разрушение структуры при непрерывном падении вязкости с возрастанием градиента скорости. Прямолинейный отрезок CD соответствует достаточно высокой скорости истечения, когда дальнейшего разрушения структуры уже не происходит. В этом случае систему упрощенно можно рассматривать как

жидкость истинно-вязкую, подчиняющуюся закону внутреннего трения Ньютона.

Действительно, если сместить ось ординат (рис. 17) на величину отрезка OE , отсекаемого при экстраполяции CD по оси абсцисс, то рассматриваемая прямая линия превратится в прямую истечения идеально вязкой (ньютоновской) жидкости. Обратная величина углового коэффициента прямолинейного отрезка CD будет характеризовать структурную вязкость, а отрезок OE — динамическое напряжение сдвига τ_0 .

Если обычные бесструктурные жидкости и истинные растворы следуют закону внутреннего трения Ньютона, математическим выражением которого является зависимость (7)

$$\tau = \mu \frac{dv}{dy},$$

то касательные напряжения вязко-пластических жидкостей τ определяются по закону трения Шведова-Бишгама, математическим выражением которого является зависимость

$$\tau = \tau_0 + \eta \frac{dv}{dy}, \quad (9)$$

где τ_0 — динамическое напряжение сдвига в дин/см^2 или мв/см^2 ;

η — структурная вязкость в пуазах.

Измерение динамического напряжения сдвига, как и структурной вязкости, является сложным делом, требующим большой точности и хорошо оборудованной лаборатории. Стандартной методики определения этих величин еще нет. Поэтому, несмотря на важность структурной вязкости и динамического напряжения сдвига как физико-механических параметров буровых растворов, на промыслах ограничиваются определением условной (относительной) вязкости и предельного статического напряжения сдвига. При этом обычно употребляется термин «статическое напряжение сдвига» (СНС), под которым понимается предельное статическое напряжение сдвига. Эта условность сохранена и в настоящей работе.

В промысловой практике и в лабораторных условиях принято определять статическое напряжение сдвига промывочной жидкости, через 1 мин. и через 10 мин. нахождения ее в спокойном состоянии.

Существует несколько приборов для определения статического напряжения сдвига. Их можно разделить на три группы: 1) приборы ротационные, основанные на определении силы, приложенной при вращении в жидкости подвешенного на металлической нити цилиндра; 2) приборы, определяющие силу, необходимую для перемещения находящейся в исследуемой жидкости пластинки; 3) приборы капиллярного типа.

В промысловых лабораториях распространены различные ротационные приборы для определения СНС. Общим принципом действия этих приборов является уравнивание сопротивлений, возникающих при взаимном перемещении исследуемой жидкости и находящегося в ней подвешенного на проволоке цилиндра, и упругих сопротивлений этой проволоки закручиванию. В одних ротационных приборах внутренний цилиндр является неподвижным, а заполненный раствором внешний цилиндр-стакан вращается, в приборах другого типа вращается внутренний цилиндр, а исследуемая жидкость во внешнем цилиндре-стакане находится в неподвижном состоянии. Если, например, вращается внешний стакан, то сила взаимодействия между находящимся в стакане структурированным раствором и поверхностью внутреннего цилиндра заставит последний также вращаться, а проволоку, на которой цилиндр повешен, — закручиваться. Вращение внутреннего цилиндра будет происходить до тех пор, пока возрастающее сопротивление закручиваемой проволоки не сравняется с сопротивлениями сдвигу, возникающими при взаимном перемещении цилиндра и жидкости.

Сила сопротивления раствора вращению в нем внутреннего цилиндра f_1 равна произведению боковой поверхности цилиндра на статическое напряжение сдвига:

$$f_1 = 2\pi r h \theta,$$

где r — радиус, а h — высота внутреннего цилиндра.

Сила сопротивления закручиванию нити f_2 может быть определена с учетом наибольшего угла закручивания цилиндра при сдвиге $\Delta\varphi$ (от его начального положения) и момента K , необходимого для закручивания данной нити на 1° :

$$f_2 = K \frac{\Delta\varphi}{r}.$$

Остановка вращения внутреннего цилиндра должна произойти при равенстве этих сил, т. е. когда

$$2\pi r h \theta = K \frac{\Delta\varphi}{r},$$

откуда

$$\theta = \frac{K}{2\pi r^2 h} \Delta\varphi,$$

или, приняв $\frac{K}{2\pi r^2 h} = n$, получим

$$\theta = n \Delta\varphi.$$

Здесь n — константа для данного прибора и нити, в соответствии с которой производится калибровка проволок при подготовке прибора.

В отечественной практике применяются ротационные приборы с неподвижным внутренним цилиндром и вращающимся внешним цилиндром-стаканом. Получил распространение прибор СНС-2 завода КИП.

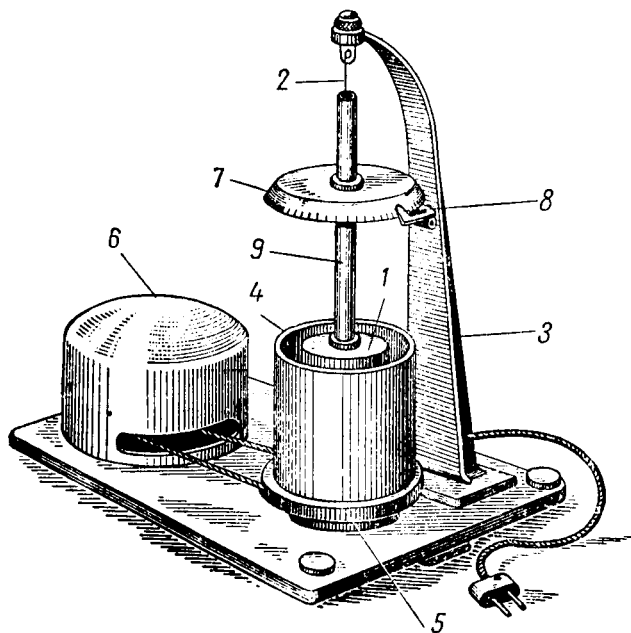


Рис. 18. Прибор СНС-2 для измерения статического напряжения сдвига.

1 — цилиндр; 2 — стальная проволока; 3 — стойка; 4 — стакан; 5 — вращающийся столик; 6 — электродвигатель с редуктором; 7 — диск с калибровочной таблицей; 8 — указатель; 9 — трубка для защиты проволоки.

Прибор СНС-2 (рис. 18). На трубке 9 над цилиндром укреплен диск 7 с калибровочной таблицей; на стойке на уровне диска укреплен указатель 8. Станина прибора установлена горизонтально; оси цилиндра и стакана должны совпадать. Во избежание скольжения раствора боковая поверхность подвесного цилиндра сделана рифленой.

Длина проволоки 2 рассчитывается так, чтобы подвешенный к ней цилиндр не доходил до дна стакана 4 на 1 см.

Техника работы с прибором следующая. В стакан 4 заливают 120 см³ предварительно хорошо перемешанного подлежащего исследованию раствора. При этом надо следить, чтобы уровень раствора в стакане совпадал с верхним основанием цилиндра 1 при его погружении в раствор. Нулевое деление калиброванного

диска устанавливают против указателя 8. Затем раствор оставляют в покое в течение одной минуты, после чего включают электродвигатель 6, который через передачу медленно вращает столик и установленный на нем стакан с промывочной жидкостью; жидкость вращается вместе со стаканом. Вследствие взаимодействия между стенками цилиндра и жидкостью подвешенный цилиндр 1 будет вращаться вместе с жидкостью, а стальная проволока, на которой подвешен цилиндр, будет закручиваться и оказывать сопротивление его вращению.

Когда сила сопротивления, стремящаяся вернуть проволоку в исходное положение, будет равна предельному статическому напряжению сдвига, умноженному на величину соприкасающейся с жидкостью поверхности цилиндра, наступит равновесие двух противоположных направленных сил и вращение цилиндра прекратится. Структура раствора в результате перемещения частичек, прилегающих к поверхности цилиндра, несколько разрушится и проволока начнет раскручиваться, перемещая цилиндр в обратном направлении. В момент начала вращения в противоположную сторону цилиндра и находящегося с ним в одной системе диска измерение считается законченным. Статическое напряжение сдвига определяется как произведение угла закручивания цилиндра на коэффициент проволоки. Шкала диска имеет цену деления 2° . Продолжительность замера не должна превышать 1 мин. Во избежание перекручивания проволоочной нити и для выполнения замера в срок, не превышающий 1 мин., не допускается поворот шкалы диска более чем на 70° .

Для измерения статического напряжения сдвига буровых растворов в широком диапазоне значений применяют проволоки различной упругости. К прибору должны быть приложены три пары проволок: первая пара проволок диаметром 0,3 мм служит для измерения статического напряжения сдвига от 0 до 40 мг/см^2 ; вторая, диаметром 0,4 мм, позволяет в указанных выше пределах поворота шкалы измерять напряжение сдвига в пределах от 0 до 100 мг/см^2 ; третья, диаметром 0,5 мм, предназначена для измерения в пределах от 0 до 200 мг/см^2 .

Внешний цилиндр-стакан вращается с постоянной скоростью, равной 0,2 об/мин. Нельзя допускать изменения скорости вращения цилиндра, так как это вызовет снижение точности измерения или изменение времени измерения. В зависимости от диаметра применяемой проволоки цена одного градуса шкалы меняется и равна примерно для первой пары проволок $0,3\text{—}0,4 \text{ мг/см}^2$, для второй $1,1\text{—}1,2 \text{ мг/см}^2$, для третьей $2,9\text{—}3,0 \text{ мг/см}^2$. К прибору прилагается инструкция, в которой указывается цена деления для каждой проволоки.

Второе измерение предельного статического напряжения сдвига раствора для определения его тиксотропных свойств делают через 10 мин. по окончании первого замера.

Следует обратить внимание на подготовку раствора к замерам, обеспечивая строго одинаковые условия замеров, в противном случае воспроизводимость опытов не будет достигнута. Необходимо помнить, что предельное статическое напряжение сдвига структурированного бурового раствора — величина переменная, изменяющаяся от условий и степени перемешивания раствора, а также от времени нахождения его в спокойном состоянии.

Из приборов, измеряющих предельное напряжение сдвига методом тангенциального смещения находящейся в исследуемой жидкости пластинки, за последние годы получил распространение для лабораторных исследований прибор Вейлера-Ребиндера (рис. 19). В сосуд 1 с исследуемой жидкостью погружается прямоугольная рифленая пластинка 2 из алюминия или пластмассы. При помощи жесткой тяги 3 пластинка подвешена к пружине-динамометру 4. Сосуд 1 устанавливается на подвижной стол 7. При опускании стол 7 вместе с сосудом 1 из-за сил взаимодействия между рифленой пластинкой и жидкостью пружина динамометра растягивается, так как в системе возникает напряжение сдвига. Величина растяжения пружины отсчитывается по микрошкале 5 и измеряется при помощи микроскопа 6, снабженного окулярным микрометром. Напряжение сдвига вычисляется по формуле

$$\theta = \frac{F}{2S},$$

где F — растягивающее усилие;
 S — боковая поверхность рифленой пластинки.

В США для измерения предельного статического напряжения сдвига используют описанный выше вискозиметр Штормера, основанный на определении минимального веса под-

весного грузика, при котором ротор, помещенный в цилиндрическую чашку с измеряемым раствором, начинает вращаться. Измерения производятся два раза: первое немедленно после перемешивания в чашке-цилиндре образца раствора, второе после десяти-

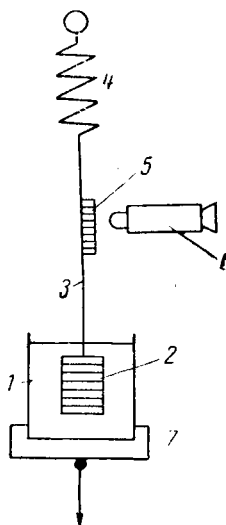


Рис. 19. Схема прибора Вейлера-Ребиндера.

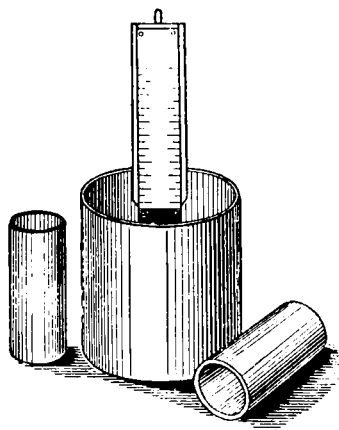


Рис. 20. Широметр.

тими минутного нахождения раствора в состоянии покоя. Вес минимального груза в граммах, необходимый для преодоления сопротивления раствора и начала движения ротора в первом и втором измерении, характеризует прочность структуры, а разница между этими весами показывает тиксотропность раствора.

Для определения прочности структуры раствора применяется также прибор, называемый шпирометром (рис. 20). Прочность структуры измеряется этим прибором в фунтах на 100 кв. футов площади, результаты отсчитываются по специальной шкале.

4. ВОДООТДАЧА И ТОЛЩИНА ФИЛЬТРАЦИОННОЙ КОРКИ

Под водоотдачей понимается способность бурового раствора отфильтровывать жидкую фазу (воду) в пористую породу при перепаде давления. Сущность явления водоотдачи в скважине сводится к следующему [1]. В процессе бурения при обнажении горных пород в их поры проникает буровой раствор. Отлагаясь на стенках скважины, твердые частицы раствора заполняют трещины в породе, закупоривают их и образуют пленку, проникающую тончайшими капиллярами, через которые в дальнейшем фильтруется только вода. Глинистые частицы через эти капилляры не проходят, а отлагаются на стенках скважины, образуя фильтрационную корку. Эта корка продолжает быть фильтром, через который проходит вода из раствора в пористые породы пласта. Скорость образования и толщина корки, как и водоотдача, различны и зависят от ряда факторов, в том числе от качества самого бурового раствора. Решающее влияние оказывает степень диспергированности частиц твердой фазы. Чем она выше, тем плотнее укладываются эти частицы на фильтрующей корке у стенок скважины, тем меньше отверстия для дальнейшей фильтрации воды. При грубодисперсном растворе частицы отлагаются с меньшей плотностью, оставляя относительно большие промежутки, в которые вода отфильтровывается с меньшими сопротивлениями и в сравнительно большем количестве. Повышение гидратации дисперсной системы, пептизация твердой фазы способствуют уменьшению водоотдачи. И, наоборот, дегидратация частичек, или коагуляция, приводит к увеличению фильтрации.

Фильтрация воды, как правило, увеличивается при повышении разности давления между столбом жидкости в скважине и давлением в проходимом пласте.

При большой водоотдаче на стенках скважины отлагается фильтрационная корка, которая может быть достаточно толстой и липкой. Толстая липкая корка уменьшает диаметр ствола скважины, суживает его и значительно увеличивает

опасность прихвата инструмента. Прихват инструмента в этих условиях может привести к тяжелой затяжной аварии.

При спуске и подъеме инструмента толстая рыхлая корка бывает причиной длительных проработок ствола скважины. Кроме того, налипающая в этих условиях на бурильный инструмент (долото, турбобур) корка может действовать при подъеме инструмента как поршень, создавать пониженное давление в части ствола скважины, вызывая обвалы и осыпи неустойчивых пород. Такое снижение давления может также создать условия для поступления из пласта в скважину нефти и газа и увеличить возможность газо-нефтяного выброса. Проникая в обнажаемые отложения, вода способствует их осыпям и обвалам. В соленосных отложениях вода увеличивает размыв и растворение соли, образуя пустоты-каверны.

Большая фильтрация воды в продуктивные горизонты может резко снизить возможные дебиты нефти и газа. Вода, проникая в пласт, оттесняет нефть и, смачивая стенки пор пласта, создает дополнительные трудности в продвижении нефти к забою.

Толстая глинистая корка оказывает отрицательное влияние на процесс цементации обсадных колонн, препятствуя соединению цементного камня с горными породами.

При повышении температуры водоотдача промысловых жидкостей и толщина фильтрационной корки увеличиваются. Более коллоидальные растворы меньше подвержены воздействию температур.

За водоотдачу бурового раствора принято считать количество дисперсионной среды в см^3 , отфильтровываемой в течение 30 мин. через фильтр диаметром 75 мм. Обозначается этот показатель буквой *B*.

Существует несколько приборов для определения водоотдачи. По принятому принципу замеров их можно разделить на приборы: 1) в которых непосредственно замеряется объем отфильтровавшейся жидкости и 2) в которых водоотдача определяется по уменьшению объема исследуемого раствора.

По условиям фильтрации эти приборы делятся на работающие под давлением и работающие под вакуумом.

Непосредственно объем отфильтровавшейся воды определяют прибором ГрозНИИ (В. С. Баранова). К этой же группе приборов относятся аппараты для определения водоотдачи под вакуумом. Определение водоотдачи по уменьшению объема исследуемого раствора производится приборами ВМ-6 и ВМ-3 конструкции Г. М. Мининзона.

П р и б о р ГрозНИИ (В. С. Баранова) (рис. 21) измеряет водоотдачу при давлении 1 ат. Вообще же определять водоотдачу прибором ГрозНИИ можно при перепаде давления

до 30 ат. Основные части прибора: камера 1, в которой происходит процесс фильтрации, баллон 2 для сжатия воздуха, ручной насос 3, основание 4, являющееся одновременно резервуаром для масла. Вверху баллона 2 ввинчивается манометр 5.

Камера фильтрования (рис. 22) состоит из собственно камеры-стакана 1, поддона 3, навинчивающегося на камеру, и перфорированного вкладыша 2 диаметром 75 мм.

Водоотдача определяется следующим образом. Путем перекачки масла из резервуара 4 (рис. 21) ручным насосом 3 в баллоне 2 соз-

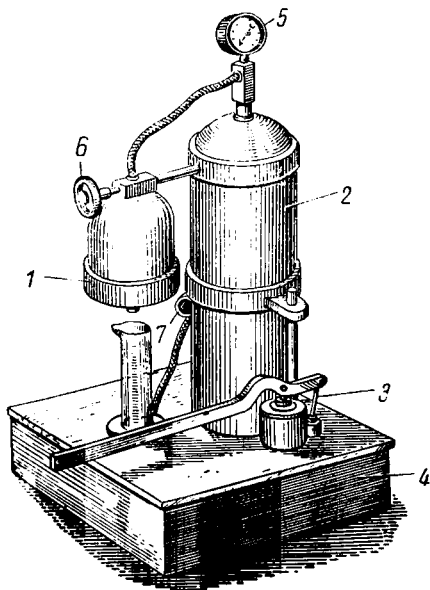


Рис. 21. Прибор ГрозНИИ для определения водоотдачи буровых растворов.

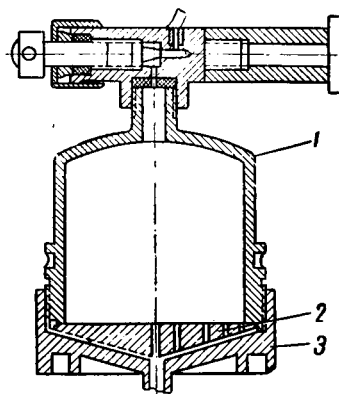


Рис. 22. Камера фильтрования прибора ГрозНИИ.

дается необходимое для измерения давление, определяемое по манометру 5. Перекачка масла производится при закрытых вентилях 6 и 7. В фильтрационную камеру на решетку поддона закладывают два бумажных фильтра, предварительно смоченных водой и отжатых между двумя листами фильтровальной бумаги. Камеру доверху заполняют испытуемой промывочной жидкостью (при этом нужно следить, чтобы в камере не создавались воздушные пробки). Затем открывают вентиль и одновременно включают секундомер. Фильтрат стекает в заранее подставленный мерный цилиндр. Через 30 мин. по этому цилиндру отмечают объем отфильтровавшейся жидкости, являющийся показателем водоотдачи. В ходе определения водоотдачи нужно следить за показаниями манометра и при необходимости своевременно подкачивать масло в баллон.

Прибор ВМ-6 (рис. 23) довольно широко применяется в нефтяной промышленности. Основные части прибора — фильтрационный стакан 1 и напорный цилиндр 2. Смонтирован прибор на крошштейне 3, установленном на опорной плите. Внизу фильтрационного стакана расположены решетка, клапан, поддон и винт. Винт прижимает клапан с резиновой прокладкой к решетке, укрепляемой при помощи поддона.

Напорный цилиндр состоит из собственно цилиндра 2, плунжера и груза-шкалы.

Верхний конец фильтрационного стакана выполнен в виде горловины с резьбой, соединяющей стакан с цилиндром. Внизу цилиндра сделано отверстие для спуска масла; регулируется спуск масла иглой 4. В углублении опорной плиты устанавливается сосуд для сбора filtrата.

Для определения водоотдачи плунжер вынимают из напорного цилиндра, отвинчивают фильтрационный стакан, поддон и вынимают решетку и клапан. На решетку накладывают бумажный фильтр, предварительно смоченный и отжатый между двумя листами фильтровальной бумаги. Фильтрационный стакан 1 заполняют исследуемой промывочной жидкостью в объеме 120 см^3 , при этом уровень раствора не должен доходить до края горловины стакана на 3—4 мм.

На горловину стакана навинчивается напорный цилиндр, в котором должна быть прокладка. Цилиндр заполняют маловязким машинным маслом; уровень масла в цилиндре должен находиться на расстоянии 1 см от его верхнего края. В цилиндр вставляют плунжер с грузом-шкалой. Плунжер устанавливают так, чтобы нулевое деление шкалы совпадало с отсчетной риской на верхнем краю втулки цилиндра. Регулируют положение плунжера осторожным выпуском масла при открытой запорной игле.

После установки плунжера открывают клапан (поворотом винта на полоборота) и производят замер. Через 30 мин. водоотдачу определяют по делению шкалы, против которого остановилась отсчетная риска.

К преимуществам приборов, в которых водоотдача опреде-

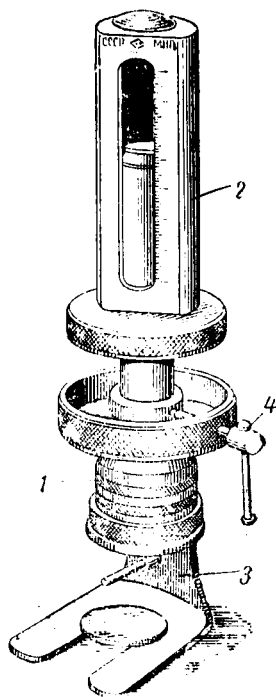


Рис. 23. Прибор ВМ-6 для определения водоотдачи глинистых растворов.

ляется по уменьшению объема образца бурового раствора, относятся их большая точность, так как исключается влияние потерь отфильтрованной жидкости (на смачивание воронки и других деталей прибора, а также механические потери). Процесс фильтрации происходит при постоянном давлении 1 кг/см^2 , осуществляемом грузом.

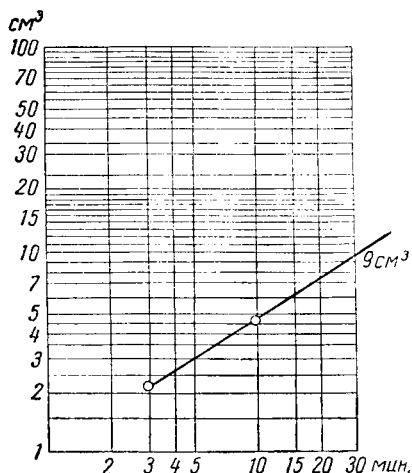


Рис. 24.

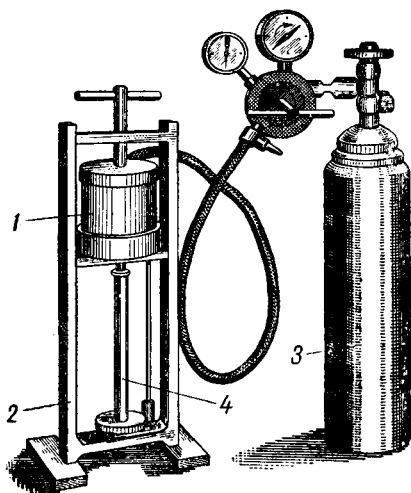


Рис. 25. Стандартный фильтрпресс.

К отрицательным сторонам прибора относится его недостаточная герметичность. Несвоевременное обнаружение утечек раствора может привести к завышенным показаниям водоотдачи.

Подсчет водоотдачи можно ускорить, используя прилагаемый к прибору набор логарифмической бумаги. Зависимость водоотдачи от времени выражается на логарифмической бумаге прямой линией. Поэтому достаточно замерить водоотдачу через более короткие промежутки времени, например через 3 и 10 мин., отложить ее значения на логарифмической бумаге, через полученные точки провести прямую и продолжить ее до пересечения с ординатой, соответствующей продолжительности опыта в 30 мин. Точка пересечения и даст водоотдачу за 30 мин. (рис. 24.)

В зарубежной практике определение водоотдачи производится методами, аналогичными описанным. В США водоотдача измеряется изображенным на рис. 25 стандартным фильтрпрессом, состоящим из фильтрационного стакана 1, смонтированного

в раме 2, источника давления 3, устройства для сбора и замера фильтрата 4. Здесь так же, как и в описанных отечественных приборах, в нижней части фильтрационного стакана на специальной сетке помещается бумажный фильтр, укрепляемый нижней крышкой цилиндра-стакана. По стандартной методике принято измерять водоотдачу в течение 30 мин. при давлении над поверхностью образца исследуемого раствора 7 ат. Источником давления служит баллон со сжатым воздухом или азотом (до 120 ат); при включении в систему специального гидравлического устройства давление создается подключением водопровода высокого давления.

Толщина фильтрационной корки определяется на приборе завода КИП (рис. 26). На станине 3 прибора укреплена втулка 2, в которой свободно перемещается цилиндрический стержень 1 с указателем 6. На станине укреплена также шкала 7 с делениями от 0 до 40 мм. Стяжной винт 8 предназначен для регулирования положения указателя, пружинная защелка 5 — для закрепления цилиндрического стержня. Наконечник с иглой 9 ввинчивается в нижнюю часть стержня 1.

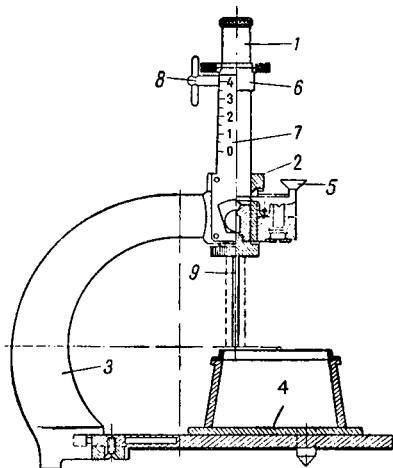


Рис. 26. Прибор для определения толщины фильтрационной корки.

Фильтрационная корка, остающаяся на фильтре при замере водоотдачи, осторожно извлекается из прибора, отмывается от раствора слабой струей воды и помещается на стекло фильтром вверх. Фильтр осторожно снимается и стекло с коркой помещается на плиту 4 прибора. Игла наконечника опускается до поверхности корки и указатель прибора устанавливается на 0 шкалы. После этого игла опускается до поверхности стекла и по шкале определяется толщина корки. Рекомендуется делать замеры в нескольких точках корки и затем вычислять ее среднюю толщину в миллиметрах.

При отсутствии описанного прибора толщину корки можно определять с меньшей точностью при помощи обыкновенной металлической линейки, имеющей миллиметровые деления. Линейку вводят в корку до поверхности стекла несколько раз в разных точках.

5. СТАБИЛЬНОСТЬ И СУТОЧНЫЙ ОТСТОЙ

Под стабильностью промывочного раствора понимается способность его сохранять свой удельный вес.

Определяется стабильность как разность удельных весов нижней и верхней половин столба раствора, находящегося в цилиндре в спокойном состоянии в течение суток. Раствор считается достаточно стабильным, если указанная разность удельных весов не превышает для нормальных растворов $0,02 \text{ г/см}^3$, для утяжеленных растворов $0,06 \text{ г/см}^3$.

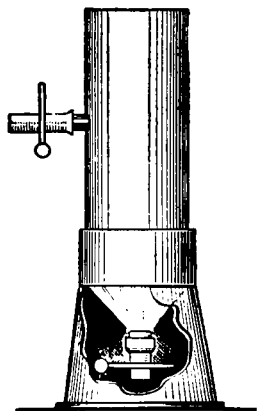


Рис. 27. Прибор ЦС-1 для определения стабильности буровых растворов.

Принятое в практике определение суточного отстоя для характеристики промывочной жидкости также связано со стабильностью раствора. В этом случае характеризуется способность раствора выделять воду при нахождении продолжительное время в спокойном состоянии. Подсчитывается количество воды (в процентах к общему объему раствора), выделившейся вверху цилиндра после суточного стояния раствора. Растворы коллоидальные, с высокой степенью гидратации частичек твердой фазы, где отсутствует или имеется в незначительном количестве свободная, несвязанная вода, отстоев не дают или же вода отделяется в небольших размерах.

Стабильность и суточный отстой определяют при помощи градуированного цилиндра емкостью 100 см^3 . Хорошо перемешанный буровой раствор наливают в этот цилиндр до метки 100 см^3 и оставляют в покое. По истечении 24 час. замеряют количество отстоявшейся вверху цилиндра воды.

После замера суточного отстоя верхние 50 см^3 исследуемой промывочной жидкости осторожно снимают пипеткой и тщательно перемешивают. Удельный вес этой части раствора определяют пикнометром. Затем пикнометром измеряют удельный вес предварительно перемешанной нижней части (50 см^3) раствора. Разница удельных весов нижней и верхней частей раствора дает показатель стабильности. Например, если нижние 50 см^3 раствора имеют удельный вес $1,12 \text{ г/см}^3$, а верхние $1,10 \text{ г/см}^3$, то стабильность равна

$$1,12 - 1,10 = 0,02 \text{ г/см}^3.$$

Для определения стабильности раствора существует прибор ЦС-1 (рис. 27). Прибор ЦС-1 представляет собой цилиндрический сосуд с двумя отводами, один из которых предназначен для отбора верхней части раствора после его пребывания в покое в течение суток, а другой для отбора нижней части раствора.

Выпускаемый промышленностью прибор ЦС-2 имеет один верхний отвод.

Определение стабильности приборами ЦС-1 и ЦС-2 производится аналогично описанному определению стабильности при помощи мерного цилиндра емкостью 100 см³.

6. СОДЕРЖАНИЕ ПЕСКА И НЕДИСПЕРГИРОВАННЫХ ЧАСТИЦ ШЛАМА

Под этим параметром принято понимать количество (объем) осадка, образующегося в специальном отстойнике при нахождении в нем разжиженного бурового раствора. Полученный

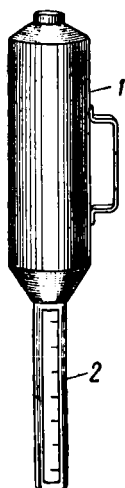


Рис. 28. Отстойник ОМ-1.

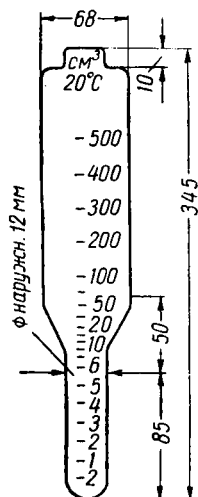


Рис. 29. Отстойник-мензурка Лысенко.

в нижней части отстойника осадок состоит из собственно песка и недостаточно диспергированных частиц пород, находящихся во взвешенном состоянии в растворе в процессе его циркуляции. Количество осадка характеризует загрязненность раствора частицами разбуриваемых горных пород, находящихся в дисперсной системе в относительно свободном состоянии, т. е. в состоянии недостаточного физико-химического взаимодействия с дисперсионной средой системы. Загрязненность раствора частицами разбуренных пород, особенно песком, увеличивает износ гидравлического оборудования, коммуникаций бурильных труб и турбобура. Определять количество осадка следует в растворе, выходящем из скважины в начале желобной системы и из приемного мерника, т. е. в растворе, поступающем в скважину. Разница процентного содержания осадка в этих пробах

характеризует эффективность очистной системы — желобной и специальных аппаратов по очистке раствора от плама.

Содержание песка и недиспергированных частиц определяют в отстойниках различной конструкции. На промыслах распространены металлический отстойник ОМ-1 (рис. 28) и отстойник-мензурка Лысенко (рис. 29). Измеряют объем осадка бурового раствора, разбавленного водой в отношении 1:9 (одна часть раствора на девять частей воды) при спокойном стоянии раствора в течение 1 мин. Этот осадок и характеризует содержание песка и недиспергированных частиц.

Металлический отстойник ОМ-1 состоит из цилиндра 1 с ручкой и измерительной пробирки 2 со шкалой, имеющей цену деления $0,1 \text{ см}^3$. В комплект отстойника входит кружка, разделенная перегородкой на две части: одна часть (емкостью 450 см^3) для воды, другая (емкостью 50 см^3) для исследуемой промысловой жидкости.

Содержание песка и недиспергированных частиц измеряют следующим образом. В отстойник наливают 450 см^3 воды и 50 см^3 бурового раствора. При закрытой крышке содержимое энергично взбалтывают и отстойник оставляют в покое на 1 мин. При этом нужно следить, чтобы отстойник находился в вертикальном положении. Объем осадка в измерительной части отстойника, полученный через минуту спокойного стояния жидкости, умножают на два и получают содержание песка и недиспергированных частиц в процентах к объему пробы промысловой жидкости.

Для определения содержания только песка необходимо многократно промыть осадок водой до тех пор, пока промывная вода будет прозрачной. При этом для лучшего удаления растворимых примесей осадок растирают в фарфоровой чашке пестиком и снова промывают. Когда осадок промыт, его вместе с водой переносят в отстойник и определяют по пробирке объем осевшего песка; умножая этот объем на два, получают процентное содержание песка в буровом растворе. Этот осадок принято обозначать буквами ОП (отмытый песок). Содержание недиспергированных частиц определяется как разность объема осадка песка вместе с недиспергированными частицами и объема только песка.

Операции с отстойником-мензуркой Лысенко проводятся в таком же порядке.

7. СОДЕРЖАНИЕ ГАЗА

Особенно внимательно надо следить за содержанием газа в растворе при бурении газовых скважин и скважин, вскрывающих нефтяные пласты со значительным газосодержанием. Поступление газа в буровой раствор, если оно своевременно не замечено и не приняты меры к дегазации промысловой жидкости, может привести к серьезным осложнениям в виде выбросов и даже фонтанирования с последующим обвалом ствола скважины. Если

бурение производится при помощи маловязкой жидкости или воды, то газ, попадая в ствол скважины, будет легко проскальзывать в виде пузырьков и не задержится в растворе. Если же в качестве бурового раствора применяется вязкая жидкость, например глинистый раствор большой вязкости, то пузырьки газа будут накапливаться в растворе, постепенно уменьшать его удельный вес, что может привести к выбросу жидкости. Увеличение количества газа в растворе при внимательном наблюдении может быть легко замечено. В растворе появляется большое количество пузырьков газа, он становится «разгазированным».

Разгазирование промывочной жидкости может происходить не только от присутствия природного газа, поступающего из вскрываемых газовых или нефтяных пластов. Пузырьки воздуха и газа могут появиться в растворе и в результате его обработки химическими реагентами, например сульфит-спиртовой бардой. Воздух в раствор может попадать и при его приготовлении в незаполненной доверху глиномешалке и при утяжелении сухим утяжелителем. Для проверки присутствия в промывочной жидкости природного газа, поступающего из пластов, пробу раствора нужно отбирать непосредственно при выходе его из скважины.

Определение содержания и состава газа в промывочной жидкости производят прибором Жуховицкого [2]. Этот прибор (рис. 32, *а* и *б*) может быть собран из двух отстойников Лысенко или из металлического отстойника ОМ-1 и прибора для определения стабильности.

Прибор, изображенный на рис. 30, *а*, состоит из газоотделителя 1 и водонапорного сосуда 3, соединенных между собой резиновой трубкой 2, кристаллизатора 4 и пробирки 5. Водонапорный сосуд служит одновременно отстойником. Под пробирку помещена изогнутая стеклянная трубка 6, соединенная с газоотделителем резиновой трубкой 9. Весь комплект деталей монтируется на штативе 10.

Газоотделитель 1 заполняют на $\frac{3}{4}$ объема исследуемым раствором, затем доливают до полного объема водой и всю смесь тщательно взбалтывают. Находящиеся в растворе пузырьки газа поднимаются в верхнюю часть газоотделителя. Водой наполняют кристаллизатор 4 (на $\frac{3}{4}$ объема) и пробирку 5. Наполненную водой пробирку закрывают пальцем, опрокидывают, опускают в воду кристаллизатора и укрепляют на штативе. Затем открывают зажимы 7, 8 и 11. Вода, перетекая из напорного сосуда 3 в газоотделитель 1, вытесняет газ в пробирку. Газ в свою очередь оттесняет воду из пробирки.

При наполнении пробирки газом закрывают зажимы, пробирку закрывают пальцем, вынимают из воды и подносят к пламени спички. Если газ нефтяной, он вспыхнет.

Более целесообразно определять содержание и характеристику газа вариантом прибора Жуховицкого, изображенного

на рис. 30, б. Каучуковая пробка с двумя стеклянными трубками 3 и 4 вставляется в отстойник 1. Трубка 3 доходит до середины отстойника, трубка 4 находится на уровне нижнего края пробки. Цилиндр 2 (прибор для определения стабильности) служит водонапорным сосудом. Отстойник 1 наполняют исследуемой промывочной жидкостью и водой. Вначале наливают 15—20 см³ воды, затем 200 см³ раствора. Осторожно доливают воду до полного за-

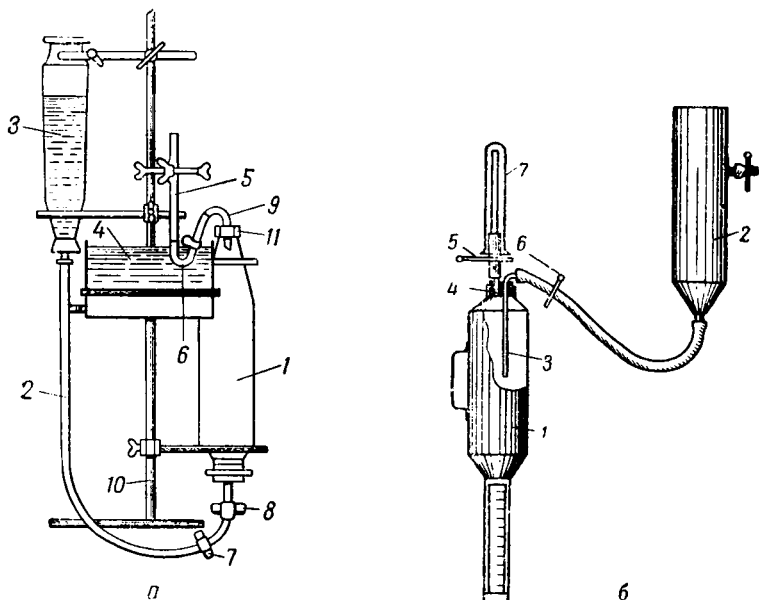


Рис. 30. Приборы для определения содержания и состава газа в буровом растворе.

полнения отстойника, закрывают пробку при открытых зажимах 5 и 6. Затем при закрытых зажимах отстойник переворачивают и энергично взбалтывают смесь. Газ выходит из раствора и скапливается в измерительной пробирке 7 отстойника. По этой пробирке определяют объем газа в растворе. Для определения объема газа в процентах к объему промывочной жидкости объем газа в пробирке надо разделить на 2. При большом содержании газа в растворе в отстойник наливают 100 см³ раствора. Тогда объем газа в пробирке равняется процентному содержанию газа в растворе. Так определяют количество газа в растворе.

Для определения характеристики газа поступают следующим образом. При положении отстойника пробкой вверх освобождают зажимы 5 и 6, на трубку 4 надевают пробирку 7 и в цилиндр 2 наливают воду. Вода будет вытеснять газ из отстойника в про-

бирку 7. При появлении воды у горлышка пробирки закрывают зажим 6, пробирку снимают и подносят к горящему пламени. Нефтяной газ дает вспышку.

8. КОНЦЕНТРАЦИЯ ВОДОРОДНЫХ ИОНОВ (рН)

Концентрация водородных ионов в растворе, или водородный показатель рН, является важным параметром, определяющим необходимость и условия обработки промывочной жидкостью химическими реагентами. Установлено, что для промывочных жидкостей существует определенная оптимальная концентрация водородных ионов, при которой они наиболее полно удовлетворяют требованиям технологии бурения в конкретных геологических условиях месторождения. Контроль за водородным показателем дает возможность определить причины происшедших изменений свойств раствора в процессе бурения и принять меры по их исправлению.

Изменение водородного показателя может происходить в результате поступления в промывочную жидкость пластовой воды, изменения химического состава разбуриваемых пород, неправильной химической обработки раствора.

Присутствие в промывочной жидкости водородных ионов связано с процессом д и с с о ц и а ц и и. Диссоциацией называется процесс обратимого разложения молекул вещества на более простые молекулы, атомы, атомные группы или ионы. Отношение числа молекул, распавшихся на составные части, к общему числу молекул, существовавших до распада, характеризуется как степень диссоциации. Степень диссоциации α определяется из выражения

$$\alpha = \frac{n}{N + n},$$

где n — число диссоциированных молекул;

N — число недиссоциированных молекул.

Степень диссоциации характеризует равновесие системы при данной концентрации веществ, участвующих в реакции.

В литре воды при 22° С диссоциируется одна десятиллионная часть грамм-молекулы, при этом молекулы воды распадаются на положительно заряженные ионы водорода (H^+) и отрицательно заряженные ионы гидроксильной группы (OH^-). В результате диссоциации в литре воды (при 22° С) содержится 10^{-7} г ионов водорода H^+ и 10^{-7} г ионов гидроксила OH^- .

Вода является одним из наименее диссоциирующих веществ, степень диссоциации ее очень мала. Концентрацию диссоциированных молекул H_2O в воде и разбавленных водных растворах можно считать величиной постоянной. Постоянным для воды и водных растворов при неизменной температуре является и произведение концентраций водородных и гидроксильных ионов.

При 22° С это произведение будет

$$K = 10^{-7} \cdot 10^{-7} = 10^{-14} \text{ г-ион/л.}$$

Величина K называется ионным произведением воды.

Если в водных растворах концентрации водородных и гидроксильных групп одинаковы и каждая равна 10^{-7} г-ион/л, такие растворы называются нейтральными.

В кислых растворах концентрация водородных ионов превышает 10^{-7} , в щелочных растворах больше концентрация ионов гидроксильной группы.

По концентрации водородных ионов растворы характеризуются как нейтральные ($H^+ = 10^{-7}$), кислые ($H^+ > 10^{-7}$) или щелочные ($H^+ < 10^{-7}$). Абсолютные значения концентраций водородных ионов, получаемых в различных областях химии, геологии, технологии промышленных процессов вообще, малы. Как правило, эти величины выражаются дробными числами, расчеты с которыми представляют неудобство.

Поэтому концентрацию водородных ионов принято выражать ее логарифмом с обратным знаком, который называется водородным показателем и обозначается рН:

$$pH = -\lg [H].$$

Если концентрация водородных ионов равна 10^{-6} , это значит, что рН раствора равняется 6, и т. д.

Концентрация водородных ионов 0,1 н. раствора едкого натра (NaOH) составляет 10^{-13} ; следовательно, рН этого раствора будет 13. Для 0,001 н. раствора NaOH концентрация водородных ионов составляет 10^{-11} и соответственно рН раствора будет 11.

В нейтральном растворе $pH = 7$, в кислых растворах $pH < 7$ и уменьшается с ростом кислотности; в щелочных растворах $pH > 7$ и повышается с увеличением щелочности.

В каждой дисперсной системе, в том числе и в буровом растворе, при определенных значениях рН наступает максимум и минимум стабильности; оптимальной стабильности в каждом конкретном случае соответствует также определенное значение рН.

С повышением вязкости раствора показатель рН, как правило, повышается; тиксотропные свойства глинистых растворов наиболее ярко проявляются при $pH = 8-10$. С увеличением рН увеличивается скорость загустевания глинистого раствора и, следовательно, уменьшается фильтрация раствора в пласт времени; раствор, имеющий кислую реакцию ($pH < 7$), интенсивнее разъедает трубы и оборудование и т. д.

Для измерения рН раствора пользуются двумя методами: колориметрическим и электрометрическим. Колориметрический

метод применяется в лабораторной практике, электрометрический метод используется при лабораторных и промышленных измерениях pH растворов, когда необходимы не разовые замеры, а непрерывный контроль и регулирование pH потока.

В основе колориметрического метода определения концентраций водородных ионов лежит закон Ламберта-Бера, согласно которому поглощение света, прошедшего через слой раствора какого-либо вещества толщиной d , пропорционально концентрации этого вещества c , толщине слоя и степени окраски раствора. Если имеется два раствора, одинаково поглощающих свет, то произведение соответствующих концентраций c и c_1 на толщину слоев d и d_1 есть величина постоянная:

$$cd = c_1d_1 = k.$$

Зная концентрацию стандартного раствора и толщину слоев, можно из этого соотношения найти концентрацию исследуемого раствора и, следовательно, величину pH.

Применение колориметрического метода возможно при соблюдении основного принципа колориметрии: изменение интенсивности окраски пропорционально концентрации. На этом принципе основаны более совершенные методы колориметрирования, например при помощи колориметра КолМ-1, применяемого в нефтедобывающей промышленности.

Оптическая схема такого колориметра следующая (рис. 31). Луч света от зеркала 1 проходит через слой исследуемого раствора в кювете 2 через погружатель 3, призму 6, линзы 8 и 9 и попадает в окуляр, освещая правую половину оптического поля. Другой луч проходит через слой стандартного раствора в кювете 5, погружатель 4, призму 7, линзы 8 и 9 и попадает в окуляр, освещая левую половину оптического поля. Изменяя винтом высоту погружения, добиваются исчезновения границы раздела. В этот момент $\frac{c_x}{c_{ст}} = \frac{d_{ст}}{d_x}$, откуда и находят c_x .

К колориметрическим относятся также методы стандартных серий и колориметрического титрования.

Метод стандартных серий состоит в определении концентраций путем сравнения цвета исследуемого раствора с цветом стандартных растворов.

Для осуществления метода стандартных серий требуется ряд пробирок, изготовленных из бесцветного стекла, одинаковых диаметра и толщины стенок. Эти пробирки помещаются в гнезда специально изготовленного ящика. В центральное гнездо вста-

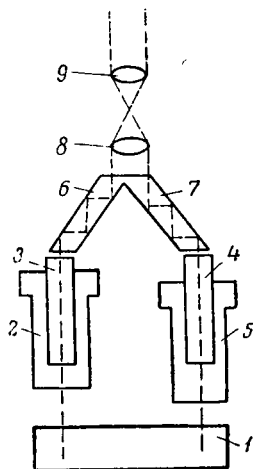


Рис. 31. Оптическая схема колориметра М-1.

вляется пробирка с исследуемым раствором, в крайние — пробирки со стандартным раствором. Такой прибор для определения концентрации водородных ионов называется компоратором.

Для работы по методу стандартных серий необходимо приготовить ряд устойчивых стандартных растворов с последовательно убывающей величиной рН. Разница между величиной рН этих растворов должна быть 10—15%. Эти растворы приготавливаются последовательным разведением исходного раствора известной концентрации кислоты и соли. Величину рН этих растворов определяют электрометрически. Равные объемы полученных растворов (5—10 см³) заливают в пробирки и к ним добавляют по 1 см³ индикаторов.

Пользуясь компоратором, подбирают пробирку со стандартным раствором, имеющим ту же окраску, что и исследуемый раствор.

П р и м е р. Стандартные растворы имеют рН = 1,2; 1,32; 1,44. Исследуемый раствор по цвету занял место между вторым и третьим стандартными растворами, т. е. рН его больше 1,32 и меньше 1,44. Для уточнения готовят вторую серию растворов с рН от 1,32 до 1,44, в ряду которых и подбирают место исследуемого раствора.

Индикаторы, применяемые для данного метода, представляют собой соединения, одна группа которых (двухцветные индикаторы) меняет окраску в зависимости от изменения рН среды, другие (одноцветные индикаторы) имеют только одну окраску при определенных рН и бесцветны при других его значениях.

В табл. 3 приводятся характеристики наиболее употребляемых индикаторов.

Т а б л и ц а 3

Индикаторы	Интервал превращений (рН)	Среда и окраска	
		кислая	щелочная
Метиловый оранжевый	3,1—4,7	красная	желтая
Метиловый красный . .	4,4—6,0	красная	желтая
Тимоловый синий . . .	1,2—2,7	красная	желтая
Бромфеноловый синий	3,0—4,6	желтая	синяя
Фенолфталеин	8,5—10,5	бесцветная	красная

В основу электрометрического метода измерения рН положено явление возникновения разности потенциалов между металлом и раствором его соли. Величина этого потенциала зависит от концентрации ионов металлов в растворе и температуры и выражается уравнением

$$E = E_0 + \frac{RT}{nF} \ln c,$$

где E_0 — нормальный электродный потенциал металла при $c = 1$;

R — газовая постоянная, равная 8,316 джоуля;

T — абсолютная температура;

n — валентность иона;

F — число Фарадея, равное 96500 кулонов;

c — концентрация ионов металла в растворе.

Аналогично ведет себя и водород, на основании чего и построено измерение концентрации водородных ионов.

Лабораторные измерения рН растворов производятся в потенциометрах с различными электродами в зависимости от вида измерения: водородным, хингидронным, сурьмяным, платиновым со вспомогательным каломелевым [3]. В настоящее время в лабо-

раторной и промышленной практике получает распространение стеклянный электрод, который применяется в паре с каломелевым.

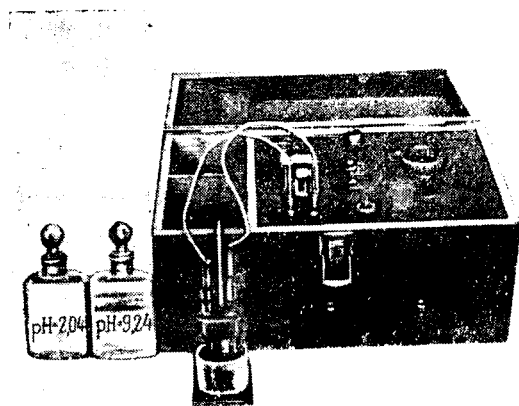


Рис. 32. рН-метр для глинистых растворов.

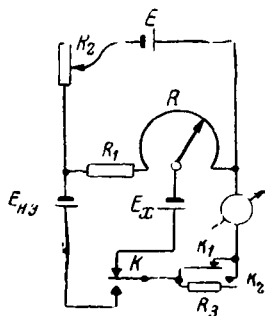


Рис. 33. Электрическая схема рН-метра.

В промышленных условиях получил распространение для измерения рН промывочных жидкостей переносный рН-метр. В качестве измерительного элемента в приборе применяется сурьмяно-каломелевый электрод.

Внешний вид рН-метра приведен на рис. 32, электрическая схема — на рис. 33.

Принципиальная схема прибора основана на компенсационном методе измерения э. д. с. При помощи ключа-переключателя K нормальный элемент $E_{н.э}$ подключается к концам сопротивления реохорда R и постоянного сопротивления R_1 . На этих сопротивлениях, а также на переменном сопротивлении R_2 происходит падение напряжения (1,5—1,2 в) сухого элемента E . Регулированием переменного сопротивления R_2 при помощи кнопок-ключей K_2 «грубо» и K_1 «точно» производится стандартизация тока в измерительной цепи. В цепь включено высокоомное сопротивление R_3 .

При измерении э. д. с. исследуемого элемента E_x ключ-переключатель K ставится в верхнее положение. Вращением реохорда производится компенсация э. д. с. измеряемого элемента. Момент компенсации определяется по нулевому положению стрелки гальванометра при нажатии кнопок-ключей K и K_1 . Отсчет измеряемой э. д. с. при достижении компенсации производится по шкале реохорда в милливольтках или непосредственно в рН при измерении промывочных жидкостей.

9. АНАЛИЗ ФИЛЬТРАТА РАСТВОРА И ВОДЫ

Параметры бурового раствора в процессе бурения изменяются в связи с попаданием в циркулирующую промывочную жидкость примесей в виде мельчайших частиц разбурываемых пород и растворением в ней минеральных солей, ангидритов и других водорастворимых веществ. Часто эти примеси оказывают нежелательное действие на буровой раствор, повышают вязкость, статическое напряжение сдвига, ухудшают фильтрационные свойства. Минеральные соли затрудняют химическую обработку бурового раствора, изменяя его восприимчивость к реагентам.

Определение нежелательных примесей, растворенных в промывочной жидкости, необходимо при разработке оптимальных условий создания и регулирования свойств раствора, технически обоснованного подбора химических реагентов. Кроме того, регулярное измерение содержания растворенных солей и анализ их природы даст возможность определить интервалы проникновения минерализованных вод в промывочную жидкость, интервалы залегания соляных пластов. Поэтому следует систематически проводить химический анализ фильтрата бурового раствора и воды, идущей на его приготовление.

В практике бурения обычно определяют концентрацию хлористых солей (NaCl , CaCl_2 и др.) и концентрацию солей кальция и магния, характеризующих жесткость воды.

Химическими методами (при помощи титрования) целесообразно определять и щелочность промывочных растворов с высоким значением рН. Измерение щелочности электрометрическим методом в этих случаях может не дать удовлетворительных результатов, так как при больших показателях рН даже значительное изменение щелочности раствора не вызывает существенных изменений величин на логарифмической шкале рН.

Методы химического анализа водных растворов излагаются в специальных курсах.

10. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЛИПКОСТИ ФИЛЬТРАЦИОННОЙ КОРКИ

Неоднократно предпринимались попытки ввести в практику исследования буровых растворов определение такого параметра, как липкость глинистой корки. Однако из-за несовершенства предложенных методов и конструкций приборов определение и

анализ этого показателя свойств раствора распространения на промыслах не получили.

С. Ю. Жуховицкий [2] предложил простой и удобный прибор для определения липкости глинистой корки, который может быть рекомендован для широкого применения.

Прибор (рис. 34) состоит из столика 1, вращающегося вокруг укрепленной на стойке 3 оси 2. Упорный винт 4 фиксирует положение столика. На основании 5 прибора укреплена шкала 6 с от-

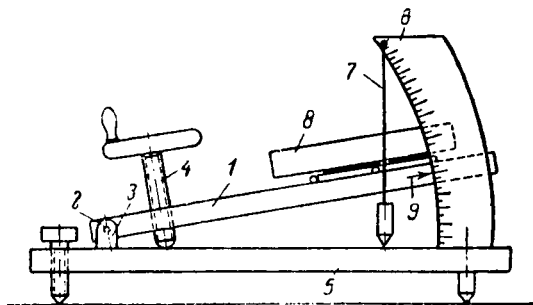


Рис. 34. Прибор для определения липкости фильтрационной корки.

весом 7, служащим для установления основания прибора строго горизонтально.

Липкость определяют следующим образом. Фильтр с глинистой коркой кладут на столик 1. На корку кладут стальной брусок 8 квадратного сечения со стороной квадрата, равной 10 мм; вес бруска 5 г, длина 64 мм. Вращением упорного винта стрелка 9 устанавливается против нулевого деления шкалы. После этого также вращением упорного винта увеличивают угол отклонения столика от горизонтали. С увеличением угла отклонения увеличивается составляющая сила тяжести бруска, стремящаяся сдвинуть брусок с глинистой корки. Когда эта составляющая сила преодолевает липкость корки, брусок соскользнет с нее. Тангенс угла наклона, при котором брусок соскользнет с глинистой корки, считается показателем липкости корки. Шкала прибора отмечает не величину угла отклонения, а его тангенс.

Этот метод определения липкости глинистой корки может быть применен и для фильтрационных корок промысловых жидкостей других видов.

ЛИТЕРАТУРА

1. Баранов В. С. Глинистые растворы для бурения скважин в осложненных условиях. Гостоптехиздат, 1955.
2. Жуховицкий С. Ю. Глинистые растворы в бурении. Гостоптехиздат, 1955.

3. Белозерский С. С., Фроловский П. А., Денисов С. С., Андерс В. Р. Методы и приборы для измерения рН в нефтяной промышленности. Гостоптехиздат, 1953.

4. Брентли Д. Е. Справочник по вращательному бурению. Перевод с английского И. А. Малькова. Гостоптехиздат, 1957.

5. Ребиндер П. А., Серб-Сербина Н. Н. Сборник «Новое о глинах и глинистых растворах, применяемых в бурении на нефть». Гостоптехиздат, 1940.

6. Ребиндер П. А., Серб-Сербина Н. Н. Сборник «Вязкость жидкостей и коллоидных растворов». Изд. АН СССР, 1941.

Г Л А В А IV

ОБРАБОТКА ПРОМЫВОЧНЫХ ЖИДКОСТЕЙ ХИМИЧЕСКИМИ РЕАГЕНТАМИ

1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Для улучшения качества буровых растворов их обрабатывают химическими реагентами. В настоящее время бурение с промывкой необработанными растворами производят в отдельных случаях при небольших глубинах и спокойных неосложненных геологических условиях.

Основное назначение химической обработки промывочных жидкостей: а) стабилизация раствора как дисперсной системы и регулирование параметров, зависящих от степени стабилизации; б) восстановление и упрочнение структуры раствора, а также регулирование параметров, характеризующих структурно-механические свойства дисперсной системы.

Эти обе задачи взаимно связаны.

Под стабилизацией промывочных растворов понимают приведение их в динамически устойчивое состояние и поддержание этого состояния. Стабилизация буровых растворов включает повышение их агрегатной устойчивости, предотвращение укрупнения (агрегирования) частиц дисперсной фазы.

Сущность процесса стабилизации буровых растворов заключается в усилении взаимодействия между частицами твердой дисперсной фазы и дисперсионной среды системы, иначе говоря, в лиофилизации последней (в водных растворах — гидратации). Для этого используется способность поверхностно-активных веществ, адсорбируясь на поверхности частиц твердой фазы промывочных жидкостей, повышать их гидрофильность. Повышение гидрофильности частиц твердой фазы бурового раствора улучшает условия сольватации этих частиц, создания вокруг них прочной водной оболочки (или вообще оболочки дисперсионной среды) при гидрофобной системе и увеличивает размер водной оболочки при более гидрофильной системе.

Таким образом, гидратные оболочки являются фактором, способствующим установлению динамического равновесия дисперсной системы и улучшению условий нахождения частичек твердой фазы во взвешенном состоянии. В результате стабилизации буровых

вого раствора путем обработки поверхностно-активными веществами водоотдача промысловой жидкости значительно снижается. Образование гидратных оболочек и увеличение размера этих оболочек при химической обработке системы приводит к уменьшению количества свободной воды в единице объема и соответственно к увеличению количества воды, прочно связанной с частичками твердой фазы и иммобилизованной в агрегатах. Пептизация раствора, т. е. разукрупнение агрегатов-частичек твердой фазы на более мелкие, обычно сопровождающая процесс его стабилизации, дает возможность наряду с увеличением количества гидратированных частичек получить более плотную фильтрационную корку с относительно меньшими размерами каналов-пор, по которым вода может отфильтровываться в пласт. Эти два фактора обеспечивают значительное снижение водоотдачи буровых растворов.

Обработка водных буровых растворов химическими реагентами, сопровождающаяся созданием и увеличением размеров прочно связанных с дисперсной фазой гидратных оболочек, ростом связанной ориентированной воды и соответственно уменьшением количества свободной воды, приводит к некоторому увеличению вязкости раствора. Повышение степени дисперсности твердой фазы промысловой жидкости также способствует повышению его вязкости.

Снижение водоотдачи и повышение вязкости буровых растворов происходят постепенно, с увеличением количества стабилизирующих химических реагентов до определенного предела. При превышении этого предела могут быть получены иные результаты. Излишнее количество реагентов может явиться причиной значительного увеличения толщины гидратных оболочек, что в свою очередь может привести к резкому уменьшению сил взаимного притяжения между элементарными частичками дисперсной фазы, падению прочности структуры, ее нарушению и даже коагуляции.

Структура промыслового раствора может образоваться только при достаточном количестве частичек твердой фазы в системе. При малой концентрации дисперсной фазы дисперсная система будет бесструктурной, частиц твердой фазы будет недостаточно для образования сплошной структурированной сетки и они будут находиться в относительно свободном состоянии, совершая независимые беспорядочные тепловые движения.

Критической концентрацией частичек твердой фазы будет тот минимум содержания твердой фазы, при котором частицы могут быть связаны силами молекулярного взаимодействия в структурную пространственную сетку с развитыми упругими свойствами. П. А. Ребиндер [1] называет такую структуру, представляющую собой как бы единый агрегат, продуктом лиофильной коагуляции. Объемная критическая концентрация дисперсной фазы, при которой возникает сплошная структура, зависит от ряда

условий, в том числе от физико-химических свойств твердой фазы и состояния бурового раствора, и может изменяться под действием вводимых в раствор реагентов — стабилизаторов и структурообразователей.

Для приближения физико-механических параметров раствора к оптимальным, наиболее полно отвечающим требованиям технологии бурения следует стремиться к созданию достаточно структурированной системы промывочной жидкости при минимальной концентрации твердой дисперсной фазы.

Правильное и своевременное регулирование структурно-механических параметров бурового раствора имеет решающее значение для бурения скважины без осложнений при высоких скоростях, эффективном использовании мощности установленного бурового оборудования, особенно мощности турбобура, и улучшении условий работы буровых насосов.

Наличие взаимосвязанной структурированной пространственной решетки (каркаса) бурового раствора, состоящей из частичек твердой фазы, является необходимым условием безаварийной проходки глубоких скважин, особенно в зонах осложнений. Находящаяся в дисперсионной среде достаточно прочная пространственная решетка способствует удержанию во взвешенном состоянии в растворе обломков выбуренных пород и препятствует поглощению промывочной жидкости капиллярами и трещинами обнаженных пластов. Вследствие тиксотропности структура бурового раствора, прочность пространственной решетки при состоянии покоя возрастают, в связи с чем улучшается удерживающая способность. При этом система переходит из золя в гелеобразное состояние, и механические свойства бурового раствора качественно изменяются — возрастает жесткость, повышается СНС. В этих условиях возрастает и вязкость как свойство жидкости оказывать сопротивление действующим на нее внешним силам.

Обработка промывочных жидкостей химическими реагентами является сложным физико-химическим процессом, зависящим от количества и качества химических реагентов, характера воздействия их на раствор, а также от других факторов, в том числе от физико-химических свойств твердой фазы раствора. В качестве последней применяют разнообразные горные породы — глины, мергели, известняки и другие. Даже отдельные виды твердой фазы (например, глины) бывают не однородны по своему составу. В связи с этим одни и те же химические реагенты могут оказывать различное действие на растворы с неодинаковой твердой фазой.

Различные результаты регулирования определенных свойств буровых растворов при обработке их одними и теми же реагентами определяются температурой, давлением, содержанием в промывочной жидкости солей различной концентрации, состоянием

и свойствами самого раствора в период его обработки. Поэтому химическую обработку буровых растворов для регулирования определенных параметров можно рекомендовать только после проведения предварительных лабораторных исследований.

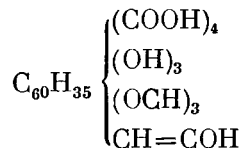
В Советском Союзе и за рубежом предложено и применяется значительное количество различных химических реагентов для обработки промывочных жидкостей. По характеру воздействия на буровые растворы их принято разделять на две группы: 1) поверхностно-активные вещества (защитные коллоиды и полуколлоиды) и 2) электролиты. Реагенты первой группы действуют в основном как стабилизаторы суспензий и недостаточно устойчивых буровых растворов, способствуют установлению динамического равновесия системы, уменьшают седиментацию дисперсной фазы, предотвращают коагуляцию; снижают водоотдачу и влияют соответственно на вязкость. Реагенты второй группы действуют главным образом как регуляторы структурно-механических свойств промывочных жидкостей.

2. НАИБОЛЕЕ РАСПРОСТРАНЕННЫЕ ХИМИЧЕСКИЕ РЕАГЕНТЫ

а. Реагенты — стабилизаторы и пептизаторы (защитные коллоиды и полуколлоиды)

Натровые соли гуминовых кислот (углещелочной УЩР и торфощелочной ТЩР реагенты). Эти реагенты предложены В. С. Барановым и в настоящее время наиболее распространены. Получают их воздействием едкого натра на гуминовые кислоты, содержащиеся в значительном количестве в органической массе бурого угля и торфа. Гуминовые кислоты — сложная смесь коллоидных органических веществ непостоянного состава с относительно высоким молекулярным весом.

Строение гуминовых кислот окончательно еще не выяснено. Приближенная их формула имеет вид:



Средний элементарный состав гуминовых кислот: углерода 50—60%, кислорода 36—37%, водорода 4—5%.

В природе гуминовые кислоты широко распространены. Считается, что эти вещества являются продуктами бактериального аэробного разложения растительных остатков — лигнина и клетчатки древесины. Гуминовые кислоты составляют главную часть перегнойной почвы, встречаются они и в торфяных отложениях.

С щелочными металлами гуминовые кислоты образуют соли, хорошо растворимые в воде, дающие коллоидные растворы.

При известных условиях (в результате декарбоксилирования, т. е. утраты карбоксильных групп и дегидратации) гуминовые кислоты могут превращаться в нейтральные, не растворимые в щелоках вещества, так называемые гумины.

Содержание гуминовых кислот в бурых углях и торфе может значительно колебаться, например, в буром угле от долей процента до 100% органической массы. По техническим условиям содержание гуминовых кислот в буром угле не должно быть меньше 35%. Содержание гуминовых веществ в торфе доходит до 50% и более.

При воздействии едкой щелочи на бурый уголь или торф образуются натровые соли гуминовых кислот. Вся система, получаемая при обработке едкой щелочью бурого угля или торфа, состоящая из натровых солей гуминовых кислот, угольной или торфяной массы и не вступившего в реакцию остатка NaOH, называется соответственно углещелочным (УЩР) или торфощелочным (ТЩР) реагентом. Углещелочной и торфощелочной реагенты применяются для регулирования свойств глинистых растворов как реагенты-стабилизаторы. В последнее время углещелочной реагент был применен в качестве реагента-стабилизатора при получении естественных карбонатных и других водных растворов и при регулировании их свойств.

Адсорбируясь на поверхности твердой фазы, натровые соли гуминовых кислот улучшают взаимосвязь глинистых частиц с дисперсионной средой — водой, создавая прочные гидратные оболочки, препятствующие сближению, слипанию частиц и предупреждающие коагуляцию. В то же время эти реагенты способствуют дальнейшему диспергированию более крупных частиц твердой фазы, т. е. являются пептизаторами.

При обработке грубой неустойчивой суспензии, образующейся в скважине в процессе бурения с промывкой водой известняков, доломитов, мергелей и некоторых других твердых пород, гуматы натрия действуют также как активный стабилизатор, адсорбируясь на частичках твердой фазы и увеличивая взаимосвязь дисперсной фазы с дисперсионной средой. Как показали исследования, эти поверхностно-активные вещества при бурении с промывкой естественными карбонатными растворами являются активными диспергаторами. Действуя как понизители твердости карбонатных пород, они способствуют дальнейшему измельчению частиц твердой фазы системы [2].

Степень и характер влияния углещелочного реагента на промывочные жидкости зависят от его концентрации в объеме бурового раствора. При слишком больших концентрациях углещелочного реагента в глинистом растворе гидратные оболочки частиц

твердой фазы могут резко увеличиваться, что приводит к относительно большому взаимному удалению частиц, уменьшению сил притяжения и как следствие к уменьшению и даже потере структуры раствором [3, 4].

Были проведены наблюдения над состоянием естественного карбонатного раствора в скважине при излишней концентрации углекислотного реагента [2, 5]. Как и в приведенных выше примерах с глинистым раствором, излишнее количество УЩР приводит к разрушению структуры естественных карбонатных растворов, сопровождающемуся резким падением СНС и увеличением водоотдачи. Для восстановления структуры требуется добавлять в раствор реагент-структурообразователь (жидкое стекло).

Воздействие на буровой раствор торфощелочного реагента аналогично действию углекислотного. Основное различие состоит в том, что сам реагент и обработанные им растворы имеют повышенную вязкость. Торфощелочной реагент менее активен как понизитель водоотдачи. Этим реагентом рекомендуется обрабатывать раствор при борьбе с поглощениями: получаемые растворы имеют большую вязкость и несколько меньший удельный вес, находящиеся в системе торфяные волокна способствуют закупорке поглощающих каналов и капилляров.

Сульфит-спиртовая барда (литейный концентрат) — отход производства целлюлозы при сульфитном способе варки. Получается непосредственно из сульфитцеллюлозного щелока (отхода этого же производства). Употребляется в промышленности как пластификатор цемента, в качестве крепителя форм при литейном производстве. Последнее время находит все более широкое применение в бурении.

Сульфит-спиртовая барда представляет собой сложный комплекс разнообразных веществ. По внешнему виду это густая темпобурая жидкость удельным весом $1,2-1,3 \text{ г/см}^3$. При использовании сульфит-спиртового реагента необходимо учитывать процент содержания в нем сухих веществ и воды. Согласно ГОСТ, реагент при использовании его в литейном производстве должен иметь удельный вес $1,28 \text{ г/см}^3$, что соответствует содержанию в нем 50% сухих веществ. Вообще же процентное содержание сухих веществ в зависимости от удельного веса жидкого литейного концентрата может быть подсчитано по специальным таблицам. Химически концентрат относится к кислым средам ($\text{pH} \approx 5,6$). Активным реагентом при применении в промывочных жидкостях являются сульфолитнаты.

В зависимости от степени выпаривания при получении литейный концентрат (ССБ) может быть жидким и твердым. В бурении используется жидкий концентрат. Применяется сульфит-спиртовая барда как реагент-стабилизатор для снижения водоотдачи и регулирования вязкости буровых растворов. Однако водоотдачу этот реагент снижает менее эффективно, чем УЩР.

Положительные результаты этот концентрат дает при обработке растворов с большой степенью минерализации. С повышением минерализации эффективность ССБ как понизителя водоотдачи возрастает. Хорошо поддаются обработке ССБ глинистые растворы, приготовленные на морской воде, в том числе и утяжеленные.

Сульфит-спиртовая барда обладает свойством вспенивать обрабатываемый раствор, что является серьезным недостатком этого реагента. Употреблять ее в большинстве случаев нужно с пеногасителем.

Сульфит-щелочной реагент (натриевые соли сульфолигнинных кислот) получается в результате взаимодействия сульфит-спиртовой барды с каустической содой (20—40 % ССБ и 3—6 % NaOH в расчете на вес сухого вещества от объема реагента). Каустическая сода нейтрализует кислотность концентрата, и образуются натриевые соли сульфолигнинных кислот. Соли сульфолигнинных кислот применяются при обработке глинистых растворов, действуя как стабилизатор. Реагент из сульфит-спиртовой барды дает положительные результаты при обработке растворов, приготовленных на морской воде, и растворов повышенной солености, образующихся при бурении солей или засоленных пород, а также при встрече с минерализованными пластовыми водами. Слабоминерализованные, приготовленные на пресной воде растворы снижают водоотдачу при добавлении большого количества сульфит-щелочного реагента (до 30 % по объему и выше) к обрабатываемому раствору.

Особенности влияния реагентов из сульфит-спиртовой барды и самой барды на свойства глинистых растворов (в отличие от углещелочного реагента), т. е. непостоянство их воздействия, трудности снижения водоотдачи при неутяжеленных растворах, приготовленных на пресной воде, лучшее влияние на растворы, приготовленные на морской воде, и на утяжеленные растворы, объясняются особыми свойствами адсорбционных пленок, образуемых сульфолигнинными кислотами на глинистых частицах [3].

Комбинированный реагент. Так называется реагент, состоящий из натриевых солей гуминовых кислот (углещелочной реагент) и сульфит-спиртовой барды. Комбинированный реагент используется в бурении для лучшего снижения водоотдачи при сохранении заданных структурно-механических свойств раствора. Оптимальная концентрация комбинированного реагента в растворе и оптимальные соотношения углещелочного реагента и сульфит-спиртовой барды в нем должны быть предварительно подобраны в лаборатории, так как эти соотношения в значительной степени зависят от качества глины, концентрации солей в глинистом растворе и заданных параметров раствора. Примерный рецепт: 10 % бурого угля, 2 % NaOH, 0,2—4 % ССБ (вес сухих веществ в % от объема реагента).

Лучшие результаты комбинированный реагент дает при обработке растворов, содержащих небольшое количество солей.

В физико-химическом отношении целесообразность применения углещелочного реагента вместе с сульфит-спиртовой бардой объясняется следующим. В нормальных условиях обработка глинистого раствора углещелочным реагентом (или торфощелочным) дает хорошие результаты по снижению водоотдачи, но при этом обычно увеличиваются вязкость и СНС. При высоких концентрациях углещелочного реагента в растворе структурно-механические свойства его становятся неудовлетворительными, СНС снижается, прочность структуры уменьшается, вязкость же по СПВ повышается. Это объясняется значительным ростом солевых оболочек глинистых частиц и повышением степени дисперсности. Поэтому при обработке одним УЩР буровые растворы, удовлетворяющие часто требованиям технологии бурения по водоотдаче, имеют плохие показатели по другим параметрам: растворы с малой водоотдачей и малой вязкостью не имеют структуры, стремление же сохранить структуру раствора приводит к повышению вязкости. В то же время исследования показали, что сульфит-спиртовые реагенты не гидрофилизуют глинистые частички в такой степени, как это происходит при воздействии УЩР. При обработке раствора ССБ утолщение солевых оболочек происходит в меньшей степени, повышенная вязкость обрабатываемого раствора эффективно снижается, водоотдача же снижается слабо.

Получается, что углещелочной реагент и сульфит-спиртовая барда как бы взаимно дополняют друг друга: углещелочной реагент действует как активный понизитель водоотдачи, а ССБ — как агент, ограничивающий повышение и даже снижающий вязкость раствора.

Применение комбинированного реагента при работе с утяжеленными растворами дает возможность сократить расход утяжелителя. При добавлении утяжелителя обычно повышается вязкость, для снижения которой в систему приходится добавлять воду. Однако разбавление раствора водой снижает удельный вес, для повышения которого вновь добавляется утяжелитель. В ряде случаев большая часть утяжелителя расходуется на восстановление удельного веса раствора в связи с падением его из-за разбавления раствора водой для снижения вязкости и реагентом для снижения водоотдачи. Способность комбинированного реагента препятствовать повышению вязкости избавляет от необходимости добавления воды и сохраняет удельный вес раствора.

К о н д е н с и р о в а н н а я с у л ь ф и т - с п и р т о в а я
б а р д а (КССБ) — реагент, разработанный в ГрозНИИ. Получают КССБ взаимодействием сульфит-спиртовой барды или сульфит-целлюлозного экстракта и формалина или фурфурола в кислой среде. Конденсация происходит при нагревании до температуры 90—95° смеси:

ССБ (30%)	100	объемн. частей
Формалина	8	»
Фенола	1	»
Серной кислоты	3	»

После этого смесь нейтрализуется до $\text{pH} = 7-8$.

КССБ представляет собой жидкость удельным весом $1,12 \text{ г/см}^3$, вязкостью при 20°C 50—100 сантипуаз; может быть приготовлена и в виде порошка.

КССБ довольно активно снижает водоотдачу глинистых растворов, приготовленных как на пресной, так и на минерализованной воде. Растворы, обработанные КССБ, устойчивы против воздействия цемента, растворов солей кальция и других электролитов, а также при высоких температурах (до 200°C) и давлениях (до 800 ат); они обладают пониженной липкостью и при фильтрации отлагают тонкие корки, достаточно плотные в нижних и верхних слоях.

Карбоксиметилцеллюлоза. Карбоксиметилцеллюлоза — растворяющееся в воде волокнистое вещество желтоватого цвета; представляет собой натриевую соль целлюлознокислотной кислоты, получаемую действием на щелочную целлюлозу монохлоруксусной кислоты или ее натриевой соли. Карбоксиметилцеллюлоза (КМЦ) у нас и в США применяется в качестве стабилизатора глинистых растворов. По исследованиям ВНИИБТ, КМЦ защищает глинистый раствор от коагулирующего влияния солей, находящихся в пластовых водах: хлористого натрия NaCl , хлористого кальция CaCl_2 , сульфата кальция CaSO_4 и других, нейтрализуя их действие. Обработка раствора КМЦ приводит к снижению его водоотдачи и СНС. Обработанные КМЦ глинистые растворы не ухудшают свойств при концентрации в них до 10% NaCl ; при большей минерализации активность воздействия КМЦ на глинистые растворы резко снижается.

Для обработки глинистых растворов применяют водные растворы карбоксиметилцеллюлозы различных концентраций, имеющие щелочную реакцию.

Карбоксиметилцеллюлозу добавляют в зависимости от состояния глинистого раствора и степени снижения водоотдачи в количестве от 0,5 до 4% вес. на объем промывочной жидкости. Если при этом возрастает вязкость, то в раствор добавляют воду.

В Татарии А. И. Бережным, Ю. В. Вадецким и другими [6] проведены исследования и промышленные испытания по бурению нефтяных скважин на безглинистых промывочных жидкостях: образующихся в стволе скважины суспензиях карбонатных и других твердых пород, обработанных КМЦ. Карбоксиметилцеллюлоза является одним из химических реагентов — стабилизаторов промывочной жидкости в бурении, находящим широкое применение. Однако стоимость КМЦ до сих пор сравнительно

высока, что, естественно, ограничивает ее применение. Кроме того, активность КМЦ резко падает при температуре выше 100° С, что в условиях высоких температур приводит к большим перерасходам реагента.

Т а н н а т ы (д у б и л ь н ы е в е щ е с т в а). Дубильными веществами называются химические соединения, органические и синтетические водные растворы которых применяются в процессе выделки кож и мехов (дубление). В природе встречаются минеральные и органические дубильные вещества растительного и животного происхождения. В химии дубильные вещества относятся к группе глюкозидов, представляющих собой широко распространенные в животных и растительных организмах соединения остатков сахара (моносахариды, глюкоза и другие) и других органических соединений. Наиболее распространены дубильные вещества растительного происхождения, они находятся в очень многих видах растений. Промышленностью производятся и искусственные дубильные вещества, представляющие собой как сравнительно простые органические вещества (например, водный раствор муравьиного альдегида), так и высокомолекулярные органические соединения, объединенные под общим названием **с и н т а н о в**. Продукты переработки отходов целлюлозы (сульфит-целлюлозные экстракты) относятся к группе искусственных дубильных веществ.

Растительные дубильные вещества таннины нашли довольно широкое применение при обработке буровых растворов в США. Применялись они и у нас в небольшом объеме в 30-х годах [3]. Находящиеся в дубильных веществах таннины, адсорбируясь на глинистых частицах, увеличивают гидрофильность системы, препятствуют коагуляции, уменьшают количество свободной воды, снижают водоотдачу.

В США употребляется главным образом **э к с т р а к т к в е б р а х о**¹ в чистом виде или вместе с каустической содой или полифосфатами. (В первом случае он используется для приготовления «кальциевых» растворов и обработки растворов, содержащих цемент, во втором — для обработки обычных глинистых растворов.)

Будучи хорошими нептизаторами, дубильные экстракты эффективно снижают вязкость высоковязких коагулированных, загрязненных (например, цементом) и утяжеленных растворов.

В СССР растительные дубильные вещества для обработки буровых растворов в промышленном масштабе не применяются. ВНИИТБ проведены исследования [7] и промышленные работы [8] по использованию в качестве понизителей вязкости утяжеленных глинистых растворов синтанов — продуктов сульфирования фенолов и углеводов ароматического ряда.

¹ Квебрахо называется группа тропических деревьев Южной Америки, а также их древесина, кора и дубильный экстракт.

Лабораторные исследования и бурение опытных скважин показали, что синтан марки ПЛ является понизителем вязкости утяжеленных глинистых растворов и может применяться при бурении глубоких скважин в осложненных условиях. При первой обработке добавляли 2% реагента к объему промывочной жидкости, при последующих обработках — 1—4%.

Синтаны ПЛ и ПС, несмотря на положительные результаты лабораторных и промышленных испытаний, не были внедрены в бурение. Этому препятствовала ограниченность сырьевой базы для их синтеза. В результате дальнейших исследований И. Б. Аделя и других во ВНИИТБ было найдено сырье для производства понизителей вязкости, не менее активных, чем синтаны ПЛ и ПС. Таким сырьем явились фенолы, содержащиеся в отходах термолиза древесины. Понизители вязкости, приготовленные на основе суммарных фенолов из растворимой смолы от термолиза древесины, были испытаны на глинистых растворах и дали результаты, почти не уступающие синтанам ПЛ и ПС.

Таким понизителем вязкости для глинистых растворов, синтезированным на основе фенолов термолиза древесины, является реагент ПФЛХ-1. Этот реагент испытывался в полевых условиях на утяжеленных, а также неутяжеленных глинистых растворах, приготовленных на морской и пресной воде, и дал положительные результаты.

Вторым источником сырья для получения реагентов — понизителей вязкости является гидролизный лигнин — отход промышленности, перерабатывающей древесину на спирт методом гидролиза. Гидролизный лигнин, окисленный разбавленной азотной кислотой, явился не только понизителем вязкости глинистых растворов, но и пластификатором — замедлителем схватывания цементных и бетонных растворов.

К р а х м а л — смесь полисахаридов, имеющих общую формулу $(C_6H_{10}O_5)_n$, содержится в виде крахмальных зерен в большинство растений. Применяется как реагент для обработки глинистых растворов совместно с каустической содой. Наиболее распространенная рецептура: 50—60 кг крахмала и 20 кг твердой каустической соды на 1 м³ крахмального реагента. Однако соотношения крахмала и каустической соды в реагенте могут меняться. Оптимальные соотношения определяют в лабораторных условиях, исходя из оптимальной пептизации.

Повышенная вязкость крахмальных реагентов — их существенный недостаток. При работе с крахмальными реагентами для понижения вязкости глинистых растворов применяется сульфит-щелочной реагент.

Крахмальный реагент целесообразно применять для снижения водоотдачи глинистых растворов при проходке сильно засоленных пород.

3) РПВ — растительный понизитель вязкости из плодов сосны или ели обыкновенных;

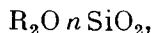
4) КРС — комбинированный растительный стабилизатор из плодов дуба и ели или сосны.

В американской практике при бурении глубоких скважин с повышенными температурами на забое применяют реагенты, приготовленные на основе полиакрилатов натрия.

Работы по использованию водорастворимых полимеров на основе полиакрилонитрила и полиакрилатов натрия для обработки глинистых растворов проводятся во ВНИИБТ (Э. Г. Кистер, Д. Е. Злотник).}

б. Реагенты-электролиты (регуляторы структурно-механических свойств)

Ж и д к о е с т е к л о (силикат натрия или калия). В бурении широкое применение получил силикат натрия, водный раствор которого представляет собой вязкую жидкость от светло-желтого до желто-коричневого и серого цветов. Общая химическая формула щелочных силикатов имеет вид:



где R_2O может быть Na_2O или K_2O ; n — число молекул кремнезема SiO_2 , приходящееся на одну молекулу окислов щелочных металлов. В технике n называется модулем растворимого стекла, представляющим собой отношение $\frac{SiO_2}{R_2O}$. Для применяемых в бурении стандартных растворов натриевого жидкого стекла $Na_2O \cdot n SiO_2$ модуль $n = 2,4 \div 3,0$. Производство жидкого стекла является довольно несложным процессом. Сырьем для получения этого продукта служат кварцевый песок, сода или сульфат натрия и древесный уголь.

Жидкое стекло является активным химическим веществом и применяется в разнообразнейших отраслях техники: для образования кислотоупорных бетонов, цементов, постройки шоссе, придания огнестойкости различным материалам в стекольной, пищевой, керамической, электросварочной промышленности и т. д. Широкое применение нашло жидкое стекло как диспергирующее, пептизирующее и моющее средство.

Раствор жидкого стекла имеет щелочную реакцию. Удельный вес жидкого стекла может меняться в зависимости от концентрации раствора; удельный вес жидкого стекла, поставляемого на нефтяные промыслы, колеблется в пределах $1,32-1,6 \text{ г/см}^3$. Хранить жидкое стекло надо в закрытых емкостях, так как на воздухе оно разлагается с выделением нерастворимого осадка — аморфного кремнезема.

В СССР жидкое стекло применяется в бурении при изготовлении вязких паст и быстросхватывающихся смесей для борьбы

Лабораторные исследования и бурение опытных скважин показали, что синтан марки ПЛ является понизителем вязкости утяжеленных глинистых растворов и может применяться при бурении глубоких скважин в осложненных условиях. При первой обработке добавляли 2% реагента к объему промывочной жидкости, при последующих обработках — 1—4%.

Синтаны ПЛ и ПС, несмотря на положительные результаты лабораторных и промышленных испытаний, не были внедрены в бурение. Этому препятствовала ограниченность сырьевой базы для их синтеза. В результате дальнейших исследований И. Б. Аделя и других во ВНИИТБ было найдено сырье для производства понизителей вязкости, не менее активных, чем синтаны ПЛ и ПС. Таким сырьем явились фенолы, содержащиеся в отходах термоллиза древесины. Понизители вязкости, приготовленные на основе суммарных фенолов из растворимой смолы от термоллиза древесины, были испытаны на глинистых растворах и дали результаты, почти не уступающие синтанам ПЛ и ПС.

Таким понизителем вязкости для глинистых растворов, синтезированным на основе фенолов термоллиза древесины, является реагент ПФЛХ-1. Этот реагент испытывался в полевых условиях на утяжеленных, а также неутяжеленных глинистых растворах, приготовленных на морской и пресной воде, и дал положительные результаты.

Вторым источником сырья для получения реагентов — понизителей вязкости является гидролизный лигнин — отход промышленности, перерабатывающей древесину на спирт методом гидролиза. Гидролизный лигнин, окисленный разбавленной азотной кислотой, явился не только понизителем вязкости глинистых растворов, но и пластификатором — замедлителем схватывания цементных и бетонных растворов.

К р а х м а л — смесь полисахаридов, имеющих общую формулу $(C_6H_{10}O_5)_n$, содержится в виде крахмальных зерен в большинстве растений. Применяется как реагент для обработки глинистых растворов совместно с каустической содой. Наиболее распространенная рецептура: 50—60 кг крахмала и 20 кг твердой каустической соды на 1 м^3 крахмального реагента. Однако соотношения крахмала и каустической соды в реагенте могут меняться. Оптимальные соотношения определяют в лабораторных условиях, исходя из оптимальной пептизации.

Повышенная вязкость крахмальных реагентов — их существенный недостаток. При работе с крахмальными реагентами для понижения вязкости глинистых растворов применяется сульфит-щелочной реагент.

Крахмальный реагент целесообразно применять для снижения водоотдачи глинистых растворов при проходке сильно засоленных пород.

Крахмальные реагенты предотвращают образование слипшихся комков породы (глины) в скважинах, устраняют липкость и обеспечивают достаточно низкую водоотдачу глинистых растворов [3].

Нефтяным факультетом Всесоюзного заочного политехнического института и Шебелинской конторой бурения проведены исследования и опытные работы по использованию крахмала в сочетании с ССБ для стабилизации естественных сульфатных и сульфатно-карбонатных суспензий и повышения стойкости глинистых растворов при отрицательном воздействии на них сульфатных пород и каменной соли [9]. Установлено, что при воздействии крахмала и сульфит-спиртовой барды при оптимальных их сочетаниях соответственно 0,7—1 и 3% к объему обрабатываемого раствора грубая ангидритовая и ангидритово-карбонатная суспензии превращаются в стабильный буровой раствор. Эти стабилизаторы активно воздействуют на грубые суспензии и в условиях значительной их минерализации (до 15—20% NaCl). Хорошо поддаются обработке крахмальным реагентом и сульфит-спиртовой бардой глинистые растворы, загрязненные сульфатами и солью. Стойкость таких растворов при «агрессивном» воздействии ангидритов, гипсов и каменной соли значительно повышается; после обработки крахмалом и ССБ, взятых в сравнительно небольших количествах (1—2% каждого реагента к объему промысловой жидкости), водоотдача раствора резко снижается, структурно-механические свойства сохраняются. Увеличение минерализации не ухудшает параметров естественных сульфатных и глинистых растворов [9].

В США для обработки растворов, загрязненных ангидритом и гипсом, применяют карбонат бария (BaCO_3). Этот реагент связывает ионы кальция и сульфата в растворе и способствует удалению указанных пород из раствора. BaCO_3 применяют для предварительной обработки глинистых растворов и для обработки их во время бурения сульфатных пород.

Фосфаты. Различные соли фосфорной кислоты H_3PO_4 (тетрафосфат натрия, гексаметофосфат натрия, пирофосфат) применяются как эффективные понизители вязкости. У нас они применяются редко; в США нашли довольно широкое распространение при обработке растворов, содержащих цемент и ангидрид [8]. Гексаметофосфат натрия в сочетании с однозамещенным фосфорнокислым натрием употребляется для восстановления качества глинистого раствора, загрязненного цементом.

В Институте нефти АН СССР (М. А. Гейман, Р. А. Фридман) разработаны четыре вида реагентов для обработки промысловых растворов на базе растительных препаратов.

1) ПКТ — протеино-крахмалистый таннид из плодов каштанового дерева;

2) КОС — крахмалисто-оленовый стабилизатор из плодов дуба;

3) РПВ — растительный понизитель вязкости из плодов сосны или ели обыкновенных;

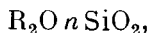
4) КРС — комбинированный растительный стабилизатор из плодов дуба и ели или сосны.

В американской практике при бурении глубоких скважин с повышенными температурами на забое применяют реагенты, приготовленные на основе полиакрилатов натрия.

Работы по использованию водорастворимых полимеров на основе полнакрилонитрила и полиакрилатов натрия для обработки глинистых растворов проводятся во ВНИИБТ (Э. Г. Кистер, Д. Е. Злотник).[‡]

б. Реагенты-электролиты (регуляторы структурно-механических свойств)

Жидкое стекло (силикат натрия или калия). В бурении широкое применение получил силикат натрия, водный раствор которого представляет собой вязкую жидкость от светло-желтого до желто-коричневого и серого цветов. Общая химическая формула щелочных силикатов имеет вид:



где R_2O может быть Na_2O или K_2O ; n — число молекул кремнезема SiO_2 , приходящееся на одну молекулу окислов щелочных металлов. В технике n называется модулем растворимого стекла, представляющим собой отношение $\frac{SiO_2}{R_2O}$. Для применяемых в бурении стандартных растворов натриевого жидкого стекла $Na_2O \cdot n SiO_2$ модуль $n = 2,4 \div 3,0$. Производство жидкого стекла является довольно несложным процессом. Сырьем для получения этого продукта служат кварцевый песок, сода или сульфат натрия и древесный уголь.

Жидкое стекло является активным химическим веществом и применяется в разнообразнейших отраслях техники: для образования кислотоупорных бетонов, цементов, постройки шоссе, придания огнестойкости различным материалам в стекольной, пищевой, керамической, электросварочной промышленности и т. д. Широкое применение нашло жидкое стекло как диспергирующее, пептизирующее и моющее средство.

Раствор жидкого стекла имеет щелочную реакцию. Удельный вес жидкого стекла может меняться в зависимости от концентрации раствора; удельный вес жидкого стекла, поставляемого на нефтяные промыслы, колеблется в пределах $1,32—1,6 \text{ г/см}^3$. Хранить жидкое стекло надо в закрытых емкостях, так как на воздухе оно разлагается с выделением нерастворимого осадка — аморфного кремнезема.

В СССР жидкое стекло применяется в бурении при изготовлении вязких паст и быстросхватывающихся смесей для борьбы

с поглощениями глинистого раствора. Этот реагент используется при приготовлении гелецементов, а также как добавка в глинистый раствор, повышающая его вязкость и СНС. По исследованиям П. А. Ребиндера [10], жидкое стекло является одним из понизителей твердости пород.

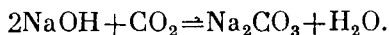
Жидкое стекло способствует повышению рН промысловой жидкости: добавление его к раствору может привести к повышению рН до 12 и выше.

В последние годы жидкое стекло (силикат натрия) было применено для образования структуры естественных карбонатных растворов. Исследования и промышленные испытания [2] подтвердили активную роль жидкого стекла в улучшении структурно-механических свойств естественного карбонатного раствора. Реагент способствует образованию структурированной цепочки при крайне незначительном повышении вязкости и выступает как пептизатор при явлениях явной коагуляции раствора.

Жидкое стекло используется также для приготовления специальных глинисто-силикатных растворов.

Жидкое стекло как компонент для подготовки и обработки буровых растворов широко применяется в США, например при производстве глинисто-силикатных растворов, приготовленных на морской воде. Признано, что в глинисто-силикатном растворе, содержащем большое количество силиката натрия и поваренную соль, глинистые сланцы, склонные к обвалам, не набухают и не гидратируют. Бурение на глинисто-силикатных растворах ведется при проходке обваливающихся сланцевых зон и при больших проявлениях пластовых минерализованных вод.

Каустическая сода (едкий натр, каустик) — гидроксид натрия (NaOH). Представляет собой бесцветную, непрозрачную кристаллическую массу удельным весом $2,02 \text{ г/см}^3$. NaOH хорошо растворяется в воде с большим выделением тепла. С увеличением температуры растворимость каустика увеличивается: так, при 18°C в воде растворяется 51,7% NaOH, при 80°C — 75,8%. Каустическая сода энергично взаимодействует с кислотами и солями, на воздухе поглощает влагу и углекислый газ. При взаимодействии с углекислым газом превращается в кальцинированную соду (углекислый натрий). Ход реакции:



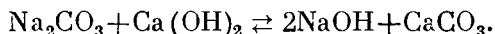
При этом на поверхности щелочи образуется корка, препятствующая дальнейшему поглощению влаги.

В обращении с каустической содой нужно соблюдать большую осторожность, так как, обладая высокой щелочностью, NaOH разрушающе действует на слизистую оболочку глаз и кожу человека.

В водных растворах NaOH почти полностью диссоциируется на положительно заряженные ионы Na^+ (катионы) и на отрица-

тельно заряженные ионы гидроксильной группы OH^- (анионы), что определяет хорошую растворимость каустической соды в воде.

В промышленности каустическую соду получают электрохимическим методом — путем электролиза водного раствора хлористого натрия NaCl и химическим методом — большей частью путем обработки 10—12%-ного раствора кальцинированной соды гашеной известью:



Поставляется каустическая сода в жидком состоянии — в виде раствора с концентрацией не менее 42% NaOH , называемого натровым щелоком, или в твердом состоянии — в виде плотного вещества с зеленоватым оттенком, содержащего 92—95% NaOH и примеси NaCl и Na_2CO_3 .

На предприятия бурения едкий натр поступает в виде натрового щелока удельным весом 1,42—1,48 г/см³, что соответствует 43—47%-ной концентрации в нем твердого вещества. Концентрация NaOH обычно определяется в зависимости от удельного веса щелока по специальным таблицам.

В буровом деле каустическая сода применяется для образования углещелочного и торфощелочного реагентов, реагента из сульфит-спиртовой барды, для обработки глинистых растворов. Большое содержание NaOH в глинистом растворе может привести к повышению вязкости и водоотдачи, вызываемых явлениями коагуляции. При добавлении NaOH увеличивается pH раствора. Каустическая сода входит в состав крахмального и некоторых других реагентов. За рубежом (в США) она добавляется в щелочно-таннинные растворы, в обработанные известью кальциевые растворы и в небольших количествах вместе с квебрахо — в буровые растворы со средним значением pH [10].

Кальцинированная сода (углекислый натрий, карбонат натрия) Na_2CO_3 — натриевая соль угольной кислоты, бесцветный порошок удельным весом 2,5 г/см³. Встречается в природе и в виде десятиводного кристаллогидрата $\text{Na}_2\text{CO}_3 \cdot 10 \text{H}_2\text{O}$ (белая зернистая или порошкообразная масса, на воздухе теряющая воду). Кальцинированная сода растворима в воде, с увеличением температуры растворимость увеличивается. Так, при 0° С в воде растворяется 6,63% Na_2CO_3 , при 15° С — 16,2%, при 30° С — 37,2%. Водные растворы Na_2CO_3 обладают сильно щелочными свойствами. Получается кальцинированная сода главным образом при аммиачном способе производства соды разложением бикарбоната натрия NaHCO_3 при прокаливании. Применяется в разнообразных отраслях промышленности.

В бурении Na_2CO_3 употребляется при приготовлении глинистых растворов из кальциевых глин, для улучшения смачивае-

мости глинистых частиц и как химический диспергатор глины. При обработке глин кальцинированной содой ионы кальция, расположенные на поверхности частиц кальциевой глины, заменяются ионами натрия, кальциевая глина превращается в натриевую, условия сродства глины и водной среды (смачиваемость глины) улучшаются, диспергирование глины в воде происходит все в большей степени.

Кальцинированная сода способствует сохранению свойств раствора при вскрытии и бурении отложений с кальциевыми (жесткими) пластовыми водами, оказывая аналогичное действие.

При незначительных добавках Na_2CO_3 в глинистый раствор снижается его вязкость, статическое напряжение сдвига и водоотдача. Увеличение добавки этого реагента приводит к значительному повышению вязкости и СНС, усилению тиксотропных свойств раствора; водоотдача при этом возрастает незначительно.

Кальцинированная сода употребляется также для повторных обработок глинистых растворов, ранее обработанных углещелочным реагентом, но качество которых ухудшилось. В этом случае она выступает как понизитель вязкости и водоотдачи.

Кальцинированная сода применяется в сухом виде, а также в растворе. В последнем случае кальцинированную соду используют в сочетании с углещелочным реагентом.

Кальцинированная сода, как и NaOH , увеличивает pH раствора (до 10,5 при добавлении 9,5 г Na_2CO_3 на 1 л воды).

В США [9] кальцинированную соду употребляют для обработки растворов, содержащих гипс и ангидрит, также с целью связывания ионов кальция. Считается, что при добавлении в раствор одной кальцинированной соды усиливается процесс гелеобразования, поэтому соду применяют совместно с квебрахо (танниновый реагент).

Х л о р и с т ы й н а т р и й (поваренная соль) NaCl . Этот общеизвестный продукт применяют в технологии бурения для регулирования структурно-механических свойств раствора. NaCl можно использовать для повышения СНС глинистого раствора, обработанного углещелочным реагентом. Б. С. Авдеев [11] применил в этих же целях поваренную соль при бурении на естественном глинисто-известняковом водном растворе. Поваренная соль применяется вместе с сульфит-спиртовой бардой для снижения водоотдачи при определенных условиях вязкости глинистых растворов.

Для обработки бурового раствора поваренной солью ее берут в пределах одного процента к объему раствора. В значительно больших количествах ее применяют для приготовления сульфит-спиртовых растворов.

И з в е с т ь $\text{Ca}(\text{OH})_2$ используется для приготовления известково-глинистых или, как их называют, «кальциевых» раство-

ров, применяемых в бурении при высоких пластовых давлениях. Для приготовления этих растворов известь добавляют вместе с каустической содой, таннинами или лигносульфонатами. Известь используется и для специальных целей обработки глинистых растворов — создания высоковязких смесей и как реагент-структурообразователь. Добавление извести в количестве 3—5% к объему промывочной жидкости повышает вязкость глинистых растворов. Повышение вязкости сопровождается увеличением водоотдачи раствора и толщины глинистой корки на стенках скважины. Хорошие результаты дает обработка известью глинистых растворов, потерявших восприимчивость к химическим реагентам, добавляемым для снижения вязкости и СНС.

Цемент. Действие цемента на глинистые растворы связано также с образованием ионов кальция и их влиянием на систему. Цемент можно применять для повышения вязкости раствора, для приготовления специальных высоковязких смесей. Цементные растворы нашли широкое применение при борьбе с поглощениями.

Добавка цемента к свежим глинистым растворам приводит к таким же нежелательным явлениям, как и добавка извести: значительно увеличивается водоотдача, растет толщина глинистой корки. Кроме того, цемент повышает удельный вес раствора, что в ряде случаев является нежелательным.

3. СПОСОБЫ ПРИГОТОВЛЕНИЯ ХИМИЧЕСКИХ РЕАГЕНТОВ

Из перечисленных химических реагентов специального приготовления требуют натриевые соли гуминовых кислот (углещелочной и торфощелочной реагенты), щелочные реагенты из сульфит-спиртовой барды и крахмала, комбинированный реагент, щелочные реагенты с квебрахо. Технология подготовки таких растворов, как каустической соды, кальцинированной соды, силиката натрия, карбоксиметилцеллюлозы, хлористого натрия и фосфатов, проста и заключается в растворении их в воде.

Уг л е щ е л о ч н о й р е а г е н т. Для приготовления углещелочного реагента извлекают из бурого угля гуминовые кислоты воздействием на него едкого натра и получают растворимые в воде натриевые соли гуминовых кислот — вещество, вступающее в физико-химическое взаимодействие с твердой фазой промывочных жидкостей. Водный раствор натриевых солей гуминовых кислот является коллоидной системой. Для получения углещелочного реагента хорошего качества очень важно обеспечить максимальное извлечение из бурого угля гуминовых кислот и их нейтрализацию едкой щелочью.

Скорость протекания процесса образования водного раствора гуматов натрия зависит от интенсивности взаимодействия частиц

бурого угля с NaOH в процессе перемешивания, температуры и концентрации раствора NaOH.

Соответствующими исследованиями и практикой бурения с углещелочным реагентом выработаны оптимальные соотношения его компонентов. Для приготовления 100 частей по объему реагента обычно берут 10—15% вес. сухого бурого угля и 2—3% вес. каустической соды. Количественное соотношение угля и соды зависит от содержания гуминовых веществ в буром угле, состояния подлежащего обработке бурового раствора и цели его обработки. Реагент хорошего качества должен содержать 4—5% гуминовых веществ. Бурый уголь, идущий на приготовление реагента, должен содержать до 45% гуминовых веществ. Наиболее эффективным считается углещелочной реагент, содержащий 13% вес. бурого угля и 2% вес. щелочи, приготовленной на пресной воде, к объему готового реагента. При бурении на минерализованной (морской) воде количество каустической соды следует увеличить до 2,5—3%, чтобы иметь в системе некоторый избыток щелочи для нейтрализации паходящихся в минерализованной воде солей кальция и магния.

Запись состава реагента ведется упрощенно. Например, УЩР-13-2 означает, что для приготовления единицы объема реагента взято 13% вес. бурого угля и 2% вес. каустической соды, остальное количество составляет вода.

В условиях буровой углещелочной реагент готовят в обычных глиномешалках. В глиномешалку наливают часть необходимого количества воды, затем заливают расчетное количество раствора каустической соды и при перемешивании постепенно загружают бурый уголь в количестве, определенном по расчету. Чтобы сохранить возможно высокую концентрацию щелочи при ее контакте с углем в процессе перемешивания, не следует наливать воды более половины глиномешалки. Смесь перемешивают в течение 1 часа, затем доливают воду до полного объема глиномешалки и продолжают перемешивание системы еще в течение 1—2 час.

Приготовленный таким образом раствор реагента необходимо выдержать в специальных емкостях в течение суток (не менее), так как процесс извлечения гуминовых веществ из бурого угля протекает продолжительное время — до нескольких суток. При заготовке реагента на воде, подогретой до 85—90° С, срок экстракции сокращается в 3—4 раза.

Количество бурого угля, необходимого для приготовления реагента, подсчитывают в весовых частях сухого угля, а каустической соды — в весовых частях твердого продукта. Фактически же уголь всегда используется влажный, причем влажность его колеблется значительно: от 5% в сухую погоду до 40—50% в осенний и зимний периоды. Каустическая сода поставляется в виде раствора.

Эти особенности и в том числе влажность угля, к сожалению, не всегда учитываются в практике бурения при расчетах обработки промывочной жидкости, что совершенно недопустимо. Влажность угля необходимо систематически определять в лаборатории и учитывать при изготовлении реагента.

Влажность угля в процентах определяется из соотношения

$$w = \frac{B_1 - B_2}{B_1} \cdot 100\%,$$

где w — влажность угля;

B_1 — вес навески угля перед сушкой;

B_2 — вес угля после сушки.

Обычно в лабораторных условиях при определении влажности берут навеску влажного угля в 5 г и просушивают в сушильных шкафах при температуре 105—110° С. В период сушки навеску взвешивают несколько раз до получения одинакового веса B_2 при двух последних взвешиваниях.

Количество влажного бурого угля Q_v , необходимое для приготовления реагента, с учетом его влажности w определяют из соотношения

$$Q_v = \frac{Q}{1 - \frac{w}{100}},$$

где Q — количество сухого бурого угля, необходимое для приготовления реагента;

w — влажность угля.

Объем раствора каустической соды $V_{к.с}$ для приготовления единицы объема реагента по установленной рецептуре можно определить из соотношения

$$V_{к.с} = \frac{nV}{m},$$

где n — процентное содержание каустической соды в реагенте;

V — объем реагента;

m — процентное содержание каустической соды в растворе соды.

Количество и процентное содержание каустической соды в единице объема ее раствора можно определять по специальным таблицам зависимости удельного веса раствора от концентрации соды (табл. 4).

Пример. Подсчитать количество бурого угля и каустической соды, необходимое для приготовления на пресной воде одной 4-м³ глиномешалки реагента УЩР-13-2.

Решение. 1. Определяем влажность угля. Пусть после просушки навеска влажного угля $B_1 = 5$ г стала иметь вес $B_2 = 3,5$ г.

Влажность угля

$$w = \frac{5 - 3,5}{5} \cdot 100 = 30\%.$$

По условию задачи расход сухого угля на 1 м³ реагента составляет 130 кг. Исходя из этого, определяем количество влажного бурого угля, необходимое для приготовления одной глиномешалки реагента:

$$Q_{\text{в}} = \frac{Q}{1 - \frac{w}{100}} = \frac{520}{1 - \frac{30}{100}} \approx 743 \text{ кг.}$$

2. Определяем количество раствора каустической соды. По условию, на 4 м³ реагента требуется $4000 \cdot 0,02 = 80$ кг сухой соды. Определяем пикнометром удельный вес раствора NaOH, предназначенного для приготовления реагента. Пусть он будет равен 1,42.

По табл. 9 устанавливаем, что при удельном весе 1,42 в 1 л раствора содержится 556,2 г твердой соды, а в 1000 л ее будет соответственно 556,2 кг. Находим объем x раствора соды в литрах, необходимый для приготовления глиномешалки реагента:

$$x = \frac{80000}{556,2} \approx 144 \text{ л.}$$

3. Определяем количество воды $V_{\text{в}}$, необходимое для приготовления глиномешалки реагента:

$$V_{\text{в}} = 4000 - \left(\frac{743}{\gamma_{\text{уг}}} + 144 \right) \approx 3237 \text{ л,}$$

где $\gamma_{\text{уг}}$ — удельный вес угля, принятый равным 1,2 кг/дм³.

Торфощелочной реагент. Технология приготовления торфощелочного реагента аналогична технологии приготовления углещелочного реагента. При расчетах определяются и учитываются влажность торфа и концентрация твердой каустической соды в растворе. Для приготовления 1 м³ торфощелочного реагента берут 100 кг торфа в пересчете на сухой и 20 кг твердой щелочи, т. е. готовят реагент ТЩР-10-2; реагент с большей концентрацией торфа готовить не рекомендуется из-за значительного повышения его вязкости. Количество торфа и щелочи рассчитывают так же, как при заготовке углещелочного реагента. Содержание гуминовых веществ в торфе не должно быть менее 30%.

Сульфит-щелочной реагент. В буровой практике этот реагент, как углещелочной и торфощелочной, готовят в глиномешалке. Наливают воду примерно до половины объема глиномешалки, заливают расчетное количество раствора каустической соды и затем при перемешивании подают сульфит-спиртовую барду. Смесь перемешивают до получения однородной массы, после чего глиномешалку заполняют водой до полного объема и всю систему дополнительно перемешивают в течение 20—30 мин. Реагент может быть использован непосредственно после приготовления, дополнительного выдерживания в специальных емкостях не требуется.

Рецептура приготовления сульфит-щелочного реагента исходит из количества сухой сульфит-спиртовой барды и твердой

Таблица 4

Зависимость удельного веса водных растворов едкого натра
от концентрации NaOH

Уд. вес раствора NaOH при 15° С, г/см ³	NaOH, %	Содержа- ние NaOH в 1 л рас- твора, г	Уд. вес раствора NaOH при 15° С, г/см ³	NaOH, %	Содержа- ние NaOH в 1 л рас- твора, г
1,007	0,59	6,0	1,220	19,65	239,7
1,014	1,20	12,0	1,231	20,60	253,6
1,022	1,85	18,9	1,241	21,55	267,4
1,029	2,50	25,7	1,252	22,50	281,7
1,036	3,15	32,6	1,263	23,50	296,8
1,045	3,79	39,6	1,274	24,48	311,9
1,052	4,50	47,3	1,285	25,50	327,7
1,060	5,20	55,0	1,297	26,58	344,7
1,067	5,86	62,5	1,308	27,65	361,7
1,075	6,58	70,7	1,320	28,83	380,6
1,083	7,30	79,1	1,332	30,00	399,6
1,091	8,07	88,0	1,345	21,20	419,6
1,100	8,78	96,6	1,357	32,50	441,0
1,108	9,50	105,3	1,370	33,73	462,1
1,116	10,30	114,9	1,383	35,00	484,1
1,125	11,06	124,4	1,397	36,36	507,9
1,134	11,90	134,9	1,410	37,65	530,9
1,142	12,69	145,0	1,424	39,06	556,2
1,152	13,50	155,5	1,438	40,47	582,0
1,162	14,35	166,7	1,453	42,02	610,6
1,171	15,15	177,4	1,468	43,58	639,8
1,180	16,00	188,8	1,483	45,46	669,7
1,190	16,91	201,2	1,498	46,73	700,0
1,200	17,81	213,7	1,514	48,41	732,9
1,210	18,71	226,4	1,530	50,10	766,5

щелочи. Соотношения ССБ и NaOH в реагенте так же, как и в углещелочном и торфощелочном реагентах, может меняться. При бурении с промывкой раствором, содержащим минерализованную воду, количество щелочи увеличивается. Соотношение жидкой сульфит-спиртовой барды и жидкой каустической соды обычно составляет от 1 : 0,1 до 1 : 0,2; сульфит-спиртовая барда берется в количестве 20—30% к объему раствора реагента. Подсчеты содержания твердой сульфит-спиртовой барды в ее водных растворах в зависимости от удельного веса обычно даются в таблицах (табл. 5).

Пример. Приготовить одну глиномешалку (4 м^3) сульфит-щелочного реагента 30%-ной концентрации при соотношении ССБ и NaOH, равном 1 : 0,2. Удельный вес раствора ССБ $1,26 \text{ г/см}^3$, удельный вес раствора NaOH $1,514 \text{ г/см}^3$.

Решение. На 4 м^3 раствора реагента потребуется $4 \cdot 300 = 1200 \text{ кг}$ твердой сульфит-спиртовой барды. Пользуясь табл. 5, определяем, что в 1 м^3 раствора ССБ удельным весом $1,26 \text{ г/см}^3$ содержится 46,5% твердой барды. Следовательно, в 1000 кг раствора содержится 465 кг твердой барды, а в 1000 л раствора содержится твердой барды $465 \cdot 1,26 = 588 \text{ кг}$.

В нашем условии для приготовления одной глиномешалки реагента требуется 1200 кг твердой барды. Весь объем жидкой ССБ находим, пользуясь пропорцией

$$x = \frac{1200 \cdot 1000}{588} \approx 2040 \text{ л.}$$

При соотношении ССБ и NaOH, равном 1 : 0,2, необходимо для приготовления глиномешалки реагента иметь $60 \cdot 4 = 240 \text{ кг}$ твердой каустической соды. Пользуясь табл. 9, находим, что при удельном весе раствора NaOH, равном $1,514 \text{ г/см}^3$, в 1 м^3 раствора содержится 733 кг твердой соды. Тогда для приготовления 4 м^3 реагента потребуется раствора каустической соды

$$x = \frac{240 \cdot 1000}{733} \approx 330 \text{ л.},$$

т. е. для приготовления 4 м^3 сульфит-щелочного реагента при заданных условиях необходимо сульфит-спиртовой барды 2040 л , каустической соды 330 л , воды — 1630 л .

Комбинированный реагент. После перемешивания угля с каустической содой в мешалку подают ССБ в количестве, предварительно определенном по лабораторным опытам. По окончании приготовления реагент необходимо выдержать в отстойной емкости не менее суток для возможно полного извлечения гуминовых веществ.

Гуматощелочные и сульфит-щелочные реагенты в виде порошков и паст. Более рациональным является использование концентратов щелочных реагентов в виде порошков и паст. Применение концентратов позволяет готовить на буровых реагенты лучшего качества и с меньшими потерями, что в свою очередь приводит к уменьшению расхода промывочной жидкости и утяжителя. Метод пригото-

Таблица 5
Зависимость содержания сухих веществ ССБ от
удельного веса ее раствора

Удельный вес раство- ра ССБ	Содержа- ние сухих веществ, %	Удельный вес раство- ра ССБ	Содержа- ние сухих веществ, %
1,01	2,0	1,18	34,0
1,02	4,0	1,19	35,6
1,025	5,0	1,20	37,1
1,030	6,0	1,21	38,6
1,035	7,0	1,22	40,2
1,040	8,0	1,23	42,0
1,05	10,0	1,24	43,4
1,06	12,0	1,25	45,0
1,07	14,0	1,26	46,5
1,08	16,0	1,27	48,1
1,09	18,0	1,28	49,7
1,10	20,0	1,29	51,3
1,11	21,6	1,30	52,6
1,12	23,6	1,31	54,3
1,13	25,4	1,32	56,0
1,14	27,4	1,33	57,5
1,15	29,2	1,34	59,1
1,16	31,0	1,35	60,6
1,17	32,5	1,36	61,3

вления порошкообразных углещелочных реагентов, впервые разработанный в Грозненском районе Н. А. Кулигиным для углещелочного реагента, заключается в следующем. Измельченный бурый уголь насыпают слоем высотой 8—10 см в специальную емкость. Слой бурого угля через соответствующие разбрызгивающие приспособления обливается концентрированным (10 %-ным

раствором каустической соды и тщательно перемешивается. Количество соды определяется по расчету в зависимости от количества взятого угля (в пересчете на сухой) и соотношения щелочи. Рецепт углещелочного реагента, разработанный в Старогрознефти: 200 кг бурого угля влажностью около 30 % и 200 л 10 %-ного раствора NaOH. Перемешивание ведется тщательно, до состояния пасты, подготовленная смесь выдерживается 2—3 часа, затем или высушивается и диспергируется до размера зерен 1—2 мм или используется в виде пасты. Порошок или паста доставляется на буровые и растворяется в глиномешалке в воде. Через 20—30 мин. реагент готов к употреблению. Иногда сухой реагент растворяют непосредственно в промысловой жидкости: порошок подается в желобную систему при выходе раствора из скважины.

Во ВНИИБТ [12] разработана следующая технологическая схема производства сухого УЩР. Бурый уголь измельчают (до класса крупности 1 мм) и подсушивают в сушильных барабанах с воздушным или паровым обогревом. Остаточная влажность не должна превышать 10—12 %. Подсушенный уголь обрабатывают концентрированной щелочью (42—45 %), подвергают перемешиванию и переминанию в мялках-смесителях и направляют на упаковку. В качестве аппаратов для перемешивания рекомендуется смеситель СМБ-2000 рабочей емкостью 2 м³ и измельчители, применяемые в производстве искусственного волокна.

В некоторых районах применяют в виде порошка и комбинированный реагент. Методика приготовления порошкообразного комбинированного реагента аналогична приготовлению порошкообразного углещелочного реагента. По окончании перемешивания бурого угля и каустической соды смесь обрызгивают раствором ССБ в количестве, определяемом по расчету, который производится описанным выше путем.

Установки для приготовления щелочных реагентов

В ряде нефтяных районов страны на больших месторождениях применяется централизованное снабжение буровых щелочными реагентами. Централизованное приготовление реагента является рациональным методом, имеющим значительные преимущества перед приготовлением его на буровой. Наряду с уменьшением трудоемкости работ и повышением культуры производства приготовления реагента на специальных установках намного повышает его качество. На этих установках можно более тщательно соблюдать дозировку компонентов реагента, строже учитывать влажность угля и концентрацию растворов. Имеется также полная возможность непрерывного контроля процесса производства реагентов.

На централизованных установках создается обычно значительный запас различных реагентов, что дает возможность снаб-

жать буровые выдержанным реагентом, требующимся по условиям бурения.

Централизованная установка для приготовления щелочных реагентов представляет собой довольно несложное устройство. Применяются различные схемы установок, соответствующие местным возможностям. В каждой схеме должны предусматриваться основные узлы:

а) блок приемки и подготовки растворов компонентов (щелочь, ССБ) с необходимыми приспособлениями для подогрева их;

б) устройства для дозирования компонентов;

в) блок непосредственной подготовки реагентов — обычно одна или несколько глиномешалок с необходимой обвязкой и устрой-

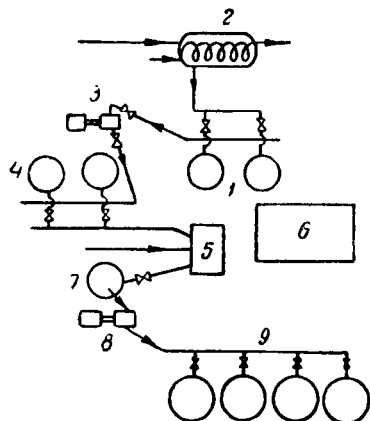


Рис. 35. Схема установки централизованного приготовления щелочных реагентов.

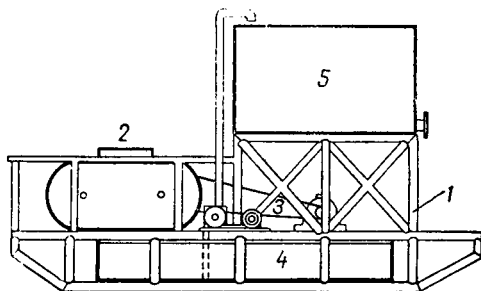


Рис. 36. Передвижная установка для приготовления щелочных реагентов.

ством подогрева воды; к этому блоку примыкает закрытый склад бурого угля;

г) перекачные устройства;

д) емкости для готовой продукции.

Одна из применяемых схем установок централизованного приготовления щелочных реагентов приводится на рис. 35. В установку входят блок приемки и подготовки растворов компонентов, состоящий из емкостей 1 для слива растворов NaOH и ССБ и емкости со змеевиком 2 (применяется при растворении твердой ССБ и NaOH), устройства для дозирования компонентов (насос 3 и дозирочные емкости 4), блок подготовки реагентов, состоящий из одной или нескольких глиномешалок 5, площадки для бурого угля 6. Свежеприготовленный реагент из глиномешалки самотеком направляется в емкость 7, откуда насосом 8 перекачивается в склад готовой продукции — емкости 9. При необходимости монтируются приспособления для обогрева емкостей с реагентами.

На некоторых промыслах для приготовления щелочных реагентов применяются удобные передвижные установки (рис. 36). Установка состоит из глиномешалки 2, смонтированной на саях и металлическом (обычно из старых отработанных бурильных труб) основании 1, привода глиномешалки 3 (электрического или дизельного) промежуточной емкости 4 и емкости готового реагента 5.

4. СПОСОБЫ ПРИМЕНЕНИЯ ХИМИЧЕСКИХ РЕАГЕНТОВ

Подготовленные реагенты следует добавлять равномерными частями в желобную систему в период циркуляции промысловой жидкости, при выходе ее из-под ротора.

Важно правильно установить скорость подачи реагента в промысловую жидкость. При определении скорости подачи необходимо исходить из основного положения: реагент должен добавляться за время, равное одному или нескольким полным оборотам всего количества промысловой жидкости по циркуляционной системе. Такой метод обеспечивает равномерную обработку всей находящейся в системе промысловой жидкости и последовательное изменение параметров во всем объеме промысловой жидкости по мере вступления ее в контакт с реагентом. Несоблюдение этого правила может привести к неприятным последствиям, особенно при бурении глубоких скважин в осложненных условиях. При введении реагента за время неполного цикла оборота промыс-

Время T одного оборота глинистого раствора в скважине в зависимости

Производительность насоса, л/сек	20—30							
	2 1/4		1 5/8		1 1/2		7/8	
Диаметр скважины, дюймы								
Глубина скважины, м	часы	мин.	часы	мин.	часы	мин.	часы	мин.
200	—	40	—	20	—	12	—	5
200—400	1	20	—	40	—	25	—	10
400—600	2	00	—	60	—	35	—	15
600—800	2	40	—	80	—	45	—	20
800—1000	4	20	1	40	1	00	—	25
1000—2000	6	50	3	30	2	00	—	30
1000—1500	5	30	2	40	1	30	—	35
2000—2500	8	30	4	20	2	30	1	20
2500—3000	10	10	5	10	3	00	1	10
3000—3500	11	50	6	10	3	30	1	30
3500—4000	13	40	7	00	4	00	1	40

ной жидкости в системе часть раствора будет необработана, а часть получит реагент с избытком. Качество необработанной части раствора и раствора с излишним реагентом не будет удовлетворять требованиям бурения скважины; на выравнивание раствора может потребоваться значительное время, в течение которого в скважине возможны осложнения.

Скорость подачи реагента следует определять с учетом количества промывочной жидкости, находящейся в циркуляционной системе, растворов реагентов, находящихся в запасе на буровой, растворов реагентов, требующихся для полной обработки бурового раствора, и продолжительности одного оборота жидкости в системе, а также в зависимости от условий бурения скважины. Если условия бурения позволяют несколько снизить удельный вес промывочной жидкости, то скорость равномерного добавления химического реагента может быть принята наибольшей, т. е. весь реагент введен в один цикл. При необходимости сохранения удельного веса бурового раствора реагент следует вводить в течение нескольких циклов оборота промывочной жидкости.

Если вместе с реагентом в буровой раствор добавляется вода, то добавление ее должно происходить также равномерно, в соответствии с предварительными расчетами и составленным рецептом приготовления и регулирования параметров промывочной жидкости.

Реагент подается из металлических емкостей-мерников (одного или двух) объемом до 10—12 м³, которые устанавливаются выше

Таблица 6

от ее глубины и диаметра, а также от производительности насоса

30—40								40—50							
2 1/4		1 5/8		1 1/4		7/8		2 1/4		1 5/8		1 1/4		7/8	
часы	мин.	часы	мин.	часы	мин.	часы	мин.	часы	мин.	часы	мин.	часы	мин.	часы	мин.
—	25	—	14	—	8	—	4	—	20	—	11	—	16	—	3
—	50	—	28	—	16	—	7	—	41	—	21	—	14	—	5
1	20	—	40	—	24	—	10	1	00	—	30	—	18	—	8
1	40	—	50	—	30	—	14	1	20	—	40	—	24	—	10
2	10	1	10	—	40	—	17	1	40	—	50	—	30	—	15
4	30	2	20	1	20	—	35	1	20	3	20	1	00	—	25
3	40	1	40	1	00	—	25	2	30	1	10	—	45	—	20
5	40	2	50	1	40	—	40	1	10	2	00	1	10	—	30
6	50	3	30	2	00	—	50	5	40	2	30	1	20	—	40
8	00	4	00	2	20	1	30	6	00	3	00	1	40	—	45
9	00	4	40	2	40	1	10	6	50	3	30	2	00	—	50

уровня желобов в начале их выхода из буровой. Подается реагент самотеком по специальному небольшому желобу, соединяющему мерную емкость и желобную систему, или через трубу диаметром 4—6".

Скорость подачи реагента v (а при необходимости и воды) может вычисляться по формуле

$$v = \frac{1}{60} \cdot \frac{Q}{mT} \text{ л/мин}, \quad (1)$$

где Q — объем химического реагента, добавляемого в буровой раствор, в л;

m — число полных оборотов бурового раствора в циркуляционной системе, в течение которых намечено ввести реагент;

T — продолжительность одного полного оборота бурового раствора в часах.

Продолжительность (в часах) T одного оборота бурового раствора в циркуляционной системе определяется из выражения

$$T = \frac{V_{\text{ц}}}{60 \cdot 60Q}, \quad (2)$$

где $V_{\text{ц}}$ — объем циркулирующего раствора в л;

Q — производительность насосов в л/сек.

Для облегчения расчетов время T можно определять по таблице (табл. 6).

Пример. Определить скорость подачи реагента при обработке глинистого раствора. Глубина скважины 1750 м, диаметр 11³/₄", производительность насосов 40 л/сек. По расчету в раствор необходимо добавить 8 м³ реагента. Продолжительность введения реагента — в течение двух оборотов бурового раствора.

По формуле (2) или табл. 11 находим, что при заданных условиях $T = 1 \text{ час. } 20 \text{ мин.} = 1,33 \text{ часа.}$

Скорость подачи реагента

$$v = \frac{8000}{60 \cdot 2 \cdot 1,33} \approx 50 \text{ л/сек.}$$

ЛИТЕРАТУРА

1. Ребиндер П. А. Конспект общего курса коллоидной химии. Составлен К. А. Поспеловой. МГУ, 1949.
2. Ятров С. Н. Бурение на водных растворах. Гостоптехиздат, 1957.
3. Баранов В. С. Глинистые растворы для бурения скважин в осложненных условиях. Гостоптехиздат, 1955.
4. Жуховицкий С. Ю. Глинистые растворы в бурении. Гостоптехиздат, 1955.
5. Ятров С. Н. Применение естественных водных растворов в бурении. Сборник статей ВЗПИ, вып. 19—20, 1957.
6. Бережной А. И., Вадецкий Ю. В., Впнарский М. С., Иванов В. П., Каримов В. Х., Чоловский И. П. Промыш-

ленные испытания безглинистой промывочной жидкости на водной основе. Татарская нефть, № 3, 1957.

7. Жигач К. Ф., Адель И. Б., Загармистр О. С. О понизителях вязкости утяжеленных глинистых растворов. НХ, № 3, 1956.

8. Адель И. Б., Загармистр О. С. Синтетические дубители как реагенты для обработки глинистых растворов. Новости нефтяной техники, серия «Нефтепромысловое дело», № 5, 1957.

9. Ятров С. Н., Смирнов А. С., Гольдштейн И. Е., Глущенко Е. И. Промывочные жидкости при бурении сульфатно-соленосных отложений. НХ, № 12, 1959.

10. Брентли Д. Е. Справочник по вращательному бурению. Перевод с английского И. А. Малькова. Гостоптехиздат, 1957.

11. Ребиндер П. А., Шрейнер Л. А., Жигач К. Ф. Понизители твердости в бурении. Изд. АН СССР, 1944.

12. Авдеев Б. С., Бурлев Н. А. Из опыта бурения скважин на глинисто-известковистом (шламовом) растворе. НХ, № 10, 1955.

13. Кистер Э. Г., Жванецкий Е. Ф. О рациональной технологии производства углещелочного реагента. НХ, № 2, 1959.

ГЛАВА V

ГЛИНИСТЫЕ РАСТВОРЫ

1. ГЛИНЫ И ИХ СВОЙСТВА

Глины — широко распространенные в земной коре осадочные горные породы, обладающие способностью в смеси с водой образовывать пластическое тело, сохраняющее приданную ему форму при высыхании и приобретающее большую твердость после обжига. По составу компонентов глины представляют собой смесь различных глинистых минералов с примесями значительного количества других минералов (песка, карбонатов), а также органических веществ и т. д. Глины в чистом виде (или мономинеральные глины) встречаются крайне редко. Наиболее распространенными минералами, входящими в состав глин, являются каолинит $\text{Al}_2\text{O}_3 \cdot 2\text{SiO}_2 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$, монтморрилонит $\text{Al}_2\text{O}_3 \cdot 4\text{SiO}_2 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$, галлуизит $\text{Al}_2\text{O}_2 \cdot 2\text{SiO}_2 \cdot 3\text{H}_2\text{O}$ и аллофан $\text{Al}_2\text{O}_3 \cdot \text{SiO}_2 \cdot 5\text{H}_2\text{O}$.

Как видно из приведенных формул, глины состоят в большей части из соединений окислов алюминия, кремнезема и воды. Поэтому их называют водными алюмосиликатами.

При большом содержании минералов-примесей глинистые отложения переходят из собственно глин в другие осадочные породы — мергели, глинистые пески и другие. При большом уплотнении с увеличением глубин залегания глины теряют свои пластические свойства, не образуют с водой пластической массы и превращаются в аргиллиты, глинистые сланцы и другие плотные глинистые породы.

В глинах содержатся в различных количествах окислы железа (например, Fe_2O_3), щелочных металлов (натрия Na_2O , калия K_2O), щелочноземельных металлов (кальция CaO , магния MgO). Присутствие в глинах этих окислов определяет во многом свойства глин и глинистых растворов. Окислы металлов связаны с минералами-глинами различно. Часть их может входить в состав глини-минералов, замещая окислы алюминия и давая, например, водные ферросиликаты, часть же связана с глинистым веществом слабее. Слабо связанные с глинистым веществом окислы металлов называются обменными основаниями.

Строение глины мелкокристаллическое. Элементарные частицы имеют форму мельчайших вытянутых пластинок с боль-

шими радиусами кривизны на концах и ребрах. В кристаллической решетке расположены параллельно слою (пакеты) окислов кремния SiO_2 и окислов алюминия Al_2O_3 , соединенные атомами кислорода.

По строению кристаллической решетки глины могут быть разделены на три группы: глины монтморрилонитовые, иллитовые (гидроослюды) и каолиниты.

Монтморрилонитовые глины характеризуются хорошей пластичностью, высокими связывающей и адсорбционной способностями, т. е. качествами, которые делают их наиболее пригодными для приготовления буровых растворов. Применяются они и для очистки нефтепродуктов. Удельный вес монтморрилонита 2,5—2,6. Характерным для минералов этого вида является слоистое строение кристаллической решетки, способность к обмену оснований и поглощению воды, а также (в зависимости от влажности окружающей среды) выделению слабосвязанной воды. Мономинеральные монтморрилониты дают с водой гелеобразную суспензию. Вода в монтморрилонитах заключена также и между силикатными слоями (пакетами). При смачивании кристаллов этой глины водой межпакетное расстояние в кристаллической решетке увеличивается более чем вдвое (с $9,6 \text{ \AA}$ до $21,4 \text{ \AA}$ ¹), происходит сильное набухание кристаллов и значительное увеличение объема глины.

К монтморрилонитовым глинам относятся бентонитовые и суббентонитовые глины, широко применяемые для приготовления глинистых растворов.

Бентонитовые глины обладают способностью создавать хороший коллоидальный раствор. Являясь гидрофильными, они в воде почти полностью диспергируются, достигая коллоидных размеров.

Отложения бентонита связаны с преобразованием вулканических пород — туфов и пеплов.

В СССР месторождения бентонитовых глин встречаются в Грузии (асканит), Туркмении (оглан-глина), Азербайджане (гиляби), Крыму (кил), Северном Кавказе (гумбрин) и в некоторых других районах. За рубежом месторождения бентонита имеются в Китае, Румынии, США, Канаде, Мексике.

Качество глин как сырья для приготовления глинистых растворов определяется, помимо их минералогического состава, содержанием в них окислов натрия и кальция. В связи с нахождением в глинах связанной (гидратационной) воды на поверхности глинистых частиц образуются гидроксильные группы ОН, которые, будучи полярными, создают вокруг частиц глины

¹ \AA — ангстрем (единица длины, равная одной стомиллионной части сантиметра, или одной десяти тысячной микрона).

поля притяжения. Водород этих групп легко замещается металлами, в том числе натрием и кальцием.

Благодаря своей сильно развитой поверхности глинистые частицы обладают свободной поверхностной энергией (на границах раздела фаз) и, следовательно, могут адсорбировать поверхностно-активные вещества. Элементарные частицы глины обладают отрицательным зарядом.

Глины, содержащие замещенный натрий, получили название *натриевых глин*. Глины, содержащие преимущественно кальций, называются *кальцевыми*. Глина, в которой водород гидроксильных групп большей частью не замещен, называется *водородной*, или *кислотной*. Такая глина обладает слабокислотными свойствами.

В глинах, происхождение которых связано с пресноводными бассейнами, преобладают обменные катионы кальция. Глины морского происхождения имеют преимущественно обменные катионы натрия, так как в морской воде содержатся растворенные соли натрия (NaCl и Na_2SO_4), частично диссоциированные на катионы Na^+ и анионы Cl^- и SO_4^- . Глины могут содержать катионы железа, магния, лития и других металлов. Эти катионы могут замещаться другими катионами, находящимися во внешней по отношению к глинистой частице среде, т. е. может происходить обмен адсорбированных катионов и катионов внешней среды. Интенсивность обмена характеризуется *обменной емкостью*. Под обменной емкостью понимается количество миллиграмм-эквивалентов обменных катионов, содержащихся в 100 г сухой глины. Обменная емкость различных сортов глины различна: монтморрилонита 60—100, иллита 20—40, каолинита 3—15.

От состава и соотношения обменных катионов в значительной степени зависят физико-химические свойства глин.

В натриевых глинах, где обменным катионом является натрий, силы взаимодействия между поверхностями глинистых частиц и воды значительны, и поверхность глинистых частиц в связи с этим гидрофильна. Попадая в воду, натриевая глина сравнительно легко распущается до элементарных частиц, вода покрывает глинистые частицы тонкой гидратной пленкой, проникает внутрь еще недостаточно диспергированных частиц, оказывает расклинивающее действие, способствуя их дальнейшему диспергированию. Натриевая глина как бы впитывает в себя воду; при этом она набухает и ее объем значительно увеличивается. Благодаря этим свойствам натриевые глины дают обычно хорошие коллоидные растворы, удовлетворяющие в значительной мере условиям бурения скважин. Кальцевые же глины менее гидратированы и набухают они плохо.

2. ЕСТЕСТВЕННЫЕ ГЛИНИСТЫЕ РАСТВОРЫ

Не обработанные химическими реагентами глинистые растворы называются естественными глинистыми растворами.

Естественные глинистые растворы хорошего качества могут получаться из натриевых гидрофильных глин, обладающих свойством распускаться в воде до коллоидного состояния. Бурение с промывкой растворами, приготовленными из натриевой глины или образованными натриевой глиной, находящейся в стволе скважины, при неосложненных условиях проходит успешно.

Хорошая гидрофильность и высокая дисперсность твердой фазы, способность создавать вокруг ядра мицеллы прочную, связанную с твердой поверхностью сольватную оболочку обеспечивают достаточную стабильность натриевых глинистых растворов. Эти растворы имеют удовлетворяющие требованиям технологии бурения удельный вес, водоотдачу, фильтрационную корку, тиксотропные свойства и другие параметры. Напряжение сдвига и вязкость таких растворов зависят от насыщенности системы твердой фазой и степени дисперсности. С увеличением количества частиц твердой фазы в единице объема раствора при разбуривании глинистых отложений или дополнительном введении привозной глины вязкость его может возрасти до значительных размеров и отрицательно влиять на процесс бурения.

Наилучшими свойствами обладают естественные глинистые растворы, приготовленные из натриевых бентонитовых глин. Натриевые бентониты легко диспергируются в воде и создают устойчивую дисперсную систему. Кальциевые бентониты диспергируются в воде менее активно, но при механическом диспергировании и эти бентониты дают устойчивые системы.

Подвижные маловязкие бентонитовые растворы при прекращении циркуляции становятся студнеобразными, структурированными гелями и сравнительно легко удерживают во взвешенном состоянии обломки выбуренной породы. Растворы бентонита приобретают необходимые для бурения структурно-механические свойства при значительно меньшем количестве дисперсной фазы, чем растворы, приготовленные из других глин. Такое свойство бентонита дает возможность создавать бентонитовые растворы малого удельного веса с достаточным напряжением сдвига и вязкостью, что очень важно для бурения в зонах поглощений, вызываемых трещиноватостью пород и пониженными пластовыми давлениями. Применяемые в бурении огланлинский и асканский бентониты дают растворы с хорошими структурно-механическими свойствами уже при удельном весе 1,04—1,05 г/см³.

Существенным недостатком бентонитовых растворов является их высокая чувствительность к воздействию минерализованных

солей. Находящиеся в пластовой и морской воде соли, соприкасаясь с бентонитовой дисперсной системой, вызывают коагуляцию, сопровождающуюся резким повышением водоотдачи. Поэтому при подготовке растворов на морской воде рекомендуется применять не бентонитовые, а суббентонитовые глины. Для предотвращения коагуляции бентонитового раствора при контакте с минерализованными пластовыми водами необходимо вводить в раствор защитные коллоиды.

Целесообразно использовать бентонит как добавку к глинистым растворам, приготовленным из карьерной глины. Сравнительно небольшие количества бентонита (3—5%) восстанавливают структурные свойства раствора, нарушающиеся при перепасыщении глинистого раствора щелочными реагентами.

В ряде районов при бурении глинистых отложений в скважинах образуются естественные глинистые растворы, обладающие вполне удовлетворительными параметрами. Так, например, при бурении с промывкой водой кайнозойских и мезозойских глинистых отложений в районе Среднего Поволжья в процессе проводки скважины получается с углублением ствола глинистый раствор коллоидного характера удельным весом $1,2\text{--}1,25\text{ г/см}^3$ и более, с нетолстой защитной коркой и сравнительно небольшой водоотдачей ($10\text{--}15\text{ см}^3$ за 30 мин.). В южных нефтяных районах глина и глинистые отложения занимают значительную часть стратиграфического разреза горных пород, и образующиеся в стволе скважины естественные глинистые растворы, обработанные и не обработанные химическими реагентами, являются основным видом промывочной жидкости при бурении.

Бурение с промывкой естественными глинистыми растворами дает хороший экономический эффект. Возможности создания и применения таких растворов следует полностью использовать.

Не обработанный химическими реагентами глинистый раствор принято считать удовлетворяющим нормальным, т. е. неосложненным, условиям бурения при следующих параметрах:

- а) удельный вес $1,2^{\wedge}\text{--}1,30$ — в зависимости от требуемого гидростатического давления и качества глины;
- б) вязкость 20—25 сек. по СПВ-5;
- в) водоотдача $15\text{--}25\text{ см}^3$ за 30 мин.;
- г) статическое напряжение сдвига $20\text{--}40\text{ мг/см}^2$;
- д) содержание песка не более 4%.

3. ГЛИНИСТЫЕ РАСТВОРЫ, ОБРАБОТАННЫЕ ХИМИЧЕСКИМИ РЕАГЕНТАМИ. СТАБИЛИЗАЦИЯ

Глинистые растворы, обработанные поверхностно-активными веществами «защитными коллоидами» и электролитами, применяются повсеместно для проводки глубоких скважин и бурения

в геологически осложненных условиях. Основной целью химической обработки глинистых растворов, как и других промысловых жидкостей, является: а) усиление стабилизации системы, сопровождающееся снижением водоотдачи, улучшением качества фильтрационной корки и ряда других параметров; б) создание и упрочнение структуры раствора и улучшение структурно-механических показателей дисперсной системы.

Успешное решение этих взаимосвязанных задач зависит от качества глины и степени ее диспергирования. Чем выше степень дисперсности твердой фазы, тем больше коллоидной фракции в системе и тем лучше условия для получения глинистого раствора, удовлетворяющего требованиям технологии бурения скважин в геологически осложненных условиях и на значительных глубинах.

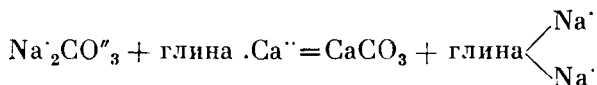
Повышение степени дисперсности достигается улучшением условий диспергирования. Для этого применяют методы механического и физико-химического воздействия на твердую дисперсную фазу раствора.

При приготовлении глинистых растворов начальное диспергирование глины производится в механических или гидравлических глиномешалках. В последующем, в процессе бурения, частички твердой фазы продолжают подвергаться механическим и гидравлическим воздействиям, которые особенно интенсивны при прохождении промысловой жидкости через работающую турбину, отверстия долот, насосный блок и систему коммуникаций, в результате чего происходит их дальнейшее диспергирование.

Концентрация коллоидных частиц в глинистом растворе зависит также от качества глины, степени их взаимодействия с дисперсионной средой (водой). Если силы взаимодействия между дисперсионной средой и твердой фазой (частичками глины) достаточно большие, такая глина хорошо диспергируется и распускается в воде. Здесь в качестве диспергатора действуют не только механические, но и физико-химические факторы.

Распускаемость глины в воде зависит от находящихся на ее поверхности частиц обменных катионов: чем больше ионов натрия, тем лучше глина диспергируется, распускается в воде на элементарные частички и, наоборот, с увеличением на поверхности глинистых частиц ионов кальция распускаемость глины в воде ухудшается.

Удаление с поверхности глинистых частиц ионов кальция и замена их ионами натрия может быть достигнуто обработкой их водным раствором кальцинированной соды. Между обменным катионом глины и кальцинированной содой происходит следующая реакция химического взаимодействия:



Количество кальцинированной соды, необходимое для обработки глины, зависит от степени насыщенности ее кальциевыми ионами и должно предварительно подбираться в лаборатории. При недостаточной добавке соды часть ионов кальция останется на поверхности глинистых частиц, что будет ухудшать условия стабилизации раствора. Излишек кальцинированной соды оказывает коагулирующее действие на глинистый раствор. При этом вблизи поверхности глинистых частиц чрезмерно увеличивается концентрация ионов натрия (катионов), резко уменьшается толщина двойного диффузного слоя и понижается разность потенциалов. Такие изменения приводят к потере динамического равновесия системы, силы взаимного отталкивания глинистых частиц значительно уменьшаются или исчезают, частицы соединяются, слипаются в агрегаты, происходит коагуляция раствора. В опытах С. Ю. Жуховицкого [1] наиболее полное превращение кальциевой глины в натриевую и максимальное снижение водоотдачи глинистого раствора, приготовленного из кальциевой глины, происходило при добавлении в систему 0,8% кальцинированной соды.

Обработка глинистого раствора химическими реагентами сопровождается обычно повышением степени дисперсности системы.

Для снижения водоотдачи глинистых растворов в бурении наиболее широко используются реагенты углещелочной и торфощелочной, сульфит-спиртовая барда, реагент из сульфит-спиртовой барды, комбинированный реагент, карбоксиметилцеллюлоза (КМЦ). В последнее время начинают применять искусственные дубильные экстракты.

Наиболее распространенным является углещелочной реагент. Он активно снижает водоотдачу глинистых растворов, не имеющих примесей пластовых минерализованных вод с коагулирующим влиянием, и глинистых растворов с небольшим содержанием коагулирующих солей (3—5%).

Соотношение компонентов УЩР и содержание реагента в растворе следует подбирать предварительно в лабораторных условиях. При этом необходимо учитывать, что указанные соотношения меняются в зависимости от минералогического состава глин и их физико-химических свойств, а также состояния исходного раствора. При недостатке УЩР не будет достигнуто максимально возможное снижение водоотдачи, а перенасыщенный реагентом глинистый раствор может потерять структурные свойства. Кроме того, регулирование свойств глинистого раствора с введенным в него значительным количеством углещелочного реагента затруднительно: такой раствор почти не поддается обработке.

Углещелочной реагент, кроме своей основы — натриевых солей гуминовых кислот, обычно содержит некоторое количество не прореагировавшей с гуминовыми кислотами свободной щелочи NaOH,

которая способствует дальнейшему диспергированию частиц твердой фазы раствора, что приводит иногда к загустеванию, увеличению вязкости глинистого раствора, обработанного УЩР.

В практике бурения встречаются случаи, когда обработка глинистого раствора углекислотным реагентом не дает ожидаемого эффекта. Если в растворе отсутствуют коагулирующие соли из пластовых вод или они имеются в незначительном количестве, такое явление можно объяснить недостатком глинистой фазы при пересыщении раствора УЩР либо недостатком глинистой фазы при недостаточном количестве реагента. В первом случае в промывочную жидкость нужно добавить глину, предварительно приготовив в глиномешалке раствор с максимальным ее содержанием. Лучше добавлять в раствор глину в порошкообразном состоянии с большой концентрацией коллоидных частиц (бентонит). Во втором случае нужно добавлять одновременно и глину и реагент.

Неудачи в практике обработки глинистого раствора УЩР для снижения водоотдачи происходят чаще всего, когда в растворе имеются в значительном количестве соли двухвалентных и одновалентных металлов. При попадании в раствор солей двухвалентных металлов, например кальция или магния, может произойти структурная коагуляция системы (коагуляционное структурообразование), сопровождающаяся повышением статического напряжения сдвига, вязкости и в ряде случаев ростом водоотдачи.

При обработке такого раствора натриевыми солями гуминовых кислот образуются не растворимые в воде кальциевые соли гуминовых кислот, но водоотдача при этом не уменьшается. Снижение водоотдачи и восстановление других параметров глинистого раствора в указанных условиях может произойти после локализации вредного влияния солей двухвалентных металлов в результате введения в раствор очень большого количества углекислотного реагента. Тогда в глинистый раствор следует ввести вначале кальцинированную соду (или фосфаты натрия), в результате чего произойдет обмен катионов, затем можно приступать к обработке раствора углекислотным реагентом.

Соли одновалентных металлов (например, NaCl) также могут вызвать коагуляцию раствора и как следствие повышение водоотдачи, но в меньшем размере, чем при действии кальциевых или магниевых солей.

Применение торфощелочного реагента в основном аналогично углекислотному. Однако торфощелочной реагент менее активен как понизитель водоотдачи глинистых растворов.

Для понижения водоотдачи глинистых растворов в присутствии минерализованных пластовых вод или растворов, приготовленных на минерализованной воде, целесообразно применять

добавку щелочного реагента из сульфит-спиртовой барды и комбинированного реагента. Отличительной особенностью реагента из сульфит-спиртовой барды является его стойкость против коагулирующего влияния солей металлов.

Реагент из ССБ не рекомендуется применять к глинистым растворам, обладающим малой водоотдачей в естественном виде, получившейся вследствие высокой дисперсности твердой фазы, например к бентонитовым растворам.

Комбинированный реагент можно рекомендовать для обработки растворов, содержащих небольшие количества солей, для понижения их водоотдачи. В этом реагенте углещелочной реагент и сульфит-спиртовая барда как бы взаимно дополняют друг друга: первый активно действует как понизитель водоотдачи, второй ограничивает рост вязкости глинистого раствора. Пользуясь этим реагентом, можно достигнуть значительного снижения водоотдачи глинистых растворов с сохранением низких значений структурно-механических параметров, что облегчает регулирование вязкости раствора в процессе бурения скважины [1, 2].

Сульфит-спиртовая барда понижает водоотдачу обычных растворов менее активно. Однако при приготовлении растворов из глин с большой гидратированностью при взаимодействии их частичек с ССБ могут быть получены растворы с низкой водоотдачей.

Сульфит-спиртовую барду целесообразно применять для снижения водоотдачи глинистых растворов, содержащих значительное количество солей (больше 3—5%). Как показали исследования [4], этот реагент эффективно снижает водоотдачу и в тех случаях, когда из-за отрицательного влияния коагулирующих примесей щелочные и комбинированный реагенты не улучшают раствора.

Активность ССБ как понизителя водоотдачи пропорциональна количеству ее в растворе. Добавки ССБ к раствору нередко достигают большой величины (до 30—40% объема промывочной жидкости). Отрицательным явлением при применении ССБ следует считать значительное вспенивание глинистого раствора при ее добавке. При обработке растворов ССБ следует применять пеногаситель, например ДС (советский детергент), в количестве до 0,03% к объему промывочной жидкости, керосиновый или газойлевый контакт, обработанный гашеной известью, в количестве 3—8%. Пеногаситель вводится в реагент при тщательном перемешивании, обычно перед добавлением его к глинистому раствору.

Одним из эффективных реагентов, снижающих водоотдачу глинистых растворов с повышенным (до 10%) содержанием солей, является карбоксиметилцеллюлоза (КМЦ).

Карбоксиметилцеллюлоза снижает водоотдачу и глинистых растворов, приготовленных на пресной воде, не содержащих примесей солей.

Следует отметить некоторую универсальность КМЦ как реагента для обработки глинистых растворов. Он активно улучшает свойства глинистого раствора, в состоянии коагуляционного структурообразования, т. е. когда происходит агрегирование частичек твердой глинистой фазы, но структура раствора еще сохраняется. Такое состояние последнего характеризуется ростом водоотдачи, а также статического напряжения сдвига и вязкости. При обработке раствора КМЦ водоотдача, статическое напряжение сдвига и вязкость снижаются. При увеличении содержания коагулирующих солей их отрицательное действие выражается более резко. Частички твердой фазы, лишенные средств защиты — сольватных оболочек, слипаются все в большие агрегаты, в комки глины. Под влиянием силы тяжести происходит седиментация этих агрегатов, коагуляционное равновесие нарушается, структурированная пространственная цепочка твердой фазы распадается. Эти изменения состояния глинистого раствора вызывают еще более резкое увеличение водоотдачи раствора. Статическое напряжение сдвига и вязкость при этом падают до малых величин. Карбоксиметилцеллюлоза способствует стабилизации такого раствора и восстановлению его параметров. При обработке карбоксиметилцеллюлозой водоотдача раствора снижается, структурно-механические свойства (статическое напряжение сдвига и вязкость) повышаются. Степень адсорбции КМЦ на глинах зависит от их качества.

Реагенты из дубителей и крахмала также являются стабилизаторами глинистых растворов и довольно активными понизителями водоотдачи.

В последние годы проведены исследования и промышленные опыты по стабилизации утяжеленных глинистых растворов искусственными дубильными экстрактами — синтанами, являющимися продуктами сульфирования фенолов и углеводов ароматического ряда.

Промышленное испытание синтана ПЛ показало его активное влияние на улучшение параметров утяжеленных глинистых растворов повышенной вязкости.

Глинистые растворы, загрязненные сульфатными породами (ангидритом, гипсом) и каменной солью, хорошо поддаются обработке крахмалом и сульфит-спиртовой бардой. Ангидриты и гипсы относятся к «агрессивным» горным породам, отрицательно влияющим на глинистые растворы. Залежи этих пород обычно сопровождают отложения каменной соли. При совместном воздействии сульфатных пород и каменной соли качество глинистых растворов ухудшается еще в большей степени — резко возрастает фильтрация и изменяются структурно-механические свойства.

Вначале происходит значительное повышение вязкости и СНС, затем с увеличением количества сульфатов и каменной соли может произойти гидрофобная коагуляция, расслоение системы. Как показали исследования и опытные работы [10], крахмал и сульфит-спиртовая барда стабилизируют такие глинистые растворы при различной степени их минерализации. Крахмал употребляется после предварительной обработки его каустической содой для предотвращения образования энзим.

4. РЕГУЛИРОВАНИЕ СТРУКТУРНО-МЕХАНИЧЕСКИХ СВОЙСТВ ГЛИНИСТЫХ РАСТВОРОВ

Регулирование структурно-механических свойств глинистого раствора выражается обычно в изменении статического напряжения сдвига (СНС). В принципе следует стремиться к получению минимальных показателей статического напряжения сдвига, но в ряде случаев, особенно при борьбе с поглощениями, требуется значительное повышение структуры раствора и соответственное повышение статического напряжения сдвига. Поэтому показатели СНС регулируются в широких диапазонах: от небольших значений, равных 10—20 мг/см^2 , до высоких — 150—200 мг/см^2 и более.

Простым способом снижения статического напряжения сдвига является уменьшение концентрации глинистой фазы путем разбавления раствора водой. Однако такой способ можно применять только в условиях, когда при бурении возможно допустить некоторое увеличение водоотдачи и уменьшение удельного веса раствора, немедленно возникающие вслед за добавлением воды в раствор.

На структурно-механические свойства глинистого раствора большое влияние оказывают соли двухвалентных металлов (кальция, магния). Присутствуя в пластовых минерализованных водах, эти соли являются часто причиной коагуляции глинистого раствора. Коагулирующее влияние на глинистый раствор оказывают и соли одновалентных металлов. В зависимости от концентрации солей, а также концентрации и степени лиофильности твердой фазы различают два вида коагуляционного состояния глинистых растворов: коагуляция с сохранением и даже упрочнением структуры (коагуляционное структурообразование)¹ и состояние коагуляционного разжижения с частичным разрушением и полной потерей структуры. В первом случае раствор сохраняет высокие показатели статического напряжения сдвига и вязкости. Водоотдача таких растворов может быть различной в зависимости от степени утоньшения и разрыва гидратных оболочек и количества несвязанной воды. При разжижении рас-

¹ По П. А. Ребиндеру — состояние «лиофильной» коагуляции.

твор, сопровождающемуся разрушением и потерей структуры, статическое напряжение сдвига и вязкость резко падают, водоотдача же сильно возрастает.

Для снижения статического напряжения сдвига, вызываемого действием ионов двухвалентных и одновалентных коагулирующих металлов, следует устранить эти ионы из раствора путем нейтрализации. Нейтрализация ионов кальция и магния производится добавками в раствор кальцинированной соды или фосфатов натрия (тринатрийфосфата, гексаметафосфата). Отрицательное влияние коагулирующих ионов одновалентных металлов нейтрализуется воздействием тех же реагентов-стабилизаторов, которые применяются для снижения водоотдачи.

Таковыми же методами снижают и вязкость раствора.

Наиболее простым способом повышения статического напряжения сдвига глинистого раствора является увеличение в единице объема твердой фазы — глинистых частичек, для чего в раствор добавляют свежую глину (лучше бентонитовую). Находящийся в системе раствор заливают в глиномешалку и доводят концентрацию твердой фазы в нем до предельно возможной. Затем равномерным введением такого концентрированного раствора в объем всей циркулирующей промывочной жидкости статическое напряжение сдвига доводят до требуемой величины. При проведении этой работы вязкость раствора повысится, водоотдача же снизится. В нормальных условиях бурения применять метод повышения статического напряжения сдвига путем увеличения удельного объема твердой фазы следует только в том случае, если это действие не влечет за собой значительного повышения вязкости, удельного веса и соответственного увеличения местных гидравлических сопротивлений.

Хорошие результаты дает обработка глинистого раствора жидким натриевым стеклом ($\text{Na}_2\text{O} \cdot n\text{SiO}_2$). Добавками в глинистый раствор различных количеств жидкого стекла можно изменять статическое напряжение сдвига в довольно широких пределах. В нормальных условиях бурения для сравнительно небольшого повышения СНС требуется обычно не более 0,75% раствора жидкого стекла к объему глинистого раствора. Увеличение добавляемого количества жидкого стекла до 2,5—3% дает возможность приготовить специальный высоковязкий раствор с большим статическим напряжением сдвига для борьбы с поглощениями.

Поваренная соль и гашеная известь применяются при необходимости повышения статического напряжения сдвига раствора для нормальных условий бурения. Обработка растворов поваренной солью и известью получила некоторое распространение в отечественной практике; довольно широко эти реагенты применяются в США.

Наиболее универсальным реагентом-структурообразователем из перечисленных выше следует считать жидкое стекло. В про-

веденных за последние годы исследованиях по получению и применению естественных водных карбонатных растворов этот реагент показал себя как один из эффективных структурообразователей.

В практике бурения встречаются случаи уменьшения СНС из-за излишней концентрации в глинистом растворе реагентов-стабилизаторов, т. е. в связи с перенасыщением раствора химическими реагентами. Водоотдача такого раствора в связи с повышенной толщиной гидратных оболочек обычно невелика, по этим же причинам вязкость может несколько возрасти. Повысить СНС при этом можно добавлением в систему свежего глинистого раствора или уменьшением толщины сольватных оболочек и усилением взаимодействия между частицами твердой фазы. В первом варианте избыток реагента расходуется на обработку свежих порций глинистого раствора (адсорбция на глинистых частичках). Свежий глинистый раствор следует готовить из высококоллоидальной глины и добавлять в систему постепенно, до получения необходимых показателей СНС. Во втором случае вводятся реагенты-структурообразователи, способствующие уменьшению степени воздействия на твердую фазу уже находящегося в системе защитного коллоида — реагента-стабилизатора. Для этого в раствор может быть добавлено жидкое стекло или поваренная соль в сравнительно небольших количествах: раствора жидкого стекла до 0,5—0,75 % к объему глинистого раствора или несколько больше, поваренной соли в виде 10 %-ного водного раствора в количестве 0,1—0,3 % по весу от объема глинистого раствора [1, 3].

Эффективность воздействия химических реагентов на структуру глинистых растворов зависит от свойств химических реагентов, состояния обрабатываемого глинистого раствора, а также от поставленной задачи изменения его параметров. Поэтому рецепты обработки раствора для изменения структурно-механических параметров следует устанавливать на основе предварительных лабораторных опытов.

Для своевременного принятия мер по изменению параметров раствора должен быть установлен систематический контроль за состоянием бурового раствора.

С. Ю. Жуховицким [2] в Краснодарском филиале ВНИИ предложен метод контроля и регулирования структурно-механических свойств глинистых растворов, основанный на анализе зависимостей изменения СНС и вязкости в процессе разбавления глинистого раствора водой. Кривые этих зависимостей (рис. 37 и 38), названные кривыми разбавления, состоят из двух участков: при повышенной вязкости наблюдается линейная зависимость, при снижении вязкости до определенной критической величины наблюдается резкое уменьшение СНС (участок разжижения) и приближение кривой к нулевому значению в точке, соответствующей условной вязкости воды (15 сек.). Пересечение

прямолинейного участка (при его продолжении) с ординатой, соответствующей условной вязкости воды, происходит при определенных значениях статического напряжения сдвига (рис. 38). Уравнение прямой, не проходящей через начало координат, в этом случае будет (рис. 37)

$$\theta_1 = A (T - 15) + B,$$

где A — тангенс угла наклона прямолинейного участка к оси абсцисс, выражающий изменение статического напряжения сдвига при изменении условной вязкости на 1 сек. Эта величина называется коэффициентом структурообразования КС

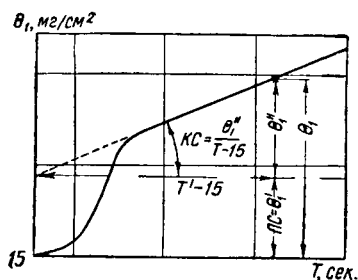


Рис. 37.

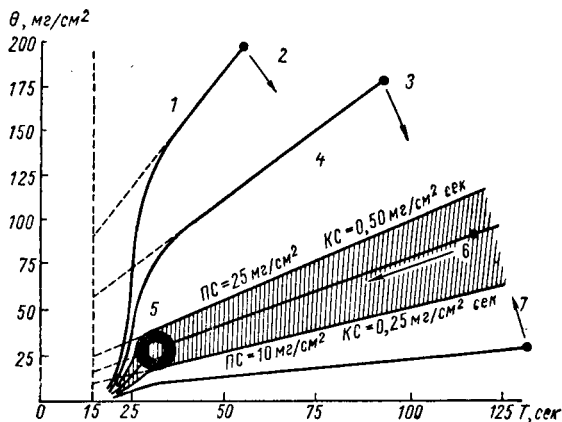


Рис. 38. Кривые разбавления глинистых растворов.

1 — растворы, не поддающиеся обработке; 2 — восстановление восприимчивости; 3 — стабилизация; 4 — растворы, поддающиеся обработке; 5 — растворы, удовлетворяющие требованиям бурения; 6 — разбавление; 7 — коагуляция.

и имеет размерность $\text{мг/см}^2\text{сек}$; B представляет часть статического напряжения сдвига, определяемую отрезком, отсекаемым на ординате условной вязкости воды; величина B названа прочностью первичной структуры ПС.

Как видно из формулы, коэффициенты структурообразования КС и прочности первичной структуры ПС не зависят от концентрации твердой фазы в растворе. Для нормальных условий бурения рекомендуются как оптимальные значения $\text{КС} = 25 \div 50 \text{ мг/см}^2\text{сек}$ и $\text{ПС} = 15 \div 25 \text{ мг/см}^2$. На рис. 38 (по С. Ю. Жуховицкому) кривые разбавления глинистых растворов, имеющих оптимальные значения КС и ПС, располагаются в заштрихованной области. Область, обведенная кружком, характеризует глинистые растворы, вязкость и статическое напряжение сдвига которых удовлетворяют условиям бурения. Излишне коагулированными считаются глинистые растворы, характеристические точки кото-

рых (0 и T) расположены выше области оптимальных значений КС и ПС; ниже этой области располагаются характеристические точки растворов, излишне стабилизированных. Вязкость и СНС глинистых растворов в пределах оптимальной коагуляции рекомендуется регулировать без химической обработки, только изменением количества глины в единице объема раствора. При повышенной вязкости растворы разбавляют водой, при недостаточной вязкости в них добавляют глину. Химическую обработку С. Ю. Жуховицкий рекомендует применять для растворов, характеристические точки которых располагаются выше или ниже области оптимальной коагуляции. В результате обработки реагентами значения вязкости и СНС этих растворов переходят в область оптимальной степени коагуляции, после чего структурно-механические свойства регулируют указанным выше методом изменения концентрации глины в единице объема раствора. С. Ю. Жуховицкий предлагает также упрощенный метод определения степени коагуляции глинистых растворов по величине ПК (показателя коагуляции). ПК представляет частное от деления величины СНС на условную вязкость по СПВ-5. Считается, что оптимальные величины ПК находятся в пределах 0,5—1,2 $\text{мг/см}^2\text{сек}$.

Влияние перепада давления и температуры на свойства глинистых растворов. С увеличением глубины бурения скважины усиливается влияние внешних факторов — перепада давления и температуры — на реологические и структурно-механические свойства глинистых растворов. При больших глубинах и относительно низких пластовых давлениях значительно увеличивается перепад давления в системе скважина—пласт, изменяются условия фильтрации. Исследования зависимости водоотдачи глинистых растворов от перепада давления проведены В. С. Барановым [3]. Установлено, что у естественных глинистых растворов (не обработанных химическими реагентами) с повышением перепада давления водоотдача увеличивается. Перепад давления оказывает различное влияние на водоотдачу глинистых растворов, обработанных химическими реагентами. У растворов, обработанных углещелочным и торфощелочным реагентами, с увеличением перепада давления водоотдача повышается; у растворов, обработанных сульфит-спиртовой бардой и сульфит-целлюлозным экстрактом, водоотдача повышается до некоторой предельной величины перепада давления; при дальнейшем увеличении перепада давления фильтрационная корка уплотняется и водоотдача довольно резко уменьшается.

Давление, соответствующее максимальной скорости фильтрации, называется критическим. Водоотдача утяжеленных глинистых растворов при высоких перепадах давления также увеличивается; критическое давление у таких растворов, обработанных ССБ, повышается. Зависимость водоотдачи глинистых

растворов от перепада давления, полученная в опытах В. С. Баранова [3], приведена на рис. 39.

Перепад давления влияет и на показатели статического напряжения сдвига. По исследованиям Р. И. Шищенко и А. М. Аванесовой [12, 13], у всех естественных глинистых растворов, приготовленных на пресной и морской воде, СНС с увеличением перепада давления повышается. При этом у растворов, приготовленных из менее коллоидных глин, СНС увеличивается больше, чем у растворов, приготовленных из высококоллоидных глин. Растворы с большей концентрацией глинистой фазы слабее реагируют на изменение перепада давления. Интенсивное повышение СНС наблюдается до определенной величины перепада давления, зависящей от свойств глины и воды. Выше этого предела СНС с повышением давления возрастает незначительно [12]. Влияние перепада давления на СНС растворов, обработанных химическими реагентами, различно. У стабилизированных растворов, имеющих небольшую водоотдачу, СНС с изменением давления почти не изменяется. Растворы из малоколлоидных глин (локбатанских), обработанные щелочным раствором ССБ, показали неизменное

СНС в пределах изменения перепада давления 1—400 ат [12]. У тех же растворов, но обработанных УЩР, наблюдался рост СНС. У пресных растворов из более коллоидных глин (карачухурских) СНС не изменилось с изменением давления при обработке обоими реагентами [12]. Исследования показали, что перепад давления оказывает более сильное влияние на СНС растворов, имеющих менее плотные сольватные оболочки дисперсных частиц, т. е. при активных силах адсорбции внешнее давление оказывает меньшее влияние на свойства глинистых растворов.

Вопросу влияния температуры на свойства глинистых растворов посвящен ряд исследований [3, 13, 14, 15]. При повышении температуры глинистого раствора как дисперсной системы усиливается одновременное действие двух факторов — пептизации и коагуляции. Повышение температуры дисперсной системы приводит к уменьшению молекулярного взаимодействия частиц дисперсной фазы, что способствует их пептизации (дальнейшему

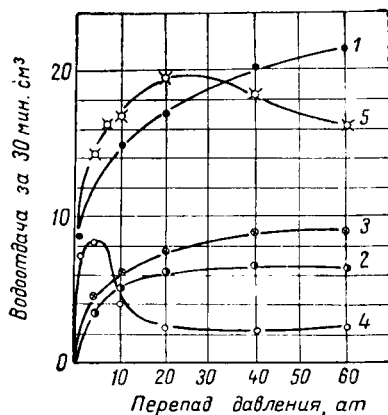


Рис. 39. Зависимость водоотдачи глинистого раствора от перепада давления.

1 — натуральный глинистый раствор; растворы, обработанные: 2 — УЩР; 3 — торфинным реагентом; 4 — ССБ; 5 — сульфит-целлюлозным экстрактом (СЦЭ).

диспергированию). С другой стороны, с увеличением температуры повышается интенсивность броуновского движения, растет число возможных соударений, что способствует усилению процесса коагуляции. С повышением температуры водоотдача глинистого раствора, как правило, возрастает [3].

А. М. Аванесова [13] исследовала влияние температуры на СНС в диапазоне 20—180° С. У естественных глинистых растворов с повышением температуры СНС увеличивается. Рас-

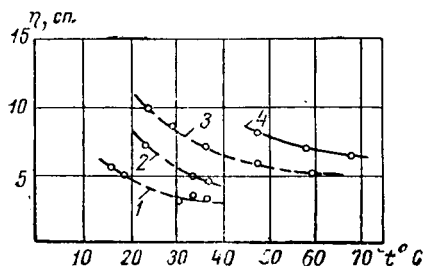


Рис. 40. Зависимость структурной вязкости от температуры.

1 — маловязкая глинистая суспензия; вязкость по СПВ-5 18 сек.; 2, 3, 4 — более вязкие глинистые суспензии; вязкость по СПВ-5 от 22 сек. до «не течет».

творы, обработанные химическими реагентами, в этом отношении ведут себя различно. В основном повышение температуры вызывает увеличение СНС, что объясняется развитием коагуляционных процессов. Однако у растворов с повышенным значением рН (≈ 10) и малой водоотдачей (1—8 см³ для растворов, обработанных УЩР, и 2—15 см³ для растворов, обработанных ССБ) величина СНС в интервале 50—120° несколько снижается вследствие заторможенности развития в них процессов коагуляции в этих интервалах. Изменение

СНС, вызванное повышением температуры раствора, для естественных глинистых растворов является процессом необратимым.

М. Р. Мавлютов [4] и Л. Д. Гурджинян [15] исследовали влияние температуры на изменение структурной вязкости и динамического напряжения сдвига глинистых растворов. По мере повышения температуры структурная вязкость глинистого раствора понижается. График изменения структурной вязкости глинистых растворов при изменении температуры в диапазоне 15—75° С, полученный в опытах М. Р. Мавлютова, приведен на рис. 40. Природа изменения динамического напряжения сдвига от температуры, как показали исследования Л. Д. Гурджиняна [15], более сложна. В определенных для различных растворов интервалах с повышением температуры τ уменьшается, затем растет, после чего снова появляется тенденция снижения. Точки перегиба функции $\tau_0 = f(t)$ для разных растворов различны и зависят от сорта глины, степени дисперсности и концентрации дисперсной фазы, а также присутствующих электролитов. График зависимости η и τ_0 от температуры, полученный в опытах Л. Д. Гурджиняна с образцами растворов, приведенным в табл. 7, представлен на рис. 41.

Таким образом, при бурении глубоких скважин следует подбирать в лаборатории реагенты для обработки глинистых рас-

Таблица 7

Образцы растворов	Удельный вес, г/см ³	Данные, полученные на ротационном вискозиметре (20° С)			Вязкость по СПВ-5, сек.
		СНС, мг/см ²	η , сантипуазы	τ_0 , дина/см ²	
1	1,24	52/68	5	58	19
2	1,32	110/145	27	135	67
3	1,52	180/234	55	210	160
4	1,78	108/165	61	145	44

творов при перепадах давления и температурах, соответствующих реальным условиям забоя.

Следует учитывать, что реагенты, обычно применяемые для обработки глинистых растворов, как правило, не термостойки. Например, по данным исследований [13], КМЦ теряет эффективность уже при температурах выше 120° С. Ограниченная применимость обычных глинистых растворов при высоких пластовых температурах и объясняется тем, что в этих условиях ряд химических реагентов разлагается.

В зарубежной практике (США) при бурении сверхглубоких скважин в условиях высоких температур стали применять термостойкие малоглинистые растворы, обработанные квебрахо, таннином и лигнитом. В качестве разжижителя употребляется также феррохромлигносульфонат. Если в раствор переходит мало твердой фазы (частиц выбуренных пород), то добавляют бентонит. При осложнениях, вызываемых интенсивными газопроявлениями, раствор иногда заменяют известковым [16]. Однако известковые растворы, сохраняя малую водоотдачу, при высокой температуре могут загустевать или даже затвердевать. Загустеванию менее подвержены малощелочные известковые растворы; при рН от 7 до 9 в растворе монтмориллонита процессы цементации предотвращаются [17]. В малоглинистые растворы обычно добавляют дизельное топливо (около 8%). Для уменьшения крутящего

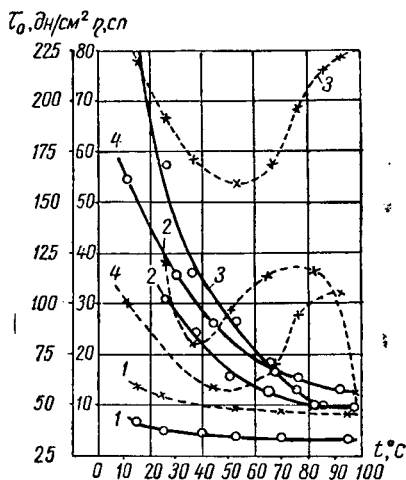


Рис. 41. Зависимость η и τ_0 от температуры.

Линии 1, 2, 3 и 4 относятся к соответствующим образцам растворов (см. табл. 7).

— — структурная вязкость η ;
 — — — — предельное динамическое напряжение сдвига τ_0 .

момента в стволе возможностей затяжек бурильного инструмента и трения в опорах долот в раствор добавляют графит (до 45 кг ежедневно) [16].

Все большее применение в условиях высоких температур находят растворы с поверхностно-активными веществами. Реагентами — понизителями водоотдачи в большинстве случаев являются производные целлюлозы и полиакрилатов [17]. Используются неионогенные поверхностно-активные вещества — окситилированные фенолы и нонилфенолы в сочетании их с электролитами [17].

5. ИЗВЕСТКОВЫЕ ГЛИНИСТЫЕ РАСТВОРЫ

Обработанные известью, или известковые, глинистые растворы находят все более широкое применение в отечественной практике бурения и за рубежом. В США и некоторых других странах они используются главным образом для разбуривания месторождений с высокими пластовыми давлениями. Особенности известковых растворов при правильной их обработке являются сравнительно большая текучесть, малые вязкость и СНС при достаточно высоком удельном весе. Такие растворы малотиксотропны. Находясь в состоянии покоя, они могут продолжительное время не переходить из золя в гель, т. е. их СНС остается минимальным. В США, например, применяются известковые глинистые растворы, СНС которых при первых двух замерах (через 1 и 10 мин.) остается равным нулю [4].

При обработке глинистых растворов известью (обычно для этого употребляется гашеная известь — гидроксид кальция) происходит ионный обмен и часть натриевой глины переходит в кальциевую. Переход натриевых глин в кальциевые сопровождается ф л о к у л и р о в а н и е м (агрегированием) диспергированных частичек твердой фазы, что влечет за собой увеличение водоотдачи, а в ряде случаев повышение СНС и вязкости. Поэтому известкование глинистых растворов обязательно сопровождается обработкой их реагентом-пептизатором (разжижителем) для восстановления начальной вязкости и СНС и реагентом-стабилизатором для снижения водоотдачи до нормы. Основное преимущество глинистых растворов, обработанных известью, определяется их способностью почти не повышать вязкость при добавке в систему гидратирующих глин или переходе таких глин в раствор в процессе разбуривания глинистых отложений. В связи с этим в известково-глинистых растворах при заданных показателях вязкости и СНС может находиться повышенное по сравнению с обычными глинистыми растворами количество твердой фазы. Поэтому удельный вес раствора при обработке его известью может быть значительно повышен.

Это же свойство сохранения слабой гидратации глин в присутствии значительного количества водорастворимых солей каль-

ция предотвращает в некоторой степени набухание и обвал глинистых пород.

Известково-глинистые растворы более устойчивы при загрязнении солью. Например, содержание NaCl до 5% почти не изменяет структурно-механических свойств этих растворов, они не коагулируют. Во избежание повышения СНС и вязкости в американской практике бурения исходный глинистый раствор обрабатывают реагентом из каустика и квебрахо, а затем уже применяют его известкование. Перед добавлением извести в раствор вводят небольшое количество воды. Для снижения водоотдачи в раствор после известкования добавляют крахмал или карбоксиметилцеллюлозу. Количество воды, каустической соды, пептизатора-квебрахо, извести в каждом случае определяется предварительно в лаборатории.

За оптимальные концентрации принимаются количества этих веществ, обеспечивающие низкую вязкостную характеристику промывочной жидкости. Исходный глинистый раствор должен иметь небольшой показатель рН. Наиболее распространен метод одновременной добавки в исходный раствор через глиномешалку установленных в лаборатории добавок каустической соды, квебрахо, извести и крахмала. Иногда вначале добавляют каустическую соду и органический пептизатор (квебрахо, лигносульфонат кальция или лигнит). Считается, что добавлять каустик надо до того, как рН раствора повысится до 11,5.

При добавке в раствор извести наблюдается временное, переходное загустевание его. Это загустевание при увеличении щелочности раствора проявляется в меньшей степени. СНС доводят при необходимости до минимальных и даже нулевых значений дополнительной обработкой реагентами-разжижителями. В ряде случаев после известкования раствора не требуется применять дальнейшие меры по снижению водоотдачи. Это зависит от качества и количества глины в растворе: при увеличении концентрации твердой фазы водоотдача снижается. Считается [4], что на 1 м^3 глинистого раствора необходимо добавлять от 17 до 23 кг извести. В последующем, для поддержания концентрации извести в растворе при нормальном бурении добавляют ее в количестве 45—135 кг за смену. Содержание извести в растворе определяют систематически в лаборатории методом титрования. Квебрахо или другого реагента-пептизатора добавляют 5,8—11,6 кг на 1 м^3 глинистого раствора, каустической соды 2,9—8,7 кг/м³.

Известковые глинистые растворы применяются также для разбуривания ангидритов. При бурении ангидритовых пластов на обычном глинистом растворе происходит резкая флокуляция частичек твердой фазы. Известкование раствора предотвращает в известной мере это явление.

Переход на известково-глинистый раствор производится перед вскрытием ангидритовых пластов. В процессе бурения ангид-

ритов обработка раствора известью прекращается, так как источником накопления кальция в растворе служит разбуриваемый ангидрит. Для предварительной обработки глинистого раствора известью перед вскрытием ангидритового пласта требуется извести в пределах 15 кг, каустика 3 кг, органического пептизатора 9 кг на 1 м³ промывочной жидкости при низком значении рН (5 и несколько выше). Водоотдачу при необходимости снижают добавкой крахмала или КМЦ. Обычно требуется около 3 кг крахмала на 1 м³ глинистого раствора. Для дальнейшей обработки такого раствора при нормальных условиях бурения ежедневно добавляют примерно 125—270 кг извести, 68 кг каустика, 34—68 кг пептизатора [4].

После прекращения обработки известью в связи с достаточным поступлением ионов кальция в процессе разбуривания ангидрита обработка раствора каустической содой и пептизатором продолжается с ежедневным расходом каустика до 270—410 кг, пептизатора до 135—200 кг. При необходимости для снижения водоотдачи добавляют крахмал.

В Канаде при разбуривании ангидритов и соли применяют глинистые растворы, обработанные алебастром для введения солей кальция. Чтобы повысить рН до необходимых значений, алебастрово-глинистый (или иначе —загипсованный) раствор обрабатывают каустической содой, а для снижения водоотдачи пептизатором-квебрахо и КМЦ.

В ряде районов при бурении мощных пластов ангидрита применяется глинистый раствор с высоким рН, обработанный КМЦ. При этом рН раствора добавлением каустика и квебрахо доводится до 11,5 и более.

За 15—30 м до вскрытия ангидритовых пластов вязкость раствора уменьшают до нормальной добавкой воды. Затем на 1 м³ глинистого раствора добавляют 4—4,5 кг каустика и 2—2,5 кг квебрахо. Для поддержания водоотдачи в размерах 8—10 см³ за 30 мин. добавляют 0,7 кг КМЦ на 1 м³ раствора. КМЦ дополнительно добавляют в процессе бурения ангидрита; общее ее количество доводят до 2—2,5 кг на 1 м³ раствора.

Бурение на известково-глинистом растворе распространено в Краснодарском крае. По предложению Краснодарского филиала ВНИИ обработка известью применяется для восстановления восприимчивости глинистых растворов к дальнейшей химической обработке для снижения их вязкости, СНС и повышения стойкости к коагулирующему воздействию встречающихся в процессе бурения скважины электролитов из пластовой воды или из выбуренной породы. По исследованиям С. Ю. Жуховицкого [5], известковую обработку глинистых растворов можно проводить только после того, как будут появляться признаки невосприимчивости их к обработке УЩР. Предварительная обработка известью для профилактики при отсутствии в растворе достаточного количе-

ства коагулирующих электролитов не улучшает раствора, а иногда даже ухудшает, повышая вязкость и СНС. Исследованиями установлена следующая рецептура первичной обработки глинистых растворов для условий Краснодарского края:

сульфит-спиртовой барды (50%-ной концентрации) 4,5 %;

каустической соды 2—2,5 %;

известкового молока (0,7 т извести на 1 м³ воды) 2—2,5 %, или 0,35—0,5 г активной извести на 1 л раствора.

Необходимо иметь в виду, что за счет более полного взаимодействия реагентов и раствора в процессе бурения установленное лабораторным путем оптимальное количество реагентов при обработке раствора непосредственно на буровой значительно снижается. Обрабатывать глинистые растворы известью в условиях продолжающегося поступления в процессе бурения коагулирующих электролитов следует систематически, так как поступление электролитов и воздействие их на частички выбуренной породы повышают степень коагуляции раствора. Объяснение этому явлению нужно искать в физико-химии процесса известкования глинистого раствора. При первичной обработке натриевые глины переводятся в кальциевые, менее чувствительные к коагулирующему воздействию электролитов. Однако в процессе бурения поступающие в раствор новые порции выбуренной породы постепенно диспергируются и вступают во взаимодействие с электролитами, повышая коагуляцию системы.

Обработка глинистого раствора известью для предотвращения набухания выбуренной породы требует введения в раствор избыточного количества извести и, следовательно, значительного количества реагента — поизителя вязкости (разжижителя). В США в качестве такого реагента-разжижителя используется квебрахо, в Западной Германии таким реагентом за последние годы является тилоза ВТ (видоизменение КМЦ). В отечественной практике в качестве реагентов-стабилизаторов-разжижителей при переходе на известково-глинистые растворы применяют карбоксиметилцеллозу и сульфит-спиртовую барду. Однако обработка растворов КМЦ не всегда предотвращает их промежуточное загустевание. Для снижения вязкости приходится добавлять воду, что снижает удельный вес промывочной жидкости. Стабилизация растворов щелочной сульфит-спиртовой бардой и введение повышенного количества извести вызывают довольно резкий рост СНС и вязкости.

Дальнейшее повышение в растворе ССБ (по опытам С. Ю. Жуховицкого более 7 % к объему раствора) приводит к вспениванию и ощутимому снижению удельного веса. Изложенное ограничивает область применения известково-глинистых растворов и не обеспечивает использования всех их преимуществ. Поэтому изыскание дешевых и недефицитных активно действующих реагентов-стабилизаторов-разжижителей для использования их при

переходе на известково-глинистые растворы является насущной задачей. Из последних исследований в этой области необходимо отметить работы С. Ю. Жуховицкого и А. П. Войцеховского в Краснодарском филиале ВНИИ и работы М. А. Геймана и других исследователей в Институте нефти АН СССР. Первыми исследователями предложены и в лабораторных условиях испытаны реагенты, полученные растворением древесных опилок в расплавленном феноле (феноксилон), а также в сульфированной черной карболовой кислоте (карбоксилон С) и конденсацией сульфированной черной карболки с 5—6% формалина (карбоксилон Ф).

М. А. Гейман и сотрудники получили хорошие результаты по обработке минерализованных растворов танниновым экстрактом конского каштана и желудей.

При проходке глинистых слоев большой мощности лучшим по стабильности структурно-механических свойств в процессе бурения будет раствор, инертный по отношению к выбуренному шламу и коагуляционно устойчивый при контакте с электролитами и пластовыми водами. Такими растворами и являются известковые глинистые. Рассмотрим один из вариантов использования известковых глинистых растворов при бурении скважин в Краснодарском крае. Скв. 32 Фрунзенская при забое 2663 м находилась в сильно осложненном состоянии. Глинистый раствор при проработке ствола скважины ниже 2200—2300 м быстро загустевал, вязкость и предельное напряжение сдвига повышались до неизмеримых величин, происходили затяжки инструмента и обвалы стенок скважин. Обработки глинистого раствора углещелочным реагентом, гексаметафосфатом натрия, «освежение» раствора добавками глины и воды положительных результатов не дали. Тогда была применена одновременная обработка раствора известью, ССБ и NaOH.

Известкование раствора на буровой 32 было начато при спуске инструмента на глубину 245 м, затем на глубину 550 м и т. д. После очередного спуска шести-восьми свечей в скважине восстанавливали циркуляцию и обрабатывали последующую часть раствора. При обработках в глинистый раствор одновременно вводили 4—5% ССБ, 1,5% NaOH и 2,5—3,0% известкового молока удельным весом 1,11 г/см³, приготовленного из негашеной извести в глиномешалке.

С глубины 1250 м начали проработку ствола скважины на известково-глинистом растворе до глубины 2663 м. В процессе проработки ствола при росте вязкости более 80 сек. по СПВ-5 и $\theta_1 > 150$ мг/см² производили повторное известкование, при котором в глинистый раствор одновременно вводили 0,5—1,0% ССБ, 0,1—0,4% NaOH и 0,15—0,6% известкового молока удельным весом 1,20—1,22 г/см³.

При проработке скважины глубже 2200—2300 м с применением известково-глинистого раствора загустевание его совер-

шенно прекратилось, исчезли затяжки инструмента, а с повышением удельного веса раствора до $1,8 \text{ г/см}^3$ прекратились и обвалы стенок. Скважина была проработана до глубины 2663 м без осложнений, тогда как многократные попытки проработать ствол скважины глубже 2300 м до известкования глинистого раствора не дали положительного результата.

Известково-глинистый раствор был успешно использован также при бурении интервала 2668—3008 м в скв. 31 Фрунзенская и в скв. 1 Петровская, которые находились в сильно осложненных условиях.

6. ЭМУЛЬСИОННЫЕ ГЛИНИСТЫЕ РАСТВОРЫ

От обычных глинистых растворов этот вид промывочной жидкости отличается присутствием в системе дополнительного компонента в виде мельчайших капелек (глобул) нефти или некоторых продуктов ее переработки. Такая промывочная жидкость представляет собой гидрофильную эмульсию первого рода типа «масло в воде», или сокращенно м/в. Эмульсиями второго рода называются гидрофобные эмульсии типа «вода в масле», или сокращенно в/м. Под «маслом» в обоих случаях понимается непolarная углеводородная жидкость. В эмульсиях первого рода распределенной дисперсной фазой является нефть или нефтепродукт, дисперсионной средой вода или вообще водная фаза какого-либо раствора.

Добавка нефти в глинистые растворы для улучшения смазывающих качеств применяются уже продолжительное время в большинстве нефтяных районов в основном для предупреждения прихватов и освобождения прихваченного бурового инструмента (нефтяная ванна).

Бурение с промывкой эмульсионными глинистыми растворами распространено недостаточно, несмотря на их преимущества. К таким преимуществам относятся:

а) увеличение смазывающей способности и связанное с этим уменьшение липкости раствора, фильтрационной корки и обломков разбуренной породы на забое скважины. Смазывающее свойство эмульсионной жидкости обеспечивает снижение сопротивления вращению бурильных труб. По данным исследований [4, 5, 6], крутящий момент на трубах уменьшается на 20—25%. Кроме того, при бурении глинистых отложений значительно сокращается опасность образования сальников на долоте, турбобуре, утяжеленных трубах, замках, что также приводит к уменьшению гидравлических сопротивлений и понижению рабочего давления на насосах;

б) повышение стойкости долота, так как эти растворы хорошо смазывают опоры и подшипники долот;

в) повышение механической скорости и проходки на долото в результате большей продолжительности работы долота и лучших условий разрушения породы на забое;

г) предупреждение осложнений и аварий в виде прихватов и затяжек бурильного инструмента;

д) уменьшение водоотдачи, толщины корки и снижение ее липкости, усиление структуры раствора, улучшение условий регулирования его свойств.

Общее улучшение свойств раствора и содержание нефтяных компонентов в нем способствуют освоению скважин с большей продуктивностью и в меньшие сроки.

К недостаткам бурения с промывкой эмульсионными растворами следует отнести:

а) затруднения, возникающие при анализе кернов, так как они загрязняются эмульгированной нефтью;

б) повышенный износ резиновых деталей гидравлического оборудования;

в) повышение вязкости, СПС и уменьшение удельного веса раствора.

Для стабилизации эмульсионных растворов как промывочных жидкостей необходимо, чтобы нефть находилась в системе в эмульгированном виде, т. е. в виде относительно обособленных мельчайших капелек-глобул. При этом чем выше степень эмульгирования нефти и больше ее дисперсность, тем устойчивее получается буровой раствор. При простом перемешивании нефти и воды стабильной устойчивой эмульсии получить нельзя. Для этого в систему необходимо вводить третий компонент — эмульгатор. Адсорбируясь на поверхностях элементарных частичек-глобул и уменьшая поверхностное натяжение, эмульгатор способствует образованию тонкодисперсной устойчивой эмульсии. Практика работы на эмульсионных растворах показала, что стабильные эмульсии получаются при введении нефти или нефтепродукта в химически обработанные тонкодиспергированные растворы. В этом случае коллоидные глинистые частички служат эмульгаторами. Роль эмульгаторов могут выполнять разнообразные вещества:

находящиеся в системе твердые частички коллоидных размеров — гидратированные глинистые частицы и инертные включения (барит, кварц и другие) [6];

некоторые химические реагенты, которыми обработан раствор; специальные добавки, например различные мыла и органические пептизаторы — лигниты, лигно-сульфонаты, квебрахо и другие.

Нефтяные эмульсии первого рода (гидрофильные) применяются в бурении в СССР и за рубежом продолжительное время.

Эмульсии второго рода (гидрофобные) были разработаны в Институте нефти АН СССР в 1950—1951 гг. М. А. Гейманом

и А. Д. Столяровым и с некоторыми модификациями были испытаны с положительным эффектом УфНИИ при бурении скважин на некоторых месторождениях Башкирии.

Исследования эмульсионных глинистых растворов проведены в 1954—1955 гг. группой работников ВНИИБТ под руководством Э. Г. Кистера. Эти исследования показали, что основными эмульгаторами, обеспечивающими устойчивость эмульсии, являются в эмульсионном глинистом растворе высокодисперсные гидратированные глинистые частички, сосредоточенные на поверхности раздела фаз.

Э. Г. Кистер [6] считает, что в присутствии эмульгированной нефти в растворе образуется структура измененного типа, названная им суспензионно-эмульсионной, при которой увеличиваются число контактов частичек, густота структурной сетки и ее прочность. Защемленные внутри структурной сетки глобулы повышают ее жесткость. Однако это увеличение прочности сетки-каркаса приводит к повышению вязкости и СНС раствора, что в свою очередь требует обработки системы химическими реагентами, повышающими ее гидрофильность.

Для получения соответствующих параметров эмульсионного раствора нужно иметь хороший исходный глинистый раствор, так как добавка нефти не может превратить плохие качества исходного раствора в хорошие.

Свойства эмульсионного раствора регулируют теми же методами, что и свойства обычного глинистого раствора. Эмульсионные растворы более чувствительны к изменению количества глинистой фазы. Даже небольшие добавки глины могут значительно повышать вязкость системы.

Устойчивость эмульсионного раствора в значительной мере зависит от качества исходного материала — глины. Тонкодисперсные бентонитовые глины, например, дают лучшие эмульсионные растворы, чем грубодисперсные каолиновые глины. При хорошей тонкодисперсной глине могут быть получены достаточно устойчивые эмульсионные растворы и без обработки их химическими реагентами. Однако и в этом случае химические реагенты улучшают качество эмульсионных растворов, повышают их устойчивость. К таким реагентам относятся УЩР, КМЦ, ССБ, крахмал, фосфаты и другие применяемые для обработки глинистых растворов вещества. Эти реагенты повышают роль глинистого компонента как эмульгатора путем увеличения дисперсности глинистых частиц, усиления их гидрофильности и соответственно повышения стабилизации. Глинистые частицы при помощи указанных реагентов создают более прочные защитные оболочки вокруг глобул нефтяного компонента.

При необходимости еще большей стабилизации эмульсии применяют специальные эмульгирующие реагенты. Реагенты-эмульгаторы широко используются при подготовке эмульсионных гли-

нистых растворов в ряде нефтяных районов за рубежом. В зарубежной практике применяются эмульсионные буровые растворы шести типов, отличающиеся характером реагента-эмульгатора. В качестве таких реагентов применяются высокомолекулярный натриевый полимер полиэтиленгликоля, танино-лигнинный препарат (порошок коры сосны в сочетании с квебрахо и фосфатами), водный раствор натриевого мыла из таллового масла, гуматный реагент (типа углещелочного), желатинированный щелочной крахмал, реагенты типа КМЦ и некоторые другие.

Хорошими эмульгаторами являются также нафтеновые сульфокислоты — нефтяные контакты и детергенты. Лучший эффект был получен при использовании кальциевого и натриевого детергента, разработанного в Институте нефти АН СССР, и газойлевого контакта. Добавка этих эмульгаторов к раствору определяется опытным путем в зависимости от заданных параметров эмульсионного раствора, количества и качества находящейся в нем глинистой фазы и нефтяного компонента. В среднем эмульгатор добавляют в пределах 0,05—0,5%. Избыточное или недостаточное количество эмульгатора приводит к уменьшению дисперсности и устойчивости эмульсии. Присутствие эмульгированной нефти снижает водоотдачу глинистых растворов в пределах 10—50%. Этот показатель у эмульсионных растворов всегда меньше, чем у обычных глинистых растворов.

Для получения эмульсионного раствора необходима определенная концентрация глинистой фазы. Такими минимальными концентрациями твердой фазы [6], позволяющими получить удовлетворительные свойства эмульсионного глинистого раствора, являются, например, для аскангеля 3—4%, кудиновской глины 30%, локбатанской глины и каолина 40%.

Для приготовления хорошего эмульсионного раствора имеет значение правильный выбор его нефтяной фазы, так как различные нефтяные компоненты эмульгируются неодинаково. В то же время в бурении с успехом применяются различные сорта нефти, так как в случае недостаточной их эмульгирующей способности дисперсность нефтяной фазы можно повысить добавкой тонкодисперсной глинистой фазы или специальных реагентов-эмульгаторов. При бурении глубоких скважин в США широкое распространение нашло дизельное топливо как нефтяной компонент эмульсионных глинистых растворов. Одной из причин применения этого дорогостоящего компонента является следующая. Сырая нефть обладает такой же флуоресценцией, как и нефть, находящаяся в кернах, что затрудняет их анализ, дизельная же фракция имеет иной оттенок флуоресценции и не мешает определению нефтенасыщенности кернавого материала.

Для приготовления эмульсионного раствора можно использовать обводненную сырую нефть и даже ловушечные отходы

нефтепромыслов. По опытным работам ВНИИБТ [6], обводненность такой нефти не должна превышать 20%. При добавлении нефти к необработанным глинистым растворам может произойти их вспенивание. В этом случае раствор нужно подвергнуть обработке химическими реагентами. В зависимости от заданных параметров (удельного веса, водоотдачи, структурно-механических свойств) количество нефтяного компонента в эмульсионном растворе может колебаться в значительных пределах — от 8 до 50%.

Эмульсионный раствор при приготовлении необходимо интенсивно перемешивать и равномерно подавать нефтяной компонент. Нефть и эмульгатор вводят через глиномешалку, через приемную линию насоса или непосредственно в желобную систему в период циркуляции. Химическая обработка эмульсионного раствора при его приготовлении и в процессе бурения производится обычным способом. Следует, однако, учитывать значительное повышение вязкости при введении нефтяного компонента в концентрированные глинистые суспензии.

7. УТЯЖЕЛЕНИЕ ГЛИНИСТЫХ РАСТВОРОВ

При бурении осадочных отложений с высоким пластовым давлением, а также обваливающихся глинистых отложений бывает необходимо повышать удельный вес бурового раствора в значительных пределах (до 2,2—2,4 г/см³). Получить такой удельный вес увеличением концентрации глинистой породы в промышленной жидкости невозможно. Для этого в глинистые растворы вводят материалы большого удельного веса, получившие название утяжелителей, и таким образом повышают удельный вес бурового раствора до требуемых величин.

Утяжелители характеризуются удельным весом, инертностью по отношению к глинистому раствору, абразивностью и тонкостью помола, или удельной поверхностью.

Удельный вес. Лучшим является утяжелитель, обладающий максимальным удельным весом. Такой утяжелитель создаст при необходимости достаточно высокий удельный вес раствора. Кроме того, повышение удельного веса будет происходить при относительно меньшем добавлении твердой фазы в глинистый раствор, что не вызовет значительного увеличения его вязкости и, следовательно, снизит расход реагентов на дополнительную обработку раствора.

Инертность по отношению к глинистому раствору характеризуется отсутствием в утяжелителе примесей водорастворимых солей, которые могут вступать в физико-химическое взаимодействие с системой, ухудшая ее свойства. К таким вредным примесям относятся, например, сульфаты кальция и железа, способствующие коагуляции глинистого раствора.

Тонкость помола. Чем тоньше помол, т. е. чем выше степень диспергирования утяжелителя, тем больше вероятность удерживания частичек утяжелителя в растворе во взвешенном состоянии и меньше опасность выпадения их в желобной системе. Однако повышенное количество твердых частичек в единице объема раствора может привести к нежелательному повышению его вязкости. Поэтому степень диспергирования утяжелителя нормируется: крупность помола проверяется на сите в 4900 отверстий на 1 см^2 , тонкость помола — на сите в 10 тыс. отверстий на 1 см^2 . Через первое сито должно проходить 95—96% диспергированных частичек утяжелителя, остаток не должен превышать 4—5%. На сите в 10 тыс. отверстий должно оставаться до 10% пропускаемых частичек.

Абразивность. Под абразивностью понимается способность тела при соприкосновении с другими телами обрабатывать их поверхность — срезать, соскабливать, истирать. При движении утяжеленного раствора частички утяжелителя истирают детали бурового оборудования, главным образом движущиеся части, клапанные механизмы и другие детали насосов. Утяжелитель с меньшей степенью абразивности истирает детали и выводит их из строя в меньшей степени.

Наиболее распространенными утяжелителями глинистых растворов являются барит, гематит, магнетит, колошниковая цыль.

Барит (сульфат бария BaSO_4) — распространенный минерал различной окраски, часто белый, иногда желтоватый, красноватый и серый. Удельный вес барита 4,48, твердость 3—5,5; барит содержит 67,5% BaO и 34,3% SO_3 .

В СССР месторождения барита известны в Закавказье, на Урале, в Восточной Сибири, Средней Азии и других районах. Для бурения поставляется кутаисский (г. Кутаиси), кировабадский (г. Кировабад), беловский барит (отходы химической промышленности). Барит — один из лучших утяжелителей с достаточным удельным весом и относительно малой абразивностью; применяется в виде порошка удельным весом до $4,2\text{ г/см}^3$.

Гематит (Fe_2O_3) является одной из распространенных железных руд, содержащей до 70% железа. В природе встречается несколько разновидностей гематита: железный блеск, железная слюдка, красный железняк и другие. Залежи гематита связаны с древнейшими железистыми кварцитами. Гематит также отлагается вместе с магнетитом. Удельный вес руды от 4,9 до 5,2. Твердость 5—6 по Моосу. Абразивность гематита выше абразивности барита.

В СССР имеются крупнейшие месторождения гематитовых руд в Кривом Роге, в районах Курской магнитной аномалии, а также на Урале и в Сибири. В большинство нефтяных районов поставляется в качестве утяжелителя молотый гематит Криво-

рожских месторождений. Удельный вес порошкообразного гематита должен быть не меньше $4,4 \text{ г/см}^3$.

Магнетит ($\text{FeO} \cdot \text{Fe}_2\text{O}_3$) — широко распространенный железорудный минерал; содержит 31% FeO , 69% Fe_2O_3 и до 72% железа. Обладает магнитными свойствами. Цвет черный. Удельный вес $4,9\text{—}5,2$. Твердость $5,5\text{—}6,5$. Имеет повышенные по сравнению с другими утяжелителями абразивные свойства. Для утяжеления глинистых растворов применяется в молотом виде, удельным весом не ниже 4,2. Крупнейшие месторождения магнетита совместно с гематитом обнаружены в древних метаморфических толщах в Кривом Роге, в районах Курской магнитной аномалии, имеются залежки на Урале, в Сибири и в других районах.

Колошниковая пыль — отход доменных процессов, пыль, улавливаемая в верхней части шахтных печей (в колошнике). Составляет из пылевидной руды, небольшого количества известняка (флюс) и несгоревшего топлива (кокс, древесный уголь). В зависимости от применяемой при доменном производстве руды колошниковая пыль содержит 30—60% Fe . Перед употреблением в качестве утяжелителя колошниковую пыль подвергают обогащению: удаляют пустую породу и растворимые соли. Удельный вес утяжелителя из этой пыли $4,4\text{—}4,5$ и выше.

Применение утяжелителей

Обрабатывать утяжелителем следует качественные растворы, имеющие хорошую способность удерживать частички твердой фазы во взвешенном состоянии.

Глинистые растворы без добавки химических реагентов в большинстве случаев имеют недостаточную для утяжеления удерживающую способность. Обычно утяжеляют растворы, предварительно обработанные химическими реагентами. При этом особое внимание обращают на структурно-механические свойства подлежащего утяжелению глинистого раствора. Утяжеление бесструктурного раствора не дает положительных результатов даже при других хороших его параметрах: из раствора, не имеющего структуры или с плохой структурой, утяжелитель легко выпадает. Соответствуют требованиям утяжеления глинистые растворы, имеющие СНС не менее 20 мг/см^2 через 1 мин. Раствор должен обладать также хорошими тиксотропными свойствами.

Как указывалось выше, глинистый раствор, пересыщенный углекислым реагентом, имея хорошие показатели водоотдачи, может иметь плохую структуру или даже потерять ее вообще. На это надо всегда обращать внимание при подготовке растворов к утяжелению и обрабатывать глинистый раствор щелочными реагентами строго по расчету. Перед употреблением утяжелителя необходимо проверить его качество в лаборатории и подобрать

рецепт утяжеления. Выбор утяжелителя зависит в первую очередь от требуемого повышения удельного веса раствора. Чем выше требуется поднять удельный вес раствора, тем лучшими параметрами должен обладать утяжелитель.

В табл. 8 приводятся основные параметры утяжелителей для глинистого раствора.

Утяжелители в сухом виде увлекают в раствор на поверхности своих частичек воздух, что ведет к снижению удельного веса и повышению вязкости промывочной жидкости. Поэтому рекомендуется вводить в глинистый раствор утяжелитель, предварительно смоченный водой или реагентом.

Утяжеление должно производиться постепенно и непрерывно. Вводить утяжелитель целесообразно в течение времени, равного полным циклам оборота промывочной жидкости в циркуляционной системе. В условиях глубоких разведочных скважин или при продолжительном бурении на утяжеленных растворах следует производить специальную обвязку глиномешалки для утяжеления глинистого раствора и насосов с приемными емкостями. Одна из возможных схем обвязки для непрерывного введения утяжеленного раствора в скважину для постепенного и равномерного утяжеления всей промывочной жидкости изображена на рис. 42 [7].

Таблица 8

Технические условия применения и параметры утяжелителей глинистых растворов

Утяжелитель	Удельный вес, $г/см^3$	Тонкость помола; остаток на сите в 4900 $отв/см^3$, %	Растворимые соли, %		Влажность, %	
			общее количество	двухвалентных и поливалентных катионов	при сухом помоле	при мокром помоле
Барит	4,0—4,2	Не более 5	Не более 0,35	Не более 0,05	Не более 6	Не более 14
Гематит	4,2—4,5 и выше					
Магнетит	4,2—4,5 и выше					
Колошниковая пыль	4,4—4,5 и выше					

В Азербайджане и некоторых других нефтяных районах утяжеленные глинистые растворы приготовляли из утяжеленных брикетов, состоящих из утяжелителя, бурого угля, щелочи,

сульфит-спиртовой барды и глины. Соотношение этих компонентов устанавливается таким, чтобы из брикетов при растворении их в воде получался химически обработанный утяжеленный раствор удельным весом до $2,2 \text{ г/см}^3$, с минимальной водоотдачей ($3\text{--}5 \text{ см}^3$ за 30 мин.) и средней вязкостью 45 сек. Однако этот метод распространения не получил.

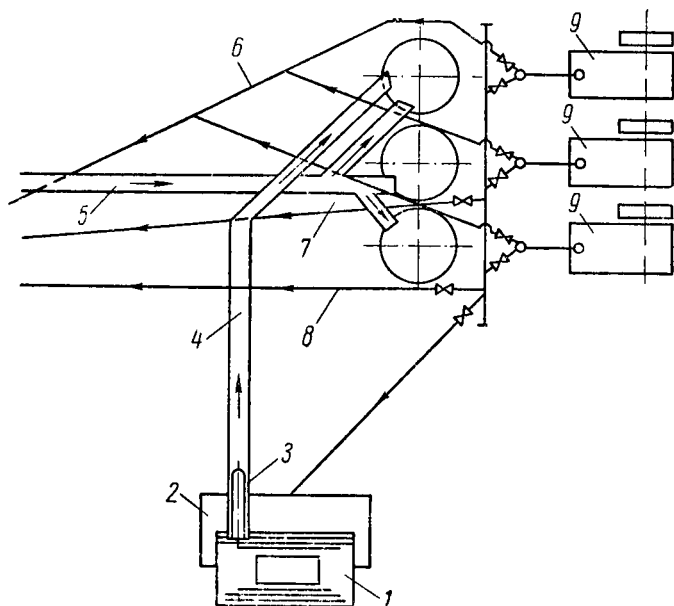


Рис. 42. Схема обвязки буровых насосов при непрерывном введении утяжеленного раствора в скважину.

1 — глиномешалка для утяжеления глинистого раствора; 2 — обвязка; 3 — выкид; 4 — спускной желоб; 5 — циркуляционный желоб; 6 — линия к стояку буровой; 7 — линия к превентеру; 8 — линия к запасным емкостям и брандспойтам; 9 — буровые насосы.

Расход утяжелителя на 1 м^3 исходного раствора для получения заданного удельного веса определяется по формуле

$$Q = \frac{\gamma_3 (\gamma_2 - \gamma_1)}{\gamma_3 - \gamma_2}, \quad (1)$$

где Q — количество утяжелителя, необходимое для повышения до заданных величин удельного веса 1 м^3 исходного глинистого раствора в m ;

γ_3 — удельный вес утяжелителя в m/m^3 ;

γ_2 — заданный удельный вес глинистого раствора (после утяжеления) в m/m^3 ;

γ_1 — удельный вес исходного глинистого раствора (до утяжеления) в $т/м^3$.

По формуле определяют расход сухого утяжелителя. Влажность утяжелителя следует определить лабораторными методами и учитывать при расчетах.

Расчеты расхода утяжелителя сведены в табл. 9.

Пример. Определить расход утяжелителя для повышения удельного веса глинистого раствора от 1,2 до 1,8 $г/см^3$ в скважине, бурящейся 11 $\frac{3}{4}$ " долотом. Забой скважины 2000 м, бурение на утяжеленном растворе будет производиться в интервале 2000—2200 м. На буровой установлены четыре приемные емкости по 12 $м^3$.

Решение. Определяем объем подлежащего утяжелению исходного раствора. Диаметр скважины принимаем равным 12".

Таблица 9

Расход утяжелителя для повышения удельного веса бурового раствора

Удельный вес исходного глинистого раствора	Требуемый удельный вес утяжеленного глинистого раствора	Необходимое количество утяжелителя в $т$ (приблизительно) при удельном весе		Удельный вес исходного глинистого раствора	Требуемый удельный вес утяжеленного глинистого раствора	Необходимое количество утяжелителя в $т$ (приблизительно) при удельном весе	
		4,5	4,0			4,5	4,0
1,1	1,2	0,136	0,143	1,4	1,5	0,150	0,160
	1,3	0,281	0,296		1,6	0,310	0,333
	1,4	0,436	0,462		1,7	0,482	0,522
	1,5	0,600	0,640		1,8	0,667	0,727
	1,6	0,776	0,833		1,9	0,865	0,952
	1,7	0,965	1,044		2,0	1,080	1,200
	1,8	1,167	1,273	1,5	1,6	0,155	0,167
	1,9	1,385	1,524		1,7	0,321	0,348
1,2	2,0	1,620	1,800		1,8	0,500	0,546
	1,3	0,141	0,148		1,9	0,692	0,762
	1,4	0,290	0,308		2,0	0,900	1,000
	1,5	0,450	0,480	1,6	1,7	0,161	0,174
	1,6	0,621	0,667		1,8	0,333	0,364
	1,7	0,804	0,870		1,9	0,519	0,571
	1,8	1,000	1,091		2,0	0,720	0,800
	1,9	1,212	1,333	1,7	1,8	0,167	0,182
1,3	2,0	1,440	1,600		1,9	0,346	0,381
	1,4	1,145	1,154		2,0	0,540	0,600
	1,5	0,300	0,320		1,9	0,173	0,191
	1,6	0,466	0,500		2,0	0,360	0,400
	1,7	0,643	0,696	1,8	2,0	0,180	0,200
	1,8	0,833	0,909				
	1,9	1,039	1,143	1,9			
	2,0	1,260	1,400				

1. Объем исходного раствора должен равняться объему скважины плюс объем приемных насосных емкостей, т. е.

$$V_{исх} = V_{скв} + V_{пр};$$

$$V_{скв} = \frac{\pi D^2}{4} H = 144 \text{ м}^3.$$

Для облегчения подсчетов объема скважины пользуются таблицей (табл. 10).

$$V_{пр} = 48 \text{ м}^3,$$

тогда

$$V_{исх} = 192 \text{ м}^3.$$

2. Расход утяжелителя для утяжеления исходного раствора будет равен

$$Q_{ут} = V_{исх} Q_1,$$

где $Q_1 = \frac{\gamma_3 (\gamma_2 - \gamma_1)}{\gamma_3 - \gamma_2}$ — расход утяжелителя на 1 м³ раствора.

В нашем случае утяжеление производится баритом удельным весом $\gamma_3 = 4,2 \text{ г/см}^3$.

По условию $\gamma_2 = 1,8 \text{ г/см}^3$, $\gamma_1 = 1,2 \text{ г/см}^3$. Тогда

$$Q = \frac{4,2 \cdot (1,8 - 1,2)}{4,2 - 1,8} \approx 1,05 \text{ т}$$

и

$$Q_{ут} = 192 \cdot 1,05 \approx 202 \text{ т}.$$

3. После просушивания в лаборатории навески исходного утяжелителя в 10 г (p_1) вес ее стал 8 г (p_2).

Влажность утяжелителя a подсчитываем по формуле

$$a = \frac{p_1 - p_2}{p_1} \cdot 100 = \frac{10 - 8}{10} \cdot 100 = 20\%.$$

Таким образом, в 100 т влажного утяжелителя содержится 20 т воды и 80 т сухого утяжелителя.

4. Количество влажного утяжелителя $Q_{ут. вл.}$, соответствующее 202 т сухого, найдем, составив пропорцию

$$100 : 80 = Q_{ут. вл.} : 202;$$

$$Q_{ут. вл.} = 250,5 \text{ т}.$$

Следовательно, для утяжеления глинистого раствора требуется 250,5 т барита.

5. При углублении скважины от 2000 до 2200 м объем промывочной жидкости будет увеличиваться. Для сохранения заданного удельного веса промывочной жидкости необходима дополнительная обработка ее утяжелителем. Обычно такую обработку делают через интервалы бурения в 20—30 м и более в зависимости от условий бурения. Примем в нашем случае интер-

Объемы скважин, м³

Глубина скважины, м	Диаметр скважины, дюймы (мм)							
	18 (458)	16 (406)	14 (354)	13 (330)	12 (304)	11 (280)	10 (254)	9 (229)
50	8,094	6,346	4,949	4,199	3,606	3,079	2,494	2,024
100	16,188	12,692	9,898	8,398	7,211	6,158	4,988	4,047
200	32,376	25,384	19,796	16,796	14,422	12,316	9,976	8,094
300	48,564	38,076	29,694	25,194	21,633	18,474	14,964	12,141
400	64,752	50,768	39,592	33,592	28,841	24,632	19,952	16,188
500	80,940	63,460	49,490	41,990	36,055	30,790	24,940	20,235
600	97,128	76,152	59,338	50,338	43,266	36,948	29,928	24,282
700	113,316	88,844	69,286	58,786	50,477	43,106	34,916	28,329
800	129,504	101,536	79,184	67,184	57,688	49,264	39,904	32,376
900	145,692	114,228	89,082	75,582	64,899	55,422	44,892	36,423
1000	161,880	126,920	98,980	83,980	72,110	61,580	43,880	40,470
1100	178,068	139,612	108,878	92,378	79,321	67,738	57,868	44,517
1200	194,256	152,304	118,776	100,776	86,532	73,896	59,856	48,564
1300	210,444	165,996	128,674	109,174	93,743	80,054	64,844	52,614
1400	226,632	177,688	138,527	117,572	100,954	86,2212	69,832	56,658
1500	242,820	190,380	148,470	125,970	108,165	92,370	74,820	60,705
1600	259,009	203,072	158,368	134,368	115,376	98,528	79,808	64,752
1700	275,196	215,764	168,266	142,766	122,587	104,686	84,796	68,799
1800	291,384	228,456	178,164	151,164	129,798	110,844	89,784	72,846
1900	307,572	241,148	188,062	159,562	137,009	117,002	94,772	76,893
2000	323,760	253,840	197,960	167,960	144,220	123,160	99,760	80,940
2500	404,700	317,300	247,450	209,950	180,275	153,950	124,700	101,175
3000	485,640	380,760	296,940	251,940	216,330	184,740	149,640	121,410
3500	566,580	440,220	346,430	293,930	252,385	215,530	174,580	141,635
4000	647,520	507,680	395,920	335,920	288,440	246,320	199,520	161,880

Примечание. Принимается, что диаметр скважины на 1/4" больше диаметра долота.

вал дополнительных обработок 20 м. Тогда всего будет произведено 10 дополнительных обработок.

Для проходки интервала 2000—2200 м потребуется ввести в циркуляционную систему нового раствора (определяем по табл. 10):

$$V_{\text{доп}} = 14,4 \text{ м}^3.$$

К этому количеству следует прибавить расход раствора на компенсацию потерь промывочной жидкости при чистке желобов (всего 10 чисток при каждом дополнительном введении утяжелителя), на пропуски в циркуляционной и очистной системах, частичное поглощение в пласты. Вместе с тем при введении утяжелителей увеличивается объем твердой фазы и соответственно увеличивается объем глинистого раствора, что также надо учитывать. В нашем случае при введении в исходный раствор 250,5 т утяжелителя удельным весом 4,2 г/см³ объем промывочной жидкости в циркуляционной системе увеличивается на

$$\frac{250,5}{4,2} = 60 \text{ м}^3.$$

Учитывая изложенное, примем потери раствора равными 5% всего объема промывочной жидкости при проектном забое ($144 + 14,4 = 158,4 \text{ м}^3$). Тогда дополнительному утяжелению будет подвергнуто

$$14,4 + 7,8 = 22,2 \text{ м}^3 \text{ раствора.}$$

Дополнительный расход утяжелителя составит

$$Q_{\text{ут. доп}} = 22,2 \cdot 1,05 = 23,6 \text{ т,}$$

а с учетом влажности

$$Q_{\text{ут. доп. вл}} = \frac{23,6}{0,8} = 29 \text{ т.}$$

6. Общий расход утяжелителя будет

$$Q_{\text{общ}} = 250,5 + 29 = 279,5 \text{ т.}$$

Если при добавлении утяжелителя в глинистый раствор для снижения его вязкости одновременно вводится вода или раствор химического реагента, то расход утяжелителя следует определять по формуле Н. А. Кулигина, учитывающей эту дополнительную жидкость:

$$Q = \frac{\gamma_2 (\gamma_2 - \gamma_1)}{(\gamma_2 + m \gamma_в) - \gamma_2 (1 + m)} \text{ т/м}^3, \quad (2)$$

где m — отношение объема воды, добавляемой в раствор одновременно с утяжелителем, к объему вводимого утяжелителя. По данным Н. А. Кулигина обычно $m \approx 1$;

$\gamma_в$ — удельный вес воды.

Остальные обозначения соответствуют формуле (1).

Регенерация утяжелителей и повторное использование утяжеленных глинистых растворов

Утяжелители представляют собой дорогостоящие и довольно дефицитные материалы. При работе с промывкой утяжеленными растворами стоимость бурения значительно возрастает. Поэтому необходимо принимать меры к повторному использованию утяжеленных растворов. Такой раствор следует перекачивать или

перевозить в специальных автоцистернах с законченной скважины на близлежащие буровые.

При невозможности повторно использовать утяжеленный раствор должны быть приняты меры по регенерации утяжелителя. Наиболее эффективным и удобным способом является регенерация утяжелителя в гидроциклонных установках. Этот способ распространяется за последнее время на передовых промыслах и разведываемых площадях. Сущность его заключается в отделении частичек утяжелителя как более тяжелых под действием центробежной силы при вращательном движении разжиженного утяжеленного раствора. Процесс отделения частичек и сбора их происходит в гидроциклоне, являющемся довольно компактным и не-

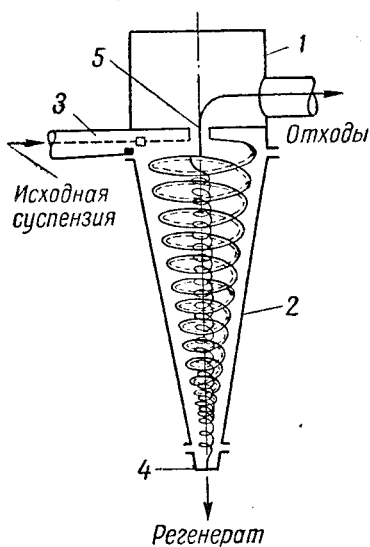


Рис. 43. Схема гидроциклона.

сложным аппаратом (рис. 43). Гидроциклонный аппарат состоит из наглухо закрытого цилиндрического сосуда 1, переходящего в нижней части в конус 2, и напорного патрубка 3, выполненного в виде суживающегося сопла. Разжиженный утяжеленный раствор подводится под давлением 1,5—2 ат к внутренней образующей цилиндрической части гидроциклона через напорный патрубок. Попадая в гидроциклон, жидкость движется вращательно; под действием центробежной силы более тяжелые частички утяжелителя отбрасываются к наклонным стенкам аппарата, по спиральным траекториям опускаются вниз и разгружаются через сменную насадку 4 внизу конуса. Диафрагма 5 служит для выноса освобожденной от утяжелителя жидкости, которая затем отводится через сливной патрубок. Схема гидроциклонной установки для регенерации утяжелителя изображена на рис. 44.

Более примитивным является метод регенерации утяжелителя из разжиженного раствора в желобах. Разжиженный глинистый раствор из расчета три-четыре объема воды на один объем

утяжеленного раствора подается из емкости в желоб. Частицы утяжелителя как более тяжелые под действием силы тяжести оседают в желобе; частички глины и наиболее мелкие частички утяжелителя уносятся подаваемой в желоб водой одновременно с раствором. Скорость подачи воды регулируется и уменьшается, если в выходящей из желоба струе находится утяжелитель. Уклон желоба 0,015; разделен желоб на секции с решетчатыми перегородками. При дополнительном разжижении раствора водой, подаваемой во второй половине желоба, осаждаются более мелкие частички утяжелителя.

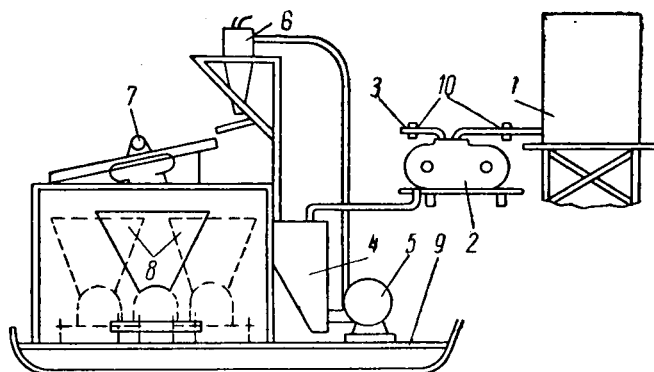


Рис. 44. Схема гидроциклонной установки для регенерации утяжелителя.

1 — резервная емкость 0,8 м³ для раствора; 2 — мешалки; 3 — подвод воды; 4 — приемный бункер; 5 — песковый насос; 6 — гидроциклон; 7 — вибросито; 8 — вагонетка; 9 — рама салазок; 10 — задвижка и вентиль.

В связи с развитием глубокого бурения в восточном Предкавказье и широким применением утяжеленных растворов В. С. Барановым и А. П. Волковой разработана установка по регенерации утяжелителя УРУ (рис. 45). Установка состоит из корыта (классификатора) 1, шнека с двухзаходной спиралью 2, двух дозаторов 3 и 4, двух мешалок 5 и 6 и желобов 7 и 8. Спираль 2 приводится во вращение от электродвигателя 9 через редуктор 10 и делает 5—8 об/мин. Число оборотов вала спирали регулируется сменными шкивами 11 и 12; от редуктора 10 цепной передачей 13 через звездочки 14 и 15 вращение передается дозатору 4 для глинистого раствора. Дозатор делает такое же число оборотов, что и спираль. Количество подаваемого на регенерацию глинистого раствора регулируется изменением числа ковшей 16 объемом по 0,75 л, которых может быть установлено на колесе от одного до 10. Две мешалки приводятся во вращение от отдельного электродвигателя 17 через редуктор 18. Валы обеих мешалок соединены между собой карданным валом 19 и вращаются

со скоростью 80 об/мин. Дозатор 3 для воды установлен над боковой мешалкой 5.

Подача воды при постоянном напоре регулируется сменой диафрагм 20.

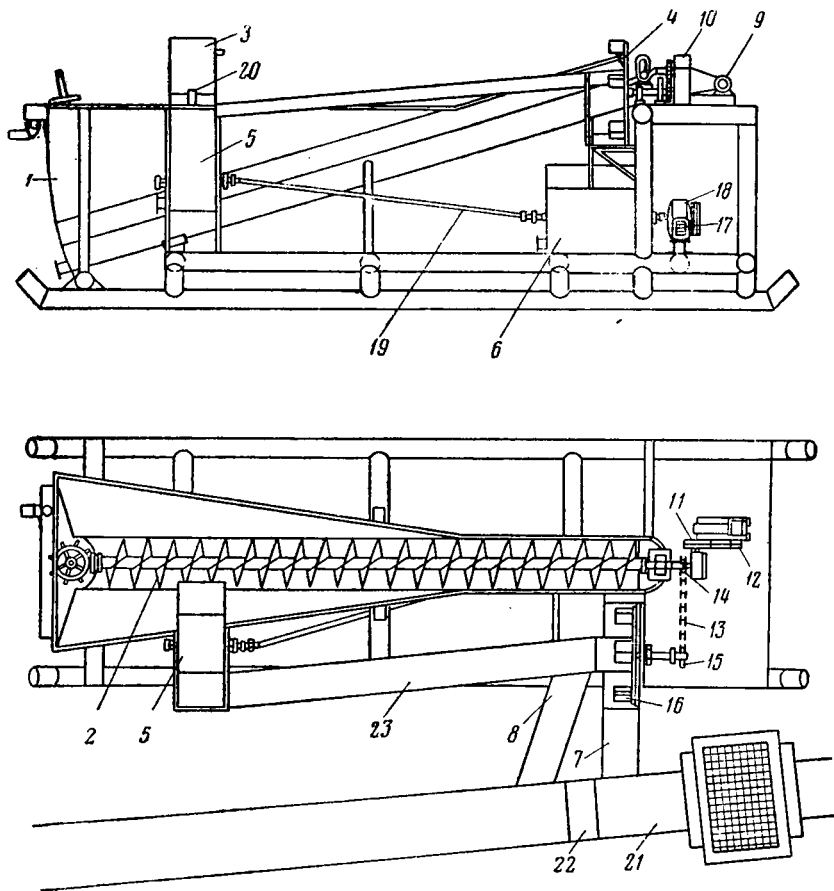


Рис. 45. Схема установки для регенерации утяжелителя конструкции ГрозНИИ.

При монтаже на буровой установка УРУ должна быть расположена так, чтобы на регенерацию направлялся глинистый раствор, прошедший через вибросита. Желоб 7, подающий глинистый раствор к дозатору, присоединяется к основному желобу 21 циркуляционной системы буровой непосредственно после вибросит, а желоб 8, выводящий утяжеленный раствор из мешалки 6, присоединяется к основному желобу ниже перепада. Для этого в ос-

новном желобе после вибросит делается необходимый перепад 22. Желоба должны иметь уклон 10 мм на 1 м длины.

Установка работает следующим образом. Глинистый раствор при помощи ковшей 16 и дозатора 4 подается по желобу 23 в боковую мешалку 5, где он смешивается с водой, образуя нестабильную суспензию. Из мешалки суспензия перетекает в корыто (классификатор) установки. В корыте происходит разделение утяжелителя и глины. Утяжелитель концентрируется внизу корыта и транспортируется вращающейся спиралью вверх по корыту, а глина уносится потоком воды в слив. По выходе утяжелителя из-под уровня жидкости он частично обезвоживается и через специальное окно в дне корыта выгружается в нижнюю мешалку 6, через которую циркулирует глинистый раствор. Здесь регенерированный утяжелитель смешивается с глинистым раствором. Утяжеленный глинистый раствор возвращается вновь в общую систему циркуляции.

Установка УРУ может работать только при наличии циркуляции промывочного раствора в общей системе.

8. СПОСОБЫ ПРИГОТОВЛЕНИЯ ГЛИНИСТЫХ РАСТВОРОВ

Процесс приготовления глинистого раствора заключается в раздроблении глины по возможности до минимальных размеров частиц и создании лучших условий взаимодействия диспергированных частиц глины в воде. Диспергирование глины производится обычно в механических и гидравлических глиномешалках непосредственно на буровой или на глинозаводах, расположенных в районе бурения скважин. Для создания лучших условий контакта частиц глины с водой в процессе диспергирования предусматривается их взаимное перемешивание.

За последнее время в ряде нефтяных районов страны (Азербайджане, Краснодарском крае, Башкирии, Татарии и других) распространяется метод приготовления глинистых растворов из предварительно заготовленных на заводах глинопорошков.

Выбор и разработка глинокарьера. В большинстве нефтяных районов при бурении с промывкой глинистыми растворами применяют растворы, приготовленные из местных глин. В практике работы не всегда уделяется достаточно внимания предварительной разведке залежей глины и организации глинокарьерного хозяйства с учетом использования глин лучшего качества и возможного снижения стоимости заготовки и доставки их на буровую.

При изучении местных глин необходимо отобрать пробы из каждого месторождения с различных глубин залегания пласта и различных мест по его простиранию. При отборе проб нужно учитывать, что пласты глины, выходящие на поверхность, не всегда отражают качества глины всей залежи, так как на них

могут оказывать отрицательное влияние поверхностные воды, обычно содержащие соли кальция, железа и сульфата. Свойства глин могут меняться также по простиранию пласта. В лабораторных условиях определяют тип глины, ее химический и минералогический состав, примеси других минералов, параметры растворов, приготовленных из этой глины. Необходимо также установить условия и результаты обработки раствора химическими реагентами и определить влияние температуры на его свойства.

Приготовление и обработку раствора следует проводить на воде, применяющейся для изготовления раствора на буровых. В лаборатории исследуются также условия регулирования параметров раствора, приготовленного из каждого вида местной глины.

Наиболее простой является разработка горизонтальных пластов глины, выходящих на дневную поверхность. Более сложны и трудоемки подготовка и разработка пластов, залегающих на некоторой глубине, и вертикальных пластов.

Подготовку и разработку глинокарьеров рекомендуется проводить при максимальной механизации тяжелых и трудоемких работ: вскрышные работы бульдозерами или скреперами, разработку карьера, т. е. выборку глины, — экскаватором. Погружают глину экскаватором непосредственно в автомашины при наличии подъездных путей или прокладывают вдоль линии движения экскаватора узкоколейные железнодорожные пути и погрузку глины из карьера производят в вагонетки. При крутом падении пластов иногда целесообразно выгружать глину с забоя при помощи наклонного подъемника: по склону выработки укладывают рельсы, по которым на канате лебедкой поднимают вагонетки с глиной. При расположении глинистых пластов в обрывах или на крутых склонах горы разработку карьера можно производить при помощи взрывных работ.

Приготовление глинистого раствора в глиномешалках. Наиболее распространенным в настоящее время способом приготовления глинистого раствора на буровой является его замешивание в механических глиномешалках. Глиномешалка представляет собой лежащую на стойках емкость овальной формы, в которой вращаются два вала с посаженными на них под углом 90° лопастями, перемешивающими глину и воду в процессе приготовления раствора.

На буровых устанавливаются двухвальные механические мешалки МГ2-4 (рис. 46). Шкив 5 глиномешалки приводится во вращение электродвигателем или двигателем внутреннего сгорания. Через шестерни 4 вращение передается валам и лопастям, которые вращаются в противоположные стороны, по часовой и против часовой стрелки. Между внутренней поверхностью барабана и лопастями остается просвет 30—35 мм. Глину загружают в глиномешалку через люк с решеткой, которая предотвращает

попадание в мешалку слишком крупных кусков глины. Техническая характеристика глиномешалки МГ2-4 следующая: емкость барабана 4 м^3 , правых и левых лопастей 24 (по 12 на каждом валу), число оборотов валов в минуту 95. Механические глиномешалки можно монтировать для периодического и непрерывного действия по выпуску заготовленного раствора. Глиномешалка периодического действия имеет в нижней части барабана спускной клапан, через который готовый раствор выпускается

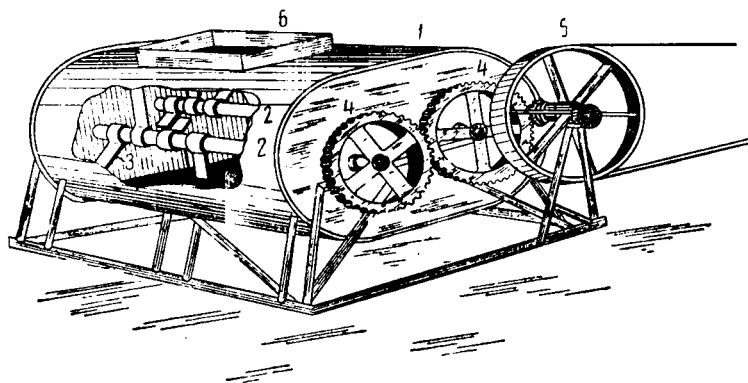


Рис. 46. Двухвальная механическая глиномешалка МГ2-4.

1 — овальная емкость; 2 — валы; 3 — лопасти; 4 — шестерня; 5 — шкив; 6 — люк для загрузки.

периодически, после окончания процесса его приготовления, и направляется по специальным желобам в отстойники или циркуляционную систему.

Процесс приготовления глинистого раствора протекает следующим образом. Глиномешалку через подведенную к загрузочному люку водопроводную линию заполняют водой несколько выше концов лопастей, чтобы предотвратить попадание в раствор воздуха в процессе перемешивания системы. Глина подается через загрузочный люк. Количество глины на одну глиномешалку определяется в зависимости от удельного веса глины и параметров заготавливаемого раствора. При получении первой порции раствора из данной глины через 30—45 мин. перемешивания отбирают пробу раствора и определяют его вязкость, затем снова перемешивают и через некоторое время определяют еще раз вязкость. При получении постоянных показателей вязкости раствор считается готовым. В следующих глиномешалках продолжительность процесса заготовки раствора определяется по времени приготовления раствора в первой мешалке.

В механических мешалках непрерывного действия выпуск готового глинистого раствора производится через верхнюю часть

овального барабана, где приварен специальный патрубок. Вместо патрубка можно прорезать щель и приварить под ней карман с сеткой (рис. 47). Сетка задерживает недостаточно диспергированные комочки глины.

В глиномешалке непрерывного действия срок приготовления глинистого раствора значительно сокращается (в два-три раза), главным образом в результате экономии времени, которое в гли-

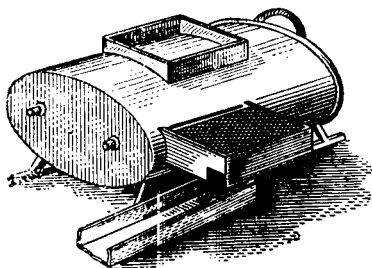


Рис. 47. Механическая глиномешалка непрерывного действия.

номешалке периодического действия затрачивается на загрузку глиной и выпуск раствора. При непрерывной заготовке глинистого раствора глина загружается небольшими порциями и непрерывно в соответствующем количестве поступает вода. Режим загрузки глины и подачи воды необходимо устанавливать с таким расчетом, чтобы из сливного патрубка выходил раствор заданной вязкости. Установленный режим работы глиномешалки должен строго выдерживаться. Глиномешалка не-

прерывного действия особенно эффективна при приготовлении раствора из высококоллоидальных натриевых глин. При употреблении медленно распускающихся глин эффективность такой глиномешалки по сравнению с глиномешалкой периодического действия снижается.

Загрузка глины в глиномешалку вручную является тяжелым и трудоемким процессом. Известно несколько осуществленных предложений по механизации подачи глин в глиномешалку. Одним из таких устройств является широко распространенный в Саратовской области подъемник инж. Горшкова (рис. 48).

В механических глиномешалках можно готовить растворы из сырых глин, глинобрикетов и глин в порошке. Для приготовления раствора из порошкообразных глин более удобной является гидравлическая глиномешалка, в которой диспергирование производится в результате удара напорной струи жидкости. Напор жидкости (воды или раствора) создается буровыми насосами.

Гидравлическая глиномешалка (рис. 49) представляет собой воронку 1, в которую подается порошкообразная глина. В нижнюю часть воронки вкладывается диафрагма, регулирующая подачу порошка глины в гидравлическую систему. Воронка устанавливается на напорной трубе и соединяется с системой через тройник 2. Тройник 2 соединен с насадком 3. Струя жидкости, выходя из насадка 3, создает разреженное пространство в тройнике, соединенном с нижней частью воронки. Вследствие создания разреженного пространства порошкообразная глина

из воронки засасывается в струю жидкости. Жидкость, обогащенная порошком глины, поступает в емкость 4. Порошок контактирует с водой и распускается при движении раствора вверх

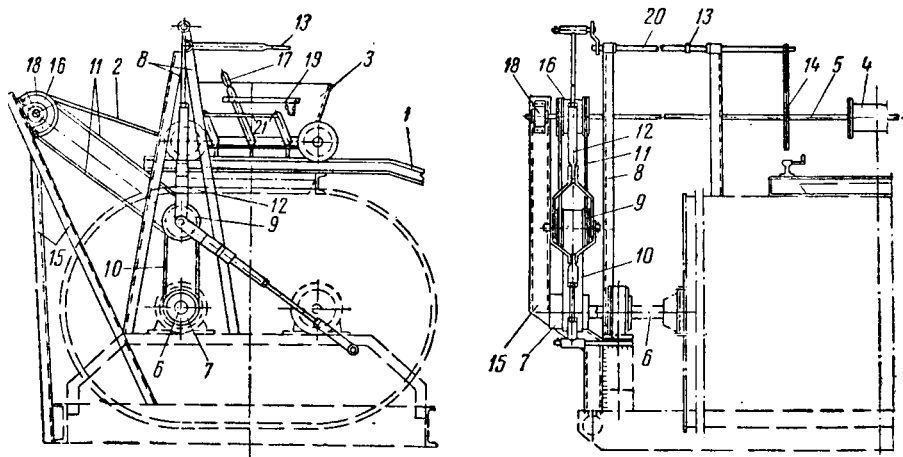


Рис. 48. Механический подъемник для загрузки глиномешалки.

1 — рельсы узкоколейки; 2 — трос; 3 — тележка; 4 — катушка; 5 — вал катушки и ведомого шкива; 6 — вал глиномешалки; 7 — ведущий шкив глиномешалки; 8 — стойка; 9 — промежуточный шкив; 10 — плоский стомиллиметровый ремень; 11 — клиновидные ремни; 12 — вилка; 13 — рукоятка управления; 14 — устройство для ограничения хода тележки; 15 — стойка; 16 — ведомый шкив; 17 — рычаг управления створками; 18 — шариковые подшипники; 19 — фиксатор рычага; 20 — валик.

по винтовой линии. Такая траектория движения обуславливается подачей в емкость струи жидкости по касательной. Плита 5 служит для предотвращения ослабления прочности стенки емкости в ме-

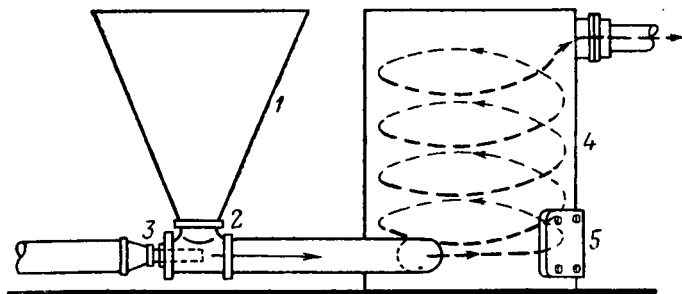


Рис. 49. Гидравлическая глиномешалка.

сте удара струи. Гидравлические глиномешалки обеспечивают подготовку раствора в более короткий срок. Кроме того, они не требуют установки специального двигателя, а работают от бурового насоса. Необходимое качество глинистого раствора обеспечи-

вается регулированием подачи глинопорошка и воды путем подбора насадка соответствующего диаметра.

За последнее время на промыслах распространяется метод приготовления растворов из порошкообразных глин при помощи цементосмесительных машин, применяемых при цементаже скважин. На смесителе устанавливают штуцер (обычно диаметром 18,5 мм), раствор готовят при работе одного шнека машины.

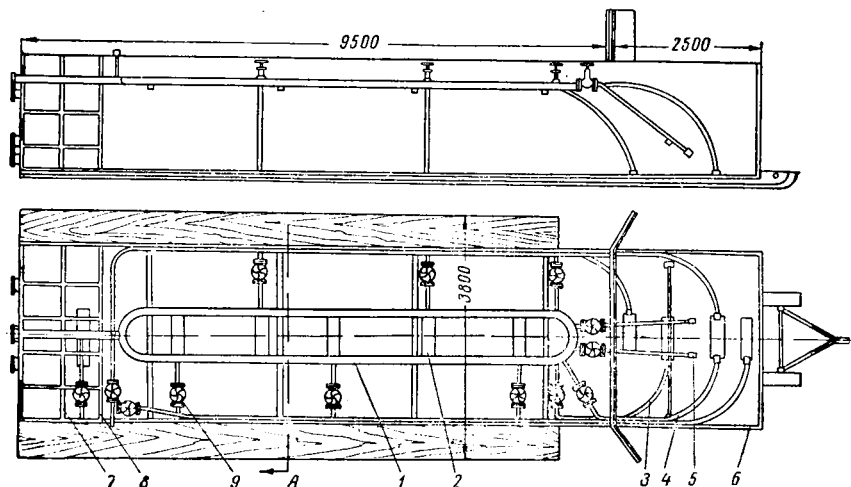


Рис. 50. Общий вид гидромешалки.

1 — нагнетательное кольцо гидромониторной системы; 2 — подштуцерная прокладка; 3 — размывная трубка; 4 — водяная линия; 5 — штуцер размывной трубки; 6 — металлический корпус гидромешалки; 7 и 8 — металлические защитные сетки; 9 — задвижка высокого давления.

В буровых предприятиях Куйбышевского совнархоза получила распространение гидравлическая глиномешалка, предназначенная для приготовления раствора из местной комовой глины [8]. В открытой металлической емкости 6 (рис. 50) установлена гидромониторная система, состоящая из нагнетательного кольца 1, размывных трубок 3 с насадками и задвижек высокого давления 9. Гидромешалка связана с приемной трубой и нагнетательной линией бурового насоса. Глину загружают в бункерную часть мешалки, наполняемую водой, поступающей по водопроводу 4. В этой части глиномешалки устанавливают четыре-пять размывных трубок. В противоположной части монтируют защитные сетки 7 и 8, предназначенные для очистки глинистого раствора от нераспустившихся комков глины и посторонних включений. Во избежание разрушения корпуса мешалки под штуцеры размывных трубок прокладывают полосы 10-мм железа. Когда емкость мешалки заполнится глиной и водой, включают буровой насос и создают круговую циркуляцию жидкости. Рабочее да-

вление в гидромониторной системе 20—30 ат, диаметр штуцера размывной трубки 20 мм. Вязкость, статическое напряжение сдвига и удельный вес приготовляемого раствора регулируют изменением количества подаваемой в гидромониторную систему воды и интенсивности размыва глины. Нагнетательное кольцо делают из $\frac{5}{16}$ " бурильных труб, для размывных трубок используют 2" насосные трубы. Емкость гидромешалки 25—50 м³.

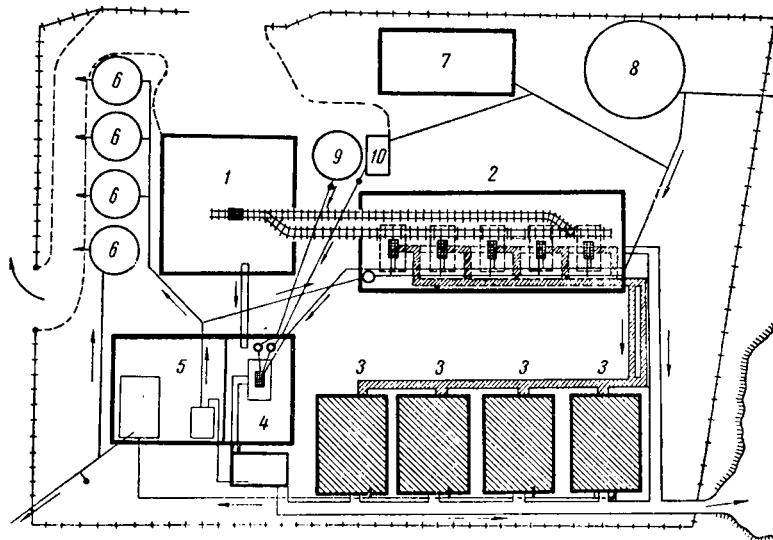


Рис. 51. Схема глинозавода.

На глинозаводах устанавливают емкости размером 50—100 м³. На основе уже имеющегося опыта [8] применении гидромешалок Л. Т. Папировского следует признать перспективным. В этих мешалках используется комовая глина без предварительного размельчения, полностью механизирована загрузка глины (непосредственно из самосвалов), облегчен труд рабочих и экономится рабочая сила. Регулирование качества раствора требует мало времени (за 15—20 мин. можно изменить удельный вес раствора с 1,18 до 1,35 г/см³, условную вязкость от 18 сек. до «нечеткой»). По сравнению с механическими глиномешалками производительность повышена до 10 раз и более.

Централизованное снабжение бурящихся скважин глинистым раствором. В районах интенсивного разбуривания нефтяных и газовых месторождений целесообразно организовать централизованное снабжение буровых глинистым раствором. Для этого на крупных промыслах создают глинозаводы. Схема такого глинозавода представлена на рис. 51 [1].

Глинозавод имеет цех механических глиномешалок 2 и необходимые для производства глинистого раствора и снабжения им буровых подсобные устройства. Глина подается в цех глиномешалок механизированным путем со склада сырья 1. Вагонетки разгружаются в бункера глиномешалок. Снабжение готовыми химическими реагентами происходит централизованно от специальной установки 4. На глинозаводе готовится раствор, обработанный химическими реагентами. Реагенты дозируются в мерных бачках, установленных около каждой глиномешалки; приготовленный глинистый раствор поступает в амбары 3, откуда по трубопроводам перекачивается на буровые. Глинистый раствор откачивается на бурящиеся скважины буровыми насосами 5. Глинозавод должен располагать необходимым количеством емкостей 6 для готового раствора и реагента, емкостью 8 для воды, емкостями 9 и 10 для химических реагентов. При заводе должна быть организована лаборатория 7, в которой производятся анализы качества выпускаемых растворов и составляются рецепты их приготовления.

Приготовление порошкообразных глин. Глинопорошки представляют собой тонко диспергированную хорошего качества (в отношении приготовления бурового раствора) глину. Обычно глинопорошки готовят из бентонитовых глин.

Раствор из этих порошков обладает хорошими коллоидными свойствами. Приготавливают его непосредственно на буровых в гидравлических глиномешалках и смесительных машинах. В СССР порошки из бентонитовых глин готовят, например, на красnodарском заводе «Утяжелитель». Однако растворы из порошкообразных бентонитовых глин неустойчивы к воздействию электролитов, содержащихся в пластовых водах и в водах, на которых готовится раствор, а также частичек разбуриваемых «агрессивных» пород — ангидрита, гипса, каменной соли. Поэтому глинопорошки из бентонитовых глин или приготовленные из них растворы обрабатывают химическими реагентами.

При помощи обработки химическими реагентами можно получить глинистые растворы необходимых качеств и из глинопорошков, приготовленных из местных суббентонитовых глин. Такие порошки выпускаются на Альметьевском заводе в Татарии, Куганакском в Башкирии и на некоторых других. Как показали исследования [11], качество растворов из глинопорошков зависит от свойств глины, технологии приготовления порошков, тонкости помола глины, от применяемых реагентов и методов их введения. Схема завода по изготовлению глинопорошков приведена на рис. 52.

Комовая глина, привозимая с карьера, подается в ящечный подаватель 1, откуда по транспортеру 2 поступает в камнедробильное устройство 4. Между ящичным подавателем и камне-

дробильным устройством располагается магнитный сепаратор 3 для удаления из глины попавших в нее металлических частиц.

В камнедробильном устройстве глина дробится на кусочки размером 20 мм.

После дробления глина по транспортеру 5 подается через нагревательную печь 7 по загрузочной трубе 6 в сушильный барабан 8, где она высушивается до необходимой влажности. Из сушильного барабана глина поступает в выгрузной бункер 9, откуда элеватором 10 поднимается вверх и загружается в дезин-

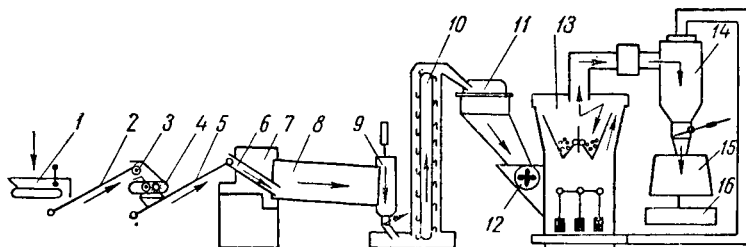


Рис. 52. Схема завода по производству глинопоорошков.

тегратор-мельницу крупного помола 11 и перемалывается до 0,5—5 мм. Из дезинтегратора частично помолотая глина при помощи подавателя 12 поступает в маятниковую мельницу 13 для окончательного помола. Полученный порошок вентилятором высокого давления 14 направляется в пылеотделитель 15, где под действием центробежной силы происходит осаждение порошка. Воздух направляется обратно в мельницу, а глинопоорошок в бункер готовой продукции 16, откуда поступает в упаковочную машину.

Приготовление глинистых растворов методом Цуринова - Квирикашвили. Качество глинистых растворов в значительной мере зависит от степени диспергирования глинистых частиц. Чем больше степень диспергирования глины, тем больше коллоидных частиц в растворе и лучше его структурно-механические свойства, меньше водоотдача. Как показала практика, перемешиванием глины и воды в механических глиномешалках нельзя достигнуть достаточной дисперсности всех глинистых частичек, часть их остается в виде довольно крупных комочков.

А. И. Цуринов и В. Л. Квирикашвили [9] предложили способ механического диспергирования глин, давший в лабораторных условиях положительные результаты. Глинистые растворы, приготовленные этим методом, имеют лучшие параметры по сравнению с растворами, приготовленными из тех же глин в обычных глиномешалках.

Для приготовления раствора способом механического диспергирования глину предварительно замачивают водой до получения пластического теста. Затем тесто длительно разминают механическим воздействием; при этом глина в значительной степени диспергируется до коллоидных частиц. В процессе механического воздействия в глинистое тесто постепенно добавляют воду, пока раствор не приобретет заданной вязкости.

Для промышленного приготовления глинистого раствора А. И. Цуриновым были сконструированы специальные глиномыльные агрегаты, но промышленного распространения метод Цуринова-Квирикашвили не получил вследствие его сложности. Кроме того, в процессе циркуляции раствора по бурильным трубам, турбобуру и долоту глинистые частицы подвергаются сильным механическим и гидравлическим воздействиям, в результате чего степень диспергирования твердой фазы раствора, ранее приготовленного в механической глиномешалке, увеличивается и качество его повышается до качества раствора, приготовленного методом механического диспергирования глины. В лабораторных же условиях метод Цуринова-Квирикашвили имеет несомненное преимущество.

Приготовление глинистого раствора непосредственно в скважине (естественные глинистые растворы). При бурении с промывкой водой залегающих у дневной поверхности мощных отложений глин в скважине образуется глинистый раствор нередко с удовлетворительными параметрами. Диспергирование глины производится механическим воздействием долота на забой, ударом напорной струи раствора, выходящей из отверстий долота, а также механическим и гидравлическим воздействием на глинистые частички, непрерывно происходящим при перекачивании глинистого раствора буровыми насосами и его движении по циркуляционной системе. Пласты глины, залегающие на глубине, в процессе их разбуривания обогащают глинистый раствор, увеличивая содержание твердой фазы и соответственно изменяя основные параметры. Обычно при бурении глинистых отложений в результате перехода в раствор диспергированных частиц глины увеличивается его удельный вес и возрастает вязкость. Нередко раствор становится излишне вязким и его приходится разжижать водой. При этом образуется избыток раствора, который следует сохранять в запасных емкостях или использовать на других буровых. В необходимых случаях раствор, обогащенный выбуренной глинистой породой, обрабатывают химическими реагентами для придания ему заданных параметров. Бурение отдельных интервалов с промывкой естественным глинистым раствором производится почти во всех нефтяных районах страны. В восточных районах на таком растворе проходят верхние наносные отложения. В большинстве южных нефтяных районов естественные глинистые растворы яв-

ляются основной промывочной жидкостью. С промывкой этими растворами разбуривают значительную часть ствола скважины.

Определение количеств глины и глинистого раствора, необходимых для бурения скважины. Исходя из геолого-технических условий бурения, устанавливают удельный вес глинистого раствора, необходимый для бурения всей скважины или отдельных интервалов. Затем определяют расход глины на приготовление 1 м³ глинистого раствора заданного удельного веса по формуле

$$P = \frac{\gamma_r (\gamma_p - \gamma_v)}{\gamma_r - \gamma_v}, \quad (1)$$

где P — количество глины, необходимое для приготовления 1 м³ глинистого раствора заданного удельного веса в t ;

γ_r — удельный вес глины в t/m^3 ;

γ_p — заданный удельный вес глинистого раствора в t/m^3 ;

γ_v — удельный вес воды в t/m^3 .

Если определять количество глины P в $кг$, то удельный вес нужно брать в $кг/дм^3$ (литр).

Удельный вес глин в зависимости от их минералогического состава колеблется в пределах 2,5—2,9; удельный вес пресной воды принимается равным 1, морской воды 1,03.

При расчетах необходимо иметь в виду, что по формуле (1) определяется расход глины, находящейся в плотном массиве. В промышленных же условиях, когда глина раздроблена в куски и плотность ее (масса в единице объема) меньше, удобнее пользоваться объемными единицами. Объемный вес V раздробленной в куски и загруженной в определенную емкость глины находится в пределах 1,6—2,1 t в 1 м³. Средний объемный вес глины V можно принять равным 1,9 t/m^3 . Пересчитывать весовое количество глины в объемные единицы можно по соотношению $V = \frac{P}{1,9}$.

Более точный подсчет расхода глины на 1 м³ раствора производится по формуле, учитывающей ее влажность m :

$$P = \frac{\gamma_r (\gamma_p - \gamma_v)}{(\gamma_r - \gamma_v) (1 - m)}. \quad (2)$$

В практических подсчетах количество глины обычно определяют по формуле (1).

При подсчете количества глинистого раствора, необходимого для обеспечения его циркуляции в системе, надо исходить из соотношения

$$V_{ц} = V_{скв} + V_{ж. с} + V_{пр. емк}, \quad (3)$$

где $V_{ц}$ — объем циркулирующего глинистого раствора;

$V_{\text{свж}}$, $V_{\text{ж. с}}$ и $V_{\text{пр. емк}}$ — соответственно объем глинистого раствора в скважине, желобной системе и приемных емкостях.

Объем глинистого раствора в скважине в период его циркуляции определяется по формуле

$$V_{\text{свж}} = 0,785 D^2 H - \frac{Q}{\gamma_{\text{ст}}}, \quad (4)$$

где D — диаметр ствола скважины в м;

H — глубина скважины в м;

Q — вес бурильной колонны (трубы, удлинитель) в т;

$\gamma_{\text{ст}}$ — удельный вес стали, равный 7,8 т/м³.

При поднятых из скважины бурильных трубах объем раствора V_p определяется из выражения

$$V_p = V_{\text{свж}} + V_{\text{пр. емк}}, \quad (5)$$

где $V_{\text{свж}} = 0,785 D^2 H$.

В этом случае в желобной системе раствора нет.

По формулам (3) и (5) определяют объем глинистого раствора в данный момент процесса бурения. По этим выражениям нельзя определять количество глинистого раствора, необходимое для бурения скважин, так как они не учитывают потерь промывочной жидкости. Эти потери происходят при чистке желобной системы и приемных емкостей, в результате поглощения части промывочной жидкости проходными пластами, при пропусках и в связи с несовершенством циркуляционной и очистной систем. Методов расчета этих потерь нет. Они зависят от технического уровня производства, качества монтажа, правильности выбора параметров промывочной жидкости, соотношения давлений в системе скважина—пласт, вязкости жидкости, качества защитной фильтрационной корки, а также от наличия зон поглощений в разрезе скважины.

Многолетней практикой бурения выработаны нормы расхода глинистого раствора на 1 м проходки¹. При установлении этих норм учитывали скорость бурения скважин и качество глинистого раствора (естественный или химически обработанный).

Необходимое для бурения скважины количество глинистого раствора с учетом указанных норм определяется по формуле

$$Q = n_1 L_1 + n_2 L_2 + \dots + n_n L_n, \quad (6)$$

где Q — общее количество глинистого раствора в м³;

n — норма расхода раствора на 1 м проходки при данных скорости бурения, диаметре скважины и качестве раствора в м³;

L — интервал бурения долотом одного диаметра в м.

¹ Таблицы норм опубликованы в «Справочнике укрупненных сметных норм (СУСН) на строительство нефтяных и газовых скважин», Гостоптехиздат, 1956.

Нормы необходимого количества глины и воды на 1 м³ глинистого раствора также разработаны и утверждены.

Пример. Определить расход глинистого раствора и глины для бурения скважины глубиной 2000 м. Конструкция скважины: кондуктор 12³/₄" на глубину 500 м, эксплуатационная колонна 6⁵/₈" до проектной глубины. Бурение производится под кондуктор долотом № 16 (15³/₄"), под эксплуатационную колонну долотом № 12 (11³/₄"). В разрезе скважины имеются три пласта глины общей мощностью 1100 м, в том числе при бурении под кондуктор проходится глинистый пласт мощностью 400 м. В пластах глины примеси песка составляют 20%. Для бурения под кондуктор достаточен удельный вес раствора 1,1; при бурении под эксплуатационную колонну требуется раствор удельного веса 1,25. Удельный вес глины 2,7. Бурение ведется на пресной воде.

Решение. 1. Для приготовления 1 м³ раствора потребуется глины (без учета ее влажности):

а) при бурении под кондуктор

$$P_1 = \frac{2,7 (1,1 - 1,0)}{2,7 - 1,0} \approx 0,16 \text{ м};$$

б) при бурении под эксплуатационную колонну

$$P_2 = \frac{2,7 (1,25 - 1,0)}{2,7 - 1,0} \approx 0,4 \text{ м}.$$

2. Объем глины, которая может перейти в раствор при разбуривании глинистых пластов

$$V_{\text{гд}} = V_1 - V_2,$$

где V_1 — объем разбуриваемой части глинистых пластов;

V_2 — объем примесей песка в разбуренной глине.

а) При бурении под кондуктор:

$$V_1 = 0,785 \cdot 0,40^2 \cdot 400 = 50 \text{ м}^3;$$

$$V_2 = 50 \cdot 0,20 = 10 \text{ м}^3;$$

$$V_{\text{гд}} = 40 \text{ м}^3.$$

б) При бурении под эксплуатационную колонну:

$$V_1 = 0,785 \cdot 0,298^2 \cdot 700 = 49 \text{ м}^3;$$

$$V_2 = 49 \cdot 0,20 = 9,8 \text{ м}^3;$$

$$V_{\text{гд}} = 39,2 \text{ м}^3.$$

3. При бурении под кондуктор потребуется глинистого раствора

$$Q_1 = n_1 L_1,$$

где n_1 — норма расхода глинистого раствора на 1 м проходки при бурении под кондуктор.

Принимая скорость бурения интервала 0—500 м выше 1500 м/см.-мес., при необработанном растворе находим из таблицы СУСН (нормы расхода глинистого раствора, раздел В) $n_1 = 0,32 \text{ м}^3$ на 1 м проходки. Тогда

$$Q_1 = 0,32 \cdot 500 = 160 \text{ м}^3.$$

4. Для приготовления такого количества раствора (удельным весом 1,1) потребуется глины

$$0,16 \cdot 160 = 26 \text{ м}^3.$$

Таким образом, бурение под кондуктор не только полностью обеспечивается естественным глинистым раствором, который будет приготовлен в самой скважине при проходке глинистых пластов, но и позволяет создать запас раствора за счет излишних 14 м³ глины (40—26).

5. При бурении под эксплуатационную колонну потребуется глинистого раствора

$$Q_2 = n_2 L_2,$$

где $n_2 = 0,13 \text{ м}^3$ на 1 м проходки (находится также по таблице СУСН);
 $L_2 = 2000 \text{ м}$.

Таким образом,

$$Q_2 = 0,13 \cdot 2000 = 260 \text{ м}^3.$$

6. Для приготовления такого количества раствора потребуется глины (удельный вес раствора 1,25)

$$0,4 \cdot 260 = 104 \text{ м}^3.$$

7. Потребуется завести на буровую глины

$$104 - (40 + 39,2) = 25 \text{ м}^3.$$

ЛИТЕРАТУРА

1. Жуховицкий С. Ю. Глинистые растворы в бурении. Гостоптехиздат, 1955.
2. Жуховицкий С. Ю. Оценка степени коагуляции глинистых растворов. НХ, № 2, 1957. Рациональный принцип регулирования вязкости и статического напряжения сдвига глинистых растворов. НХ, № 2, 1959.
3. Баранов В. С. Глинистые растворы для бурения скважин в осложненных условиях. Гостоптехиздат, 1955.
4. Принципы контроля буровых растворов. Перевод с английского И. И. Слезингера. Гостоптехиздат, 1957.
5. Регулирование параметров глинистых растворов при бурении в осложненных районах. Краснодарский филиал ВНИИ. Отчет по теме № 49/III. Краснодар, 1957.
6. Кистер Э. Г. Эмульсионные глинистые растворы. ГОСИНТИ, Москва, 1958.
7. Справочник бурового мастера. Азнефтеиздат, 1956.
8. Пайровский Л. Т., Дзекановский В. Д. Гидромониторный способ приготовления глинистых растворов гидравлической мешалкой. Куйбышевское книжное издательство, 1957.
9. Цурин А. И. Новое о глинах и глинистых растворах, применяемых в бурении на нефть. Сборник. Гостоптехиздат, 1940.
10. Ятров С. Н., Смирнов А. С., Гольдштейн И. Е., Глущенко Е. И. Промысловые жидкости при бурении сульфатно-солевых отложений. НХ, № 12, 1959.
11. Зарипов С. З. Разработка технологии изготовления глинистых препаратов и их применения в бурении. Кандидатская диссертация, Москва, 1958.
12. Щищенко Р. И., Аванесова А. М. Влияние давления и температуры на статические напряжение сдвига и давления на структурную вязкость глинистых растворов. Вопросы бурения и эксплуатации нефтяных скважин. АзНИИ по добыче нефти. Сборник, вып. II, Азнефтеиздат, 1955.
13. Аванесова А. М. О влиянии температуры на статическое напряжение сдвига глинистых растворов. АНХ, № 7, 1958.
14. Мавлютов М. Р. Влияние температуры на реологические свойства суспензий глины в воде. Известия вузов. Нефть и газ, № 6, 1958.
15. Гурджинян Л. Д. Влияние температуры на реологические свойства суспензий глины. Известия вузов. Нефть и газ, № 7, 1959.
16. Роре Р. О., Meseras J. Low solids muds seore high. Oil and Gas Journal, № 19, 1959, 57.
17. Cowan J. C. New drilling mud. Oil and Gas Journal, № 45, 1959, 57.

Г Л А В А VI

ВОДА КАК ПРОМЫВОЧНАЯ ЖИДКОСТЬ В БУРЕНИИ

Положительное значение воды как фактора, ускоряющего процесс бурения скважин, известно сравнительно давно. Вода была первой жидкостью, использованной при ударном бурении с промывкой забоя во второй половине XIX века, и первой промывочной жидкостью во вращательном бурении. В дальнейшем основной и по существу единственной промывочной жидкостью в бурении стал глинистый раствор. Недостаточное техническое оснащение бурения и главным образом низкая производительность буровых насосных установок не позволяли использовать положительные качества воды как промывочной жидкости. Попытки бурить с промывкой водой при относительно маломощных насосах не давали положительных результатов: выбуренные частицы породы не выносились на поверхность, сседали на забое скважины и являлись причиной осложнений в виде затяжек и прихвата бурового инструмента. С развитием буровой техники и технологии, увеличением производительности насосов возможности бурения с промывкой водой расширяются. В Башкирии на Туймазинском месторождении отдельные буровые бригады стали применять воду при проходке карбонатных пород еще в конце тридцатых годов.

В 1939—1940 гг. бурение с промывкой водой частично было осуществлено на Краснокамском нефтепромысле Пермской области в процессе проводившихся под руководством акад. П. А. Ребиндера работ по внедрению в бурение понизителей твердости пород. В 40-х годах в ряде районов (Башкирия, Куйбышевская и Пермская области) в зонах полного поглощения глинистого раствора довольно часто применяли промывку забоя водой без выхода промывочной жидкости на поверхность.

Оснащение бурения мощной отечественной техникой в послевоенный период, развитие скоростных методов проводки скважин послужили началом широкого использования воды в качестве промывочной жидкости. Эта технология бурения получила повсеместное распространение в восточных нефтяных районах страны в 1950—1952 гг., когда передовыми мастерами-новаторами в Башкирии, Татарии, Куйбышевской области были достигнуты

высокие скорости проходки и сделаны первые обобщения и исследования инж. В. Л. Устенко в Куйбышевнефти.

Следует иметь в виду, что принятое в практике выражение «бурение с промывкой водой» недостаточно точно определяет сущность процесса и с научной точки зрения может приниматься только как условное. Как только начинается процесс разрушения и диспергирования горных пород на забое (в результате механического воздействия долота), в скважине из присутствующей там воды и диспергированных частичек образуется дисперсная система, свойства которой зависят от физико-химических характеристик разбуриваемых пород. При бурении глинистых отложений образуются глинистые растворы, могущие при хороших глинах быть и коллоидными системами; при бурении известняков, доломитов, ангидритов и других твердых горных пород образуются грубые неустойчивые суспензии, удельный вес которых колеблется от 1,01 до 1,04—1,05 г/см³, а в отдельных случаях и выше. Эти грубые неустойчивые суспензии на практике и отождествляют с промывочной водой. Такая условность принята и в настоящем пособии.

Основными положительными свойствами воды как промывочной жидкости при бурении глубоких скважин являются ее подвижность, т. е. малая вязкость, и отсутствие начального напряжения сдвига. Эти свойства и относительно небольшой удельный вес воды обуславливают значительное уменьшение местных гидравлических сопротивлений при круговом движении промывочной жидкости по всей циркуляционной системе, главным образом на пути от насосов к забою. Снижение гидравлических сопротивлений способствует повышению расхода промывочной жидкости и улучшению условий работы бурового оборудования.

При бурении с промывкой водой создается относительно меньшее гидростатическое давление столба жидкости на забой скважины, что также является одним из важных факторов повышения скорости бурения.

Будучи подвижной жидкостью, вода значительно лучше очищает впадины между зубьями трехшарошечного долота от запрессовывающихся и прилипающих частичек разрушаемых горных пород, что увеличивает высоту внедрения зуба в эти породы и, следовательно, повышает механическую скорость бурения, способствует увеличению стойкости долота и времени его пребывания на забое.

Вода по сравнению с глинистым раствором значительно лучше очищает забой скважины, особенно при работе долота в вязких пластических породах. Вода способствует разрушению твердых горных пород на забое, принимая участие в их физико-химическом диспергировании.

При бурении в мягких песчанистых и глинистых отложениях вода, подаваемая современными буровыми насосами в сопла до-

лота в большом количестве (до 70—80 л/сек), несомненно, оказывает на забой скважины гидромониторное действие, чем также облегчает разрушение породы. Гидромониторный эффект проявляется в первую очередь при бурении долотами с нижней промывкой.

Перечисленные положительные свойства воды как промывочной жидкости дают возможность значительно увеличить механическую скорость бурения, повысить проходку на одно долото. Так, сравнение результатов по 40 скважинам, пробуренным в тресте Туймазабурнефть в начальный период внедрения воды как промывочной жидкости однотипным оборудованием и на одной площади, показывает, что по 20 скважинам, в которых бурение большей части разреза осуществлялось с промывкой водой, средняя механическая скорость проходки увеличилась на 32,5%, средняя проходка на долото повысилась на 17,9% [1, 3].

Еще более разительные показатели были получены в Татарии в период массового перехода на бурение большей части разреза скважин с промывкой водой в 1953 г. Здесь средняя механическая скорость возросла на 94%, а проходка на долото — на 27% [2, 3].

При соблюдении технических условий бурения с промывкой водой уменьшается опасность затяжек и прихвата бурового инструмента. При бурении с промывкой глинистым раствором опасность затяжек и прихватов создает толстая и липкая глинистая корка, образующаяся нередко в скважине при проходке зон агрессивных минерализованных вод и при недостаточном качестве глинистого раствора. Рыхлая и липкая толстая глинистая корка затрудняет движение бурового инструмента при спуско-подъемных операциях, уменьшает диаметр скважины, что является часто причиной продолжительных проработок ствола скважины.

При бурении глинистых отложений с промывкой глинистым раствором в стволе скважины могут образоваться сальники, вызывающие нередко прихваты, затяжки бурового инструмента и связанные с этим осложнения. При бурении с промывкой водой корки на стенках и сальники в стволе скважины не образуются, и опасность осложнений по этой причине исключается. В результате этого при бурении с промывкой водой осложнения и аварии из-за прихватов бурового инструмента снижаются. Показательны в этом отношении данные по Бавлинской конторе бурения треста Татбурнефть. В 1952 г. в этой конторе с промывкой водой пробурено 7,8% плана. Количество прихватов инструмента составило 38, или 49% ко всем авариям. В 1953 г., когда с промывкой водой было освоено 90,2% годового объема проходки, произошло только пять прихватов бурового инструмента, или 25% ко всем авариям [2].

При бурении с промывкой водой улучшаются условия работы турбобуров, повышается эффективность их использования. Мощность турбобура на забое при бурении с промывкой водой увеличивается почти в два раза. Кроме того, при промывке водой увеличивается межремонтное время работы турбобура, вода легко очищается от частичек разбуриваемых пород и при прохождении через турбобур почти не содержит абразивных частиц, разъедающих детали механизма.

При бурении с промывкой водой насосы работают с меньшим напряжением в узлах. Поэтому, а также в связи с отсутствием абразивных материалов при течении воды через насосы расход запасных частей к ним уменьшается почти в два раза.

Положительное влияние оказывает вода и на работу шарошечных долот.

Переход на бурение с промывкой водой изменяет и структуру баланса рабочего времени бурения скважины. Увеличение проходки на одно долото приводит к уменьшению времени, затрачиваемого на спуско-подъемные операции. При бесперебойном бурении с промывкой водой существенно сокращаются подготовительно-вспомогательные работы; уменьшается время на проработку и расширение ствола скважины из-за отсутствия на стенках толстых липких корок; исключается время, затрачиваемое на подготовку бурового раствора. Увеличение проходки на турбобур и долото снижает время на подготовительно-вспомогательные работы.

Вода способствует более легкому и быстрому запуску турбобура; при этом отпадает необходимость «выравнивания» раствора после спуска бурового инструмента.

Широкое внедрение технологии бурения с промывкой водой при форсированных режимах дало возможность значительно повысить технико-экономические показатели бурения скважин, поднять скорости проходки. Так, с 1950 по 1956 г. средняя механическая скорость бурения в Татарской АССР в связи с применением воды как промывочного агента при форсированном режиме бурения возросла с 1,86 до 14,7 м/час, коммерческая скорость — с 285 до 830 м/ст.-мес., проходка на одно долото увеличилась с 17,7 до 21,4 м. Максимальные показатели, достигнутые по рекордным скважинам в 1956 г., составили: механическая скорость 25,5 м/час, коммерческая скорость 3388 м/ст.-мес., проходка на долото 34,1 м.

Одним из основных факторов улучшения процесса бурения скважин в Татарии является повсеместное применение воды в качестве промывочной жидкости при бурении большей части, а в отдельных случаях и всего ствола скважины. Передовые буровые бригады, новаторы производства в короткий срок достигли поистине небывалых для Востока результатов бурения скважин.

Исключительных результатов достиг в 1957 г. новатор-переводчик М. Белоглазов; при бурении скв. 1361 он получил рекордную для восточных районов коммерческую скорость — 5011 м/ст.-мес. Скважина глубиной 1740 м пробурена за 10 суток 10 час.; почти весь ствол скважины пройден с промывкой водой.

Однако вода как промывочная жидкость для бурения глубоких скважин имеет и существенные отрицательные стороны. Очень трудно, а иногда и невозможно бурить с промывкой водой без осложнений неустойчивые, склонные к обвалам и осыпям глинистые и песчанистые отложения. До сих пор имеются только единичные случаи проходки лучшими новаторами всего разреза скважины с промывкой водой. Обычно воду применяют лишь в определенных интервалах, пробурить на воде всю скважину не удастся. Обвалы глинистых отложений в девоне до сих пор являются основным препятствием для дальнейшего расширения интервалов и перехода на бурение с промывкой водой всех отложений в Башкирии и Татарии. Серьезные затруднения встречаются при бурении с промывкой водой верейских и угленосных глинистых и песчанистых отложений.

В ряде районов (например, в Саратовской области) промывка скважины водой производится до сих пор только до вскрытия указанных отложений; в последующем бурении вода заменяется глинистым раствором.

Обвалы и осыпи глинистых и песчанистых отложений при бурении их с промывкой водой происходят из-за недостаточного удельного веса промывочной жидкости, размыва стенок скважины, а также в результате физико-химического воздействия воды на разбуриваемые породы. При бурении с промывкой водой на стенках скважины не создается защитной корки, препятствующей фильтрации промывочной жидкости, вода проникает в большом количестве в поры и трещины пластов, что снижает их устойчивость. При наличии водорастворимых включений вода оказывает разрушающее влияние на стенки скважины в результате физико-химического взаимодействия.

Вследствие осыпания и обвалов неустойчивых пород, а также физико-химического взаимодействия могут образовываться местные расширения ствола и значительные каверны, затрудняющие промывку скважины и своевременный вынос частичек разбуренных пород из-за замедленной и неравномерной по диаметру скорости движения промывочной жидкости в этих интервалах. При больших осыпях и обвалах могут быть затяжки и прихваты бурового оборудования с последующими осложнениями и авариями.

Вследствие относительно небольшого удельного веса воды и, следовательно, относительно небольшого гидростатического противодавления находящегося в скважине столба промывочной

воды нельзя вскрывать и бурить отложения с повышенными пластовыми давлениями из-за газонефтяных и водопроявлений, выбросов и фонтанов.

Серьезным отрицательным свойством воды как промывочной жидкости нужно считать отсутствие способности удерживать во взвешенном состоянии частички выбуриваемых пород в стволе скважины. Это является нередко причиной осложнений и аварий из-за прихвата бурового инструмента быстро осаждающимся на забой шламом при неожиданных остановках бурения и затажек при плохом выносе шлама, из-за недостаточной производительности буровых насосов, особенно при больших кавернах и местных расширениях ствола скважины.

Существенным недостатком воды, особенно пресной, является непригодность ее для вскрытия и бурения продуктивных нефтяных и газовых горизонтов с пониженным давлением. Проникая в нефтяные и газовые пласты, вода сильно затрудняет и усложняет их освоение, является причиной уменьшения возможного дебита нефти и газа. Вскрываемые водой пласты небольшой продуктивности и низкого давления в ряде случаев освоить вообще не удастся.

К недостаткам воды следует также отнести более интенсивный по сравнению с другими промывочными жидкостями размыв резьбовых соединений бурильных труб.

Особенности воды обуславливают специфичность применения ее в качестве промывочной жидкости и определяют технологию бурения скважин с промывкой водой. Бурение с промывкой забоя водой или, вернее, неустойчивой грубодисперсной маловязкой суспензией может производиться только в интервалах залегания устойчивых пород, имеющих большую сопротивляемость размывающему действию потока промывочной жидкости. Бурение с промывкой водой пород неустойчивых приводит обычно к осыпям и обвалам.

Следует подчеркнуть, что бурение скважин с промывкой водой требует хорошей организации всего процесса бурения, важно обеспечить непрерывность всех работ. Простои, перерывы в процессе бурения при любых буровых растворах способствуют осложнениям ствола скважины; при бурении же с промывкой водой они особенно недопустимы. Прекращение движения воды в стволе скважины и циркуляционной системе благоприятствует обвалам, осыпям, оседанию на забой находящихся в затрубном пространстве частичек выбуренных пород.

Буровые насосы при бурении с промывкой водой должны работать с максимальной производительностью, чтобы обеспечить высокую скорость течения жидкости в кольцевом пространстве. Следует стремиться, чтобы эта скорость находилась в пределах 1,2—1,5 м/сек. Максимально возможная производительность насосов в каждом конкретном случае устанавливается в за-

зависимости от глубины и диаметра скважины, величины гидравлических сопротивлений, мощности насосов и допускаемых давлений на их выкиде. Учитывается, что распространенные в настоящее время в бурении насосы обладают таким запасом прочности, что допускают перегрузку до 25—30%. Следует добиваться максимального коэффициента заполнения насоса, для чего они должны работать «под налив».

Предотвращение обвалов и борьбу с обвалами неустойчивых пород при бурении с промывкой водой в ряде нефтяных районов пытались проводить различными способами. В отдельных случаях решающим фактором предотвращения обвалов является высокая скорость проходки и кратковременность всех последующих работ. Именно на этом принципе были основаны отмеченные выше удачные попытки бурения с промывкой водой всего разреза скважины на Ромашкинском месторождении Татарии. В ряде районов (например, в Куйбышевской области) имеются примеры прекращения со временем осыпей и обвалов неустойчивых пород при постепенном создании в скважине конусов естественного откоса. Перспективным методом предотвращения обвалов является электрохимическое закрепление стенок бурящейся скважины. Большие исследовательские работы по электрохимическому закреплению неустойчивых стенок буровых скважин проводятся в настоящее время в Институте геологии и разработки горючих ископаемых Академии наук СССР (Н. И. Титков, А. С. Коржуев, В. Г. Смоляницов и другие).

Более широкое распространение получил метод предотвращения и борьбы с обвалами путем заливки зон обвалов и осыпей цементом и повторного разбуривания этих интервалов для создания защитной круговой цементной стенки (кольца). В Татарии цементирование осыпавшихся и обваливающихся верейских (мощностью 40—45 м) и угленосных (мощностью 15—30 м) отложений, залегающих соответственно на глубинах 800—900 м и 1100—1200 м, стало одним из основных способов значительного уменьшения и даже прекращения обвалов и осыпей в этих породах и при последующем бурении на воде почти до неустойчивых девонских отложений — кыновских глин, залегающих на глубинах 1600—1700 м. Цементирование осыпавшихся пород производится после того, как наблюдениями установлены интервалы обвалов и осыпей и каверны в этих интервалах.

Вторичное бурение ствола скважины в интервале заливки производится осторожно, с такой же компоновкой низа буровой колонны, как и при первом бурении данного интервала. Такая предосторожность необходима для предотвращения потери старого ствола скважины и забуривания нового, а также для обеспечения равномерного по кругу защитного цементного кольца в интервалах каверн и местных расширенных участков ствола.

В большинстве случаев при встрече с зонами осложнений (обвалов, осыпей, высоких пластовых давлений) бурение с промывкой водой прекращают и возвращаются к глинистым растворам.

Существуют два метода перехода с промывки скважины водой на промывку глинистым раствором. В первом случае переход на глинистый раствор осуществляется постепенно путем равномерного по времени добавления глинистого раствора в промывочную жидкость без прекращения бурения. Во втором случае переход на промывку глинистым раствором осуществляется путем одновременной замены циркулирующей в системе воды глинистым раствором. Постепенный переход на глинистый раствор происходит обычно в течение 2—4 суток; добавлять раствор в воду начинают заблаговременно, за 150—200 м до зоны осложнений. В течение этого времени уменьшается эффективность бурения по сравнению с бурением с промывкой водой, снижаются механическая скорость, проходка на долото, затрачивается время на приготовление глинистого раствора, расходуются глина и химические реагенты. В процессе перехода на раствор нередко возникают поглощения промывочной жидкости, связанные с повышением гидростатического давления на стенки скважины. При одновременной замене промывочной жидкости срок проведения операции значительно сокращается и занимает несколько часов (в зависимости от глубины скважины, ее диаметра, количества подготовленного раствора или метода растворения порошкообразных глин). Приготавливать раствор из глинопорошков в этих условиях удобно на цементосмесительных машинах; порошок при этом подается одним шнеком машины, вода подается насосами заливочных агрегатов. При хорошей организации работ переход на раствор из бентонитовых порошкообразных глин может быть произведен без прекращения процесса бурения. Однако и при этом процесс замены воды глинистым раствором часто сопровождается осложнениями в виде поглощений промывочной жидкости из-за повышения гидростатического давления, помимо повышения расхода глин или глинопорошков и химических реагентов. Кроме того, переход на глинистый раствор требует времени на выравнивание промывочной жидкости. Одним из самых отрицательных последствий замены воды глинистым раствором является потеря механических скоростей бурения и уменьшение проходки на долото.

ЛИТЕРАТУРА

1. Ильин Н. Г., Матюшин Р. Н., Хакимов М. Г. Опыт бурения скважин с промывкой водой. Гостоптехиздат, 1954.
2. Винарский М. С., Каримов В. Х. Опыт проводки скважин с промывкой водой в Татарии. ЦНИИТЭнефть, 1957.
3. Давлетбаев Д. Ш. Опыт бурения нефтяных скважин с промывкой забоя водой в восточных районах страны. Башкиргоиздат, 1957.

4. В а д е ц к и й Ю. В. Бурение скважин с промывкой забоя водой. Гостоптехиздат, 1958.
 5. Я т р о в С. Н. О трехшарошечных долотах с нижней промывкой. НХ, № 4, 1955.
 6. Я т р о в С. Н. О повышении эффективности работы долота при бурении глубоких скважин. Сборник статей ВЗПИ, вып. 17, 1957.
 7. К у л и е в С. М. К расчету выноса разбуренной породы водой. АНХ, № 1, 1955.
-

ГЛАВА VII

ЕСТЕСТВЕННЫЕ ВОДНЫЕ РАСТВОРЫ. КАРБОНАТНЫЕ И СУЛЬФАТНЫЕ ВОДНЫЕ РАСТВОРЫ

1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Под естественными водными растворами понимают буровые растворы, образующиеся непосредственно в стволе скважины в процессе бурения с промывкой водой горных пород, слагающих месторождение. Дисперсионной средой этих растворов является вода, дисперсной фазой — частички разбурываемых пород, диспергируемые в результате механического воздействия долота на забой и в процессе кругового движения промывочной жидкости. С углублением ствола скважины выбуривается сплошной массив в виде цилиндра диаметром, равным диаметру долота. Количество этих пород при хорошем диспергировании их достаточно для создания бурового раствора необходимых параметров. Однако этот материал используется недостаточно, и до последнего времени большая часть выбуриваемых частиц выбрасывается из системы при очистке желобов в виде шлама.

Среди осадочных отложений, слагающих разрез месторождений, встречается различный материал для твердой фазы раствора с различными свойствами — от хорошо смачивающихся гидрофильных пород, имеющих высокую степень молекулярного взаимодействия с водой (например, высококоллоидальные глины), до явно гидрофобных, не смачиваемых водой. При разбураживании ряда солей (например, поваренной соли) степень диспергирования (растворения) настолько высока, что в скважине образуются истинные растворы.

При разбураживании большинства отложений в стволе скважины могут образовываться дисперсные системы различного качества — от высокодисперсных до грубых суспензий, что зависит от степени измельчения диспергируемых частиц и их взаимодействия с водой. Высокодисперсные растворы с большим количеством коллоидных фракций образуются при бурении натриевых коллоидных глин в южных нефтяных районах. Глинистый раствор удовлетворительных параметров создается при бурении ряда отложений глин в восточных районах страны (например, кайнозойских и мезозойских глинистых отложений в районах Поволжья).

Другой результат получается при бурении с промывкой водой карбонатных и сульфатных пород — известняков, доломитов, ангидритов, составляющих основную часть осадочных отложений нефтяных районов Востока. При бурении этих пород в скважине образуется неустойчивая грубодисперсная суспензия, частички которой при отсутствии движения жидкости почти полностью быстро осаждаются, образуя довольно плотный, компактный осадок. Удельный вес такой суспензии при ее движении по циркуляционной системе составляет $1,02\text{--}1,04\text{ г/см}^3$, вязкость по стандартному полевому вискозиметру почти не отличается от вязкости воды.

Из пробы суспензии, взятой в процессе бурения карбонатных пород на воде непосредственно из скважин, по истечению 30 мин. отделяется около 90% воды и происходит полное уплотнение осадка. Вода отфильтровывается из системы за 12—17 мин., раствор «высыхает». Такая фильтрация активно способствует обвалам глинистых и песчаных отложений. Неустойчивость, полная седиментация за короткое время, небольшой удельный вес характеризуют карбонатную суспензию как жидкость, не пригодную для бурения глубоких скважин. Однако использование этого естественного раствора для нормального бурения представляет задачу большой важности.

2. ОПЫТНЫЕ И ПРОМЫШЛЕННЫЕ РАБОТЫ

В 1954 г. в Песчано-Уметской конторе бурения Саратовской области были начаты лабораторные исследования и промышленные испытания известняковой суспензии для изыскания путей превращения ее в стабильный буровой раствор, отвечающий требованиям технологии, который можно было бы использовать при скоростном бурении в восточных нефтяных районах [1, 2]. Этими работами было доказано, что карбонатная неустойчивая система при определенных условиях в результате обработки ее поверхностно-активными веществами — «защитными» коллоидами и электролитами может быть превращена в стабильную промывочную жидкость с оптимальными структурно-механическими свойствами. Установлено также, что бурение на таких растворах позволяет получить скорости, аналогичные и даже превышающие скорости бурения на воде, при обеспечении нормальных условий проводки скважины. Для стабилизации суспензии, создания и упрочнения структуры раствора были применены углещелочной реагент, сульфитспиртовая барда как поверхностно-активные вещества стабилизатора и жидкое стекло как электролит.

В лабораторных условиях проверили стабилизирующее действие на известняковую суспензию, влияние на водоотдачу и толщину отфильтрованной корки каждого из перечисленных реагентов и различных вариантов их смесей.

Методика исследования стабилизирующего действия заключалась в изучении седиментации дисперсной фазы. За исходную брали известняковую суспензию из ствола скважины, образующуюся в процессе бурения известняков с промывкой водой.

Параметры исходной суспензии:

Удельный вес, $г/см^3$	1,04
Условная вязкость по СПВ-5, сек.	15
Водоотдача за 30 мин. (по стандартному методу), $см^3$	210
Толщина корки, $мм$	5

К этой смеси добавляли натриевые соли гуминовых кислот (УЩР), силикат натрия, сульфит-спиртовую барду, а также различные их сочетания в широком диапазоне концентраций. Углекислотный реагент готовили в соотношениях 13 : 2 (13% вес. сухого бурого угля и 2% вес. каустической соды), жидкое стекло и сульфит-спиртовую барду брали в стандартных поставляемых на промыслы растворах; удельный вес первого реагента $1,45 г/см^3$, второго — $1,28 г/см^3$. Жидкое стекло добавляли в виде стандартного водного раствора в количествах от 1 до 20%, а также в виде водного раствора 5—10%-ной концентрации в количествах от 10 до 25% объема к общему объему взятой промывочной жидкости, УЩР в количествах 5—25% (также к объему промывочной жидкости), сульфит-спиртовую барду в тех же соотношениях, что и жидкое стекло.

Было установлено, что при добавлении в исходную суспензию натриевых солей гуминовых кислот (УЩР), сульфит-спиртовой барды, силиката натрия задерживается, а при определенных сочетаниях и концентрациях реагентов прекращается седиментация частичек твердой фазы, система становится практически стабильной, не расслаивается. Активность воздействия каждого из реагентов различна. Лучшие результаты получаются при одновременной добавке определенных сочетаний двух компонентов — стабилизаторов (УЩР и ССБ) и стабилизатора с электролитом (УЩР и жидкое стекло, ССБ и жидкое стекло).

Если из исходного известнякового раствора за 2 часа вода отстаивается полностью и в нижней части цилиндра образуется плотный осадок, то в присутствии углекислотного реагента и сульфит-спиртовой барды объем выделившейся в верхней части цилиндра воды значительно уменьшается, плотного осадка вообще не обнаруживается и в нижней части цилиндра образуется дисперсная система с находящимися во взвешенном состоянии частичками известняка. Так, при 10%-ной концентрации углекислотного реагента объем отстоя воды уменьшился до $35 см^3$ против $71—69 см^3$ воды в исходном растворе; оставшая же часть жидкости в цилиндре представляла собой окрашенную в темный цвет дисперсную систему.

Сульфит-спиртовая барда в стабилизации известнякового раствора ведет себя аналогично УЩР, однако действует менее активно: отстой воды в цилиндре по сравнению с исходным раствором при 10%-ной концентрации уменьшается только до 60%.

При повышенной концентрации углещелочного реагента (20 и 25%) в исходном растворе отстоя чистой дисперсионной среды не происходит, вся жидкость в цилиндре представляет собой дисперсную систему двух видов с довольно резко выраженной поверхностью раздела: верхняя часть цилиндра заполняется тонкодисперсной, нижняя часть — грубодисперсной суспензией. Одновременная добавка к исходному раствору различных вариантов смеси УЩР и ССБ дала возможность заключить, что активность этих реагентов как стабилизаторов при их совместном действии увеличивается. При 10%-ном УЩР и 5%-ной ССБ в растворе отстой воды уменьшается до 27%, в остальной части жидкости частички известняка находятся во взвешенном состоянии. При увеличенной концентрации смеси реагентов (более 20%), как и в случае с УЩР, отстоя воды не происходит и образуется дисперсная система двух видов.

Опыты с добавлением к исходному известняковому раствору жидкого стекла показали, что этот реагент является наиболее активно действующим. Жидкое стекло способствует стабилизации частиц твердой фазы и в то же время участвует в образовании структуры раствора. В присутствии 1% силиката натрия за 2 часа в цилиндре емкостью 100 см³ отстаивается воды только 2 см³. Остальная жидкость представляет собой тонко- и грубодисперсные системы с достаточно резко выраженной поверхностью раздела. Соотношение этих двух видов дисперсной системы меняется с увеличением концентрации силиката натрия: объем тонкодисперсной фазы растет от 46 см³ при 1% этого реагента в растворе до 69 см³ при 10% и до 80 см³ при 15%.

При одновременной добавке к исходному известняковому раствору заранее приготовленной смеси жидкого стекла и углещелочного реагента отстоя воды не происходит и увеличивается объем тонкодисперсной части системы, доходящий, например, при 6% УЩР и 5% жидкого стекла до 79%.

В присутствии в растворе смеси силиката натрия и сульфит-спиртовой барды также образуются два вида дисперсной системы и отстоя воды не происходит.

Водоотдача с увеличением концентрации каждого из реагентов и их смесей снижается. Если при 10% растворенного жидкого стекла вода отфильтровывается полностью, то при 25% этого реагента водоотдача доходит до 60 см³. При введении УЩР водоотдача известнякового раствора соответственно снижается с 155 до 14 см³.

Следует отметить, что метод приготовления и введения реагентов оказывает влияние на результат их действия. Так, при до-

бавке углещелочного реагента к исходному раствору с введенным в него предварительно растворенным жидким стеклом водоотдача была: при 10%-ной концентрации реагентов 50—54 см³, при 25%-ной концентрации 13 см³. Когда эти же реагенты были предварительно вместе приготовлены, в достаточной степени смешаны и введены в исходный известняковый раствор, то водоотдача была при 10%-ной концентрации 15—18 см³, при 25%-ной 12—14 см³. Следовательно, одновременное введение заранее приготовленного комплекса реагентов дает лучшие результаты.

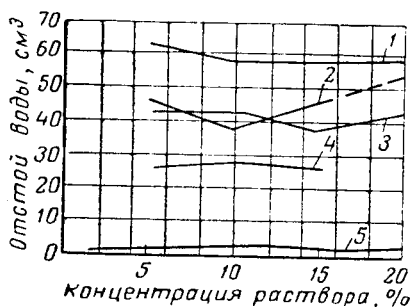


Рис. 53. Изменение объемов выделившейся воды (отстоя) в зависимости от реагентов и их концентрации в исходной карбонатной суспензии.

1 — ССБ; 2 — УШР; 3 — 5% УШР + ССБ; 4 — 10% УШР + ССБ; 5 — жидкое стекло.

При одновременном же вводе заранее приготовленных компонентов (натриевая соль гуминовых кислот, жидкое стекло) величина корки крайне незначительна (не превышает 0,2 мм).

Характер изменения объемов выделившейся воды (отстоя), водоотдачи и толщины фильтрационной корки при обработке грубой карбонатной суспензии перечисленными выше реагентами и их различными сочетаниями представлен на рис. 53, 54, 55.

Промышленные испытания нового вида промывочной жидкости — естественного карбонатного раствора — показали, что этот раствор удовлетворяет требованиям технологии глубокого бурения и обладает хорошими структурно-механическими свойствами.

На рис. 56, 57, 58 и 59 представлены показатели удельного веса, вязкости, водоотдачи и толщины фильтрационной корки естественного карбонатного раствора, полученные при бурении на этом растворе двух первых опытных скважин (обработка естественной карбонатной суспензии производилась углещелочным реагентом и жидким стеклом).

В табл. 11 приведены параметры естественного карбонатного раствора при бурении одной из опытных скважин (скв. 10, Гуселковское месторождение Саратовской области), пробуренной на

Фильтрационная корка, как и водоотдача, с увеличением концентрации реагентов (в пределах проведенных исследований) уменьшается. Последовательный, раздельный ввод в исходный раствор жидкого стекла и углещелочного реагента вообще значительно уменьшает корку. С увеличением концентрации реагентов в растворе с 10 до 25% корка уменьшается с 2 до 0,5 мм при 5 и 7% раствора жидкого стекла в воде, а при 10%-ном растворе стекла корка с ростом концентрации реагента снижается с 1 до 0,1 мм. При одновременном же вводе заранее приготовленных компонентов (натриевая соль гуминовых кислот, жидкое стекло) величина корки крайне незначительна (не превышает 0,2 мм).

естественном карбонатном растворе, обработанном УЩР и жидким стеклом [2, 3].

Лабораторные исследования и опытные работы по созданию и использованию естественных сульфатных растворов были проведены в 1957—1958 гг. в Шебелинской конторе бурения Харьковской области [4, 5].

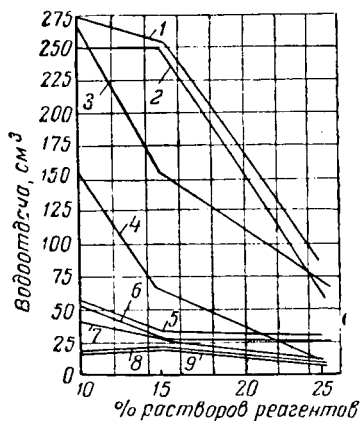


Рис. 54. Изменение объемов водоотдачи в зависимости от реагентов и их концентрации в исходной карбонатной суспензии.

1 — 5%-ный раствор жидкого стекла; 2 — 10%-ный раствор жидкого стекла; 3 — 7%-ный раствор жидкого стекла; 4 — УЩР. Смеси (реагенты введены последовательно): 5 — 5%-ный раствор жидкого стекла + УЩР; 6 — 7%-ный раствор жидкого стекла + УЩР; 7 — 10%-ный раствор жидкого стекла + УЩР.

Смеси (реагенты предварительно смешаны и введены одновременно): 8 — 93% УЩР + 7% жидкого стекла; 9 — 95% УЩР + 5% жидкого стекла.

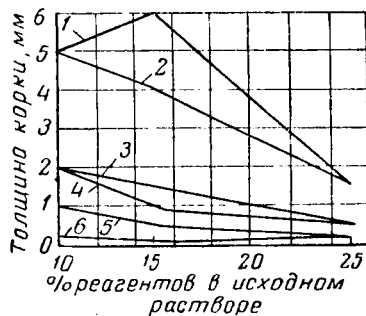


Рис. 55. Изменение толщины отфильтрованной корки в зависимости от добавленных реагентов и их концентрации.

1 — 5%-ный раствор жидкого стекла; 2 — УЩР.

Смеси (реагенты введены последовательно): 3 — 5%-ный раствор жидкого стекла + УЩР; 4 — 7%-ный раствор жидкого стекла + УЩР; 5 — 10%-ный раствор жидкого стекла + УЩР; 6 — 95% УЩР + 5% жидкого стекла.

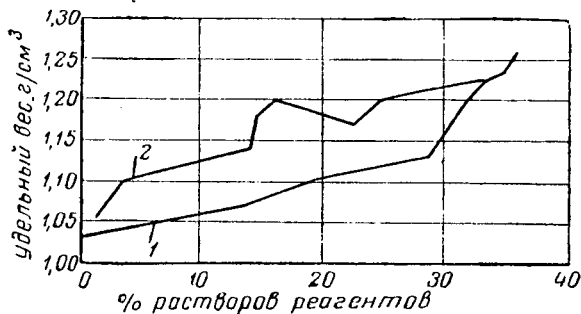


Рис. 56. Изменение удельного веса промывочной жидкости в зависимости от концентрации в ней растворов реагентов.

1 — скв. 8; 2 — скв. 15.

Геологический разрез Шебелинского газового месторождения характеризуется мощными отложениями сульфатных пород, главным образом ангидрита, и каменной соли, которые и обу-

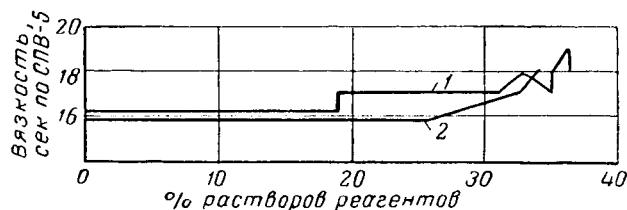


Рис. 57. Изменение вязкости промывочной жидкости в зависимости от концентрации в ней растворов реагентов.

1 — скв. 8; 2 — скв. 15.

словливают сложность бурения газовых скважин. Сульфатные породы (ангидрит, гипс) оказывают отрицательное действие на

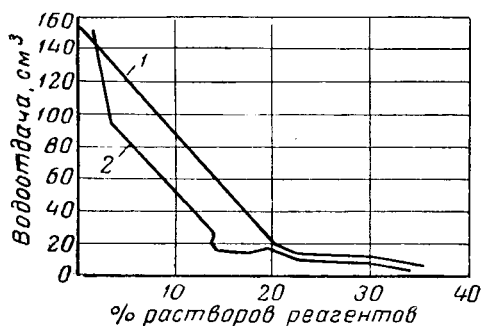


Рис. 58. Изменение водоотдачи промывочной жидкости в зависимости от концентрации в ней растворов реагентов.

1 — скв. 8; 2 — скв. 15.

глинистые растворы, с которыми производится бурение скважин в Шебелинском районе.

При бурении отложений ангидрита (CaSO_4) резко возрастают вязкость и статическое напряжение сдвига глинистого раствора, значительно ухудшаются его фильтрационные свойства. Так, при бурении продуктивной ангидритово-соленосной толщи Шебелинского месторождения вязкость по СПВ доходит до состояния «нетекучести», статическое напряжение сдвига увеличивается до 350—500 мг/см^2 и выше, водоотдача находится в пределах 25—30 см^3 и выше.

и выше.

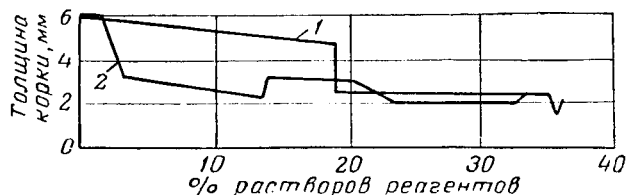


Рис. 59. Изменение толщины фильтрационной корки в зависимости от концентрации в промывочной жидкости растворов реагентов.

1 — скв. 8; 2 — скв. 15.

Таблица 11

Интервалы бурения, м	Удельный вес рас- твора, г/см ³	Вязкость по СПВ, сек.	Водоотдача за 30 мин., см ³	Толщина корки, мм	Статическое напряже- ние сдвига, мг/см ²
438	1,05	15	143	2	—
450	1,08	15	30	2	—
550	1,12	15	11	1	—
650	1,17	15	11	1	—
750	1,19	15	10	1	—
850	1,21	18	12	2	—
950	1,24	18	11	2	18/34
1050	1,25	19—20	12—10	2	49/71 22/105
1150	1,27	20—18	12	2	33/80, 4/12
1250	1,30	19	11 9—14	2—2,5	4/10
1350	1,31	20	12	2	11/21, 7/14
1400	1,32	19	10	2	Не заме- рялось
1500	1,30	19	7—9	1,5	23/62, 4/16
1600	1,29	18—20	10,5	2	4/10
1700	1,29	19—23	8—9	2	22/49
1800	1,2—1,22 ¹	25—26 ¹	8—7	2—1,5	10/64, 16/74
1900	1,26	21	4,5	1,5	6/17, 0/10
2000	1,28	24	4—3,5	1	12/35
2050	1,29	25	3,5	1	Не заме- рялось
2075	1,28	25	3—2,5	1	То же

¹ Уменьшение удельного веса и повышение условной вязкости произошло в связи с вспениванием раствора, в который на глубине 1800 м была добавлена сульфит-спиртовая барда без пеногасителя.

за 30 мин., на стенках скважины образуется толстая, рыхлая и липкая фильтрационная корка. Подобное ухудшение свойств глинистого раствора, но в несколько меньшей степени, наблюдается при бурении пород со значительными включениями гипса. Отложения сульфатных минералов нередко приурочены к залежам каменной соли, которая, являясь активным флокулирующим¹ агентом, способствует изменению реологических² и структурно-механических свойств бурового раствора. В зависимости от характеристик бурового раствора и степени его минерализации влияние соли может выражаться в повышении вязкости и статического напряжения сдвига, а также в явлениях коагуляционного разжижения системы со значительным повышением водоотдачи и сплошной (гидрофобной) коагуляции.

¹ От латинского *flocculi* — клочья, хлопья.

² Реология — наука о текучести вещества (от греческого «рео» — теку, «логос» — знание, наука).

При совместном воздействии сульфатных пород и каменной соли, что, в частности, имеется в рассматриваемом примере, условия бурения из-за резкого ухудшения параметров раствора осложняются в еще большей степени. Проведенные группой научных

и инженерно-технических работников [4, 5] в Шебелинской конторе бурения исследования доказали возможность создания естественного сульфатного раствора в условиях большой минерализации, т. е. превращения частиц сульфатных пород и каменной соли из фактора, отрицательно влияющего на буровой раствор, резко ухудшающего его свойства, в фактор положительный, участвующий в создании нового вида промывочной жидкости. Было

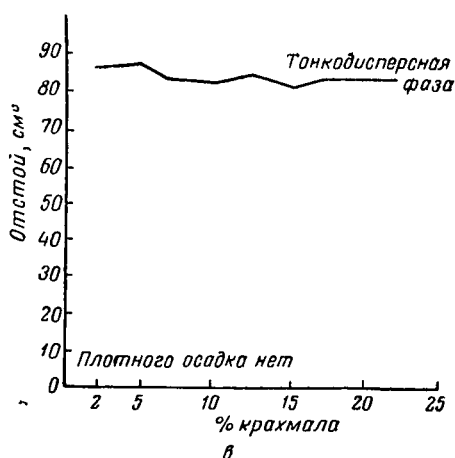
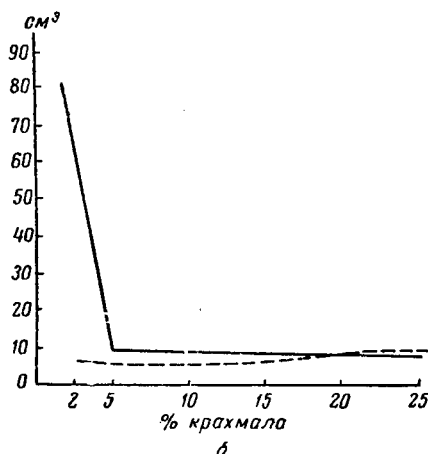
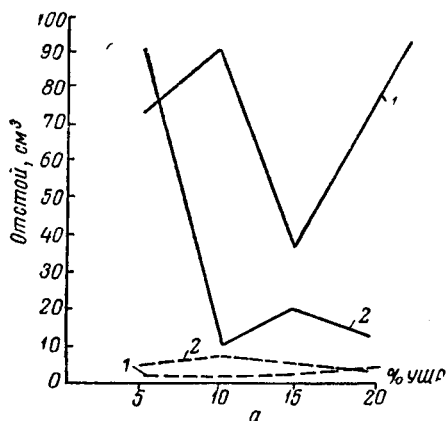


Рис. 60. Изменение осадка дисперсной фазы и отстоя дисперсионной среды при обработке ангидритовой суспензии химическими реагентами.

а — УЩР 13 : 1 (кривая 1); УЩР 13 : 2 (кривая 2); б — крахмал + 2% КМЦ; в — крахмал + 5% КМЦ.

проведено большое число (свыше 800) опытов по стабилизации грубой неустойчивой суспензии, взвеси ангидрита в воде и получению на этой основе промывочной жидкости с необходимыми

реологическими и структурно-механическими свойствами. Эти исследования проводились с ангидритовой суспензией, приготовленной в лаборатории на пресной и минерализованной воде, и с естественной суспензией различной степени минерализации, взятой непосредственно в скважине при бурении с промывкой водой верхних ангидритового и солевого горизонтов. Были поставлены опыты и с неустойчивой взвесью в воде смеси ангидрита и карбонатных пород. Суспензии, приготовленные на пресной воде, обрабатывались углещелочным реагентом, различными композициями УЩР и КМЦ, крахмала¹ и КМЦ, УЩР и жидкого стекла, КМЦ и жидкого стекла, крахмала и жидкого стекла.

Степень воздействия этих химических реагентов на грубую неустойчивую систему определяли, изучая явление седиментации частичек дисперсной фазы и отстоя дисперсионной среды. Лучшее стабилизирующее действие было получено при воздействии УЩР двойной концентрации NaOH и сочетания крахмала и КМЦ (табл. 12).

Таблица 12

Реагент	Раствор реагента в объеме системы, %	Показатели, %	
		отстой	осадок
УЩР (13:1)	15	35	5
УЩР (13:2)	10	10	7
УЩР (13:2)	20	13	3
КМЦ + 5% УЩР (13:2)	10% КМЦ	58	5,5
Крахмал + 2% КМЦ . . .	5% крахмала	10	7
Крахмал + 5% КМЦ . . .	5% крахмала	8	6,5

Зависимости изменения осадка дисперсной фазы и отстоя дисперсионной среды от количества и соотношений химических реагентов приведены на рис. 60, а, б, в.

Результаты обработки суспензии реагентами с участием жидкого стекла приведены в табл. 13.

Как видно из таблицы, сочетания УЩР и крахмала с жидким стеклом положительно влияют на грубую суспензию в отношении ее стабилизации и образования структуры. Роль структурообразователя в этих случаях играет жидкое стекло. Кривые результатов воздействия реагентов на ангидритово-доломитовую суспензию приведены на рис. 61, а и б. Обработка минерализованных ангидритовых суспензий (естественных и специально приготовленных) подтвердила отрицательное влияние NaCl на стабилизацию системы и получение хороших фильтрационных свойств раствора. В частности, не удалось получить удовлетворительных результатов в отношении стабилизации при воз-

¹ Крахмал был предварительно обработан NaOH.

действию на суспензию сочетаний КМЦ и крахмала. Опыты подтвердили положительную роль жидкого стекла в создании структуры и улучшении стабилизации (рис. 62, а и б).

В табл. 14. приведены некоторые результаты обработки техническим крахмалом (предварительно обработанным NaOH) и жидким стеклом слабоминерализованной естественной сульфатной

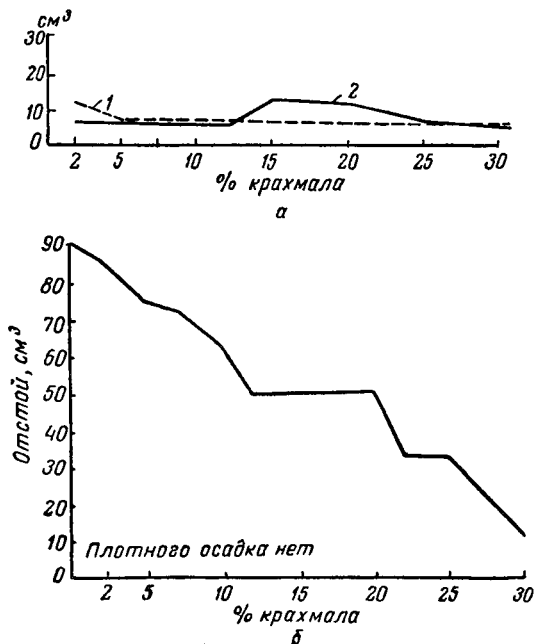


Рис. 61. Изменение осадка дисперсной фазы и отстоя дисперсионной среды при обработке ангидритово-доломитовой суспензии химическими реагентами.

а — крахмал (в виде 6 %-ного раствора) + 2 % КМЦ.
1 — осадок; 2 — отстой. б — крахмал + 5 % КМЦ.

суспензии, взятой из скважины при бурении с промывкой водой ангидритовых отложений. Как видно из этих данных, неустойчивая естественная сульфатная суспензия может быть превращена в достаточно стабильную промывочную жидкость с небольшой фильтрацией и необходимым статическим напряжением сдвига.

Однако и в этом случае отрицательным является увеличение водоотдачи раствора с ростом его минерализации.

Хорошие результаты были получены при обработке минерализованных суспензий различными сочетаниями крахмала и сульфит-спиртовой барды. Ряд показателей этой серии опытов приводится в табл. 15. Как видно из таблицы, удовлетворительные результаты стабилизации суспензии, выраженные в дан-

Таблица 13

Раствор реагента в системе, %	Отстой	Осадок, %	Фильтра- ция за 30 мин., см ³	Статическое напряжение сдвига через 1 и 10 мин., мг/см ²
I. УЩР + жидкое стекло				
10% УЩР + 3% жидкого стекла	} Нет	8,6	10	3,6/12
15% УЩР + 3% жидкого стекла		10	10	20/14
II. Крахмал + жидкое стекло				
6% крахмала + 6% жидкого стекла	} Нет	18	15	11/20
6% крахмала + 8% жидкого стекла		17	14,5	33/61
10% крахмала + 6% жидкого стекла		16	9,5	6/11
10% крахмала + 8% жидкого стекла		18	8,5	3/17
10% крахмала + 9% жидкого стекла		10	9,5	3/20
10% крахмала + 10% жидкого стекла		18	10,5	59/70

Примечание. Жидкое стекло натриевое, разбавленное вдвое.

Таблица 14

№ раствора	Раствор и добавки к нему	Уд. вес, г/см ³	Вязкость по СПВ, сек.	Фильтра- ция за 30 мин., см ³	Толщина фильтра- ционной корки, мм	Стати- ческое напря- жение сдвига, мг/см ²
1	Исходный	1,14	15	40 за 4 мин.	5	6/8
2	№ 1 + 0,6% крахмала + + 5% жидкого стекла	1,16	44	8,5	1,5	85/80
3	№ 1 + 1,6% крахмала	1,13	29	17	1,5	6/6
4	№ 3 + 4% жидкого стек- ла	1,13	35	5	1	23/27
5	№ 4 + утяжелитель + + 10% NaCl	1,68	32	40 за 12 мин.	14	185/195.
6	№ 1 + утяжелитель + + 2,5% крахмала + + 5% жидкого стекла	1,52	32	4	1	20/40
7	№ 5 + 1% крахмала . .	1,61	35	20	6	

Примечание. Жидкое стекло, вдвое разбавленное.

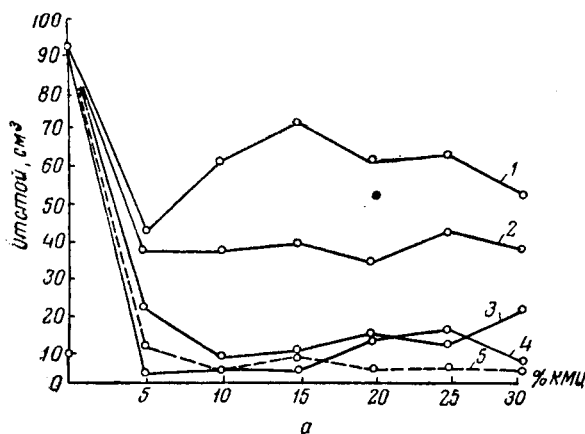


Рис. 62.

а — КМЦ + % жидкого стекла (вдвое разбавленного): 1 — 2%; 2 — 4%; 3 — 6%; 4 — 8%; 5 — 10%. Плотного осадка нет, резкая граница раздела систем.
б — крахмал + % жидкого стекла (вдвое разбавленного): 1 — 2%; 2 — 4%; 3 — 6%; 4 — 8%; 5 — 10%. Плотного осадка нет, резкая граница раздела грубодисперсной и тонкодисперсной систем.

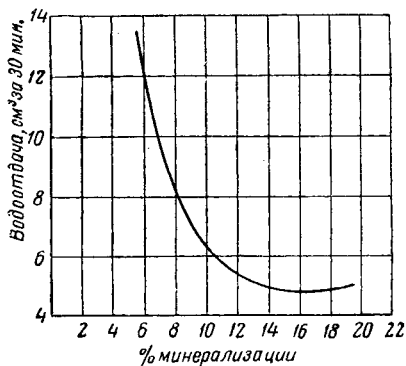
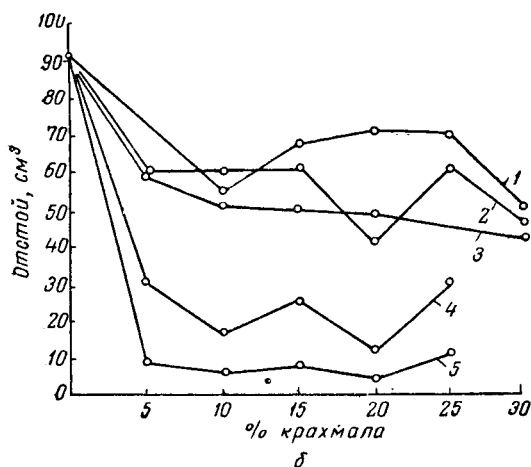


Рис. 63. Изменение фильтрационных свойств естественного ангидритового раствора с увеличением степени его минерализации.

ном случае значительным уменьшением водоотдачи, получаются при сравнительно небольших количествах реагентов. В ходе исследований было установлено, что при прочих равных условиях увеличение минерализации естественных сульфатных растворов, обработанных ССБ и крахмалом, не только не ухудшает, а даже улучшает его фильтрационные свойства (рис. 63). Оптимальными количествами реагентов можно считать 0,7—1% крахмала и 1,5—3% ССБ к объему промывочной жидкости (крахмал берется в виде 6%-ного раствора). В последних опытах пищевой крахмал был с успехом заменен техническим.

Таблица 15

№ раствора	Раствор и добавки реагентов	Уд. вес, г/см ³	Вязкость, сек.	Водоотдача за 30 мин., см ³	Толщина корки, мм	Статическое на- пряжение сдвига, мг/см ²	Содержание соли в растворе, %
1	Исходная суспензия из скв. 130	1,15	15	40 за 3 мин.	4	6/7	6,1
2	№ 1 + 1% крахмала + 2% ССБ	1,15	30	12	1	6/7	—
3	№ 1 + 1% крахмала + 3% ССБ	1,15	38	9	1	7/7	—
4	№ 1 + 1% крахмала + 4% ССБ	1,15	38	9	1	10/7	—
5	№ 1 + 1% крахмала + 5% ССБ	1,15	43	7,2	0,5	7/7	—
6	№ 1 + 1% крахмала + 6% ССБ	1,15	40	9	0,5	7/7	—
7	№ 1 + 1% крахмала + 7% ССБ	1,15	37	6,3	0,5	7/7	—
8	№ 1 + 9,4 г NaCl	1,15	15	40 за 3 мин.	4		15,5
9	№ 8 + 0,5% крахмала + + 3% ССБ	1,25	31	10,5	0,5	4/7	—
10	№ 8 + 0,7% крахмала + + 3% ССБ	1,25	31	4,5	0,5	6/7	—
11	№ 8 + 1% крахмала + 3% ССБ	1,25	44	3,5	0,5	6/8	—
12	№ 8 + 1,2% крахмала + + 3% ССБ	1,25	46	3,0	0,5	6/9	—

Таким образом, высокоминерализованную грубую ангидритовую суспензию целесообразно стабилизировать крахмальным реагентом (крахмал и каустическая сода) и сульфит-спиртовой бардой. Совместное воздействие этих реагентов дает возможность получить естественный сульфатный раствор удовлетворительных качеств.

3. МЕТОДЫ ПОЛУЧЕНИЯ ЕСТЕСТВЕННЫХ ВОДНЫХ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ

При химической обработке карбонатной и других суспензий исходят из двух взаимосвязанных задач. Первая задача заключается в создании устойчивой системы, т. е. стабилизации части-

чек твердой дисперсной фазы. Органические поверхностно-активные вещества, например натриевые соли гуминовых кислот и сульфит-спиртовая барда, являются в рассматриваемом случае реагентами-стабилизаторами. Адсорбируясь на частичках твердой дисперсной фазы, эти реагенты, улучшая условия сольватации, способствуют сохранению частичек известняка во взвешенном состоянии, предельно снижая их седиментацию.

Вторая задача — придание раствору тиксотропных свойств — заключается в создании его структуры. Активную роль в образовании структуры пресных и слабоминерализованных карбонатного и сульфатного растворов выполняет в рассмотренных случаях жидкое стекло — реагент, известный как структурообразователь в дисперсных системах. Жидкое стекло способствует образованию структурированной сетки, не приводя к значительному повышению вязкости.

В неосложненных геологических условиях, особенно при отсутствии зон поглощений, достаточно обработать естественную карбонатную суспензию только углекислым реагентом, без добавления жидкого стекла или вообще реагента-структурообразователя [2, 6].

Раствором, обработанным УЩР (или вообще только стабилизатором), можно бурить и при наличии в комплексе разбурываемых карбонатных пород включений коллоидальных глин достаточной мощности. При этом глинистая часть твердой фазы является фактором, способствующим созданию необходимых структурно-механических свойств раствора.

Методика обработки образующихся при бурении скважины суспензий, скорость и качество образования стабильной промывочной жидкости зависят в большой степени от физико-химических свойств разбурываемых пород и геолого-технических условий месторождения. После работ, проведенных в Песчано-Уметской конторе [1, 2], бурение с промывкой водными естественными растворами широко распространяется в ряде нефтяных районов Востока. Например, в Медведицкой и Коробковской конторах бурения Сталинградской области было выполнено с промывкой водой и естественными карбонатными растворами соответственно в 1955 г. 74,5 и 65,8 и в 1956 г. 49,5 и 64,5% всего объема буровых работ; из этого количества $\frac{2}{3}$ пробурено с промывкой естественными растворами [9]. В связи с этим естественные карбонатные растворы в ряде случаев получали различное наименование: глинисто-известковистый (шламовый) раствор [7], глинисто-карбонатный раствор [8], карбонатно-глинистый [9], безглинистая промывочная жидкость [10].

В каждом районе имеются свои особенности метода обработки нестабильной естественной суспензии и подбора рецептуры поверхностно-активных веществ (защитных коллоидов) и электролитов. Представляют интерес работы,

проводимые в Сталинграднефти [7, 9]. При бурении с промывкой глинистым раствором твердая фаза промывочной жидкости состоит не только из глинистых частиц, но и из частиц выбуриваемых горных пород, переходящих в процессе бурения в раствор. При бурении в твердых карбонатных породах (известняках и доломитах) качество глинистого раствора по мере насыщения его известняковым шламом ухудшается, т. е. возрастает водоотдача и увеличивается отстой. Частички известняка способствуют нарушению динамического равновесия системы, происходит укрупнение, слипание твердой фазы (частичная коагуляция), увеличивается количество свободной воды; вязкость и статическое напряжение сдвига обычно снижаются, так как структура системы ухудшается.

При продолжительном бурении в известняках количество глинистых частиц уменьшается, раствор постепенно из глинистого становится известняково-глинистым, объем известняковой части твердой фазы возрастает.

Б. С. Авдеев и Н. А. Бурлев [7] проводили стабилизацию таких растворов обработкой их каустической содой с бурым углем (УЩР) и кальцинированной содой. По их наблюдениям, эти реагенты способствуют лучшему диспергированию глинистых и мелких известняковых частиц. Для укрепления структуры раствора и повышения статического напряжения сдвига до требуемых величин раствор обрабатывался поваренной солью. При введении в естественный раствор 20% углещелочного реагента и 0,5—1% поваренной соли (по объему) промывочная жидкость имела параметры, вполне удовлетворяющие требованиям бурения: удельный вес $1,25\text{--}1,30\text{ г/см}^3$, водоотдачу $9\text{--}12\text{ см}^3$, толщину фильтрационной корки $1,5\text{ мм}$, суточный отстой 0, стабильность $0,01\text{ г/см}^3$, вязкость $20\text{--}21\text{ сек.}$, при хороших тиксо-тропных свойствах.

По данным А. Ф. Гайнцева и М. И. Липкес [9], в твердой фазе естественных растворов содержится 10—20% глинистых и 90—80% карбонатных частиц. В Сталинградской области такие карбонатные растворы стабилизируют углещелочным реагентом, структурно-механические свойства регулируют поваренной солью или жидким стеклом; жидкое стекло удобнее вводить в УЩР и добавлять в раствор совместно. Лучшие результаты дает добавка в промывочную жидкость УЩР 15 : 2 в количестве 20% и поваренной соли 0,5—1% или 20% комбинированного реагента, в состав которого входят УЩР (15% сухого бурого угля и 1% твердой каустической соды по весу) и жидкое стекло (удельный вес $1,48\text{ г/см}^3$ — 5% по объему). При этом раствор обычно имеет удельный вес $1,20\text{--}1,25\text{ г/см}^3$, вязкость $18\text{--}25\text{ сек.}$, водоотдачу $6\text{--}10\text{ см}^3$, СНС $40/80\text{ мг/см}^2$. В случае возможных поглощений рекомендуется для усиления структурно-механических свойств вместо поваренной соли и жидкого стекла доба-

влять в промывочную жидкость раствор из бентонитовой глины. На Линевской и Жирновской структурах после обработки 15—20% УЩР и 0,5—1% NaCl удельный вес естественного раствора доходил до 1,28—1,36 г/см³ при сохранении условной вязкости 20—30 сек. и СНС 30/50 г/см³ [9].

Н. И. Дробышевская и О. П. Молдавский [8] получили хорошие результаты стабилизации естественного глинисто-карбонатного раствора (который ввиду преобладания карбонатных частиц в твердой фазе целесообразнее также именовать естественным карбонатным раствором) углещелочным реагентом; для регулирования структурно-механических свойств они применяли кальцинированную соду.

В 1957 г. в Татарии группой научных и инженерно-технических работников (А. И. Бережной, Ю. В. Вадецкий, М. С. Винарский, В. П. Иванов, В. Х. Каримов, И. П. Чоловский) проведены лабораторные исследования и промышленные испытания безглинистой промывочной жидкости на водной основе [10], представляющей собой обработанную карбоксиметилцеллюлозой (КМЦ) естественную водную суспензию с преобладающим содержанием известняковой твердой фазы, образующуюся при бурении с промывкой водой твердых пород. Были изучены водные растворы карбоксиметилцеллюлозы при добавках ее в воду в количествах 0,05—2% и рекомендовано для промышленных условий использование в качестве безглинистой промывочной жидкости 0,3%-ного водного раствора КМЦ.

В процессе промышленных испытаний добавка КМЦ в промывочную воду была осуществлена на глубине 1600 м до вскрытия кровли обваливающихся кыновских глин. За счет перехода в буровой раствор диспергированных частичек разбуриваемых пород удельный вес промывочной жидкости с первых же долблений поднялся до 1,05—1,06 г/см³. Этот раствор представлял собой устойчивую коллоидную систему: при проверке образцов его в течение 10 суток отстоя не наблюдалось. Водоотдача раствора в скважине снизилась до 13 см³. Процесс бурения кыновских глин происходил нормально, без обвалов.

Предложенный ТатНИИ метод обработки естественной водной суспензии карбоксиметилцеллюлозой может быть рекомендован к применению и в других восточных нефтяных районах. Обработку водной карбонатной суспензии КМЦ, как и при работе с УЩР, жидким стеклом и другими реагентами, нужно проводить перед вскрытием обваливающихся и осыпающихся пород, за 70—150 м до их кровли, чтобы необходимый по требованиям технологии бурения буровой раствор был образован в стволе скважины заблаговременно, до вскрытия зон обвалов.

Большие исследовательские, опытные и промышленные работы по бурению с промывкой естественными водными растворами пахтных стволов и скважин большого диаметра (до 6,2 м) прово-

дятся с 1954 г. во Всесоюзном научно-исследовательском институте организации и механизации шахтного строительства (ВНИИОМШС) под руководством М. Н. Шкабара [11]. Первые опыты по проходке шахтных стволов с промывкой естественными водными растворами проведены во Львовско-Волинском угольном районе, сложенном мергелями, мелом, песчаниками и сланцами. С учетом геолого-технических условий бурения ВНИИОМШС рекомендовал для бурения стволов и скважин естественные водные растворы со следующими параметрами:

Удельный вес, $г/см^3$	1,25—1,35
Вязкость, сек.	19—25
Водоотдача, $см^3$	15—20
Отстой, %	0—1,5
Статическое напряжение сдвига, $мг/см^3$	5—30
Содержание песка, %	не более 3
Стабильность, %	100

Такие растворы с оптимальными структурно-механическими свойствами создаются в процессе проходки ствола шахты при бурении мергелистых отложений. Обработка естественной водной мергелистой суспензии производится углещелочным или торфощелочным реагентом при сравнительно небольшом их количестве (0,15—0,25 % к объему промывочной жидкости в расчете на NaOH или 1—1,5 % — на торф или бурый уголь). Получаемые при обработке суспензии УЩР или ТЩР естественные мергелистые растворы стабильны и обладают хорошими тиксотропными свойствами, в то же время при движении они являются маловязкими жидкостями. Такое сочетание физических свойств обеспечивает безаварийное бурение шахтных стволов диаметром 6,2 м с увеличением скоростей и снижением себестоимости проходки.

Из других перспективных изысканий естественных промывочных растворов, обеспечивающих скорости бурения скважин, аналогичные скоростям бурения на воде, следует отметить работы М. А. Геймана [12]. Он предложил в качестве промывочной жидкости при бурении и вскрытии пластов использовать тяжелую минерализованную пластовую воду с добавками гидратов окиси железа, магния и алюминия для повышения устойчивости глинистых пропластков при их контакте с буровыми растворами в процессе бурения.

4. СПОСОБЫ ПРИМЕНЕНИЯ ЕСТЕСТВЕННЫХ ВОДНЫХ РАСТВОРОВ

При практическом решении вопросов применения естественных водных растворов, выборе типов водных растворов и интервалов проходки надо исходить из конкретных геолого-технических условий разбуриваемого района. Основным принципом является максимальное расширение интервалов бурения с промывкой водой и естественными растворами, использование всех возмож-

ностей создания бурового раствора в самой скважине. При этом основными факторами, определяющими выбор метода промывки, должны являться увеличение скоростей проходки, снижение себестоимости и обеспечение условий нормальной, безаварийной проводки скважин.

Как показали наблюдения на бурящихся скважинах в условиях Саратовской области, оптимальные параметры естественного водного раствора создаются в карбонатных отложениях при расходе к общему объему промывочной жидкости 2,5—5% стандартного раствора натриевого жидкого стекла, 0,5—1,5% раствора каустической соды и соответствующих (по расчету) количеств бурого угля.

Углекислотный реагент целесообразно готовить нормальной концентрации: на 100 частей готового реагента 13—15 весовых частей бурого угля и 2,0—2,5 весовой части каустической соды.

При подготовке скважины к бурению в лаборатории заранее устанавливается наилучшее сочетание композиций реагентов и определяется необходимое их количество для начала ввода в циркулирующую жидкость и для дальнейшего бурения. Исходную суспензию нужно брать из близлежащих бурящихся скважин, имеющих аналогичные физико-литологические свойства разбуриваемых пород.

Скорость и качество образующегося карбонатного или сульфатного водного раствора и регулирование его параметров зависят в значительной степени от свойств твердой дисперсной фазы, которая меняется в процессе бурения с изменением состава разбуриваемых горных пород.

Как известно, даже одноименные породы в различных районах различаются своими свойствами в связи с содержанием посторонних примесей, вкраплений, прослоев. Это положение в полной мере относится и к карбонатным породам, например известнякам. Известняк представляет собой осадочное образование, состоящее преимущественно из кальцита (CaCO_3). В природе он встречается с примесями углекислого магния, доломита, песчаных и глинистых пород. Состав и количество этих примесей оказывают влияние на образование стабильного водного раствора карбонатных пород.

В связи с этим установление стандартных рекомендаций для всех случаев использования карбонатного и сульфатного водных растворов затруднительно. Однако основные положения могут быть сведены к следующим.

Если комплекс горных пород, подлежащих разбуриванию с промывкой естественным водным раствором, не имеет зон средних и сильных поглощений и в карбонатных или сульфатных породах имеются значительные пропластки глинистых частиц, то может быть достаточно обработать исходный раствор только углекислотным реагентом, крахмалом или другим поверхностно-активным веществом. Если же включения глинистых частиц в карбонатных

и сульфатных породах невелики, то обязательна обработка исходной суспензии электролитами-структурообразователями.

Вводить реагент следует постепенно, в течение нескольких долблений. Нужно следить, чтобы промывочная жидкость к моменту входа в зону обваливающихся и осыпающихся пород имела требующиеся по геолого-техническому наряду параметры, в первую очередь удельный вес и водоотдачу.

Наряду с новыми порциями реагентов в промывочную жидкость периодически добавляется вода. Увеличение содержания воды снижает удельный вес, повышает водоотдачу и резко уменьшает статическое напряжение сдвига. Поэтому добавлять воду надо постепенно, небольшими количествами в перерывах между вводом в промывочную жидкость новых порций реагента.

В табл. 16 приводится характеристика обработки карбонатной суспензии растворами реагентов и добавки воды на одной из скважин в продолжение 15 долблений с момента перехода на естественный карбонатный водный раствор [2].

При заготовке растворов реагентов на глиномешалку емкостью 4 м³ брали 660 кг бурого угля влажностью 25%, 90 л каустической соды, 400—600 кг жидкого стекла; остальную часть емкости заполняли водой.

При обработке исходного раствора УЩР и жидким стеклом регулирование предельного статического напряжения сдвига и

Таблица 16

№ долбления	Интервал бурения, м	Проходка за долбление, м	Показатели раствора			Общий объем жидкости в системе, м ³	Добавлено, м ³		Парастающее количество добавок, м ³	
			уд. вес, г/см ³	вязкость (условная), сек.	водоотдача, см ³		реагентов	воды	реагентов	воды
1	425—438	13	1,05	15	143	78	5	—	5	—
2	438—457	19	1,08	15	50	87	9,5	—	14,5	—
3	457—476	19	1,09	15	30	91	4	—	18,5	—
4	476—503	27	1,1	15	21	104	4	9	22,5	9
5	503—516	13	1,1	15	18,5	108	4	—	26,5	9
6	516—553	37	1,12	15	11	116	8	—	34,5	9
7	553—600	47	1,12	15	11	123	2	4,6	36,5	13,6
8	600—730	130	1,19	15	10	140	5	3,2	41,5	16,8
9	730—771	41	1,19	15	10	133	—	2,4	41,5	19,2
10	771—790	19	1,19	15	8	141	4	4,2	45,5	23,4
11	790—794	4	1,19	15	8	150	—	—	45,5	23,4
12	794—800	6	1,19	15	8	150	—	—	45,5	23,4
13	800—812	12	1,22	16	10	165	3	12	48,5	35,4
14	812—827	15	1,20	16	12	168	—	3,4	48,5	38,8
15	827—847	20	1,20	16	12,5	168	—	—	48,5	38,3

вязкости производится изменением соотношений указанных компонентов в промывочной жидкости.

Как показал опыт бурения ряда скважин, при увеличении вязкости необходимо добавить в раствор несколько глиномешалок реагента без жидкого стекла, только с УЩР. При большом снижении предельного напряжения сдвига следует увеличить процентное

содержание в промывочной жидкости жидкого стекла, приготовив несколько глиномешалок с повышенным количеством этого реагента.

Рассмотрим пример бурения скважины с промывкой естественным водным карбонатным раствором на одном из месторождений Саратовской области (Багаевская площадь).

Как и в большинстве районов Поволжья, эта структура сложена преимущественно известняками с прослоями доломитов. Массивы известняков и доломитов относятся к породам значительной твердости и характеризуются сравнительно низкими скоростями проходки.

Конструкция скважины: 12" кондуктор спущен в кровлю верхнего карбона (600—650 м); эксплуатационная колонна — 6" или 5". Типовой стратиграфический разрез месторождения представлен на рис. 64.

Бурение мягких кайнозойских и мезозойских отложений до кровли карбона (до спуска кондуктора) надо проводить с промывкой водой и естественным глинистым рас-

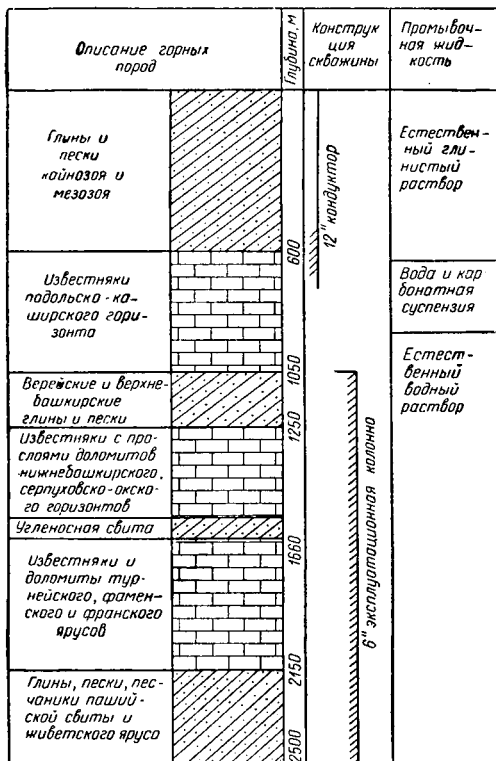


Рис. 64.

твором, который создается в процессе проходки скважины и приобретает удовлетворительные параметры уже при бурении первых 100—150 м.

После спуска кондуктора бурение подольско-каширских известняков проводится с промывкой водой. При этом необходимо вести наблюдение за поглощением известняковой суспензии в трещиноватых верхних отложениях горизонта. При интенсивных поглощениях следует залить зону ухода циркуляции гипсоглиноземистым цементом. Поглощения слабые и средние с переходом на обработанный водный раствор опасности не представляют и постепенно уменьшаются вследствие проникновения в трещиноватые и пористые породы диспергированных частичек твердой фазы раствора и образования вокруг стенок скважины защитной фильтрационной корки.

Потребность в повышении удельного веса раствора и снижения водоотдачи возникает при бурении осыпавшихся и обваливающихся песчаных и глинистых верейских и нижнебашкирских отложений.

За 200—250 м до кровли обваливающих и осыпающихся верейских пород прекращают доступ свежей воды в циркуляционную систему и удельный вес исходного раствора (известняковой суспензии) при бурении 75—100 м известняков доводят до $1,04\text{--}1,05\text{ г/см}^3$. После этого за 100—150 м до кровли обваливающей зоны переходят на обработку исходной смеси заранее заготовленными реагентами.

Растворы реагентов (УЩР и жидкое стекло) вводятся в соответствии с изложенными выше положениями в циркулирующую жидкость, постепенно, в ходе долбления. В первых порциях следует вводить растворы реагентов в количестве 20—30% к общему объему промывочной жидкости в системе, увеличивая затем это количество до 30—40%. Перед входом в верейские отложения удельный вес раствора станет равным $1,14\text{--}1,15\text{ г/см}^3$, водоотдача — $8\text{--}10\text{ см}^3$ за 30 мин. В процессе бурения глин и песков верейского и верхнебашкирского горизонтов удельный вес естественного водного раствора поднимется на $0,04\text{--}0,06\text{ г/см}^3$ и дойдет до $1,18\text{--}1,19\text{ г/см}^3$, водоотдача снизится на 1—2 единицы, доходя до $7\text{--}9\text{ см}^3$ за 30 мин. Такие параметры вполне обеспечивают нормальный ход дальнейшего бурения.

Добавлять в буровой раствор воду можно отдельными порциями и в подольско-кашпирских известняках, и в верейских, и в нижнебашкирских отложениях в зависимости от параметров создаваемого в скважине раствора.

Бурение с промывкой естественным водным раствором мощной толщи (300—400 м) известняков с прослоями доломитов среднего и нижнего карбона, залегающих ниже верейских отложений, обычно не представляет трудностей. Удельный вес раствора при проходке этих отложений может быть при желании значительно повышен, а водоотдача снижена. Так, при бурении скв. 19 на Горючкинском месторождении удельный вес раствора при бурении известняков карбона был доведен до $1,29\text{ г/см}^3$, водоотдача снижена до 3 см^3 за 30 мин.; тиксотропные свойства раствора значительно улучшились, предельное напряжение сдвига доходило до $35/84\text{--}22/102\text{ мг/см}^2$. В зависимости от степени поглощения и количества добавляемых растворов-реагентов и воды показатели удельного веса и предельного напряжения сдвига колеблются, причем последние значительно понижаются и доходят до минимальных значений. Пористые известняки в нижней части серпуховско-окского горизонта при слабых и средних поглощениях проходят на естественном водном растворе без осложнений. Нередко влияние хорошо диспергированных частичек выбуренной породы и плотной защитной фильтрационной корки приводит к постепенному значительному уменьшению степени поглощения.

При сильных поглощениях производятся заливочные работы.

В связи со значительным повышением удельного веса и снижением водоотдачи естественного раствора в интервале залегания известняков карбона бурение нижележащих обваливающих глинистых с прослоями известняков и песчаников тульских и сталингорских отложений трудностей не представляет.

Нормально идет бурение на естественном промывочном растворе и мощной карбонатной толщ известняков верхнего девона (фаменский и франский ярусы мощностью до 500 м и более). Параметры раствора в этих отложениях регулируются довольно легко, водоотдача держится в минимальных пределах, удельный вес может доходить до $1,30\text{--}1,32\text{ г/см}^3$, обеспечиваются необходимые предельные напряжения сдвига и тиксотропные свойства.

Особую осторожность нужно проявлять при подходе к легко обваливающимся и осыпающимся игольчатым тонкослоистым глинам с прослойками песков и песчаников пашийских и живетских отложений. Пашийская свита и живетский ярус в Саратовской области представляют собой наиболее осложненную зону для бурения с промывкой глинистым раствором, характеризующуюся крайне низкими показателями проходки. Качества глинистого раствора при бурении этих пород резко ухудшаются, вязкость

сильно повышается, раствор становится «нечекучим». Нередко наблюдается интенсивная коагуляция его. Такое состояние раствора приводит к образованию толстой рыхлой корки на стенках скважины, создаются сальники, возрастает опасность прихвата и затыжек бурового инструмента.

На естественном водном растворе бурение пашийских и живетских отложений трудностей не представляет.

Нормально проходят на водном растворе каротажные работы и спуск эксплуатационной колонны.

Перед переходом на естественный карбонатный раствор для предварительной заготовки растворов реагентов устанавливают две обвязанные между собой емкости на 30—40 м³ и специальный насос для перекачки реагентов из этих емкостей в мерную емкость на 5—10 м³, расположенную над желобами в начале желобной системы. Емкости и насос устанавливают около глиномешалки. Заготовленные реагенты самотеком по желобу спускаются в одну из емкостей, затем через задвижку в обвязке переходят во вторую, где отстаиваются. Из второй емкости реагенты подаются в мерную емкость и после замера спускаются самотеком в циркуляционные желоба в период циркуляции промывочной жидкости. К этой же мерной емкости подводится и водяная линия. Добавляемую в промывочную жидкость воду необходимо строго замерять.

При бурении с промывкой естественными водными растворами не исключена возможность осложнений. Однако осложнения могут возникать при недостаточно разработанной технологии бурения скважин и плохом контроле за параметрами раствора, что может привести к значительным отклонениям от требуемой физико-химической его характеристики.

При определении параметров естественных водных растворов надо ясно представлять себе особенности их получения и регулирования. Эти особенности следующие.

1. Естественный водный раствор создается в самом стволе скважины и только в процессе бурения.

2. Обогащение раствора частичками твердой дисперсной фазы происходит только в результате диспергирования разбуриваемых горных пород механическим воздействием долота на забой. При бурении на небольшой глубине высококолонидальных глин естественный водный раствор не требует обработки. В случае бурения твердых карбонатных и сульфатных пород естественный раствор необходимых параметров может быть получен только путем физико-химической обработки исходной неустойчивой карбонатной или сульфатной суспензии поверхностно-активными веществами-стабилизаторами и электролитами.

3. Для создания естественного водного раствора и придания ему требуемых параметров необходимо пробурить определенный интервал горных пород в течение определенного периода времени.

Поэтому все подготовительные мероприятия (заготовка реагентов и т. д.), а также сам переход на естественный водный раствор должен быть произведен своевременно, чтобы перед вскрытием обваливающихся и осыпавшихся пород удельный вес раствора был достаточно высоким, а другие параметры соответствовали требованиям геолого-технического паряда. Невыполне-

ние этих основных положений может привести к обвалам и осыпям и связанным с этим осложнениям.

Вторым важным вопросом является подготовка к бурению и проходка зон поглощений и ухода циркуляции. Основная трудность бурения в зонах поглощений заключается в компенсации ушедшей в пласты части промывочной жидкости. Для пополнения общего количества циркулирующей жидкости требуется дополнительная заготовка естественного водного раствора, которая происходит за счет обогащения раствора частичками твердой фазы непосредственно в процессе бурения. Поэтому при интенсивных поглощениях следует произвести работы по ликвидации осложнения, а затем продолжать бурение с промывкой водным раствором. Как уже указывалось, зоны слабых и даже средних поглощений проходят на обработанном УЩР и жидким стеклом водном растворе обычно без осложнений, с постепенным уменьшением интенсивности, даже прекращением ухода промывочной жидкости.

5. ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ БУРЕНИЯ С ПРОМЫВКОЙ КАРБОНАТНЫМИ И СУЛЬФАТНЫМИ ЕСТЕСТВЕННЫМИ ВОДНЫМИ РАСТВОРАМИ

Проведенные за последние годы работы по бурению глубоких скважин с промывкой естественным водным раствором показали неоспоримую жизненность и перспективность этого метода.

Несмотря на недоработку некоторых вопросов и ошибки, допущенные при бурении опытных и первых промышленных скважин, серьезные преимущества нового вида промывочной жидкости очевидны. Бурение с промывкой естественными водными растворами дает большую эффективность использования бурового оборудования, повышает скорости бурения и улучшает весь комплекс технико-экономических показателей. Основные преимущества естественных водных растворов следующие.

1. Водный естественный раствор как промывочная жидкость сочетает в себе ряд основных положительных для бурения качеств воды и глинистого раствора и одновременно исключает их серьезные отрицательные качества. Большая подвижность этого раствора, малая вязкость способствуют повышению эффективности использования гидравлических механизмов и машин, обеспечивают получение больших скоростей проходки, в ряде случаев лучших, чем при бурении с промывкой водой. При этом способность естественного раствора приобретать почти без увеличения вязкости значительный удельный вес при малой водоотдаче, плотной небольшой защитной корке и достаточном предельном напряжении сдвига дает возможность избежать осложнений и неприятностей, нередко происходящих при бурении с промывкой водой и глинистым раствором. К этим осложнениям относятся

в первую очередь обвалы ствола скважины, затяжки и прихваты бурового инструмента.

2. Промывочный раствор, созданный с применением реагентоструктурообразователей, имеет хорошие тиксотропные свойства; увеличение вязкости и застудневание его наблюдаются уже в конце желобной системы, при подходе циркулирующей жидкости к растворным емкостям. При возобновлении циркуляции жидкость в течение нескольких минут приобретает первоначальные показатели. Хорошие структурно-механические параметры раствора дают возможность держать забой скважины чистым и предохраняют от осложнений при неожиданных остановках бурения с оставлением инструмента в стволе скважины.

3. Наблюдения пад влиянием естественных карбонатных растворов на разбурываемые породы подтверждают эффект понижения твердости. Примененные поверхностно-активные вещества облегчают диспергирование частиц породы в отношении скорости и степени ее разрушения.

Большая степень диспергирования частиц разбуриваемой породы дает возможность легко повышать удельный вес промывочной жидкости в процессе бурения за счет достаточного количества мельчайших частичек в системе.

Характерно, что при бурении на естественных водных растворах, обработанных химическими реагентами, выносимый из скважины шлам при бурении отложений известняка значительно отличается по размерам от шлама, отлагающегося в желобной системе при бурении этих же отложений на глинистом растворе. Так, фракций шлама размером 0,2 мм и меньше при бурении известняков на глинистом растворе в общей массе пробы содержится 54,09%, а при бурении на естественном известняковом растворе — только 7,67%. Основное количество шлама в опытной скважине за один цикл движения раствора успевало диспергироваться до размеров частичек твердой фазы раствора, в большей части коллоидных, и оставалось связанным в системе.

4. Естественные промывочные растворы обладают большей стойкостью при воздействии на них агрессивных пластовых вод. Например, при встрече с агрессивными водами папийских и живетских пластов восточных районов глинистый раствор обычно коагулирует, «свертывается», вязкость его резко возрастает, доходя нередко до состояния «нетекучести». Естественными водными растворами эти отложения проходятся нормально, без осложнений, с показателями промывочной жидкости, соответствующими требованиям геолого-технического наряда. Естественные карбонатные и сульфатные растворы в меньшей степени подвержены воздействию высоких температур и давлений.

5. Естественные водные растворы экономичны; твердой дисперсной фазой в них являются частички разбуриваемых пород, диспергируемых в процессе работы долота на забое, в том

числе известняков и ангидритов, считавшихся ранее не только непригодными для приготовления промывочной жидкости, но даже нежелательными компонентами, портящими буровой раствор. Широкое распространение нового раствора дает возможность почти полностью исключить большие затраты средств, рабочей силы и времени на добычу и транспортировку глины и приготовление глинистых растворов. Нужно полагать, что дальнейшие научно-исследовательские и практические работы приведут к уменьшению количества и удешевлению стоимости поверхностно-активных веществ — стабилизаторов и структурообразователей, что еще более повысит экономичность водных растворов.

6. Следует также отметить, что естественные водные растворы способствуют повышению производительности труда на буровой. Затраты рабочей силы на приготовление реагентов для обработки водного раствора в 3—4 раза меньше, чем на приготовление глинистого раствора.

При бурении с естественными промывочными растворами не расходуется время на выравнивание промывочной жидкости, запуск турбобура осуществляется значительно легче и быстрее, чем при вязких глинистых растворах. Естественный водный раствор хорошо очищается от шлама в процессе движения по желобам.

Перечисленные основные положительные факторы убедительно свидетельствуют о большой важности широкого внедрения естественных водных растворов, в первую очередь в сложенных крепкими карбонатными и сульфатными породами нефтяных районах.

Умелый подбор рецептуры химической обработки грубых суспензий на основе предварительных лабораторных исследований и учета геолого-технических особенностей даст возможность бурить с промывкой водой и естественным водным раствором весь комплекс отложений горных пород во многих районах с относительно устойчивыми породами.

ЛИТЕРАТУРА

1. Я тр о в С. Н. Новая промывочная жидкость для бурения скважин. НХ, № 1, 1955.
2. Я тр о в С. Н. Бурение на водных растворах. Гостехиздат, 1957.
3. Я тр о в С. Н. Применение естественных водных растворов в бурении. Сборник статей ВЗПИ, вып. 19—20, 1957.
4. Я тр о в С. Н., С м и р н о в А. С., Г о л ь д ш т е й н И. Е., Г л у щ е н к о Е. И. Естественные промывочные растворы при бурении сульфатно-соленосных отложений. Сборник статей ВЗПИ, вып. 23, 1959.
5. Я тр о в С. Н., С м и р н о в А. С., Г о л ь д ш т е й н И. Е., Г л у щ е н к о Е. И. Промывочные жидкости при бурении сульфатно-соленосных отложений. НХ № 12, 1959.
6. Ш а р а ф У. Г., К а ш и н К. К. Опыт применения новой промывочной жидкости при проводке глубоких разведочных девонских скважин. Новости нефтяной техники. Нефтепромысловое дело, № 3, 1956.

7. Авдеев Б. С., Бурлев Н. А. Из опыта бурения скважин на глинисто-известковистом (шламовом) растворе. НХ, № 10, 1955.
 8. Молдавский О. П., Дробышевская Н. И. Естественные шламовые растворы в бурении. ЦБТИ, г. Саратов, 1959.
 9. Гайнцев А. Ф., Липкес М. И. Опыт борьбы с осложнениями при бурении скважин в Сталинградской области. ГосИНТИ, 1959.
 10. Бережной А. И., Вадецкий Ю. В., Винарский М. С., Иванов В. П., Каримов В. Х., Чоловский И. П. Промышленные испытания безглинистой промывочной жидкости на водной основе. Татарская нефть, № 3, 1957.
 11. Шкабара М. Н. Промывочные и тампонажные растворы при бурении стволов шахт. Углетехиздат, 1957.
 12. Гейман М. А. О бурении скважин в осложненных условиях. НХ, № 5, 1954.
-

Г Л А В А VIII

БУРОВЫЕ РАСТВОРЫ СПЕЦИАЛЬНОГО НАЗНАЧЕНИЯ

Распространенные в бурении промывочные жидкости имеют общую основу — водную дисперсионную среду. Выше рассматривались положительные и отрицательные стороны воды как основы буровых растворов. Способность воды смачивать и размягчать породы является положительным фактором непосредственно для процесса бурения. Однако это положительное свойство нередко переходит в отрицательное при вскрытии продуктивных пластов и бурении в зонах обвалов и осыпей. При вскрытии продуктивных горизонтов на глинистых растворах уменьшается проницаемость призабойной зоны в результате проникновения в поры пласта воды и глинистых частичек, что приводит к уменьшению дебита скважины. Создание вокруг стенок скважины довольно толстой и плотной глинистой корки в еще большей степени увеличивает трудности освоения скважины и уменьшает возможный дебит нефти и газа.

При бурении глинистых и песчанистых отложений вода, проникая в поры пород и по плоскостям напластований, способствует их обвалам и осыпям. Интенсивность отрицательного влияния раствора на водной основе в обоих случаях зависит от физико-химических свойств разбурываемых горных пород и количества проникающей в них воды. В СССР и за рубежом проводятся работы по усовершенствованию промывочных жидкостей путем максимально возможного уменьшения водоотдачи и создания таких буровых растворов, у которых вообще исключалось бы вредное влияние воды при вскрытии и бурении продуктивных горизонтов и бурении зон, сложенных породами, склонными к обвалам и осыпям. Эти работы проводятся по двум направлениям: 1) получение буровых растворов на неводной основе, инертных по отношению к разбурываемым породам; 2) применение растворов, активно воздействующих на обваливающиеся и осыпающиеся породы, увеличивающих их прочность, не вызывающих процессов гидратации, набухания и размокания.

За последние годы в отечественной и зарубежной практике получают распространение растворы из числа относящихся к первому типу — на нефтяной основе и ко второму типу — силикатно-солевые буровые растворы.

1. БУРОВЫЕ РАСТВОРЫ НА НЕФТЯНОЙ ОСНОВЕ

Эти растворы получают довольно широкое применение для вскрытия продуктивных пластов. Используются они и в некоторых случаях бурения в осложненных условиях и для гидравлического разрыва продуктивных пластов при освоении скважин.

В США раствор на нефтяной основе применяют главным образом при заканчивании скважин для предотвращения контакта с водой пород продуктивных горизонтов. Особенно важно использовать этот раствор в продуктивных горизонтах с низким пластовым давлением и в песках, содержащих гидратирующие глины. В ряде районов США растворы на нефтяной основе применяются для предотвращения обвалов глинистых сланцев [1].

Существует несколько видов промывочных жидкостей на нефтяной основе. Наиболее распространены растворы, состоящие из дизельного топлива как дисперсионной среды, окисленного асфальта, образующего коллоидную дисперсную фазу, и органических кислот и щелочей. Органические кислоты и щелочи образуют в системе неустойчивые мыла, действующие как стабилизаторы и способствующие структурированию раствора.

В 1954—1955 гг. Московским нефтяным институтом и ВНИИБТ [2] проведены исследования по использованию в качестве основы нефтяных растворов дизельных дистиллятов прямой гонки с содержанием до 25% ароматических углеводородов, а также отбензиненной нефти. В качестве коллоидной дисперсной фазы в этих растворах использовался промышленный битум марки рубракс. По данным исследования, можно применять битумы и других марок при их дополнительном окислении воздухом на промышленных установках по получению битумов; при этом окисленный битум должен иметь температуру размягчения 140—160°.

В качестве стабилизаторов и структурообразователей этих неводных буровых растворов рекомендованы натриевые мыла окисленных парафина и петролатума. Утяжеление растворов на нефтяной основе можно производить введением в них известняка, доломита, барита, гематита.

В отечественном бурении находят применение два вида растворов на нефтяной основе [2]:

- 1) раствор с дизельным дистиллятом или дизельным топливом в качестве дисперсионной среды, стабилизированный натриевым мылом окисленного парафина; состав исходного неутяжеленного раствора — 10—20% битума, 1,5—3% натриевого мыла окисленного парафина (окисленный парафин с числом омыления 100—140 мг КОН на 1 г), 0,7—1,5% едкого натра, 1—5% воды, остальное до 100% нефтяная основа (дизельный дистиллят или дизельное топливо);

- 2) раствор на основе дистиллятных нефтепродуктов (дисперсионная среда), стабилизированный натриевым мылом окислен-

ного петролатума; состав раствора — 15—25% окисленного битума, 2—5% натриевого мыла окисленного петролатума, остальные компоненты в том же количестве, что и в растворе первого типа.

Удельный вес растворов на нефтяной основе может изменяться в широком диапазоне. Неутяжеленный раствор обычно имеет удельный вес $0,9 \text{ г/см}^3$, при утяжелении он может быть доведен до 2,2 и даже до $2,5 \text{ г/см}^3$.

Эти растворы обладают большой вязкостью, обычно значительно превышающей вязкость нормальных глинистых растворов; растворы на нефтяной основе сравнительно легко доводятся до состояния «нелетучести». Однако, несмотря на большие значения вязкости, нефтяные растворы перекачиваются насосами сравнительно легко — обычно давление на буровых насосах при работе с растворами на нефтяной основе равно давлению при работе с глинистыми растворами. По американским данным [1], при работе с растворами на нефтяной основе, имеющими условную вязкость, соответствующую истечению 500 см^3 за 45 сек., и при работе с глинистыми растворами, вязкость которых соответствует истечению за 45 сек. из воронки того же объема 1140 см^3 раствора, давления на выходе буровых насосов одинаковы.

Процесс приготовления раствора на нефтяной основе заключается в растворении битума и окисленного нефтепродукта (петролатума или парафина) в дисперсионной среде (дизельном топливе, дистиллятных нефтепродуктах).

Вязкость и статическое напряжение сдвига раствора на нефтяной основе регулируются изменением концентраций химических реагентов, в качестве которых выступают мыла, а также концентраций твердой фазы — частичек битума.

Добавление в систему органических кислот, которыми производится окисление нефтепродукта, разжижает раствор. Добавление щелочи производит противоположное действие: вязкость раствора увеличивается. Небольшое количество воды в растворе (1—3%) необходимо для образования неустойчивого мыла; эта вода присутствует в системе в виде водо-нефтяной эмульсии, поэтому не оказывает смачивающего действия на разбурываемые породы.

Вообще же примесь воды в растворах на нефтяной основе является нежелательной: вода способствует значительному увеличению их вязкости.

Растворы на нефтяной основе являются устойчивыми и, за исключением указанного влияния воды, стойкими при воздействии внешней среды (например, частички разбурываемых пород почти не влияют на их свойства). Нефтяные растворы обладают достаточно развитыми тиксотропными свойствами, в состоянии покоя они довольно быстро переходят в гель, а при механическом воздействии легко возвращаются к золеобразному состоянию.

Одним из основных преимуществ растворов на нефтяной основе следует считать крайне незначительную фильтрацию через пористые породы, а нередко и полное отсутствие фильтрации. При незначительной фильтрации, которая обычно происходит в случае недостаточного содержания дисперсной фазы в системе, в пласт попадает практически только нефтяная основа раствора, не оказывающая такого вредного влияния на проницаемость пласта, как вода. Образующаяся при фильтрации на стенках скважины тонкая (1—2 мм) битумная корка легко растворяется в нефти, т. е. практически также не оказывает вредного влияния на проницаемость продуктивного пласта.

Растворы на нефтяной основе применяют при вскрытии продуктивных горизонтов и бурении вторых стволов при капитальном ремонте скважин в Азербайджанском, Краснодарском, Ставропольском и других нефтегазовых районах. Как правило, все скважины, пробуренные с применением нефтяного раствора, быстро и легко осваиваются, причем дебит скважин, законченных на этом растворе, выше дебита расположенных в аналогичных условиях скважин, законченных на глинистом растворе. Например, в Кировнефти (Баку) скв. 7166, вскрытая раствором на нефтяной основе, несмотря на поглощение, была освоена в течение одного дня и дала чистую нефть. Законченная в этих условиях на глинистом растворе и расположенная вблизи скв. 7158 так и не была освоена [2].

Интересен опыт применения растворов на нефтяной основе при бурении газовых скважин в Ставропольском крае в 1956 г. [3]. Для приготовления раствора был использован заранее заготовленный концентрат компонентов промывочной жидкости на нефтяной основе. Этот концентрат растворялся в дизельном топливе непосредственно на буровой. В скв. 17 и 54 такой раствор был применен с целью отбора керна из газоносных песков продуктивного пласта для определения содержания в них погребенной пластовой воды. Вынос керна при этом значительно превысил обычный процент выноса керна при бурении на глинистом растворе и доходил в ряде случаев до 100%.

Применение раствора на нефтяной основе улучшило показатели работы шарошечных долот: механическая скорость составила 8 м/час при бурении трехшарошечными долотами и 3,7 м/час при работе колонковыми долотами противосредних скоростей соответственно 6,5 и 1,8 м/час при бурении с промывкой глинистым раствором.

При бурении скв. 52 с промывкой раствором на нефтяной основе был вскрыт и опробован газоносный пласт. Перед вскрытием пласта исходный неводный раствор, имевший удельный вес 0,942 г/см³, был утяжелен цементом до удельного веса 1,2 г/см³. Утяжеление производилось при помощи цементировочного агрегата, подававшего раствор в гидромешалку; цемент в гидромешалку засыпали из бункера цементосмесительной машины.

До продуктивного горизонта бурение скважины производилось на глинистом растворе, замена которого неводным нефтяным раствором произведена после спуска 6'' технической колонны.

В табл. 17 приводятся параметры раствора на нефтяной основе при бурении указанных скважин.

Таблица 17

№ скважины	Уд. вес, $г/см^3$	Вязкость по СПО-5, сек.	СНС, $мг/см^2$		Стабильность, $г/см^3$	Содержание песка, %	Фильтрация, $см^3$
			через 1 мин.	через 10 мин.			
17	0,97	180—340	2	15	0,01—0,02	3,5	0
52	0,94	640	4,6	13,7	0,01	5,6	0
После утяжеления цементом	1,2	175—350	2,8	12	0,01—0,05	5	0
54	0,92	550	2,6	3,5	0,03	6	0
После утяжеления цементом	1,15	480—550	7,9	13,6	0,02—0,03	3,6	0

Бурение вторых стволов с промывкой раствором на нефтяной основе при капитальном ремонте скважин проведено под руководством инженера Дергачева в Краснодарском крае.

В связи с относительно большой стоимостью раствора на нефтяной основе необходимо принимать меры по его сохранению и использованию на других скважинах. Следует также соблюдать осторожность при замене глинистого раствора раствором на нефтяной основе, чтобы не загрязнить и не смешать его. Необходимо применять воду, нефть или утяжеленную гидрофобную эмульсию в качестве буферной жидкости, закачиваемой в скважину перед раствором на нефтяной основе.

Так же для сохранения самого раствора и его качеств при строительстве и монтаже буровой устанавливают дополнительные сооружения — крытые металлические емкости для хранения неводного раствора, устройства для предупреждения попадания в раствор атмосферных осадков (крытая желобная система).

При длительном соприкосновении с растворами на нефтяной основе буровые шланги, резиновые детали насосов и превентеров набухают, теряют механическую прочность и довольно быстро выходят из строя. Поэтому резиновые детали бурового оборудования при работе с растворами на нефтяной основе следует изготавливать из специальной нефтестойкой резины. При работе на нефтяных растворах нельзя обмывать водой бурильные трубы при

их подъеме, так как попадание воды в систему приведет к ухудшению параметров раствора, значительному росту вязкости.

Для очистки поднимаемых бурильных труб надо под полом буровой перед ротором устанавливать резиновое кольцо или другие аналогичные приспособления.

Дополнительные затруднения возникают при проведении электрокаротажа и других электрометрических работ, а также при определении геологических характеристик выбуренной породы. Трудности проведения электрометрических работ связаны с тем, что нефтяная основа раствора не проводит электрический ток. Эти трудности преодолеваются использованием гаммакаротажа и нейтронного каротажа, а также применением специальных зондов.

При сооружении очистной системы надо учитывать особенности раствора на нефтяной основе, а именно его повышенную вязкость. В частности, рекомендуется применение вибрационных сит и сепараторов с несколько большим размером ячеек (0,8—1,5 мм), чем это делается при сооружении очистной системы для других растворов [2].

Особую осторожность следует проявлять в связи с довольно легкой воспламеняемостью нефтяной основы. При работе с этими растворами требуется строгое соблюдение всех правил противопожарной безопасности и безусловное проведение необходимых профилактических мероприятий.

2. СИЛИКАТНО-СОЛЕВЫЕ БУРОВЫЕ РАСТВОРЫ

Силикатно-солевые буровые растворы относятся к специальным промывочным жидкостям, получившим в последние годы довольно широкое распространение при бурении зон набухающих и обваливающихся глин и сланцев, интервалов агрессивных высокоминерализованных вод, а также в некоторых других случаях осложнений. Жидкой фазой силикатно-солевого раствора является концентрированный водный раствор силиката натрия (жидкого стекла) и соли (NaCl или KCl), твердой фазой — глина и утяжелители. Наиболее распространены силикатно-солевые растворы в США. Типичная рецептура силикатно-солевого раствора, по литературным данным, в США следующая [1].

1. При использовании безводного порошка силиката натрия: а) силикатно-солевой раствор удельным весом 1,44 г/см³: 450 кг порошка силиката натрия; 10,5 кг соли; 4,35 кг коллоидальной глины; 130 л воды; б) силикатно-солевой раствор удельным весом 2,1 г/см³: 372 кг порошка силиката натрия; 10,5 кг соли; 2,3 кг коллоидальной глины; 1000 кг барита; 100 л воды.

2. При использовании жидкого силиката натрия: а) силикатно-солевой раствор удельным весом

1,44 г/см³ : 980 кг жидкого силиката натрия; 10,5 кг соли; 4,35 кг коллоидальной глины; 43 л воды; б) силикатно-солевой раствор удельным весом 2,1 г/см³ : 810 кг жидкого силиката натрия; 8,5 кг соли; 2,3 кг коллоидальной глины; 1000 кг барита; 28 л воды.

Большие работы по исследованию и промышленному внедрению силикатно-солевых растворов проведены у нас в Туркмении [4]. Туркменским филиалом ВНИИ была установлена следующая рецептура силикатно-солевого раствора, пригодного для бурения в обваливающихся зонах (красноцветной глинистой толще) западного Небит-Дага (в весовом отношении): 9% жидкого стекла, 6% соли, 6% глины (местной небит-дагской), 48% барита, 29% воды, 1% каустической соды (твердой), 1% карбоксиметилцеллюлозы (в пересчете на сухое вещество).

При этом для приготовления 1 м³ силикатно-солевого раствора удельным весом 1,8 г/см³ необходимо: 164 кг жидкого стекла (удельным весом 1,42), 109 кг соли, 164 л глинистого раствора из местной глины (удельным весом 1,42), 872 кг барита, 396 л воды, 18 кг каустической соды (твердой), 28 кг КМЦ (влажностью 35%).

В исследовании Туркменского филиала ВНИИ было проверено поведение образцов размокающих обваливающихся глин в силикатно-солевом растворе и в растворах, обработанных углещелочным реагентом, карбоксиметилцеллюлозой и сульфит-спиртовой бардой с солью. Установлено, что эти образцы, находясь в силикатно-солевом растворе, при 75° С не только не размокают, а даже становятся более прочными, теряя часть влаги. В других же растворах образцы, размокая, разрушались. Опытами было также установлено, что силикатно-солевые растворы являются более стойкими, чем другие растворы, против воздействия на них частиц разбуриваемых пород. Например, при добавлении на 1 л промывочной жидкости 92 г коллоидальной глины вязкость глинистого раствора, обработанного УЩР, увеличилась настолько, что он становился «нелетучим», качества же силикатно-солевого глинистого раствора изменялись незначительно. Силикатно-солевые растворы оказались стойкими и при воздействии на них агрессивных минерализованных вод, а также при добавках нефти, цемента и обычного, обработанного УЩР, глинистого раствора.

Не оказывает существенного влияния на параметры силикатно-солевого раствора, приготовленного по указанной выше рецептуре, добавка до 15% минерализованной воды плотностью 12—15° Вё, нефти до 25%, цемента до 20% и глинистого раствора, обработанного УЩР, до 10%.

Вязкость и статическое напряжение сдвига растворов с силикатно-солевой основой достаточно хорошо регулируются изменением количеств добавляемой каустической соды; оптимальное содержание NaOH в растворе составляет 1,0—1,1% по весу.

Работы с силикатно-солевым раствором проводились при использовании двух видов соли: NaCl и KCl. Несколько лучшими оказались качества растворов, приготовленных с KCl: эти растворы более текучи, обладают сравнительно пониженными вязкостью и статическим напряжением сдвига.

Качественные растворы из местных глин можно приготовить при содержании их в растворе от 4 до 7%; растворы удельным весом $1,8 \text{ г/см}^3$ готовились с содержанием глины 6—7%; качественные растворы удельным весом $2,0 \text{ г/см}^3$ и более содержали около 4% местной глины. Высококоллоидальной глины-джебелита было взято для растворов удельным весом $2,0$ — $2,2 \text{ г/см}^3$ от 1 до 1,5%.

Проведенные в Туркмении промышленные испытания силикатно-солевых растворов при бурении в зонах обваливающихся глин Небит-Дага дали положительные результаты. Опыт бурения на силикатно-солевых растворах в США [1] показывает также, что эти растворы проявляют значительную стойкость при воздействии внешних факторов; их физические свойства в процессе бурения остаются почти неизменными. Компоненты этих растворов не способствуют диспергированию частичек разбуриваемых пород; обломки выбуренной породы, двигаясь в растворе, почти не подвергаются дальнейшему измельчению и выходят на поверхность в том же состоянии, в каком они находились у забоя в момент отрыва от массива, даже со следами ударов долота. В США свойства силикатно-солевых растворов регулируют разбавлением их жидким раствором силиката натрия и соли (разжижение); увеличение вязкости достигается увеличением концентрации твердой коллоидной фазы.

Статическое напряжение сдвига силикатного глинистого раствора резко увеличивается при добавлении гидратированных коллоидных глин или сланцев. Влияет на физические свойства силикатно-солевых растворов и обычный глинистый раствор, приготовленный на пресной воде.

ЛИТЕРАТУРА

1. Принципы контроля буровых растворов. Перевод с английского И. И. Слезингера. Гостоптехиздат, 1957. Стр. 100—105.
2. Жигач К. Ф., Адель И. Б., Мухин Л. К., Демисев В. Н., Гончаров Н. М. Промысловые растворы на нефтяной основе для вскрытия продуктивных пластов и бурения в осложненных условиях. НХ, № 8, 1956.
3. Мариампольский Н. А. и Яров А. П. Опыт применения промысловых растворов на нефтяной основе. Новости нефтяной техники, серия «Нефтепромышленное дело», № 3, 1957.
4. Технология проводки скважин в процессе бурения и цементации в объединении Туркменнефть. Туркменский филиал ВНИИ, Небит-Даг, 1956. Отчет по теме № 13—14.

ГЛАВА IX

ГИДРАВЛИКА ПРОМЫВочНЫХ ЖИДКОСТЕЙ

1. ЭЛЕМЕНТЫ ТЕОРИИ ТЕЧЕНИЯ ПЛАСТИЧЕСКИХ ЖИДКОСТЕЙ

Глинистые и другие структурированные, обладающие тиксотропными свойствами буровые растворы являются пластическими телами. По физическим свойствам их можно рассматривать как тела, занимающие промежуточное положение между жидкими и твердыми телами. Пластическим жидкостям свойственны особенности, отличающие их от однородных ньютоновских жидкостей, и в режимах течения. В отличие от установленных гидравликой для ньютоновских жидкостей ламинарного и турбулентного режимов течения пластические жидкости могут обладать еще структурным режимом.

Рассмотрим характер течения пластической жидкости (например, глинистого раствора) в цилиндрической трубе (рис. 65).

Чтобы глинистый раствор пришел в состояние движения, на концах цилиндрической трубы необходимо создать некоторый перепад давления:

$$P = P_I - P_{II},$$

где P_I и P_{II} — давления на концах трубы длиной l (в сечениях I и II).

В зависимости от величины этой разности давлений на концах трубы P режим течения раствора может быть структурным, ламинарным, турбулентным.

Структурный режим движения характеризуется следующей особенностью: вблизи стенок трубы течение раствора носит ламинарный характер со скоростями движения частиц, увеличивающимися по направлению от стенки трубы к центральной части. Центральная же часть, ядро раствора радиусом r_0 , движется как твердое тело с общей для всех частиц скоростью v_0 без относительных сдвигов слоев жидкости.

Условия равновесия касательных сил на поверхности цилиндра радиусом r , выделенного внутри отрезка трубы (рис. 66), и сил давления на его торцовые площадки, будут

$$\tau 2\pi r l = P \pi r^2, \quad (1)$$

откуда касательное напряжение

$$\tau = \frac{Pr}{2l}. \quad (2)$$

Согласно уравнению Шведова-Бингама (стр. 59), пластическая жидкость будет выдерживать касательные напряжения до величины предельного напряжения сдвига τ_0 . Поэтому при тех значениях r , при которых τ будет меньше τ_0 , течения раствора не будет; течение раствора будет возникать на поверхностях радиусом r_0 , для которых касательные напряжения $\tau = \tau_0$.

В связи с этим размер ядра потока структурного режима течения согласно уравнению (1) определяется как

$$r_0 = \frac{2\tau_0 l}{P}. \quad (3)$$

Рис. 65. Схема распределения скоростей при течении вязко-пластической жидкости.

Скорость течения структурного потока можно определить, приравняв правые части уравнения (2) и уравнения Шведова-Бингама:

$$-\eta \frac{dv}{dr} + \tau_0 = \frac{Pr}{2l}.$$

В связи с тем, что с увеличением r скорость движения элементарных частичек раствора уменьшается, градиент скорости получает знак минус $\left(-\frac{dv}{dr}\right)$. После преобразования и интегрирования получается выражение скорости

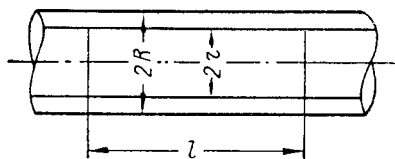


Рис. 66.

$$v = -\frac{Pr^2}{4\eta l} + \frac{\tau_0 r}{\eta} + C. \quad (4)$$

Постоянная интегрирования C находится из условия $v = 0$ при $r = R$:

$$C = \frac{PR^2}{4\eta l} - \frac{\tau_0 R}{\eta}.$$

Таким образом, выражение скорости для любого расстояния от осевой линии будет

$$v = \frac{P}{4\eta l} (R^2 - r^2) - \frac{\tau_0}{\eta} (R - r). \quad (5)$$

Из формулы (5) видно, что при $r = R$ скорость $v = 0$, т. е. в слоях жидкости, расположенных непосредственно у стенок трубы, при структурном течении перемещения не возникает.

При $r = r_0$ скорость $v = v_0$, т. е. скорости ядра потока; с этой скоростью движутся все точки средней части потока.

Расход Q жидкости при структурном режиме движения в трубе подсчитывается как сумма расхода ядра потока Q_0 и расхода в кольцевом пространстве Q_1 при радиусе от R до r_0 , т. е.

$$Q = Q_0 + Q_1.$$

Расход в ядре потока может быть определен из соотношения

$$Q_0 = \pi r_0^2 v_0.$$

Количество жидкости (расход) в кольцевом пространстве

$$Q_1 = 2\pi \int_{r_0}^R v r dr.$$

Таким образом, общий расход

$$Q = \pi r_0^2 v_0 + 2\pi \int_{r_0}^R v r dr.$$

После подстановки значений v и v_0 и интегрирования получим уравнение расхода (уравнение Букингама):

$$Q = \frac{\pi R^4 P}{8\eta l} \left[1 - \frac{4}{3} \frac{P_0}{P} + \frac{1}{3} \left(\frac{P_0}{P} \right)^4 \right], \quad (6)$$

где $P_0 = \frac{2l \tau_0}{R}$ — давление, при котором данный раствор в трубе радиусом R начнет двигаться.

С учетом значений r_0 и P_0 расход можно также выразить формулой

$$Q = \frac{\pi R^4 P}{8\eta l} \left(1 - \frac{4}{3} \frac{r_0}{R} + \frac{1}{3} \frac{r_0^4}{R^4} \right). \quad (7)$$

Обычно третий член уравнения Букингама, стоящий в скобках, отбрасывается, так как величина его с ростом давления быстро уменьшается и при значительных скоростях и большом превышении $P > P_0$ практического значения не имеет. В этом случае

$$Q = \frac{\pi R^4}{8l \eta} \left(P - \frac{4}{3} P_0 \right). \quad (8)$$

Заменив Q через выражение $v = \frac{4Q}{\pi D^2}$ и решая уравнение (8) относительно P , получим

$$P = \frac{32\eta lv}{D^2} + \frac{4}{3} P_0. \quad (9)$$

Р. И. Шищенко [1] произвел опытную проверку формул определения расхода и гидравлических потерь при структурном режиме течения глинистого раствора в круглых трубах.

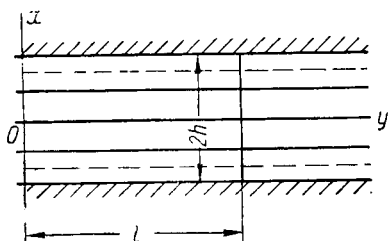


Рис. 67.

М. П. Воларович, Н. Н. Кулаков и другие исследователи проводили такое изучение при структурном течении в круглых трубах других вязко-пластических жидкостей, например торфомассы (суспензии торфа в воде), смазочных масел, паст, масляных красок. Опыты показали достаточно удовлетворительное совпадение экспериментальных данных с данными, вычислениями по формуле (6).

М. П. Воларович и А. М. Гуткин [1] выводят формулы расхода при течении структурной жидкости между двумя плоскостями и в кольцевом пространстве.

Расход структурной жидкости при ее течении между двумя плоскостями, ограничивающими поток и находящимися одна от другой на расстоянии $2h$, при перепаде давления P на длине участка l (рис. 67) выражается уравнением

$$Q = \frac{2Ph^3}{3l\eta} \left(1 - \frac{3}{2} \frac{P_0}{P} + \frac{1}{2} \frac{P_0^3}{P^3} \right)^*. \quad (10)$$

Расход при течении вязко-пластической жидкости в кольцевом пространстве может быть определен по уравнению:

$$Q = \frac{4\pi lh^3}{3\eta L} P \left(1 - \frac{3}{2} \frac{P_0}{P} + \frac{1}{2} \frac{P_0^3}{P^3} \right) \left(1 + \frac{h}{b} \right). \quad (11)$$

В данном случае рассматривается движение жидкости по кольцевому пространству с внешним радиусом a и внутренним b . Толщина кольцевого слоя $h = a - b$. Считается, что, как и в случае движения жидкости между двумя плоскостями, при движении в кольцевом пространстве поток разделяется ядром на две зоны течения: у стенок внутреннего и внешнего цилиндров.

Исследования показывают, что и при структурном режиме течения жидкости в ядре потока происходят относительные сдвиги слоев, центральная часть ядра движется несколько быстрее его

* Вывод формулы приводится Р. И. Шищенко [1] на стр. 33—34.

периферийных частей. Собственно структурный режим, соответствующий его теоретической схеме, наблюдается только при очень малых средних скоростях течения.

С увеличением средней скорости и соответствующем увеличении расхода режим течения, оставаясь в своей основе структурным, меняется, появляются и постепенно растут относительные сдвиги слоев, величина ядра потока, движущегося как твердое тело, уменьшается и соответственно растет толщина градиентного слоя. При $r_0 = 0$, т. е. когда относительные сдвиги слоев будут происходить во всем объеме движущейся жидкости, режим течения переходит в ламинарный. Дальнейшее увеличение расхода и соответственно средней скорости движения структурной жидкости приводят к образованию турбулентного режима потока.

С. М. Кулиев [2] считает, что в ряде случаев в жидкостях повышенной вязкости с увеличением расхода и средней скорости течения структурный режим переходит непосредственно в турбулентный.

Несмотря на значительное количество проводившихся исследований, условия изменения режимов движения вязко-пластических жидкостей в достаточной степени не изучены. Недостаточно точны и предложенные до настоящего времени критерии для определения интервалов изменения режимов течения этих жидкостей. Такие критерии предложены различными исследователями (Р. И. Шищенко, С. М. Кулиев, А. Х. Мирзаджанзаде, Б. С. Филатов и др.). Сложность решения вопроса заключается в разнообразии условий, определяющих изменение физико-механических свойств раствора при изменении режима его движения. Исследования последних лет, проведенные Б. С. Филатовым [3], Б. И. Мительманом [4], А. Х. Мирзаджанзаде [5], позволяют сделать вывод, что наиболее приемлемым критерием для определения периода изменения режима течения вязко-пластической жидкости является безразмерная величина, называемая обобщенным критерием Рейнольдса и обозначаемая Re^* . Эта величина может быть получена при анализе уравнения (8), т. е. уравнения Букингама без третьего члена [4]:

$$Q = \frac{\pi R^4}{8\eta l} \left(P - \frac{4}{3} P_0 \right).$$

Согласно уравнению (3)

$$P_0 = \frac{2\tau_0 l}{R}.$$

Тогда

$$Q = \frac{\pi R^4}{8\eta l} \left(P - \frac{8}{3} \frac{\tau_0 l}{R} \right).$$

Решив уравнение относительно потерь напора, получим

$$h = \frac{P}{\gamma} = \frac{8\eta l}{\gamma \pi R^4} Q + \frac{8}{3} \frac{\tau_0 l}{\gamma R}.$$

Заменяв радиус трубы ее диаметром d_0 , получим

$$h = \frac{32\eta v}{\gamma d_0^2} \left(1 + \frac{1}{6} \frac{\tau_0 d_0}{\eta v}\right). \quad (12)$$

В этом выражении $v = \frac{4Q}{\pi d_0^2}$ — средняя скорость течения жидкости. Путем соответствующих подстановок уравнение (12) можно привести к виду:

$$h = \frac{64 g \eta}{\gamma v d_0} \left(1 + \frac{1}{6} \frac{\tau_0 d_0}{\eta v}\right) \frac{l}{d_0} \frac{v^2}{2g}. \quad (13)$$

Если обозначить

$$\text{Re}^* = \frac{\gamma v d_0}{g \eta \left(1 + \frac{1}{6} \frac{\tau_0 d_0}{\eta v}\right)}, \quad (14)$$

то выражение (13) приводится к широко известной в гидравлике формуле Дарси-Вейсбаха для определения гидравлических потерь h :

$$h = \lambda_{\text{тр}} \frac{l}{d_0} \frac{v^2}{2g}. \quad (15)$$

Здесь

$$\lambda_{\text{тр}} = \frac{64}{\text{Re}^*} \quad (16)$$

является коэффициентом сопротивления. Выражение (14) и называется обобщенным критерием Рейнольдса. При $\tau_0 = 0$, т. е. в случае течения жидкости, не имеющей структуры (истинно вязкой жидкости), обобщенный критерий Рейнольдса Re^* приводится к критерию подобия Рейнольдса Re для таких жидкостей. Б. С. Филатов [4] получил выражение обобщенного критерия Рейнольдса при анализе критерия механического подобия Ньютона:

$$\text{Ne} = \frac{fl}{mv^2}. \quad (17)$$

В это выражение критерия Ньютона входят характерные для процесса течения раствора величины: f — сила, l — линейный размер, m — масса, v — скорость. При этом принимаются: линейный размер — диаметр трубы d , масса — ρd^3 (произведение плотности жидкости ρ на объем d^3), скорость — $v = \frac{4Q}{\pi d^2}$ (средняя скорость течения жидкости в трубе), сила — произведение напряжения сдвига у стенок трубы τ на площадь d^2 .

В результате преобразования упрощенной формулы Букингама (9) напряжение сдвига может быть выражено

$$\tau = \frac{8v \eta}{d} + \frac{4}{3} \tau_0.$$

Тогда критерий Ньютона

$$Ne = \frac{\left(8 \frac{v \eta}{d} + \frac{4}{3} \tau_0\right) d^3}{\rho d^3 v^2} = \frac{8\eta}{\rho v d} + \frac{4}{3} \frac{\tau_0}{\rho v^2}.$$

Эта зависимость в свою очередь может быть выражена через обобщенный критерий Рейнольдса, определяемый как $Re^* = \frac{8}{Ne}$, где

$$Re^* = \frac{1}{\frac{\eta}{\rho v d} + \frac{1}{6} \frac{\tau_0}{\rho v^2}}. \quad (18)$$

2. ГИДРАВЛИЧЕСКИЕ ПОТЕРИ ПРИ КРУГОВОМ ДВИЖЕНИИ ПРОМЫВОЧНОЙ ЖИДКОСТИ

Практически важным при изучении гидравлики промывочных жидкостей является вопрос использования создаваемой буровыми насосами гидравлической мощности. Широкое распространение турбинного бурения, увеличение глубин скважин, внедрение усиленных режимов привело к большому росту мощностей буровых насосов, значительно увеличению их производительности. Увеличение мощности и производительности буровых насосов в свою очередь вызывает рост гидравлических сопротивлений в замкнутой системе движения промывочной жидкости: манифольде, бурильных трубах, долоте, кольцевом затрубном пространстве.

В результате увеличения потерь напора значительно повышается рабочее давление буровых насосов. Степень повышения давления насосов регламентируется прочностью самих насосов, гидравлической обвязки (манифольда) и бурового инструмента. Передовики производства работают с давлениями на выкиде насосов,ходящими до 150—160 ат.

Однако и такие относительно повышенные давления уже не удовлетворяют требованиям передовой технологии бурения глубоких скважин, в частности рабочие давления насосов ограничивают применение турбинного бурения на больших глубинах.

Крайне необходимым является конструирование и производство буровых насосов и других гидравлических механизмов и оборудования, рассчитанных на повышенное давление до 300—350 ат.

Уменьшение потерь напора (гидравлических сопротивлений) является одним из основных вопросов современного глубокого бурения. Практически этот вопрос должен решаться двумя путями. При конструировании нового гидравлического оборудования, монтаже буровых, выборе бурового инструмента следует принимать меры по максимально возможному увеличению диаметров проходных отверстий для жидкости (диаметра гидравлической обвязки,

бурильных труб и т. д.). В то же время всегда следует уделять должное внимание физическим параметрам бурового раствора, чтобы бурение велось на растворе с оптимальными структурно-механическими свойствами.

До настоящего времени расчеты гидравлических потерь при бурении скважин производятся по эмпирическим формулам, недостаточно учитывающим физические свойства промывочных жидкостей. Все принятые при расчетах формулы выведены из опытов в основном с водой, а также с глинистыми растворами. Для других видов промывочных жидкостей исследования вообще не проводились. Формулы расчетов гидравлических сопротивлений часто дают большие отклонения от фактических данных и при оперировании с глинистыми растворами. Одной из причин такого положения является то, что экспериментальные работы проводились исследователями в лабораторных условиях, недостаточно воспроизводивших реальные условия движения бурового раствора при его циркуляции в процессе бурения. В этом отношении выгодно отличаются исследования ВНИИБТ, проведенные под руководством Б. И. Мительмана на одной из глубоких буровых Краснодарского края [4].

Общие потери (сумма гидравлических сопротивлений) складываются из потерь в каждом элементе системы кругового движения промывочной жидкости в процессе бурения и могут быть выражены формулой

$$P = P_{\text{тр}} + P_{\text{к. п}} + P_{\text{з}} + P_{\text{д}} + P_{\text{м}} + P_{\text{турб}}, \quad (19)$$

где P — общий напор на выходной линии бурового насоса (или сумма гидравлических сопротивлений в циркуляционной системе);

$P_{\text{тр}}$ — гидравлические потери в колонне бурильных труб;

$P_{\text{к. п}}$ — гидравлические потери в кольцевом пространстве;

$P_{\text{з}}$ — потери в замковых соединениях;

$P_{\text{д}}$ — потери в долоте;

$P_{\text{м}}$ — потери в системе гидравлической обвязки (манифольде);

$P_{\text{турб}}$ — потери в турбобуре при турбинном бурении (перепад давления).

а. Гидравлические потери в бурильных трубах

Для определения гидравлических потерь при движении глинистого раствора по бурильным трубам в технической литературе рекомендуется ряд формул (Дарси-Вейсбаха, К. А. Царевича, П. П. Шумилова, Р. И. Шищенко и других). Каждая из них нашла применение в практических расчетах гидравлических потерь. Определением гидравлических потерь при движении промывочной жидкости посвящены работы Р. И. Шищенко, П. П. Шумилова, В. Д. Бакланова, С. М. Кулиева и других.

Из последних исследований необходимо отметить работы Б. С. Филатова, А. Х. Мирзаджанзаде, Б. И. Мительмана, М. Г. Ринна и Д. И. Фишелевича [6].

Из эмпирических формул расчета потерь давления в трубах при движении глинистых растворов наибольшее распространение получила формула П. П. Шумилова:

$$P_{\text{тр}} = \left(1,78 \frac{Q^{1,78}}{d^{4,85}} + \frac{3,88}{d} \right) l,$$

где $P_{\text{тр}}$ — потери давления в кг/м^2 ;

Q — расход потока в $\text{м}^3/\text{сек}$;

d — внутренний диаметр трубы в м ;

l — длина труб в м .

Большинство исследователей приходит к выводу, что зависимость потерь напора и расхода жидкости должна быть квадратичной. Квадратичная зависимость потерь напора от скорости расхода предусматривается формулой Дарси-Вейсбаха (15), которая в случае буровых растворов принимает вид:

$$P_{\text{тр}} = \frac{1}{10} \lambda \gamma \frac{l}{d_b} \frac{v^2}{2g}. \quad (20)$$

Выражая скорость через расход ($v = \frac{4Q}{\pi d_b^2}$), эту формулу можно преобразовать и привести к более удобному для расчета виду [3]:

$$P_{\text{тр}} = 82,6 \lambda \frac{Q^2 \gamma}{d_b^5} l, \quad (21)$$

где $P_{\text{тр}}$ — потери напора в ат ;

λ — коэффициент гидравлического сопротивления;

Q — расход потока в $\text{м}^3/\text{сек}$;

γ — удельный вес (относительный);

d_b — внутренний диаметр труб в см ;

l — длина труб в м .

Одним из основных условий получения реальных, сходных с фактическими результатов расчетов потерь по формулам квадратичной зависимости является правильный выбор безразмерного коэффициента сопротивлений λ . Этот коэффициент зависит от режима (характера) движения жидкости, ее физических параметров (удельного веса, вязкости, напряжения сдвига), формы и состояния стенок канала движения жидкости.

Основным видом режима движения промывочной жидкости в современном глубоком бурении является турбулентный. В турбинном бурении этот режим движения является характерным.

Для приближенных расчетов при турбулентном течении жидкости и использовании формулы (21) рекомендуются следующие значения коэффициента сопротивления λ [3, 4]:

для глинистых растворов в зависимости от концентрации твердой фазы — в пределах 0,017—0,025; при этом для растворов удельным весом $\gamma = 1,15\text{—}1,25$ следует принимать $\lambda = 0,018\text{—}0,020$; для растворов меньшего удельного веса рекомендуется принимать λ в пределах 0,020—0,025;

для утяжеленных — в пределах 0,017—0,018.

Эти же значения следует брать и для других видов структурированных промывочных жидкостей.

При расчетах для воды λ ориентировочно может быть принято в пределах 0,017—0,020. По опытам Б. С. Филатова [3], при движении по 2 $\frac{1}{2}$ '' трубе воды в количестве 15 л/сек $\lambda = 0,017$, глинистого раствора удельным весом 1,2 г/см³ в том же количестве $\lambda = 0,022$. По данным Г. С. Баршай и Н. И. Буяновского [7], при движении по 6 $\frac{3}{8}$ '' бурильным трубам со скоростью 40 л/сек глинистого раствора удельным весом 1,2 г/см³, вязкостью 20—25 сек. по СПВ $\lambda = 0,029$. При структурном режиме течения потока коэффициент гидравлического сопротивления λ может быть определен при помощи обобщенного критерия Рейнольдса по формуле (16):

$$\lambda = \frac{64}{\text{Re}^*}.$$

Значение обобщенного критерия Рейнольдса в этом случае находится в пределах $\text{Re}^* < 2000\text{—}3000$ [4]. При расходах жидкости, соответствующих такому значению Re^* , зависимость потерь напора от расхода линейная. Переход от структурного режима течения к турбулентному происходит при $\text{Re}^* = 3000\text{—}4000$. По исследованиям Б. И. Мительмана [4], при турбулентном режиме бурения зависимость между коэффициентом сопротивления λ и обобщенным критерием Re^* может быть выражена

$$\lambda = \frac{0,08}{\sqrt[7]{\text{Re}^*}}. \quad (22a)$$

Б. С. Филатов [3] считает целесообразным определять коэффициент сопротивления из формулы Дарси-Вейсбаха при явно турбулентном режиме течения жидкости в новых стальных трубах по зависимости

$$\lambda = \frac{0,0121}{d^{0,0226}}. \quad (22b)$$

Г. С. Баршай и Н. И. Буяновский [7] приводят расчетные значения λ (табл. 18) в зависимости от критерия Рейнольдса Re , а также расчеты потерь напора при перекачке по трубам маловязкого глинистого раствора удельным весом 1,2 г/см³ и воды (табл. 19).

Расчетные значения λ
Для глинистого раствора

$Re \cdot 10^{-5}$	0,8	0,9	1,0	1,1	1,2	1,3	1,4	1
λ	0,0295	0,0285	0,028	0,0275	0,027	0,0265	0,026	0,0

Для воды

$Re \cdot 10^{-5}$	2,4	2,6	2,8	3,0	3,2	3,4	3,6	3,8	4,0
λ	0,024	0,0235	0,0235	0,023	0,023	0,0225	0,0225	0,022	0,022

Потери давления в буровых трубах при $l = 1000$ м (

Размер буровых труб, дюймы	Внутренний диаметр труб, м	Расход Q , л/сек					
		20	25	30	35	40	45

Для воды

$6\frac{5}{8}$	0,150	—	—	—	—	4,0	5,0
$5\frac{9}{16}$	0,125	—	—	5,8	7,6	9,7	12,1
$4\frac{1}{2}$	0,095	8,9	13,3	18,5	24,6	—	—

Для глинистого раствора $\gamma = 1,2$

$6\frac{5}{8}$	0,150	—	—	—	—	5,8	7,1
$5\frac{9}{16}$	0,125	—	—	8,3	10,8	13,8	17,0
$4\frac{1}{2}$	0,095	13,1	19,2	26,2	34,4	—	—

б. Гидравлические потери в кольцевом пространстве

Для вычисления этих потерь был также предложен ряд эмпирических формул. Последние получены в большинстве случаев из формул гидравлических потерь при движении жидкости в бурильных трубах путем замены диаметра бурильных труб эквивалентным диаметром, при условии равенства расхода глинистого раствора. Специальных исследований потерь напора при движении промывочной жидкости, в том числе и глинистого раствора, проводилось мало; из немногих работ в этой области следует отметить исследования Е. М. Соловьева [8].

Как и при определении потерь в бурильных трубах, в большинстве случаев более приемлемыми являются расчеты гидравлических потерь в кольцевом пространстве, выполняемые по формуле квадратичной зависимости Дарси-Вейсбаха (15), приведенной к виду:

$$P_{\text{к. п}} = 82,6 \lambda_{\text{к. п}} \gamma \frac{Q^2 l}{(D - d_{\text{н}})^3 (D + d_{\text{н}})^2}, \quad (23)$$

где $\lambda_{\text{к. п}}$ — коэффициент гидравлического сопротивления кольцевого пространства;

D — диаметр скважин;

$d_{\text{н}}$ — наружный диаметр бурильных труб.

Обобщенный критерий Рейнольдса Re^* (18) для случая течения жидкости в кольцевом пространстве $Re^*_{\text{к. п}}$ вычисляется также путем замены характерной линейной величины — диаметра d — эквивалентным гидравлическим диаметром $d_a = D - d_{\text{н}}$ и принимает вид:

$$Re^*_{\text{к. п}} = \frac{1}{\frac{\eta}{\rho v (D - d_{\text{н}})} + \frac{1}{6} \frac{\tau_0}{\rho v^2}}. \quad (24)$$

При величинах обобщенного критерия Рейнольдса $Re^*_{\text{к. п}} < 1600$, вычисленного по этой формуле, имеется структурный режим течения, при $Re^*_{\text{к. п}} = 1600 - 2000$ режим течения жидкости переходит в турбулентный.

Для структурного режима течения жидкости в кольцевом пространстве коэффициент гидравлического сопротивления λ можно определять по зависимости [3]:

$$\lambda_{\text{к. п}} = \frac{15,8}{Re^*_{\text{к. п}}{}^{0,9}}. \quad (25)$$

Б. И. Мительман [4] рекомендует коэффициент сопротивления определять по зависимости

$$\lambda_{\text{к. п}} = \frac{80}{Re^*_{\text{к. п}}}.$$

Достаточных исследований по определению коэффициента гидравлического сопротивления $\lambda_{к.п}$ при турбулентном режиме не проводилось. Г. С. Баршай и Н. И. Буяновский [7] считают, что величину $\lambda_{к.п}$ при определении гидравлических потерь в затрубном пространстве, в связи с уменьшением значения Re^* и увеличением сопротивления движению жидкости в местах расположения замков бурильных труб, следует принимать на 15—20% больше коэффициента гидравлического сопротивления λ для бурильных труб. Б. С. Филатов рекомендует на основе опытов Е. М. Соловьева принимать $\lambda_{к.п} = 0,020—0,025$. Б. И. Мительман рекомендует определять $\lambda_{к.п}$ при турбулентном режиме течения по зависимости

$$\lambda_{к.п} = \frac{0,12}{\sqrt[7]{Re_{к.п}^*}}. \quad (26)$$

Гидравлические потери на глубине скважины $l=1000$ м при движении в кольцевом пространстве воды и глинистого раствора удельным весом $1,2$ г/см³ при наиболее распространенных соотношениях диаметров скважины и бурильных труб приведены в табл. 20 [7].

Вращение бурильных труб при роторном бурении влияет на распределение скоростей течения в кольцевом пространстве и изменение гидравлических сопротивлений. В реальных усло-

Таблица 20

Потери давления в затрубном пространстве при $l=1000$ м (в ат)

Диаметр труб, дюймы	Диаметр сква- жины, дюймы	Расход Q , л/сек									
		20	25	30	35	40	45	50	55	60	65

Для воды

$6\frac{5}{8}$	12	—	—	—	—	0,9	1,1	1,4	1,7	2,0	2,3
$6\frac{5}{8}$	11	—	—	—	—	1,8	2,3	2,9	3,5	4,1	4,8
$5\frac{9}{16}$	12	—	—	0,3	0,4	0,5	0,7	0,9	—	—	—
$5\frac{9}{16}$	11	—	—	0,6	0,8	1,0	1,3	1,6	—	—	—
$5\frac{9}{16}$	10	—	—	1,2	1,6	2,1	2,7	3,4	—	—	—
$4\frac{1}{2}$	10	0,3	0,5	0,8	1,0	—	—	—	—	—	—

Для глинистого раствора $\gamma=1,2$

$6\frac{5}{8}$	12	—	—	—	—	1,2	1,5	1,9	2,3	2,7	3,2
$6\frac{5}{8}$	11	—	—	—	—	2,6	3,3	4,1	5,0	5,9	7,0
$5\frac{9}{16}$	12	—	—	0,5	0,6	0,8	1,0	1,3	—	—	—
$5\frac{9}{16}$	11	—	—	0,9	1,3	1,7	2,1	2,6	—	—	—
$5\frac{9}{16}$	10	—	—	1,9	2,6	3,4	4,3	5,3	—	—	—
$4\frac{1}{2}$	10	0,5	0,8	1,1	1,5	—	—	—	—	—	—

виях бурения при турбулентном режиме течения и структурном режиме с большими значениями Re вращение бурильной колонны приводит к некоторому увеличению гидравлических сопротивлений (на 2—3%).

в. Гидравлические потери в замковых соединениях бурильных труб при движении промывочной жидкости

Потери давления в замковых соединениях бурильных труб принято определять по формуле Борда-Карно:

$$h_3 = \gamma \frac{(v_1 - v)^2}{2g}, \quad (27)$$

где γ — удельный вес жидкости;

v_1 — средняя объемная скорость течения жидкости в суженном сечении соединения;

v — средняя объемная скорость сечения жидкости в трубах.

При выражении зависимости потерь давления в колонне бурильных труб P_3 в at и расходе потока Q в $л/сек$ формула имеет вид:

$$P_3 = \frac{8\gamma}{\pi^2 g} \left[\left(\frac{1}{d_1} \right)^2 - \left(\frac{1}{d_b} \right)^2 \right]^2 Q^2 \frac{L}{l}, \quad (28)$$

где d_1 — внутренний диаметр замков (наименьшее проходное сечение в соединении) в $см$;

d_b — внутренний диаметр бурильных труб в $см$;

L и l — соответственно длина колонны бурильных труб и расстояние между замками в $м$.

Для удобства расчетов формула может быть преобразована и приведена к тем же размерностям, что и предыдущие формулы для определения потерь напора в трубах и кольцевом пространстве. В этом случае формула (28) примет вид:

$$P_3 = 0,833 \gamma \xi \frac{Q^2}{d_3^4} \frac{L}{l}, \quad (29)$$

где $\frac{L}{l} = n$ — число соединений в колонне бурильных труб;

ξ — коэффициент местного гидравлического сопротивления.

Определяется ξ по зависимости

$$\xi = \alpha \left[\left(\frac{d_b}{d_1} \right)^2 - 1 \right]^2,$$

где α — дополнительный поправочный коэффициент к формуле Борда-Карно, которая выведена для теоретического случая внезапного расширения сечения трубы и не учитывает потерь напора при сужении потока жидкости в замках. Для замковых соединений бурильных труб по ГОСТ 631-57 α принимается равным 2.

В табл. 21 приводятся значения коэффициента местных сопротивлений ξ для замковых соединений бурильных труб.

Таблица 21

Значения коэффициента ξ

Размер бурильных труб, дюймы	Толщина стенок, мм	d_B , см	d_1	ξ	Потери давления в замках, % от потерь давления в трубах
6 ⁵ / ₈	8	15,23	12,7	0,387	24
	9	15,03	12,7	0,319	19
	11	14,63	11,8	0,578	34
5 ⁹ / ₁₆	8	12,53	10,1	0,578	29
	9	12,33	10,1	0,477	23
	11	11,93	9,1	0,477	23
4 ¹ / ₂	8	9,83	7,8	0,961	27
	10	9,43	7,0	1,180	44
3 ¹ / ₂	9	7,10	4,9	2,420	140
	11	6,70	4,5	2,960	160
2 ⁷ / ₈	9	5,50	3,0	11,100	550

Примечание. Длина трубы между двумя соединениями принята 12 м для труб 6⁵/₈", 5⁹/₁₆" и 4¹/₂" и 6 м для труб 3¹/₂" и 2⁷/₈". d_1 — наименьший диаметр проходного отверстия в замковом соединении.

В табл. 22 приводятся потери давления в ат в замковых соединениях при течении глинистого раствора удельным весом $\gamma = 1,2 \text{ г/см}^3$ на 1000 м длины бурильной колонны. Для расчета при бурении на воде значения потерь, приведенные в таблице, уменьшаются на 20%.

Таблица 22

Потери давления в замковых соединениях

Тип и размер замка, дюймы	Толщина стенки бурильной трубы, мм	Расход Q , л/сек									
		20	25	30	35	40	45	50	55	60	65
ЗШ6 ⁵ / ₈	8 и 9	—	—	—	—	1,0	1,3	1,6	2,0	2,4	2,8
	11	—	—	—	—	1,9	2,4	3,0	3,6	4,2	5,0
ЗШ5 ⁹ / ₁₆	8 и 9	—	—	1,8	2,4	3,1	4,0	4,9	—	—	—
	11	—	—	3,9	5,3	6,9	8,7	11,8	—	—	—
ЗШ4 ¹ / ₂	8	2,7	4,2	6,1	8,3	—	—	—	—	—	—
	10	5,6	8,8	12,6	17,2	—	—	—	—	—	—
ЗН6 ⁵ / ₈	9 и 11	—	—	—	—	10,7	14,8	18,2	22,1	26,2	30,8

г. Гидравлические потери при течении жидкости через промывочные отверстия в долотах

Потери в долоте можно определять по общепринятой в гидравлике формуле потерь от местных сопротивлений:

$$P_d = \xi \frac{v^3}{2g} \gamma, \quad (30)$$

где v — скорость течения жидкости через промывочные отверстия в м/сек.

При выражении через расход формула преобразовывается:

$$P_d = \frac{8}{9} \xi \frac{\gamma Q^2}{\pi^2 g d^4}, \quad (31)$$

где d — диаметр промывочных отверстий долота. При этом число отверстий $n = 3$.

При скоростях течения жидкости в промывочных отверстиях долота $v = 15 - 30$ м/сек коэффициент ξ в зависимости от геометрической формы входного отверстия принимается равным [7]:

при острых входных кромках 1,8;

при закругленном плавном входе 1,1;

при наличии фаски $2 \times 45^\circ$ соответственно 1,4.

Для серийных трехшарошечных долот может быть принят $= 1,4$.

Расчеты потерь в долотах производятся также по формуле

$$P_d = \alpha \gamma v_d^2. \quad (32)$$

При выражении через расход эта формула приводится к виду:

$$P_d = \alpha \gamma \left(\frac{4Q}{n \pi d^2} \right)^2, \quad (33)$$

где n — число промывочных отверстий в долоте.

α — коэффициент местного сопротивления, зависящий от геометрической формы входной части промывочных отверстий, при-

Т а б л и ц а 23

Потери давления в трехшарошечных долотах при промывке скважин глинистым раствором $\gamma = 1,2$ г/см³ (в ат)

Условный диаметр долота, дюймы	Диаметр промывочных отверстий, мм	Расход потока Q , л/сек									
		20	25	30	35	40	45	50	55	60	65
12	25	—	—	3,4	4,7	6,1	7,7	9,5	11,5	13,7	16,0
11	22	—	—	5,7	7,7	10,0	12,7	—	—	—	—
10	20	—	—	8,4	11,4	14,9	18,8	—	—	—	—
8	16	9,1	14,5	20,5	27,6	—	—	—	—	—	—

нимается равным: при остроугольном входе — 0,012; при V-образной щели с гладкими стенками — 0,011; при V-образной щели, прорезанной автогенном, — 0,009; при конусе 15° на длине, равной диаметру отверстия, — 0,006.

Потери напора в серийных трехшарошечных долотах согласно формуле [31] при течении глинистого раствора удельным весом $\gamma = 1,2 \text{ г/см}^3$ приводятся в табл. 23. При бурении на воде эти потери уменьшаются на 20%.

д. Гидравлические потери при течении промывочной жидкости по манифольду

В бурении скважин манифольдом принято называть участок движения промывочной жидкости от буровых насосов до бурильных труб. В манифольд входят нагнетательные линии обвязки насосов до стояка, стояк, резиновый гибкий шланг, вертлюг (горловина и рабочая труба), квадратная штанга. В ряде районов под манифольдом понимают только линии гидравлической обвязки насосов.

Расчет гидравлических сопротивлений в нагнетательных линиях и других элементах обвязки на пути к бурильным трубам обычно производится путем приведения гидравлических сопротивлений в этих элементах к соответствующим эквивалентам сопротивлений в бурильных трубах. Для этого определяют длину участка бурильных труб, потери в котором могут быть эквивалентны потерям в нагнетательной линии, вертлюге, шланге, квадратной штанге и во всем комплексе манифольда.

Из формулы [21] следует, что потери напора в трубах прямо пропорциональны длине и обратно пропорциональны пятой степени диаметра трубопровода. Без учета небольших изменений коэффициента гидравлического сопротивления λ можно определить длину участка бурильных труб, потери давления в котором равны потерям давления в нагнетательной линии, шланге и других элементах манифольда, из соотношения

$$\frac{l_{\text{э.т}}}{l_{\text{м}}} = \frac{d_{\text{т}}^5}{d_{\text{м}}^5}; l_{\text{э.т}} = l_{\text{м}} \frac{d_{\text{т}}^5}{d_{\text{м}}^5},$$

где $l_{\text{э.т}}$ — длина участка бурильных труб, потери в котором эквивалентны потерям по длине участка манифольда $l_{\text{м}}$;

$d_{\text{т}}$ — диаметр труб;

$d_{\text{м}}$ — диаметр рассматриваемого участка манифольда.

Общая же эквивалентная длина бурильных труб $L_{\text{э.т}}$ будет равна сумме эквивалентных расстояний для нагнетательной линии $l_{\text{н.л}}$, стояка $l_{\text{с}}$, резинового шланга $l_{\text{ш}}$, вертлюга $l_{\text{в}}$, квадратной штанги $l_{\text{кв.ш}}$, т. е.

$$L_{\text{э.т}} = l_{\text{н.л}} + l_{\text{с}} + l_{\text{ш}} + l_{\text{в}} + l_{\text{кв.ш}}.$$

Таким же методом эквивалентных расстояний определяются и гидравлические потери в утяжеленных бурильных трубах (удлинителях).

Расчет гидравлических потерь при движении промысловой жидкости по замкнутой циркуляционной системе дает возможность определить мощность буровых насосов, необходимую для бурения скважин в каждом конкретном случае, и установить пути более эффективного использования этой мощности за счет снижения вредных сопротивлений.

Эти вопросы рассматриваются в соответствующих разделах курса технологии бурения.

3. ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ ПРОМЫВКИ СКВАЖИНЫ

Пример 1.

Проектная глубина скважины 2450 м. Способ бурения — роторно-турбинный.

Конструкция скважины — кондуктор $10\frac{3}{4}$ " на глубину 650 м, бурение первым долотом № 14; эксплуатационная колонна диаметром $5\frac{3}{4}$ " на глубину 2450 м, бурение трехшарошечным долотом № 10.

Диаметр бурильных труб: в интервалах 0—650 м — $6\frac{5}{8}$ ", в интервалах 650—2450 м — $5\frac{9}{16}$ ". Промысловая жидкость — глинистый раствор. Условия бурения до 1650 м нормальные, удельный вес глинистого раствора до $1,2 \text{ г/см}^3$; перед входом в зону возможных обвалов и нефтегазопоявлений с 1650 м удельный вес раствора доводится до $1,4 \text{ г/см}^3$. Перед вскрытием первого продуктивного горизонта с 2200 м удельный вес промысловой жидкости повышается до $1,6 \text{ г/см}^3$. Структурная вязкость раствора $\eta = 0,1 - 0,2$ пуаза; динамическое напряжение сдвига $\tau_0 = 80 - 100 \text{ дин/см}^2$.

Решение.

1. Определим потери напора при бурении роторным способом под кондуктор. Сумма гидравлических сопротивлений P , которые должны преодолеть буровые насосы, складывается из составляющих:

$$P = P_{\text{тр}} + P_{\text{к.п}} + P_3 + P_{\text{д}} + P_{\text{м}} + P_{\text{у.т}}$$

где $P_{\text{тр}}$, $P_{\text{к.п}}$, P_3 , $P_{\text{д}}$, $P_{\text{м}}$, $P_{\text{у.т}}$ — соответственно гидравлические сопротивления при течении глинистого раствора в бурильных трубах, кольцевом пространстве, замковых соединениях, долоте, манифольде и утяжеленных трубах.

1. Сопротивления в бурильных трубах определим по формуле (21):

$$P_{\text{тр}} = 82,6 \lambda \frac{Q^2 \gamma}{d_B^5} l.$$

Принимаем, что при бурении под кондуктор скорость выходящего потока в затрубном пространстве должна быть не менее 1 м/сек . Исходя из этого, определим подачу буровых насосов:

$$Q = vF,$$

где v — скорость восходящего потока, равная $1,0 \text{ м/сек}$; $F = 0,785 (D^2 - d_H^2)$ — площадь кольцевого пространства в м^2 ; $D = 0,349$ — диаметр скважины в м; $d_H = 0,168$ — наружный диаметр $6\frac{5}{8}$ " бурильных труб в м.

$$F = 0,785 (0,349^2 - 0,168^2) = 0,073 \text{ м}^2;$$

$$Q = 1,0 \cdot 0,073 = 0,073 \text{ м}^3/\text{сек} = 73 \text{ л/сек}.$$

Для определения режима движения глинистого раствора в трубах необходимо установить среднюю объемную скорость его течения v_1 :

$$v_1 = \frac{Q}{F} = \frac{Q}{-\pi 0,785 d_B^2} = 4,2 \text{ м/сек.}$$

Состояние потока в бурильных трубах определяем при помощи обобщенного критерия Рейнольдса (18):

$$Re^* = \frac{1}{\frac{\eta}{\rho v d} + \frac{1}{6} \frac{\tau_0}{\rho v^2}} = \frac{1}{\frac{1 \cdot 10^{-3}}{122,4 \cdot 4,2 \cdot 0,15} + \frac{1}{6} \frac{0,816}{4,2^2 \cdot 122,4}} = 12000.$$

Здесь $\rho = 122,4 \text{ кг сек}^2/\text{м}^4$ (при $\gamma = 1,2$);

$$\eta = 0,1 \text{ пуаза} = 1 \cdot 10^{-3} \text{ кг сек/м}^2;$$

$$\tau_0 = 80 \text{ дина/см}^2 = 0,816 \text{ кг/м}^2.$$

Режим явно турбулентный, поэтому коэффициент сопротивления λ определяем по формуле (22б)

$$\lambda = \frac{0,0121}{d_B^{0,226}} = \frac{0,0121}{0,15^{0,226}} \approx 0,02.$$

Потери давления в бурильных трубах

$$P_{\text{тр}} = 82,6 \cdot 0,02 \frac{75^2 \cdot 1,2}{15^5} \cdot 650 \approx 9,5 \text{ ат.}$$

2. Потери напора в кольцевом пространстве определим по формуле (23):

$$P_{\text{к. п}} = 82,6 \lambda_{\text{к. п}} \frac{Q^2 l}{(D - d_{\text{н}})^3 (D + d_{\text{н}})^2}.$$

Характер движения глинистого раствора в кольцевом пространстве установим через обобщенный критерий Re^* :

$$Re^* = \frac{1}{\frac{\eta}{\rho v (D - d_{\text{н}})} + \frac{1}{6} \frac{\tau_0}{\rho v^2}} = \frac{1}{\frac{1 \cdot 10^{-3}}{122,4 \cdot 1,0 (0,349 - 0,168)} + \frac{1}{6} \frac{0,816}{122,4 \cdot 10^2}} \approx 860.$$

Режим течения жидкости в кольцевом пространстве структурный, поэтому коэффициент сопротивления λ определяем по формуле (25):

$$\lambda = \frac{15,8}{Re^{*0,9}} = \frac{15,8}{815^{0,9}} \approx 0,038.$$

Тогда потери давления в кольцевом пространстве выразятся:

$$P_{\text{к. п}} = 82,6 \cdot 0,038 \frac{1,2 \cdot 75^2 \cdot 650}{(34,9 - 16,8)^3 (34,9 + 16,8)^2} \approx 2 \text{ ат.}$$

3. Потери напора в замковых соединениях бурильных труб определим по формуле (29):

$$P_3 = 0,833 \gamma \xi \frac{Q^2}{d^5} \frac{L}{l},$$

где $\xi = \alpha \left[\left(\frac{d}{d_1} \right)^2 - 1 \right]^2$ — коэффициент местного гидравлического сопротивления.

В нашем случае принимаем $\xi = 0,319$:

$$P_3 = 0,833 \cdot 1,2 \cdot 0,319 \frac{75^2}{15^5} \cdot \frac{650}{12,5} \approx 2 \text{ ат.}$$

4. Потери давления в долоте определяем по формуле (32):

$$P_d = \alpha \gamma v_d^2.$$

Скорость истечения жидкости из отверстий долота РХ размером $13^3/4''$:

$$v = \frac{4Q}{n \pi d_d^2} = \frac{4 \cdot 0,075}{3,14 \cdot 2 \cdot 0,045^2} = 46 \text{ м/сек.}$$

Тогда

$$P_d = 0,006 \cdot 1,2 \cdot 46,0^2 = 15,4 \text{ ат.}$$

5. Потери давления в манифольде и утяжеленных бурильных трубах определим по методу эквивалентных сопротивлений в бурильных трубах. Принимаем: нагнетательные линии из $5''$ бурильных труб общей протяженностью 30 м ; стояк из $6''$ бурильной трубы 20 м ; буровой шланг $l = 18 \text{ м}$, $d = 3''$; вертлюг с проходным сечением рабочей трубы $d = 75 \text{ мм}$; квадратная штанга длиной 15 м , $d = 90 \text{ мм}$; УБТ $l = 50 \text{ м}$, $d = 100 \text{ мм}$. Тогда длины эквивалентных участков $6''$ бурильных труб составят:

нагнетательная линия

$$l_{\text{э. т}} = l_{\text{н. л}} \frac{d_{\text{т}}^5}{d_{\text{н. л}}^5} = 30 \frac{0,15^5}{0,123^5} \approx 82 \text{ м};$$

буровой шланг и вертлюг

$$l_{\text{э. т}} = (18 + 2) \frac{0,15^5}{0,075^5} = 360 \text{ м};$$

квадратная штанга (ведущая труба)

$$l_{\text{э. т}} = 15 \frac{0,15^5}{0,09^5} = 192 \text{ м};$$

утяжеленные трубы

$$l_{\text{э. т}} = 50 \cdot \frac{0,15^5}{0,1^5} = 380 \text{ м.}$$

Общая эквивалентная длина бурильных труб составит

$$L_{\text{э. т}} = 82 + 20 + 360 + 192 + 380 = 1034 \text{ м.}$$

Потери напора

$$P_{\text{ман}} = 82,6 \cdot 0,02 \frac{70^2 \cdot 1,2}{15^5} \cdot 1034 = 13,2 \text{ ат.}$$

2. Сумма всех потерь напора составит

$$P = 9,5 + 2,0 + 2,0 + 15,4 + 13,2 \approx 42 \text{ ат.}$$

Расчет показывает, что при бурении под кондуктор даже при сравнительно большой производительности насосов в 70 л/сек гидравлические сопротивления невелики, значительно меньше расчетных для наиболее распространенных в настоящее время буровых насосов У8-3 и 4ГР.

II. Определим потери напора при бурении турбинным способом под техническую колонну в интервале 650—2450 м. Эти потери возрастают с глубиной скважины и будут наибольшими в конце интервала, при забое 2450 м. Производительность насосов на этой глубине для расчета примем 40 л/сек. Дополнительные исходные данные:

Наружный диаметр бурильных труб d_n , м	0,141
Внутренний диаметр бурильных труб d_v , м	0,123
Диаметр долота D_d , м	0,248
Число отверстий долота n	3
Диаметр отверстия долота d_d , мм	25
Длина утяжеленных бурильных труб, м	120

В рассматриваемом случае давление на выкидной линии насоса будет складываться из суммы давлений на преодоление гидравлических сопротивлений на пути движения раствора и перепада давления в турбине.

1. Для ускорения расчета определим одновременно потери в бурильных и других трубах, внутри которых проходит раствор.

Эквивалентная длина бурильных труб в элементах манифольда и УБТ определится:

$$l_{э.т} = l_{н.л} + l_{ст} + l_{ш+в} + l_{в.т} + l_{УБТ},$$

где $l_{н.л}$, $l_{ст}$, $l_{ш+в}$, $l_{в.т}$, $l_{УБТ}$ — соответственно эквивалентные длины (по потерям) нагнетательных линий, стояка, шланга и вертлюга, ведущей трубы и утяжеленных бурильных труб, или

$$l_{э.т} = 30 + 20 \frac{0,123^5}{0,15^5} + (18 + 2) \frac{0,123^5}{0,075^5} + 15 \frac{0,123^5}{0,09^5} + 120 \frac{0,123^5}{0,1^5} = 687,5 \text{ м.}$$

Общая эквивалентная длина бурильных труб

$$L_{э.т} = 687,5 + 2450 = 3137,5 \text{ м.}$$

Потери напора на этой длине

$$P_{тр} = 82,6 \cdot 0,02 \cdot 1,6 \frac{40^2 \cdot 3137}{12,3^5} = 47,5 \text{ ат.}$$

2. Потери напора в замковых соединениях

$$P_3 = 0,833 \cdot 0,477 \cdot 1,6 \frac{40^2}{12,3^4} \cdot \frac{2450}{12,5} = 7,5 \text{ ат.}$$

3. Определим потери напора в кольцевом пространстве.

Скорость движения глинистого раствора в кольцевом пространстве

$$v_{к.п} = \frac{4Q}{\pi (D^2 - d_n^2)} = \frac{4 \cdot 0,04}{3,14 (0,248^2 - 0,141^2)} = 1,2 \text{ м/сек.}$$

Характер движения раствора в кольцевом пространстве:

$$Re^* = \frac{1}{\frac{2 \cdot 10^{-3}}{163,2 \cdot 1,2 (0,248 - 0,141)} + \frac{1}{6} \frac{0,816}{1,2 \cdot 163,2}} = 1330.$$

Так как $Re^* < 1500$, то λ определяем по формуле (25).

$$\lambda = \frac{15,8}{Re^{*0,9}} = \frac{15,8}{1330^{0,9}} \approx 0,02.$$

Тогда потери в кольцевом пространстве

$$P_{к. п} = 82,6 \cdot 0,02 \frac{1,6 \cdot 40^2 \cdot 2450}{(24,8 + 14,1)^2 (24,8 - 14,1)^3} = 7,5 \text{ ат.}$$

4. Определим потери напора в долоте.

Средняя объемная скорость истечения жидкости из промывочных отверстий в долоте

$$v_d = \frac{4Q}{3,14 \cdot 3d_d^2} = \frac{4 \cdot 0,04}{3,14 \cdot 3 \cdot 0,025^2} = 27,2 \text{ м/сек.}$$

Потери

$$P_d = \alpha \gamma v_d^2 = 0,006 \cdot 1,6 \cdot 27,2^2 = 7 \text{ ат.}$$

5. Суммарные потери

$$P = 47,5 + 7,5 + 7,5 + 7 = 69,5 \text{ ат.}$$

При перепаде давления на турбобуре $P_T = 50 \text{ ат}$ рабочее давление на насосах должно быть $P_{раб} = 69,5 + 50 = 119,5 \text{ ат}$.

Пример 2. Сравнить давление на насосах при бурении с промывкой водой в условиях предыдущей задачи при глубине скважины 2450 м. Производительность насосов 40 л/сек.

1. Определим потери напора в бурильных трубах, манифольде и УБТ.

Как уже подсчитано, общая эквивалентная длина бурильных труб равна 3137,5 м, и потери напора по этой длине при бурении глинистым раствором составляют 47,5 ат.

При бурении с промывкой водой потери определяются также по формуле (21):

$$P_{тр} = 82,6 \lambda \gamma \frac{Q^2}{d_B^5} L;$$

$$P_{тр} = 82,6 \cdot 0,02 \cdot 1,0 \frac{40^2}{12,3^5} \cdot 3137 = 29,5 \text{ ат.}$$

2. Потери напора в замковых соединениях (при бурении на растворе эти потери составили 7,5 ат)

$$P_з = 0,833 \gamma \xi \frac{Q^2}{d_B^4} \frac{L}{l},$$

или

$$P_з = 0,833 \cdot 1,0 \cdot 0,477 \frac{40^2}{12,3^4} \cdot \frac{2450}{12,5} \approx 5,5 \text{ ат.}$$

3. Потери напора в кольцевом пространстве

$$P_{к. п} = 82,6 \lambda \gamma \frac{Q^2 L}{(D + d_H)^2 (D - d_H)^3}.$$

Принимаем $\lambda = 0,025$. Тогда

$$P_{к. п} = 82,6 \cdot 0,025 \cdot 1,0 \frac{40^2 \cdot 2450}{(24,8 + 14,1)^2 (24,8 - 14,1)^3} \approx 4,8 \text{ ат}$$

(против 7,5 при бурении на глинистом растворе удельным весом 1,6 г/см³).

4. Потери напора в долоте

$$P_d = \alpha \gamma v_d^2 = 0,006 \cdot 1,0 \cdot 27,2^2 = 4,5 \text{ ат}$$

(против 7 ат при глинистом растворе).

5. Суммарные гидравлические потери при бурении на воде

$$P = 29,5 + 5,5 + 4,8 + 4,5 = 43,3 \text{ ат}$$

(при бурении на растворе эти потери составляют 69,1 ат).

Л И Т Е Р А Т У Р А

1. Ш и щ е н к о Р. И. Гидравлика глинистых растворов. Азнефтеиздат, 1951, глава II.

2. К у л и е в С. М. Бурение нефтяных скважин, т. II. Гостоптехиздат, 1947, глава III, § 16.

3. Ф и л а т о в В. С. К вопросу об определении потерь напора при промывке буровых скважин. Кандидатская диссертация. Московский нефтяной институт, 1953.

4. М и т е л ь м а н Б. И. Потери давления в циркуляционной системе буровой установки. ЦНИИТЭнефть, 1957.

5. М и р з а д ж а н з а д е А. Х. О теоретической схеме явления ухода раствора. Доклады Академии наук Азербайджанской ССР, т. 9, № 4, 1953.

6. Р и п п М. Г., Ф и ш е л е в и ч Д. И. К расчету гидравлических потерь напора при промывке скважин глинистым раствором. Известия Днепропетровского горного института, т. XXIII. Гостоптехиздат, УССР, 1956.

7. Б а р ш а й Г. С., Б у я н о в с к и й Н. И. Техника скоростного турбинного бурения. Гостоптехиздат, 1956, глава III, § 1.

8. С о л о в ь е в Е. М. Потери напора при течении глинистых растворов в кольцевом пространстве. Кандидатская диссертация. Московский нефтяной институт, 1954.

н
объ.
при в
и назв.
Значите.
ских давлени.

Г Л А В А X

ПРОМЫВочНЫЕ ЖИДКОСТИ ПРИ БУРЕНИИ В ОСЛОЖНЕННЫХ УСЛОВИЯХ

1. УСЛОВИЯ ПРОВОДКИ СКВАЖИНЫ

При превышении гидростатического давления в стволе скважины над давлением во вскрытом при бурении пласте раствор из скважины, преодолевая местные гидравлические сопротивления, будет проникать в поры, каналы и трещины пород. И, наоборот, при превышении пластового давления над давлением столба промывочной жидкости нефть, вода, газ будут проникать из пласта в скважину. Проникновение промывочной жидкости в пласт и поступление нефти, газа, воды из разбуриваемых пластов в скважину являются крайне нежелательными, так как могут вызывать серьезные осложнения процесса бурения в виде поглощений промывочной жидкости, газовых, нефтяных и водяных выбросов, обвалов и осыпей. Эти осложнения обычно не возникают обособленно, они связаны порождающими их причинами: развитие одного из осложнений может явиться фактором, способствующим появлению других.

Поглощение промывочной жидкости, сопровождающееся снижением гидростатического давления на стенки скважины и обнажением верхней части ствола, создает благоприятные условия для газо-нефтяных и водяных выбросов, а также обвалов и осыпей вышележащих пород. Обвалы и осыпи приводят к затяжкам и прихватам бурового инструмента; выбросы газа, нефти и воды способствуют обвалам стенок скважины и т. д.

Превышение пластовых давлений над гидростатическим давлением в скважине при вскрытии продуктивных и водоносных пластов может явиться причиной разгазирования бурового раствора, перелива нефти и воды, газовых, нефтяных и водяных выбросов и фонтанов. Недостаточность гидростатического давления по отношению к пластовому также может быть причиной обвалов и осыпей стенок скважины. Условия бурения скважины усложняются хотя бы одного из перечисленных явлений являются осложненными.

Плоская разность пластовых давлений и гидростатический на забое скважины свидетельствует о возникно-

вении осложненных условий бурения. Бурение в условиях примерно равных давлений — гидростатического в скважине и пластового в разбуриваемых продуктивных и водоносных горизонтах — проходит нормально.

При нормальных условиях бурения циркуляция промывочной жидкости в системе не нарушается, количество ее уменьшается только за счет фильтрации воды из раствора и естественных потерь; вредного влияния на буровой раствор поступлений минерализованной воды, нефти и газа не обнаруживается.

Н. И. Шацов [1] предложил производить оценку условий бурения скважины через относительное давление в системе скважина — пласт. Под относительным давлением $P_{отн}$ понимается отношение давления в пласте $P_{пл}$ к гидростатическому давлению столба воды в скважине $P_{ст}$, т. е.

$$P_{отн} = \frac{P_{пл}}{P_{ст}}.$$

Если пластовое давление на глубине 500 м $P_{пл} = 50 \text{ ат}$ и гидростатическое давление на забое скважины 50 ат, то относительное давление

$$P_{отн} = \frac{P_{пл}}{P_{ст}} = \frac{50}{50} = 1.$$

Если же давление в пласте на этой глубине превышает 50 ат, то относительное давление в системе выше единицы. При давлении в пласте на этой глубине меньшем 50 ат относительное давление в системе меньше единицы.

Предложенный Н. И. Шацовым метод оценки условий проводки скважин позволяет сопоставлять относительное давление в системе с удельным весом бурового раствора в скважине и делать практические выводы.

Если в системе скважина — пласт удельный вес промывочной жидкости γ превышает относительное давление, т. е. $\gamma > P_{отн}$, то может произойти поглощение раствора в пласт, а при значительном превышении γ над $P_{отн}$ — и полная потеря циркуляции. При этом в связи со снижением уровня промывочной жидкости в скважине могут произойти обвалы и осыпи вышележащих пород.

При условии $\gamma < P_{отн}$ может происходить разгазирование раствора, перелив нефти и воды, а при значительном превышении $P_{отн}$ над γ — газовые, нефтяные и водяные выбросы и фонтаны.

Обвалы и осыпи происходят также и в условиях, когда $\gamma < P_{отн}$.

Если существует равенство

$$\gamma = P_{отн},$$

то условия бурения скважины в большинстве случаев нормальны.

Весь комплекс профилактических мероприятий, предотвращающих возможные осложнения в бурящихся скважинах, и методы борьбы с осложнениями должны рассматриваться в специальном разделе курса технологии бурения. Здесь мы останавливаемся на роли одного из важнейших агентов предотвращения и борьбы с осложнениями — промывочной жидкости. Укажем, однако, на значение профилактических мероприятий по предотвращению возможных осложнений. Как показывает практика бурения, немалая часть осложнений, на ликвидацию которых затрачивается много времени, сил и средств, может быть предотвращена при строгом соблюдении выработанной для данного района технологии бурения скважин, бесперебойности процесса и своевременном проведении необходимых профилактических мероприятий.

Большое значение в разработке мероприятий, предупреждающих осложнения, имеет знание геолого-технических условий месторождения и физических свойств разбуриваемых пород. Разработка и проведение в жизнь мер предупреждения возможных осложнений всегда должны быть в центре внимания при бурении скважин.

2. ГИДРОДИНАМИЧЕСКОЕ ДАВЛЕНИЕ

Спуск бурильных и обсадных труб, их расхаживание и подъем бурильного инструмента вызывают изменения давления на забой и стенки скважины. Колебания давления зависят от структурно-механических свойств находящейся в скважине промывочной жидкости, скорости движения в ней колонны труб, длины колонны и величины зазора между трубами и стенками скважины.

Спускаемая в скважину колонна труб вытесняет равновеликий объем бурового раствора. Последний, поднимаясь вверх по кольцевому пространству, встречает на своем пути сопротивление сил трения. Необходимость преодоления сопротивлений трения приводит к возникновению дополнительного давления на забой и стенки скважины, называемого **гидродинамическим давлением**.

Гидродинамическое давление оказывает влияние на стенки скважины и в процессе расхаживания бурильных или обсадных труб. В глубоких скважинах при высоких структурно-механических параметрах раствора и быстром спуске бурильной колонны увеличение давления на стенки и забой за счет дополнительных сопротивлений может достигать до значительных величин, эквивалентных повышению удельного веса находящейся в скважине промывочной жидкости на $0,25 \text{ г/см}^3$ и более.

Исследования влияния на забой скважины движения длинных цилиндрических тел в промывочной жидкости проводились Ю. А. Царевичем, Р. И. Шищенко, Б. Д. Баклаповым в 1932 г.

[2], Н. А. Гукасовым и А. М. Пирвердяном в 1954—1956 гг. [3]. Авторами последних исследований предложена упрощенная формула определения гидродинамического давления, учитывающая влияние вязкости и пластичности жидкого структурированного тела на дополнительные сопротивления. Согласно этой формуле, гидродинамическое давление ΔP_0 равно

$$\Delta P_0 = \Delta P_1 + \varphi \Delta P_2, \quad (1)$$

где ΔP_1 и ΔP_2 — слагаемые, учитывающие соответственно влияние вязкости и пластичности на изменение давления на забой скважины;

φ — коэффициент, определяемый формой обтекаемого тела.

По Н. А. Гукасову,

$$\Delta P_1 = \frac{8\eta l}{r_0^2 \psi_1} (1 + \psi_2) u_T, \quad (2)$$

где η — динамическая вязкость жидкости в сантипуазах;

l — длина цилиндрического тела (глубина погружения труб) в м;

r_0 — радиус сечения цилиндрического тела в см;

u_T — скорость перемещения цилиндрического тела (колонны труб) в см/сек.

Коэффициенты

$$\psi_1 = n^4 - 1 - \frac{(n^2 - 1)^2}{\ln n} \text{ и } \psi_2 = \frac{n^2 - 1}{2 \ln n},$$

где $n = \frac{r_1}{r_0}$ (r_1 — радиус скважины в см).

По К. А. Царевичу [2],

$$\Delta P_2 = \frac{2l\theta}{D-d}, \quad (3)$$

где l — глубина погружения бурового инструмента в м;

θ — статическое напряжение сдвига раствора в мг/см^2 ;

D и d — соответственно диаметры скважины и труб.

Коэффициент

$$\varphi = 1 + 0,0766 r_a - 0,221 r_a^2 + 0,535 r_a^3,$$

где $r_a = \frac{r_0}{r_1}$.

Формулы (1) — (3) приближенно справедливы при концентричном расположении труб в стволе скважины. В случае эксцентричного положения труб фактическая величина ΔP_0 должна быть несколько меньше расчетной. Так как эксцентricность бурильной колонны при бурении глубоких скважин — довольно обычное явление, то расчет гидродинамического давления по формуле (1) дает значение этой величины с некоторым запасом.

В табл. 24 и 25 приводятся расчеты зависимости ΔP от абсолютной вязкости η , статического напряжения сдвига глинистого раствора θ , радиуса бурильных или обсадных труб r и скорости их движения u_T . Подсчеты произведены [4] по указанным формулам при условии, что длина колонны труб равна 1000 м и перемещение их происходит в скважине диаметром 9 $\frac{3}{4}$ ".

Таблица 24

Зависимость гидродинамического давления от абсолютной вязкости

η , сантипуазы	ΔP_0 , ат при u_T , см/сек			
	98	57	29	17
10	6,0	5,7	5,4	5,1
20	6,7	6,0	5,5	5,2
30	7,4	6,6	5,8	5,4

Примечание. Расчеты выполнены при $\theta = 100$ мг/см² и $r_a = 0,6$.

Рост вязкости глинистого раствора и увеличение скорости спуска инструмента приводят к увеличению гидродинамического давления. Наиболее быстро растет гидродинамическое давление при увеличении скорости спуска в случае растворов повышенной вязкости. С увеличением скорости спуска с 17 до 98 см/сек гидродинамическое давление при $\eta = 30$ сантипуаз возрастет на 2 ат, а при $\eta = 10$ сантипуаз только на 0,9 ат.

Таблица 25

Зависимость гидродинамического давления от статического напряжения сдвига глинистого раствора

θ , мг/см ²	ΔP_0 , ат при u_T , см/сек			
	98	57	29	17
50	4,1	3,5	3,0	2,7
100	6,7	6,0	5,5	5,2
200	11,5	10,7	10,1	9,7
300	16,4	15,5	14,8	14,3
400	21,3	20,4	19,4	19,0

Примечание. Подсчеты выполнены при $\eta = 20$ сантипуаз и $r_a = 0,6$.

Следовательно, при растворах большой вязкости особо необходимо соблюдать осторожность при спуске бурильных или обсадных колонн в зонах поглощений и при определении скоростей спуска труб обязательно учитывать гидродинамическое давление.

Гидродинамическое давление с повышением θ довольно резко растет при сравнительно небольших и при повышенных скоростях перемещения бурильной колонны. Поэтому для растворов с большим статическим напряжением сдвига при спуске колонн в зонах возможных поглощений следует соблюдать осторожность и при определении возможностей повышения статического напряжения сдвига раствора обязательно учитывать гидродинамическое давление.

Величина зазора в кольцевом пространстве между стенками скважины и бурильными и обсадными трубами также влияет на гидродинамическое давление: с уменьшением зазора гидродинамическое давление повышается пропорционально росту скорости спуска. Так, при диаметре скважины $9\frac{3}{4}$ " спуск 1000 м $4\frac{1}{2}$ " бурильных труб в растворе с $\eta=20$ сантипуаз и $\theta=100$ мг/см² со скоростью 98 см/сек создаст гидродинамическое давление, равное 3,6 ат, а спуск $6\frac{5}{8}$ " труб — давление 6,7 ат. При спуске $6\frac{5}{8}$ " бурильных труб со скоростью 17 см/сек расчетное гидродинамическое давление составит 5,2 ат.

Влияние зазора между стенками скважины и трубами на гидродинамическое давление показано в табл. 26.

Таблица 26

r_a	ΔP_0 , ат при u_T , см/сек			
	98	57	29	17
0,1	2,1	2,0	1,9	1,8
0,2	2,5	2,4	2,3	2,1
0,3	3,0	2,8	2,65	2,5
0,4	3,6	3,4	3,2	3,1
0,5	4,6	4,4	4,1	3,9
0,6	6,7	6,0	5,5	5,2
0,7	10,0	8,7	7,7	6,8

Примечание. Расчеты произведены при $\eta=20$ сантипуаз и $\theta=100$ мг/см².

Влияние скорости спуска труб на гидродинамическое давление показано в табл. 27.

Таким образом, с ростом скорости спуска колонны труб в скважину гидродинамическое давление увеличивается.

Т а б л и ц а 27

u_T , см/сек	98	57	29	17
ΔP , ат	6,7	6,0	5,5	5,2

П р и м е ч а н и е. Расчет произведен при $r_a=0,6$;
 $\theta = 100 \text{ мг/см}^2$; $\eta = 20$ сантипуаз.

Приведенные данные показывают, что повышение напряжения на стенки скважины за счет гидродинамического давления при соответствующих условиях может быть причиной осложнений в виде поглощений промывочной жидкости.

3. ПОГЛОЩЕНИЯ ПРОМЫВОЧНЫХ ЖИДКОСТЕЙ

Явление поглощения бурового раствора и его интенсивность определяются двумя факторами: 1) характером объекта поглощения и 2) перепадом давления в системе скважина — пласт.

Поглощающими объектами могут быть:

продуктивные и водоносные пласты с большой пористостью и проницаемостью и относительно невысоким пластовым давлением;

дренированные пласты, т. е. пласты, в которых в результате продолжительной эксплуатации снизилось давление, образовались дренажные каналы, по которым может перемещаться промывочная жидкость;

трещиноватые и кавернозные породы, а также породы, перемятые и нарушенные тектоническими сдвигами, каверны, карстовые пустоты.

В находящейся в покое и заполненной раствором скважине статическое равновесие системы скважина — пласт выражается условием

$$P_{ст} = P_{пл} = 0,1 H_{ст} \gamma,$$

т. е. равенством гидростатического давления столба промывочной жидкости в скважине $P_{ст}$ и давления в поглощающем пласте $P_{пл}$. В равенстве $H_{ст}$ — высота столба промывочной жидкости в скважинах в м; γ — удельный вес (относительный).

В процессе циркуляции промывочной жидкости динамическое равновесие выражается уравнением

$$P_{тр} + P_{ст} = P_{пл} + P_{сопр},$$

где $P_{тр}$ — гидравлическое сопротивление подъему жидкости в кольцевом пространстве;

$P_{\text{сопр}}$ — сопротивление движению промывочной жидкости в поглощающем пласте.

Для возникновения движения промывочной жидкости в поры, трещины и каверны обнажаемого пласта необходимо некоторое превышение внешнего давления над пластовым, т. е. перепад давления между скважиной и поглощающим пластом.

Перепад давления ΔP может быть выражен следующим соотношением:

$$\Delta P = P_{\text{ст}} + P_{\text{тр}} - P_{\text{пл}} - P_{\text{сопр}}$$

или

$$\Delta P = \gamma \frac{H}{10} + P_{\text{тр}} - P_{\text{пл}} - P_{\text{сопр}}.$$

Величина и интенсивность поглощения промывочной жидкости изменяются не только по районам бурения, но и в пределах одного месторождения. Нередко наблюдаются различные степени поглощения в скважинах, расположенных в непосредственной близости одна от другой. Потери промывочной жидкости при этом могут быть от незначительных (несколько кубометров в час) до почти полного ухода находящегося в скважине бурового раствора в короткий промежуток времени, исчисляемый минутами. Такие резкие колебания объясняются разнообразием характеристик зон поглощений, различными свойствами самой промывочной жидкости и величинами перепада давления. Пути ухода бурового раствора в поглощающий пласт представлены обычно крупными трещинами и кавернами. Вязкая тиксотропная, с большим начальным сопротивлением сдвигу промывочная жидкость будет поглощаться в меньшей степени, чем жидкость подвижная, маловязкая, без достаточных тиксотропных свойств. Раствор высокого удельного веса будет создавать больший перепад давления между скважиной и пластом и будет поглощаться более интенсивно, чем раствор с такими же структурно-механическими свойствами, но меньшего удельного веса.

Общепринятой, научно обоснованной классификации поглощений пока нет. В практике бурения получило наибольшее признание подразделение поглощений в зависимости от объема и интенсивности поступления промывочной жидкости в поглощающий пласт на частичные (слабые и средние) поглощения и сильные поглощения или полный уход циркуляции.

А. А. Гайворонский и Б. М. Шайдеров [5, 6] на опыте борьбы с поглощениями в Татарской АССР предложили оценку зон поглощения, основанную на определении коэффициента поглощающей способности k . По их мнению, количество поглощаемой жидкости Q может быть подсчитано по преобразованной формуле Дарси-Вейсбаха при замене скорости течения жидкости расходом,

а трещин и каверн в пласте — каналами с приведенным диаметром d :

$$Q = V \sqrt{\frac{\pi^2 g d^5 H}{8 \lambda l}}.$$

Приняв

$$\frac{\pi^2 g d^5}{8 \lambda l} = k^2,$$

получим

$$k = \frac{Q}{\sqrt{H}}. \quad (4)$$

Здесь k — коэффициент поглощающей способности, характеризующий пропускную способность каналов поглощения жидкости;

Q — количество поглощаемой жидкости в $\text{м}^3/\text{час}$;

H — напор, представляющий разность положений динамического и статического уровней промывочной жидкости при работе насосов производительностью Q , в м вод. ст.

При частичных поглощениях авторы предлагают пользоваться формулой

$$k = \frac{Q}{\sqrt{H+h}}, \quad (5)$$

где h — создаваемый буровыми насосами дополнительный напор на поглощающий пласт, затрачиваемый на преодоление гидравлических сопротивлений в затрубном пространстве при движении жидкости от поглощающего пласта к устью скважины, в м вод. ст.

С увеличением коэффициента k , в значительной степени отражающего характер каналов перехода жидкости в пласт, увеличиваются трудности ликвидации поглощений и расход изолирующих материалов. Б. М. Шайдеров и А. А. Гайворонский предложили разбить все виды поглощений промывочной жидкости на шесть категорий (в зависимости от коэффициента поглощающей способности) и рекомендовали методы их ликвидации (табл. 28).

М. С. Винарский [7, 8] предложил при анализе характера поглощений и разработке мер борьбы с ними исходить из принципа сравнительной интенсивности поглощения, принимая за сравнительную интенсивность или приведенную поглощающую способность пласта Q_0 — интенсивность поглощения промывочной жидкости в скважине со статическим уровнем, равным 100 м.

В соответствии с преобразованием формулы Дарси-Вейсбаха Q_0 можно выразить

$$Q_0 = k \sqrt{h_0}, \quad (6)$$

где k — коэффициент поглощающей способности;

h_0 — высота избыточного столба жидкости (разность между динамическим и статическим уровнем) в м.

При фактической интенсивности поглощения Q м³/час и перепаде давления h м вод. ст.

$$Q = k \sqrt{h}. \quad (7)$$

Таблица 28

Категория поглощения	Значения k	Меры борьбы с поглощением
1	1	Переход с промывки водой на промывку вязким глинистым раствором
2	1—3	Забойная заливка быстросхватывающейся смесью с цементом в количестве 5—10 т
3	3—5	То же, количество цемента 10—20 т
4	5—15	Забойная заливка высоковязкой БСС, затворяемой на глинистом растворе, или с добавкой порошкообразной бентонитовой глины. Расход цемента 20—60 т
5	5—25	Перед забойной заливкой, как и при 4-й категории, снизить поглощающую способность скважины намывом песка, забрасыванием соломы, глины и т. д. Заливку применять при снижении $k < 15$
6	25	Бурение без выхода циркуляции и спуск обсадной колонны

Практически k может быть принят за постоянную величину. Преобразовывая формулы (6 и 7), получим

$$\frac{Q_0}{Q} = \frac{k \sqrt{h_0}}{k \sqrt{h}};$$

$$Q_0 = \frac{\sqrt{100}}{\sqrt{h}} Q;$$

$$Q_0 = \frac{10}{\sqrt{h}} Q,$$

или, принимая $\frac{10}{\sqrt{h}} = \alpha$, получим

$$Q_0 = \alpha Q. \quad (8)$$

Значения коэффициента α при превышении динамического уровня над статическим в пределах от 10 до 200 м приведены в табл. 29.

На основе анализа проведенных в скважинах работ по изоляции зон поглощения на разбуриваемой площади строят кривую зависимости расхода изолирующего материала (цемента) от интенсивности поглощения.

Т а б л и ц а 29

Повышение уровня во вре- мя бурения, м	α	Повышение уровня во вре- мя бурения, м	α
10	3,16	100	1,00
20	2,25	110	0,95
25	2,00	120	0,91
30	1,83	130	0,88
40	1,58	140	0,85
50	1,41	150	0,82
60	1,29	160	0,79
70	1,20	170	0,77
80	1,12	180	0,75
90	1,05	190	0,73
		200	0,71

4. БОРЬБА С ПОГЛОЩЕНИЯМИ ПРИ ПОМОЩИ ПРОМЫВОЧНОЙ ЖИДКОСТИ И СПЕЦИАЛЬНЫХ РАСТВОРОВ

В существующих методах ликвидации осложнений в скважине при различной интенсивности поглощений или полной потере циркуляции промывочной жидкости можно выделить следующие основные направления: борьба с осложнениями путем уменьшения перепада давления между скважиной и поглощающим пластом изменением параметров промывочной жидкости; изоляции поглощающего пласта от скважины закупоркой каналов поглощений специальными растворами и пастами; бурение без выхода промывочной жидкости с последующим спуском обсадной технической колонны.

а. Предупреждение и ликвидация поглощений методом изменения параметров промывочной жидкости

При спокойном состоянии скважины давление на поглощающий пласт определяется гидростатическим давлением столба промывочной жидкости, находящейся в стволе скважины, т. е.

$$P_{\text{ст}} = \gamma \frac{H}{10}.$$

Уменьшить это гидростатическое давление можно только снижением удельного веса промывочной жидкости γ .

Определить удельный вес промывочной жидкости, при котором не произойдет поглощений, можно путем следующих сопоставлений.

Пусть производится бурение с промывкой раствором удельным весом γ при забое H и вскрывается поглощающий горизонт. Если гидростатическое давление промывочной жидкости $P_{\text{ст}}$ будет выше пластового давления $P_{\text{пл}}$, может произойти поглощение, в результате чего уровень раствора данного удельного веса опустится до высоты H_1 . Тогда равновесие системы выразится уравнением

$$P_{\text{ст.1}} = \gamma \frac{H_1}{10} = P_{\text{пл}},$$

где $P_{\text{ст.1}}$ — гидростатическое давление, при котором прекращается поглощение.

Во избежание поглощения при высоте столба промывочной жидкости H необходимо, чтобы его гидростатическое давление было равно пластовому давлению. Такое давление может быть получено при искомом удельном весе раствора γ_1 , т. е. при

$$P_{\text{пл}} = \gamma_1 \frac{H}{10}.$$

Так как $P_{\text{ст.1}} = P_{\text{пл}}$, можно написать

$$\gamma \frac{H_1}{10} = \gamma_1 \frac{H}{10},$$

откуда искомый удельный вес:

$$\gamma_1 = \gamma \frac{H_1}{H}. \quad (9)$$

Этот расчет является приближенным, так как в зависимости от сопротивлений движению промывочной жидкости в самом пласте и структурно-механических свойств раствора фактический удельный вес столба жидкости в скважине может быть выше. Однако для практических целей такой упрощенный способ подсчета удельного веса промывочной жидкости, обеспечивающего бурение поглощающих пластов и горизонтов без осложнений, вполне приемлем.

Вопрос о величине гидравлических сопротивлений движению промывочной жидкости в пласте является сложным, недостаточно изученным и мало освещенным в технической литературе. Из небольшого числа работ в этой области следует отметить исследование С. М. Кулиева и А. Х. Мирзаджанзаде [9].

Для предупреждения и борьбы с поглощениями буровой раствор должен иметь минимальный удельный вес и обладать достаточными вязкостью, начальным напряжением сдвига и тиксотропностью.

В ряде районов Востока профилактическим средством против поглощения бурового раствора является переход на бурение с промывкой водой. Замена глинистого раствора водой дает нередко возможность предотвратить или во всяком случае резко уменьшить поглощения. Хорошим средством предупреждения поглощений является также бурение опасных зон с использованием газообразных рабочих агентов. Этот метод дает возможность изменять в широком диапазоне внешнее давление на поглощающий пласт, а при отсутствии водоносных горизонтов обеспечивает проходку зон пониженных пластовых давлений без осложнений.

При поглощениях средней интенсивности (от 100 до 200 м³/час) положительный эффект дает переход на бурение с промывкой аэрированными и нефтеэмульсионными растворами. Удельный вес таких растворов при необходимости снижают до величин, меньших единицы (0,8—0,9). Аэрированные глинистые растворы целесообразно применять при небольших глубинах залегания поглощающего пласта, чтобы эффект аэризации не снижался действием давления самого столба промывочной жидкости.

Уравновешивание пластового и гидростатического давлений в скважине производится в некоторых районах за рубежом путем перехода на бурение с промывкой растворами на нефтяной основе с минимальным удельным весом, а также путем перехода на бурение с промывкой нефтью данного месторождения. Такие опыты проводились и в СССР [6].

Структурно-механические параметры промывочной жидкости можно повышать различными способами. При бурении с промывкой глинистым раствором, особенно при использовании высококоллоидных местных глин или бентонитовых порошков, вязкость, статическое напряжение сдвига и тиксотропность могут быть повышены увеличением удельного содержания глины в твердой фазе раствора. Однако увеличение количества глины в растворе вызывает в свою очередь повышение его удельного веса, что при вскрытии зон поглощений раствора является отрицательным фактором. Лучшим способом повышения структурно-механических свойств является добавление в промывочную жидкость структурообразующих реагентов, например жидкого стекла, поваренной соли,

известии. Добавками жидкого стекла можно значительно повысить вязкость и изменить структуру раствора. Достаточной является добавка 3—5% раствора жидкого стекла к объему глинистого раствора. Примерно в таком же количестве добавляется жидкое стекло и при бурении на естественных карбонатных растворах. Хорошие результаты дает обработка глинистых растворов торфо-щелочным реагентом с несколько повышенным содержанием щелочи. В результате обработки этим реагентом получаются тиксотропные растворы с большими значениями статического напряжения сдвига, повышенной вязкостью, но небольшим удельным весом. Применяют для повышения вязкости и одновременного понижения удельного веса раствора и сульфит-спиртовую барду. Снижение удельного веса при этом связано со способностью ССБ вспенивать раствор.

Рецепты обработки буровых растворов предварительно подбирают в лабораторных условиях.

При подходе к зонам поглощения в практике бурения применяют в ряде случаев растворы такой повышенной вязкости, что этот параметр не может быть определен обычными методами. Тогда характеристику раствора определяют по растекаемости при помощи конуса АзНИИ (рис. 68).

Бурение зон поглощений с промывкой забоя растворами повышенной вязкости получило довольно широкое распространение в отечественной и зарубежной практике. Однако прибегать к этому методу промывки следует только в тех случаях, когда нельзя предотвратить поглощения иными средствами.

При бурении с промывкой растворами большой вязкости скорость проходки значительно снижается. Повышенная вязкость и статическое напряжение сдвига вызывают увеличение гидродинамического давления при спуске бурильных и обсадных труб и создание разреженного пространства между долотом и забоем скважины при подъеме бурового инструмента, что может вызвать осложнения.

Применением высоковязких глинистых растворов с небольшим удельным весом достигается снижение перепада давления между скважиной и поглощающим пластом. Одновременно в зоне поглощения на стенках скважины создается глинистая корка, способствующая закупорке каналов входа промывочной жидкости и изоляции поглощающего пласта от скважины. Для проникновения высоковязкого глинистого раствора в поглощающий пласт

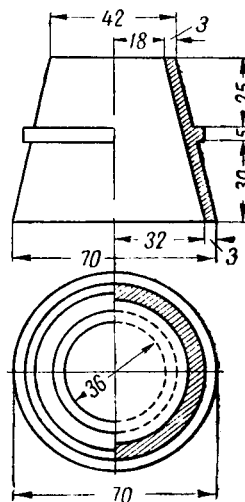


Рис. 68. Конус АзНИИ.

и продвижения его по каналам необходим значительно больший перепад давления, чем для маловязких растворов. Положительным фактором является упрочение структуры такого раствора со временем. С течением времени структура раствора может настолько укрепиться, что он превращается в прочную студнеобразную массу, статическое напряжение сдвига которой становится равным напряжению от перепада давления. При этом дальнейшее продвижение раствора в пласт может вообще прекратиться.

б. Ликвидация поглощений закупоркой поглощающих каналов и изоляцией поглощающего объекта

Одним из видов закупорки поглощающих каналов в горных породах является способ закачки в пласт структурированного, тиксотропного раствора, создающего с течением времени в проводящих каналах поглощающего пласта жесткую структурированную сетку. Образование при этом глинистой корки на стенках скважины в интервале поглощающих горизонтов и ее уплотнение представляет собой один из видов изоляции поглощающего объекта от скважины.

За последние годы в отечественной практике и за рубежом (США) получает распространение метод закачки в поглощающий пласт раствора бентонитового порошка в воде и взвеси бентонитового порошка в дизельном топливе. Приготовление вязкого раствора бентонита в воде и закачка его в пласт производятся при помощи цементосмесительных машин и цементируемых агрегатов. Удельный вес закачиваемого бентонитового раствора колеблется от 1,12—1,15 до 1,18—1,20 г/см³; вязкость его условно определяется методом растекаемости по конусу АзНИИ. Растекаемость такого раствора-пасты обычно бывает в пределах 12—10 см. Попав в каналы пласта, студнеобразная бентонитовая масса загустевает еще больше вследствие хорошей тиксотропности, механическая прочность структуры увеличивается, резко возрастает статическое напряжение сдвига. Замечательным свойством бентонитового порошка является его способность при затворении увеличиваться в объеме, что оказывает существенную помощь при ликвидации поглощений.

Для внедрения в практику может быть рекомендован метод закупорки и изоляции поглощающих горизонтов путем закачки взвесей бентонитового порошка в углеводородной среде—дизельном топливе. При приготовлении взвеси на 1 м³ дизельного топлива берут 800—900 кг и более бентонита. При закачке этой суспензии в поглощающий пласт дизельное топливо вытесняется и замещается водой; находящийся в инертной среде бентонитовый порошок при соприкосновении с водой набухает, увеличивается в объеме, образуя студнеобразную массу закупоривает каналы поглощения промысловой жидкости. Проведенные

ВНИИбурнефти опыты [6] показали, что при соотношении 1,2 т бентонитового порошка на 1 м³ дизельного топлива (удельный вес взвеси 1,38 г/см³, растекаемость по конусу АзНИИ 10—11 см) объем бентонитового порошка в связи с замещением дизельного топлива водой увеличивается через сутки в 2—2,5 раза.

Надо иметь в виду, что при работе со смесью бентонита и дизельного топлива последнее применяется как инертная по отношению к бентонитовому порошку жидкость для доставки негидратированного, а следовательно, нераспутавшегося бентонитового порошка непосредственно к зонам поглощения.

Успех применения этого метода зависит во многом от степени контакта бентонита с водой. Чтобы усилить этот контакт, можно одновременно с закачкой взвеси бентонита с дизельным топливом закачивать в затрубное пространство воду или маловязкий с относительно небольшим удельным содержанием твердой фазы водный буровой раствор. Для улучшения замещения дизельного топлива водой взвесь бентонита в дизельном топливе целесообразно закачивать в сравнительно небольших количествах (2—4 м³).

Применение вязкого тиксотропного глинистого раствора с относительно небольшим удельным весом и закачка бентонитового порошка оправдывает себя при слабых и средних поглощениях. При сильных поглощениях, сопровождающихся потерей циркуляции в тектонические нарушения, крупные трещины и каверны, предлагаемый метод неприемлем. Он приводит к бесполезной трате больших количеств глинистых материалов. При этом необходимо принимать меры по закупорке и изоляции трещин и пустот, вызывающих поглощение промывочной жидкости, специальными материалами. Для такой закупорки и изоляции к маловязкой промывочной жидкости добавляют инертные наполнители, например отходы асбеста, текстильной промышленности, слюду, рисовую шелуху, молотый торф, хлопковидную целлюлозу, смесь древесных волокон с хлопьевидными частицами древесной коры, древесные опилки и кору, растительные волокна, целлофан и другие. Инертные наполнители добавляются к растворам для уменьшения размера поглощающих каналов, создания в трещинах, сбросовых нарушениях и пустотах скелетов необходимой жесткости, которые способствовали бы ликвидации поглощения. При работе с наполнителями надо иметь в виду, что большая их часть ухудшает качество промывочной жидкости (глинистого раствора), способствуя увеличению вязкости, статического напряжения сдвига, толщины глинистой корки и образованию салыников на долоте. Добавка наполнителей к вязким растворам с большим содержанием твердой фазы может привести к резкому увеличению гидравлических сопротивлений и повышению давления на забой, что в свою очередь способствует интенсивности поглощения. Добавка наполнителей к маловязким растворам не приводит к таким отрицательным последствиям. Поэтому вводить напол-

нители целесообразно в растворы малой вязкости. Количество наполнителей определяется на месте в зависимости от условий бурения скважины и характеристики поглощающего пласта.

На Мухановском месторождении Куйбышевской области ВНИИБТ и трестом Первомайбурнефть в 1958 г. [11] проведены промышленные испытания наполнителей в виде целлофана, отходов производства искусственной кожи («гороха»), кордного волокна, губчатой резины (отходы химической промышленности), слюды (отходы производства листовой слюды), хромовой стружки (отходы кожевенного производства при выработке хрома). Наполнители добавляли в глинистый раствор и тампонирующие смеси при частичном и полном уходе циркуляции. Было установлено, что добавлять наполнители в глинистый раствор перед вскрытием поглощающего горизонта при турбинном бурении следует в количестве 0,1—1,0% весовых на объем бурового раствора вязкостью не менее 25 сек. по СПВ-5. При необходимости повышения количества наполнителей бурение поглощающего горизонта целесообразно проводить роторным способом. При значительных поглощениях следует вскрыть роторным способом всю зону поглощения на растворе с повышенным содержанием наполнителей и затем зацементировать зону поглощения с добавкой в цементный раствор наполнителей в количестве 5—7% весовых на объем раствора. Перед цементированием закачать через открытый конец бурильных труб глинистый раствор с увеличенным количеством наполнителей — до 30—70 кг на 1 м³ раствора. При полном уходе циркуляции концентрацию наполнителя следует повысить до 10% и более.

Существуют различные способы добавки наполнителей, включая и непосредственное забрасывание их в скважину. Может быть принят следующий метод использования этих материалов. Смесь из двух-трех видов наполнителей предварительно замешивается в одной из приемных емкостей из расчета 12—36 кг на 1 м³ раствора [10]. Раствор с наполнителем закачивается буровым насосом в поглощающий пласт, после чего движение раствора в скважине прекращается на несколько часов. Если закупорка каналов поглощения достигнута после закачки первой порции раствора с наполнителями и циркуляция восстанавливается, приступают к дальнейшему бурению скважины, предварительно приняв меры по очистке промывочной жидкости от инертных материалов.

При частичном уменьшении интенсивности поглощения закачку наполнителей в поглощающий пласт повторяют несколько раз. Если при повторных закачках не удастся ликвидировать поглощения, целесообразно перейти к заливке поглощающей зоны специальными цементными растворами или пастами.

Можно предварительно вводить наполнители в порошкообразную глину с подготовкой бурового раствора в гидромешалках,

в сухой цемент при подготовке тампонирующих смесей, в промывочные растворы через механические и гидравлические глиномешалки.

В Татарии по предложению П. Н. Григорьева и других [8] был испытан метод изоляции зон поглощения цементными растворами с предварительным намывом песка для уменьшения размеров и частичной закупорки каналов поглощения. Способ намыва песка перед заливкой поглощающего пласта специальными цементными растворами начали применять и в ряде других районов. При этом методе применяется обыкновенный песок с зернами диаметром 0,5—0,8 мм. Песок намывается через бурильный инструмент, свободный конец которого устанавливается несколько выше кровли зоны ухода бурового раствора (обычно на 10—30 м). На верхнюю муфту бурильных труб устанавливается воронка с сеткой, через которую насыпается песок. Диаметр верхнего основания воронки 800 мм, высота ее над муфтой 500 мм. При работе по намыву песка буровой инструмент во избежание прихвата необходимо периодически проворачивать. Выше воронки на 0,5 м устанавливается квадрат (рабочая труба), через который одним буровым насосом подается вода (10—15 л/сек), свободно поступающая через воронку в бурильные трубы. Вода подается в трубы для предотвращения возможных скоплений песка на сгибах бурильных труб в стволе скважины и улучшения условий продвижения его по поглощающим каналам. Количество песка, используемого для намыва, различно и определяется в зависимости от характеристики поглощающего пласта. В Татарии расходуется 10—15 т песка. Однако возможны значительные расходы песка — до 150 т и более. Засыпку песка ведут до тех пор, пока уровень промывочной жидкости в кольцевом пространстве не повысится до устья скважины, после чего в зоне ухода циркуляции ставится цементный мост. Если намывом песка восстановить циркуляцию не удастся, а достигается только уменьшение интенсивности поглощения, следует произвести заливку поглощающего пласта быстросхватывающимися цементными растворами.

Заливка поглощающего пласта специальными цементными растворами является до настоящего времени наиболее распространенным способом ликвидации поглощений. Этот метод применяется главным образом при сильных поглощениях и полной потере циркуляции.

Для получения требуемого эффекта закупорки поглощающих каналов и изоляции всего поглощающего пласта от скважины цементный раствор должен удовлетворять двум основным требованиям: быть в достаточной мере структурированным и иметь необходимое время схватывания и затвердения. При медленном схватывании раствор сравнительно легко может уйти в глубь поглощающего горизонта, а слишком быстрое схватывание при

любой, даже кратковременной задержке в проведении заливки может привести к зацементированию нижней части буровой колонны.

Этим требованиям удовлетворяют широко распространенные в настоящее время гелецементы, специальные растворы и быстро-схватывающиеся смеси.

Гелецементами называются цементные пасты, приготовленные на глинистом растворе. Параметры гелецементов зависят от соотношений цемента и глинистого раствора. С увеличением количества цемента сроки схватывания гелецемента уменьшаются.

При сильных поглощениях применяются также специальные нефтецементные и нефтеалебастровые растворы.

Сроки схватывания цементных растворов регулируются добавками реагентов-ускорителей. В качестве реагентов-ускорителей наиболее широкое применение получили жидкое стекло, хлористый кальций, кальцинированная сода; применяют также глинистый и глиноземистый цементы.

Смеси цемента и других материалов, резко уменьшающих сроки схватывания раствора, закачиваемого в зоны поглощений, получили название быстросхватывающихся смесей. Распространенные быстросхватывающиеся смеси состояются из сочетаний тампонажного цемента, глинистого раствора, жидкого стекла, каустической соды и воды. Применяются и быстросхватывающиеся нефтецементные смеси, в состав которых входят цемент и дизельное топливо. К этим компонентам в зависимости от требуемых сроков схватывания и намеченного состава смеси могут добавляться гипс (алебастр), кальцинированная сода и некоторые другие материалы. Изменяя рецептуру, можно получить любое желаемое время схватывания смесей — от нескольких минут до нескольких часов.

Для борьбы с сильными катастрофическими поглощениями в отечественной практике стали применять за последние годы расширяющиеся газополучающие цементные растворы или пенообразующие цементные растворы, компонентом в которые входит порошкообразный алюминий (алюминиевая пыль). Этот метод разработан ГрозНИИ. Состав компонентов расширяющейся смеси может быть также различным.

В некоторых районах (например, в Татарии) при тяжелых случаях борьбы с поглощениями был применен метод обрушения кровли пласта для создания скелета в поглощающих каналах. Обрушение кровли производится взрывом торпеды, спускаемой в скважину. После взрыва поглощающий объект заливают быстросхватывающейся смесью.

В нефтепромысловой практике известны следующие рецептуры вяжущих материалов для борьбы с поглощениями.

Гельцементы

1. Гельцемент глиноземистый, кг	100
Глинистый раствор уд. весом $1,05 \text{ г/см}^3$, л	65—70
Начало схватывания, мин.	30—60
Конец схватывания, мин.	45—90
Угол естественного откоса, град.	45—50
2. Цемент тампонажный, кг	100
Глинистый раствор уд. весом $1,05 \text{ г/см}^3$, л	65
Начало схватывания, часы	7
Конец схватывания, часы	9
Угол естественного откоса, град.	50

Алебастровые и алебастрово-цементные смеси

1. Алебастр, кг	100
Водный 20%-ный раствор поваренной соли уд. весом $1,17 \text{ г/см}^3$, л	65—90
Водный 33%-ный раствор каустической соды уд. весом $1,33 \text{ г/см}^3$, л	1—8
Жидкое стекло 40° Вэ , л	1—8
Начало схватывания, часы—мин.	0—20 ÷ 2—30
Конец схватывания, часы—мин.	1—20 ÷ 3—30
2. Цемент, кг	30—60
Алебастр, кг	70—40
Вода, л	50
Начало схватывания, часы—мин.	0—20 ÷ 2—30
Конец схватывания, часы—мин.	1—20 ÷ 3—30

Цементные пенорастворы

1. Цемент, кг	100
Вода, л	50
Известь-кипелка, кг	8
Каустическая сода, кг	1
Алюминиевая пыль, кг	0,2
Начало газообразования, мин.	3
Начало схватывания, мин.	16
Объем увеличивается в 2,1 раза.	
2. Цемент, кг	100
Вода, л	50
Поваренная соль, кг	2
Жидкое стекло $40^\circ \text{ Вэ}'$, л	2
Алюминиевая пыль, кг	0,2
Начало газообразования, мин.	10
Начало схватывания, часы—мин.	1—30
Объем увеличивается в 1,96 раза.	
3. Цемент, кг	100
Вода, л	60
Известь-пушонка, кг	10
Жидкое стекло $40^\circ \text{ Вэ}'$, л	2
Алюминиевая пыль, кг	0,25
Начало газообразования, мин.	15
Начало схватывания, часы—мин.	2—00
Объем увеличивается в 1,8 раза.	

**Смеси из тампонажного, глиноземистого
и гипсоглиноземистого цементов**

Тампонажный цемент, кг	50—80
Глиноземистый или гипсоглиноземистый цемент, кг	50—20
Вода, л	40
Начало схватывания, часы—мин.	0—8 ÷ 3—00

Быстрохватывающиеся смеси

Тампонажный цемент, кг	100
Глинистый раствор уд. весом 1,15—1,20 г/см ³ , л	40—100
Жидкое стекло 40° Ве', л	10—20
Каустическая сода (раствор 1:2), л	6—12
Вода, л	10—18
Начало схватывания, часы—мин.	1—00 ÷ 1—30
Конец схватывания, часы—мин.	1—30 ÷ 2—30

Быстрохватывающиеся нефцементные смеси

1. Цемент, кг	100	
Гипс (алебастр), кг	20	
Дизельное топливо, л	65	
Начало схватывания, мин.	5	} при T = 15°
Конец схватывания, мин.	10	
2. Цемент, кг	100	
Кальцинированная сода, кг	3	
Дизельное топливо, л	53	
Начало схватывания, мин.	5	} при T = 95°
Конец схватывания, мин.	10	
3. Цемент, кг	100	
Песок, кг	200	
Кальцинированная сода, кг	9	
Дизельное топливо, л	90	
Начало схватывания, мин.	9	} при T = 95°
Конец схватывания, мин.	11	

При подборе составов смесей главное внимание должно быть обращено на сроки загустевания и схватывания, вязкость (растеканность) и удельный вес. Для предотвращения схватывания смеси в нижней части колонны бурильных труб или перед зоной поглощений сроки схватывания следует подбирать несколько большие (на 15—30 мин.), чем это необходимо для проведения заливки.

**г. Способы изготовления специальных растворов
и быстрохватывающихся смесей, применяемых
для борьбы с поглощением**

Для получения гельцемента сухой тампонажный или глиноземистый цемент затворяют на заранее приготовленном растворе из коллоидальной бентонитовой глины с небольшим содержанием твердой фазы удельным весом 1,04—1,06 г/см³. Если приходится готовить гельцемент из местных глин, то концентрация глины

в растворе должна быть несколько повышена. Для получения густого гелецемента в исходный глинистый раствор добавляют кальцинированную соду (2,5—3,0 кг на 1 м³ раствора). Требуемого ускорения сроков загустевания и схватывания гелецемента достигают добавкой хлористого кальция или хлористого натрия. Эти реагенты добавляют в исходный глинистый раствор предварительно растворенными в небольшом количестве воды. В зависимости от поставленной задачи количество растворителя предварительно устанавливают в лаборатории. Обычно достаточно добавить 1—2% NaCl или CaCl от веса глинистого раствора. Заготавливать гелецмент следует при помощи гидравлической мешалки цементировочного агрегата. При работе с алебастровыми смесями нужно иметь в виду, что алебастр является быстросхватывающимся воздушным вяжущим веществом, в воде неустойчивым. При приготовлении смеси с этим компонентом необходимо придать ей водоустойчивость. Для этого алебастр затворяют на водном 20%-ном растворе поваренной соли и водном 33%-ном растворе каустической соды. Добавка жидкого стекла усиливает водоустойчивость алебастровой смеси еще в большей степени. С уменьшением сроков схватывания количество реагентов увеличивается. При приготовлении смеси вначале смешивают NaCl и NaOH, затем при постоянном перемешивании добавляют алебастр. Жидкое стекло добавляют в заключительной стадии операции. Приготавливать алебастровую смесь целесообразно при помощи цементосмесительных машин.

При операциях с едким натром следует строго соблюдать правила обращения с этим реагентом.

При приготовлении расширяющихся газоцементных растворов (пенорастворов) порошкообразные цемент, известь, алюминиевую пыль сначала тщательно перемешивают в закрытых емкостях. Надо учитывать, что алюминиевая пыль отличается большой летучестью и в известных условиях способна загораться.

Растворение реагентов (жидкого стекла, поваренной соли, каустической соды) производят в емкостях цементных агрегатов. Затворение пенораствора и его закачку производят обычным путем при помощи цементосмесительных машин, гидромешалки и цементировочных агрегатов.

При приготовлении и закачке пенорастворов следует учитывать их отличительные особенности: эти растворы содержат повышенное количество щелочи и алюминиевую пыль, которая, вступая со щелочью в реакцию, вызывает газообразование, в результате чего объем пенораствора до наступления сроков его схватывания увеличивается в 1,5—2 раза.

С увеличением интенсивности газообразования увеличивается объем раствора и одновременно уменьшается его текучесть. Затвердевшие пенорастворы представляют собой пористые, легкие вещества типа пемзы. На прирост объема раствора наряду с каче-

ством и соотношениями входящих в него компонентов большое влияние оказывает внешнее давление. Применение пенорастворов на больших глубинах эффекта не дает, так как в связи с большим гидростатическим давлением столба жидкости в скважине доставленные к зоне поглощения пенорастворы не могут дать требуемого увеличения объема. Поэтому пенорастворы на глубинах более 350—400 м практически не применяются. С повышением температуры уменьшаются сроки газообразования, схватывания и затвердения всех видов пенорастворов. По окончании процесса газообразования пенорастворы теряют текучесть, становятся почти неподвижными. Это надо учитывать при определении сроков закачки раствора в скважину и доставке его в поглощающую зону.

Приготовление цементных растворов из затворяемых на воде смесей тампонажного и глиноземистого или тампонажного и гипсоглиноземистого цементов производится обычными методами приготовления тампонажных цементных растворов. Следует иметь в виду, что при затворении этих смесей получается быстросхватывающийся и быстротвердеющий цементный раствор, являющийся одним из эффективных средств борьбы с сильными поглощениями.

Приготовление быстросхватывающейся цементной смеси, состоящей из цемента, глинистого раствора, реагентов — регуляторов сроков схватывания (жидкого стекла и каустической соды) и воды, производится также при помощи механизмов, используемых при цементации скважин. В емкости цементировочных агрегатов заливают жидкие компоненты — глинистый раствор, жидкое стекло, каустическую соду. Обычно жидкое стекло растворяют на воде; при тщательном перемешивании к нему добавляют NaOH , а затем глинистый раствор. Жидкие компоненты поступают в гидромешалку, куда загружается и цемент. Предварительно в лаборатории подбирают состав смеси. Добавление жидкого стекла увеличивает вязкость и уменьшает сроки схватывания; увеличение каустической соды делает смесь более подвижной в начальный момент и замедляет начало и конец схватывания. Считается, что лучшим соотношением жидкого стекла и NaOH является 1 : 1,5—2,2.

Быстросхватывающиеся нефцецементные смеси характеризуются следующей особенностью: цемент находится во взвешенном состоянии в инертной по отношению к нему жидкости. Реакция схватывания раствора и последующее затверждение наступают после замещения инертной жидкости (дизельного топлива) водой, что происходит, когда смесь доставлена к зоне поглощения. Кроме порошкообразного ускорителя (кальцинированной соды), в системе необходимо иметь поверхностно-активную добавку, облегчающую нахождение порошкообразных компонентов во взвешенном состоянии. В качестве таких поверхностно-активных веществ

могут употребляться крезол или кубовый остаток этилового эфира ортокремневой кислоты в количестве примерно 0,5—1,0% от веса сухого цемента.

Нефтецементный раствор обычно заготавливают непосредственно на буровой в соответствующих мерниках. Сначала в них заливают дизельное топливо, в котором растворяется поверхностно-активное вещество, затем при тщательном перемешивании засыпают заранее смешанные порошкообразные компоненты — цемент, наполнитель (гипс, песок) и ускоритель.

Чтобы предотвратить преждевременный контакт нефтецементной смеси с водой, необходимо до и после смеси закачивать буферную инертную жидкость (нефть, дизельное топливо).

При подготовке всех растворов и смесей для борьбы с поглощениями обязательным условием является проведение лабораторных опытов при температурах, аналогичных температурам в зоне поглощающего пласта.

Последние данные практики бурения и исследований свидетельствуют, что наиболее приемлемыми для борьбы с поглощениями и распространенными являются растворы из быстросхватывающихся смесей с содержанием жидкого стекла 6—8% к весу цемента. Добавка жидкого стекла, увеличивая вязкость и пластичность цементного раствора и значительно ускоряя сроки его схватывания, в то же время способствует значительному повышению прочности цементного камня, что в свою очередь позволяет сокращать сроки ожидания затвердения цемента. Однако добавка такого количества жидкого стекла в цементный раствор превращает его в высоковязкую пластическую массу, с большим трудом перекачиваемую цементными агрегатами и доставляемую в зону поглощений.

Эти трудности ликвидируются при использовании цементировочной головки (рис. 69), в один из вводов которой вставлен штуцер диаметром 5 мм. Подготовленный раствор закачивают без жидкого стекла; жидкое стекло закачивается непрерывной струей через 5-мм штуцер. При этом способе закачки компонентов, предложенном ВНИИБТ, высоковязкая пластическая быстросхватывающаяся смесь образуется непосредственно в бурильной колонне при движении раствора вниз к зоне поглощения. Предварительно производятся расчеты подачи раствора и жидкого стекла.

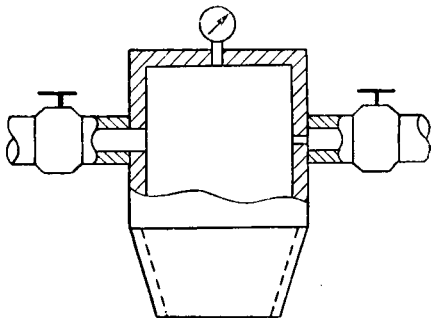


Рис. 69. Цементировочная головка со штуцером.

д. Бурение без выхода циркуляции

Бурение в зонах поглощения в твердых породах (известняках, доломитах, ангидритах, песчаниках) без выхода промывочной жидкости на поверхность за последнее время находит довольно широкое применение. Экономически целесообразно применять бурение без выхода промывочной жидкости только с промывкой водой. Такой метод бурения скважин можно применять при следующих условиях:

для разбуривания зон полного поглощения без затраты больших средств и времени на борьбу с этим осложнением;

для уменьшения интенсивности поглощения и даже полного его прекращения за счет закупорки поглощающих каналов мелкими частичками шлама.

В первом случае после разбуривания без выхода циркуляции всего интервала зон поглощений спускают обсадную колонну, перекрывающую эти зоны. После прохождения поглощающих зон углубление скважины в нижележащих породах производят также без выхода циркуляции.

Потери циркуляции могут происходить при вскрытии зон крупнотрещиноватых пород, каверн и тектонических нарушений, а также при бурении пластов с меньшими размерами каналов, пористых, с хорошей проницаемостью и низким пластовым давлением. В последнем случае при бурении без выхода циркуляции интенсивность поглощения может быть значительно снижена. Разбуриваемые частички горных пород при бурении скважины без выхода промывочной жидкости на поверхность выносятся в поглощающие каналы. Если эти каналы достаточно малы, вполне вероятно, что они постепенно закупориваются отлагающимся в них шламом.

Бурение без выхода циркуляции может быть успешным, когда в вышерасположенной необсаженной части ствола нет отложений, склонных к обвалам и осыпям, а забой скважины своевременно очищается от выбуриваемых частичек породы (шлама) и эти частички выносятся в поры, каналы и каверны поглощающих пластов. В противном случае в скважине могут легко проявиться новые виды осложнений в виде затяжек и прихвата инструмента. Бурение без выхода циркуляции следует проводить при условии бесперебойной работы буровых насосов с максимальной производительностью, для чего должна быть обеспечена подача в приемы насосов соответствующих количеств воды.

Оригинальным является способ бурения с промывкой водой без выхода циркуляции и с «плавающим» столбом глинистого раствора. Этот способ применяется в условиях, когда выше зоны поглощения находятся пласты, склонные к обвалам, и пласты с относительно высоким давлением, могущие служить источниками проявлений и выбросов, а ниже поглощающего горизонта распо-

ложены устойчивые породы. Скважина заполняется глинистым раствором удельным весом, обеспечивающим небольшое превышение гидростатического давления столба жидкости в зонах возможных обвалов и выбросов. Вода, поступающая в буровые трубы при бурении, продавливает глинистый раствор, очищает забой от шлама и поступает в каналы поглощения, вынося с собой и выбуренные частички породы. Столб глинистого раствора («плавающий» столб) остается в кольцевом пространстве между зоной поглощения и устьем скважины как средство предотвращения возможных обвалов и выбросов. Находящаяся в контакте с водой нижняя часть столба глинистого раствора постепенно разжижается, и ее необходимо заменять. Для этого кольцевое пространство периодически пополняется свежим глинистым раствором, который доливается через устье скважины. Нижняя часть столба глинистого раствора при этом вытесняется в поглощающий пласт.

Чтобы уравновесить пластовые давления, некоторое количество глинистого раствора подкачивают в кольцевое пространство и при спуско-подъемных операциях.

М. Я. Беркович [11] предложил метод борьбы с поглощениями промывочной жидкости посредством глубокого охлаждения зоны поглощающего объекта. Для этого в зону поглощения вводят низкотемпературный хладагент температурой до минус 203° . При первых промышленных испытаниях этого метода, проведенных в 1957 г. в Башкирии в скв. 315/61, в качестве такого хладагента был применен жидкий азот. Предварительные стендовые испытания показали, что при отсутствии давления в стволе скважины отношение времени замораживания поглощающего пласта к времени оттаивания равно 1 : 4, а при давлении до 20 ат увеличивается до 1 : 19. В скв. 315/61 поглощение промывочной жидкости происходило в пористых мелкокавернозных известняках уфимской свиты, расположенных на глубине 788 м; мощность поглощающего интервала — 13 м, статический уровень жидкости в скважине 50 м. Перед замораживанием в скважину было закачено 50 м³ глинистого раствора удельным весом 1,2 г/см³, и статический уровень не поднялся. 95%-ный жидкий азот в количестве 65 л был доставлен в зону поглощения в специальной желонке, состоящей из двух корпусов: 8 и 6" с вакуумированным межтрубным пространством. Спущенная на таргальном канате желонка находилась на забое скважины 9 мин. и была поднята на поверхность. После замораживания в скважину закачали 3,5 м³ глинистого раствора, и уровень промывочной жидкости поднялся до устья. Затем была произведена промывка скважины и установлен цементный мост. В дальнейшем скважина бурилась нормально, поглощение было ликвидировано.

М. Я. Беркович считает, что метод замораживания можно применять в двух видоизменениях: 1) непосредственное замораживание стенок скважины в течение 40—48 час. в верхних интервалах

бурения с последующим перекрытием зоны поглощения кондуктором и 2) замораживание поглощающего объекта с последующей установкой цементного моста в зоне поглощений на значительных глубинах.

5. ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ ОБВАЛОВ И ОСЫПЕЙ ПОРОД ПРИ БУРЕНИИ И БОРЬБА С НИМИ ПРИ ПОМОЩИ ПРОМЫВОЧНОЙ ЖИДКОСТИ

В практике бурения под «обвалами» принято понимать осложнения процесса бурения, характеризующиеся такими внешними признаками, как внезапное и значительное повышение давления на буровых насосах, прекращение циркуляции, резкое повышение содержания твердой фазы в промывочной жидкости, значительное повышение вязкости, образование сальников на долоте, затяжки при подъеме бурового инструмента, вынос на дневную поверхность пород в объеме, большем объеме данного интервала ствола скважины. Этот вид осложнений является также одним из наиболее опасных нарушений процесса бурения глубоких скважин, нередко приводящих к авариям и затрате больших средств и времени на их ликвидацию.

Особенно затрудняются предупреждение и борьба с обвалами, если в разрезе бурящейся скважины наряду с горизонтами и пластами, являющимися источником обвалов, имеются зоны возможных газо-нефте-водопроявлений или поглощения промывочной жидкости.

Как правило, в зонах тектонических нарушений породы перемяты и перебиты, имеются трещины, нередко с явно выраженными плоскостями скольжения и зеркалами трения, разбивающими породы на недостаточно связанные между собой отдельности. Сцепление частиц между собой в этих зонах нарушено. Нарушенность взаимной связи частиц горных пород снижает их сопротивляемость возникающим напряжениям при образовании ствола скважины.

Анализ материалов бурения в осложненных районах показывает, что обвалы и осыпи свойственны глинам, сланцам и несцементированным пескам. Подавляющая часть обвалов происходит при бурении глинистых пород, при этом большое значение имеют особенности залегания пластов обваливающихся глин: чем больше наклон пласта, тем легче обваливаются и осыпаются породы. Благоприятные условия для обвалов и осыпей создают газо-нефте-водопроявления. Породы, состоящие из пластинок (например, тонкопластинчатые игольчатые глины пашийской свиты восточных районов), легко осыпаются. Если между этими пластинками находятся пленки нефти или из промывочной жидкости или из самого пласта поступает вода, также уменьшающая трение, то условия осыпания еще более облегчаются. Движение газа, нефти, воды из пласта в скважину при значительном превышении гидро-

статического давления столба бурового раствора может сопровождаться отрывом и выталкиванием кусков породы.

К осложнениям типа обвалов относят смещение и выпучивание ствола скважины в интервале глинистых отложений. В связи с этим многие исследователи полагают, что одной из основных причин осложнений в виде обвалов является набухание и размокание глинистых пород и связанная с этим неустойчивость стенок скважин. Однако проведенные опытные работы по бурению глубоких скважин на промывочной жидкости, инертной по отношению к глинистым породам и совершенно не размачивающей, не привели к предотвращению обвалов. Такие работы, в частности, проводились В. С. Барановым [12] с изготовленной из крекинг-остатков гидрофобной эмульсии и глинистым раствором. Несмотря на то, что эта эмульсия никаких пород не размачивает, опытное бурение дало отрицательный результат, причем не только не были предотвращены обвалы, наблюдавшиеся при бурении на глинистых водных растворах, но в некоторых случаях наблюдались обвалообразования и в горизонтах, считавшихся устойчивыми.

В настоящее время начинает преобладать мнение, что набухание и размокание пород в воде не являются решающим фактором образования и развития осложнений типа обвалов. Основной причиной обвалов нужно считать недостаточное сопротивление склонных к обвалам пород напряжениям, возникающим в породах после бурения в них ствола скважины.

Залегающие на глубине z от поверхности породы испытывают вертикальное и боковое давления; первое от веса вышележащих пород, второе как следствие первого — вертикального. Зависимость между вертикальными и боковым напряжениями может быть выражена соотношением

$$\xi \sigma_z = \sigma_x = \sigma_y,$$

где σ_z — вертикальное напряжение;

σ_x , σ_y — горизонтальные напряжения;

ξ — коэффициент бокового давления.

После того как скважина пробурена, это равновесие нарушается, в результате снятия части напряжений создаются возможности горизонтальных деформаций. Наиболее интенсивная деформация будет происходить непосредственно у стенок скважины, где боковое давление при нормальном состоянии ствола скважины должно быть уравновешено гидростатическим давлением раствора и силами сцепления частичек горных пород. Если же возникает разность напряжений, превышающая величину разрушающего напряжения в породе при ее всестороннем сжатии, то порода должна разрушаться и обваливаться в скважину. В зонах тектонических нарушений, когда внутреннее сцепление ослаблено,

обрушение будет происходить при относительно меньшей разности напряжений.

Обвалы происходят и при бурении пород, тектонически ненарушенных, сохранивших силы взаимной связи (сцепления). В этих случаях осложнения развиваются главным образом в отложениях, имеющих слоистое пластинчатое строение. Свойства этих пород изменяются в результате проникновения в них воды, отфильтрованной из бурового раствора. Примером могут служить обвалы агломератов (пород, связанных прослойками глины) и пластинчатых глин.

Большое влияние на обвалы деформированных глин оказывают и их механические свойства, обуславливающие сравнительно легкое осыпание в результате деформации этих пород после проводки через них ствола скважины.

Обвалы могут вызываться и причинами технического характера при медленном ведении процесса бурения, особенно при перерывах и остановках. Многочисленные наблюдения свидетельствуют о том, что простои, перерывы в процессе бурения не только способствуют развитию осложнений в виде обвалов, но и нередко являются их причинами. Как правило, после остановок, происходящих по различным организационным причинам, ствол скважины осложняется, инструмент до забоя не доходит, начинаются продолжительные проработки.

Своевременное увеличение удельного веса промывочной жидкости до необходимых размеров является одним из основных мероприятий предупреждения обвалов. Удельный вес определяют в каждом случае, исходя из геологических условий бурения и состояния ствола скважины. В ряде районов условия бурения скважин требуют увеличения удельного веса раствора до $2,0 \text{ г/см}^3$ и даже более. Тогда бурение ведется на утяжеленных глинистых растворах.

Развитию осложнений при бурении зон, опасных в отношении возможных обвалов, способствуют колебания удельного веса промывочной жидкости, вызывающие изменения гидростатического и противодавления на обваливающиеся пласты. Удельный вес бурового раствора может изменяться при поступлении в скважину минерализованных вод из водонасыщенных горизонтов или нефти и газа при бурении в продуктивных пластах.

Значительные колебания гидростатического давления столба бурового раствора на зоны обвалов могут происходить и при спуско-подъемных операциях, особенно при бурении на вязком растворе с большим статическим напряжением сдвига.

Падение гидростатического давления на забой скважины и обваливающиеся пласты происходит при подъеме труб и в связи с эффектом свабирования (поршневания). Эффект свабирования заключается в удалении промывочной жидкости при подъеме труб из-за сальников, могущих образоваться на

долоте или турбобуре в результате прилипания к ним частичек выбуренной породы (глин, глинистых сланцев) и твердой фазы глинистого раствора при его коагуляции. Эти сальники действуют в виде поршней и, увлекая за собой промывочную жидкость, могут не только снижать давление на нижележащие пласты, но в отдельных случаях, особенно при быстром подъеме, создавать даже некоторый временный вакуум. Такие явления чрезвычайно благоприятствуют разрушению обваливающихся пластов и началу газовых, нефтяных и водяных проявлений и выбросов. Эффект свабиrowания возникает и при отсутствии сальников — в связи с прилипанием твердых частичек находящегося в покое бурового раствора к бурильным трубам и стенкам скважины и упругого взаимодействия элементарных частиц тиксотропного бурового раствора, обладающего пространственной сеткой-каркасом.

В обоих случаях интенсивность эффекта свабиrowания и уменьшения давления на стенки скважины зависит от структурно-механических свойств раствора, длины поднимаемой колонны бурильных труб и скорости подъема, величины зазора (кольцевого пространства) между колонной бурильных труб и стенками скважины (или обсадными трубами). С увеличением вязкости и статического напряжения сдвига и уменьшением зазора в кольцевом пространстве эффект свабиrowания значительно увеличивается и гидростатическое давление на пласт соответственно уменьшается. С увеличением скорости подъема колонны бурильных труб эффект свабиrowания также возрастает.

Зависимость изменения внешнего давления на пласт от изменения каждого из этих факторов и их определенных сочетаний пока исследована недостаточно. Однако проведенные испытания показывают [10], что при значительных глубинах скважин (~ 2000 м), сравнительно небольшом зазоре ($3\frac{1}{2}$ " бурильные трубы в 7" обсадной колонне) и повышенном статическом напряжении сдвига падение давления при подъеме бурильных труб из-за эффекта свабиrowания достигает 30—35 кг/см². Пульсации давления в таком значительном размере, естественно, могут быть причиной обвалов, газо-нефте-водопроявлений и выбросов.

Особенно опасны значительные изменения давления в тектонически нарушенных зонах глинистых сланцев с крутым падением пластов.

Опасность обвалов трещиноватых пластинчатых глин и глинистых сланцев значительно увеличивается при проникновении в них воды, фильтрующейся из глинистых и других водных промывочных жидкостей. Проникая в трещины и просачиваясь по плоскостям напластований, вода смазывает поверхности глинистых частичек, резко снижает силы трения между отдельными («листочками») породы и облегчает условия их скольжения, осыпания в скважину. Поэтому в зонах возможных обвалов сле-

дует бурить с промывкой высококоллоидными растворами, имеющими минимальную водоотдачу (до 3—5 см³ за 30 мин.) и образующими тонкую плотную корку, препятствующую фильтрации воды из раствора в пласт.

Хорошие результаты в отношении предупреждения осложнений дает бурение на растворах с малой водоотдачей тектонически ненарушенных глинистых отложений. На таких же растворах надо бурить глинистые отложения, подвергавшиеся тектоническим воздействиям. Однако при этом в связи с значительно ослабленными силами внутреннего сцепления частиц глин следует наряду с уменьшением водоотдачи производить утяжеление раствора. Повышать удельный вес промывочной жидкости целесообразно еще до вскрытия обваливающихся горизонтов, чтобы не бороться с обвалами, а предупреждать их.

6. ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ ГАЗОВЫХ, НЕФТЯНЫХ И ВОДЯНЫХ ПРОЯВЛЕНИЙ И БОРЬБА С НИМИ ПРИ ПОМОЩИ ПРОМЫВОЧНОЙ ЖИДКОСТИ

а. Газонефтяные проявления и выбросы

Газовые и газонефтяные выбросы и фонтаны можно считать наиболее опасными осложнениями при глубоком бурении. Ликвидация открытых газовых и нефтяных фонтанов даже на современном уровне развития техники является сложным и дорогостоящим делом.

Опасность открытых газонефтяных фонтанов заключается в возможности пожаров, причиняющих большие разрушения и убытки и на продолжительное время приостанавливающих работы промыслов и разведок. При этом теряются громадные количества нефти и газа, происходит дегазация месторождений.

Причиной газовых и газонефтяных проявлений, выбросов и фонтанов может быть превышение пластового давления над гидростатическим. Такое превышение пластового давления над давлением в скважине возникает при вскрытии продуктивных и водяных горизонтов на промывочной жидкости с недостаточным удельным весом. В этих условиях газ и нефть будут поступать в буровой раствор. Интенсивность их перехода будет зависеть от величины перепада давления и коллекторских свойств пласта. Более вероятным нужно считать поступление в скважину газа и нефти в виде газовых пузырьков и нефтяных капелек. При наличии трещин и других крупных каналов в пласте и значительном перепаде давлений нефть и газ могут переходить в буровой раствор в виде непрерывных струй. При небольшом превышении относительного давления над удельным весом раствора на устье скважины наблюдаются переливы жидкости. С увеличением относительного давления начинаются периодические вы-

бросы, фонтанирование — вначале находящейся в скважине промывочной жидкости, а затем газа или нефти. Часто происходят смешанные газонефтяные выбросы и фонтаны с примесью воды.

Газонефтяные проявления могут возникать и при поглощении промывочной жидкости в горизонты, расположенные выше и ниже продуктивных пластов. При этом резко уменьшается гидростатическое давление и увеличивается перепад давления в системе пласт — скважина. Значительное превышение пластового давления над давлением в скважине может возникать также при подъеме колонны бурильных труб из-за эффекта свабирования.

Наиболее опасными, чреватými серьезными последствиями нужно считать поступления в буровой раствор газа. Переход газа в скважину может происходить и без превышения пластовых давлений над давлением столба промывочной жидкости. При разбуривании продуктивных пластов газ и нефть поступают вместе с выбуренной породой при любых соотношениях давлений в пласте и скважине. При этом газ может проникать в скважину и в свободном и в растворенном состоянии. В свободном состоянии газ переходит в раствор в результате диффузии и при условии, что давление в скважине превышает пластовое давление. Количество газа, поступающего в скважину с породой, зависит от степени насыщения продуктивного пласта (пористости пород и растворимости газа в жидкости), давления, под которым газ находится в пласте, и объемов выбуриваемой продуктивной породы. Количество газа, могущего перейти из пласта в скважину в результате диффузии, пропорционально размерам поверхности, через которую идет диффузия, градиенту концентрации и времени.

При продолжительных остановках бурения диффузия газа через фильтрационную корку на стенках скважины может быть причиной газового выброса.

Попадая в скважину при циркуляции промывочной жидкости, пузырьки газа вместе с буровым раствором поднимаются по затрубному пространству вверх. С постепенным уменьшением давления в процессе подъема эти пузырьки расширяются, соотношение газа и раствора в промывочной жидкости изменяется, удельный объем газа увеличивается, в связи с чем уменьшается удельный вес промывочной жидкости. Происходит разгазирование бурового раствора. На определенном этапе при движении вверх газ может преодолеть сопротивление вышележащего столба промывочной жидкости, и произойдет выброс бурового раствора. В период выброса разность давлений столба жидкости в затрубном пространстве и в пласте возрастет на величину гидростатического давления выброшенного столба жидкости и увеличится опасность полного выброса промывочной жидкости и последующего газового фонтана.

При отсутствии циркуляции промывочной жидкости, например при вынужденных остановках или технологических перерывах процесса бурения, газ, проникая из пласта, сосредоточиваясь в нижней части ствола скважины и накопившись в достаточном количестве, может дать выброс.

Нефть, попадая в скважину, уменьшает удельный вес промывочной жидкости, что в свою очередь приводит к уменьшению гидростатического давления на продуктивные пласты. Увеличение разности давлений также повышает интенсивность поступления нефти и газа в раствор и увеличивает опасность выброса и фонтанирования.

Особые трудности борьбы с открытыми газовыми и нефтяными фонтанами требуют строжайшего и своевременного проведения всех мер их предупреждения.

Комплекс тех или иных мероприятий применяют, исходя из геолого-технических условий бурения в каждом районе.

Одним из основных требований, предъявляемых к промывочной жидкости при бурении в осложненных (в отношении газонефтяных проявлений) условиях, является ее достаточный удельный вес, дающий возможность создать в системе скважина—пласт необходимое относительное давление, препятствующее переходу газа и нефти в буровой раствор. В большинстве районов наиболее приемлемым считается превышение давления столба промывочной жидкости над пластовым давлением, эквивалентное повышению удельного веса бурового раствора на $0,15\text{--}0,2 \text{ г/см}^3$. В этих случаях для определения удельного веса промывочной жидкости при бурении в зонах возможных осложнений применяют формулу

$$\gamma = \frac{10 P}{H} + 0,2,$$

где H — глубина залегания опасного горизонта.

Для уменьшения диффузии газа и возможности проникновения газа и нефти из пласта необходимо создавать на стенках скважины тонкую, но плотную малопроницаемую фильтрационную корку. Поэтому водоотдача бурового раствора должна быть минимальной, в большинстве районов не превышать 10 см^3 за 30 мин.

Для облегчения условий освобождения бурового раствора от примесей газа, уменьшения интенсивности его разгазирования в скважине и лучшей дегазации на поверхности следует применять маловязкие растворы.

Перед входом в зону возможных газовых и нефтяных проявлений должен быть усилен контроль за параметрами и качеством промывочной жидкости (водоотдача, вязкость, удельный вес, стабильность). Присутствие газа должно проверяться чаще, чем

в нормальных условиях. За началом проникновения газа и нефти в раствор надо следить и по внешним признакам изменения бурового раствора. При попадании газа в скважину на поверхности промывочной жидкости появляются пузырьки, удельный вес раствора уменьшается. С дальнейшим поступлением газа удельный вес раствора снижается в еще большей степени, он становится как бы перебитым, пропитанным мельчайшими пузырьками. Вязкость раствора, выходящего на поверхность с примесями газа, увеличивается. Попадание нефти в буровой раствор сопровождается появлением пленок на его поверхности, хорошо видимых при течении жидкости по желобам; удельный вес раствора при этом уменьшается, вязкость увеличивается. В обоих случаях из скважины выходит больше раствора, чем закачивается, наблюдаются переливы промывочной жидкости, переходящие при прекращении циркуляции в выбросы. При обнаружении газа должны быть немедленно приняты меры по тщательной дегазации бурового раствора. Хорошо организованная дегазация промывочной жидкости обычно приводит к желаемым результатам, раствор очищается. Освободиться от примесей нефти в буровом растворе труднее. Обычно при поступлении значительных количеств нефти буровой раствор заменяют свежим.

Для предупреждения газонефтяных выбросов при первых же проявлениях должно быть произведено утяжеление промывочной жидкости. В процессе утяжеления раствора необходимо обращать внимание на вязкость, принимать меры по сохранению ее возможно минимальной. Утяжеление раствора следует производить осторожно и потому, что большое повышение удельного веса может стать причиной поглощения промывочной жидкости и связанных с этим новых осложнений. Кроме того, следует всегда учитывать, что применение утяжеленных растворов повышает стоимость бурения скважины.

Перед входом в зоны возможных газонефтепроявлений проверяют герметичность устья скважины, исправность превентеров, запас промывочной жидкости, материалов для ее приготовления, включая химические реагенты и утяжелители, проводят профилактический осмотр всего бурового оборудования и механизмов.

Одним из серьезных мероприятий предупреждения газовых и нефтяных проявлений и выбросов является непрерывность процесса бурения. Остановки бурения при вскрытии газонефтяных пластов недопустимы, они почти всегда приводят к осложнениям. Большое значение имеет и слаженность работы буровой бригады; время на подсобно-вспомогательные работы должно быть сведено до минимума.

Особое внимание при бурении в зонах проявлений следует уделять проведению спуско-подъемных операций. Перед подъемом бурового инструмента скважину необходимо промыть до выноса всех частичек породы и полного выравнивания удельного

веса раствора. Если на бурильных трубах, турбобуре и долоте образовались сальники, подъем инструмента производить нельзя до тщательной промывки скважины. Сальники, действуя при подъеме инструмента как поршень, будут причиной уменьшения давления на продуктивный пласт, что может привести к прорыву газа и нефти из пласта. При подъеме бурильных труб следует тщательно следить за уровнем жидкости в скважине, поддерживать его у устья путем систематической подкачки раствора. Перед подъемом бурильного инструмента целесообразно закачать в скважину раствор несколько повышенного удельного веса (примерно на $0,1 \text{ г/см}^3$) для компенсации падения давления на забой, вызываемого прекращением работы буровых насосов.

При первых признаках газовых проявлений и примесей нефти в растворе скважину следует тщательно промыть и проследить за результатами дегазации раствора. Эти результаты легко определяются сопоставлением удельного веса разгазированного раствора, замеряемого в начале желобной системы непосредственно после выхода раствора из скважины и после его дегазации в конце желобной системы, перед сливом в приемные емкости.

Если после дегазации удельный вес бурового раствора полностью не восстанавливается, следует его утяжелить.

При увеличении газонефтепроявлений целесообразно заменить раствор свежим с большим удельным весом. Для этого поднимают инструмент на высоту квадрата и, не прекращая циркуляции, заменяют раствор при закрытом превентере. При всех работах по выравниванию и утяжелению разгазированного бурового раствора циркуляцию его прекращать не следует. Также необходимо следить за недопущением резких колебаний давления на забое скважины.

Целесообразно спускать бурильный инструмент с промывкой. Промывку следует начинать перед опасными горизонтами, для постепенной промывки и смещения с раствором возможных скоплений газа и нефти в стволе скважины в интервале проявляющих пластов.

б. Водопроявления

Общими признаками начавшихся водопроявлений являются уменьшение удельного веса бурового раствора, падение давления на насосах и превышение количества выходящего из скважины раствора по сравнению с закачиваемым в бурильные трубы. При прекращении циркуляции происходит перелив бурового раствора из скважины.

Если водопроявления вызываются пресной водой или водой слабоминерализованной, не оказывающей заметного коагулирующего воздействия на промывочную жидкость, то наряду с уменьшением удельного веса снижаются вязкость, статическое напряжение сдвига и увеличивается водоотдача раствора. Если же

в скважину проникает минерализованная вода с коагулирующими солями, то при первых ее поступлениях буровой раствор загустевает, вязкость и статическое напряжение сдвига возрастают. Однако при дальнейшем увеличении количества минерализованной воды начинается разжижение раствора, напряжение сдвига и вязкость снижаются, при движении раствора по желобам интенсивно выпадает выбуренная порода, из системы выпадают утяжелитель и даже частично основная твердая фаза. В связи с резким ухудшением структурно-механических качеств раствора и снижением удельного веса в скважине могут происходить обвалы и осыпи, а также газонефтепроявления и выбросы.

Интенсивность водяных проявлений и фонтанов может изменяться в широком диапазоне: от нескольких кубометров до 10—15 тыс. м³ и более воды в сутки.

Меры по предупреждению и борьбе с водяными проявлениями и фонтанами аналогичны мероприятиям по предупреждению газонефтяных проявлений, выбросов и фонтанов и борьбе с ними. Кроме того, в случае поступления в буровой раствор минерализованных вод с коагулирующими солями («агрессивных вод») необходимо обрабатывать раствор химическими реагентами для нейтрализации вредного влияния этих солей.

При разбуривании зон, опасных по водяным проявлениям и фонтанам, как и при бурении зон возможных газонефтяных проявлений и выбросов, необходимо иметь буровой раствор соответствующего удельного веса, обеспечивающий превышение гидростатического давления столба жидкости в скважине над давлением в водопроявляющем пласте. Водоотдача раствора должна быть по возможности минимальной. При возникновении водопроявлений необходимо применять утяжеление промывочной жидкости. Если бурение производится с промывкой глинистым раствором, следует повысить содержание глины в нем, если же этого окажется недостаточным, необходимо применить утяжелители. Повышение содержания глины в растворе производится иногда для некоторого увеличения статического напряжения сдвига (до 50—60 мг/см² и более), так как пресная вода, попав в раствор, может значительно снизить этот параметр, в результате чего будет выпадать твердая фаза системы, в первую очередь утяжелитель.

Повышение удельного веса бурового раствора производится одновременно с дополнительной его обработкой химическими реагентами.

При сильных водопроявлениях (водяных фонтанах) бурильный инструмент необходимо поднять на высоту квадрата, закрыть превентер и заменить раствор в скважине утяжеленным или утяжелить его, если не было предварительно заготовлено необходимого количества утяжеленного раствора.

При всех работах, связанных с предупреждением и борьбой с водяными проявлениями и фонтанами, недопустимо прекращение циркуляции. Перерыв в движении раствора может привести к новым осложнениям в виде обвалов, осыпей и газонефтяных выбросов. Перед входом в опасные зоны должны быть проверены все буровые механизмы и оборудование, обеспечен запас материалов для заготовки бурового раствора и химических реагентов для его обработки.

В ряде случаев при сильных водяных проявлениях, переходящих в фонтаны, целесообразно применять обратную промывку.

Преимущество обратной промывки заключается в следующем. Закачиваемый в затрубное пространство буровой раствор оказывает значительное сопротивление встречному потоку выходящей из пласта воды и способствует задавливанию ее в пласт. Проходя в каналы движения пластовой воды, раствор способствует их закупорке и уменьшению интенсивности поступления жидкости в скважину. При соприкосновении свежего раствора со стенками скважины улучшается состояние фильтрационной корки, что также усиливает сопротивление движению жидкости из пласта в скважину.

Гидравлические сопротивления при подъеме промывочной жидкости с частичками разбуренной породы через бурильные трубы возрастают. В связи с этим давление на водопроявляющий пласт увеличивается, что приводит к увеличению сопротивлений движению жидкости из пласта и понижает интенсивность ее поступления в скважину. Закачка свежего утяжеленного раствора непосредственно в водопроявляющий пласт также способствует снижению интенсивности поступления воды в скважину и ликвидации осложнения.

Водопроявления могут происходить и в скважинах, имеющих в разрезе пласты пониженного давления, опасные в отношении поглощений промывочной жидкости. При таких сочетаниях осложнений ликвидацию их необходимо производить последовательно: сначала следует ликвидировать поглощение, а затем водопроявление.

В районах, сложенных крепкими необваливающимися породами, можно использовать поступающую из пласта воду как промывочную жидкость для бурения без выхода циркуляции. При этом поступающая по затрубному пространству пластовая вода вновь закачивается буровыми насосами в скважину, совершает полезную работу, приводит в движение турбобур, очищает забой скважины от выбуренной породы и выносит эту породу в поглощающий пласт. Такой оригинальный метод использования водяных фонтанов довольно успешно применяется, например, в левобережных районах Саратовской области.

7. ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ И ЛИКВИДАЦИЯ ПРИХВАТОВ И ЗАТЯЖЕК БУРОВОГО ИНСТРУМЕНТА ПРИ ПОМОЩИ ПРОМЫВОЧНОЙ ЖИДКОСТИ

Затяжки и прихваты бурового инструмента в скважине могут происходить в результате:

- а) заклинивания инструмента обвалами и осыпями горных пород;
- б) прилипания инструмента к отложившейся на стенках скважины толстой и липкой глинистой корке;
- в) заклинивания инструмента образовавшимися в скважине сальниками;
- г) заклинивания инструмента осаждающимся на забой выбуренным шламом и утяжелителем из раствора;
- д) заклинивания инструмента в местах резких искривлений ствола скважины;
- е) заклинивания турбобура и долота в суженных частях ствола скважины.

Аварии и осложнения, связанные с прилипанием бурового инструмента к образующейся на стенках скважины фильтрационной корке, происходят при бурении скважины с промывкой глинистым раствором. В южных нефтяных районах страны этот вид прихватов является наиболее распространенным. По данным Г. А. Ковтунова [14, 15], прихваты из-за прилипания бурового инструмента к глинистой корке составляют около 50% общего числа прихватов, при этом $\frac{3}{4}$ общего числа прихватов происходят при бурении с промывкой утяжеленными растворами с высокими значениями вязкости, статического напряжения сдвига и низкой водоотдачей. Утяжеленные растворы даже при малой водоотдаче образуют более толстую и прочную корку, чем нормальные глинистые растворы. Прихваты из-за прилипания инструмента к глинистой корке происходят главным образом при турбинном бурении в связи с отсутствием вращения бурильных труб. Колонна бурильных труб, соприкасаясь со стенкой скважины, уплотняет корку, вдавливаясь в нее, особенно замками и муфтами. Силы сцепления между металлом и глинистыми частицами увеличиваются, увеличивается предельное напряжение сдвига между частичками самой глины, усилия, прилагаемые к подъему колонны, оказываются недостаточными, и колонна «прихватывается». Возможность прихвата определяется и качествами самой корки: ее липкостью, плотностью и толщиной. В наклонных скважинах при контакте колонны труб с глинистой коркой на стенках скважины по большей площади прихваты инструмента более часты, чем в вертикальных скважинах, бурящихся в аналогичных условиях.

Основным профилактическим средством предотвращения прихватов в виде прилипания труб к глинистой корке является бу-

рение с промывкой качественным коллоидным глинистым раствором, образующим плотную, но тонкую и нелипкую глинистую корку. Такие растворы готовятся из высококоллоидальных глин с относительно небольшим содержанием твердой фазы. Водоотдача раствора также должна быть небольшой. При регулировании водоотдачи следует наблюдать, чтобы обрабатываемый раствор не содержал излишнего количества углещелочного реагента: глинистые растворы, пересыщенные углещелочным реагентом, имеют весьма липкую корку, которая даже при минимальных водоотдачах (до 3 см³ за 30 мин.) может быть причиной прихвата.

Хорошим средством уменьшения липкости глинистой корки является добавка в раствор легкой парафинистой нефти до 8—12% к объему промывочной жидкости.

Прилипание бурильной колонны к глинистой корке может произойти только при отсутствии движения колонны. Со временем контакт металла с глинистыми частичками увеличивается и силы сцепления возрастают. Отсюда следует, что пребывание инструмента в скважине без движения, при неработающем турбобуре и отсутствии промывки скважины или же без вращения при роторном бурении в условиях возможных прихватов из-за прилипания особо недопустимо. Эти обстоятельства необходимо иметь в виду и при спуске обсадных колонн в скважину для крепления.

Образование сальников происходит при бурении нестабильным, коагулированным раствором. Наиболее опасна в этом случае гидрофобная коагуляция глинистого раствора, происходящая при поступлении значительного количества агрессивных пластовых вод, содержащих коагулирующие соли. Гидрофобная коагуляция промывочной жидкости сопровождается, как уже было отмечено, нарушением сил взаимной связи между твердой и жидкой фазами системы, агрегированием, слипанием частиц твердой фазы в комочки и их относительно легким выпадением. Концентрируясь вблизи долота, расширителя, турбобура, в местах резких изменений направлений ствола скважины, в интервалах каверн и местах расширений скважины, выпадающие агрегаты-комочки и создают основу для образования сальников.

Плохая промывка скважины способствует скоплению выпадающих из промывочной жидкости агрегатов твердой фазы, а также одновременному осаждению в этих интервалах частиц выбуренной породы. В большинстве случаев сальники образуются при бурении глинистых отложений и против сильно пористых пропластков, где отлагается рыхлая глинистая корка.

Выпадение утяжелителя происходит при бурении с раствором, не имеющим достаточно прочной пространственной структурной сетки, т. е. не обладающим достаточными структурно-механиче-

скими свойствами. В зависимости от состояния структуры раствора может выпадать основная твердая фаза промывочной жидкости, что также приводит к прихвату инструмента. В этом отношении наиболее опасным является бурение с промывкой водой. При бурении с промывкой водой удержание частичек шлама во взвешенном состоянии возможно только в период движения жидкости в кольцевом пространстве, а способность выноса его на поверхность зависит главным образом от скорости этого движения. Поэтому при промывке скважины неструктурированной промывочной жидкостью режим промывки скважины имеет особо важное значение. При недостаточной промывке и небольшой скорости подъема жидкости в кольцевом пространстве опасность прихвата инструмента от осаждения бурового шлама резко возрастает.

Скопление агрегатов твердой фазы в количествах, достаточных для прихвата бурового инструмента, образуется и при толстой глинистой корке на стенках скважины. При спуско-подъемных операциях часть этой корки сдвигается со стенок скважины доломом, турбобуром, расширителем, замками и опускается вниз, образуя пробки, могущие явиться причиной прихвата.

Общая загрязненность промывочной жидкости выбуриваемыми частичками породы в связи с плохой организацией очистки бурового раствора на поверхности может быть также одним из факторов, активно увеличивающих опасность прихвата.

Прихваты рассматриваемого вида часто происходят из-за неплотности в соединениях бурильных труб и промоин в них. При этом часть закачиваемой жидкости возвращается через неплотности в замках и муфтах и через промоины на поверхность, не доходя до забоя, а интервал ствола скважины, находящийся между забоем и местом утечки бурового раствора, легко загрязняется из-за недостаточной промывки.

Для предотвращения прихватов бурильных (и обсадных) труб из-за образования сальников, осаждения шлама и утяжелителя необходимо вести бурение на стабилизированном структурированном буровом растворе, имеющем небольшую водоотдачу.

Вязкость и статическое напряжение сдвига целесообразно держать возможно минимальными.

При работе на утяжеленных растворах их структурно-механические параметры должны быть достаточно высокими, чтобы не произошло выпадение утяжелителя.

Особое внимание нужно уделять чистоте скважины, своевременному выносу разбуриваемой породы и осаждению ее из раствора в очистной системе на поверхность. Производительность буровых насосов должна быть по возможности максимальной.

Следует установить надлежащий контроль за герметичностью бурильной колонны, проверять крепление бурильных труб, применять сварку замков, использовать при их свинчивании машинные ключи и т. д. Осаждающийся в желобной системе

шлам необходимо систематически удалять. При работе на вязких, недостаточно стабилизированных растворах следует периодически прорабатывать скважину, особенно тщательно в интервалах возможных образований сальников. Перед спуском обсадной колонны скважина также должна быть хорошо проработана.

Перед подъемом бурового инструмента скважину необходимо тщательно промыть до полной очистки от выбуренной породы и выравнивания раствора.

Прихваты бурового инструмента в искривленных скважинах происходят обычно в местах перегибов, резких изменений азимута ствола. При турбинном бурении в искривленных и наклонных скважинах и продолжительном избирательном (в местах перегибов) соприкосновении буровой колонны с породой, а также при спуско-подъемных операциях в интервалах стенок скважины, сложенных мягкими и средней твердости породами, создаются узкие выработки-желоба, которые и могут являться причиной прихвата инструмента или обсадной колонны.

Одним из основных факторов предупреждения таких прихватов является наряду с выдерживанием заданного профиля скважины по углу наклона и азимуту и правильным подбором диаметра спускаемых колонн — применение промывочной жидкости, создающей тонкую, плотную и нелипкую фильтрационную корку на стенках ствола. Хорошие результаты даст добавка к глинистым растворам дизельного топлива (до 8% к объему промывочной жидкости) и графита.

Сужение ствола, вызывающее прихваты бурового инструмента, затяжки при подъеме и посадки при спуске, происходит в основном по двум причинам: а) в результате бурения в крепких породах долотом, потерявшим первоначальный диаметр, и б) при бурении глин — вследствие их пластической деформации (в результате напряжений, вызываемых проводкой скважины), набухания под влиянием отфильтрованной в пласт воды и дополнительного отложения на стенках скважины глинистых корок, прилипания частиц и комков выбуренных пород и утяжелителя.

Прихваты и посадки инструмента, вызванные первой причиной, не связаны со свойствами промывочной жидкостью, происходят в конце спуска долота в скважину и только при невнимательном отношении обслуживающего персонала. Эти прихваты легко предупредить своевременной проработкой призабойной зоны новым долотом. Сужение ствола, связанное с набуханием глин, прилипанием агрегатов-комочков твердой фазы раствора и выбуренных пород, зависит от качества промывочной жидкости. Предупредить его можно обычными методами улучшения буровых растворов, т. е. обработкой химическими реагентами.

В практике бурения применяется ряд методов ликвидации прихватов буровой колонны и обсадных колонн. Распространены способы физико-химического воздействия на поверх-

ность раздела металла и частичек породы и твердой фазы раствора для уменьшения сил взаимодействия (прилипания). Для этого в зону прихвата закачивают жидкости, создающие на поверхностях соприкосновения металла и породы тонкие смазывающие слои, уменьшающие степень агрегирования твердых частичек и оказывающие химическое воздействие на породу, «прихватившую» инструмент.

Процесс доставки жидкости в зону прихвата получил название *установки ванны*.

Наибольшее распространение получил на промыслах способ ликвидации прихватов при помощи нефтяных ванн. Количество нефти для доставки в интервал прихвата определяется расчетом (практически закачивается от 3—4 до 15—20 т).

После того как в соответствии с расчетными данными нефть будет доставлена в интервал прихвата, буровой инструмент оставляют под натяжкой, нефть проникает на поверхность раздела металла, глинистой корки и осевших частичек выбуренной породы и оказывает смазывающее действие; образующиеся тонкие смазочные слои уменьшают агрегирование выбуренной породы, степень прилипания твердой фазы раствора и частичек породы к металлу и облегчают освобождение инструмента. Положительные результаты получаются после нахождения нефти в зоне прихвата в течение 8—24 час.

В некоторых районах (Грозный, Саратовская область) для ликвидации прихватов применяют водяные ванны. Первая водяная ванна была применена Г. А. Ковтуновым в 1941 г. в Старогрознефти. Прихваченный инструмент был освобожден через 12 час. после закачки 30 м³ воды. В Саратовском нефтяном районе в 1954—1955 гг. с успехом был применен метод ликвидации прихватов путем промывки скважины чистой водой. Первые опыты показали, что при форсированной промывке прихваченный вследствие осаждения выбуренной породы и твердой фазы раствора буровой инструмент может быть освобожден за 5—10 час. Метод промывки водой можно применять только при циркуляции промывочной жидкости, в условиях отсутствия обваливающихся пород и высокого давления в продуктивных пластах.

М. А. Гейман [16] рекомендует применять водяные ванны из 1%-ного раствора поверхностно-активных веществ типа ДС (детергент советский) с прокачкой отдельных порций. Создание вокруг металла смазывающего тонкого слоя водного раствора поверхностно-активных веществ и эффект флокуляции твердой фазы бурового раствора способствуют освобождению прихваченной колонны.

При бурении в районах залегания карбонатных пород хорошие результаты могут быть получены при закачке в зону прихвата соляной кислоты. Эффект солянокислотных ванн объяс-

няется растворением карбонатных пород и некоторых глинистых материалов, а также уменьшением способности монтморрилонита и других коллоидных веществ к разбуханию. В США довольно широко распространен способ борьбы с прихватами посредством ванн так называемой грязевой кислоты — смеси соляной и фтористоводородной кислот с добавкой ингибиторов и поверхностно-активных веществ. Обработанная ингибиторами и поверхностно-активными веществами кислота уменьшает степень воздействия (прилипания) поверхностей металла и породы и способствует флокуляции твердой фазы раствора.

Л И Т Е Р А Т У Р А

1. Шацов Н. И. Бурение нефтяных скважин, т. I, кн. 2. Гостоптехиздат, 1944.
2. Царевич К. А., Шищенко Р. И., Бакланов Б. Д. Глинистые растворы в бурении. Азнефтехиздат, 1932.
3. Гукасов Н. А., Пирвердян А. М. Приближенная формула для определения давления на забой скважины. НХ, № 9, 1956.
4. Временная инструкция по проводке скважин в трещиноватых кавернозных породах и в дренированных пластах. ЦНИИТЭнефть, 1957.
5. Гайворонский А. А., Шайдеров Б. М. Классификация зон поглощения. НХ, № 7, 1956.
6. Гайворонский А. А. Борьба с уходом промывочной жидкости при бурении скважин. Гостоптехиздат, 1957.
7. Винарский М. С. Борьба с осложнениями при бурении. Гостоптехиздат, 1956.
8. Вопросы борьбы с поглощениями промывочной жидкости на промыслах Татарии. Сборник. Бугульма, Татиздат, 1957.
9. Кулиев С. М., Мирзаджанзаде А. Х. Теоретическая схема явления поглощения и ухода раствора. Доклады Академии наук Азербайджанской ССР, т. 6, № 3, 1950.
10. Принципы контроля буровых растворов. Перевод с английского И. И. Слезингера. Гостоптехиздат, 1957.
11. Беркович М. Я. Новый метод борьбы с поглощениями промывочной жидкости при бурении скважин. Бюллетень научно-технической информации ЦНИИТЭнефть, № 28, 1957.
12. Баранов В. С. Глинистые растворы для бурения скважин в осложненных условиях. Гостоптехиздат, 1955.
13. Шамсиев А. А. Обвалы пород при бурении нефтяных и газовых скважин. Азнефтеиздат, 1955.
14. Ковтунов Г. А. Методы борьбы с прихватами бурового инструмента. Грозненское книжное издательство, 1953.
15. Сборник материалов научно-технической сессии по проводке скважин в осложненных условиях бурения. Краснодарское издательство, 1957.
16. Гейман М. А., Ханмурзин И. Н. К оценке эффективности методов ликвидации прихватов в бурении. НХ, № 10, 1957.
17. Охрименко Н. М., Прутянов И. П., Кравченко Н. С. Опыт применения наполнителей для ликвидации поглощений промывочной жидкости. НХ, № 8, 1959.

Г Л А В А Х I

ОЧИСТКА ПРОМЫВОЧНЫХ ЖИДКОСТЕЙ ОТ ВЫБУРЕННОЙ ПОРОДЫ И ГАЗА

Своевременная и тщательная очистка промывочной жидкости от выбуренной породы и газа является одним из основных факторов успешной проводки глубоких скважин. Буровой раствор, не освобожденный при выходе на поверхность от шлама, постепенно теряет свои качества и становится причиной затруднений и осложнений в процессе бурения. Находящиеся в циркулирующей промывочной жидкости частички разбуренных пород загрязняют раствор (раствор зашламовывается), в результате чего уменьшается его подвижность и увеличиваются местные гидравлические сопротивления.

Загрязненный раствор плохо очищает забой скважины, способность его выносить разбуренные обломки пород уменьшается, что приводит к значительным потерям механической скорости бурения. Находящиеся в растворе частички песка и других абразивных материалов ускоряют износ деталей буровых насосов, турбобуров, долот, бурильных труб и замков. Если в промывочной жидкости остаются глинистые частички, резко возрастает ее вязкость, увеличивается коркообразование на стенках скважины. Частички пород, обладающих коагулирующими свойствами (например ангидрита), находясь в циркулирующем растворе, способствуют коагуляции системы.

Загрязненный глинистый раствор является одной из основных причин прихватов бурильного инструмента, затяжек, продолжительных проработок ствола скважины и образования сальников.

Методы очистки промывочной жидкости от выбуренной породы можно разделить на: 1) гидравлические, 2) механические и 3) центрифугирование.

Промывочные жидкости, не имеющие структуры и обладающие минимальной вязкостью, очищаются от шлама легко. В этих жидкостях условия выпадения обломков и комков разбуренной породы и выделения газа значительно более благоприятны, чем в структурированных и высоковязких растворах.

С ростом вязкости и структурированности раствора условия его очистки усложняются, упругая структурная сетка хорошо

задерживает посторонние примеси. При повышенной вязкости раствора требуются значительно большие усилия для преодоления частичками породы и пузырьками газа сил взаимного трения.

Таким образом, структурированность и высокая вязкость промывочной жидкости, являясь положительным фактором при удержании частичек разбуренной породы во взвешенном состоянии и выносе ее на поверхность, имеют отрицательное значение при очистке бурового раствора от примесей. Обязательным условием очистки структурированной промывочной жидкости является разрушение ее структуры.

1. ГИДРАВЛИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ОЧИСТКИ

Гидравлические методы очистки, основанные на естественном оседании частичек разбуренной породы под действием силы тяжести, дают хорошие результаты при бурении с промывкой водой и маловязкими глинистыми, карбонатными и другими водными растворами.

К этим методам относятся амбарный способ очистки и очистка в специальных желобных системах. При амбарном способе очистка промывочная жидкость после выхода из скважины по канавкам или желобам поступает в находящиеся вблизи скважины земляные амбары, в которых и происходит оседание частичек породы.

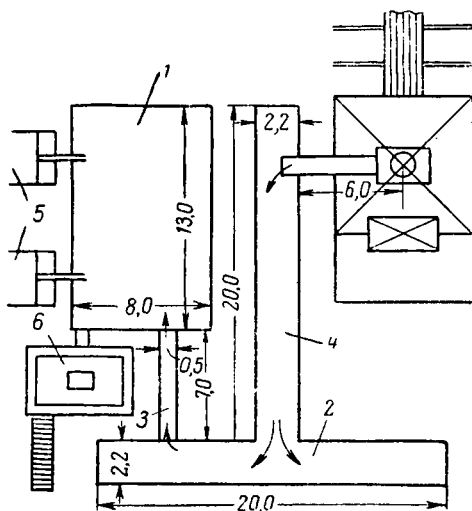


Рис. 70. Схема амбарной очистной системы при бурении с промывкой водой.

1 — приемный амбар; 2 — дополнительный амбар (отстойник); 3 — соединительный желоб; 4 — циркуляционная канава-отстойник; 5 — буровые насосы; 6 — глиномешалка.

С развитием технологии бурения глубоких скважин амбарная очистка была вытеснена очисткой в специальных желобных си-

стемах, дающих возможность разрушать в определенной мере структуру раствора в период течения его по желобам. В связи с широким распространением бурения с промывкой водой метод очистки промывочной жидкости в амбарах получил вновь применение в восточных нефтяных районах страны (рис. 70).

Образующаяся в скважине неустойчивая суспензия при бурении с промывкой водой в твердых породах направляется через желоб или просто канавку в амбар-котлован, где происходят отстой воды и оседание частичек разбуренных пород. Отстоявшаяся вода через приемные емкости забирается буровыми насосами и вновь закачивается в скважину. Такой способ очистки при бурении с промывкой водой себя оправдывает. Он экономичен,

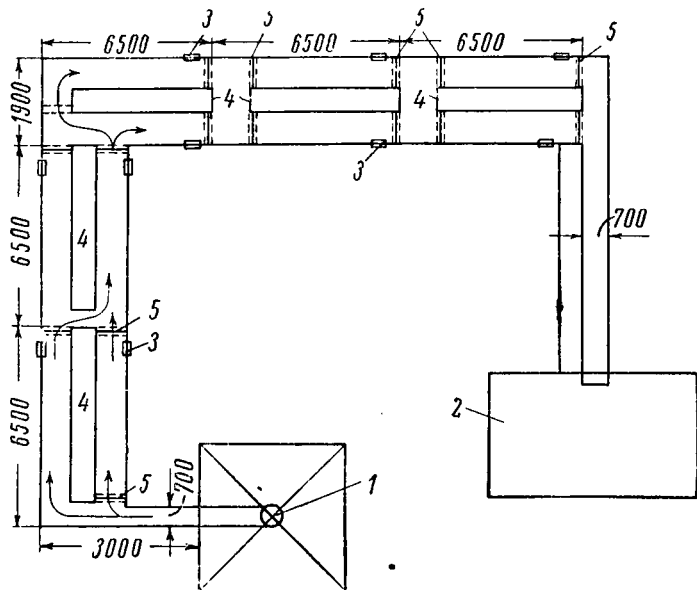


Рис. 71. Схема желобной очистной системы.

1 — буровая; 2 — приемный амбар; 3 — щит спуска пламя; 4 — мосток шириной 500 мм; 5 — щит направления.

не требует больших затрат на сооружение очистной системы и затрат рабочей силы на очистку раствора непосредственно в процессе бурения.

Желобная система является наиболее распространенным видом устройства для очистки промывочной жидкости. Одна из типичных схем желобной системы показана на рис. 71. Желоба делаются металлическими и деревянными. Более долговечными и удобными для перемещения на другие буровые являются металлические желоба.

Размеры желобов в поперечнике и длина всей желобной системы могут изменяться в зависимости от количества циркулирующей промывочной жидкости и ее качеств. В большинстве районов применяются желоба, имеющие высоту 40—60 см, ширину 60—70 см (при усиленных режимах бурения — до 100 см), длина желобной системы изменяется в пределах 50 м.

Применяются желобные системы двух типов: однорядная и двухрядная. При двухрядной системе чистку желобов можно производить непосредственно в процессе бурения, отключая одну из ветвей и направляя течение раствора по другой секции. В этих же целях в некоторых районах применяют зигзагообразные желобные системы. Вообще же чистку желобов во время работы долота на забое производить не следует из-за больших потерь бурового раствора, выбрасываемого вместе со шламом.

Для лучшего разрушения структуры в желобах через 4—6 м делают уступы или перегородки, не доходящие до верха на 20—30 см. Отдельные секции желобов делают более глубокими (до 1,5 м) и широкими, чтобы они служили отстойниками.

Уклон желобной системы в сторону приемных емкостей насоса — от 0,01—0,015 до 0,02—0,03. При работе на утяжеленных растворах повышенной вязкости применяется верхний предел уклона [1].

По качеству очистки структурированных промывочных жидкостей желобная система является значительно лучшим способом, чем амбарная. Однако и в этой системе удовлетворительные результаты получаются при очистке промывочных жидкостей нормальной вязкости, структура которых при движении по желобам в достаточной степени разрушается. Эта система не обеспечивает хорошей очистки глинистых растворов повышенной вязкости, особенно вязких утяжеленных растворов. В таких случаях в дополнение к гидравлическому обычно используются механические способы очистки бурового раствора.

2. МЕХАНИЧЕСКИЕ СПОСОБЫ ОЧИСТКИ

Очистка промывочных жидкостей этим методом производится при помощи механизмов, общим для которых являются металлические сетки. Эти сетки пропускают раствор и задерживают выбуренную породу. К таким механизмам относятся вибрационные сита, сито-конвейер и сепаратор.

Вибрационное сито (рис. 72) состоит из металлической сетки, натянутой на железную раму прямоугольной формы. Рама устанавливается на рессорах или пружинах. Вибрацию сетке передает эксцентричный вал, приводимый в быстрое вращение электродвигателем.

Рама вибрационного сита устанавливается наклонно под углом 15—18°; очищаемый раствор подается равномерно на верхнюю грань и стекает по сетке при ее вибрации. Вибрация способствует разрушению структуры раствора, что облегчает его прохождение через сетку. Выбуренные частички породы остаются на сетке, под влиянием вибрации сползают вниз и удаляются. Очищенный раствор направляется в приемные емкости буровых насосов. Вибрационное сито СВ-1 имеет до 1500 вибраций в ми-

нуту, приводится во вращение электродвигателем мощностью 2 кВт; размер сетки из нержавеющей стали 1200×1500 мм, число отверстий на 1 см^2 — от 625 до 900; диаметр проволоки

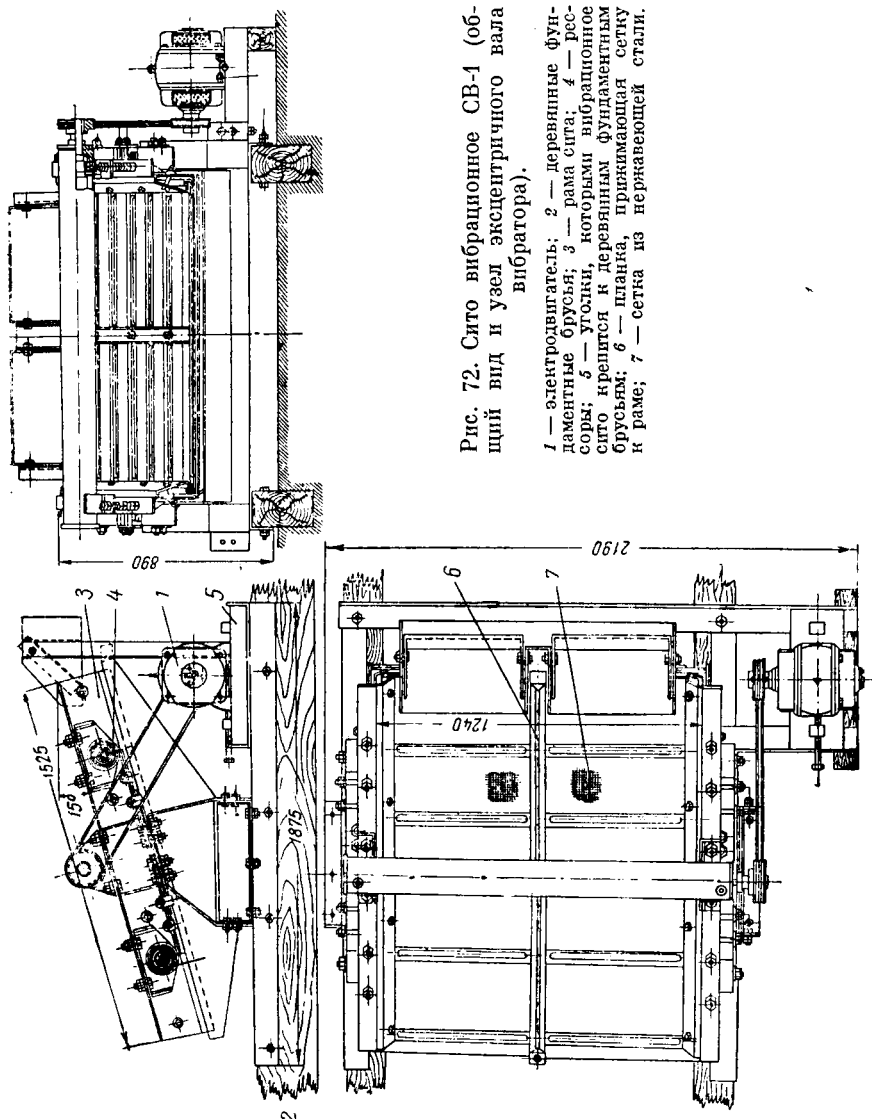


Рис. 72. Сито вибрационное СВ-1 (общий вид и узел эксцентричного вала вибратора).

1 — электродвигатель; 2 — деревянные фундаментные брусья; 3 — рама сита; 4 — резсоры; 5 — уголки, которыми вибрационное сито крепится к деревянным фундаментным брусьям; 6 — планка, прижимающая сетку к раме; 7 — сетка из нержавеющей стали.

0,25 и 0,35 мм. Чем мельче отверстия сетки, тем меньше пропускная способность сита, но и тем меньшего диаметра частички остаются в буровом растворе. Обычно очистка вибрационным

ситом совмещается с гидравлическим методом очистки через желобную систему; вибрационное сито устанавливается между первыми секциями желобов.

При бурении на усиленных режимах с повышенным количеством промывочной жидкости следует устанавливать три вибрационных сита, так как одно сито очищает только 15—20 л промывочной жидкости в 1 сек. при нормальной ее вязкости. С повыше-

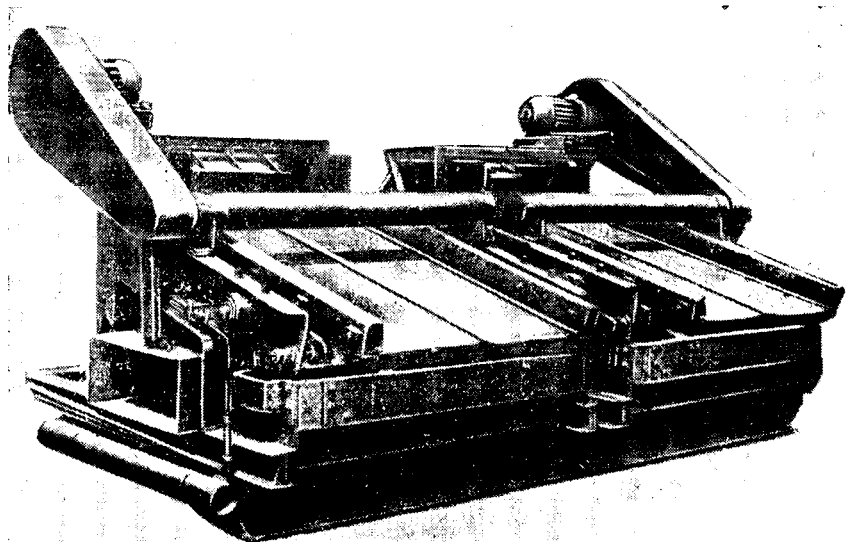


Рис. 73. Сито вибрационное сдвоенное СВС.

нием вязкости раствора пропускная способность вибрационного сита уменьшается.

В процессе бурения (особенно с вязкими растворами) сетку сита необходимо промывать. Для этого на нее подается тонкими струйками вода из специально монтируемого над ситом перфорированного патрубка, соединенного с водопроводом.

В ряде районов (Баку и других) применяется сдвоенное вибрационное сито СВС-2 конструкции Азинмаш (рис. 73). Это сито имеет две секции и поэтому в два раза большую, чем у сита СВ-1, пропускную способность (до 45—50 л/сек). Число вибраций сетки сдвоенного сита изменяется от 1800 до 2400 в минуту. Каждое из сдвоенных сит имеет самостоятельный электропривод с двигателем 2,8 кВт при $n = 1420$ об/мин. При необходимости одну из секций можно выключать. Схема установки сдвоенного вибрационного сита приведена на рис. 74.

Очистка промывочной жидкости при помощи предложенного М. Д. Оловяным и С. П. Шумиловым сита-конвейера, или конвейерного сепаратора (рис. 75), основана также на принципе процеживания раствора через металлическую сетку, но не вибрирующую, как при работе вибрационного сита, а движущуюся по отношению к попадающему на нее раствору поступательно. Сито-конвейер состоит из двух барабанов: ведущего и ведомого. На эти барабаны надета металлическая бесконечная сетка (лента), обортованная резиной. Ведущий барабан приводится в движение гидравлическим колесом, которое в свою очередь приводится во вращение поступающим из скважины буровым раствором. Пройдя лопасти гидравлического колеса, буровой раствор через распределительный желоб попадает на поступательно движущуюся сетку, процеживается и через корыто направляется по желобам в приемную емкость насосов. Шлам остается на сетке и по ходу ее движения сбрасывается. Нижняя сторона сетки непрерывно промывается струйками воды. При работе на усиленных режимах с большим расходом промывочной жидкости следует устанавливать параллельно два сита-конвейера, так как пропускная способность сита-конвейера СКР-650 равна 45 л/сек. Габаритные размеры сита-конвейера СКР-650: длина 3875 мм, ширина 1425 мм, высота 1675 мм.

Схема установки конвейерного сепаратора приведена на рис. 76 (для одного и двух параллельно расположенных сит-конвейеров). Применение сит-конвейеров для очистки буровых растворов дает хорошие результаты.

Очистка промывочной жидкости при помощи вращающихся сепараторов (рис. 77) основана на процеживании раствора через вращающийся обтянутый металлической сеткой барабан и удалении остающихся внутри барабана частичек разбуренных пород. Сепаратор устанавливается также в начале желобной системы. Поток бурового раствора, выходя из скважины через первые секции желобов, попадает на лопасти гидравлического колеса сепаратора, приводит во вращение

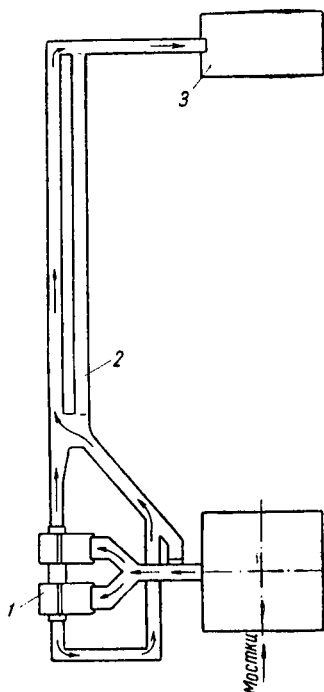


Рис. 74. Схема установки сдвоенного вибрационного сита типа СВС.

1 — сито СВС; 2 — желобная система; 3 — приемный чан (стрелками указано направление движения глинистого раствора).

колесо и барабан посредством ременной передачи сепаратора, процеживается через сетку и поступает через сливные желоба в приемные емкости. Частицы выбуренной породы остаются внутри барабана и удаляются при помощи вращающегося шнека. Промывка сетки производится, как и в предыдущих случаях, тонкими струйками воды. Техническая характеристика применяемых на промыслах сепараторов: пропускная способность — до 60 л/сек, максимальное число оборотов барабана — 22, сило-

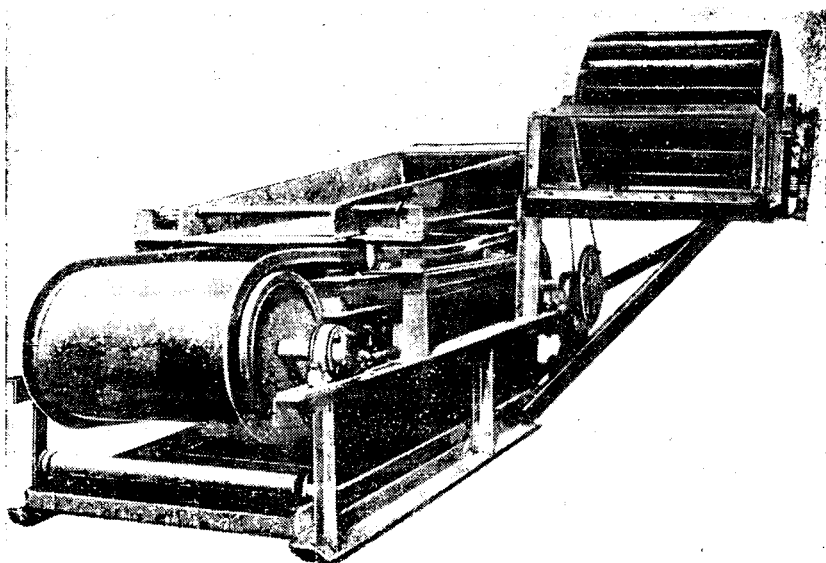


Рис. 75. Сепаратор конвейерный СКР1-650.

вого (гидравлического) колеса — 84, габаритные размеры — длина 5000, ширина 1290, высота 2234 мм.

Очистка растворов методом центрифугирования. Центрифугирование является одним из распространенных в ряде отраслей промышленности способов разделения неоднородных систем при помощи центробежных сил. Для очистки промывочных жидкостей применяют основанные на этом принципе устройства двух типов — гидроциклоны (с гидравлическим завихрением струй жидкости) и турбоциклоны (с механическим перемешиванием жидкости).

В СССР получают распространение гидроциклонные установки. В тресте Первомайбурнефть Куйбышевского совнархоза в 1958—1959 гг. внедрена и успешно работает двухступенчатая гидро-

циклонная система очистки глинистого раствора с использованием напора буровых насосов [4]. Гидроциклонная установка (рис. 78) состоит из блока первой ступени 1, в котором происходит пред-

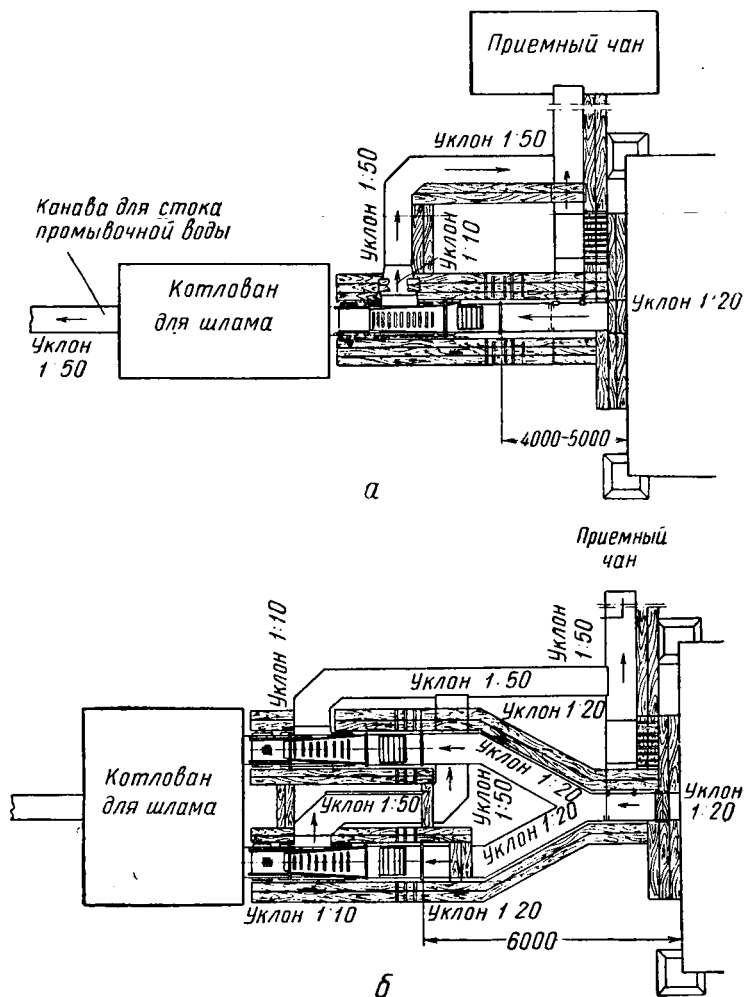


Рис. 76. Схемы установки конвейерных сепараторов СКР1-650. а — при установке одного сепаратора; б — при установке двух параллельно расположенных сепараторов.

варительная очистка раствора от крупного шлама частиц размером от 2 мм и более, и блока второй ступени 2 для очистки раствора от частиц меньшего размера.

В первую ступень очистки входят гидроциклон и герметичная шламовая емкость 3 объемом 1—1,5 м³. Размер гидроциклона

рассчитывается на максимальную производительность буровых насосов; при работе двух насосов У8-3 монтируется гидроциклон диаметром 18". Вторая ступень очистки состоит из группы гидроциклонов меньшего диаметра, емкости для сбора шлама и устройства для его удаления; обычно во второй ступени устанавливают четыре 12" гидроциклона производительностью 16—20 л/сек каждый.

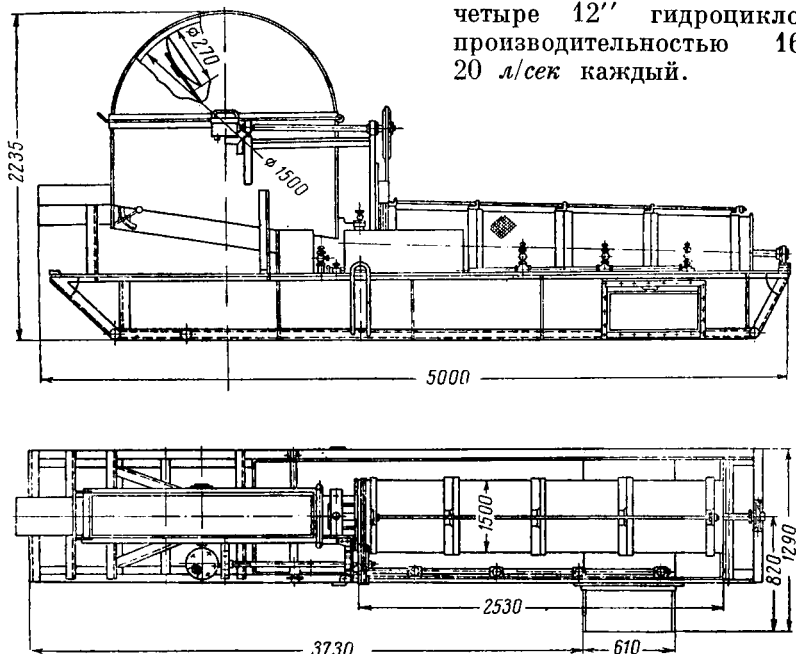


Рис. 77. Вращающийся сепаратор.

Промывочная жидкость поступает из скважины в гидроциклон первой ступени, где под действием центробежной силы частицы шлама отбрасываются к стенкам диффузора и под действием гравитационной силы опускаются в шламовую емкость 3. В процессе бурения шлам удаляется через задвижку 4; при остановке емкость очищают через специальный люк. К шламовой емкости подведен водопровод. После предварительной очистки буровой раствор поступает во второй гидроциклонный блок, где отделяются частицы шлама меньшего размера. При работе установки давление перед входным соплом гидроциклона достигает 2,5—3,5 ат. Гидроциклоны первой и второй ступеней устанавливают на передвижном блоке-основании с таким расчетом, чтобы шлам из емкостей свободно поступал в специальную яму.

Скорость поступления загрязненной промывочной жидкости через входное сопло гидроциклона регулируют перекрытием шарнирной заслонки 5, вращающейся вокруг оси.

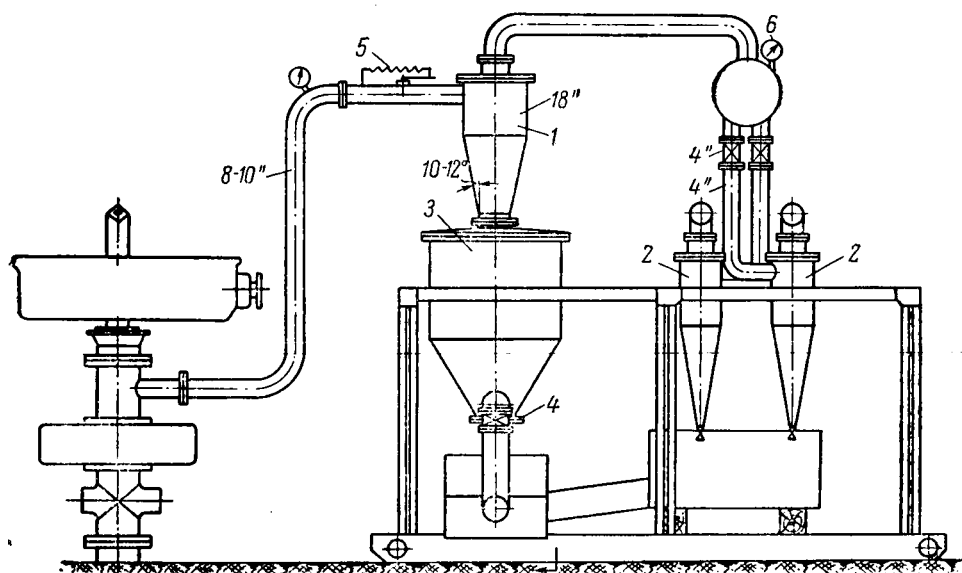


Рис. 78.

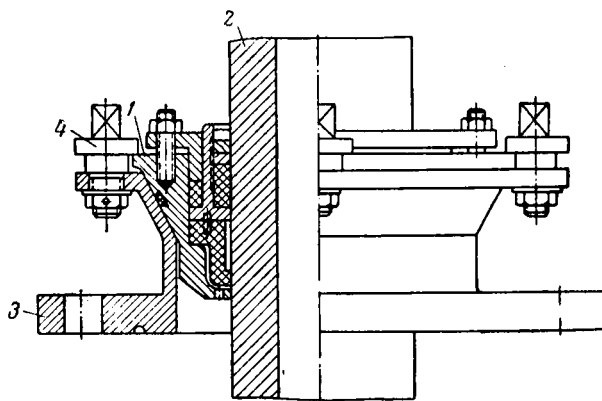


Рис. 79.

1 — патрон головки; 2 — квадрат; 3 — гнездо патрона;
4 — зажимы.

Чтобы поддерживать давление перед входным соплом в пределах 2,5—3,5 ат, необходимо иметь на устье скважины соответствующее противодействие; для этого устье скважины герметизируют специальной вращающейся головкой (рис. 79). Патрон головки находится на квадрате и может вращаться и перемещаться по вертикали. После спуска бурового инструмента патрон са-

жается в гнездо и закрепляется зажимами или шинношневматической муфтой. Повышение давления на пласт в связи с созданием противодействия на устье скважины компенсируется снижением удельного веса промывочной жидкости (для условий бурения на площадях треста Первомайбурнефть — на $0,015-0,02 \text{ г/см}^3$). При «нелетучей» условной вязкости раствора двухступенчатая гидроциклонная установка описанного типа обеспечивает удаление частиц шлама размером до $0,1 \text{ мм}$, при маловязком растворе удаляются частицы размером до $0,02 \text{ мм}$ [4].

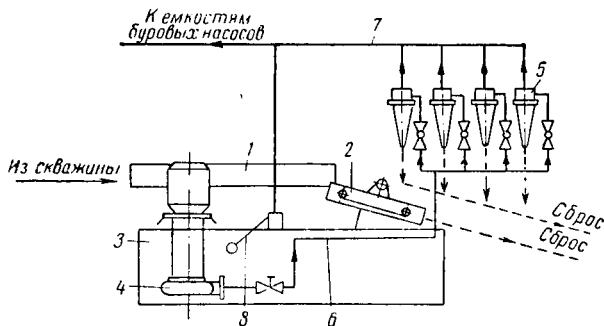


Рис. 80. Схема сито-гидроциклонной установки 4СГУ.

Гипронефтемашем запроектирована и проходит промышленные испытания сито-гидроциклонная установка для очистки неутяжеленного глинистого раствора (рис. 80). Установка монтируется на раме из профильного проката; рама закрывается листовым материалом, образующим емкость 3 для глинистого раствора. Загрязненный глинистый раствор поступает через желоб 1 сварной конструкции на два вибросита 2 (правое и левое), где он предварительно очищается. На установке монтируются четыре гидроциклона 5 диаметром 250 мм литой конструкции. Угол конуса емкости 20° , входной патрубок направлен под углом 2° к горизонту. Установка имеет два вертикальных центробежных шламовых насоса погружного типа 4, систему нагнетательного трубопровода 6 с задвижками, сливной трубопровод 7, регулирующий клапан 8 с поплавковым механизмом для автоматического поддержания постоянства уровня раствора в емкости 3.

Давление в нагнетательном трубопроводе перед гидроциклонами должно быть не ниже 2 ат . К установке подводятся водо- и паропроводы. Схема монтажа установки на буровой приведена на рис. 81.

Турбоциклонные установки имеют вращающийся ротор, находящийся в закрытом корпусе, в который подается загрязненный раствор. Жидкость, получая вращательное движение, попадает в полость корпуса. Частишки шлама, имеющие

большой удельный вес, отбрасываются к стенкам корпуса, оседают и удаляются через нижнюю часть турбоциклона; очищенная жидкость, как и в гидроциклонных установках, удаляется через верхнюю часть турбоциклона.

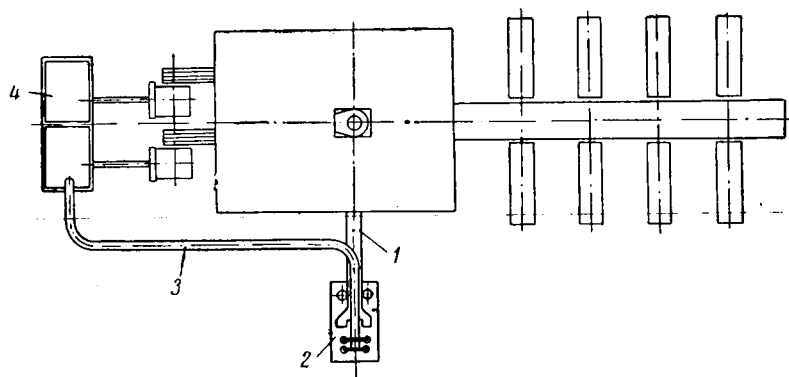


Рис. 81. Схема монтажа установки 4СГУ на буровой.

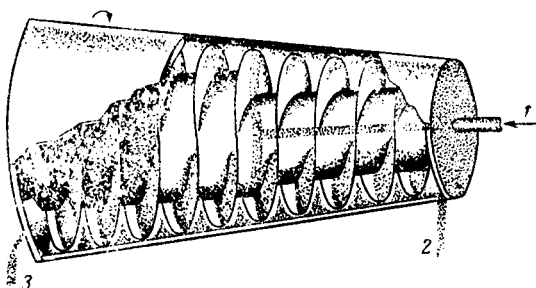
1 — промежуточный желоб; 2 — сито-гидроциклонная установка 4СГУ; 3 — трубопровод очищенного раствора; 4 — приемные емкости буровых насосов.

Принцип работы турбоциклона (центрифуги) показан на рис. 82.

Несмотря на известные преимущества, очистка буровых растворов центрифугированием достаточного распространения в бурении еще не получила.

Рис. 82. Принцип работы центрифуги (уровень жидкости контролируется регулировкой отверстия для слива).

1 — подача пульпы; 2 — слив барнта; 3 — слив жидкой фазы с глинястыми частицами.



Разработка компактных конструкций и схем очистки буровых растворов при помощи центрифугирования, широкое внедрение этого метода, в первую очередь при бурении в осложненных районах, является одной из задач ближайшего времени.

Перспективным может явиться также применение ультразвука для очистки промывочных жидкостей. Разработка этих методов является также очень важной для дальнейшего улучшения качества и экономного расходования промывочных жидкостей.

3. ДЕГАЗАЦИЯ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ

Основным препятствием к выделению газа из раствора являются силы внутреннего взаимодействия. Находясь в структурированном вязком растворе, пузырьки газа, несмотря на разность удельных весов, не в состоянии преодолеть напряжение сдвига системы и остаются в ней. В растворах, не имеющих структуры, маловязких, пузырьки газа проскальзывают сравнительно легко. Наилучшей средой для выхода частичек газа на поверхность является вода: при бурении на этой жидкости газ свободно проскальзывает и уходит из системы. Для создания условий хорошей дегазации необходимо в максимально возможной степени уменьшить силы внутреннего взаимодействия в растворе, т. е. разрушить структуру и резко снизить начало текучести. Дегазация промысловой жидкости происходит при всех описанных выше методах очистки раствора от выбуренной породы.

Наиболее примитивной и малоэффективной является дегазация бурового раствора при амбарном методе очистки его от шлама. Желобная система — более приспособленное устройство для очистки раствора от газа, дающее значительно лучшие по сравнению с амбарной системой результаты. Основная дегазация происходит в градиентных слоях при разрушении структуры раствора в период его движения по желобам, а также при переходе раствора через перегородки и сливы. Однако степень дегазации при работе с вязкими растворами в желобной системе явно недостаточна. Значительная часть пузырьков газа остается в системе и вновь возвращается в скважину, увеличивая разгазированность раствора. Лучшее разрушение структуры достигается при механических способах очистки, из которых наиболее приемлемой в отношении дегазации раствора следует считать очистку при помощи вибрационных сит.

Сильная вибрация и разбрызгивание хорошо разрушают структуру раствора. Однако и при процеживании бурового раствора через вибрационные сита, сопровождающемся разрушением его структуры, наиболее мелкие пузырьки газа при незначительном поверхностном натяжении на границе раздела фаз (газ — жидкость) проскакивают через сетку и остаются в растворе. Поэтому в ряде случаев при поступлении большого количества газа из пласта и бурении на высоковязких растворах применяют дополнительные приспособления по дегазации. Все эти приспособления основаны на принудительном разбрызгивании раствора и разлинии его тонким слоем, что облегчает выход пузырьков газа. К таким методам относятся дегазация в аэрационных башнях (градириях), пропуск раствора и растирание его между вальцами, удар струи о стенку с последующим интенсивным разбрызгиванием.

Хорошие результаты дает дегазация раствора обработкой его паром. Пар пускается навстречу раствору, движущемуся по трубе (желобу). Под действием пара пузырьки газа нагреваются, увеличиваются в объеме и выходят из раствора. Кроме того, струя пара способствует разрушению структуры. Условия дегазации при повышении температуры раствора, а также снижении давления значительно улучшаются.

Существуют химические методы дегазации буровых растворов, связанные с изменением поверхностного натяжения на границе раздела фаз (газа и жидкости). Наиболее распространенным реагентом является асидолмылонафт. Этот реагент добавляется равномерно, тонкой струйкой в циркулирующий раствор в количестве до 1% к объему промывочной жидкости в системе.

ЛИТЕРАТУРА

1. Царевич К. А., Шпченко Р. И., Бакланов Б. Д. Глинистые растворы в бурении. Азнефтеиздат, 1935, гл. XI.
2. Шацов Н. И. Бурение скважин, книга II. Гостоптехиздат, 1944.
3. Воздвиженский Б. И., Волков С. А., Филатов Б. С., Любимов Н. И., Трусов И. А. Разведочное колонковое бурение. Госгеолтехиздат, 1957.
4. Баташов Н. Н., Курнев Е. М. Двухступенчатая гидроциклонная система очистки глинистого раствора с использованием напора буровых насосов. НХ, № 7, 1959.

Г Л А В А XII

ПРОМЫВОЧНЫЕ ЖИДКОСТИ ДЛЯ ВСКРЫТИЯ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ И ЗАВЕРШЕНИЯ СКВАЖИН

При выборе метода вскрытия продуктивных горизонтов и завершения скважины необходимо исходить из условия сохранения коллекторских свойств призабойной зоны, относительной проницаемости пласта и в целом его потенциальных продуктивных возможностей. Поэтому буровой раствор, применяемый для промывки забоя при разбуривании нефтеносного или газоносного пласта и завершении скважины, не должен ухудшать коллекторских свойств продуктивного горизонта. Следует принимать все меры к тому, чтобы промывочная жидкость не создавала дополнительных сопротивлений движению нефти и газа из пласта в скважину путем закупорки дренажных каналов-пор, создания плотной корки на стенках скважины и загрязнения забоя. Как показали многочисленные наблюдения и специальные исследования, несоблюдение этих условий создает значительные трудности в освоении скважины и приводит к резкому понижению ее продуктивности. Существующие до сих пор в ряде нефтяных районов методы вскрытия и бурения продуктивных пластов являются технически неудовлетворительными, что приводит к снижению возможных дебитов нефти и газа.

В практике бурения не всегда учитывается противоречивость требований, предъявляемых к промывочной жидкости в процессе бурения и в период завершения скважины. В восточных нефтяных районах большие преимущества дает бурение с промывкой забоя водой. Все рекордные по скорости скважины пробурены с применением воды в качестве промывочной жидкости. Чтобы максимально сократить сроки бурения скважины и улучшить технико-экономические показатели, а также достигнуть рекордных скоростей, работники бурения стремятся пройти с промывкой водой весь геологический разрез, в том числе вскрыть и разбурить продуктивные пласты. Действительно, и в Татарии и в Башкирии на всех скважинах, пробуренных полностью с промывкой водой, получены исключительно хорошие технико-экономические показатели. Скв. 1361, законченная бригадой М. М. Белоглазова в сентябре 1957 г. на Ромашкинском месторождении (Татария) за 10,5 суток с рекордной коммерческой

скоростью 5111 м/ст.-мес., до проектной глубины (1740 м) бурилась с промывкой забоя водой, на воде был вскрыт и пройден продуктивный пласт.

Однако вода как промывочная жидкость оказывает крайне отрицательное влияние на продуктивный пласт. Будучи маловязкой жидкостью, вода сравнительно легко входит в поры пласта, смачивает их стенки и оттесняет нефть и газ. Обладая высоким поверхностным натяжением, в 2,5 раза превышающим поверхностное натяжение нефти, вода создает своего рода «водяной барьер» и затрудняет движение нефти и газа в скважину. Попадая в пласт даже в сравнительно небольшом количестве, вода может значительно снизить его нефтепроницаемость [2, 3]. Отрицательное влияние воды в большей степени сказывается на проницаемости известняковых и доломитовых пластов.

При прослоях гидратирующихся глин вода способствует их разбуханию, увеличению закупорки дренажных каналов и соответственно усилению сопротивления движению нефти. При вскрытии на воде пласта с относительно низким давлением отрицательное влияние воды может возрастать в такой степени, что скважина вообще не осваивается. В результате попадания воды в нефтяные и газовые горизонты не только значительно уменьшается отдача нефти и газа, но и резко увеличивается срок освоения скважины.

При вскрытии продуктивных пластов с промывкой забоя водой на освоение скважины в ряде случаев требуется значительно больше времени (в 2—3 раза), чем на ее бурение, и затрата больших средств [1, 5]. Скважины, пробуренные с промывкой глинистым раствором, в районах Башкирии и Татарии обычно осваиваются в течение 2—3 дней, тогда как срок освоения скважин, пробуренных на воде, нередко достигает до 30 и более дней [1, 4].

Убедительные данные о добыче нефти за полгода из расположенных примерно в одинаковых условиях скважин, пробуренных с промывкой водой и глинистым раствором, приведены в табл. 30 [1, 5].

Средняя добыча за первые 6 месяцев эксплуатации скважин, в которых продуктивные пласты вскрыты на воде, значительно меньше средней добычи из скважин, законченных на глинистом растворе.

Из приведенных сравнительных данных нельзя делать вывода, что глинистые растворы не влияют на освоение скважин и эффективную продуктивность пластов. Вскрытие продуктивных пластов на глинистых растворах, особенно некачественных, коагулированных, с большой водоотдачей, также приводит к значительному уменьшению возможного дебита скважины и затрудняет ее освоение. Глинистый раствор в определенном количестве (в зависимости от величины каналов и пор) проникает в трещины

Таблица 30

№ сква- жины	Мощ- ность пласта	Промывочная жидкость	Добыча за первые 6 мес. эксплуатации, т
110	7,8	Вода	2,5
1059	7,5	То же	173 (5 месяцев)
996	7,0	»	1780
1052	4,0	»	Не освоена
1060	4,0	Глинистый раствор	864
1077	3,6	То же	1896
1062	6,8	»	633
1063	6,8	»	2313
988	12,8	»	2772
341	2,6	»	4555
960	6,0	»	2692
724	11,0	»	7537
721	5,0	»	5410

и поры пласта, закупоривает их, увеличивая сопротивление движению нефти и газа из пласта в скважину. При фильтрации частички дисперсной фазы отлагаются на стенках скважин, образуя глинистую корку, нередко плотную и толстую, а также частично отлагаются на стенках каналов движения нефти и газа, увеличивая их закупорку. Фильтрат раствора, проникая в поры пласта, в свою очередь создает сопротивления движению нефти и газа. Особенно отрицательно действует на пласт утяжеленный высоковязкий глинистый раствор. Обычно в результате вскрытия и бурения продуктивных пластов с промывкой таким раствором на стенках скважины создаются толстые, уплотняемые утяжелителем глинистые корки. Если же раствор недостаточно стабилен, то забой скважины и призабойная зона загрязняются выпадающим из системы утяжелителем.

К. Ф. Жигач и К. Ф. Паус [4] проверяли в лабораторных условиях влияние различных промывочных жидкостей на проницаемость кернов. По их данным, частицы глины проникают в пласт из глинистого раствора на глубину нескольких сантиметров; фильтрат проникает несколько глубже; вода может проникать на значительное расстояние, оттесняя при этом нефть. Проницаемость пласта восстанавливается очень медленно даже в лабораторных условиях. По мнению авторов, при значительной проницаемости пласта (~8 дарси и выше) и естественной трещиноватости в нем вредное влияние глинистого раствора на отдачу может быть не меньшим, а даже большим отрицательного воздействия воды. При наличии трещин и каналов, по которым движется жидкость в продуктивном пласте (образующихся по мере его выработки), глинистые растворы могут проникать на значи-

тельные расстояния — до десятков, а иногда и до сотен метров [3].

Уменьшение дебита скважин в связи с проникновением в поры и трещины призабойной зоны фильтрата промывочных растворов, отложением в них частичек твердой фазы, глинизацией стенок и загрязнением забоя скважины происходит почти на каждом месторождении.

Степень проникновения фильтрата и частичек твердой фазы в поры и каналы пласта, глинизации стенок и загрязнения забоя скважины зависит от качества глинистого раствора, насыщенности его твердой фазой и стабильности, структуры порового пространства пласта, наличия естественных трещин и тектонических нарушений, а также от разности гидростатического давления и давления пласта в период освоения скважины.

Наиболее отрицательно действуют промывочные жидкости на продуктивные пласты с небольшим пластовым давлением. При низких пластовых давлениях и плохом качестве промывочной жидкости скважины нередко вообще не осваиваются. При высоких пластовых давлениях превышение давления в пласте над гидростатическим обеспечивает продвижение нефти и газа в скважину, способствует очищению забоя. Однако значительный перепад давлений может привести и к нежелательным последствиям — деформациям призабойной части обсадных колонн, пробкообразованиям и прихватам эксплуатационных труб, прорыву верхних вод и т. д. Такие случаи до сих пор наблюдаются на ряде месторождений (например, Баку).

Уменьшение отрицательного влияния промывочных жидкостей на освоение скважин и улучшение потенциальных продуктивных возможностей нефтяных и газовых пластов может быть достигнуто при:

а) повышении качества буровых растворов, приведении их параметров в соответствии с требованиями технологии вскрытия продуктивных горизонтов и завершения скважин;

б) бурении продуктивных пластов и завершении скважин на специальных промывочных жидкостях;

в) применении специальных методов вскрытия и бурения продуктивных пластов.

Глинистый раствор, на котором производится вскрытие продуктивного пласта и завершение скважины, должен иметь высокую стабильность и небольшую вязкость.

Стабильные глинистые растворы, обладают незначительной фильтрацией; их водоотдача снижается до 2—3 см³ за 30 мин. и на стенках скважины отлагается корка незначительной толщины (до 2—3 мм). Такие глинистые растворы влияют меньше на проницаемость пласта, чем коагулированные вязкие растворы с большой водоотдачей. На стабильных глинистых растворах можно успешно вскрывать продуктивные пласты, состоящие из

плотных малотрещиноватых пород с небольшим содержанием глин.

Высокая стабильность является основным требованием к промывочным жидкостям всех видов, на которых происходит вскрытие пласта и заканчивание скважин (естественным карбонатным, эмульсионным и известково-глинистым, силикатно-солевым раствором). Вскрывать пласт на нестабильных растворах не рекомендуется. Нельзя также вскрывать продуктивные пласты на обычной технической воде.

За последнее время в Советском Союзе и в США проводятся исследования по предварительной обработке воды поверхностно-активными веществами, чтобы уменьшить ее отрицательное влияние на проницаемость пласта. В качестве таких поверхностно-активных веществ в СССР были испытаны ДС (по предложению М. А. Геймана) и сульфанол (по предложению П. П. Павлова—Баку). Первые опытные работы дали положительные результаты.

В результате исследований установлено, что для вскрытия и освоения продуктивных пластов растворы с повышенным рН более приемлемы по сравнению с технической водой. Например, положительный эффект дает обработка воды щелочью (NaOH). М. И. Исаев [6] проанализировал фактический материал по воздействию технической и щелочной воды на продуктивный пласт по шести девонским скважинам Ромашкинского месторождения, имеющим примерно одинаковые проницаемость, давление и мощность пласта. Дебит трех скважин, которые бурили с промывкой технической водой, уменьшился на 10—46%; на их освоение после ремонта затрачивалось в среднем по две недели. Дебит скважин, при капитальном ремонте которых использовали щелочную воду, не уменьшился, и на освоение их потребовалось по 2—3 дня. Ф. И. Котяхов еще в 1941 г. указывал на положительный эффект добавления щелочи в промывочную жидкость для увеличения нефтеотдачи пласта.

Согласно последним работам лаборатории промывочных растворов ТатНИИ, минерализованные пластовые воды также более приемлемы для вскрытия продуктивных пластов, чем техническая вода.

Необходимо энергичнее внедрять методы, обеспечивающие сохранение естественной проницаемости коллекторов и максимальное использование продуктивных возможностей пластов, в первую очередь переход на специальные буровые растворы, например растворы на нефтяной основе. Эти растворы имеют одинаковую природу с нефтью, почти не фильтруются и поэтому практически не оказывают отрицательного влияния на продуктивность нефтяных коллекторов. В лабораторных опытах [4] растворы на нефтяной основе никакого отрицательного влияния на проницаемость искусственных кернов не ока-

зали. Образующаяся на стенках скважины при бурении с промывкой растворами на нефтяной основе тонкая корка из твердой фазы раствора (битума) в дальнейшем сравнительно легко растворяется в нефти. С промывкой растворами на нефтяной основе рекомендуется вскрывать трещиноватые и кавернозные пласты, поглощающие промывочную жидкость, а также пласты с большим содержанием разбухающих глин [5].

Хорошие результаты могут быть получены при вскрытии и бурении продуктивных горизонтов на нефтеэмульсионных растворах. Согласно исследованиям [2], эти растворы в значительно меньшей степени снижают проницаемость пластов, чем глинистый раствор.

В районах, где перед продуктивными горизонтами встречаются значительные отложения карбонатных пород, вскрывать продуктивные пласты и завершать скважины можно на высокостабилизированных, с минимальной водоотдачей естественных карбонатных растворах. Естественные карбонатные растворы могут иметь высокую стабильность с минимальной водоотдачей (до 2—3 см³ за 30 мин.); при работе на этих растворах на стенках скважины образуется тонкая (до 2—3 мм), но плотная и нелипкая фильтрационная корка. Такие свойства обеспечивают меньшую фильтрацию дисперсионной среды в поры продуктивного пласта и, следовательно, создание сравнительно меньших сопротивлений. Фильтрат естественных карбонатных растворов чаще всего представляет обработанную поверхностно-активными веществами воду с незначительными примесями растворенных солей (в зависимости от присутствия в разбуриваемых отложениях минерализованных вод). Вода, обработанная поверхностно-активными веществами, удаляется из каналов продвижения нефти и газа в скважину с меньшими усилиями, чем обычная техническая вода.

Твердая фаза естественных карбонатных растворов состоит в основном из разбуренных карбонатных пород — известняков, доломитов и их сочетаний с другими отложениями. Эти же частички отлагаются и на стенках скважины в виде фильтрационной корки. Такая фильтрационная корка легко растворяется при обработке зоны продуктивных пластов соляной кислотой. Если же продуктивным коллектором являются известняки, то соляно-кислотная обработка наряду с растворением фильтрационной корки способствует увеличению диаметра подводящих каналов, т. е. повышает проницаемость призабойной зоны пласта.

К специальным методам вскрытия и бурения продуктивных пластов относят бурение под регулируемым давлением, бурение с закачкой газа и воздуха, сухое канатное бурение. Бурение под регулируемым давлением можно проводить при вскрытии пластов с относительно высоким давлением. При этом применяют

промывочную жидкость нормального или облегченного удельного веса, чтобы давление гидростатического столба было значительно меньше (на 10—35 ат) давления в продуктивном пласте. Лучшей промывочной жидкостью в отношении обеспечения условий проницаемости в этом случае будет нефть. Превышение давления в пласте над давлением в скважине дает возможность предохранить пласт от загрязнения, затрудняет проникновение промывочной жидкости в дренажные каналы, фильтрацию дисперсионной среды и создание фильтрационной корки. При бурении продуктивного пласта разность давлений может быть отрегулирована таким образом, что нефть и газ будут постепенно поступать в скважину, пласт будет самоочищаться, фильтрации, отложений корки на стенках скважин не будет.

Бурение под регулируемым давлением проводится при герметической закрытой скважине. Нагнетаемая в бурильные трубы промывочная жидкость, возвращаясь с разбуренными частичками породы и продукцией пласта, выходит на поверхность не через открытое кольцевое пространство, а через закрытую систему — специальные отводы и штуцеры и поступает в очистительно-отстойные сооружения.

Технология бурения под давлением рассматривается в специальных разделах общего курса бурения скважин.

Вскрытие и бурение продуктивных пластов с нагнетанием воздуха и газа — рациональный и перспективный метод, нашедший довольно широкое распространение в ряде стран. Бурение с очисткой забоя газом обеспечивает полное сохранение коллекторских свойств продуктивных горизонтов и максимально возможную отдачу нефти и газа.

ЛИТЕРАТУРА

1. О в н а т а н о в Г. Т. Вскрытие пласта и освоение скважин. Гостоптехиздат, 1959.
2. С о л и д е й А. Современные методы завершения скважин в США. IV Международный нефтяной конгресс, т. III. Бурение скважин и добыча нефти и газа. Гостоптехиздат, 1956.
3. С т р и ж о в Н. И., С т е п а н я н ц А. К. Вхождение в нефтяной и газовый пласты. Труды Московского нефтяного института им. акад. Губкина, вып. XXV. Гостоптехиздат, 1947.
4. Ж и г а ч К. Ф., П а у с К. Ф. Влияние промывочных жидкостей на проницаемость кернов. НХ, № 11, 1957.
5. П а у с К. Ф. Выбор промывочных жидкостей для вскрытия нефтяных пластов. Кандидатская диссертация. Москва, 1958.
6. И с а е в М. И. Влияние качества промывочной жидкости на сроки освоения скважин и их продуктивность. НХ, № 8, 1957.

ГЛАВА XIII

БУРЕНИЕ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ГАЗА И ВОЗДУХА В КАЧЕСТВЕ РАБОЧИХ АГЕНТОВ. АЭРИРОВАННЫЕ РАСТВОРЫ

Бурение нефтяных и газовых скважин с использованием газообразных агентов вместо несжимаемых промывочных жидкостей привлекает все большее внимание. В ряде стран (США, Канада) этот метод за последнее десятилетие нашел довольно широкое распространение. Вначале бурение с очисткой забоя газом или воздухом применялось только в зонах с относительно низким пластовым давлением водоносных и продуктивных горизонтов для предотвращения осложнений, связанных с поглощениями промывочной жидкости. В дальнейшем интервалы бурения с использованием этих агентов расширились.

В настоящее время бурение скважин с очисткой забоя естественным газом или воздухом проводится в различных породах (глинах, песках, песчаниках, ангидритах, известняках, доломитах и т. д.) для различных целей (на нефть, газ, воду), в вертикальных и наклонных скважинах. Имеется опыт бурения этим способом всего ствола мелких и глубоких скважин. На одной из скважин района Нью-Мексико (США) бурение скважины с очисткой забоя воздухом проводилось до 3965 м. В этом районе с очисткой забоя газообразными агентами было пробурено или закончено более 1200 скважин глубиной от 1000 до 2800 м [1].

Буровое оборудование и инструмент при бурении с газообразными промывочными агентами применяются те же, что и для бурения с несжимаемыми промывочными жидкостями. Технология применения этих рабочих агентов также во многом аналогична. Бурение с очисткой забоя газом или воздухом проводится роторным способом, большей частью шарошечными долотами средней твердости; для очень крепких пород применяются долота с карбид-вольфрамовыми вставками (штыревые долота).

Бурение скважин с закачкой воздуха и газа дает значительный рост скоростей бурения и снижение себестоимости. Согласно опубликованным материалам, при бурении четырех скважин в сложенных очень крепкими породами восточных районах штата Оклахома и на северо-западе штата Арканзас (США) средняя проходка на долото увеличилась на 630 %, механическая скорость

возросла на 184%, стоимость бурения в среднем снизилась более чем на 22% [2].

Значительное повышение механических скоростей бурения и проходки на долото, а также снижение стоимости буровых работ были получены во всех районах, где применялись газ или воздух в качестве промывочного агента. Один из авторов многочисленных статей, опубликованных в технических журналах за рубежом [3], приводит данные по скважинам, пробуренным в штате Нью-Мексико (табл. 31).

Таблица 31

Месторождение	Циркулирующий агент	Интервал	Число сработанных долот	Время механического бурения	Механическая скорость, м/час
Або	Раствор	940—1370	12	231,5	1,86
	Воздух	935—1360	2	56,5	7,54
Скагс	Раствор	782—1340	11	151	3,51
	Воздух	825—1355	7	100	5,00
Тауненд	Раствор	1410—1746	10	84,5	3,87
	Воздух	1430—1760	3	65,5	5,00

В Западном Тексасе (пермский бассейн) скорость бурения с промывкой раствором в крепких известняках составляет 2,4—3 м/час, а с применением воздуха — 7,5 — 9 м/час [4].

При бурении двух опытных скважин на месторождении Бенезетт (Пенсильвания) в одинаковых геологических условиях были получены следующие показатели работы долот [5]: на проходку скважины глубиной 1678 м на глинистом растворе было затрачено 31 долото при средней проходке 54 м и механической скорости 5,22 м/час, а при использовании воздуха на бурение скважины глубиной 1785 м было затрачено только три долота, причем средняя проходка на долото составила 595 м, механическая скорость — 10,35 м/час. Таким образом, средняя проходка на долото при бурении с очисткой забоя воздухом увеличилась почти в 11 раз, а механическая скорость бурения в два раза.

В ряде случаев переход на газообразный рабочий агент способствует снижению стоимости бурения до 75% и более. В одном из районов штата Вайоминг время бурения скважины при переходе на газ и воздух было сокращено с 19 до 2,5 суток, а общая стоимость бурения снизилась в два раза [6].

На рис. 83 приведены сравнительные показатели бурения с очисткой забоя воздухом и с промывкой жидкостью при обычных и гидромониторных долотах в Пенсильвании [18]. Как видно из графика, при использовании воздуха механическая скорость

бурения возросла в два раза, проходка на долото на 52% по сравнению с бурением гидромониторными долотами. При бурении обычными долотами с промывкой забоя жидкостью эти показатели увеличиваются в еще большей степени.

Основными причинами повышения механических скоростей и проходки на долото при бурении с продувкой забоя газом или воздухом следует считать:

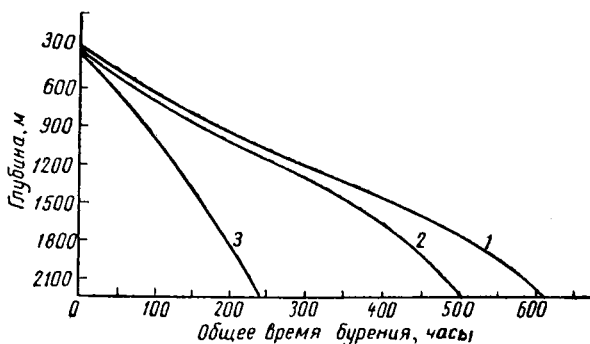


Рис. 83. Сравнительные показатели бурения с очисткой забоя воздухом и с промывкой жидкостью.

1 — бурение с промывкой забоя жидкостью (долота обычные; средняя механическая скорость бурения 2,75 м/час); 2 — бурение с промывкой забоя жидкостью (долота гидромониторные; средняя механическая скорость бурения 3,95 м/час); 3 — бурение с очисткой забоя воздухом (долота обычные; средняя механическая скорость бурения 8,25 м/час).

а) улучшение условий очистки забоя скважины и зубьев долота от частичек выбуренной породы и выноса этих обломков на поверхность;

б) улучшение условий охлаждения вращающихся на забое деталей долота;

в) уменьшение гидростатического давления на забой скважины и улучшение условий регулирования этого давления.

Степень очистки забоя скважины и вынос на поверхность разбуриваемых частичек породы зависят от количества и скорости подаваемого газообразного агента.

Вязкостные свойства газа и воздуха дают возможность направлять их на забой с предельно большой скоростью под необходимым давлением и в количествах, обеспечивающих своевременную очистку забоя от частичек выбуренной породы и удаление материалов, запрессовывающихся в шарошках долота. Кроме того, при бурении с продувкой газообразным агентом забой не загрязняется частичками пород, не создается фильтрационной корки.

Согласно опытным данным, скорость движения газа или воздуха в затрубном пространстве, удовлетворяющая требованиям выноса разбуренной породы, составляет 10—15 м/сек, т. е. она в 10—15 раз выше обычной скорости движения несжимающихся

буровых жидкостей. При такой повышенной скорости время выноса на поверхность частиц разбуренной породы значительно сокращается и очистка скважины улучшается. Как известно, расширение газообразных веществ сопровождается значительным снижением температуры и поглощением тепла. Такое явление наблюдается при выходе газа из отверстий или насадок долота и это способствует лучшему его охлаждению.

Благодаря возможности значительно снизить статическое давление столба промывочного агента на забой и стенки скважины, не только увеличиваются механическая скорость бурения и продолжительность работы долота, но нередко вскрываются без осложнений зоны поглощений, затрудняющие проводку скважины при промывке несжимаемыми буровыми растворами.

Создание условий нормального бурения скважины в зонах поглощений — одно из преимуществ бурения с использованием газа и воздуха.

Не менее важным является возможность вскрытия продуктивных пластов и завершения скважины при сохранении естественной проницаемости коллектора и получения нормальных дебитов скважин. Ни один из видов промывочной жидкости, даже при тщательной очистке забоя и стенок скважины, не дает возможности получить такой чистый ствол скважины и так сохранить продуктивные коллекторы, как газ и воздух. Этот фактор приобретает особое значение при бурении пластов небольшой мощности и дренированных пластов с низким давлением. Широкое внедрение бурения с продувкой забоя газом или воздухом не только облегчит освоение таких пластов, но в ряде районов позволит получать нефть и газ из горизонтов, которые при обычном бурении на глинистых растворах в связи с глинизацией стенок скважин и фильтрацией себя не проявляют, а также получать нефть и газ из пластов, эксплуатация которых при обычных методах бурения оказывается экономически нецелесообразной.

При бурении скважин на газообразном агенте улучшаются условия геологического контроля за проходимыми породами и за состоянием ствола скважины. Керн при этом методе бурения имеет естественный вид, не загрязнен буровым раствором и фильтратом, что облегчает анализ характера проходимых пластов. Процент выноса керна значительно увеличивается и нередко достигает до 100. Значительно повышаются возможности контроля за скважиной по шламу, так как он поднимается на поверхность в несколько раз быстрее, чем при бурении на буровом растворе, и также почти не загрязняется. Поэтому изменения свойств разбуриваемых пород обнаруживаются легче и своевременнее.

Чистота рабочего места при бурении с использованием газообразного агента улучшает условия труда и приводит к уменьшению травматизма. Сроки освоения скважины резко сокращаются.

Бурение с очисткой забоя газообразным агентом в большинстве случаев проводится при обычной схеме прямой циркуляции. Иногда применяется и обратная промывка (продувка) скважины. Воздух или газ подаются в циркуляционную систему группой компрессоров. Компрессоры применяются передвижные и стационарные. Последние могут работать от специальных двигателей или от двигателей, входящих в комплект бурового станка. Обычно применяют поршневые компрессоры с давлением 14—25 ат, специально изготовляемые для бурения с очисткой забоя газом и воздухом. Рабочие давления соответствуют примерно средним данным характеристик этих компрессоров, что позволяет получать удовлетворительный коэффициент полезного действия машин. При бурении в зонах возможных сальникообразований в связи с поступлением в скважину пластовых вод требуется создание большого давления. В этих случаях ставят дожимные компрессоры, позволяющие при необходимости значительно увеличивать рабочее давление. При бурении в Канаде [18], например, использовали четыре компрессора с максимальным давлением 14 ат и два компрессора дожимных. Такая компоновка позволяла получать 51 м³/мин воздуха при давлении 7 ат, 40 м³/мин при 21 ат и 22,5 м³/мин при 63 ат.

Чтобы уменьшить износ элементов циркуляционной системы, температуру воздуха в процессе бурения надо поддерживать возможно низкой. Особенно необходимо поддерживать низкую температуру воздуха при бурении нефтеносных отложений, так как горячий воздух может отгонять легкие фракции нефти, остатки же последней образуют с выбуриваемым шламом вязкую массу, трудно поддающуюся выдуванию из скважины.

Серьезным затруднением, до сих пор тормозящим внедрение продувки забоя газом и воздухом в ряде крупных нефтяных и газовых районов, является бурение водоносных горизонтов.

Если из пласта поступает небольшое количество воды, то при смешении с шламом в скважине может образоваться густая кашеобразная масса, которая выносится на поверхность с большими затруднениями. Эта кашеобразная масса постепенно скапливается возле долота, удлинителя, бурильных замков (особенно при изгибе ствола) и может явиться причиной прихвата бурильного инструмента. С увеличением количества поступающей в скважину воды создаются условия для перехода на эрлифтную промывку. При большом поступлении воды возникают осложнения, связанные с водяными проявлениями и выбросами.

В практике бурения в одном из районов Нью-Мексико [2] водоносные горизонты успешно проходятся при значительном увеличении расхода воздуха или газа. Так, на одной из скважин, бурившейся с подачей 56,5 м³/мин воздуха, при входе в водоносные горизонты образовались сальники, и бурение пришлось

остановить. После того как перешли на естественный газ с подачей $113 \text{ м}^3/\text{мин}$, скважина была осушена и бурение до проектной глубины продолжалось нормально.

При небольших поступлениях воды, смачивающей разбуренные частички породы, иногда удается достигнуть изоляции водопроявляющего горизонта посредством попеременного движения долота вверх и вниз с одновременной циркуляцией воздуха в интервале пласта. Если водоносные горизонты представлены глинистыми сланцами, то в скважине происходит разбухание их частичек, что также приводит к серьезным затруднениям. Тогда переходят на эрлифт с закачкой чистой воды или воды, содержащей известь, и этим путем удаляют поступающую в скважину воду. Согласно литературным данным, в США проводились поиски изолирующих веществ и разработка методов изоляции водонасыщенных горизонтов при бурении с очисткой забоя воздухом или газом [7]. Авторы исследований сообщают, что ими разработаны приспособления для перекрытия водяных пластов и найдены соответствующие для этого растворы. Однако указаний о составе растворов и практическом их применении не имеется.

В Тексасе в 1959 г. для ликвидации водопроявлений при бурении с очисткой забоя воздухом или газом применен специальный газ [17] (состав газа также не сообщается). Этот газ при нагнетании в скважину вступает в реакцию с пластовой водой, в результате которой в стенках скважины на глубине до $0,3 \text{ м}$ образуется водонепроницаемое вещество, закупоривающее поры и преграждающее пути поступления пластовой воды в бурящуюся скважину. В связи с трудностями прохождения водоносных пластов бурение с продувкой газообразными агентами до настоящего времени проводят в основном в районах, где не встречаются большие притоки воды в скважину.

За последнее время проведены исследования и опытные работы по добавкам в поток закачиваемого в скважину воздуха поверхностно-активных веществ в виде сухих порошков и пенообразующих агентов. По литературным данным, использование этих реагентов дает возможность бурить при значительных притоках воды (до $6-8 \text{ м}^3/\text{час}$). При поступлении воды до $0,5 \text{ м}^3/\text{час}$ применяют химические реагенты в виде сухих порошков — стеараты металлов (соли стеариновой кислоты), придающие шламу водоустойчивость и образующие на выбуренных частицах водоталкивающие пленки, а также измельченные силикагели, адсорбирующие воду. При притоках воды более $0,5 \text{ м}^3/\text{час}$ применяют пенообразующие вещества, которые должны предотвращать слипание шлама и прорывы больших количеств пластовых вод в ствол скважины. В молекулах пенообразных веществ содержатся гидрофобные и гидрофильные группы [20], создающие в пене вокруг каждого пузырька стабилизирующую оболочку, в результате чего пена приобретает устойчивость.

В процессе испытаний различных пенообразующих веществ лучшие результаты были получены при подаче 907 г пенообразующего вещества и 1,59 м³ воды в час с добавкой 454 г кальциевых солей сульфокислот, получаемых при перегонке бурого угля, и 113 г каустической соды [21]. Бурение проводилось в интервале 1889—2554 м при поступлении в скважину из пластов минерализованной воды (2,08 м³/час) и легкой нефти (0,16 м³/час). Было установлено, что указанные добавки повышают стабильность пены в присутствии минерализованных пластовых вод, содержащих хлориды натрия и кальция, и сульфат-натрия [11].

Для подачи в поток воздуха сухих реагентов устанавливают инжектор, работающий при давлениях до 25 ат, а для жидких пенообразующих реагентов — насос, работающий с давлениями до 56 ат [9]. Пенообразующие вещества вводят в виде водного раствора. В воду, на которой готовят пенообразующее вещество, для уменьшения коррозии добавляют известь (2—2,5 кг на 100 л), чтобы рН раствора был на уровне 10,5.

Для преодоления водопроявлений с дебитом более 8 м³/час стали применять водный гель полимера и пластмассу. Успешные результаты дала также закачка газообразного четыреххлористого кремния; при взаимодействии с водой этот реагент образует нерастворимый осадок, закупоривающий поры в породе на глубину до 0,3 м [18].

Проведены также опыты обработки скважины сульфатом алюминия с аммиаком с добавкой азота или природного газа, препятствующих конденсации аммиака [19].

Установлено, что эффект бурения с очисткой забоя воздухом и газом с ростом глубины скважины увеличивается. Наибольший эффект (по сравнению с глинистыми растворами) был получен на глубинах около 3000 м и более. В некоторых районах переходят на газ и воздух после спуска кондуктора или промежуточной колонны, которыми перекрывают водопроявляющие горизонты. После разбуривания цемента перед началом бурения с очисткой забоя газообразным агентом производится осушка ствола скважины. Осушка осуществляется тем же газом или воздухом, но с повышенной температурой.

В связи с небольшим статическим давлением на стенки скважины нефтеносные и газоносные пласты, встречающиеся при бурении, очень легко себя проявляют и начинают фонтанировать даже при сравнительно небольших давлениях. Поступающие из пласта нефть и газ помогают выносу разбуренной породы и вместе с закачиваемым воздухом или газом уходят на поверхность. В этих случаях количество выпускаемых из пласта газа и нефти регулируется противодавлением, создаваемым перекрытием на устье скважины, т. е. бурят под регулируемым давлением.

При бурении с очисткой забоя газом и воздухом рекомендуется иметь запасные емкости или амбары с буровым раствором, чтобы

при необходимости можно было задавить бурно проявляющий пласт высокого давления. Обычно в этих случаях раствор закачивают насосами в бурильные трубы, вначале при свободном выходе воздуха через выкидную линию или разгрузочную линию под превентером. Особенно строго следует соблюдать правила пожарной безопасности. Пожары могут возникнуть из-за проникновения газа через вращающуюся вместе с квадратом головку

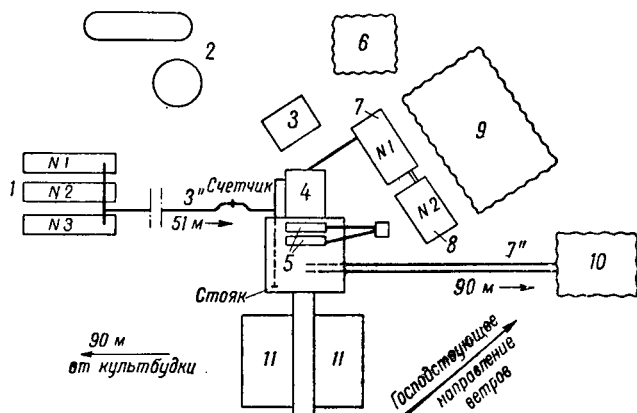


Рис. 84. Одна из схем расположения оборудования и наземных сооружений, применяемая в США при бурении с очисткой забоя газом или воздухом.

1 — компрессоры; 2 — склад горючего; 3 — приготовление раствора; 4 — насосы для раствора; 5 — двигатели; 6 — амбар для воды; 7, 8 — амбары для бурового раствора; 9 — резервный амбар; 10 — приемник шлама; 11 — мост для труб.

и негерметичности в соединениях выкидной линии. Выкидные линии следует располагать с учетом преимущественного направления ветров. Длина линий 90—100 м. Выхлопные линии двигателей внутреннего сгорания бурового станка имеют водяное охлаждение. Освещение буровой осуществляется взрывобезопасной электроарматурой или прожекторами, установленными снаружи. Категорически запрещается также курение вблизи буровой.

При бурении с очисткой забоя газообразным промывочным агентом большая часть шлама поступает с забоя в виде пыли, в связи с чем следует предусматривать приспособления, предотвращающие загрязнение буровой пылью через неплотности в соединениях при выходе ее на поверхность. Чтобы пыль не попадала на буровую, необходимо следить за резиновыми уплотнениями вращающейся на квадрате головки, а для ее улавливания при выходе на поверхность (что особенно важно при бурении в населенных местах) в выкидную линию вводят воду, и шлам направляется в наполненную водой емкость. На конце выкидной линии можно ставить шламоуловители.

На рис. 84 показана одна из применяемых в США схем расположения оборудования и наземных сооружений при бурении с очисткой забоя газом или воздухом.

На рис. 85 приведена типичная схема обвязки устья скважины и манифольда для бурения этим способом (США). Эта схема позволяет применять прямую и обратную циркуляцию газообразной промывочной жидкости. При прямой циркуляции открыты задвижки 10 и 2 и закрыты задвижки 12 и 8. На устье скважины устанавливают превентеры 7 с глухими и трубными плашками; над превентерами устанавливают крестовину или патрубков из обсадной трубы с варенной в него выкидной линией 3 из 8" или 7" труб.

При бурении с подачей воздуха выкидную линию отводят на 30 м и в конце ее ставят сепаратор-пламоуловитель. При бурении с подачей газа выкидная линия отводится на 90 м, и газ зажигается.

При увеличении диаметра выкидной линии значительно уменьшается опасность взрыва при возможном образовании взрывчатой смеси из воздуха и поступающих из продуктивных пластов газов: при открытом выкиде с малыми сопротивлениями нет условий для создания высокого давления взрывной волны.

На устье скважины устанавливается вращающийся превентер 1. При прямой циркуляции и бурении в нормальных условиях без регулирования противодействия на устье скважины этот превентер обычно заменяется более простым сальниковым устройством, являющимся и отбойником, предотвращающим попадание пыли и шлама на буровую.

На рис. 86 приведена схема обвязки устья скважины, предусматривающая установку центробежного вентилятора и газоанализатора [23]. Центробежный вентилятор поддерживает разрежение в узлах устья скважины и выкидной линии, что является эффективным средством предупреждения неизбежных утечек рабочего агента во вращающихся узлах устья скважины. Для уменьшения потерь давления в отводящей линии и предупреждения возможных газопрооявлений отводящую систему рассчи-

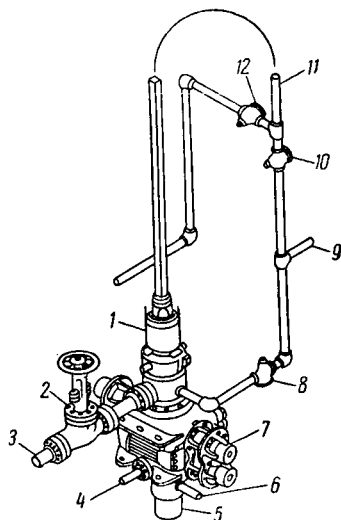


Рис. 85. Схема обвязки устья скважины при бурении с очисткой забоя газом или воздухом.

1 — вращающийся превентер; 2 — задвижка; 3 — выкидная линия при прямой циркуляции; 4 и 6 — линии для закачивания глинистого раствора в скважину; 5 — колонна обсадных труб; 7 — превентер с гидроприводом; 8, 10 и 12 — задвижки; 9 — выкидная линия от насосов; 11 — стояк.

тывают на удвоенное против закачиваемого количество воздуха и газа. При установке вентилятора необходимо принимать меры предосторожности в связи с возможным присутствием взрывчатой смеси: корпус и ротор вентилятора, привод двигателя, выкидные линии надо заземлять; двигатель следует устанавливать на значительном расстоянии от вентилятора. При оседании шлама

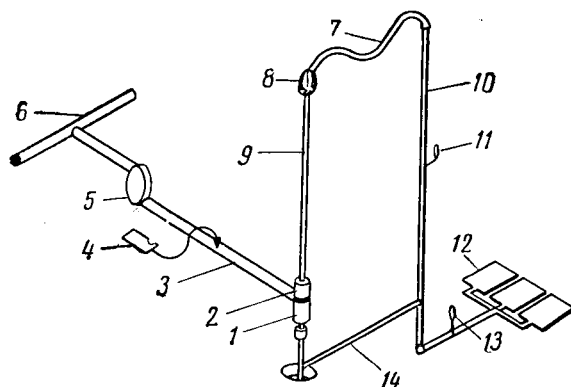


Рис. 86. Схема обвязки устья скважины для бурения с очисткой забоя воздухом и газом.

1 — превентер; 2 — вращающаяся головка; 3 — линия отвода; 4 — газоанализатор; 5 — центробежный вентилятор; 6 — выкид; 7 — шланг; 8 — вертлюг; 9 — квадрат; 10 — стояк; 11 — манометр; 12 — компрессоры; 13 — расходомер воздуха; 14 — линия обратной циркуляции.

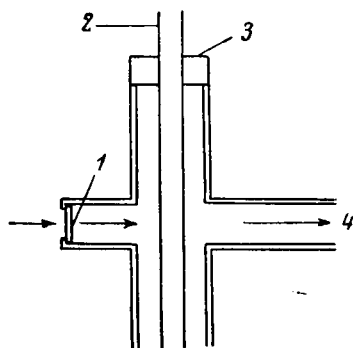


Рис. 87. Оборудование устья скважины для поддержания необходимой скорости воздуха в выкидной линии.

1 — регулятор с диафрагмой; 2 — квадрат; 3 — вращающаяся головка; 4 — к вентилятору.

в выкидной линии можно устанавливать на устье скважины устройство, пропускающее в нее воздух из атмосферы, для поддержания достаточной скорости в линии (рис. 87).

Бурение при помощи газообразных агентов в последние годы начали применять и в отечественной практике.

В 1957 г. на Шаранской площади в Башкирии в скв. 17 после спуска 4'' колонны на 109,5 м бурение до глубины 361,65 м велось с очисткой забоя воздухом. Всего было пройдено с применением воздуха как рабочего агента 252,3 м трехшарошечным долотом № 4. Воздух закачивали двумя компрессорами УПК-80 общей производительностью 14 м³/мин при давлении на стояке 10—12 ат. Скорость в затрубном пространстве достигла 38—40 м/сек. Число оборотов ротора — 313 в минуту. Нагрузка на долото составила от 700 до 2800 кг. При бурении с очисткой забоя воздухом механическая скорость бурения составила в три с лишним раза, а проходка на долото — в 1,25—1,5 раза больше, чем при бурении с промывкой водой.

В 1957—1958 гг. в Куйбышевской области пробурены четыре структурные скважины (средней глубиной 385 м) с очисткой забоя воздухом. Для герметизации устья скважин было использовано специальное устройство, разработанное ВНИИБТ. Проходка на одно долбление возросла в 3,9 раза, затрата времени на бурение 1 м уменьшилась в 2 раза [10].

В 1959 г. на Тахта-Кутулытгинском месторождении при бурении продуктивных горизонтов в скв. 66 был применен естественный газ, который подавался по 2½" газопроводу из ранее пробуренной скважины, расположенной на расстоянии 500 м. Устье скважины было оборудовано вращающимся ротором-превентером, изготовленным Ставропольской конторой бурения треста Кавказнефтеразведка на базе серийного ротора Р-450.

Успешный опыт бурения гидрогеологических скважин с очисткой забоя воздухом имеют также буровые предприятия Министерства геологии СССР в Средней Азии [11, 12].

Однако бурение глубоких скважин с продувкой газообразным рабочим агентом пока не получило широкого распространения. Это объясняется, в частности, тем, что у нас роторное бурение в значительной степени уступило место турбинному. В восточных районах, сложенных твердыми породами, роторный способ полностью заменен турбинным. Переход на турбинное бурение в этих районах привел к большому росту механических скоростей, а в сочетании с усиленными режимами, включающими промывку водой, к небывало коротким в этих районах срокам проведения всего процесса бурения с коммерческими скоростями 3000 и даже 5000 м/ст.-мес.

Однако бурение с применением газообразного агента будет несомненно эффективным, особенно на осложненных месторождениях, имеющих зоны интенсивных поглощений и полного ухода циркуляции. Еще больший эффект может быть получен при бурении электробуром с применением газообразного рабочего агента. Сочетание электробур и газообразного рабочего агента может быть очень перспективным для дальнейшего коренного улучшения технологии бурения в восточных районах и получения скоростей бурения, значительно превосходящих рекордные достижения передовиков-поваторов. Электробур в сочетании с газообразным рабочим агентом следует энергично внедрять и в других нефтяных районах страны. Газообразная среда, являясь инертной по отношению к электричеству, создает значительно лучшие условия для работы электробура, в первую очередь облегчает условия подвода электрического тока и работу двигателя на забое.

Применение газа и воздуха для очистки забоя перспективно также для разрабатываемого в настоящее время способа бурения посредством вибраторов.

Роторное бурение с применением воздуха и газа может вновь стать экономически целесообразным для ряда нефтяных райо-

нов, в первую очередь для районов, сложенных глинистыми и песчаными породами, не имеющих водоносных горизонтов, с достаточно высоким пластовым давлением.

Особо следует подчеркнуть экономическую целесообразность и перспективность бурения с использованием энергии естественного газа самого разбуриваемого месторождения. Такой метод может быть введен на газовых месторождениях с большим пластовым давлением (например, Шебелиновское в Харьковской области, месторождения Ставропольского края, Саратовской области и другие). Газ для очистки забоя при этом способе бурения должен подаваться по трубопроводу с ближайшей эксплуатационной газовой скважины. Давление подаваемого в бурящуюся скважину газа регулируется редуцирующим клапанным устройством. В ряде случаев при использовании естественного газа можно избежать установки компрессоров, газ для продувки под соответствующим давлением направлять непосредственно из эксплуатационной скважины. При применении обратной продувки естественным газом, поступающим в бурящуюся скважину непосредственно из трубопровода, в некоторых случаях (в зависимости от глубины забоя и величины потерь при транспортировке газа из близрасположенной газовой скважины) этим способом можно будет вскрывать продуктивный пласт и заканчивать бурение.

В ряде нефтяных районов применяют азириванные буровые растворы. Внедрение этих растворов было связано с необходимостью снижения гидростатического давления столба промывочной жидкости при бурении зон поглощений.

Азиривание раствора производится в процессе бурения путем систематической добавки воздуха в циркулирующую промывочную жидкость. Для этого буровую дополнительно оборудуют компрессорами, нагнетательная линия которых через расходомер, обратный клапан и смеситель подключается к нагнетательной линии буровых насосов (обычно непосредственно к стояку). Рабочее давление компрессоров и их производительность определяют в зависимости от конкретных условий бурения и принятой степени аэрации. Под степенью аэрации понимается отношение объема закачиваемого воздуха, приведенного к нормальным условиям, к объему промывочной жидкости.

В связи с большим влиянием гидростатического давления промывочной жидкости на буримость пород при отсутствии зон обвалов и осыпей поддерживают возможно более высокое соотношение между количеством воздуха и промывочной жидкостью. Например, в американской практике [20] при бурении 5'' трубами скважины, обсаженной 8 5/8'' колонной, подача жидкости составляет 454—1135 л/мин, расход воздуха 43,9—46,1 м³/мин. В литературе имеются указания, что при малой подаче жидкости и большом расходе воздуха значительная часть жидкой фазы

растекается по стенкам труб в виде пленки, подъемная сила аэрированного раствора уменьшается.

Ряд американских авторов [21] считает целесообразным количество воздуха, вводимого в раствор, определять опытным путем. Практикой применения аэрированных растворов для борьбы с поглощениями установлено, что смесь 100 л глинистого раствора с $0,75 \text{ м}^3$ воздуха в большинстве случаев восстанавливает циркуляцию. В отдельных случаях количество воздуха увеличивается до $1,5 \text{ м}^3$. При этом всегда нужно учитывать возможности обвалов и осыпей от резкого снижения гидростатического давления, а также поступления в скважину воды из водоносных горизонтов или нефти и газа из продуктивных пластов, если при большой подаче воздуха давление столба аэрированного раствора будет ниже пластового. Считается, что для успешного введения воздуха в раствор давление воздуха должно незначительно превышать давление бурового раствора — на $0,07\text{—}0,4 \text{ ат}$ [22]. Производительность компрессоров колеблется в пределах $7\text{—}14 \text{ м}^3/\text{мин}$, максимальное давление (в пусковой период) составляет $100\text{—}150 \text{ ат}$. При аэрировании всего столба промывочной жидкости давление, необходимое для закачки воздуха, значительно снижается.

Для предупреждения и борьбы с поглощениями обычно аэрируют глинистые растворы. Опыта бурения с аэрированием других видов буровых растворов пока нет. В США имеется опыт применения аэрированной воды как одного из средств устранения трудностей бурения водоносных горизонтов с продувкой воздухом [23]. В этих же целях применяются и аэрированные глинистые растворы.

Интересный опыт облегчения веса глинистого раствора в скважине был проведен М. А. Гейманом [23] при бурении разведочных скважин на воду. Такое облегчение было достигнуто добавкой в раствор химического реагента ДС (детергент советский, представляющий поверхностно-активное вещество — соли ароматических сульфокислот). Раствор готовили из некачественной местной глины. ДС вводили в количестве $0,5\text{—}1\%$ к объему раствора; лучшие результаты получены при добавке 1% ДС. Глинистый раствор имел при этом удельный вес $0,5\text{—}0,6$, вязкость по СПВ-5 — «не течет», суточный отстой 0.

Лабораторией технологии добычи нефти и газа АН СССР (М. А. Гейман, В. И. Мусинов) в содружестве с конторой бурения № 3 треста Татбурнефть (М. Н. Григорьев) проведены исследовательские и опытные работы турбинного бурения с аэрацией промывочной жидкости [14]. Эти работы показали, что при степени аэрации до 10, полученной в условиях опыта, эффективность работы турбобура не снижается, буримость же пород в связи со снижением гидростатического давления и лучшей очисткой забоя улучшается.

Л И Т Е Р А Т У Р А

1. Ромапов А. З., Любимов Б. Г., Никитин Г. М., Эдельман Я. А. Бурение с применением газообразных агентов вместо промывочной жидкости. ЦНИИТЭнефть, Москва, 1956.
2. The Oil and Gas Journal. Август, 1957, т. 55, № 32, стр. 123—126.
3. То же. Январь, 1956, т. 54, № 36, стр. 93—95.
4. То же. Январь, 1956, т. 54, № 36, стр. 91—93.
5. То же. Сентябрь, 1955, т. 54, № 21, стр. 183—190.
6. То же. Январь, 1956, т. 54, № 37, стр. 99—101.
7. Petroleum Engineer. Октябрь, 1956, т. 28, № 11, стр. 13—62.
8. World Oil. Декабрь, 1955, т. 141, № 7, стр. 156.
9. Гитциграт Э. Э. Бурение с очисткой забоя воздухом в США и Канаде. Обзор зарубежной печати. Сборник № 14 Всесоюзного Научно-исследовательского института методики и техники разведки. Ленинград, 1959.
10. Червонский Е., Шандип С., Крист М. Бурение структурных скважин с очисткой забоя воздухом. ЦБТИ, Куйбышев, 1959.
11. Магурдумов А. М. Опыт бурения на воду в Кызылкумах с продувкой забоя воздухом. Госгеолтехиздат, 1959.
12. Вилачева Г. С. Бурение скважин с продувкой забоя воздухом в Южно-Казахстанском геологическом управлении. Госгеолтехиздат, 1959.
13. Гейман М. А., Ханмурзин И. И. Борьба с осложнениями при бурении разведочных скважин. Разведка недр, № 7, 1958.
14. Гейман М. А., Мусинов В. И., Шумилов В. П. Бурение турбобуром с аэрацией промывочной жидкости. Новости нефтяной техники. Нефтепромысловое дело, № 2, 1960.
15. Petroleum Engineer, 1958, 30, № 11, стр. 1337—1340.
16. The Oil and Gas Journal, 1958, т. 56, № 32, стр. 121.
17. Petroleum Engineer, 1958, 30, № 12, стр. 1326—1329.
18. Canadian Oil and Gas Industries, 1957, т. 10, № 6, стр. 49—54.
19. Papers of the American Society of Mechanical Engineers, № 57, PET-26, стр. 1—12.
20. Texas Oil Journal, 1959, 25, № 11, стр. 29.
21. Drilling № 6, 1959, 20, стр. 72—74.
22. J. Petroleum Technology, № 7, 1959, 11, стр. 163—167.
23. The Petroleum Engineer, oct. 1957, Roy A. Bobo and George S. Boudreaux.
24. Journal of Petroleum Technology, aug. 1957, B. P. Huddleston, W. D. Strange.
25. Drilling, v. 18, № 11, Sept. 1957. B. Pugh and F. D. Warrington.

О Г Л А В Л Е Н И Е

	Стр.
Введение	3
Г л а в а I. Физико-химические основы получения и регулирования свойств промывочных жидкостей	7
1. Растворы	7
2. Дисперсные системы	8
3. Основные свойства коллоидных систем	11
4. Структурно-механические свойства буровых растворов и коагуляция	20
5. Физико-химические методы понижения твердости горных пород при бурении	24
6. Промывочные жидкости как дисперсные системы. Классификация распространенных промывочных жидкостей	26
Г л а в а II. Функции промывочной жидкости в процессе бурения . .	30
1. Очистка забоя скважины от обломков разбуриваемых горных пород и вынос их на поверхность	30
2. Удержание частиц выбуренной породы во взвешенном состоянии	36
3. Предохранение ствола скважины от обвалов и осыпей и предотвращение поглощений, проявлений и выбросов газа, нефти и воды	39
4. Обеспечение эффективной работы турбобура	40
5. Физико-химическое воздействие на разрушаемые горные породы	41
6. Создание нормальных условий вскрытия продуктивных пластов	42
7. Другие функции промывочных жидкостей	43
Г л а в а III. Основные параметры промывочных жидкостей. Методы их определения и контроля	46
1. Удельный вес	46
2. Вязкость	49
3. Статическое напряжение сдвига	57
4. Водоотдача и толщина фильтрационной корки	64
5. Стабильность и суточный отстой	70
6. Содержание песка и недиспергированных частиц шлама	71
7. Содержание газа	72
8. Концентрация водородных ионов (рН)	75
9. Анализ фильтрата раствора и воды	80
10. Определение липкости фильтрационной корки	
Г л а в а IV. Обработка промывочных жидкостей химическими реагентами	83
1. Общие положения	83
2. Наиболее распространенные химические реагенты	86
3. Способы приготовления химических реагентов	99
4. Способы применения химических реагентов	108

	Стр.
Глава V. Глинистые растворы	112
1. Глины и их свойства	112
2. Естественные глинистые растворы	
3. Глинистые растворы, обработанные химическими реагентами. Стабилизация	116
4. Регулирование структурно-механических свойств глинистых растворов	122
5. Известковые глинистые растворы	130
6. Эмульсионные глинистые растворы	135
7. Утяжеление глинистых растворов	139
8. Способы приготовления глинистых растворов	151
Глава VI. Вода как промывочная жидкость в бурении	165
Глава VII. Естественные водные растворы. Карбонатные и сульфатные водные растворы	174
1. Общие положения	174
2. Опытные и промышленные работы	175
3. Методы получения естественных водных буровых растворов	187
4. Способы применения естественных водных растворов	191
5. Перспективы развития бурения с промывкой карбонатными и сульфатными естественными водными растворами	197
Глава VIII. Буровые растворы специального назначения	201
1. Буровые растворы на нефтяной основе	202
2. Силикатно-солевые буровые растворы	206
Глава IX. Гидравлика промывочных жидкостей	209
1. Элементы теории течения пластических жидкостей	209
2. Гидравлические потери при круговом движении промывочной жидкости	215
3. Гидравлический расчет промывки скважины	226
Глава X. Промывочные жидкости при бурении в осложненных условиях	232
1. Условия проводки скважины	232
2. Гидродинамическое давление	234
3. Поглощения промывочных жидкостей	238
4. Борьба с поглощениями при помощи промывочной жидкости и специальных растворов	242
5. Предупреждение обвалов и осыпей пород при бурении и борьба с ними при помощи промывочной жидкости	258
6. Предупреждение газовых, нефтяных и водяных проявлений и борьба с ними при помощи промывочной жидкости	262
7. Предупреждение и ликвидация прихватов и затяжек бурового инструмента при помощи промывочной жидкости	269
Глава XI. Очистка промывочных жидкостей от выбуренной породы и газа	275
1. Гидравлические методы очистки	276
2. Механические способы очистки	278
3. Дегазация буровых растворов	288
Глава XII. Промывочные жидкости для вскрытия продуктивных пластов и завершения скважин	290
Глава XIII. Бурение с использованием газа и воздуха в качестве рабочих агентов. Аэрированные растворы	297