

В.С.НОВИКОВ

**УСТОЙЧИВОСТЬ
ГЛИНИСТЫХ
ПОРОД
ПРИ БУРЕНИИ
СКВАЖИН**



Москва НЕДРА 2000

УДК 622.248
ББК 33.131
Н 73

Выпущено при содействии ОАО "Газпром"

Новиков В.С.

Н 73 Устойчивость глинистых пород при бурении скважин. — М.: ОАО "Издательство "Недра", 2000. — 270 с.: ил.
ISBN 5-247-03872-X

На основе анализа условий формирования свойств глинистых пород и процессов, происходящих при вскрытии их скважиной, современных представлений об устойчивости этих пород разработан обобщенный безразмерный коэффициент устойчивости. Даны методы определения оптимальной плотности раствора, при которой все силы, действующие на стенку скважины, находятся в равновесии. Установлены критерии ингибирующей способности растворов и коэффициент водоустойчивости глинистых пород при контакте с ними. По результатам исследований определены оптимальные составы и разработано семейство ингибирующих растворов для бурения в неустойчивых глинах. Приведены результаты испытаний и внедрения разработанных систем растворов, показавшие высокую эффективность в предупреждении осложнений при бурении в глинистых отложениях.

Для работников научных и производственных организаций, занимающихся проблемами устойчивости пород при бурении.

ISBN 5-247-03872-X

© В.С. Новиков, 2000
© Оформление. ОАО
"Издательство "Недра", 2000

Буровые работы по поиску углеводородов в Прикаспийской впадине ведутся уже более 40 лет, и в течение всего этого времени буровики сталкиваются с различными аспектами бурения, которые обусловлены особенностями залегания и строения глин и хемогенных отложений в условиях солянокупольной тектоники. На каждом этапе освоения этой нефтегазоносной провинции в зависимости от уровня и достоверности геологической информации, уровня познаний природных явлений, технико-технологических решений, технической оснащенности организации буровых работ то в одних, то в других отложениях возникали непреодолимые барьеры в виде непрохождения и прихватов инструмента, проработок, затяжек, поглощений, неудач при спуске и цементировании обсадных колонн, их смятия, необходимости применения тяжелых и дорогостоящих растворов. Все эти бедствия известны под "болеутоляющим" названием "проблемы пластичных пород", и это единственное название, которым, несмотря на богатство русского языка, неискушенные в нем наши буровики сокращенно выражают поразительные трудности своей профессии.

Указанные осложнения, как правило, являются результатом нарушения целостности стенок скважины вследствие потери устойчивости горных пород и выражаются в изменении формы и размеров скважины во времени, образовании каверн и сужении ствола. Подобные осложнения в той или иной степени встречаются практически повсеместно при бурении скважин в глинистых отложениях.

Проблема устойчивости глинистых пород постоянно возникает при бурении, особенно в сложных горно-геологических условиях, с увеличением глубины скважин и при освоении новых площадей. Для предупреждения и ликвидации осложнений из-за потери устойчивости глинистых пород разработаны и используются многочисленные методы прогнозирования зон осложнений, технологические приемы, системы буровых растворов.

Однако фиксирующиеся и поныне многочисленные случаи проявления неустойчивости глинистых пород, выражающиеся в сужении и кавернообразовании в стволе, затрудненной проходимости инструмента из-за осыпей и обвалов, нередко сопровождающиеся прихватами буровой колонны, свидетельствуют об отсутствии однозначных, всеобъемлющих методик и решений по их предупреждению. Бурение скважин в таких условиях сопровождается осложнениями, преодоление которых требует больших затрат времени и в некоторых случаях приводит к прекращению углубления.

Несовершенство методов не позволяет однозначно оценивать состояние глинистых пород в процессе вскрытия массива и при последующем взаимодействии его с буровым раствором, прогнозировать поведение глинистых пород и ингибирующие свойства растворов.

Предупреждение и ликвидация осложнений из-за осыпей и обвалов неустойчивых глинистых пород затрудняются недостаточностью знаний о геологических условиях бурения и характере взаимодействия глинистых пород с буровым раствором, влиянии порового давления и возникающих напряжений на стенке скважины. Это предопределяет необходимость изучения физико-химических процессов взаимодействия глин с буровыми растворами с учетом напряженного состояния стенки скважины и разработки технологии по предупреждению и ликвидации осложнений при бурении скважин в глинистых отложениях с учетом конкретных геологических условий. Эта задача решается на основе анализа горно-технологических условий, многолетней практики бурения скважин в неустойчивых глинистых породах Нижнего Поволжья и Прикаспийской впадины, современного состояния решения этой проблемы и проведения исследований напряженного состояния стенки скважины и характера физико-химического воздействия бурового раствора на глинистую породу и их влияния друг на друга.

Оценка устойчивости глинистых пород при бурении скважин основана на изучении причинно-следственной связи естественных историко-геологических процессов, протекающих на глубине при гравитационно-седиментационном уплотнении и формировании физико-химических свойств глинистых пород, силового поля на стенке скважины при балансе неконтролируемых (напряжения

на стенке скважины, прочность породы, поровое давление) и контролируемых факторов (гидростатическое давление жидкости в стволе, состав и свойства бурового раствора, гидродинамический перепад давления). Такой подход позволил оценить устойчивость глинистой породы безразмерным коэффициентом, учитывающим физический и физико-химический факторы.

Поэлементное рассмотрение составляющих коэффициента устойчивости дало возможность оценить величину плотности бурового раствора, при которой компенсируются напряжения, возникающие на стенке скважины. На основе исследований физико-химических процессов взаимодействия глинистых пород с буровыми растворами рассмотрены механизм ионно-обменных реакций и их влияние на ингибирующую способность растворов, что позволило разработать обобщенные безразмерные показатели ингибирующей способности бурового раствора и физико-химической сопротивляемости глинистой породы разупрочнению под влиянием этого раствора.

По результатам исследований разработаны, испытаны и внедрены ингибирующие буровые растворы (кальциевый раствор с высоким содержанием извести, калиевые растворы, калиевые растворы с известью, с силикатами калия, ИБР-1 и др.), технология бурения скважин в неустойчивых глинах с оптимальной плотностью раствора. Промышленные испытания и последующее внедрение разработанных методов и систем буровых растворов проводились при бурении скважин в Нижнем Поволжье, Прикаспийской впадине, Западном Казахстане, Индии. Во всех случаях было отмечено резкое уменьшение осложнений и кавернообразования из-за осыпей и обвалов глин. Очевидно, использование предложенных методов расчета оптимальной плотности раствора, оценки ингибирующих свойств буровых растворов и устойчивости глинистых пород в целом позволит для каждого конкретного геологического условия разработать оптимальные программы бурения (включающие плотность, состав и свойства раствора). Несомненно, такие программы обусловят нормальное, без осложнений, углубление скважины с повышенными технико-экономическими показателями.

В книге в основном приведены результаты исследований автора, выполненных в лаборатории буровых рас-

творов института ВолгоградНИПИнефть. Обобщен большой опыт бурения промысловых скважин в неустойчивых глинистых породах, в котором автор принимал непосредственное участие.

При проведении исследований, испытаний и внедрении разработанных рекомендаций большую помощь оказали ведущие специалисты лаборатории канд. техн. наук М.И. Липкес, А.Е. Долгих, П.Ю. Духон, И.С. Нестеренко и др., а также ведущие специалисты предприятий Жирновского УБР — канд. техн. наук С.А. Волонсевич, Н.И. Ковалев, ПО "Нижевожскгеология" — Б.В. Якубенко, А.Н. Горбунов, которым автор выражает искреннюю признательность и благодарность.

ГЛИНИСТЫЕ ПОРОДЫ – ИСТОЧНИК ОСЛОЖНЕНИЙ ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН В ПРИКАСПИЙСКОЙ ВПАДИНЕ

1.1. ГОРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ ЗАЛЕГАНИЯ И РАСПРОСТРАНЕНИЕ ГЛИНИСТЫХ ПОРОД

Важная особенность Прикаспийской впадины заключается в том, что для различных комплексов выполняющих ее осадков характерны свои, особые, формы тектоники, хотя и связанные между собой генетически. Характерной чертой разреза является наличие мощных толщ каменной соли в кунгурском ярусе нижней перми, обусловивших образование солянокупольных структур. В разрезе осадочной толщи выделяют подсолевой и надсолевой комплексы, разделенные соленосным комплексом кунгура (рис. 1.1).

Анализ горно-геологических условий и технических возможностей бурения этих отложений показывает сложность и практическую невозможность совместного вскрытия их из-за несовмещения пластовых давлений и давлений гидроразрыва, минерального состава пород и требований к буровому раствору.

В связи с этим очевидным становится необходимость перекрытия этих зон друг от друга колоннами, глубина спуска которых определяется глубиной залегания кровли и подошвы хемогенной толщи, а их диаметр зависит от глубины залегания, гидродинамической обстановки подсолевых отложений и горно-геологической обстановки в каждой зоне. Тем не менее бурение глинистых пород остается проблемой при вскрытии каждой зоны.

Глинистые породы широко распространены среди осадочных пород Прикаспийской впадины и встречаются практически во всех отложениях. Глинистые породы наибольшей мощности приурочены к надсолевому комплексу, и большин-

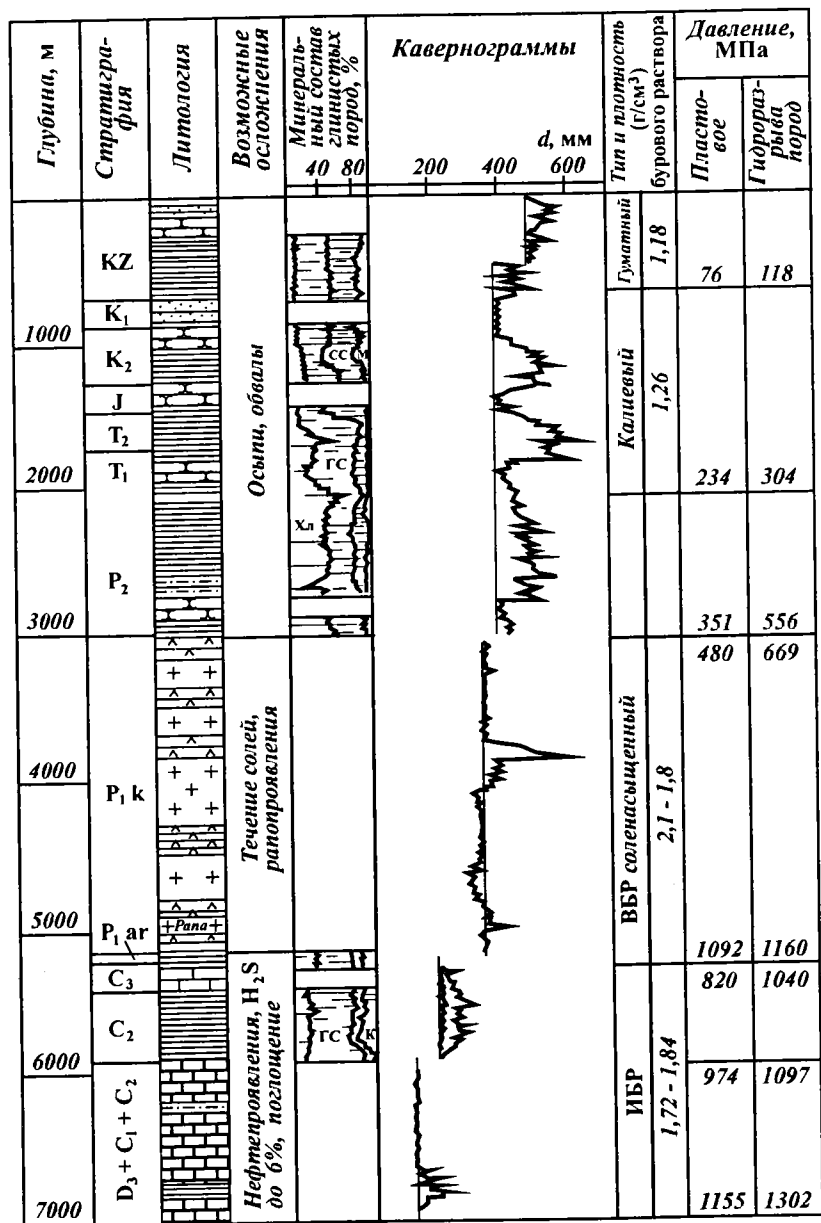
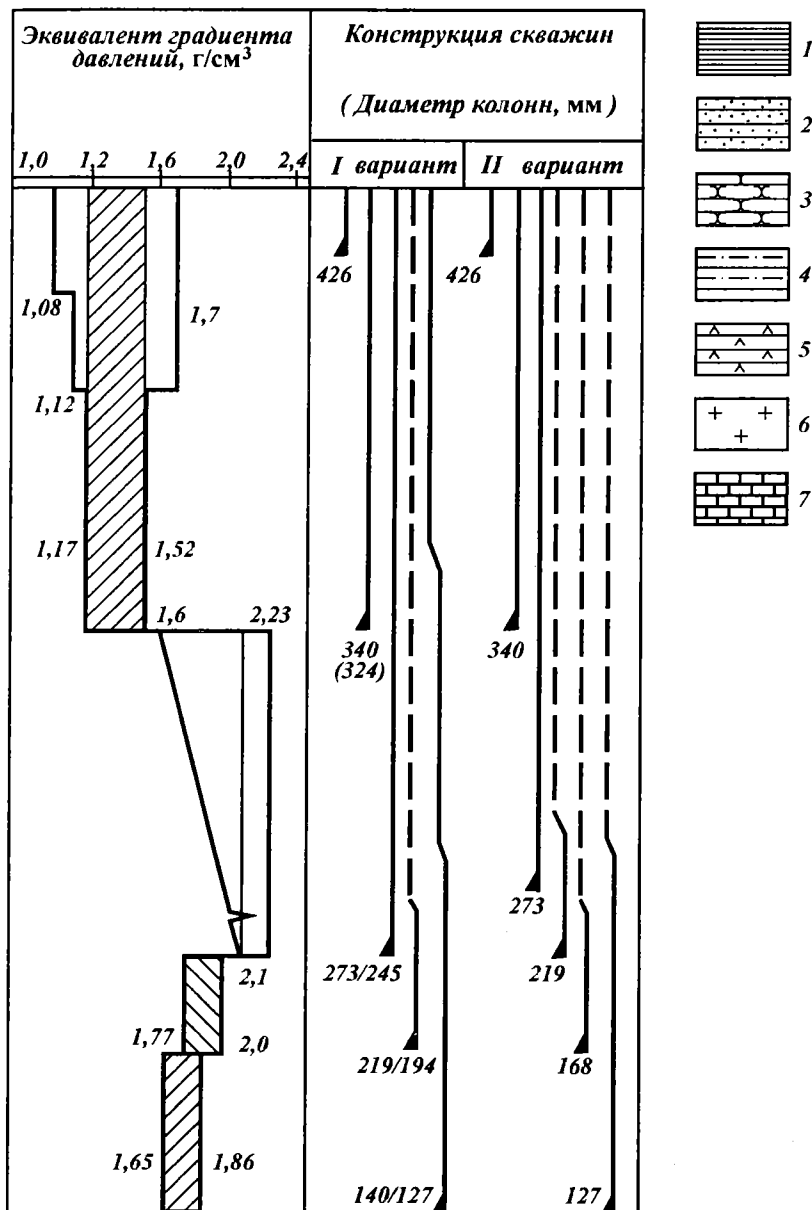


Рис. 1.1. Горно-технологические условия бурения скважин в Прикаспийской
 1 — глины; 2 — пески; 3 — песчаники; 4 — алевролиты; 5 — ангидриты; 6 — смешанослойные, ГС — гидрослюда, Хл — хлорит, К — каолинит



впадине:
соль; 7 — известняки. Глинистые минералы: М — монтмориллонит, СС —

ство осложнений отмечается в них. Поэтому основная проблема бурения связана с обеспечением устойчивости глинистых пород.

Надсолевой комплекс сложен пермотриасовыми, юрско-меловыми, палеогеновыми, неогеновыми и четвертичными отложениями (см. рис. 1.1). Пермотриасовые отложения выполняют в основном межкупольные мулды. Обширная ин-формация по глинистым породам получена при бурении скв. 1 Аралсорская, достигшей глубины 6806 м. Вскрытая скважиной толща глинистых пород отличается значительной мощностью — более 3000 м. Отложения представлены красно-цветными терригенными глинисто-алевритовыми образованиями плотностью 2,58–2,65 г/см³, имеющими гидрослюдисто-хлоритовый состав.

Породы пермотриаса при бурении параметрической скв. 1 Упрямовская вскрыты до глубины 5460 м; здесь развиты переслаивающиеся аргиллитоподобные глины, алевролиты, аргиллиты и песчаники. Все породы пестроцветные, в основном вишнево-бурые, кирпично-коричневые. Глинистая часть их представлена минералами гидрослюдистого типа (40–60 %) и хлоритом (10–40 %); содержание каолинита 20–30 %, смешанослойных минералов типа монтмориллонит–гидрослюда — от следов до 10–15 %. Плотность породы 2,5–2,65 г/см³.

При бурении скв. 116 Северо-Сарпинская в юго-западной части Прикаспийской впадины в интервалах распространения красноцветных глин (1896–2378 и 2662–3375 м) отмечались обвалы стенок скважины и проводились проработки.

При бурении скв. 263 Лободинская в интервале залегания пермотриасовых глин (1996,5–3126 м) происходили неоднократные затяжки инструмента, многочисленные проработки и длительные промывки ствола скважины. Скважиной вскрыта сильно перемятая зона, которая по данным индукционного каротажа в интервале 2000–2447 м представлена аргиллитоподобными хрупкими глинами плотностью 1,8–2,1 г/см³. Породы неустойчивы, малейшая остановка процесса бурения и прекращение циркуляции промывочного раствора приводят к обвалам и прихватам буровых труб.

Пермотриасовые глины, вскрытые скв. 1 Прибаскунчакская, значительно отличаются по минеральному составу глинистой фракции от вышеописанных пород. Основным глинистым минералом является монтмориллонит (сметтит), содержание его от 55 до 90 %, гидрослюд 10–25 %, хлорита 15–20 %.

Межсолевые глины кунгурского яруса нижней перми наиболее часто встречаются в восточной части Прикаспийской впадины, а также на Астраханском своде (рис. 1.2).

Зона распространения пластичных глин выделена на восточном склоне Жанажольского соляного штока, где в составе соленосной толщи выделяются три пачки со слоями и прослойками пластичных глин мощностью до 15–20 м. Пластичные глины в этой зоне находятся в максимально напряженном состоянии, бурение скважин здесь сопровождается затяжными осложнениями. Неустойчивость пород, слагающих стенки скважин в интервалах залегания глин (скважины Г-103 Кенкияк, 5 Урихтау, 2, 13, 37 Жанажол), связана с их минеральным составом. Наиболее сильно размываются глины (соответственно происходят сужения стволов скважин), представленные тонкодисперсными активно набухающими глинистыми минералами — монтмориллонитом, бейделлитом и другими в условиях, когда обменными катионами являются K^+ и Na^+ . Количество осложнений значительно снижается в глинах, содержащих поглощенные ионы Ca^{2+} и Mg^{2+} [77].

На Астраханском своде возникали серьезные осложнения при разбуривании межсолевых глин. Некоторые скважины не были доведены до проектной глубины. Так, в скв. 1 Светлошарынская были встречены две пачки межсолевых глин (интервалы 1640–1750 и 1877–1963 м). Течение глинистых пород и сужение ствола были весьма интенсивными. Состав глин гидрослюдисто-хлоритовый (гидрослюда 40–50 %, хлорит 10–40 %), нередко встречается монтмориллонит.

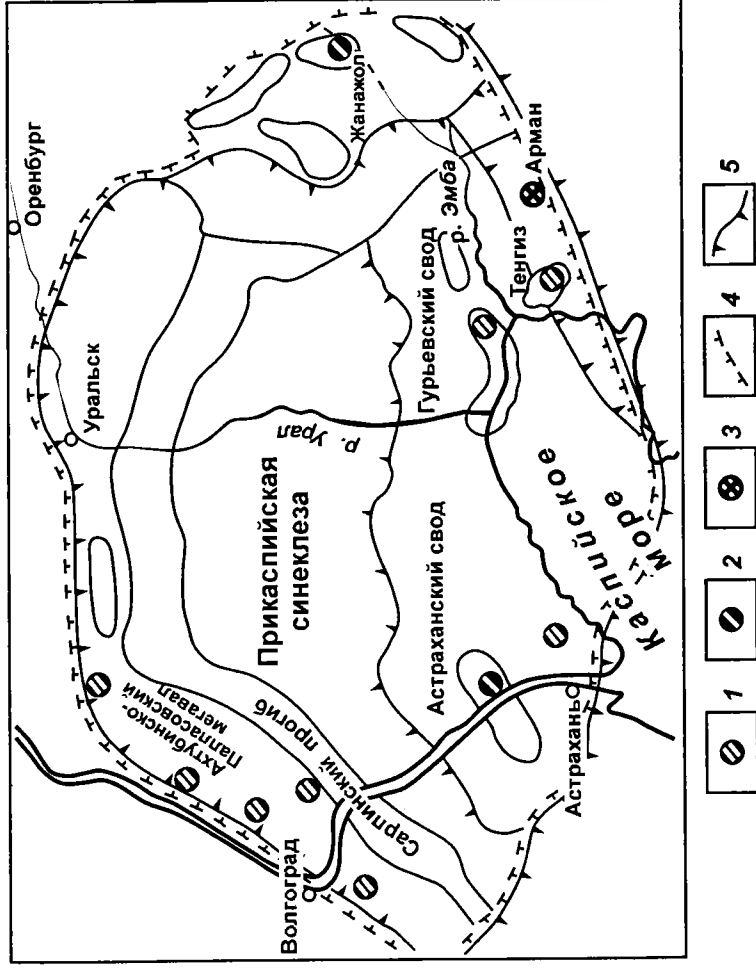
Подсолевой комплекс, наиболее перспективный в нефтегазовом отношении, включает осадочные породы от фундамента до кунгурского яруса перми.

Основными глинистыми породами, слагающими подсолевой (палеозойский) комплекс, являются аргиллиты — существенно преобразованные глинистые породы, обладающие хрупкостью, нередко слоистостью, имеющие раковистый излом и обычно темно-серую окраску. Подсолевые глинистые отложения относятся к уплотненным и очень сильно уплотненным. Плотность глинистых пород на глубине около 4 км изменяется от 2,4 до 2,79 г/см³.

Плотность этих пород ниже расчетной. Это связано с наличием выше по разрезу мощной толщи каменной соли. Увеличение мощности соленосной толщи сопровождается уменьшением плотности подсолевых глинистых пород.

В северной части Прикаспийской впадины в скв. 7 Карпенская вскрыта 300-метровая глинистая толща живетского

Рис. 1.2. Распределение осложнений в глинистых породах Прикаспийской впадины: 1—3 — осложнения, связанные с различными глинистыми породами: 1 — гидрослюдисто-хлоритовый пермотриаса, 2 — с межслюдными глинами, в основном монтморилло-нит-гидрослюдистого состава, 3 — подсоевными отложениями гидрослюдисто-каолинитового состава; 4 — борг Прикаспийской впадины; 5 — границы между тектоническими элементами



яруса среднего девона. Это однообразная толща темно-серых тонкоотмученных листоватых, сланцеватых аргиллитов.

В разрезе Биикжальской скважины на глубине 5270—5423 м залегает глинистая толща нижнего карбона, представленная в основном темно-серыми аргиллитами с прослоями алевролитов, реже песчаников. Аргиллиты твердые, алевролитистые, в основном хлорит-гидрослюдистого состава, тонко-слоистые.

При бурении в юго-восточной части Прикаспийской впадины в скв. 1 Арман в интервале 3992—4126 м вскрыты нижнепермские аргиллиты, склонные к обвалам и осыпям. Неоднократные прихваты, потеря циркуляции привели к решению о прекращении бурения. Особенностью глинистых пород нижней перми является отсутствие кремнезема, вместо него отмечается карбонатный материал.

Глинистое вещество пород крупночешуйчатое, основными минералами являются гидрослюда (35—40 %) и хлорит (до 40 %). Смешанослойные гидрослюдисто-монтмориллонитовые минералы составляют до 25 % глинистой фазы. Каолинит встречается редко. Карбонатная составляющая (от 5 до 30 %) представлена полиморфным кальцитом.

Анализ материалов позволяет сделать вывод, что осложнения, встречающиеся при бурении в глинистых породах Прикаспийской впадины, в основном трех типов (см. рис. 1.2).

Первый тип — осложнения, связанные с глинистыми породами гидрослюдисто-хлоритового состава пермотриасового возраста, которые распространены повсеместно (площади: на западе — Упрямовская, Ерусланская, Лободинская, Ново-Никольская, Иловатская; на юго-западе — Сарпинская, Северо-Сарпинская, Привольненская; на юге и юго-востоке — площади Астраханского, Гурьевского сводов, Тенгиз-Каратонской зоны сводовых поднятий).

Второй тип — осложнения, связанные с межсолевыми глинами в основном монтмориллонит-гидрослюдистого состава кунгурского яруса нижней перми (площади Астраханского свода, месторождения востока — Жанажол, Кенкияк, площади Синельниковская, Урихтау и др.).

Третий тип — осложнения, связанные с подсолевыми глинами гидрослюдисто-каолинитового состава с хлоритом, развитыми в нижнепермских и каменноугольных отложениях (площади Арман, Елемес, Упрямовская и др.).

Изучение распространения глинистых пород, их напряженно-деформированного состояния, более детальные исследования физико-механических и физико-химических свойств

позволяют обоснованно и своевременно планировать и осуществлять мероприятия по предупреждению и ликвидации осложнений, связанных с потерей устойчивости глинистых пород.

1.2. СВОЙСТВА ГЛИНИСТЫХ ПОРОД И ХАРАКТЕР ОСЛОЖНЕНИЙ ПРИ ИХ РАЗБУРИВАНИИ

Анализ материалов бурения разведочных скважин в условиях Прикаспийской впадины показал, что осложнения из-за обвалов глин и прихватов бурильного инструмента в большей степени наблюдались в тех скважинах, которые были расположены в мульдах западной и юго-западной прибортовых частей Прикаспийской впадины. Эти зоны характеризуются значительными мощностями триасовых отложений, соли которых обычно имеют крутые углы падения. В межкупольных мульдах верхнепермский—триасовый комплекс пород представлен в полном объеме, мощность его достигает 3500 м (скв. 1 Садовая).

Распределение глинистых минералов по разрезу неравномерное. По составу и количественному соотношению компонентов пестроцветную толщу верхней перми и триаса Прикаспия делят на шесть зон (табл. 1.1).

Как видно из приведенной классификации, отложения верхнего и среднего триаса представлены преимущественно глинистыми породами, включающими такие минералы, как монтмориллонит и гидрослюда. Характерно, что 80 % осложнений из-за обвалов неустойчивых глин происходит при бурении скважин в отложениях верхнего и среднего триаса.

Проведенные исследования по оценке глин пермотриаса [40] показали, что рациональный комплекс, характеризующий физико-химические особенности этих пород, кроме определения минерального состава, емкости поглощения и количества обменных оснований, включает выявление гранулометрического и микроагрегатного состава, коэффициента набухания, типа структурных связей. Характерным примером является оценка свойств глин триаса по данным, полученным при бурении скважин 2 Тингутинская (1250—1713 м) и 37 Ергенинская (2393—3617 м). Было проанализировано более 30 образцов породы, отобранных примерно через каждые 20 м в указанных интервалах.

По составу глинистых минералов (табл. 1.2) осадочные породы исследуемой толщи условно можно разделить на две

Таблица 1.1

Распределение глинистых минералов по разрезу пестроцветной толщи перми и триаса Прикаспийской впадины

Зона	Отложения	Количество минералов, %				
		М	ГС	Хл	СС	К
Первая (нижняя)	Татарского яруса верхней перми и ветлужской серии нижнего триаса	20	До 70	До 60	До 30	—
Вторая	Карбонатно-терригенно-глинистые, подстилающие баскунчакскую свиту	До 65	70	80	20—40	—
Третья	Карбонатно-глинистые нижней пачки анизийского яруса (Т ₂)	40	50	40	10	—
Четвертая	Верхней пачки анизийского яруса	90	60	Сл.	10	—
Пятая	Карбонатно-глинистые ладинского яруса	40	70	—	15	Эпизодич.
Шестая (верхняя)	Песчано-глинистые верхнего триаса	60—85, редко до 100	10—25, реже до 40—70	20—45	10	10

Примечание. М — монтмориллонит, ГС — гидрослюда, Хл — хлорит, СС — смешанослойные минералы, К — каолинит.

группы. Первая содержит породы, в глинистой части которых преобладает монтмориллонит. В породах второй группы монтмориллонит встречается в небольшом количестве, а преобладающим минералом является гидрослюда. Для всей толщи пород характерно содержание хлорита в количестве 10—30 % в интервале 1250—1713 м и 30—50 % в интервале 2393—3617 м.

Водно-физические свойства глинистых минералов (пластичность, набухание и др.) в значительной степени зависят от природы и количества адсорбированных обменных ионов. Как видно из табл. 1.2, глины первой группы имеют большую емкость поглощения (20—36 мг-экв/100 г) со значительным содержанием в обменном комплексе ионов натрия.

По дисперсному составу глинистые породы в разрезе скважин можно разделить на три группы (см. табл. 1.2). Породы первой группы по своему механическому составу относятся к высокодисперсным (содержание частиц размером < 0,005 мм — больше 50 %). Глинистые породы второй группы представляют переходную зону от высокодисперсных пород к смешанным, в которых начинают преобладать мине-

Таблица 1.2

Минеральный состав и физико-химические свойства глин триаса в разрезе скважин 2 Тингутинская (1250—1713 м) и 37 Ергенинская (2393—3617 м)

Интервал отбора проб, м	Содержание глинистых минералов, %				Емкость поглощения, мг-экв на 100 г глины	Содержание обменных катионов, мг-экв на 100 г глины			Коэффициент агрегирования для частиц, мм		Степень набухания K_1	Типы структурных связей
	гидрослюда	хлорит	монтмориллонит	сменшанные		Ca ²⁺	Mg ²⁺	Na ⁺ + K ⁺	< 0,005	< 0,001		
1250—1310	—	20	80	—	22,57	10,31	5,23	7,03	1,1	1,1	2	Стабилизационные
1310—1400	—	10	90	—	36	13,2	7,58	15,22	1	1,1	1,8	То же
1400—1458	20	10	70	—	20,3	8,1	4	8,2	1,1	1,9	1,59	Пластифицированные-коагуляционные
1458—1523	60	20	20	—	10,05	3,5	2,92	3,58	1,4	1,9	1,47	То же
1523—1550	80	20	—	—	7,58	2,59	3,7	1,29	1,7	6,1	1,35	Коагуляционно-конденсационные
1550—1713	50	30	10	10	11,62	0,31	5,25	6,07	7,5	20,6	1,35	То же
2393—2397	—	—	—	50	18,4	4,4	5,61	8,4	2,9	2,6	1,45	Пластифицированные-коагуляционные
2858—2865	—	50	30	20	37,1	14,84	3,71	18,55	—	—	1,45	То же
3023—3032	С.А.	50	10	40	11,8	5,07	2,05	4,67	2,8	2,7	1,29	"
3086—3092	30	40	40	—	9,5	4,11	2,1	3,39	2,8	4,2	1,29	"
3185—3190	30	40	—	30	14,5	6,41	2,42	5,52	4,6	2,5	1,25	Коагуляционно-конденсационные
3603—3608	40	40	—	20	22,7	11,13	2,97	9,01	4,8	2,4	1,24	То же
3608—3617	30	30	—	40	22,2	13,98	3,79	4,42	3,1	2,9	1,27	Пластифицированные-коагуляционные с переходом в конденсационные

ралы группы гидрослюд. Третья группа по дисперсному составу относится к пылеватым породам (содержание частиц размером 0,05—0,005 мм — более 50 %). Тонкодисперсные частицы этих пород представлены в основном гидрослюдой.

Присутствие в породе гидрофильных глинистых минералов, даже в большом количестве, еще не свидетельствует о ее потенциально высоком коэффициенте набухания. Активность породы при взаимодействии с водой в значительной степени определяется природой структурных связей между отдельными частицами. Характер преобладающих структурных связей в породе можно определить, сопоставляя данные микроагрегатного и гранулометрического анализов, так как гранулометрический состав в основном отражает условия осадконакопления, а микроагрегатный — последующие процессы агрегирования тонкодисперсных частиц [40].

В табл. 1.2. приведены данные о зависимости коэффициента набухания K_1 от типа структурных связей для пород, входящих в разрез скважин 2 Тингутинская и 37 Ергенинская. Наибольшая степень набухания отмечается для пород со стабилизационными структурными связями. Все эти образцы относятся к группе высокодисперсных пород. Смешанные породы, в которых преобладают пластифицированно-коагуляционные связи, характеризуются меньшим набуханием, хотя среди них встречаются глинистые образцы со значительным содержанием монтмориллонита (до 70 %). Наименьшую активность к воде проявляют породы со смешанными коагуляционно-конденсационными связями ($K_1 = 1,30 \div 1,35$).

Данные по оценке физико-химических свойств глин триаса полностью согласуются с характером осложнений при бурении скважин с промывкой буровым раствором на водной основе (хлор-кальциевый раствор).

Показатели этого раствора в процессе бурения были следующими: плотность 1,20—1,22 г/см³, условная вязкость по СПБ-5 30—40 с, статическое напряжение сдвига 30 + 40/60 дПа, водоотдача за 30 мин 3—5 см³, содержание ионов кальция в фильтрате раствора 3000—5000 мг/л.

До глубины 1680 м скважину бурили без существенных осложнений. При забое на указанной глубине в интервале 1000—1300 м начались систематические проработки ствола скважины, повышение давления, затяжки и прихваты бурильного инструмента. В течение 6 сут не удавалось достигнуть забоя (1680 м). Инструмент был прихвачен на глубине 1300 м после очередного обвала пород со стенок скважины. Попытки освободить инструмент оказались неудачными.

Был установлен цементный мост, и началось бурение второго ствола с глубины 1275 м. Промывку скважины осуществляли также хлор-кальциевым буровым раствором (ХКР). При забое на глубине 2030 м вновь возникли осложнения в кровле отложений триаса (874—1287 м). Во время проработки инструмент был прихвачен с потерей циркуляции. Общие затраты времени на устранение осложнений составили 13 сут. Следует заметить, что все осложнения возникали в интервале залегания глинистых пород, обладающих наиболее водочувствительными свойствами (1250—1458 м).

Применение различных методов, в том числе ингибированных растворов, не решило проблему пермотриасовых глин. Повышение плотности раствора до 1,7—1,8 г/см³ при минимальной фильтрации не привело к замедлению обвалобразования и уменьшению осложнений.

Анализ опыта бурения в этом районе показал, что имело место большое количество прихватов из-за осыпей и обвалов неустойчивых глинистых пород. В большинстве случаев ликвидация таких аварий производилась перебуриванием стволов, и суммарная проходка значительно превышала проектные глубины. Непроизводительное время в виде перебуривания стволов, затраченное на ликвидацию прихватов, может превышать 80 % всего календарного времени (табл. 1.3). Значительная доля в общем балансе времени — 15—22 % приходится на борьбу с осложнениями из-за осыпей и обвалов неустойчивых глинистых пород. Причем это относится и к растворам, обработанным УЦР, и к ингибированным хлор-кальциевым растворам. Параметры раствора практически во всех случаях были одинаковыми: плотность 1,20—1,30 г/см³, условная вязкость 40—50 с, фильтрация 4—8 см³/30 мин, СНС_{1/10} 80—100/100—120 дПа, содержание кальция 0,25—0,4 % для хлор-кальциевого раствора.

Показателен опыт бурения скв. 37 Ергенинская, где для повышения устойчивости пермотриасовых глинистых отложений использовался хлор-кальциевый утяжеленный раствор с минимальной фильтрацией. Этот раствор, стабилизированный КССБ, применялся с глубины 1920 м. Осложнения начались после спуска 245-миллиметровой колонны на глубину 3345 м при бурении в интервале 3345—3872 м.

При бурении первым стволом промывка скважины осуществлялась раствором со следующими параметрами: плотность 1,38—1,42 г/см³, фильтрация 9—11 см³, условная вязкость 80—120 с, содержание Ca²⁺ 0,16—0,2 %.

Первые осложнения возникли после девяти дней бурения в

Таблица 1.3

Использование времени при бурении скважин в Прикаспийской впадине

Показатель	Номер скважины, площадь			
	1 Александровская	Буденовская	5 Житкурская	36 Северо-Сарпинская
Проектная глубина, м	4800	4500	4500	5000
Интервал бурения, м	3687—4755	3330—4023	2485—3063	1426—3964
Проходка, м:				
всего	2082	1377	1265	5558
параллельных стволов	<u>1122</u>	<u>693</u>	<u>694</u>	<u>3020</u>
	53,9'	50,3	54,9	54,3
Время бурения, ч:				
всего	12528	4824	6168	19248
параллельных стволов	<u>9624</u>	<u>1848</u>	<u>3480</u>	<u>16056</u>
	76,8	38,3	56,4	83,4
Время механического бурения, ч:				
всего	<u>1848</u>	<u>1056</u>	<u>2280</u>	<u>2232</u>
	14,75	21,9	37	11,6
параллельных стволов	<u>1378</u>	<u>530</u>	<u>221</u>	<u>183</u>
	11,0	11,0	9,7	8,2
Затраты времени на осложнения, ч:				
всего	<u>2243</u>	<u>175</u>	<u>1255</u>	<u>3061</u>
	17,9	3,6	20,3	15,9
при бурении параллельных стволов	<u>1421</u>	<u>114</u>	<u>513</u>	<u>1921</u>
	11,3	2,4	8,3	9,98
То же на 1 м проходки:				
всего	1,02	0,13	1	0,55
при бурении параллельных стволов	1,26	0,16	0,74	0,6
Количество прихватов на 1 м проходки	12	2	8	14
*В знаменателе указана доля соответствующего показателя в общей проходке, общих затратах времени и т.д., %.				

интервале 3652—3733 м, а затем уже не прекращались до глубины 3872 м, где произошел пятый по счету прихват инструмента с потерей циркуляции, что вызвало необходимость торпедирования бурильного инструмента и бурения параллельного ствола.

Первая попытка бурения параллельного ствола (3332—3477 м) оказалась неудачной из-за возрастающих осложнений, связанных с обвалами и прихватами. Несмотря на утя-

желение бурового раствора до $1,6 \text{ г/см}^3$ и снижение фильтрации до 4 см^3 не удалось предотвратить осложнений.

Бурение третьего ствола проводилось в интервале 3370—3793 м при промывке утяжеленным хлор-кальциевым раствором с такими параметрами: плотность $1,8-1,82 \text{ г/см}^3$, вязкость $60-90 \text{ с}$, фильтрация $2-3 \text{ см}^3$, $\text{CHC}_{1/10}$ 20/60 дПа, содержание Ca^{2+} $0,18-1,20 \%$.

Несмотря на значительное увеличение противодавления на стенки скважины и снижение до минимума фильтрации, осложнения из-за осыпей и обвалов неустойчивых глин пермотриаса имели место на протяжении всего периода углубления скважины. Общий интервал проработки составил 2554 м, или 6,38 м на 1 м проходки, т.е. перед каждым очередным долблением приходилось прорабатывать значительный интервал ранее пробуренного ствола. Если при бурении на обычном ХКР перед каждым долблением на проработку 20—100 м затрачивалось от 20 до 40 ч, то при использовании утяжеленного ХКР на те же 20—100 м затрачивалось от 40 до 120 ч. Предпринятые меры по улучшению ингибирующих свойств ХКР и повышение плотности не обеспечивали условий для бурения, и скважина была ликвидирована, не выполнив геологическую задачу.

Анализ минерального состава и физико-химических свойств глинистых пород, характера проявления осложнений показывает сложность проблемы их устойчивости и необходимость постановки комплексных исследований взаимодействия буровых растворов с глинами, условий физического состояния стенки скважины и влияния противодавления на ее устойчивость.

Серьезные трудности возникают при вскрытии межсолевых глинистых пород, которые в силу специфических условий формирования соляно-купольной тектоники отличаются от других глинистых отложений.

Наиболее характерно эти осложнения были представлены при бурении скважин 4 Пионерская и 1 Светлошарынская на Астраханском своде, углубление которых ниже межсолевых глинистых пропластков с промывкой различными водными растворами оказалось невозможным.

Межсолевые терригенные отложения на Астраханском своде встречаются как на малых глубинах (до 2000 м), так и на больших (до 4000 м и более); межсолевые глины, залегающие на больших глубинах, вызывают меньшие осложнения. Так, на Пионерской площади вскрытие этих пород на глубинах 2800—3500 м скважинами 1 и 6 сопровождалось вначале

длительными проработками; в последующем осложнения уменьшились и скважины были углублены значительно ниже этих пропластков (4300 и 3612 м).

Скважины, расположенные в купольной части, вскрывают межсолевые терригенные отложения значительно выше (до 2000 м) и характеризуются более интенсивными осложнениями, не позволившими углубить их ниже этих пропластков. При бурении скв. 1 Светлошарынская при промывке нефтемulsionным соленасыщенным раствором плотностью $1,32-1,36 \text{ г/см}^3$, вязкостью 40–60 с и фильтрацией $8-15 \text{ см}^3/30 \text{ мин}$ осложнения начались до достижения глубины 1663 м. При подъеме наблюдались затяжки до 20–25 т сверх веса, посадки и проработки в интервале циркуляции, прихваты.

Характер осложнений и затраты времени представлены в табл. 1.4.

После спуска колонны диаметром 273 мм на глубину 1750 м межсолевые терригенные отложения были вскрыты в интервале 1877–1963 м со скоростью 7–8 м/ч. При очередном наращивании на глубине 1918 м инструмент прихватило, давление повысилось до 25 МПа и была потеряна циркуляция.

При бурении последующих параллельных стволов в интервале 1936–1950 м наблюдались неоднократные затяжки при подъеме и посадке инструмента при спуске, повышение давления в процессе проработки скважины, потеря циркуляции и прихваты (рис. 1.3).

Несмотря на увеличение плотности раствора до $1,50-1,55 \text{ г/см}^3$, уменьшение фильтрации до $6-8 \text{ см}^3$, гидромониторный размыв стенок, проработки и прихваты не исчезли, и углубление скважины было остановлено (рис. 1.4).

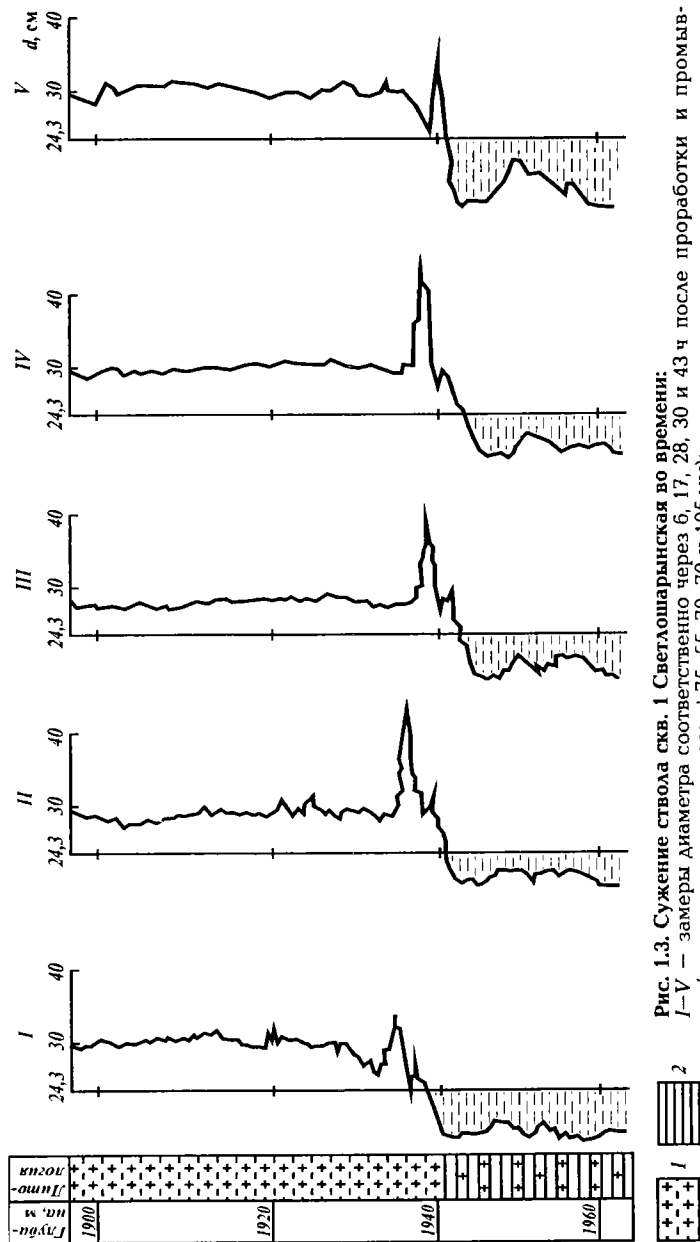
Проблема межсолевых глин усугублялась тем, что их присутствие в разрезе хемогенных отложений не предсказуемо и предварительно прогнозировать меры по предупреждению осложнений довольно трудно, особенно если учесть, что по характеру течения и образования каверн они очень схожи с карналлитом и бишофитом. Поэтому необходим оперативный анализ всей информации при бурении: шлама, керна, параметров бурения, свойств раствора и каротажных данных для достаточно надежной оценки свойств пород и их взаимодействия с раствором. Необходимы постановка исследований условий перехода этих глин в текучее состояние и поиск путей предупреждения этого явления и управления им.

Подсолевой комплекс, наиболее перспективный в нефтега-

Таблица 1.4

Характеристика осложнений при бурении межсоловых глин в скв. 1 Светлошарынская

Интервал бурения, м	Литологическая характеристика порока	Толщина, м	Время бурения, сут	Проработка		Промывка, ч	Параметры раствора			Характеристика осложнений
				м	ч		плотность, г/см ³	вязкость, с	фильтрация, см ³ /30 мин	
1300—1645	Ангидриты	345	18	—	—	24	1,25—1,26	40—60	6—8	Затяжки при подъеме
1645—1754	Соль, терригенные прослои	109	30	340	25	25	1,4—1,38	40—60	8	до 20—25 т, прихваты. Интервал перекрыт колонной (273 мм)
1776—1880	Соль	104	3	—	—	2	1,22—1,26	40—45	20	Затяжки, прихваты, отмывка от шлака, размыв стенок
1880—1972	Терригенные прослои, глина	92	1	378	432	350	1,3—1,6	40—50	6—8	Прихват, расхождение, торпедирование, перебуривание
В том числе: 1900—1963 (I ствол) 1900—1972 (II ствол) 1843—1972 (III ствол) 1856—1934 (IV ствол)		63	8	—	—	—	1,26—1,28	16—18	6—8	Прихват, расхождение, проработки, утяжеление, размыв стенок, перебуривание
		72	11	—	—	—	1,28—1,3	40—50	6—8	
		129	39	—	—	—	1,45—1,48	30—45	8—9	
		78	42	—	—	—	1,5—1,6	50	10—12	Размыв, прихват, расхождение, электрометрические работы. Остановка бурения



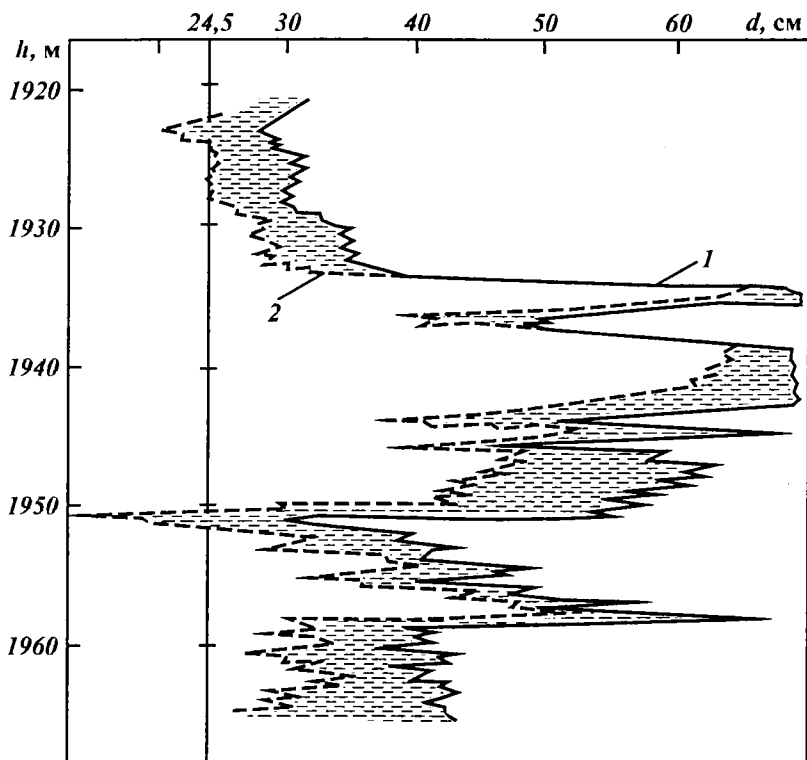


Рис. 1.4. Состояние ствола скв. 1 Светлошарынская после гидромониторного размыва межселевых глин:

1—2 — замеры соответственно через 4 и 12 ч после размыва

зовом отношении, включает осадочные породы, в которых глинистые отложения присутствуют во всех стратиграфических подразделениях — от верхнего девона до нижней перми. Эти толщи встречаются в широком интервале глубин и обладают теми же водочувствительными свойствами, что и ранее рассмотренные. Информация о свойствах и условиях их залегания еще не полная и в основном базируется на данных бурения сверхглубоких скважин СГ-2 Биикжальская и 1 Урямовская.

В разрезе Биикжальской скважины аргиллитопесчаная, аргиллитовая, мергельно-аргиллитовая толща вскрыта в интервале 4520—6028 м, и при ее прохождении отмечены большие трудности [63].

В скважине 1 Упрямовская переслаивание аргиллитов, известняков и доломитов встречено в интервалах 5800—5860 и 6040—6100 м. Аргиллиты темно-серые до черного, отдельные прослои голубоватые.

Глинистые отложения нижней перми вскрыты на месторождении Тенгиз скважиной 53 и на площади Арман, на которой интенсивность осложнений была такой, что применение раствора на нефтяной основе не обеспечило условий для углубления скважины.

Отрывочность сведений о поведении указанных глинистых пород связана в первую очередь с тем, что только единичные скважины достигли этой полной неожиданностей подсолевой толщи, да еще на глубинах более 5000—6000 м. Большой опыт бурения скважин в осыпавшихся аргиллитах девона в Нижнем Поволжье показывает трудность и нерешенность этой проблемы на глубинах от 2500 до 5500 м, что позволяет предположить, как сложно их будет "удержать" на глубинах 7000—12000 м.

Рентгеноструктурный анализ образцов аргиллитов девона, отобранных на разных площадях и глубинах, показывает незначительные различия в минеральном составе и, следовательно, физико-химических свойствах разбуриваемых пород (табл. 1.5). В связи с этим и характер осложнений одинаков для различных условий залегания.

Вскрытие аргиллитов сопровождается интенсивными осыпаниями и кавернообразованием. При применении неингибированных растворов бурение сопровождалось длительными проработками, прихватами инструмента. При использовании ингибированных растворов, таких как хлор-кальциевый,

Таблица 1.5

Минеральный состав девонских аргиллитов

Стратиграфический горизонт	Площадь	Глубина залегания, м	Минеральный состав, %			
			гидро- слюда	каоли- нит	хлорит	смеша- нослой- ные
Кынов- ский	Кудиновская Перещеп- новская	2680—2780	70	20	10	—
		4788—4960	70	30	—	—
Паший- ский	Кудиновская Перещеп- новская	2780—2870	35	25	30	10
		4960—5040	40	45	—	15
Воро- бьев- ский	Кудиновская Перещеп- новская	3020—3160	30	40	20	10
		5150—5200	30	50	10	10

гуматно-кальциевый и другие, замедляется интенсивность осыпей аргиллитов, что приводит к снижению осложнений. Затраты времени на все виды работ сокращаются в несколько раз. Однако при этом размер каверн практически не меняется и составляет три-четыре диаметра долота [47].

Рассмотренные практические примеры строительства скважин в Прикаспийской впадине показывают сложность и нерешенность многих аспектов устойчивости глинистых пород, даже залегающих на относительно небольшой глубине, хотя и имеются определенные решения, позволяющие в какой-то степени обеспечить углубление скважин.

Строительство сверхглубоких скважин вновь поднимает со всей остротой вопрос о прогнозировании устойчивости их стенок, предотвращении обвалов пород и изменения диаметра скважины, препятствующего прохождению колонны труб. При этом необходимо решить вопрос устойчивости не только при бурении глинистых отложений, но и при совместном вскрытии солей и межсолевых глин. Не меньшую проблему вызывает обеспечение устойчивости глинистых пород в подсолевых продуктивных отложениях.

ФОРМИРОВАНИЕ СВОЙСТВ И МЕХАНИЗМ ВЗАИМОДЕЙСТВИЯ ГЛИНИСТОЙ ПОРОДЫ С ВОДНОЙ СРЕДОЙ

Устойчивость глинистых пород на стенках скважины определяется физико-химическим состоянием глин, формирующимся под воздействием водной фазы бурового раствора.

Процессы, происходящие в системе буровой раствор — глинистая порода, сопровождаются поглощением воды с выделением энергии, приводящей к разуплотнению глинистой породы (до 30–50 % и более), уменьшению сопротивления разрушению (до 70 %). Кроме того, если эти породы ограничены и объемное расширение их предупреждено, то развиваются внутренние напряжения набухания, достигающие значений, превышающих сопротивляемость разрушению.

Такое поведение обусловлено особенностями свойств глинистых пород, формирующимися в условиях седиментационно-гравитационного и геохимического процессов, в ходе литогенеза.

Работами Р.И. Злочевской, Р.С. Зиангирова, Т.Т. Ильинской, Л.И. Кульчицкого, Д.М. Райтбурд, М.В. Слонимской, О.Б. Осипова, В.Н. Соколова и других исследователей под руководством Е.М. Сергеева созданы теоретические основы физико-химических условий формирования свойств глинистых пород в процессе литогенеза [27, 38, 59, 70, 72, 76, 78, 84]. Основные положения этих работ использованы нами для изучения причин потери устойчивости глинистых пород, слагающих стенки скважины.

2.1. СТАДИИ ФОРМИРОВАНИЯ СВОЙСТВ ГЛИНИСТЫХ ПОРОД

Глинистая порода — глина, составляющая основную массу осадочных горных пород (75 %), часто является причиной осложнений при бурении скважин. В отличие от других горных пород, глинистые породы при контакте с водными средами претерпевают существенные физико-химические изменения, переходят из одного физического состояния в другое — от твердого тела к пастообразному или в грубые дисперсии. Когда в глинах содержится лишь небольшое количество воды, они находятся в твердом состоянии и обладают большой прочностью; при содержании большого количества воды глины приобретают текучую консистенцию, способны растекаться тонким слоем, обладают свойствами вязкой жидкости. Этот общеизвестный факт говорит о том, что свойства глинистых пород в первую очередь зависят от их влажности и совокупности компонентов, входящих в них. При этом глинистая порода рассматривается не как простая совокупность ее компонентов, а как гетерогенная физически и химически активная система, в которой составляющие ее компоненты постоянно взаимодействуют между собой и внешней средой. Эти взаимодействия по своей природе носят химический или физический характер и приводят к развитию в ней таких процессов, как гидратация и дегидратация, набухание, ионный обмен и др., вызывающих изменение механических и физических свойств.

Исключительную роль в формировании состава и свойств глинистых пород, их пространственной неоднородности играют седиментационно-гравитационные, геохимические процессы, вызывающие уплотнение, массоперенос, сопровождающийся их цементацией, обогащением различными элементами или, наоборот, разуплотнением, выщелачиванием и т.д.

Современный состав, строение, состояние и свойства глинистых пород определяются литологическими процессами, стадиями и условиями их протекания. В результате изучения естественного и лабораторно-стендового формирования свойств глинистых пород установлены следующие стадии развития связанных осадочных пород.

Первая — стадия слабого уплотнения, относительно непродолжительная, соответствующая глинистому илу пористостью 80 — 45 %. Вытеснение воды из промежутков между частицами, слагающими осадок, происходит свободно до соприкосновения глинистых частиц друг с другом.

Вторая — стадия затрудненного уплотнения; пористость составляет 45—35 %. Процесс уплотнения сопровождается перегруппировкой зерен и более тесной их упаковкой, поро- да теряет пластичность.

Третья — стадия формирования уплотненных глин порис- тостью 35—10 %. Происходит дальнейшее сближение частиц, уплотнение осадка.

Четвертая — стадия отвердения, образования аргиллито- подобных структур. Пористость 10—8 %, твердые минералы деформируются до тех пор, пока не исчезнет пористость. При повышении температуры и давления адсорбированная вода переходит в химически связанную.

Для уплотненных глинистых пород характерна естествен- ная влажность в пределах от 3—4 до 12—15 %. В наиболее молодых осадках, заполненных водой, влажность изменяется от 12—14 до 20—25 %. Такие глины склонны к пластическо- му течению при вскрытии их бурением [77].

С увеличением глубины залегания глины становятся более плотными, хрупкими и при разрушении образуют чешуйча- тые угловатые обломки, что характерно для сильно дегидра- тированных глинистых пород — аргиллитов и аргиллитовых сланцев, естественная влажность которых изменяется от 3— 4 % в пластовых условиях до 12—15 % на поверхности, т.е. увеличивается в 3—4 раза. Несмотря на сравнительно высо- кую механическую прочность (50,0—100,0 МПа), именно при бурении этих пород встречаются наибольшие осложнения, что обусловлено структурно-текстурными особенностями, наличием микротрещин и поверхностей скольжения в сильно переуплотненных глинистых породах [3, 11, 33, 64].

В процессе формирования ствола в результате разрушения горной породы элементами долота на поверхности стенки скважины возникают новые и вскрываются естественные макро- и микротрещины. Эти трещины являются очагами концентрации напряжений и каналами, по которым прони- кает в массив буровой раствор и его фильтрат, что приводит к изменению устойчивости глинистой породы на стенке скважины.

Образование поверхностных микро- и микротрещин на стенке ствола скважины может происходить при вскрытии любой разновидности пород, в особенности хрупких и хруп- ко-пластичных, в условиях, близких к предельному напря- женному состоянию.

По характеру и причинности их образования различают трещины, возникающие:

в результате историко-геологических процессов формирования горных пород;

при разрушении горных пород породоразрушающими элементами долота;

при избыточных, некомпенсированных напряжениях на стенке скважины при значениях гидростатического давления меньше горного.

Историко-геологические факторы формирования трещиноватости обуславливаются седиментационно-гравитационными процессами уплотнения, физико-химическими реакциями, а также дегидратацией осадков с увеличением давления. Происходит закономерное и существенное изменение структурных особенностей дисперсных минералов, вызванное появлением ориентации структурных элементов в плоскости, перпендикулярной нагрузке уплотнения. В глинистых породах микроагрегаты частиц хорошо ориентированы по напластованию и взаимодействуют между собой по типу базис-базис, реже базис-скол. Поровое пространство представлено сильно анизометричными микроагрегатными порами щелевидной формы. Пory являются открытыми по напластованию и закрытыми в перпендикулярном направлении. Реже встречаются более крупные изометричные поры размером до 15 мкм, образующиеся, очевидно, вследствие замещения пузырьков воздуха или в результате "арочного" эффекта при уплотнении листообразных глинистых микроагрегатов [78].

На поздних стадиях литогенеза при катагенезе дисперсных пород происходит коренное изменение их структурных особенностей, выражающееся в формировании цементационно-кристаллизационных структур с развитыми фазовыми контактами между структурными элементами. Образовавшиеся при этом глинистые породы характеризуются высокой прочностью, плотностью, малыми значениями пористости и необратимым характером разрушения. Отличительными особенностями микростроения их на данной стадии литогенеза (например, аргиллитов) является высокая степень ориентации структурных элементов в плоскости напластования, приводящая к существенной анизотропии физических и физико-механических свойств [70]. Эти особенности структурообразования глинистых пород заключают в себе потенциальные условия формирования трещин при возникновении избыточных напряжений в результате тектонических подвижек, физико-химического воздействия на породу, бурения скважины и т.д.

Основными характеристиками, определяющими степень развития трещиноватости, является плотность трещин и их раскрытие, обусловленные в первую очередь литологическими особенностями. Такой фактор, как толщина слоя, оказывает влияние на густоту и протяженность трещин, а глубина залегания пород контролирует в какой-то мере лишь раскрытие трещин [25].

Для глинистых пород характерно преимущественное развитие пологопадающих к слоистости трещин, что объясняется повышенной пластичностью этих пород и горизонтальной или близкой к ней ориентировкой слагающих их агрегатных зерен.

В глинистых породах, испытывающих деформацию растяжения за счет повышенной пластичности, возникают трещины преимущественно вязкого скола, а не отрыва. Такие трещины ориентированы под острым углом к направлению основных растягивающих усилий.

В любых геотектонических условиях наиболее трещиноватыми являются аргиллиты и сланцы, по плоскостям напластований которых развиваются открытые трещины. Густота макро- и микротрещин увеличивается от пологих сводов складок к их крутым периклиналям; повышенная трещиноватость наблюдается на крутых крыльях, флексурных перегибах, узких сводах. Трещины в аргиллитах и близких к ним по вещественному составу глинистых породах имеют раскрытость от 1 до 10 мкм; стенки трещин наиболее ровные, гладкие. Раскрытость трещин уменьшается с глубиной и для глинистых пород не превышает 3—10 мкм. К этой группе может быть отнесен кливаж — вторичная, или ложная, сланцеватость, обусловленная воздействием механического давления на пластичную породу [25].

Кливаж представляет собой переходную форму между двумя видами деформаций (пластичной и разрывной), возникает на конечной стадии пластической деформации в условиях сжатия и выражен частыми поверхностями скольжения, не нарушающими целостности породы. Образование скважины создает условия для раскрытия естественных и возникновения новых искусственных трещин.

Механизм разрушения горной породы сводится к образованию и последующему сколу конуса под контактной площадкой при достижении напряжений, превышающих прочность породы. Распределение напряжений под действием различных сил в статическом положении подробно изложено в механике грунтов [86].

Аналогичный механизм разрушения горной породы наблюдается и при вдавливании инденторов, имитирующих элементы породоразрушающего инструмента (долота) [87]. При нагружении индентора под контактной площадкой образуется конус, приводящий к вылому окружающей консоли (рис. 2.1). Конус разрушается в результате развития субвертикальных трещин, которые хаотически ориентированы относительно оси симметрии. Если инструмент внедряется в породу вблизи стенки скважины, то коническая трещина развивается преимущественно в направлении стенки. Это объясняется тем, что вблизи стенки растягивающие деформации поверхности породы ограничены и поэтому разрыв наступает при меньшей осевой нагрузке на индентор. При внедрении инденторов, не обладающих осевой симметрией, образуется эллиптическая коническая трещина, которая развивается преимущественно под стенку.

При разрушении упругопластических горных пород конические трещины не образуются, но от границ ядра предразрушения развивается система трещиноватости, в которой, как и в хрупких породах, возникают вертикальные трещины, отрезающие забой от стенки. При возрастании всестороннего сжатия изменяется конфигурация ядра предразрушения: глубина ядра уменьшается, а диаметр увеличивается, т.е. как бы сплющивается к поверхности, и трещины распространяются все больше в стенку [87].

Последовательное и многократное внедрение элементов долота в породу образует скважину, стенка которой пронизана многочисленными естественными трещинами и трещинами, сформировавшимися в результате разрушения породы.

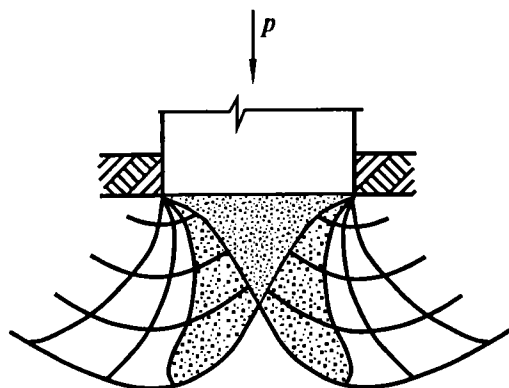


Рис. 2.1. Распределение напряжений под контактной площадкой

На характер и интенсивность образования трещин большое влияние оказывает режим разрушения (нагрузка и скорость вращения) породы. При нагрузке, близкой к пределу прочности, и не ограниченной скорости подачи этой нагрузки на хрупком материале — стекле — образуется ореол трещин предразрушения вокруг отверстия с глубокими трещинами по радиусу (рис. 2.2, *а*). При ограниченной подаче и той же скорости вращения поверхность стенки ровная, видимой трещиноватости не отмечается (рис. 2.2, *б*). В присутствии жидкости (воды) поверхность стенки отверстия гладкая, без трещин (рис. 2.2, *в*, *г*).

Геометрия элементов долота, способ бурения также оказывают влияние на формирование трещин и соответственно на устойчивость стенки скважины. Разрушение породы шарошечным долотом происходит в результате многократного последовательного внедрения элемента долота на глубину как минимум 1/3 высоты зуба с объемным отколом.

Разрушение породы алмазным долотом происходит в результате процессов микрорезания, производимого большим количеством мелких алмазных резцов, находящихся в различных силовых и кинематических условиях.

На практике влияние различных механизмов разрушения проявляется в интенсивности осыпей и обвалов хрупких пород — аргиллитов. При турбинном бурении в аргиллитах с применением шарошечных долот они интенсивно осыпаются и обваливаются, создавая пробки, что препятствует проходности инструмента, вызывая зачастую проработку (повтор-

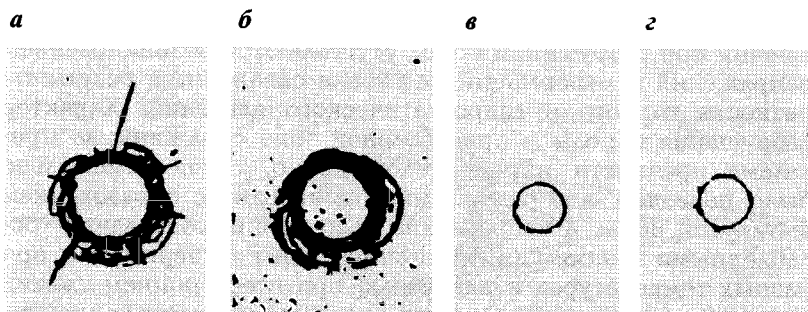


Рис. 2.2. Влияние режима разрушения хрупкого материала на формирование стенки скважины:

а — нагрузка H 100 кг, время бурения t 90 с; *б* — H = 60 кг, t = 300 с; *в* — H = 100 кг, t = 90 с, бурение с водой; *г* — H = 45 кг, t = 280 с, бурение с водой

ное бурение), и сопровождается образованием каверн. При бурении алмазным долотом вынос шлама (аргиллита), как правило, не отмечается, обеспечиваются хорошая проходимость инструмента, отсутствие каверн. Последующая расширка шарошечным долотом вызывает интенсивное осыпание аргиллитов, увеличение диаметра, нередко даже больше, чем при бурении им.

Так, в скв. 42 Антиповско-Балыклейская в интервале 4800—5100 м в кыновских аргиллитах при бурении алмазным долотом не отмечалось выноса шлама. Кавернометрия показала нормальный диаметр скважины. При смене алмазного долота на шарошечное начались проработки, обильный вынос аргиллита, ухудшилась проходимость инструмента и вся экономия времени, достигнутая при бурении алмазным долотом, была потеряна при восстановлении ствола. Механизм этого явления может быть представлен таким образом. При разрушении породы алмазными резцами не создавались трещины, а мелкий шлам к тому же "штукатурил" стенку, кольматируя микротрещины и не пропуская фильтрат бурового раствора в глубь массива. Шарошечным долотом эта кольматационная пленка была разрушена, режущие элементы долота разрушили стенку, создавая искусственные и открывая естественные трещины, по которым фильтрат бурового раствора проникал в глубь массива, вызывая разупрочнения породы, ее осыпи и обвалы. Этот пример показывает, что скорость разрушения породы, конфигурация и глубина внедрения элемента долота имеют принципиальное значение для формирования трещин и устойчивости стенки ствола.

Раскрытие естественных и образование искусственных трещин при разрушении пород усугубляются возникновением напряжений и деформаций на стенке скважины в результате разности горного и гидростатического давлений. Характер разрушения породы в приствольной зоне скважины за пределами прочности изучен недостаточно. Экспериментально было показано, что разрушение происходит с образованием вытянутой щели, а направление разрушения совпадает с ослабленными зонами [26]. Многочисленные эксперименты при разных температурах и нагрузках, при всестороннем сжатии показали, что основным видом деформации является двойниковое или трансляционное скольжение по наклонным поверхностям, ориентированным, как правило, под углом 45—60° к направлению приложения усилий. Очевидно, что перемещения происходят по направлениям действия максимальных напряжений. В породе вокруг скважины возникает сеть

потенциальных плоскостей сдвига, прежде всего по направлениям естественных нарушений, таких, как трещины, включения более слабых пород и т.д. Для анизотропной породы разрушение будет происходить преимущественно по плоскостям анизотропии, образуя вытянутую щель. В общем случае разрушение может идти по любому направлению и охватывать всю поверхность ствола скважины, создавая ореол трещин и круговую каверну с мелкими выколами (рис. 2.3). Глубина разрушения зависит от различных факторов и может изменяться в широком диапазоне [26]. Очевидно, что с увеличением противодавления на стенку скважины глубина разрушения будет уменьшаться и при определенном соотношении горного и гидростатического давлений раствора отсутствовать.

Приведенный анализ состояния глинистых пород на разных стадиях формирования их свойств и ствола скважины однозначно показывает, что на стенке скважины формируется густая сеть микро- и макротрещин, которые сами по себе не являются причиной потери устойчивости ствола, но инициируют развитие физико-механических и физико-химических процессов по поверхностям трещин, снижают сопротивляемость породы, что при определенных условиях становится решающим фактором возникновения осложнений в скважине.

При анализе осложнений, вызывающих нарушение целостности ствола скважины, наличие трещин рассматривалось как один из многих факторов, приводящих к потере устойчивости горных пород [69].

Н.Р. Рабинович [65], М.Н. Шурыгин использовали теорию

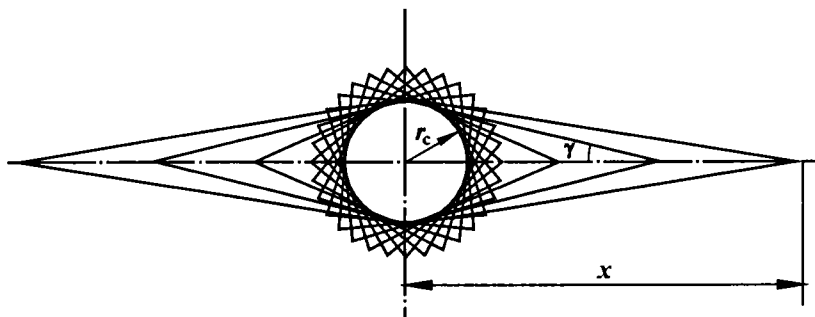


Рис. 2.3. Схема плоскостей сдвига в пристволенной зоне скважины: r_c — радиус скважины; x — максимальная глубина развития трещин; γ — угол между горизонтальной осью скважины и стороной щели

трещин для оценки устойчивости стенок скважины. Рассматривая приствольную зону скважины как сплошную среду, содержащую систему произвольно ориентированных трещин, определив интенсивность напряжений и область допустимых давлений в скважине по критерию начала развития трещин, они установили, что минимально допустимое давление, при котором обеспечивается устойчивость горных пород, соответствует поровому давлению. Влияние физико-химических процессов не было учтено.

На процесс разрушения породы в жидкой среде накладывается эффект адсорбционного снижения прочности твердых тел — эффект П.А. Ребиндера [66].

Согласно энергетической трактовке эффект разупрочнения характеризуется понижением работы на образование новых поверхностей в твердом теле в процессе деформации и разрушения под влиянием формирования на них адсорбционного слоя. По силовой трактовке проникновение адсорбционного слоя по поверхности развивающегося дефекта (микротрещины) связано с возникновением раздвигающегося усилия.

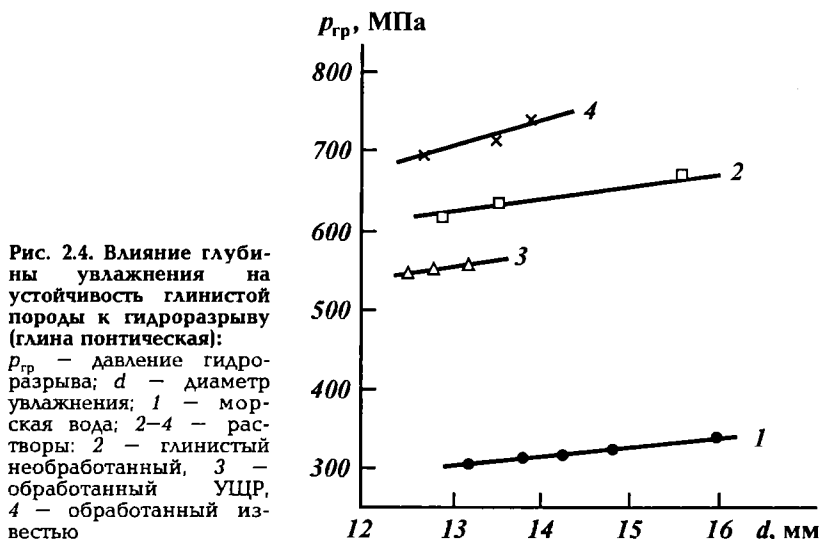
После снятия напряженного состояния (после разгрузки) адсорбционный слой, мигрировавший в микротрещину, вытесняется из нее под действием молекулярных сил сцепления, действующих в тупиковой области по линейной границе трещины.

Развитие этих положений П.А. Ребиндера в работах В.П. Бердникова, А.Т. Карманского [31] и других исследователей позволило установить отсутствие процессов, вызывающих необратимые изменения поверхностного слоя твердого тела (стекла), независимо от того, с какой средой соприкасалась поверхность раньше. Основываясь на выводах об обратимости прочности твердого тела под действием различных жидкостей и независимости действия новой жидкости от действий предшествующей, можно с помощью адсорбционных процессов активно воздействовать на горную породу, управляя ее прочностью.

В.Ф. Целовальниковым [85] показано, что тип жидкости существенно влияет на стойкость глинистых образцов к разрушению от гидроразрыва. Давление разрыва образцов морской водой составило 0,74–0,18 давления прессования (p_{np}). При применении раствора, обработанного УЩР и известью, при значениях давления 100 и 120 МПа (1,42–1,71 p_{np}) разрушение образцов из майкопской и понтической глины не произошло. Такая разница в величинах гидроразрыва обус-

ловлена свойствами жидкостей разрыва, проникающей способностью водных растворов, приводящих к увлажнению поверхностной зоны полости образца и повышению ее пластичности. Именно эта высокопластичная зона, окружая остальную несущую часть образца, и препятствует зарождению микро- и макротрещин — основы возникновения гидроразрыва. С увеличением зоны увлажнения значение давления разрыва увеличивается, причем темп роста одинаков для морской воды, обработанного и необработанного растворов (рис. 2.4, кривые 1–3). Уменьшение давления разрыва для раствора, обработанного УЩР (кривая 3), и резкий рост для раствора с известью (кривая 4) свидетельствуют о существенном влиянии физико-химических процессов на развитие трещин и устойчивость глин к гидроразрыву.

Разрушение горных пород под нагрузкой — не мгновенный акт, а процесс во времени. Распространению магистральной трещины предшествует некоторая подготовительная фаза — объемное разрушение материала, представляющее собой накопление дефектов (микротрещин) с последующим их укрупнением и слиянием. Чем больше скорость накопления повреждений, тем меньше период до разрушения. При достижении в образце некоторого критического уровня поврежденности наступает процесс его прогрессирующего (лавинного) разрушения.



С.А. Константинова и Б.В. Титов [32], исследуя ползучесть сильвинитовых образцов, установили, что в условиях одноосного сжатия накопление повреждений не подчиняется линейному закону при нагрузках σ , превышающих $0,3 \sigma_{сж}$. При испытаниях на ползучесть нагрузка $0,1 \sigma_{сж}$ не вызывала образования микротрещин в образцах. Нагрузки $0,2$ и $0,3 \sigma_{сж}$ приводили к микротрещинообразованию лишь в начальной стадии ползучести, с течением же времени повреждения не увеличивались.

Таким образом, из рассмотренного материала становится очевидным, что в процессе образования скважины под действием элементов долота на стенке, сложенной глинистой породой, формируется густая сеть микро- и макротрещин, глубина проникновения которых в массив и слияние их со скрытыми в породе такими же трещинами будут зависеть от темпа и величины приложения нагрузки на долото, геометрии его элементов и глубины их вдавливания, значения избыточной нагрузки на глинистую породу со стороны массива и активности физико-химической среды.

Отсюда следует, что для предупреждения развития этих дефектов необходимо:

- определить оптимальную плотность раствора, которая обеспечит минимальные нагрузки на глинистую породу, т.е. в пределах $0,2 - 0,3 \sigma_{сж}$;

- подобрать такую среду, в которой трещины повреждения не только бы не развивались, но и "залечивались";

- подобрать конфигурацию элементов долота, нагрузку и темп разрушения породы, которые исключали бы образование обширной зоны предразрушения при обеспечении экономичного темпа углубления скважины.

2.2. СТРУКТУРА ГЛИНИСТЫХ МИНЕРАЛОВ

В основе кристаллического строения глинистых минералов лежат два типа структурных элементов: кремнекислородные тетраэдрические и алюмокремнегидроксильные октаэдрические сетки. Благодаря близости размеров элементарных ячеек тетраэдрические и октаэдрические сетки легко совмещаются друг с другом по оси C с образованием единого структурного слоя [20].

Структурный слой глинистых минералов может состоять из двух (одной тетраэдрической и одной октаэдрической — минералы группы каолинита), трех (двух тетраэдрических и

одной октаэдрической — минералы группы монтмориллонита, гидрослюда, вермикулита) или четырех (двух тетраэдрических и двух октаэдрических — минералы группы хлорита) сеток.

В соответствии с этим для структурных слоев приняты обозначения 1:1, 2:1, 2:1:1, показывающие соотношение между числом октаэдрических и тетраэдрических сеток в одном слое. Кроме того, в природе широко распространены так называемые смешанослойные минералы, образующиеся в результате упорядоченного или неупорядоченного чередования структурных слоев нескольких типов.

Важнейшей чертой глинистых минералов является широко развитый у них изоморфизм, с которым связан ряд весьма важных особенностей их состава, строения и энергетического состояния. Нестехиометрические замещения катионов приводят к нарушению электронейтральности кристаллической структуры и появлению у нее избыточного отрицательного заряда, по величине которого глинистые минералы располагаются в такой последовательности: каолинит, монтмориллонит, гидрослюда.

Возникающий при гетеровалентном изоморфизме дефицит положительных зарядов в поликристаллической структуре минералов компенсируется катионами Na^+ , K^+ , Ca^{2+} , Mg^{2+} и др., являющимися часто обменными, которые входят в межслоевое пространство структуры и фиксируются на внешних гранях кристаллов. С вхождением катионов в межслоевую комплекс повышается прочность структуры минерала за счет появления ионно-электростатических сил между катионом и отрицательно заряженными поверхностями структурных слоев. В то же время легкая гидратируемость катионов-компенсаторов приводит к увеличению гидрофильности как внутренних, так и внешних базальных поверхностей минерала, что существенно сказывается на физико-химических свойствах всего минерала.

В табл. 2.1 приведены основные глинистые минералы, встречающиеся в природных условиях, их структурные характеристики, физические и некоторые физико-химические свойства.

Каолинит. Кристаллическая структура каолинита имеет строение типа 1:1 и образована слоями, состоящими из одной кремнекислородной тетраэдрической и одной октаэдрической сетки. Благодаря такому строению одна поверхность структурного слоя каолинита оказывается сложенной кислотами, а другая — гидроксильными группами. При наложе-

Таблица 2.1

Характеристика основных глинистых минералов

Тип структуры	Минерал	Средний структурный заряд на одну ячейку	Связь между слоями	Плотность, г/см ³	Удельная поверхность, м ² /г	Емкость обмена, мг экв/100 г	Распространенность
1:1	Каолинит	0	Водородная, молекулярная	2,6—2,68	3,0—15,0	8,0—20,0	Очень широкая
2:1	Монтмориллонит	0,66	Ионно-электростатическая, молекулярная	2,35—2,7	600,0—850,0	80,0—150,0	То же
2:1	Гидро-слюда	1,33	То же	2,6—3,0	65,0—180,0	10,0—40,0	"
	Вермикулит	1,4	"	2,4—2,7	80,0—850,0	0—150,0	Широкая
2:1:1	Хлорит	—	Электрическая, молекулярная, водородная	2,6—2,96	80	10,0—40,0	"
1:1; 2:1; 2:1:1	Смешанослойный с упорядоченным чередованием слоев	1,1	—	—	—	—	Очень широкая

нии слоев по оси *C* между кислородной поверхностью одного слоя и гидроксильной поверхностью соседнего слоя возникают водородные связи, которые значительно усиливают молекулярное взаимодействие слоев в структуре каолинита и делают ее достаточно "жесткой", с неизменным межплоскостным расстоянием d_{001} , равным 0,71 нм. Вследствие этого для каолинита не характерно внутрикристаллическое набухание при его взаимодействии с водой.

Изоморфные замещения в структуре каолинита развиты слабо или совершенно отсутствуют, поэтому основной активной поверхностью у него являются краевые участки кристаллов в местах разрыва связей Si—O—Si, OH—Al—OH и в значительно меньшей степени — внешние базальные грани,

из которых одна является кислородной, другая — гидроксильной.

Монтмориλλονит. Структурный слой монтмориλλονита имеет строение типа 2:1 и состоит из двух тетраэдрических сеток, между которыми располагается октаэдрическая.

Характерной особенностью структуры монтмориλλονита является то, что кислородная поверхность одного слоя контактирует с аналогичной кислородной поверхностью соседнего слоя, вследствие чего связь между слоями слабая. Молекулы воды и других полярных жидкостей могут свободно проникать между структурными слоями монтмориλλονита и раздвигать их в направлении оси C , снижая тем самым и без того крайне слабое молекулярное взаимодействие между ними. В зависимости от количества воды, находящейся в межслойном пространстве, базальное расстояние d_{001} в решетке монтмориλλονита может изменяться от 0,95 (когда между слоями нет никаких полярных молекул) до 14 нм, а в некоторых случаях и больше — до полной диссоциации слоев.

В результате изоморфных замещений структура монтмориλλονита всегда электрически неуравновешена; замещение Al^{3+} на Mg^{2+} и Fe^{2+} в октаэдрическом слое и, возможно, частичное замещение Si^{4+} на Al^{3+} в тетраэдрах создают избыток отрицательных зарядов в решетке, плотность которых составляет в среднем примерно 0,66 элементарного заряда электрона на структурную ячейку. Возникающий отрицательный заряд компенсируется гидратированными обменными катионами, адсорбирующими между структурными слоями, которые вместе с молекулами воды составляют межслойной комплекс монтмориλλονита. Чаще всего это катионы Ca^{2+} , Mg^{2+} и органические катионы. При этом отмечается изменение межплоскостного расстояния в зависимости от состава поглощенного комплекса катионов.

Поверхности внутренних слоев монтмориλλονита из-за отсутствия прочных связей между слоями оказываются доступными для дисперсно-глинистой фазы и таким образом активно участвуют в поверхностных явлениях, что обуславливает огромную величину суммарной активной поверхности монтмориλλονита. Этим объясняются такие специфические свойства монтмориλλονита, как его высокая гидрофильность, высокая адсорбционная способность и др.

Гидрослюды. К гидрослюдам относят слоистые минералы, имеющие подобно монтмориλλονиту структуру типа 2:1. Обладая таким же структурным мотивом, как и монтмори-

лонит, гидрослюда характеризуются несколько иным межслоевым комплексом катионов и большим структурным зарядом, равным 1,3. Кроме того, у гидрослюда, в отличие от монтмориллонита, заряд располагается близко к поверхности структурного слоя, так как большинство изоморфных замещений у нее происходит в тетраэдрической сетке. Благодаря этим особенностям соседние структурные слои в гидрослюдах прочно связываются межслоевыми катионами (главным образом, катионом K^+) за счет ионно-электростатических сил так, что полярные молекулы воды не могут проникать между ними и вызывать внутрикристаллическое набухание структуры. Межслоевые катионы, уравнивающие отрицательный заряд слоев, являются при этом необходимыми.

Следовательно, у гидрослюда основными активными поверхностями являются разорванные связи краевых частей кристаллов и их внешние базальные грани, несущие нескомпенсированный отрицательный заряд, активно взаимодействующие с дисперсионной средой. Этим объясняется тот факт, что по величине гидрофильности, а также активности в обменных и адсорбционных реакциях гидрослюда занимают промежуточное положение между каолинитом и монтмориллонитом.

Хлорит. Хлорит имеет структуру типа 2:1:1, состоящую из слюдоподобных слоев, разделенных слоями брусита. Последние представляют собой двухмерную октаэдрическую сетку с катионом магния в октаэдрических позициях.

Связь между слоями в структуре хлорита помимо молекулярных сил осуществляется достаточно сильным электростатическим взаимодействием отрицательно заряженных слюдоподобных слоев с расположенными между ними положительно заряженными бруситовыми слоями. Кроме того, между атомами кислорода тетраэдрической сетки слюдоподобного слоя и водородом гидроксильной группы OH^- бруситового слоя могут возникнуть водородные связи. Все это придает структуре "жесткость" и обуславливает постоянство основного межплоскостного расстояния — 1,43 нм. Этим объясняется тот факт, что основными активными поверхностями хлорита являются разорванные связи боковых сколов кристаллов и их внешние базальные поверхности. Поэтому по энергетическому состоянию и активности в физико-химических процессах хлорит стоит близко к гидрослуде.

Смешанослойные минералы. Вследствие близости строения и размеров структурных слоев различных глинистых

минералов, в природных условиях возможно образование смешанослойных минералов, представляющих комбинацию слоев типов 1:1, 2:1, 2:1:1.

Активность и свойства смешанослойных минералов полностью определяются характером сочетающихся слоев и их количественным соотношением. Смешанослойные минералы, образованные слоями "жесткого" типа, такими как у хлорита и гидрослюда, не проявляют внутрикристаллического набухания, активными поверхностями таких минералов являются боковые сколы и внешние базальные грани. В то же время смешанослойные минералы типа монтмориллонит-гидрослюда, монтмориллонит-вермикулит или монтмориллонит-хлорит проявляют значительно большую активность в физико-химических процессах вследствие присутствия у них слоев, обладающих внутрикристаллическим набуханием. Поэтому в целом считается, что по физико-химическим и другим свойствам смешанослойные минералы занимают промежуточное положение между минералами, из структурных слоев которых они образуются.

С особенностями кристаллохимического строения глинистых минералов теснейшим образом связаны такие их свойства, как удельная поверхность, гидрофильность, поглощательная способность, емкость ионного обмена и т.д.

Значение удельной поверхности глинистых минералов изменяется в очень широких пределах: от нескольких квадратных метров до нескольких сотен квадратных метров на 1 г сухой навески минералов (см. табл. 2.1). Наибольшей удельной поверхностью обладает монтмориллонит, имеющий набухающую кристаллическую структуру. Удельная поверхность 1 г сухого порошка монтмориллонита достигает 856 м². У минералов с "жесткой" кристаллической структурой, не обладающих внутрикристаллическим набуханием, удельная поверхность определяется размерами их кристаллов. Поэтому каолинит, образующий, как правило, относительно крупные кристаллы, имеет удельную поверхность 3—15 м² на 1 г сухого минерала, а более дисперсные хлорит и гидрослюда — в несколько раз большую.

Плотность глинистых минералов (особенно таких, как монтмориллонит, смешанослойные, гидрослюда) варьирует в значительных пределах из-за изоморфных замещений, а также вследствие того, что параметры кристаллической структуры этих минералов (а следовательно, и плотность) существенно изменяются в зависимости от степени их гидратации. Так, например, плотность монтмориллонита может изменять-

ся в зависимости от степени его гидратации от 2,35 до 2,70 г/см³, гидрослюды — от 2,6 до 3,0 г/см³ и т.д.

Наличие у глинистых минералов слабых молекулярных и водородных связей в кристаллической структуре обуславливает низкую твердость этих минералов, не превышающую 3. При этом почти для всех глинистых минералов отмечается анизотропия твердости: в направлении, перпендикулярном плоскости 001, она выше, чем в параллельном ей направлении.

В воде глинистые минералы практически нерастворимы, однако под воздействием различных кислот и некоторых щелочей многие из них разлагаются.

2.3. ВЗАИМОДЕЙСТВИЕ ГЛИНИСТЫХ МИНЕРАЛОВ С ВОДОЙ

Вода и водные растворы имеют большое значение при формировании свойств горных пород в целом и в преобразовании их под воздействием различных факторов; вода участвует в процессах тепломассопереноса, в обогащении определенными веществами одних пород и выщелачивании других, способствует или препятствует цементации пород; наличие воды определяет консистенцию, деформируемость и прочность горных пород.

При этом взаимодействие воды с глинистой породой характеризуется с позиций молекулярно-кинетической теории гидратации ионов О.Я. Самойлова, заключающейся в том, что гидратация ионов в водных растворах рассматривается не как связывание какого-либо числа молекул воды ионами, а как влияние последних на трансляционное движение ближайших молекул воды и поляризацию более удаленных — "ближняя" и "дальняя" гидратация ионов.

Эффективное связывание ионами ближайших молекул воды называется положительной гидратацией, что характерно для ионов с большой плотностью зарядов (Ca^{2+} , Mg^{2+} и др.), а более интенсивный обмен молекул из первой координационной сферы ионов по сравнению с чистой водой — отрицательной для растворов с большими однозарядными ионами (K^+ , Sr^+ , J^+ и др.).

О механизме взаимодействия молекул воды с поверхностью минералов в настоящее время имеются различные точки зрения. Некоторые авторы (В.С. Шаров, Н.А. Огильви, Л.И. Кульчицкий и др.) отстаивают взгляды на преимущест-

венно химическое взаимодействие поверхности минералов с водой. Большинство исследователей (А.Ф. Лебедев, А.В. Думанский, А.А. Роде, Б.Т. Гуменский и др.) придерживаются физического механизма ее взаимодействия с поверхностью. Наиболее правильным, видимо, является физико-химический подход к оценке механизма связывания воды поверхностными силами минерала (П.А. Ребиндер [66, 84], Р. Грим, Р.И. Злочевская, Ю.И. Тарасевич, Ф.Д. Овчаренко и др.). Отсутствие единой точки зрения на природу взаимодействия воды с поверхностью глинистых минералов привело к разработке большого числа классификационных форм влаги. Исходя из анализа современного опубликованного материала энергетические формы влаги распределяются по следующим видам.

Связанная вода — обусловлена кристаллической структурой минерала (химическая связь 840—84 кДж/моль); напряженность силовых полей, оцениваемая давлением влаги p_v , превышает 10^3 МПа.

Адсорбционно-связанная поверхность (физико-химическая связь 84—42 кДж/моль; $p_v 10^3—10^2$ МПа).

Осмотически поглощенная; $p_v 1—0,5$ МПа. Энтропийный характер поглощения за счет осмотических сил, возникающих из-за наличия избыточной концентрации ионов (обменных катионов) в приповерхностном (гидратационном) слое порового раствора по сравнению с концентрацией ионов во внешнем контактирующем растворе электролита при концентрации последнего ниже 0,1 N; толщина пленки 0,001—0,01 мкм (теоретически возможна до 0,1 мкм); находится в области двойного электрического слоя глинистого минерала.

Капиллярная; $p_v 10—0,001$ МПа;

а) капиллярно-поглощенная; $p_v 10—0,001$ МПа (физико-механический характер поглощения за счет менисковых сил, удерживается в ультра-, микро- и мезокапиллярных порах);

б) капиллярно-конденсированная; $p_v 10—1,0$ МПа (образуется за счет капиллярной конденсации преимущественно в разобщенных капиллярных порах диаметром 0,0015—0,03 мкм вблизи контактов частиц и внутри агрегатов);

в) капиллярно-осмотическая; $p_v 1—0,1$ МПа (образуется в ультракапиллярах диаметром 0,01—0,1 мкм, занятых осмотической водой, преимущественно стыковая и внутриагрегатная);

г) собственно капиллярная; $p_v 0,1—0,01$ МПа (образуется в микрокапиллярах, преимущественно сквозных порах диамет-

ром 0,1—10 мкм, имеет максимальную высоту поднятия в супесчаных породах).

Свободная вода (в жидком состоянии).

Свойства рассмотренных форм воды обусловлены энергией их связи с поверхностью и механизмом ее образования. Так, гравитационная вода обладает свойствами обычной жидкой воды; она может содержать растворенные соли, газ и другие вещества. Поле поверхностных сил значительно влияет на изменение свойств жидкого компонента пород вблизи поверхности, на расстоянии вплоть до 0,01 мкм, т.е. особенно сказывается на свойствах связанной воды и частично — воды переходного состояния. По данным Ф.Д. Овчаренко, Л.И. Кульчицкого и др., плотность связанной воды глинистых минералов несколько превышает плотность обычной жидкой воды (1,2—2,4—3,4 г/см³). Воздействие поверхностных сил сказывается и на поляризуемости молекул воды вблизи поверхности, т.е. на величине их диэлектрической проницаемости, которая для адсорбированной влаги, по данным Е. Дига, О. Хубера, Б.В. Дерягина и др., уменьшается с 80 до 2 Ф/м.

Важной составляющей частью компонентов глинистых минералов является водяной пар, содержание которого в грунте обычно несколько выше, чем в атмосфере. Водяной пар является наиболее подвижной формой воды в грунте. Передвижение его происходит вследствие разности упругости паров в различных слоях грунта или наличия температурного градиента. Парообразная вода находится в постоянном равновесии с другими формами воды в грунте.

Основным фактором, влияющим на состояние и свойства глинистых пород, является соотношение и взаимодействие ее компонентов, что обуславливает целый ряд различных физико-химических явлений и процессов.

Твердая поверхность минералов и окружающая среда (воздушная, водная) взаимодействуют между собой, интенсивность этой связи определяется прежде всего природой и соотношением контактирующих фаз и выражается в таких физико-химических явлениях, как химическая и физическая адсорбция паров, капиллярная конденсация, ионообменные реакции, гидратация, набухание и др.

Как известно, изменение концентрации вещества на границе раздела фаз при поглощении молекул пара твердым телом называется адсорбцией, которая характеризуется количеством адсорбированного вещества, приходящегося либо на единицу площади поверхности, либо на единицу объема, либо на единицу массы вещества.

Зависимость количества адсорбирующегося вещества от равновесного давления p или относительно равновесного давления пара p/p_s (p_s — давление насыщенного пара) при постоянной температуре называют изотермой адсорбции. На рис. 2.5 изображены два типа таких изотерм (мономолекулярной и полимолекулярной адсорбции, осложненной капиллярной конденсацией). В обоих случаях начальный, круто поднимающийся вверх, почти прямолинейный участок *I* кривой показывает, что при малых давлениях ($p/p_s = 0,3$) адсорбция практически пропорциональна давлению паров; почти горизонтальный участок *II* соответствует большим давлениям паров и в случае *A* отвечает полному насыщению поверхности адсорбтивом при мономолекулярной адсорбции; участок *III* изотермы, указывающий на резкое увеличение поглощения молекул адсорбтива (в то время как силы адсорбции приближаются к нулю), характеризует область капиллярной конденсации.

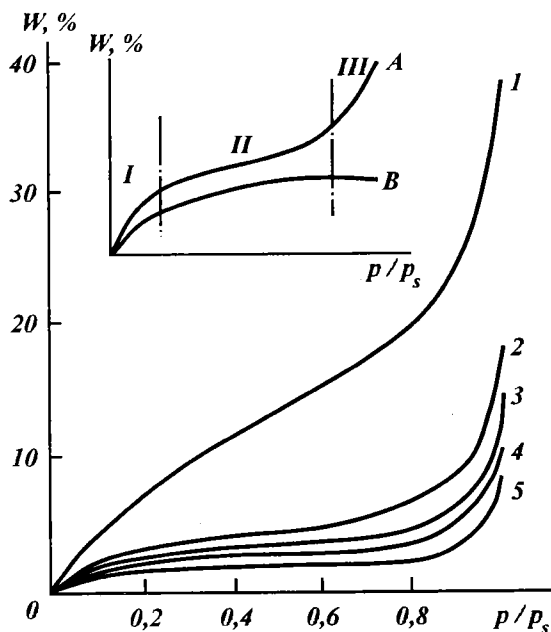


Рис. 2.5. Обобщенные и экспериментальные изотермы адсорбции воды:

A — мономолекулярная, *B* — полимолекулярная адсорбция.

1 — монтмориллонитовая глина; *2* — суглинок; *3* — гидрослюдистая глина;

4 — каолинистая порода; *5* — лёсс

Химическая адсорбция обуславливается химическими силами взаимодействия фаз и сопровождается химическими реакциями, в результате чего на поверхности образуется новое соединение. Химическая адсорбция необратима, специфична для определенных веществ, теплота, выделяемая при этой адсорбции, может достигать 840 кДж/моль, рост температуры повышает химическую адсорбцию. Физическая адсорбция паров на поверхности твердых тел происходит в результате уменьшения свободной поверхностной энергии и обуславливается преимущественно силами Ван-дер-Ваальса.

Физическая адсорбция обратима, малоспецифична, теплота ее составляет 8,4–33,6 кДж/моль и соизмерима с теплотой конденсации. Такая адсорбция протекает самопроизвольно: молекулы газа и пара (адсорбтив) стремятся занять всю поверхность адсорбирующего вещества (адсорбента), чему противодействует десорбция, вызываемая тепловым движением молекул. В результате устанавливается динамическое адсорбционное равновесие в соответствии с давлением пара и температурой в системе. Рост температуры понижает физическую адсорбцию.

На границе системы твердое тело — раствор адсорбция из раствора носит конкурентный характер между поглощением растворенного вещества и растворителя. В связи с этим различают два вида адсорбции: положительную (преимущественно поглощается растворенное вещество) и отрицательную (преобладает поглощение растворителя) [84, 76].

Глинистые породы представляют собой типичные полярные адсорбенты, которые наиболее активно взаимодействуют с полярным растворителем — водой и водными растворами электролитов. Адсорбция ионов на поверхности дисперсных минералов может происходить лишь в результате взаимодействия их с растворами, содержащими многовалентные ионы или ионы большого радиуса (преимущественно анионы), а также за счет специфической и избирательной адсорбции или в результате хемосорбции. В этом случае адсорбционные ионы, как правило, становятся потенциаалоопределяющими для данной поверхности и за счет электрических сил способны удерживать вблизи нее некоторое количество противоионов, образуя двойной электрический слой ДЭС.

Образование ДЭС на границе твердой и жидкой фаз грунта обуславливается главным образом диссоциацией поверхностных соединений минералов под влиянием полярной дисперсионной среды, а также изоморфными замещениями в кристаллической решетке (Al^{3+} на Mg^{2+} , Fe^{2+} и т.д., Si^{4+} на

Al^{3+}), при которых происходит перераспределение химических связей ионов в решетке и минерал приобретает преимущественно отрицательный заряд. Отрицательные заряды частиц компенсируются за счет электростатического притяжения противоположных (катионов) к поверхности частиц. При этом анионы отталкиваются от поверхности, а катионы вблизи нее распределяются диффузно под действием молекулярного теплового движения, направленного на выравнивание концентрации ионов в единице объема дисперсионной среды. В результате на границе раздела фаз "минерал—вода" образуется ДЭС. Современные представления о ДЭС базируются на теории О. Штерна, которая получила дальнейшее развитие в работах отечественных и зарубежных исследователей. Строение ДЭС схематически представлено на рис. 2.6.

Разность потенциалов, возникающая на границе раздела фаз, характеризуется фазовым, или термодинамическим, потенциалом ϕ_0 , который складывается из падения потенциала в адсорбционном ϕ_1 и диффузионном ϕ_2 слоях и экспериментально измеряется величиной ξ -потенциала. На величину ξ -потенциала в дисперсных грунтах влияют такие факторы, как вид и концентрация электролита, температура. При увеличении концентрации ионы диффузионного слоя переходят в адсорбционный слой, толщина диффузионного слоя уменьшается и величина ξ -потенциала падает. Дальнейшее увеличение концентрации может перевести частицу в изoeлектрическое состояние, когда $\xi = 0$. Ионы с большим адсорбционным потенциалом (Al^{3+} и др.) легко снижают ξ -потенциал до нуля и даже могут изменить его знак. Многозарядные ионы в грунтах также снижают ξ -потенциал; аналогично действует и понижение температуры. В условиях нормального развития диффузионного слоя, не осложненного кривизной поверхности твердой фазы и взаимодействием перекрывающихся одноименных ДЭС, величина ξ -потенциала не зависит от структурных параметров системы (диаметра частиц, величины пор, радиуса капилляров и т.д.).

В горных породах роль потенциалопределяющих ионов чаще всего играют структурные заряды, которые, например, у глинистых пород возникают в результате гетеровалентного изоморфизма (замена Si^{4+} на Al^{3+} , Mg^{2+} и др.) или в местах нарушений и дислокаций в кристаллической решетке минералов. Кроме того, на поверхности глинистых минералов могут присутствовать активные ОН-группы, частично диссоциирующие при взаимодействии с водными растворами на H^+ или OH^- в зависимости от рН среды. Ионообменные

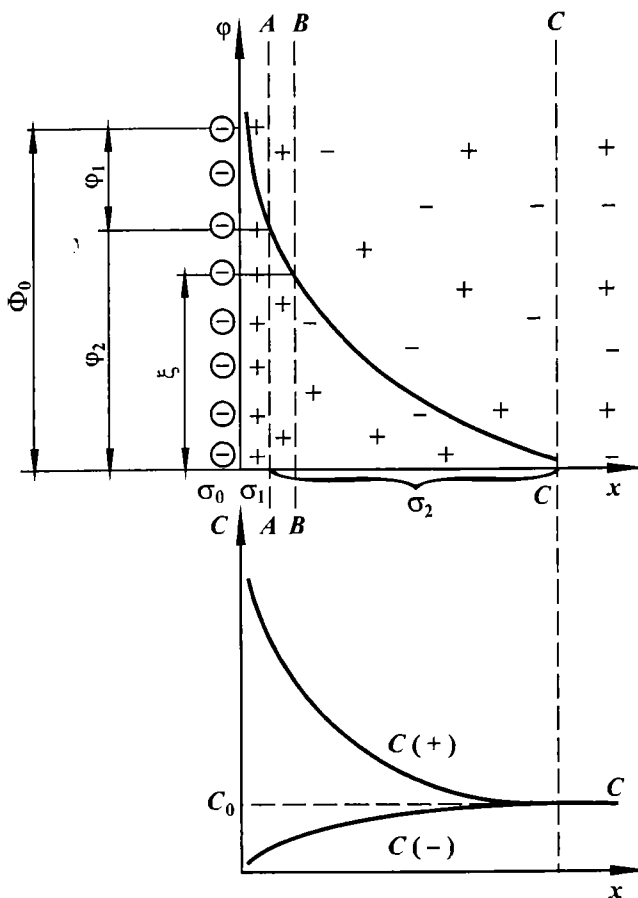


Рис. 2.6. Строение двойного электрического слоя ДЭС:

Падение потенциала ϕ , концентрации катионов $C(+)$ и анионов $C(-)$ в пределах ДЭС; σ_0 — отрицательные заряды ионов; σ_1 и σ_2 — плотности зарядов адсорбционного А-А и диффузионного В-В слоев

реакции детально исследованы на почвах и глинистых грунтах (К.К. Гедройц, Н.И. Горбунов, В.Н. Никольский, И.Н. Антипов-Каратаев, О. Келли, С.М. Маршалл, Ф.Д. Овчаренко и др.).

Специфичность обменных реакций и эквивалентный характер обмена указывают на химическую природу этого процесса. Кроме того, эти реакции не всегда обратимы, особенно если они сопровождаются образованием нераствори-

мых соединений (хемосорбцией) или адсорбцией многовалентных ионов.

Интенсивность обмена зависит от валентности ионов, их радиуса, концентрации взаимодействующего раствора электролита, соотношения жидкой и твердой фаз: чем больше эти величины, тем выше скорость реакции обмена и энергия вхождения ионов в обменный комплекс, а вытеснение обменивавшихся ионов более затруднено.

Практически для глинистых грунтов наибольшее значение имеет катионный обмен, роль анионного обмена пока мало изучена. По величине катионной обменной способности, измеряемой емкостью обмена, Ф.Д. Овчаренко [55] делит глинистые минералы на группы: > 80 мг-экв на 100 г навески — монтмориллонит, вермикулит; $15-80$ мг-экв — гидрослюда, хлорит, палыгорскит и др.; $3-15$ мг-экв — каолинит, галлуазит и др. Емкость обмена зависит от pH среды. Ионообменные процессы играют большую роль при формировании структуры и свойств глинистых грунтов. Наряду с указанными явлениями в системе грунт-водный раствор происходят процессы физико-химической адсорбции. Исследованиями многих авторов (А.В. Трофимов, А.В. Думанский, С. Маттсон, А.А. Роде, Р.И. Злочевская, В.И. Дивисилова и др.) показано, что при взаимодействии почв и грунтов с водными растворами низковалентных электролитов происходит отрицательная адсорбция последних, т.е. преимущественно адсорбируется растворитель — вода.

В дисперсных грунтах происходит поглощение (сорбция) воды не только вследствие адсорбционных сил поверхности, но и в результате диффузионных процессов, разграничить которые практически невозможно.

Диффузия в грунтах — это самопроизвольно протекающий процесс выравнивания концентраций молекул, ионов или коллоидных частиц под влиянием их теплового хаотического движения. Суммарный диапазон изменения эффективного коэффициента диффузии глинистых пород составляет $(0,5+3,4) \cdot 10^{-6}$ см²/с, в то время как коэффициент фильтрации изменяется в пределах $(1+6) \cdot 10^{-9}$ см²/с. Осмос в грунтах — поток растворителя через пористую перегородку, причиной которого является наличие градиента концентрации растворителя. Осмотический поток воды навстречу диффузии ионов или коллоидных частиц вызван полупроницаемыми свойствами пористой среды. Выравнивание концентраций осуществляется в результате осмосопритока в раствор, обуславливающего разбавление. Причиной полупроницаемости грунтов при

диффузии через них электролитов является не наличие пор, которые при любом малом размере не могут затруднить движение ионов, а наличие ДЭС на границе раздела фаз.

Экспериментально установлено также наличие аномально-го осмоса — потока воды, по направлению совпадающего с диффузией. Причина его появления заключается в том, что массовый поток диффундирующих ионов влечет за собой молекулы растворителя, диффундирующие ионы "плывут", окруженные молекулами воды. Направление потока зависит от концентрации. В менее гидрофильных грунтах преобладает аномальный осмос, а в более гидрофильных, где сильнее развиты полупроницаемые свойства, существует нормальный осмос.

При диффузии раствора типа хлористого натрия наблюдается нормальный осмос, а при диффузии коагулирующего раствора, например хлористого кальция, наблюдается уменьшение осмотического градиента или даже перемена его знака на отрицательный, т.е. появление аномального осмоса. Осмотический поток приводит к отклонению фильтрации от закона Дарси — может ускорять или замедлять фильтрацию.

Процесс фильтрации в глинах отличается большой сложностью. Тонкодисперсная мелкопористая среда с большой поверхностью частиц характеризуется значительным проявлением межмолекулярных сил и поверхностных явлений. С этим связаны чрезвычайно низкая проницаемость глин — 10^{-9} см/с, особые свойства воды в порах этих пород, понятие о начальном градиенте фильтрации, значительное влияние физико-химических факторов на проницаемость глин.

Электролиты разрушают структуру связанной воды и понижают ее вязкость. Толщина связанной воды убывает с ростом температуры и концентрации раствора электролита. Проницаемость монтмориллонита увеличивается в 10 раз при взаимодействии с растворами хлоридов концентрацией от 3 до 30 г/л, а каолиновых глин только в 1,5—3 раза. При фильтрации растворов NaCl изменения фильтрационных свойств значительно больше (проницаемость увеличивается в 5—10 раз), чем при фильтрации растворов CaCl_2 (увеличивается в 1,5—2 раза). Глины для пресных вод являются более надежным водупором, чем для хлоридных вод повышенной концентрации [9].

Очень низкие в целом фильтрационные свойства монолитных глин приводят к формированию трещиноватости. Наличие в глинах многочисленных микро- и макротрещин позволяет считать, что процесс фильтрации происходит по схеме

гетерогенной системы, состоящей из слабопроницаемых блоков и относительно высокопроницаемых трещин. В такой неоднородной среде массоперенос осуществляется конвективным путем по трещинам и за счет диффузии через слабопроницаемые блоки.

2.4. ГИДРАТАЦИЯ И ЕЕ ВЛИЯНИЕ НА СВОЙСТВА ГРУНТОВ

Процессы и механизмы связывания и поглощения влаги твердым компонентом, обусловленные явлениями адсорбции паров воды из растворов, осмотические и капиллярные процессы приводят к его гидратации — самопроизвольному термодинамическому процессу, в ходе которого изменяется энергия системы глина—вода. В качестве параметров гидратации часто используют такие термодинамические потенциалы, как изобарно-изотермический Z (или энергия Гиббса) и изохорно-изотермический F (или энергия Гельмгольца), которые связаны с температурой T , объемом V , давлением p , внутренней энергией U , энтальпией H и энтропией S системой известных уравнений [84, 76]:

$$H = U + pV; U = F + TS; Z = F + pV. \quad (2.1)$$

Гидратация или поглощение (впитывание) грунтом воды самопроизвольно может происходить в том случае, если при этом уменьшаются соответствующие термодинамические потенциалы (Z , F , U , H), а равновесие в системе наступит лишь при равенстве термодинамических потенциалов некоторым минимальным значениям. Поскольку механизм гидратации является сложным, происходящим под действием сил различной природы (адсорбционных, осмотических, капиллярных и т.д.), то использование термодинамики в этом случае является весьма удобным, так как изменение термодинамических потенциалов системы при гидратации учитывает все виды работы, совершаемые в системе:

$$dZ \leq \sum_{i=1}^n dA_i; dF \leq \sum_{i=1}^n dA_i, \quad (2.2)$$

где A_1, A_2, A_3, A_n — виды работы.

Работа по образованию (удалению) слоя влаги на твердой поверхности грунта в общем случае пропорциональна напряженности силового поля p_n (давление влаги в слое), величине

поверхности твердой фазы S_r и толщине гидратного слоя dh :

$$dA = -p_b S_r dh = -p_b dV, \quad (2.3)$$

где dV — объем гидратного слоя.

При этом давление влаги p_b определяется суммой отдельных составляющих: адсорбционной $p_{адс}$; осмотической $p_{осм}$; капиллярной $p_{кап}$; гравитационной $p_{гр}$ и т.д. — в зависимости от механизма гидратации:

$$p_b = (-p_{адс} - p_{осм} - p_{кап} - p_{гр} - p_l). \quad (2.4)$$

Таким образом, термодинамические потенциалы принимают вид:

$$dZ \leq -p_b dV; \quad dF \leq -p_b dV. \quad (2.5)$$

Дифференцирование полученных уравнений по массе dm воды дает соотношение между давлением влаги p_b и химическим потенциалом воды в слое:

$$\begin{aligned} \mu_b &= \frac{\partial F}{\partial m} = \frac{\partial F}{\partial V} \frac{1}{\rho_b} = \frac{p_b}{\rho_b}; \\ \mu_b &= \frac{\partial Z}{\partial m} = \frac{\partial Z}{\partial V} \frac{1}{\rho_b} = \frac{p_b}{\rho_b}, \end{aligned} \quad (2.6)$$

где μ_b — химический потенциал воды в слое; V — объем слоя; ρ_b — плотность воды в слое.

Работу по переносу единицы количества воды можно относить к объему, массе или толщине переносимого слоя влаги. В соответствии с этим выделяют:

1) давление влаги (измеряется в паскалях)

$$dA/dV = \partial F/dV = \partial Z/dV; \quad (2.7)$$

2) потенциал влаги (измеряется в джоулях на килограмм)

$$(\phi_b) dA/dm = \partial F/dm = \partial Z/dm, \quad (2.8)$$

тождественный химическому потенциалу μ_b .

По определению, полный потенциал влаги ϕ_b — это работа, которая должна быть затрачена (в расчете на 1 г чистой воды) для того, чтобы обратимо и изотермически перенести в заданную точку грунта бесконечно малое количество воды из объема чистой воды, находящегося при атмосферном давлении и на условном высоком уровне сравнения;

3) расклинивающее давление $\Pi(h)$, введенное в 1935 г.

Б.В. Дерягиным, равное производной изохорно-изотермического потенциала по толщине гидратной пленки или отношению работы к толщине слоя (измеряется в ньютонах):

$$\Pi(h) = -dA/dh = -dF/dh.$$

Таким образом, давление влаги p_v , потенциал ее μ_v и расклинивающее давление $\Pi(h)$ — величины, эквивалентные друг другу, но отличающиеся размерностью.

В большинстве случаев гидратация обусловлена совместным действием $p_{адс}$, $p_{осм}$, $p_{кап}$ и других потенциалов, так что разделение p_v на составляющие является пока невыполнимой задачей.

В случае гидратации глин путем адсорбции $p_{адс} = \mu_{адс} p_v$ или, выражая химический потенциал воды через относительное давление паров,

$$p_{адс} = -\frac{RT}{V_M} \ln(p/p_s), \quad (2.9)$$

где V_M — молярный объем воды; p — давление пара; p_s — давление насыщенного пара.

В случае гидратации только с учетом капиллярных сил давление влаги в грунте определяется капиллярным давлением $p_{кап}$, оцениваемым по уравнению Лапласа. В состоянии равновесия оно уравновешивается давлением столба воды в капиллярах:

$$p_{кап} = -\rho_v g H_{кап}, \quad (2.10)$$

где ρ_v — плотность капиллярной воды; g — ускорение свободного падения; $H_{кап}$ — равновесная высота капиллярного поднятия.

В случае гидратации в результате осмотического механизма $p_{осм}$ определяется через значение химического потенциала в слое осмотической влаги ($p_{осм} = \mu_{осм} p_v$) или эффективную концентрацию ионов в поровом растворе.

Таким образом, гидратацию глинистых минералов можно однозначно характеризовать термодинамическим потенциалом (давлением) влаги p_v , представляющим собой по физическому смыслу отрицательное давление, удерживающее равновесный слой влаги на поверхности глинистой породы. Величина p_v является очень чувствительным параметром, зависящим от многих факторов: толщины равновесной пленки воды, влажности W , температуры, концентрации раствора, структурных и химико-минералогических особенностей глинистых пород (рис. 2.7). Наибольшее давление влаги (порядка

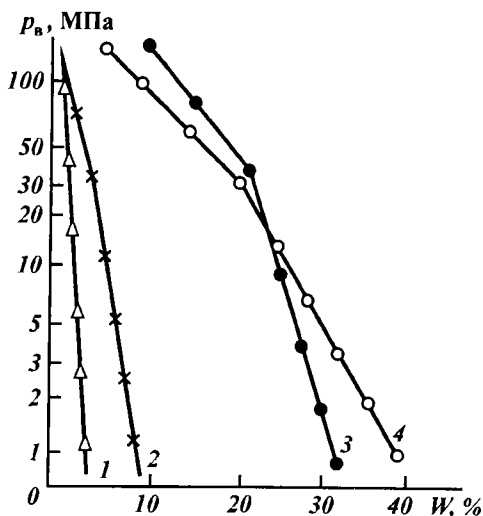


Рис. 2.7. Зависимость потенциала влаги от влажности глинистых грунтов: 1 — Na-каолинит; 2 — Са-гидрослюда; 3 — Са-монтмориллонит; 4 — Na-монтмориллонит

200 МПа) развивает в глинистых породах пленка воды мономолекулярной адсорбции. С увеличением толщины гидратных пленок значения p_v снижаются и в областях капиллярной и осмотической влаги составляют от 0,1 до 0,0 МПа. Следовательно, давление влаги при высоких гидростатических давлениях может проявляться только через $p_{адс}$.

Расклинивающее действие тонких слоев жидкости, находящейся в зазоре между двумя плоско-параллельными частицами, схематически показано на рис. 2.8. Согласно С.В. Нерпину и Б.В. Дерягину, в случае отсутствия внешнего давления p (положительного или отрицательного), действующего на частицы, последние начнут сближаться или отталкиваться под действием молекулярных и ионно-электростатических сил, что должно сопровождаться оттоком или притоком жидкости в зазор между частицами вследствие неравенства химических потенциалов в зазоре μ_0 и объеме μ_∞ . В случае равновесия должно соблюдаться равенство $\mu_0 = \mu_\infty$. При отдалении частиц выравнивания химических потенциалов можно достичь приложением внешнего давления p (см. рис. 2.8, а), равного $(\mu_\infty - \mu_0)/V_m$, где V_m — молярный объем жидкости. Если же нагрузку заменить упорами, мешающими частицам отдаляться друг от друга (рис. 2.8, б, г), то в последних возникают реакции, равные по величине расклинивающему давлению $\Pi(h)$. Таким образом, при достаточно малой толщине ($\delta \sim 1 \text{ мкм}$) гидратной прослойки гидростатическое давление в ней p_0

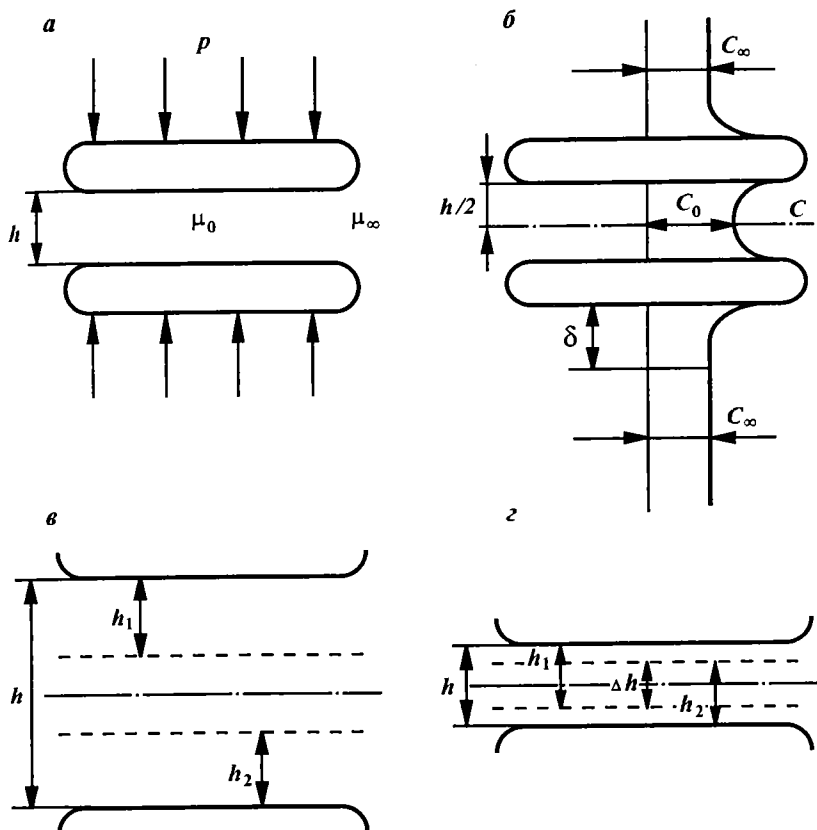


Рис. 2.8. Схема раскливающего давления $\Pi(h)$ при сближении плоских частиц:

а — при наличии внешнего давления; б — при наличии ионно-электростатической составляющей раскливающего давления; в — при отсутствии перекрытия поверхностных слоев воды; г — структурная составляющая раскливающего давления

отличается от давления окружающей жидкости p_∞ на величину раскливающего давления, т.е. $\Pi(h) = p_\infty - p_0$.

Если гидростатическое давление в тонком слое понижено или частицы притягиваются друг к другу, то раскливающее давление имеет отрицательное значение. В случае когда толщина прослойки h (рис. 2.8, г) становится меньше суммы толщины поверхностных слоев с измененной структурой ($h < h_1 + h_2$), появляется третья составляющая раскливающего давления, количественная оценка которой не разработана.

Капиллярные процессы наблюдаются лишь при больших радиусах капилляров, превосходящих толщину водной пленки. Кроме того, с уменьшением размера пор и толщины пленки воды капиллярное поднятие тормозят слои связанной воды, обладающие особыми реологическими свойствами (повышенной вязкостью, напряжением сдвига и т.д.). В связи с этим наличие ультракапиллярных пор в дисперсных грунтах снижает высоту капиллярного поднятия.

Максимальная высота капиллярного поднятия равна капиллярному давлению. По данным В.Н. Мичурина, И.И. Судницына и других исследователей, максимальное капиллярное давление в грунтах не превышает 0,5 МПа, следовательно, максимальная высота капиллярного подъема воды в грунтах не должна превышать 50 м. Однако опытная проверка этого значения затруднена из-за длительности опыта. Так, если подъем воды на высоту 2 м требует приблизительно 250 сут, то на высоту 5 м — около 10 лет. Максимальная мощность капиллярной каймы, наблюдавшаяся в природных условиях С.В. Астаповым, Н.А. Качинским, А.А. Роде и другими исследователями, не превышала 9 м, составляя лишь часть теоретически возможной.

2.5. НАБУХАНИЕ ГЛИНИСТЫХ ПОРОД

Результат действия всей суммы физико-химических процессов взаимодействия глины с водой, которое проявляется в увеличении влажности, объема частиц, давления, обобщено в понятие "набухание глинистых пород". Природу набухания глинистых пород, исходя из трудов Б.В. Дерягина и других авторов о расклинивающем давлении тонких слоев жидкости (воды), можно объяснить на основе учета термодинамических и механических свойств тонких слоев воды, содержащихся в породе.

Процесс набухания глинистых пород, по К. Норришу, разделяют на две стадии: адсорбционного (или внутрикристаллического) и макроскопического (или осмотического) набухания.

Первая стадия набухания глинистых пород связана с поглощением влаги в результате действия адсорбционных сил и заканчивается в основном при влажности, близкой к максимальной гигроскопической. Эта стадия мало влияет на изменение объема породы в целом, поскольку объем влаги при этом в значительной степени соизмерим с объемом ее пор.

Вторая стадия набухания глинистых пород обусловлена

процессами поглощения влаги вследствие осмотических сил или осмотического давления, возникающего вблизи поверхности глинистых частиц и создаваемого избыточной активной концентрацией отдиссоциированных с поверхности частиц обменных ионов (катионов) или противоионов ДЭС, в условиях низкой ($< 1N$) концентрации взаимодействующего с грунтом раствора электролита. Существенное приращение объема грунта происходит именно на этой макроскопической стадии набухания. Приращение объема при набухании глинистых пород зависит от сочетания адсорбционных, осмотических и капиллярных сил. Последние способствуют сокращению объема вследствие сжимающего частицы капиллярного давления.

Формирование типичных набухающих глинистых пород тесно связано с осадконакоплением и последующими процессами литогенеза. Набухание наиболее выражено в слабосцементированных переуплотненных глинистых породах, содержащих глинистые минералы с эластичной кристаллической решеткой (типа монтмориллонита). У всех набухающих глин после их замачивания наблюдаются уменьшение плотности, переход от твердой и полутвердой консистенции в пластическую, снижение в несколько раз прочностных характеристик. Все факторы, от которых зависит набухание глин, Е.М. Сергеев [70] подразделяет на три типа:

- состав и структура твердой части глинистых пород;
- химический состав взаимодействующего с глиной раствора;
- внешние факторы (давление, температура и др.).

Влияние состава глинистых пород на процесс их набухания связано, главным образом, с величиной их удельной поверхности, а также с количеством и видом обменных ионов, т.е. с величинами их поверхностной и ионной активности. Чем выше удельная поверхность глин и глинистых минералов, больше их емкость обмена и степень диссоциации обменных ионов (катионов), тем выше набухаемость таких пород. Следовательно, по способности глинистых минералов к набуханию их можно расположить в ряд:

монтмориллонитовые > гидрослюдистые > каолинитовые.

При близких значениях удельной поверхности и емкости обмена набухаемость глинистых грунтов определяется валентностью обменных катионов и их радиусом. Для второй стадии набухания характерен следующий ряд ионов по влиянию на набухаемость глин:

$Li^+ > Na^+ > NH_4^+ > K^+ > Mg^{2+} > Ca^{2+} > Al^{3+} > Fe^{3+}$.

Таким образом, чем ниже валентность катиона и меньше его радиус при одной и той же валентности, тем менее значительно его взаимодействие с поверхностью минерала, больше диссоциация и выше осмотическое набухание глин в целом. Роль обменных катионов возрастает при набухании минералов с раздвижной кристаллической решеткой (типа монтмориллонита), обладающих внутрикристаллическим набуханием и большой емкостью обмена [27, 84].

Повышение дисперсности глинистых пород приводит также к росту их набухания в результате увеличения удельной поверхности и емкости обмена. Этим объясняется также подобный процесс у глинистых минералов с несовершенной кристаллической структурой. Присутствие неглинистых минералов снижает величину набухания глинистых грунтов, уменьшая удельную поверхность и поверхностную ионную активность породы. На набухание глинистых пород оказывают большое влияние структурно-текстурные особенности глин: структурные связи, тип структуры, плотность, сложность и ориентированность их текстуры.

Нарушение природных структурных связей приводит, как правило, к увеличению набухания глинистых пород (при той же плотности образца). Свойство глин изменять свою набухаемость при нарушении их сложения по сравнению с естественным состоянием характеризует [38, 19, 84] чувствительность к набуханию, обусловленную обратимостью или, наоборот, прочностью и водостойкостью структурных связей.

Способность глинистых пород дополнительно набухать при определенных условиях проявляется не только в случае нарушения их структурных связей, но и при взаимодействии с водой и разбавленными растворами электролитов малоувлажненных, а также сильно уплотненных пород. Чем ниже влажность потенциально набухающего грунта, тем больше проявляется процесс поглощения им влаги и рост его набухания. Д.С. Горячева установила, что для глинистых пород нарушенного сложения деформация набухания пропорциональна их исходной объемной массе.

Глинистые породы слоистой текстуры обладают ярко выраженной анизотропией набухания, и наиболее отчетливо это свойство проявляется при набухании сланцеватых глин. При этом наибольшее набухание таких глин происходит по направлению, перпендикулярному их слоистости. Однако в глинах с хаотическим распределением структурных элементов набухаемость ниже, чем с ориентированным расположением частиц.

Большое значение для прогноза набухаемости глинистых пород при изменении гидрохимических условий имеет влияние состава и концентрации растворов электролитов. Роль этого фактора следует рассматривать также с точки зрения влияния раствора электролита на степень диссоциации обменных ионов вблизи поверхности твердых частиц, обеспечивающих осмотический процесс гидратации глин [27, 76, 84].

В общем случае увеличение концентрации раствора электролита подавляет процесс набухания глинистых пород. Однако при замещении двух- и трехвалентных катионов глины на одновалентные катионы малого радиуса (Na^+ , Li^+) из контактирующего раствора набухание увеличивается и с ростом концентрации смеси вплоть до 0,1 N.

Отмечено влияние pH раствора на набухание глинистых пород. Причем максимум набухания, по данным Р.И. Злочевской и др., приходится на концентрации растворов HCl и NaOH, близкие 0,001N, соответствующие $\text{pH} \approx 3(\text{HCl})$ и $\text{pH} \approx 11(\text{NaOH})$. Закономерности набухания глин в кислых и щелочных растворах достаточно низких концентраций (до 1 N) в диапазоне pH от 0,3 до 3 (HCl) и от 11 до 13,8 (NaOH) близки к таковым для нейтральных растворов (NaCl) тех же концентраций и определяются количеством активных обменных катионов в приповерхностном слое глины. При этом увеличение емкости обмена по катионам (для щелочных растворов) и анионам (для кислых растворов) практически не влияет на процесс набухания глин. При больших концентрациях растворов кислот и щелочей ($> 1\text{N}$) происходит разрушение алюмосиликатного ядра глинистых минералов новых химических веществ.

Как следует из теории расклинивающего давления и экспериментальных данных, осмотическое набухание в глинистых породах можно ограничить или совершенно предотвратить с помощью приложения внешнего давления $p_{\text{вн}}$. Нагрузка, уравнивающая набухание образца, характеризует его максимальное давление набухания p_n при данной плотности. Относительная величина набухания глинистых пород изменяется в зависимости от давления по экспотенциальному закону, причем наиболее резкое уменьшение ее происходит при давлении до 0,2 МПа. В основном закономерности набухания глинистых пород, находящихся под нагрузкой, зависят от тех же факторов, что и свободное набухание.

Роль температуры при набухании глинистых пород изучена недостаточно, однако Р.И. Злочевская и др. [84] считают, что повышение температуры приводит к росту набухания

этих пород. Таким образом, набухание — объемное изменение глинистых пород — является следствием гидратации, характеризующейся термодинамическим потенциалом (давлением) влаги p_v , обусловленным совместным действием адсорбционных сил $p_{адс}$, осмотическим $p_{осм}$ и капиллярным $p_{кап}$ всасыванием.

Набухание глин, связанное с поглощением влаги в результате адсорбционных сил, заканчивается в основном при влажности, близкой к максимальной гигроскопической $W_{мг}$. Эта стадия мало влияет на изменение объема в целом, так как объем влаги в значительной степени соизмерим с объемом пор.

Существенное приращение объема грунта происходит на стадии, обусловленной осмотическими силами, возникающими вблизи поверхности глинистых частиц, и характерно для нарушенных (искусственных) образцов, а максимальные гидратационные напряжения, приводящие к разуплотнению и разупрочнению глин, присущи адсорбционным силам, что отражается в изменении прочности глинистой породы по мере увлажнения.

Многочисленные исследования характера взаимодействия воды с глинистыми породами показали, что прочность уплотненной глины при увлажнении (набухании) является однозначной функцией влажности. Образцы глин при влажности, равной $1/20$ от $W_{мг}$ (максимальной гигроскопичности), имеют наибольшую прочность (рис. 2.9). Этот факт объясняется тем, что при этой влажности происходит частичная нейтра-

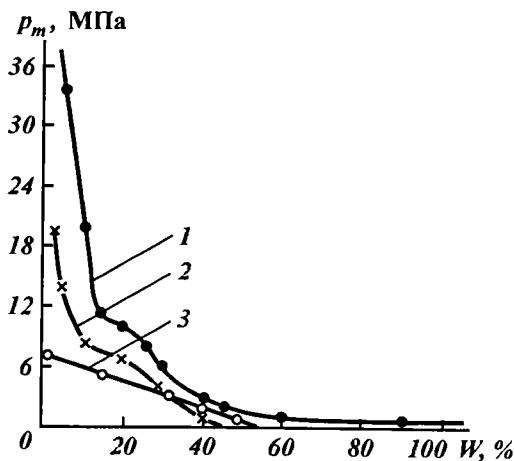


Рис. 2.9. Прочность глинистых минералов P_m при различной влажности W :
1 — монтмориллонит;
2 — гидрослюда; 3 — каолинит

зация отталкивающего действия одноименных поверхностных ионов, что обеспечивает наибольшую эффективность молекулярного взаимодействия частиц.

При дальнейшем увеличении влажности молекулы воды начинают связываться менее активными центрами адсорбции — структурными группами OH^- и O^{2+} поверхности минералов — при помощи водородной связи. Одновременно продолжается формирование молекул воды вокруг наиболее активных центров поверхности глинистых минералов в результате их дальней гидратации. При влажности, соответствующей гигроскопичности глин при $p/p_s = 0,5$, на поверхности глинистых минералов образуется монослой из молекул воды.

По мере увеличения влажности начинает образовываться полислой из молекул воды. При влагосодержании, близком к максимальной гигроскопичности, в основном заканчиваются процессы формирования полимолекулярной адсорбции.

В работах Л.И. Кульчицкого и И.М. Райтбурд показано, что именно при такой влажности прекращается внутрикристаллическое набухание минералов с эластичной решеткой (монтмориллонит) и скорость обмена катионов достигает постоянной величины, не изменяющейся и в состоянии водной суспензии. При влажности, близкой к $W_{\text{мг}}$ (по Л.И. Кульчицкому при $p/p_s \approx 0,88$), в глинах появляется вода как жидкая фаза.

Межпакетное набухание у минералов с трехслойной структурой на этой стадии гидратации (до $W_{\text{мг}}$) значительно зависит от их кристаллического строения и от природы адсорбированных катионов. По изменению межплоскостного расстояния у монтмориллонитов при увлажнении до $p/p_s = 0,9$ катионы располагаются в ряд:

$\text{Mg}^{2+} > \text{Ca}^{2+} > \text{Na}^+ > \text{K}^+$.

Роль адсорбированных катионов у каолинита, имеющего жесткую межпакетную связь, сводится к изменению поглощенной влаги во всем диапазоне p/p_s только за счет их различной природы гидратации. Несмотря на то, что при максимальной гигроскопической влажности глинистые минералы адсорбируют значительное количество воды, прочность их достаточно высокая, но уменьшается в ряду: монтмориллонит > гидрослюда > каолинит.

При увеличении влажности выше $W_{\text{мг}}$ вода может уже передвигаться по капиллярам глинистого образца и в какой-то мере взаимодействовать с другими веществами и телами. В интервале влажности от $W_{\text{мг}}$ до влажности нижнего предела

пластичности W_0 или максимальной молекулярной влагоемкости $W_{\text{мв}}$ диссоциация глинистых минералов незначительна и определяется природой обменных катионов. Степень диссоциации глинистых минералов в воде в зависимости от обменных катионов возрастает в следующем ряду:

$$\text{Ca}^{2+} < \text{Mg}^{2+} < \text{K}^{+} < \text{Na}^{+}.$$

При этих характеристических влажностях глинистая порода приобретает пластические свойства и прочность ее еще значительна (см. рис. 2.9). Прочность глинистых пород при влажности набухания $W_{\text{нб}}$ — минимальная.

Этот механизм потери прочности увлажнением глинистых минералов с определенными допущениями можно распространить и на изменения физико-химического состояния глинистых пород на стенке скважин по следующей схеме (рис. 2.10).

По мере разбухания глинистой породы буровой раствор контактирует со стенкой скважины. Глинистая порода увлажняется по радиусу с образованием зон с соответствующим темпом падения прочности. Минимальная прочность,

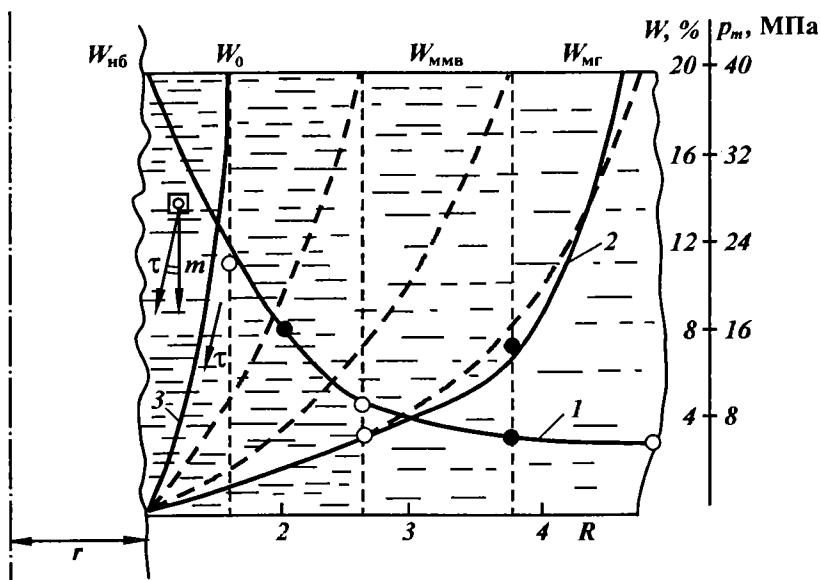


Рис. 2.10. Схема увлажнения глинистого массива:

1 — изменение влажности; 2 — изменение прочности; 3 — плоскость скольжения

соответствующая влажности набухания — на поверхности стенки. С глубиной по радиусу влажность уменьшается, приближаясь к естественной. В зоне влажности предела пластичности прочность глинистых пород еще достаточна, чтобы удержать в равновесии определенную массу. Когда масса глинистой породы превышает ее прочность (или тангенциальные силы скольжения), она отрывается от массива и обрушивается в скважину. Это может произойти и при действии внешних сил, таких, как перепад гидродинамического давления, ударные нагрузки вращающихся труб, скоростной поток бурового раствора и т.д. Обнажившаяся новая поверхность подвергнется дальнейшему увлажнению, но уже не от минимальной влажности, а от текущей, и гидратационные напряжения будут проявляться менее интенсивно, что в условиях горного и гидростатического ограничений замедлит темп потери прочности. Однако конечный результат будет таким же, как и в первой зоне, только влияние воздействия механических и гидравлических сил будет меньше. Это в какой-то мере затормозит процесс отрыва массы и обрушения ее в ствол скважины.

Изложенный материал показывает всю сложность и многообразие физических и химических процессов, происходящих в геологической среде, и в особенности при вскрытии ее скважиной. Вмешательство человека в геологическую среду интенсифицирует физические и физико-химические процессы в горной породе, в том числе в глинистой, и вызывает в короткие сроки серьезные изменения ее свойств.

Развитие внутренних процессов приводит к постоянному изменению равновесия в горной породе и в динамике системы "скважина — горная порода". Они сопровождаются непрерывным рядом физических и физико-химических процессов, которые вызывают существенные качественные и количественные изменения в осадочных отложениях. Вместе с тем знание этих процессов позволит не только предсказать, но и искусственно изменять в нужную сторону свойства пород, т.е. перейти к искусственному формированию их свойств.

Изучение этих процессов базируется на микро- и макроуровне. Причем закономерности взаимодействия жидкой среды с глинистой породой, физические и физико-химические процессы которых изучены на микроуровне, в обобщенном виде выражаются на макроуровне через термодинамический потенциал (давление p_v) влаги. Проявление этих сил фиксируется объемным изменением и потерей прочности

глинистой породы через коэффициенты набухания. В условиях скважины все эти процессы накладываются друг на друга, и изучение их становится практически невозможным.

В конечном счете результат действия всех этих процессов при бурении глинистых отложений констатируется изменением диаметра скважины (сужением или увеличением).

В условиях высоких гидростатических давлений, характерных для глубоких скважин, реально проявляться могут только адсорбционные процессы ($p_{адс}$), поскольку их потенциальная энергия на порядок превышает даже горное давление для данной глубины. Остальные процессы — капиллярные, осмотические в этих условиях вряд ли смогут проявиться, так как их потенциальная энергия очень мала по сравнению с гидростатическим и горным давлением.

Таким образом, изучив физико-химические процессы взаимодействия буровых растворов с глинистыми породами, через величины $p_{адс}$ и коэффициенты набухания можно целенаправленно воздействовать на свойства и управлять устойчивостью глинистых пород при строительстве скважины.

СОВРЕМЕННЫЕ МЕТОДЫ ОЦЕНКИ УСТОЙЧИВОСТИ ГЛИНИСТЫХ ПОРОД

Осложнения, как правило, являются результатом нарушения целостности стенок скважины вследствие потери ими устойчивости и выражаются в изменении форм и размеров скважины во времени, в образовании каверн и сужений. Подобные осложнения в той или иной степени встречаются при бурении скважин в глинистых отложениях практически во всех регионах страны и мира, на любых глубинах.

В связи с этой проблемой постоянно уделялось большое внимание и к настоящему времени на основе обобщения промыслового опыта и экспериментальных исследований выработан ряд решений, позволяющих преодолевать эти осложнения. В результате анализа установлено, что потеря устойчивости ствола в большой степени приурочена к глинам и глинистым сланцам, аргиллитам, особенно в присутствии АВПД, на характер и интенсивность которых оказывает влияние ряд факторов. Основные из них:

геологические, включающие горное и поровое давление, степень литификации и уплотненность глин, прочность, минеральный состав и физико-химические свойства, тектонические напряжения, температуру и др.;

физико-механические — механическое воздействие породоразрушающего инструмента, противодействие столба промысловой жидкости, гидродинамические и температурные колебания, режим разрушения пород;

физико-химические — способность глинистых пород к гидратации, потеря прочности во времени, под воздействием буровых растворов.

Большинство из перечисленных факторов детально рассмотрено в многочисленных публикациях, и любой из них может оказаться при определенных условиях решающим в

возникновении осложнения — как сам по себе, так и в совокупности с другими. Сформировались две основные концепции, объясняющие возникновение этого вида осложнений:

соотношение механических свойств пород и горного давления;

разупрочняющее действие бурового раствора в результате физико-химических процессов взаимодействия его с породами.

Такие геологические факторы, как тектонические деформации и крутые углы падения пластов, по мнению многих зарубежных и отечественных исследователей, усугубляют проблему устойчивости, вызванную физико-химическим взаимодействием глинистых пород с буровыми растворами, но сами редко вызывают данное явление — осыпи и обвалы глинистых пород.

В результате теоретических и экспериментальных исследований, обобщения промыслового материала были получены решения по выбору плотности раствора, методов воздействия на физико-химические свойства глин регулированием химического состава и свойств бурового раствора.

Анализ предложенных методов показал, что результаты расчета плотности раствора оказываются весьма приближенными и не учитывают влияние таких важных факторов, как величины порового давления, колебания перепадов давления, нарушения оси симметрии скважин и т.д., и единственно правильным подходом в выборе плотности раствора считают интерпретацию промысловых данных.

Многочисленные физико-химические методы основаны на разных оценках характера взаимодействия бурового раствора с глинистой породой и направлены главным образом на замедление процесса гидратации глинистых пород.

Наиболее правильным и оптимальным решением проблемы устойчивости было бы определение комплексного показателя, учитывающего все вышеуказанные факторы. Как правило, физические и физико-химические факторы учитываются при определении плотности раствора. Однако очевидная несовместимость этих факторов не позволила получить удовлетворяющие теорию и практику результаты.

В то же время результаты этих работ позволили изучить механизм физико-химического взаимодействия глинистых пород с буровым раствором и показали необходимость постановки исследований по решению проблемы устойчивости стенок скважины во взаимосвязи и взаимозависимости этих

факторов. Практика бурения в условиях осыпаящихся и обваливающихся глин показывает, что там, где найдено оптимальное соотношение между этими факторами, обеспечивается углубление скважин без осложнений.

3.1. ОЦЕНКА УСТОЙЧИВОСТИ ПО НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОМУ СОСТОЯНИЮ ПРИСТВОЛЬНОЙ ЗОНЫ

3.1.1. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПЛОТНОСТИ РАСТВОРА

Под устойчивостью стенок скважины понимается сохранение номинального диаметра ствола и свободная проходимость инструмента в процессе бурения и проведения различных технологических операций.

Первым этапом в исследованиях устойчивости стенок скважин является определение напряженно-деформированного состояния пристволенной зоны. При этом основным, принципиальным моментом является определение плотности бурового раствора, обеспечивающего необходимое противодавление на критической глубине.

Изучению процессов деформации и разрушения пород в стволе шахтных выработок посвящены труды А.Н. Динника, Г.А. Крупенникова, И.О. Лехницкого, Ж.С. Ержанова, Ю.А. Песляка, К. Руппенейта, Ю.М. Либермана и др. Эти работы явились фундаментом для исследователей, занимающихся вопросами устойчивости горных пород на стенке скважины, хотя большие глубины и специфика технологии бурения предъявляли иные требования к решению рассматриваемой проблемы.

Данной теме посвящены работы А.А. Шамсиева, М.К. Сеид-Рза, Р.Г. Кулиева, В.В. Байдюк, Л.А. Шрейнера, Л.И. Ормана, Г.А. Стрельца, Л.К. Мухина, Л.Е. Симонянца, С.А. Кеворкова, И.В. Адельсона, Е.Г. Леонова, В.С. Войтенко, Н.Р. Рабиновича, В.Г. Зубарева, А.А. Васильченко и многих других исследователей. В них приводятся главнейшие факторы деформационных свойств горных пород и напряженного состояния в условиях горного массива. В качестве уравнения предельного напряженного состояния, связывающего критические значения экстремальных величин напряжений, используется зависимость между октаэдрическими напряжениями. Устойчивое залегание породы определяется предельной зави-

симостью между глубиной залегания породы и плотностью бурового раствора [8, 12].

В других работах определение плотности раствора базируется на закономерностях механики сплошной и сыпучих сред, теории упругости и ползучести, теории пластичности с использованием условий текучести Надаи, Треска—Сен-Венана, Губера—Генки—Мизеса, молекулярной механики и теории внутреннего трения, а также чисто экспериментальных данных [6, 14, 64, 69].

Полученные формулы во многих случаях не характеризуют условия поведения пород на стенках скважин, так как не учитывают геологических особенностей их залегания и характера их взаимодействия с окружающей средой (анизотропность, трещиноватость, поровое давление, свойства и состав бурового раствора и др.). Результаты расчетов оказываются весьма приближенными, а в некоторых случаях и противоречивыми, что подтверждается многолетней практикой бурения глубоких скважин в глинистых отложениях. В большинстве случаев установление величины плотности бурового раствора, необходимой для поддержания пород в равновесном состоянии, предлагается производить эмпирическим путем на основе интерпретации промысловых данных бурения и подбором плотности в процессе бурения до тех пор, пока не прекратятся осложнения. Такой метод не может считаться рациональным.

В работе [65] необходимые условия устойчивости и прочности пород определены соотношением

$$q_{\min} = \lambda - \sigma_* / \sqrt{3} = q \leq \lambda + \sigma_* / \sqrt{3} = q_{\max}, \quad (3.1)$$

где q — приведенное давление, равное отношению $(p_c - p_n) / (p_r - p_n)$; p_c , p_r , p_n — соответственно давление столба жидкости в скважине, горное и поровое давление, МПа; λ — коэффициент бокового давления; $\sigma_* = \sqrt{2,6\lambda(2 + 0,6\lambda)}$.

Нарушение указанных ограничений может привести к мгновенному осыпанию породы при q_{\min} и гидроразрыву при q_{\max} .

Решив неравенство относительно плотности раствора ρ_{\min} и ρ_{\max} , получим:

$$\rho_{\min} = -q_{\min}(\rho_{св} - \rho_{пор}) + \rho_{пор}, \quad (3.2)$$

$$\rho_{\max} = q_{\max}(\rho_{св} + \rho_{пор}) + \rho_{пор},$$

где $\rho_{св}$ — средневзвешенная плотность горных пород, г/см³;

$\rho_{\text{пор}}$ — градиент порового давления в эквивалентной плотности бурового раствора, г/см³.

Исследования значений ρ_{min} и ρ_{max} в широком диапазоне λ и q показывают, что кратковременная устойчивость стенок скважины может быть при плотности раствора значительно ниже (в 2,5 раза) градиента порового давления, а максимальная в таком же соотношении больше средневзвешенной плотности горной породы.

Такие значения плотности раствора не соответствуют геодинамическим условиям в скважине, так как при плотности раствора ниже значения градиента порового давления кратковременная устойчивость стенки может быть и имеет место, но зато возникает проблема дисбаланса гидростатического равновесия системы "скважина — пласт". Превышение плотности раствора средневзвешенной плотности горной породы также не отражает истинного состояния горной породы на стенке скважины и создает условия разрушения породы от гидравлического разрыва. Отсюда следует, что граничные условия кратковременной устойчивости стенки скважины определяются градиентами порового давления и гидроразрыва.

Развивая эти положения, Н.Р. Рабинович, используя теорию трещин, установил [65], что минимально допустимое давление в скважине, при котором обеспечивается устойчивость горных пород, соответствует поровому ($p_c = p_n$), т.е. обоснована нижняя граница устойчивости. Однако в этом случае компенсируется только поровое давление и не учитывается, в каком состоянии и соотношении с горным давлением находится глинистая порода, не принимаются во внимание остаточные напряжения, которые увеличиваются с глубиной, а при равенстве гидростатического давления поровому могут превысить механическую прочность породы, что приведет к ее обрушению. Не определена и верхняя граница, выше которой происходит разрыв пласта. Кроме того, не берется в расчет физико-химический фактор взаимодействия глинистой породы с буровым раствором.

Из изложенного следует, что предложенные критерии устойчивости и формулы расчета не позволяют с достаточной достоверностью выбрать оптимальную плотность раствора, при которой может быть обеспечена хотя бы кратковременная устойчивость стенки скважины.

Область допустимых значений плотности бурового раствора при бурении скважины в упруговязких горных породах, склонных к хрупкому разрушению, в зависимости от

соотношения между главными напряжениями А.П. Сельващук и др. [64] определяют следующими неравенствами:

$$0,5 \rho_r \varphi(t) \leq \rho_p \leq \frac{\frac{10^6 \sigma_p}{gL} + \rho_r [\varphi_i(t) - K(1 - \mu_0)]}{1 + \mu_0 K}; \quad (3.3)$$

$$\frac{\rho_r [\varphi_i(t) + \mu_0 - 1]}{1 + \mu_0} \leq \rho_p \leq 0,5 \rho_r \varphi_i(t);$$

$$K \rho_r (1 - \mu_0) - \frac{10^6 \sigma_p}{gL} \leq \rho_p;$$

$$\frac{K \rho_r \varphi(t) - \frac{10^6 \sigma_p}{gL}}{1 + K} \leq \rho_p \leq [\varphi_i(t) + (\mu - 1)] \rho_r, \quad (3.4)$$

где ρ_r , ρ_p — плотность горной породы и раствора; $\varphi(t)$ — временная функция, зависящая от параметров ползучести λ и β , модуля упругости E , коэффициента Пуассона μ ; σ_p — предел прочности на растяжение; L — глубина залегания породы; $K = (\sigma_p + \sigma_o - \tau_{пч})/(\sigma_o + \tau_{пч})$; σ_o — напряжение обжатия, при котором порода переходит в пластическое состояние; $\tau_{пч}$ — предел прочности горной породы на сдвиг в пластическом соотношении; μ_0 — коэффициент, учитывающий снижение осевых напряжений на стенках скважины, выражающийся через коэффициент Пуассона:

$$\mu_0 = 0,4 \sqrt{\mu_3} / (1 - \mu);$$

μ_3 — коэффициент Пуассона при минимальном значении главных напряжений.

Приведенные авторами работы [64] практические примеры применения такого подхода к определению плотности раствора показывают, что при фактической плотности больше расчетной имеют место осыпи и образование каверн в отложениях аргиллитов с коэффициентом Пуассона, равным 0,2–0,3. Так, при вскрытии аргиллитов скв. 5 Сахалинская на глубине 3200–5050 м (хлор-калиевый раствор плотностью 1,3–1,32 г/см³ и водоотдачей не более 5 см³) отмечались осыпи и кавернообразование. Увеличение диаметра составило 1,5–2,3 диаметра долота, хотя верхняя граница величины плотности бурового раствора в момент вскрытия, рассчитан-

ная по вышеприведенной формуле (3.3), была достаточной для предупреждения образования в приствольной зоне трещин и вызванного ими осыпания аргиллитов и появления каверн.

При бурении скв. 2 Новолечебиловская осыпи отмечались по всему стволу в алеволитах и аргиллитах, особенно в интервалах 1250–1570, 2110–2910, 3190–3330, 4210–4380 и 4510–4550 м. Для предупреждения осыпей плотность раствора повысили с 1,24 до 1,6 г/см³ и после вскрытия на глубине 3910 м газоносных пластов – до 1,84 г/см³. Последнее привело к поглощению на глубине 4101 м. С этой глубины плотность раствора составляла 1,74–1,78 г/см³, однако осыпи не прекращались, и в отдельных интервалах диаметр ствола увеличился в 1,5–2 раза. Расчеты, выполненные по предложенным формулам, показывают, что для предупреждения осыпания стенок скважины глинистых пород за счет проявления АВПД плотность раствора в этом случае должна составлять 1,18–1,47 г/см³ на глубинах 1470–4550 м. Для предупреждения же трещинообразования плотность раствора должна быть в момент вскрытия 1,0–1,1 г/см³ и через сутки 1,3–1,47 г/см³.

Анализ приведенных факторов показывает, что математические зависимости для определения плотности раствора, моделирующие процесс разрушения стенок скважины и образования каверн, не выдержали испытания практикой. Кроме того, при анализе процесса разрушения стенок скважины не были учтены физико-химические факторы взаимодействия глинистой породы с буровым раствором. Это и привело авторов к недостаточной убедительной интерпретации причин осыпей и обвалов при нормальной, с их точки зрения, плотности раствора. В то же время общеизвестно, что на устойчивость стенки скважины, сложенной глинистой породой, большое влияние оказывает состав бурового раствора. Первоначально, при вскрытии массива скважиной, происходит увлажнение приствольной зоны, что вызывает понижение прочности породы и потерю устойчивости стенок скважины. Поэтому для обеспечения устойчивости стенок скважины необходимо, чтобы в течение всего времени бурения влажность и прочность породы на стенке скважины оставались неизменными или изменения не приводили к уменьшению их сопротивляемости действующим напряжениям.

Проще всего это можно обеспечить, используя для промывки скважины безводные буровые растворы или обратные

эмульсии, создающие полупроницаемую мембрану на стенке скважины, препятствующую увлажнению глинистой породы и обеспечивающую сохранность первоначальной прочности породы. В условиях образования недостаточно совершенной мембраны, что происходит при непосредственном контакте глинистой породы с водным раствором, условие сохранения влажности определяется концентрацией ионов в буровом растворе C_1 и в поровой жидкости C_2 , химическим потенциалом породы μ_{π} и бурового раствора μ_{κ} [46]:

$$p_p = p_{\pi} + \sum_1^n p_{\kappa}(C_1 - C_2)RT, \quad (3.5)$$

где p_p , p_{π} — гидростатическое давление раствора и поровое давление; p_{κ} — расклинивающее давление в адсорбционной пленке.

Анализ этой формулы показывает, что при равенстве концентраций ионов в буровом растворе и в поровой жидкости ($C_1 = C_2$) гидростатическое давление раствора будет равно поровому давлению: $p_p = p_{\pi}$. При условии $C_1 - C_2 = 1$ гидростатическое давление раствора p_p будет равно сумме порового p_{π} и расклинивающего p_{κ} давлений. Учитывая, что наибольшее расклинивающее давление на поверхности глинистых частиц (порядка 200 МПа) развивают пленки воды мономолекулярной адсорбции [76], приходим к выводу, что необходимое для предупреждения развития гидратации гидростатическое давление раствора должно в кратное число раз превысить горное и давление гидроразрыва. К тому же сложность определения химических потенциалов породы и раствора делает невозможным использование предложенной формулы для расчета необходимой плотности раствора.

В работе [14] на основе современных представлений о развитии расклинивающих давлений в адсорбционной пленке в зависимости от разности химических потенциалов в ней μ_{π} и внешней жидкости μ_{κ} делают вывод о том, что наилучшее условие для предупреждения дополнительного увлажнения пород на стенке скважины будет при $\mu_{\kappa} < \mu_{\pi}$ и $C_1 > C_2$.

Рассматривая предельное состояние породы около скважины по условию Губера—Генки—Мизеса, уравнение, с учетом пленочного и осмотического увлажнения, записывают в следующем виде:

$$\sigma_{kw} - \sigma_{rw} = \frac{2}{\sqrt{3}} \sigma_{\tau w}, \quad (3.6)$$

где σ_{kw} , σ_{rw} — главные — кольцевое и радиальное нормальные напряжения при новом влажностном состоянии; σ_{tw} — предел текучести при одноосном сжатии породы, увлажненной фильтратом бурового раствора.

Поскольку обычно $\sigma_{tw} < \sigma_t$ (предел текучести породы), то разница этого соотношения до увлажнения и после характеризует, с их точки зрения, ту часть давления набухания, которая реализуется в виде изменения напряжений около скважины $\sigma_{kw} - \sigma_{rw} < \sigma_k - \sigma_r$, и в этом случае, если порода уже находится в предельном состоянии, ее увлажнение будет способствовать снижению напряжений.

При рассмотрении влияния влажности на напряженное состояние стенки В.С. Войтенко [14] допущено отождествление напряжения от горного давления с объектом, подвергнутым этому напряжению. Влажность же распространяется только на сам объект — глину, находящуюся под постоянными напряжениями. В этом случае следует говорить не о снижении напряжений, а о снижении сопротивляемости породы действующим напряжениям. Тогда уравнение предельного состояния увлажненной породы будет выглядеть следующим образом:

$$\sigma_k - \sigma_r = \frac{2}{\sqrt{3}} \sigma_{tw}, \quad (3.7)$$

а разница $\sigma_t - \sigma_{tw} = \Delta p$ будет характеризовать материализованную часть расклинивающего давления.

Для расчета давлений и плотности раствора предложены следующие формулы:
для упругой области

$$2\sigma_s + \sigma_p = \frac{RT}{V_m} \ln a''_t + 2\Delta p + p_p; \quad (3.8)$$

для предельной области

$$\sigma_p + \frac{2}{\sqrt{3}} \sigma_t = \frac{RT}{V_m} \ln a''_t + p_p, \quad (3.9)$$

где $\sigma_s = p_r - p_n$; p_r — горное давление, МПа; p_n — поровое давление, МПа; σ_p — напряжение растяжения породы, МПа; p_p — гидростатическое давление раствора, МПа; $\Delta p = p_p - p_n$ — дифференциальное давление, МПа; a''_t — термодинамическая активность; σ_t — предел текучести породы, МПа.

Решая эти уравнения относительно σ_p и p_p , получим:
для упругой области

$$\sigma_p = \frac{RT}{V_m} \ln a''_r + 3p_p - 2p_r; \quad (3.10)$$

при $\sigma_p = 0$

$$p_p = \frac{2}{3} p_r - \frac{1}{3} \frac{RT}{V_m} \ln a''_r;$$

для предельной зоны

$$\sigma_p = \frac{RT}{V_m} \ln a''_r + p_p - \frac{2}{\sqrt{3}} \sigma_r; \quad (3.11)$$

при $\sigma_p = 0$

$$p_p = -\frac{RT}{V_m} \ln a''_r + \frac{2}{\sqrt{3}} \sigma_r.$$

Анализ этих формул показывает, что в формировании напряжения растяжения и необходимой для их компенсации плотности раствора отсутствует постоянная составляющая горных процессов: горное и поровое давления. Уже по этой причине предложенные решения не являются корректными.

При постоянном для данной глубины значении горного давления p_r основной силой, влияющей на формирование напряжения растяжения σ_p , являются гидратационные напря-

жения $\frac{RT}{V_m} \ln a''_r = \sigma_{\text{гид}}$. Последние отсутствуют и не влияют на

формирование σ_p при применении раствора на углеводородной основе и если глинистая порода предельно увлажнена. В этих случаях напряжения растяжения определяются только соотношением горного и порового давлений. Предложенные решения не отражают этих граничных условий. Так, в упругой области σ_p зависит от соотношения p_r и p_p , в предельной — от соотношения p_p и σ_r . При $\sigma_{\text{гид}} = 0$ при примене-

нии раствора на углеводородной основе $p_p = \frac{2}{\sqrt{3}} \sigma_r$, что мо-

жет быть учтено при определении величины гидроразрыва, но такое давление не компенсирует даже поровое давление. При предельном увлажнении глинистая порода находится в

пластическом состоянии, и горное давление, за вычетом порового, действует как гидростатическое и, следовательно, $\sigma_p = p_r$, что не отражается в предложенном решении. Практические расчеты выполнены для условий: глубина скважины $H = 3000$ м, поровое давление $p_n = 31,2$ МПа, горное давление $p_r = 70,5$ МПа, гидратационные напряжения изменяются от 0 до 35,0 МПа. При $\sigma_r = 50,0$ МПа расчеты показывают полную несогласованность полученных значений σ_p с геодинамикой массива и стенки скважины (табл. 3.1).

С увеличением гидратационных напряжений $\sigma_{гид}$ с 0 до 35 МПа плотность жидкости уменьшается с $1,57 \cdot 10^{-2}$ до $1,18 \cdot 10^{-2}$ МПа/м для упругой области и с $1,92 \cdot 10^{-2}$ до $0,76 \cdot 10^{-2}$ МПа/м для предельной. Увеличение противодействия на стенку скважины (равнозначно увеличению плотности с $1,16 \cdot 10^{-2}$ до $2,35 \cdot 10^{-2}$ МПа/м) при постоянном значении $\sigma_{гид}$ приводит не к уменьшению, как это следовало ожидать, а к увеличению σ_p . Например, при $\sigma_{гид} = 25$ МПа напряжение растяжения при увеличении плотности жидкости до 35 МПа изменяется от $-11,6$ до $95,5$ МПа. Отсюда следует вывод о некорректной постановке и неверном решении задачи о напряжениях растяжения в стенке скважины в условиях развивающейся гидратации пород.

Следовательно, предложенные методы определения гидростатического давления раствора, при котором напряжения растяжения должны быть компенсированы или по крайней мере предупреждено их проявление, не соответствуют геодинамике массива пород и распределению сил, действующих на стенку скважины, и по этой причине не могут рекомендоваться для практического применения.

Таблица 3.1

Напряжение растяжения в упругой и предельной областях

Гидратационные напряжения $\sigma_{гид}$, МПа	Плотность раствора при $\sigma_p = 0,10^{-2}$ МПа/м		Напряжение растяжения от гидратации глинистых пород σ_p , МПа							
	в упругой области	в предельной области	в упругой области при плотности раствора 10^{-2} МПа/м				в предельной области при плотности раствора 10^{-2} МПа/м			
			1,16	1,5	2	2,35	1,16	1,5	2	2,35
0	1,57	1,92	-36,6	-6	39	70,5	-23,2	-13	2	12,5
14	1,41	1,46	-22,6	8	53	84,5	-9,2	1	16	26,5
25	1,29	1,09	-11,6	19	64	95,5	1,8	12	27	37,5
35	1,18	0,76	-1,6	25	74	105,5	11,8	22	37	47,5

Ю.В. Садыхов и другие исследователи [68] получили аналогичное решение, рассмотрев совместно условие устойчивости стенок скважины, полученное М.К. Сеид-Рза и Л.К. Мухиным. По их данным, давление бурового раствора, необходимое для сохранения устойчивости стенок скважины, определяется не только прочностью пород, но и свойствами фильтрата бурового раствора и поровой жидкости:

$$p_n - p_p = \sum_1^n p_k + (C_2 - C_1)RT - \frac{\sigma}{\sqrt{3}}. \quad (3.12)$$

Снижение перепада давления ($p_n - p_p$), вплоть до отрицательных значений, возможно при условии $C_1 > C_2$, $\mu_{\text{ж}} < \mu_n$.

Для рассмотренных подходов оценки влияния бурового раствора на напряженное состояние окружающей скважину зоны характерны допущения, не отражающие объективное состояние глинистых пород. Прежде всего следовало бы рассматривать химический потенциал, термодинамическую активность и ионную концентрацию электролитов не поровой воды, а самого объекта взаимодействия — глинистой породы, ее минеральных составляющих. Поэтому диапазон применения этих формул ограничен количеством и минерализацией поровой воды, которая составляет очень малую долю от активности глин. Кроме того, оценка химических потенциалов $\mu_{\text{ж}}$ и μ_n в глинах, да еще в условиях скважины, практически не представляется возможной.

В последнее время подавляющую часть осложнений, вызванных осыпями и обвалами, сужением ствола в глинах и глинистых породах, связывают со вскрытием пластов с аномально высоким поровым давлением [1, 2, 4, 7, 65, 71].

Анализ фактических материалов бурения скважин на ряде месторождений нашей страны и за рубежом позволяет сделать вывод о том, что зоны осыпей и обвалов пород, как правило, приурочены к зонам перехода от нормального порового давления к АВГД, и наоборот. Это позволяет выделить в разрезе скважины зоны вероятных осыпей и обвалов, своевременно прогнозировать и корректировать в процессе бурения необходимую плотность раствора, которая выбирается в зависимости от порового давления из расчета обеспечения гидростатического равновесия системы скважина — пласт. Вопросы устойчивости глинистых пород и выбора соответствующей плотности для ее обеспечения без достаточного обоснования считаются в этом случае сами собой решенными.

Таким образом, проведенный анализ показал, что предложенные методы определения оптимальной плотности раствора в большинстве случаев не отражают объективного соотношения горного и порового давлений в массиве и физико-механических свойств пород на стенке скважины, требуют длительных лабораторных и промысловых исследований и не позволяют прогнозировать устойчивость глинистых пород в процессе бурения и управлять ею.

3.1.2. ОЦЕНКА УСТОЙЧИВОСТИ СТЕНОК СКВАЖИНЫ ПО ДЕФОРМАЦИИ ГЛИНИСТЫХ ПОРОД

В основе методов оценки устойчивости глинистых пород по деформационному поведению при взаимодействии с буровыми растворами и моделями их фильтратов положены принципы моделирования горного массива приствольной зоны скважины при помощи образцов породы в виде полых цилиндров, заключенных в жесткую матрицу (В.П. Банатов, Л.А. Шрейнер, Хуан Жуи-Цзунь, Л.К. Мухин, В.И. Леонидов, Л.К. Лопатин и М.К. Сеид-Рза) или эластичную оболочку, через которую на образец передается боковое гидростатическое давление.

При этом деформация породы приствольной зоны, происходящая в естественных условиях при постоянном вертикальном горном давлении в результате уменьшения радиального напряжения после образования скважины, заменяется деформацией приствольной зоны при увеличении вертикального горного давления и постоянном противодавлении в скважине. Такая замена условий дает возможность приближенно моделировать и получать сравнительные количественные данные изменения физико-механических характеристик глинистых пород, отражающих взаимодействие их с буровым раствором, но не напряженное состояние.

В качестве объекта исследований используются искусственно приготовленные образцы из различных по минеральному составу и физико-химическим свойствам глинистых пород. Режим прессования должен обеспечить получение искусственных образцов, которые по пористости и механическим свойствам соответствовали бы естественным образцам, изготовленным из керна.

Формирование искусственных образцов прессованием во всех случаях осуществляется в жесткой матрице, с определенной скоростью вертикального нагружения — до 1,0—

1,4 МПа/с. С такой же скоростью уменьшают нагрузку для снятия остаточных напряжений и проведения последующих операций по созданию отверстия или извлечения образца из матрицы. В обоих случаях в результате снятия нагрузки происходит самопроизвольный процесс рекристаллизации, сопровождающийся изменением механической прочности, образованием сети микротрещин, особенно у тех образцов, которые извлекаются. Последующие вертикальные нагрузки уже не приводят образец в первоначальное состояние. Созданием их можно уплотнить образец до естественных кернов, но смоделировать при этом те специфические физико-химические структурные связи, которые формировались в течение геологического времени, практически невозможно. Это обстоятельство не учитывается при исследованиях деформируемости искусственных образцов, что отражается на результатах и выводах.

Оценка устойчивости глинистых пород проводится при одноосном [14] и сложном нагружении [69]. Результаты исследований деформируемости искусственных образцов глин с буровыми растворами показывают идентичность характера деформации при одноосном и сложном нагружении (рис. 3.1, а, б, в). При одноосном нагружении скорость деформации в 2,5–3 раза больше, чем при сложном. Поэтому, как более простому, предпочтение отдано одноосному нагружению.

Критерием устойчивости в этих случаях является величина и скорость деформации, а устойчивость глинистой породы тем выше, чем меньше показатели деформации и больше время до разрушения образца.

Характер деформации глинистых образцов зависит от среды, с которой контактирует глина. Для буровых растворов, обработанных реагентами-стабилизаторами (УЦР, КМЦ, КССБ и др.), характерна небольшая, плавно изменяющаяся во времени деформация (рис. 3.1, а, кривые 1, 2). В присутствии электролитов деформация развивается очень быстро и за непродолжительное время достигает больших величин, чем у стабилизированных растворов (рис. 3.1, а, кривая 3). С увеличением концентрации электролитов (NaCl , CaCl_2 , MgCl_2 , MgSO_4 и др.) деформируемость глинистых пород увеличивается в 1,5–2 раза. Сопrotивляемость глинистых образцов нагрузкам повышают введением в буровой раствор больших количеств реагентов-стабилизаторов (КМЦ, КССБ, крахмал и др.). В этом случае деформация минимальна и разгружение достигается через продолжительное время (рис. 3.1, з, кривые 5, 6). С точки зрения принятого критерия устойчивости, рас-

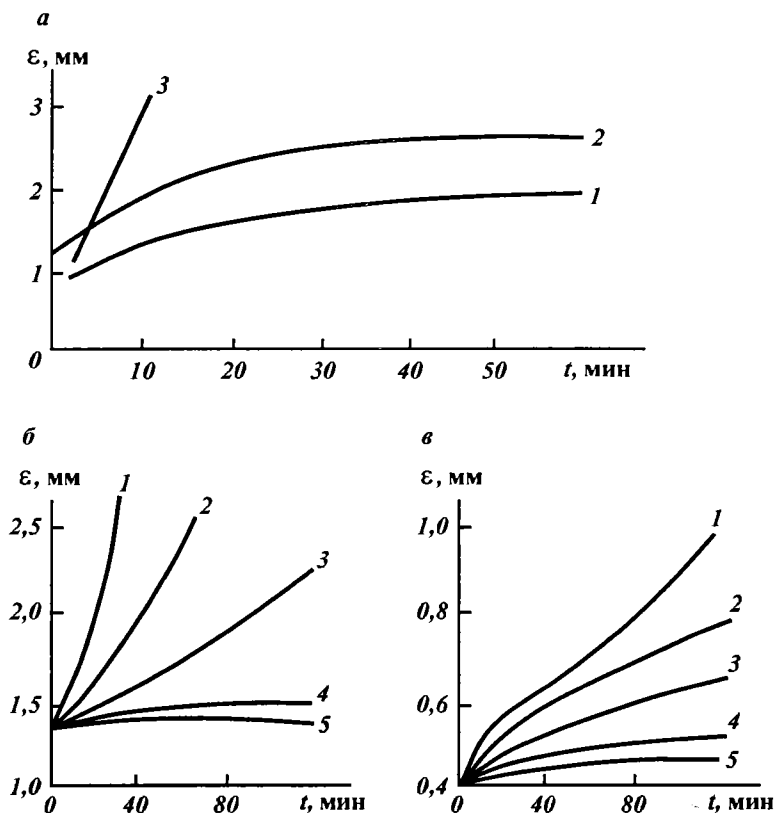
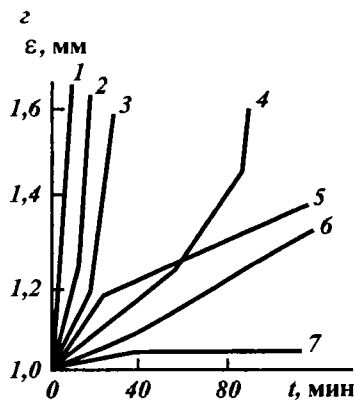


Рис. 3.1. Кривые деформации глинистых образцов в условиях одноосного (а, б и в) и сложного (г) нагружения в различных средах (а — по [69], б — в — по [14]):

а: 1—3 — растворы: 1 — обработанный УЩР с оксидом, 2 — обработанный УЩР, 3 — хлор-кальциевый;
 б-в: 1 — вода; 2—3 — глинистый (2) и гидрогелевый (3) растворы; 4 — ЦБР; 5 — воздух;
 г: 1 — вода; 2 — глинистый раствор из дружковской глины; 3 — раствор № 2 + 7% $MgSO_4$ + 4,5% $CaCl_2$ + 1% КССБ; 4 — раствор № 2 + 30% $NaCl$ + 10% КССБ + 1,5% крахмального реагента; 5 — раствор № 2 + 2% КССБ + 0,3% КМЦ-500 г + 2% битума; б — раствор № 2 + 2% КССБ + 0,3% КМЦ-500 г + 1% оксида; 7 — ИБР



творы, содержащие электролиты, мало эффективны для предупреждения осыпей и обвалов глинистых пород (рис. 3.1, 2, кривые 2, 3), а высоко эффективны — стабилизированные растворы. Такие растворы рекомендуются к применению в процессе бурения скважин для предупреждения осыпей и обвалов глин.

Однако практика применения таких растворов в различных районах [47], в том числе и данные, приведенные в работе [14], не подтверждают правомерности предложенного критерия, так как во всех случаях, где применялись рекомендованные по этим критериям растворы, имело место кавернообразование или сужение ствола.

А.К. Мухин и В.М. Соловьев проводили исследования влияния бурового раствора на устойчивость глин при постоянной вертикальной нагрузке, созданной в процессе формирования образца, с циркуляцией жидкости через внутреннее отверстие, а оценку — по изменению размеров отверстия в образце при отсутствии продольной деформации. Эти исследования позволили установить влияние типа и состава промывочной жидкости на скорость увлажнения образцов по радиусу.

Установлено, что при использовании глинистого раствора происходит интенсивное сужение промывочного отверстия образца, в то время как при применении ИБР и инвертной эмульсии с минерализованной водной фазой сужение практически отсутствует. Скорость сужения отверстия при контакте с водой в 6 раз больше, чем при контакте с обратной эмульсией. На скорость сужения существенное влияние оказывает гидростатическое давление, с увеличением которого она уменьшается для всех типов раствора, особенно для глинистого раствора. При давлении 80 МПа она снижается в 5 раз.

Влияние состава раствора на скорость увлажнения и влажность глинистой породы показано в табл. 3.2. При анализе приведенных данных отмечается повышенная скорость увлажнения глинистого образца для стабилизированных растворов (рис. 3.2, кривые, 2, 3, 4) по сравнению с необработанным раствором (кривая 1). Такое отличие обусловлено свойствами реагента, в составе которого всегда имеются растворимые соли натрия (УЩР, КМЦ) и кальция (КССБ). Даже очень низкая концентрация таких солей приводит к более быстрой пропитке образца водой. Об этом свидетельствует время, в течение которого пропитывается образец. Так, если для необработанного раствора требуется 364 мин для полной

Таблица 3.2

Влияние состава раствора на скорость увлажнения v и влажность глинистой породы W

№ п/п	Радиус увлажнения, мм	Глинистый раствор			Раствор с 1 % КМЦ		
		t , мин	v , мм/мин	W , %	t , мин	v , мм/мин	W , %
1	4	21	0,192	12,1	19	0,205	8,2
2	6	55	0,108	8,5	40	0,15	7,5
3	8	138	0,058	6,2	66,1	0,12	7
4	10	200	0,05	5,2	92,3	0,108	6,5
5	12	364	0,033	4	120	0,1	6

Продолжение табл. 3.2

№ п/п	Радиус увлажнения, мм	Раствор с 3 % КССБ			Раствор с 2 % УЩР		
		t , мин	v , мм/мин	W , %	t , мин	v , мм/мин	W , %
1	4	17,2	0,233	10	16	0,25	10
2	6	31,2	0,192	9,6	32,8	0,183	9,2
3	8	47,9	0,167	9,3	51,3	0,156	8
4	10	63,3	0,158	9,8	70,9	0,141	6,8
5	12	70,9	0,141	8,8	90,2	0,133	5,2

Примечание. t — время контакта.

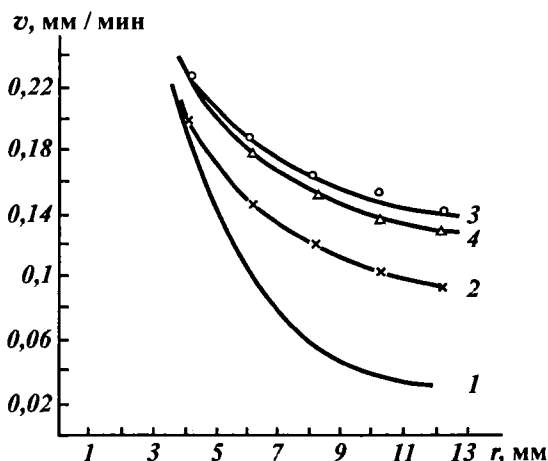


Рис. 3.2. Влияние типов растворов на скорость увлажнения глинистой породы.

Растворы: 1 — глинистый, 2 — с 1 % КМЦ, 3 — с 3 % КССБ; 4 — с 4 % УЩР; r — радиус образца

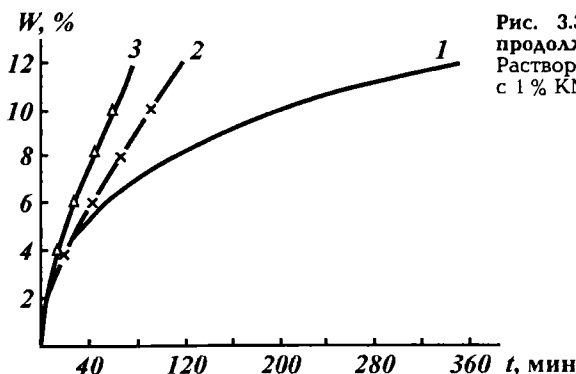


Рис. 3.3. Влияние среды на продолжительность пропитки. Растворы: 1 — глинистый, 2 — с 1 % КМЦ, 3 — с 3 % КССБ

пропитки (рис. 3.3, кривая 1), то для растворов, обработанных КМЦ и КССБ, это время составляет соответственно 120 и 71 мин (кривые 2, 3).

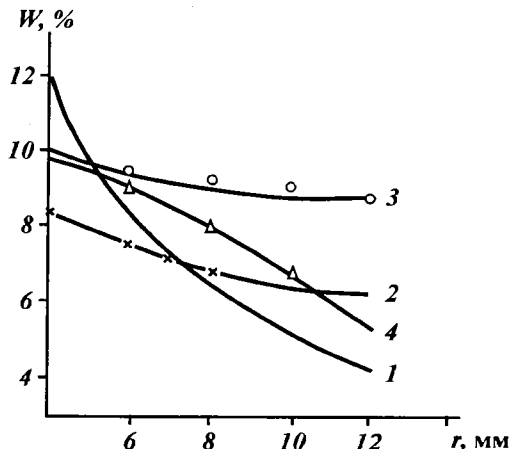
Характер изменения скорости увлажнения (см. рис. 3.2) соответствует кинетике набухания глин, т.е. в начальный момент происходит быстрое всасывание воды, сопровождающееся интенсивным набуханием, затем темп набухания глинистых частиц и их увлажнение уменьшаются. Максимальная скорость увлажнения, независимо от типа раствора и гидростатического давления, отмечается на поверхности контакта раствора с глинистой породой и резко снижается по глубине от 4 до 6 мм; далее падение скорости увлажнения замедляется. Гидростатическое давление не оказывает существенного влияния на скорость увлажнения для необработанного и обработанного УЦР растворов, а для обработанных другими реагентами скорость увлажнения уменьшается с ростом гидростатического давления.

Изменение влажности по глубине образца также зависит от типа раствора и его компонентного состава (рис. 3.4). Максимальный темп ее уменьшения (с 12 до 4–5 %) отмечается у необработанного (кривая 1) и обработанного УЦР растворов (кривая 4). Для растворов, обработанных КМЦ и КССБ, скорость снижения влажности незначительная (с 8–10 до 6–8,5 %), и влага более равномерно распространяется по глубине.

Подробное рассмотрение характера увлажнения глинистых образцов в различных условиях и средах позволяет проследить механизм деформирования их при нагружении. Этот процесс схематично изображен на рис. 3.5. На рисунке заштрихованная площадь представляет послойно (1–n — слой)

Рис. 3.4. Изменение влажности по глубине образца.

Растворы: 1 — глинистый; 2 — с 1% КМЦ; 3 — с 3% КССБ; 4 — с 2% УЩР



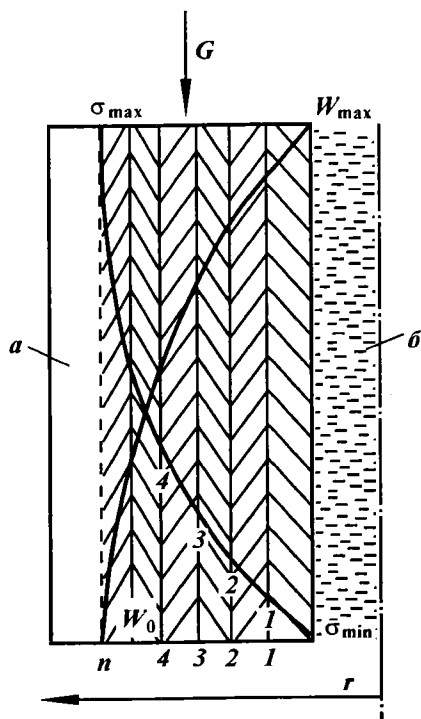
увлажненную часть образца, в которой влажность увеличивается от исходной W_0 до W_{\max} на поверхности контакта с жидкостью, а прочность увлажненной части уменьшается от σ_{\max} до σ_{\min} . Незаштрихованная зона a представляет ту оставшуюся сухой частью образца с прочностью σ_{\max} , которая в основном и воспринимает постоянную нагрузку G .

При помещении образца в испытываемую жидкость b (или при прокачивании ее через образец) происходит довольно быстрое увлажнение первого контактного слоя. Этот слой под действием гидратационных напряжений разупрочняется и теряет связь с неувлажненной массой образца. Сечение сухого образца уменьшится на глубину увлажнения. Отмеченная деформация характеризует свойства не всего образца, а только, в основном, непрогидратированной части, так как прогидратированная практически не обладает прочностью. По мере увлажнения потеря прочности будет быстро нарастать по радиусу r , и к моменту полной пропитки образец будет представлять собой цилиндрическое тело, у которого влажность изменяется послойно — от большей (на контакте с жидкостью) до минимальной (на определенном удалении по радиусу, характерном для данной глинистой породы). Площадь сухой части образца по мере увлажнения уменьшается и при постоянной нагрузке удельное давление увеличивается пропорционально уменьшению площади, что приводит к ускоренной деформации.

Таким образом, в этих испытаниях фиксируется прочность недоувлажненной части, а все физико-химические процессы взаимодействия жидкости с глинистой породой оста-

Рис. 3.5. Схема увлажнения и потери прочности образца при контакте с жидкостью.

r — радиус образца; σ_{\max} — прочность неувлажненного образца; σ_{\min} — остаточная прочность после увлажнения; W_0 — начальная влажность образца; W_{\max} — максимальная влажность на поверхности контакта с жидкостью; G — нагрузка на образец; a — сухая, непрогидратированная зона образца; b — модельная жидкость; 1, 2, 3, 4, ..., n — увлажненные слои



ются вне поля зрения исследователя; к тому же из-за неидентичности свойств искусственных образцов натуральным проникновением жидкости протекает очень быстро.

В естественных условиях все происходит значительно сложнее, в первую очередь из-за высокой плотности, наличия влажности, горного, порового и гидростатического давлений, температуры, типа структурных связей и т.д. Невыполнение одного из этих факторов при исследовании устойчивости глинистых пород приведет к получению неправильных результатов.

Анализ описанных методов оценки устойчивости глин по деформационным характеристикам при взаимодействии с буровыми растворами показывает, что результаты не всегда согласуются с теорией физико-химической механики и практикой бурения. По-видимому, только имитация горного давления при приготовлении искусственных образцов, горного и гидростатического давлений в процессе эксперимента не достаточна для получения адекватных свойств глинистой поро-

ды, условий ее залегания и поведения при вскрытии скважиной. Замена радиального напряжения вертикальной нагрузкой и регистрация вертикальной деформации не позволяют воспроизводить те процессы, которые имеют место в скважине.

Исследование характера взаимодействия глинистых пород с буровыми растворами и распределения напряжений в условиях сложно-напряженного состояния на естественных образцах-кернах практически невозможно из-за непредставительности их по разрезу. Поэтому исследования по выявлению механизма потери устойчивости и решению вопроса ее повышения необходимо проводить на искусственных образцах, приготовленных с учетом естественного процесса формирования свойств глинистых пород.

При подготовке их необходимо, прежде всего в условиях постоянно меняющейся термобарической обстановки, имитировать процесс седиментационно-гравитационного уплотнения из суспензии глины в воде с постоянным отжатием последней до состояния, характерного для глинистых пород на заданной глубине, с формированием порового давления. При этом образцы не должны извлекаться из матрицы, а оставаться под теми нагрузками, которые были приложены. В процессе эксперимента нагрузки изменяются в необходимых сочетаниях, создавая различные условия нагружения и фиксируя напряжения и деформацию по различным плоскостям. В ходе эксперимента должен быть обеспечен контакт жидкости со стенкой скважины, как статический, так и динамический, и возможность изучения физико-химических изменений образца по глубине и в растворе. Такая методика и соответствующее оборудование описаны в работе [53].

В результате анализа методов оценки устойчивости глинистых пород по деформационным характеристикам становится очевидным следующее:

метод одноосной нагрузки в атмосферных условиях не отражает всей гаммы физических и физико-химических превращений в глинистой породе при взаимодействии с буровым раствором;

для комплексного изучения напряженного состояния и влияния на него бурового раствора в термобарических условиях необходимо применять метод сложной нагрузки при формировании искусственного образца и имитации условий скважины с изменением напряжений по всем плоскостям приложения нагрузки и деформации стенки скважины в широком диапазоне изменения гидростатического давления.

Исследование напряженного состояния и характера взаимодействия глинистой породы с буровым раствором в лабораторно-стендовых условиях, несомненно, позволит количественно изучить механизм потери устойчивости и прогнозировать плотность, состав и свойства бурового раствора. Все это требует продолжительных исследований и не позволяет оперативно влиять на управление устойчивостью в процессе бурения. Кроме того, многообразие глинистых минералов и их свойств, условий залегания не может быть учтено при предварительном исследовании. Поэтому актуальна задача поиска обобщенных критериев, позволяющих оперативно, с использованием текущей информации, получаемой при бурении скважины, прогнозировать устойчивость глинистых пород и управлять ею.

3.2. ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ОЦЕНКИ УСТОЙЧИВОСТИ ГЛИНИСТЫХ ПОРОД

3.2.1. МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЙ ВЗАИМОДЕЙСТВИЯ ГЛИНИСТЫХ ПОРОД С БУРОВЫМИ РАСТВОРАМИ

Существующие методы оценки характера взаимодействия буровых растворов с глинистой породой базируются на исследовании процесса гидратации по коэффициентам набухания, размокания и скорости увлажнения. Широкое распространение получил метод К.Ф. Жигача и А.Н. Ярова, учитывающий начальную пористость образца и объем иммобилизованной жидкости и оценивающий набухание по следующим показателям: коэффициент набухания K , степень набухания $K_1 = K + 1$, коэффициент поглощения жидкости K_2 , мл/г. Степень набухания K_1 показывает, во сколько раз увеличивается объем сухих частиц дисперсоида, а коэффициент K_2 — сколько жидкости набухания связывает 1 г дисперсоида (глины).

Дальнейшее развитие этот метод получил в работах В.Д. Городнова [18], давшего аналитическое решение оценки набухания и исследовавшего в огромном диапазоне и сочетаниях набухание глин в различных электролитах, химических реагентах, температурах, давлениях; он ввел понятия периода набухания τ и средней скорости набухания $w_{ср}$, определяемой как отношение K_2/τ , т.е. отражающей количество жидкости, поглощенной 1 г глины за единицу времени в среднем за весь период набухания.

Большинство исследователей, модернизируя приборы и условия эксперимента, в конечном итоге определяют основные показатели набухания K , K_1 , K_2 по методу К.Ф. Жигача и А.Н. Ярова.

К.Ф. Паус и Р.Г. Ахмадеев производили исследование степени набухания по методике А.В. Васильева с использованием приборов, разработанных К.Ф. Жигачом и А.Н. Яровым, на глинистых образцах, приготовленных в специальной фильтровальной камере. Оценку характера физико-химического воздействия различных жидкостей на глинистые породы проводили по давлению набухания и коэффициенту, количественно отражающему кинетику размокания – разрушения модельных образцов в водных растворах веществ [6].

В.А. Михеев [44] разработал систему показателей, в которую входит и коэффициент набухания K_n .

$$K_n = \left(\frac{m_w^*}{\rho} \right) \cdot 100\%, \quad (3.13)$$

где m_w^* – количество влаги, ушедшей на гидратацию глины; ρ – объемная плотность глинистых частиц образца.

А.И. Ламбия и У.М. Куралов [39] производят оценку физико-химического состояния глин при взаимодействии с жидкостями по количеству максимально поглощенной жидкости K_2 , определяемой по методике А.Ф. Лебедева, по которой количество связанной воды устанавливается высушиванием навески образца, из которого предварительно удаляется свободная вода. Определяя величину K_2 графоаналитическим методом А.Н. Ярова – В.Д. Городнова в растворах высокомолекулярного вещества, размеры молекул которых соизмеримы с размерами пор образца, они установили, что при поверхностном пленкообразовании и коагуляции устьев пор зависимость объема набухания от степени уплотнения образца становится нелинейной. Для оценки физико-химического состояния и выбора оптимального состава бурового раствора указанные авторы использовали обобщенный показатель устойчивости В.Д. Городнова, исключив показатели τ и $w_{ср}$.

Исследования взаимодействия растворов реагентов с образцами глинистых пород проводились О.К. Ангелопуло на приборе, названном трубчатым измерителем набухания. При этом измерялись величина, характеризующая набухание или усадку образца, глубина проникновения жидкости в породу и

количество влаги, впитавшейся в образец. В ряде случаев после полной пропитки отбирали и анализировали пробы жидкости, прошедшей через образец. Устанавливали также состав поровой (интермицелярной) жидкости на определенной стадии пропитки столбика глины.

Результаты исследований выражали через коэффициент скорости пропитки $K_{сп}$, являющийся функцией времени пропитки и глубины проникновения жидкости. Наибольшую скорость пропитки ($K_{сп}$) показал насыщенный раствор KCl , наименьшее значение $K_{сп}$ выявлено у раствора $MgSO_4$ [5].

Исследование процесса набухания глин как одного из важнейших факторов в оценке устойчивости глинистых пород широко применяется в зарубежной практике бурения при выборе состава буровых растворов и разработке программ бурения.

Исследуются, как правило, природные глины, отобранные из бурящихся скважин. Предусматривается комплексный подход к классификации глин по минеральному составу с помощью рентгеноструктурного и химического анализов, измерения набухания по величинам увлажнения, диспергирования глинистых частиц методом исследования их размера, времени капиллярного всасывания или фильтрации (ВКВ), индекса устойчивости (ИУС), учитывающего и набухание, и изменение прочности увлажненного образца по величине углубления пенетromетра [91].

Исследования набухания сланцев на специально созданной аппаратуре позволили установить характер линейного проникновения воды:

$$l = 0,74 \ln t - 2,5, \quad (3.14)$$

где l — расстояние от поверхности контактирования до центра, мм; t — время, мин.

Набухание сланцев перпендикулярно напластованию протекает значительно быстрее, чем вдоль него; в последнем случае оно составляет лишь 1/5 перпендикулярного. По мере поглощения воды проницаемость по воздуху сланцев уменьшается и составляет при отсутствии воды 0,17, а при содержании ее 0,89, 1,56 и 2,23 % — соответственно 0,14, 0,003 и 0,0001. Эти исследования объясняют причину некоторой устойчивости сланцев во времени в процессе бурения. На поверхности стенки, представленной сланцем, достигается некоторый уровень набухания значительно раньше, чем начинается гидратационное разрушение. И только через определенное время, когда набуханию подвергнутся значительные

слои по радиусу, возникнут условия обрушения сланца в скважину.

В условиях ограничения набухания при поглощении глиной воды формируются высокие гидратационные напряжения — давление набухания. Сопротивляемость сланцев нагрузкам уменьшается в 3,6 раза. Причем чем незначительнее изменения в содержании воды, тем драматичнее могут быть изменения в их сопротивляемости [91].

Изменение давления набухания и сопротивляемость глин гидратационному напряжению исследовались методом компенсации. Внутри образца, установленного в непроницаемую оболочку, закачивали воду и создавали давление 0,7 МПа. Для предупреждения набухания и поддержания нулевого усилия на поверхности сланца снаружи создавали гидравлическое противодавление.

Кривая на рис. 3.6 показывает изменение набухания во времени. По истечении 1 ч для поддержания прежних размеров сланца потребовалось создать внешнее давление в 7,0 МПа, а через 24 ч — уже 36,0 МПа. Это давление набухания становится заметным только при давлении на стенке модели скважины в 0,7 МПа. Разрез извлеченного образца показывает увеличение диаметра в 2,5 раза от начального. Порода со стенок "скважины" в расширившейся части оказалась тонкой, изогнутой и очень похожей на шлам породы, полученной в результате процесса термального разрушения. Но температура в процессе испытания поддерживалась постоянной и не превышала 20–22 °С. В то же время в отверстии не было ни циркуляции, ни какого-либо механического воздействия.

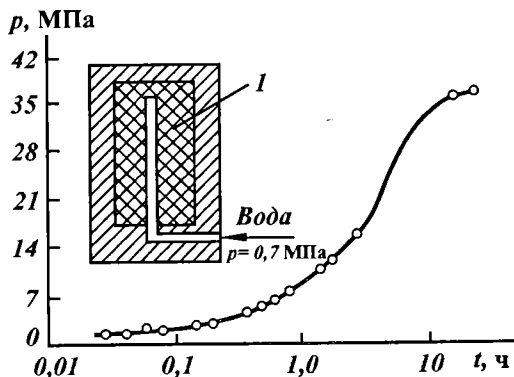


Рис. 3.6. Изменение напряжения набухания p во времени в модельном образце скважины (1 — сланец)

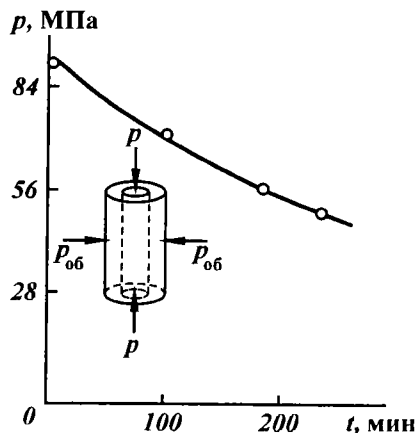


Рис. 3.7. Гидратационное разрушение сланца:

p — давление в скважине; $p_{об}$ — давление бокового обжима; t — время от начала нагружения до гидратационного разрушения

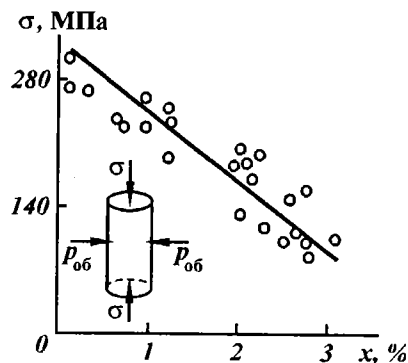


Рис. 3.8. Влияние влажности на сопротивляемость сланца:

σ — начальное напряжение разрушения; $p_{об}$ — давление бокового обжима, равное 10 МПа; x — содержание воды (по массе)

Следовательно, разрушение сланца произошло из-за гидратационного разрушения в этой иллитовой пробе.

Наряду с этим исследовалось влияние гидратации на разрыв и сопротивляемость (прочность) сланца — характеристики пород, которые часто не учитывают. На рис. 3.7 показаны результаты опытов на разрыв от гидратационных напряжений. Явление разрыва было получено под давлением набухания при соотношении осевого давления (95,2 МПа) к внутреннему (47,6 МПа) как 2:1.

Компенсирующая сопротивляемость образцов (рис. 3.8) при ограниченном давлении 47,6 МПа для высушенных образцов составила 292 МПа (0,01 % воды), а для прогидратированных — только 81,6 МПа (3 % воды). Эти исследования показали механизм гидратационного разупрочнения природных глин в процессе бурения и позволяют достаточно точно дать оценку состояния глинистых пород на стенке скважины.

Необходимость исследования большого количества типов глин и особенно запаздывание информации послужили, вероятно, причиной того, что эти методы не нашли широкого применения.

Развитие методов оценки характера взаимодействия глинистых пород с буровым раствором пошло по пути создания экспресс-методов оценки набухаемости в сочетании с другими физико-химическими методами. Для оценки стабильности образцов сланцев был разработан метод по индексу устойчивости. Индекс устойчивости сланцев SSJ (Shale Stability index), или ИУС — это показатель, отражающий изменение поверхности образцов сланцев до и после выдержки в исследуемых жидкостях. Состояние поверхности образцов оценивается по показаниям специального прибора — пенетрометра. ИУС рассчитывают по формуле:

$$\text{ИУС} = 100 - 2(H_k - H_n) - 4D, \quad (3.15)$$

где H_n и H_k — глубины проникновения по начальному и конечному (после воздействия раствора) показаниям пенетрометра, мм; D — диаметр набухшего или разрушенного образца.

ИУС — это величина, отражающая комбинированное влияние жидкости на твердость стенок модели скважины и степень эрозии или набухания образца. Большие значения ИУС означают малое проникновение воды и хорошую стабильность сланцев.

Исследования стабильности были проведены на спрессованных образцах сланцев Глен-Роуз, состоящих из монтмо-

Таблица 3.3

Индекс устойчивости глинистых пород при воздействии различных растворов

Вид обработки	Влажность, %	ИУС
Исходный образец	9,3	100
Инвертный раствор	7,2	100
К-лигнит	12,3	95
КССБ	13,5	68
Пресная вода + лигнит/лигносульфаты	20	53

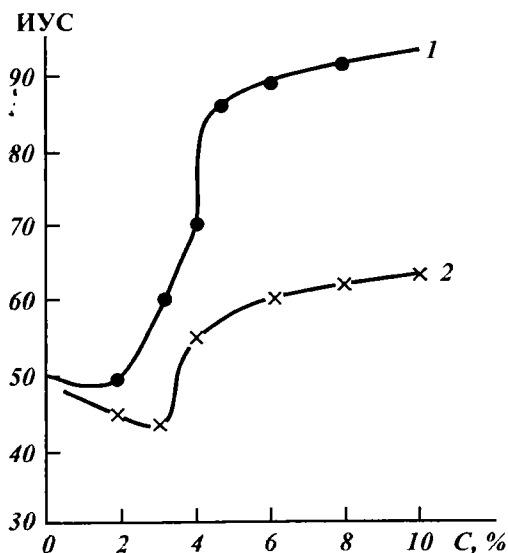


Рис. 3.9. Влияние солей на индекс устойчивости сланца:
1—2 — растворы, содержащие К-лигнит (1) и NaCl (2)

риллонита, иллита, каолинита, кварца и карбоната кальция. Результаты исследований с использованием различных типов растворов приведены в табл. 3.3, данные которой показывают, что только при использовании раствора на нефтяной основе достигается полная стабильность (ИУС-100). Применение буровых растворов с полимерными солями дает сравнительно высокое значение ИУС. Однако лучшая стабильность сланцев при относительно небольшом содержании соли была достигнута при использовании калиевых буровых растворов, особенно К-лигнита (рис. 3.9).

Приведенные результаты исследований характера взаимодействия глинистых пород с моделями фильтратов буровых растворов позволяют качественно оценить влияние последних на изменение физико-химических и физико-механических свойств увлажненных глин. Однако с их помощью затруднено прогнозирование устойчивости стенок скважины в процессе бурения (и тем более управление ею), так как эти исследования показывают, в каком направлении могут идти указанные процессы, но не учитывают степень изменения прочностных свойств и время, в течение которого эти изменения достигают критических значений, когда несущая способность глин оказывается недостаточной для сохранения устойчивости стенки скважины.

3.2.2. МЕТОДЫ ОЦЕНКИ УСТОЙЧИВОСТИ ГЛИНИСТЫХ ПОРОД

Оценка характера взаимодействия глин с буровыми растворами и их моделями по коэффициентам набухания глины сама по себе не позволяет однозначно судить об устойчивости глинистых пород на стенке скважины. Эти коэффициенты позволяют понять механизм взаимодействия бурового раствора с глиной и качественно оценить интенсивность и направленность процесса.

На основании экспериментальных работ и анализа практики бурения в неустойчивых глинистых отложениях В.Д. Городнов пришел к выводу, что устойчивость стенок скважины, сложенных глинистыми породами, в значительной мере определяется показателями набухания, величинами структурно-адсорбционных деформаций и предельного сдвига p_m образующихся систем глина — жидкость и другими факторами. Чем меньше степень набухания, его скорость и величина Δv и чем больше период набухания и величина p_m глинистой породы в водном растворе реагента по отношению к показателям в дистиллированной воде, тем более устойчива будет глинистая порода при контактировании с промывочной жидкостью на водной основе, содержащей эти реагенты такой же концентрации. Системы, снижающие величины K_2 , $w_{ср}$ и Δv и повышающие величины τ и p_m системы глина — жидкость по сравнению с показателями в воде, положительно влияют на устойчивость глинистых пород.

Для оценки влияния буровых растворов, имеющих небольшую величину водоотдачи, В.Д. Городнов ввел обобщенный показатель устойчивости C [18]:

$$w = \frac{p_{мф}}{p_{мв}} \frac{K_{2в}}{K_{2ф}} \frac{w_{ср.в}}{w_{ср.ф}} \frac{\tau_{ф}}{\tau_{в}}, \quad (3.16)$$

где индексы "ф" и "в" означают фильтрат бурового раствора и дистиллированную воду.

Учитывая, что средняя скорость набухания определяется соотношением K_2/τ , выражение для обобщенного показателя устойчивости записывается в виде

$$C = \frac{p_{мф}}{p_{мв}} \left(\frac{w_{ср.в}}{w_{ср.ф}} \right)^2. \quad (3.17)$$

Показатель устойчивости глинистых пород в зависимости от химического состава фильтрата бурового раствора может изменяться в зависимости от конкретных условий залегания

этих пород от нескольких единиц до десятков и сотен единиц. Такими значениями показателя характеризуются известковые, гипсовые, хлор-кальциевые, малосиликатные и другие буровые растворы, а также растворы, стабилизированные КМЦ и крахмалом, обладающие в условиях забоя невысокой фильтрацией. Однако несмотря на обобщенность показателя C , для правильного выбора типа ингибированного бурового раствора требуется учет состава ионообменного комплекса вскрываемых глинистых пород.

Анализ обобщенного показателя устойчивости глинистых пород C показывает его зависимость только от двух параметров: предельного напряжения сдвига $\frac{P_{\text{мф}}}{P_{\text{мв}}}$, характеризующе-

го упрочнение или разупрочнение структурных связей в искусственно приготовленном образце дисперсоида, и средней скорости набухания $w_{\text{ср}}$; при этом исключается такой важный показатель, как K_2 . С точки зрения развития физико-химических процессов в системе глина — жидкость, совершенно не безразлично, за какое время будет достигнуто максимальное набухание. Исследуя кинетику набухания разных форм монтмориллонита, В.Д. Городнов установил, что натриевая форма поглощает жидкости в 1,65 раза больше, чем кальциевая. Однако в течение первого часа кальциевый монтмориллонит связывает почти 92 % жидкости набухания, а натриевый — лишь около 34 %. В конечном равновесном состоянии кальциевый монтмориллонит поглощает 0,80 мл жидкости на 1 г глины при $w_{\text{ср}} 5,52 \cdot 10^3$, а натриевый — 2,12 мг на 1 г при $w_{\text{ср}} 1,63 \cdot 10^3$. Но ведь известно, что чем меньше глина поглощает воду, тем слабее развиваются физико-химические процессы и разрушается структура глинистой породы. С этой точки зрения, показатель средней скорости не отражает физического состояния глинистой породы и приводит, при определении показателя устойчивости, к противоречиям с общими физико-химическими взглядами и практикой бурения в неустойчивых глинах. Действительно, обобщенный показатель устойчивости для бентонита в 1%-ном растворе КМЦ-600 составляет 4,74 при значениях $\frac{w_{\text{ср.в}}}{w_{\text{ср.ф}}} = 3,02$ и

$\frac{P_{\text{мф}}}{P_{\text{мв}}} = 0,52$. В 1%-ном растворе хлористого кальция отноше-

ние $\frac{P_{\text{мф}}}{P_{\text{мв}}} = 7,91$, а показатель устойчивости только 1,67. При добавке 1 % CaCl_2 в 1%-ный раствор КМЦ-600 показатель устойчивости составляет лишь 2,57 по сравнению с чистым КМЦ-600 при $\frac{P_{\text{мф}}}{P_{\text{мв}}} = 3,91$, а с 2 % силиката натрия $C = 14,92$ при $\frac{P_{\text{мф}}}{P_{\text{мв}}} = 4,29$ и $\frac{w_{\text{ср.в}}}{w_{\text{ср.ф}}} = 1,87$ (табл. 3.4).

Казалось бы, что чем больше прочность структуры глинистого образца, тем больше его устойчивость. Но условная скорость нивелирует и заглушеывает этот процесс и приводит к ошибочным выводам.

Многолетняя практика применения ингибированных буровых растворов, таких как кальциевый, кальциевый с известью, калиевый, известково-калиевый, бариевый, гипсо-калиевый, алюмо-калиевый, показывает высокую эффективность их в отношении предупреждения возникновения осложнений в неустойчивых глинах и стабилизации ствола. Обобщенный показатель устойчивости для растворов этих реагентов имеет самые низкие значения. Так, для 1%-ного раствора гидроксида кальция обобщенный показатель C составляет 2,71, для раствора гидроксида бария — 0,22, хлорида калия — 1,26 (при 5 % KCl — лишь 0,84), хлорида кальция — 1,35, калиево-алюминиевых квасцов — 0,054 и только для силиката натрия C достигает 42–62. Аналогичная картина наблюдается и при сравнении обобщенного показателя устойчивости растворов, обработанных реагентами.

Таблица 3.4

Влияние химических реагентов на изменения обобщенного показателя устойчивости бентонита (по В.Д. Городнову)

Реагенты	Обобщенный показатель устойчивости C	Отношение показателей набухания и p_m для воды и модельной жидкости			
		$\frac{K_{2в}}{K_{2ф}}$	$\frac{z_{\text{ф}}}{z_{\text{в}}}$	$\frac{w_{\text{ср.в}}}{w_{\text{ср.ф}}}$	$\frac{P_{\text{мф}}}{P_{\text{мв}}}$
1 % КМЦ-600	4,74	1,46	2,08	3,02	0,52
1 % КМЦ-600 + + 2 % Na_2SiO_3	14,92	1,59	1,17	1,87	4,29
1 % КМЦ 600 + + 1 % CaCl_2	2,57	1,70	0,50	0,81	3,91
1 % КССБ-2	1,21	1,49	0,67	1,05	1,10
1 % CaCl_2	1,67	1,68	0,28	0,47	7,91
1 % гипана	0,78	0,59	2,08	1,23	0,44

Примечание. z — период набухания.

На величину обобщенного показателя устойчивости огромное влияние оказывает гидростатическое давление и особенно температура. При изменении гидростатического давления от 0 до 50 МПа обобщенный показатель для малосиликатного раствора, обработанного КМЦ-600, изменяется от 221 до 11, а при температуре 100–150 °С составляет 8,1 и 4,9, т.е. уменьшается более чем в 20 раз. Для высококальциевого раствора (ВКР), обработанного КМЦ-600, это влияние меньше — не более 10 раз. Эти примеры показывают, что условия среды взаимодействия (p и T) изменяют скорость протекания процесса набухания в кратное число раз, хотя количество поглощенной жидкости снижается при этом в 1,5–2 раза, прочность структуры варьирует незначительно при росте давления и уменьшается при повышении температуры в 1,5–2 раза.

Таким образом, оценка устойчивости глинистых пород по коэффициентам набухания и обобщенному показателю устойчивости дает качественную характеристику процесса взаимодействия бурового раствора и его фильтрата с этими породами и не отражает физико-химическое состояние их на стенке скважины.

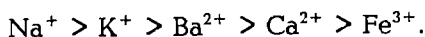
Несмотря на указанные недостатки, оценка устойчивости глинистых пород по коэффициентам набухания нашла широкое распространение и во многих случаях является основным критерием при выборе состава бурового раствора для предупреждения осложнений из-за осыпей, обвалов неустойчивых глин.

В.С. Войтенко [14] провел сравнительные исследования влияния показателей набухания, обобщенного показателя устойчивости В.Д. Городнова с коэффициентом устойчивости χ по формуле

$$\chi = \frac{1}{\epsilon_p} \frac{t_\phi}{t_a}, \quad (3.18)$$

где ϵ_p — абсолютная продольная деформация образца за время испытания в среде растворов; t_ϕ — время испытания образца в растворе; t_a — время от момента нагрузки до разрушения образца в дистиллированной воде.

Анализ результатов исследований показывает большое влияние электролитов на коэффициент устойчивости, который уменьшается с увеличением валентности катионов:



Кроме того, по данным В.С. Войтенко [14], коэффициент устойчивости χ увеличивается с увеличением исходной влажности, а также от количества воды, которое поглощает 1 г глины — K_2 . Эти результаты не соответствуют основным положениям физико-химической механики дисперсных систем, по которым валентность катионов на процесс гидратации влияет в обратном порядке, а структурно-механическая прочность и, следовательно, устойчивость глин уменьшаются с увеличением влажности.

Предложенный метод оценки устойчивости глинистых пород и выбора типа и состава раствора по деформационным характеристикам не отражает в полном объеме физико-химических процессов потери устойчивости глин и не может рекомендоваться к практическому применению.

А.Ф. Уснин [82] предложил способ выбора бурового раствора для бурения в неустойчивых глинистых породах путем измерения предельного напряжения сдвига в системе глинистая порода — жидкость и показателей набухания, используя обобщенный показатель устойчивости В.Д. Городнова.

Для глинистых пород с коагуляционным типом структурных связей формула будет

$$C_1 = \frac{p_{мв}}{p_{мж}} \left(\frac{z_{ж}}{z_{в}} \right)^2, \quad (3.19)$$

а для глинистых пород с конденсационно-кристаллизационным типом структурных связей она такова:

$$C_2 = \frac{K_{2в}}{K_{2ж}} \left(\frac{z_{ж}}{z_{в}} \right)^2, \quad (3.20)$$

где C_1 и C_2 — обобщенные показатели устойчивости; $p_{мв}$ и $p_{мж}$ — предельное напряжение сдвига системы жидкость — порода для воды и модельной жидкости соответственно; $K_{2в}$ и $K_{2ж}$ — коэффициенты, показывающие, сколько жидкости набухания, мл, связывает 1 г глины; $z_{ж}$ и $z_{в}$ — время набухания в жидкости и в воде соответственно.

В этом случае априори принимается, что для увеличения коэффициента устойчивости глин период набухания в модельной жидкости должен быть больше, а K_2 и p_m меньше, чем при набухании в воде. В то же время известно, что при набухании глин в растворах электролитов время набухания резко сокращается, а p_m возрастает. В этом случае коэффициенты C_1 и C_2 должны уменьшаться, и растворы с такими показателями могут рекомендоваться к применению. Практи-

ка применения ингибирующих растворов не подтверждает этих выводов.

В качестве показателя оценки влияния растворов на устойчивость глинистых пород А.И. Пеньков и А.А. Пенжоян [60] предложили использовать увлажняющую способность растворов, комплексно учитывающую, с их точки зрения, влияние капиллярной пропитки, диффузии, осмотического массопереноса, ионного и полимерного ингибирования на процесс гидратации и диспергирования глинистых пород по начальной скорости увлажнения v_0 , %/ч. В результате обработки экспериментальных данных получено уравнение, характеризующее связь между скоростью увлажнения v , начальной скоростью v_0 и временем увлажнения τ .

В качестве показателя для оценки влияния растворов на устойчивость глинистых пород используют начальную скорость увлажнения:

$$v_0 = \frac{v}{\tau^b},$$

где $b = -0,348$ — коэффициент, не зависящий от среды.

Скорость увлажнения существенно зависит от начальной влажности и предварительного давления, температуры. При увеличении исходной влажности от 5 до 12 % начальная скорость увлажнения уменьшается с 17,38 до 8,75 %/ч.

Увеличение температуры приводит к росту v_0 от 8,4 %/ч при $T = 20^\circ\text{C}$ до 24,0 %/ч при $T = 150^\circ\text{C}$ для 0,65%-ного раствора М-14. Совершенно очевидно, что увеличение предварительного уплотнения должно снижать начальную скорость увлажнения, однако приведенные данные не позволяют однозначно оценить это влияние, так как в модельную жидкость, при которой определялось влияние уплотнения, добавлено 10 % КСл, что само по себе изменяет скорость увлажнения. Поэтому приведенные соотношения $v_0 = f(p_{\text{упл}})$ требуют уточнения.

Оценка ингибирующей способности раствора по критерию начальной скорости увлажнения и деформации глинистых образцов практически не отличается от ранее рассмотренных — та же зависимость увеличения деформации от скорости увлажнения и главным образом от способности реагентов-стабилизаторов отдавать свободную воду. Так, для 1%-ных растворов гипана и КССБ скорость увлажнения равна 0,216 и 0,5 %/ч и соответственно деформация составляет 0,231 и 0,5 мм, что хорошо согласуется с результатами многочисленных исследований [14, 69]. Выбор же критерия ско-

рости через проценты не имеет никакого физического смысла. Кроме того, оценка увлажняющей способности раствора осуществляется на предварительно увлажненной глине, что исключает одну из стадий гидратации. Фиксируется только конечная стадия, на которой поглощается в основном растворитель, вода.

Анализ рассмотренных методов оценки устойчивости глин и пород показывает, что все они основаны на измерении деформаций глинистого образца, объемного или линейного набухания, диспергирования, прочности структуры в зависимости от количества и скорости поглощения жидкости из среды взаимодействия. По изменению этих показателей дается оценка степени влияния того или иного раствора на интенсивность гидратационных процессов, определяется состав раствора, при котором это влияние уменьшается. Однако определить, какой из них наиболее эффективен, не представляется возможным.

Для всех рассмотренных методов оценки устойчивости глинистых пород при взаимодействии с буровыми растворами основным критерием является скорость увлажнения, с уменьшением которой связывается повышение показателя устойчивости. Для расчета этого критерия используются усредненные показатели набухания и структурно-механической прочности всего процесса увлажнения. Процесс же увлажнения глинистого образца происходит неравномерно в течение всего времени контакта с жидкостью. При этом на каждой стадии набухание протекает с различной скоростью, сопровождается качественно и количественно различными физико-химическими процессами и по-разному влияет на структурно-механическую прочность глин. Поэтому оценка устойчивости глин при взаимодействии с буровыми растворами по определенным соотношениям всех показателей набухания и прочности мало обоснована, поскольку произвольно суммируются показатели, характеризующие разные процессы.

Устойчивость же любой породы, в том числе и глинистой, определяется ее сопротивляемостью возникающим напряжениям от действия внешних сил и уменьшается по мере разрушения от воздействия воды при постоянном нагружении. Изменение структурно-механической прочности глинистой породы является количественным выражением результатов гидратации глинистых частиц, которая контролируется и может управляться по коэффициентам набухания. В этом смысле при оценке влияния бурового раствора на показатели

набухания целесообразнее говорить о его ингибирующей способности, а устойчивость определять по результатам изменения прочности на каждой стадии набухания.

· Таким образом, оценка устойчивости глинистых пород на стенке скважины должна предусматривать компенсацию сил от горного давления и компенсацию или управление гидратационными напряжениями, возникающими в глинистых породах при взаимодействии с буровым раствором, т.е. необходимо определить:

оптимальную плотность раствора, при которой возникающие напряжения компенсируются гидростатическим давлением бурового раствора;

изменение прочности глинистой породы при взаимодействии с буровым раствором;

ингибирующую способность растворов.

Комплексное решение этих взаимосвязанных и взаимозависимых факторов позволит обеспечить устойчивость глинистых пород при бурении скважин.

КРИТЕРИИ УСТОЙЧИВОСТИ ГЛИНИСТЫХ ПОРОД НА СТЕНКЕ СКВАЖИНЫ

4.1. УСЛОВИЯ УСТОЙЧИВОСТИ ГЛИНИСТЫХ ПОРОД НА СТЕНКЕ СКВАЖИНЫ

Для обеспечения устойчивости ствола необходимо поддерживать баланс между неконтролируемыми (напряжения на стенке скважины, прочность пород, поровое давление) и контролируемыми факторами (гидростатическое давление жидкости в стволе скважины, состав и свойства бурового раствора).

Основываясь на причинно-следственной связи естественных процессов, протекающих на глубине, и учете физических законов, действующих в этих условиях, рассмотрим формирование силового поля на стенке сложенной глинистой породой скважины, в результате дисбаланса которого возникают условия потери устойчивости.

Формирование свойств глинистых пород происходит в условиях седиментационно-гравитационного уплотнения в тесной связи со всеми процессами, происходящими в породе на различных этапах геологической истории. На момент вскрытия скважиной они обладают определенными, приобретенными в ходе этих процессов свойствами, которые не изменяются в течение всего времени строительства скважины, поскольку оно бесконечно мало по сравнению с геологическим временем. Поэтому можно считать, что в момент вскрытия глинистые породы сохраняют упругие свойства, отражающие весь процесс формирования и распределения внутренних напряжений от веса горных пород, когда они находились в виде суспензии, в пластичном состоянии и в виде твердого тела. В процессе строительства скважины гравитационная сила остается постоянной, и напряжения в массиве от этой силы в данный момент также не изменяются во времени. Изменяется характер их распределения и, главным

образом, физико-механические и физико-химические свойства пород — влажность, механическая прочность и т.д. Одновременно возникают условия проявления тех сил, которые выведены из равновесия. Очевидно, что при компенсации всех напряжений, которая может быть обеспечена раствором плотностью, эквивалентной средневзвешенной плотности пород, и определенной физико-химической средой — нейтральной или ингибирующей проходимость породы, не возникает условий для нарушения целостности породы и ее обрушения. Такие условия в скважине соответствуют устойчивому состоянию горной породы на стенке скважины и являются точкой отсчета, равной единице. Всякое отклонение факторов от заданных условий приведет к изменению устойчивости как в сторону ее понижения, так и в сторону повышения. Такое состояние можно выразить через обобщенный показатель устойчивости, отражающий изменение внутренних сил и влияние среды на свойства пород [48].

Во всех случаях определение устойчивости базируется на рассмотрении действия горного давления, проявляющегося при проводке скважины через напряжения на стенке, и прочностных свойств горных пород. Длительная устойчивость стенок скважины может быть обеспечена при условии, что прочность слагающих их пород выше суммы действующих напряжений, а максимальная устойчивость — при полной компенсации последних. При этом сумма действующих напряжений ΣR в процессе строительства скважины практически остается неизменной, а величина прочности глинистой породы изменяется во времени от начальной σ_0 , характерной для данных условий, до прочности увлажненной породы σ_w .

Очевидно, что управляя этими факторами в определенных соотношениях друг с другом, можно обеспечить устойчивость стенки скважины. Учитывая многообразие глинистых пород, их свойств и напряжений, выразим эти соотношения через безразмерный коэффициент устойчивости K_y :

$$K_y = \frac{|\sigma_w| - |\Sigma R|}{|\sigma_0|}, \quad (4.1)$$

где ΣR — сумма напряжений от внутренних (вес горных пород, поровое давление) и внешних (гидростатическое давление бурового раствора, гидродинамический перепад давления) сил, действующих на стенку скважины.

Анализ этого соотношения показывает, что при полной компенсации всех сил, действующих на стенку скважины,

$\Sigma R = 0$, устойчивость глинистой породы определяется только ее прочностью:

$$K_y = K_{vy} = \frac{\sigma_w}{\sigma_0}, \quad (4.2)$$

где K_{vy} — коэффициент водоустойчивости глинистых пород.

Максимальная устойчивость ($K_y = 1$) может быть достигнута, если глинистая порода к тому же не подвергается физико-химическому разупрочнению ($\sigma_w = \sigma_0$). В том случае, если $|\Sigma R| = |\sigma_w|$, коэффициент устойчивости равен нулю ($K_y = 0$), а глинистая порода на стенке скважины будет находиться в неустойчивом равновесии.

Одним из условий устойчивости является равновесие всех сил, действующих на стенку скважины как со стороны массива, так и со стороны скважины (рис. 4.1). При этом следует учитывать, что силы действуют на стенку скважины, сложенную практически непроницаемой глинистой породой. В этом случае ввиду затрудненной фильтрации флюида, характерной для глинистых пород, которые являются упорами для движения любого флюида, поровое давление, рассеиваясь со скоростью $1 \cdot 10^{-9} - 1 \cdot 10^{-12}$ см/с [17], существенно влияет на распределение сил, действующих на стенку скважины.

Эта особенность глинистых пород обусловлена тем, что их частицы сцементированы одна с другой коллоидными

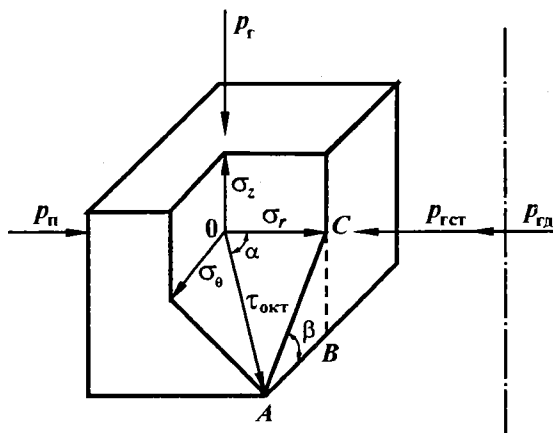


Рис. 4.1. Схема сил, действующих на элементарный объем стенки скважины, сложенной глинистой породой:

σ_z , σ_θ и σ_r — вертикальное, тангенциальное и радиальное нормальные напряжения; $\tau_{окт}$ — октаэдрические касательные напряжения; α — угол между радиальным и касательным напряжениями

пленками различных химических соединений, образующими своеобразный водонепроницаемый каркас, формирующими систему, в которой и вода, и скелет находятся в состоянии упругого объемного сжатия [21]. В этом случае в передаче давления от одной точки объема породы к другой принимают участие частицы скелета породы и вода. Переход в дренированное состояние вследствие бурения скважины делает возможным возникновение деформаций в породе и разделение скелета и воды с удалением (или поглощением) избытка наиболее подвижной ее части. Перемещающаяся вода передает давление на частицы в направлении действия всех напряжений, в том числе и радиального. Такое действие порового давления должно быть учтено при составлении уравнения равновесия сил, действующих на стенку. Принимая во внимание, что поровое и гидростатическое давления не зависят от ориентации площадки при суммировании их с напряжениями, действующими на площадки, возможно обычное алгебраическое сложение:

$$R = \lambda p_r + p_n - p_{гст} \pm p_{гд}, \quad (4.3)$$

где λ — коэффициент бокового давления; $p_r = g\rho_{св}H$ — давление веса горных пород, МПа; $p_n = g\rho_n H$ — давление поровой жидкости, МПа; $p_{гст} = g\rho H$ — гидростатическое давление столба бурового раствора, МПа; $p_{гд}$ — гидродинамический перепад давления потока бурового раствора, МПа; $\rho_{св}$ — средневзвешенная плотность горных пород на данной глубине, г/см³; ρ_n — градиент порового давления, эквивалентный плотности бурового раствора, г/см³; ρ — эквивалентная плотность бурового раствора, г/см³; H — глубина, м.

Изменение любой составляющей равенства создает потенциальные условия для потери устойчивости. При компенсации напряжений от горного и порового давлений гидростатическим столбом бурового раствора ($\lambda p_r + p_n - p_{гст} = 0$) устойчивость стенки скважины в процессе бурения и проведения технологических операций будет зависеть от соотношения величин прочности породы и гидродинамического перепада давлений $p_{гд}$, т.е.

$$K_y = \frac{\sigma_w \pm p_{гд}}{\sigma_0}. \quad (4.4)$$

Стенка скважины в этом случае будет устойчива, если прочность увлажненной глинистой породы будет больше гидродинамических перепадов давления.

$$\sigma_w > p_{гд}. \quad (4.5)$$

Гидродинамический перепад давлений неизбежно возникает при проведении технологических операций, связанных с бурением, величина его зависит от реологических свойств и скорости потока раствора в скважине и регулируется технологическими и физико-химическими методами, подробно изложенными в многочисленных публикациях.

Таким образом, основными факторами, регулируя которые можно управлять устойчивостью глинистых пород, являются:

гидростатическое давление столба бурового раствора, компенсирующее силы горного и порового давлений, определяемое плотностью раствора;

прочность глинистой породы, изменяющаяся во времени при взаимодействии с буровым раствором: $\sigma_0 \rightarrow \sigma_w = f(\tau)$.

Для оценки влияния этих факторов на устойчивость глинистых пород проведены исследования распределения сил на стенке скважины с целью определения оптимальной плотности раствора и характера физико-химического воздействия раствора на прочность глинистых пород.

4.2. ФИЗИКО-МЕХАНИЧЕСКИЕ КРИТЕРИИ УСТОЙЧИВОСТИ СТЕНКИ СКВАЖИНЫ, СЛОЖЕННОЙ ГЛИНИСТЫМИ ПОРОДАМИ

Рассматривая действие сил на элементарный объем породы в стенке скважины как сплошной среды, нетрудно установить, что наиболее опасными являются силы порового давления и горизонтальная составляющая горного давления, учитывающего влияние всего тензора напряжений. Наиболее полно это отражается октаэдрическими касательными напряжениями октаэдрической теории прочности, учитывающей пространственное напряженное состояние породы по октаэдрическим площадкам, равнонаклонным к плоскостям главных напряжений.

Для данной глубины залегания элементарного объема породы и данного времени строительства скважины и рассмотрения действия сил составляющие горного давления, в том числе $\tau_{\text{окт}}$, будут постоянными, характерными для данных, уже сложившихся условий, в которых $\tau_{\text{окт}}$ будет определяться только значениями напряжений (σ_z ; σ_θ ; σ_r).

Касательные напряжения на эти площадки по решениям общей механики сплошных сред будут равны

$$\tau_{\text{окт}} = \frac{1}{3} \sqrt{(\sigma_z - \sigma_r)^2 + (\sigma_r - \sigma_\theta) + (\sigma_\theta - \sigma_z)}. \quad (4.6)$$

Главные нормальные напряжения, действующие в стенке скважины, заполненной буровым раствором, получены С.Г. Лехницким в виде

$$\sigma_z = -g\rho_{св}H;$$

$$\sigma_\theta = g\,2\lambda\rho_{св}H + g\rho_p H; \quad (4.7)$$

$$\sigma_r = -g\rho_p H,$$

где σ_z — вертикальное нормальное напряжение от веса вышележащих пород; σ_θ — тангенциальное нормальное напряжение; σ_r — радиальное нормальное напряжение; λ — коэффициент бокового давления; g — ускорение свободного падения; $\rho_{св}$ — средневзвешенная плотность горной породы; ρ_p — плотность бурового раствора.

В приведенном решении неизвестной является величина коэффициента бокового давления в массиве. Для глинистых пород эта величина определяется особенностями формирования их свойств — от жидкой консистенции через пластическое до упруго-хрупкого состояния в условиях длительного всестороннего сжатия. Распределение напряжений в этом случае соответствовало гидростатическому, и так как оно не разрушалось, то и фиксировалось на каждой стадии перехода из одного состояния в другое. Следовательно, коэффициент бокового давления в глинистых породах зависит от геолого-литологической истории их образования, от пластических свойств, проявляющихся под нагрузкой, при этом не столько от существующих в настоящее время, сколько от существовавших в процессе образования массива. Сохранению гидростатического распределения способствовала релаксация касательных напряжений в течение геологического времени. В этих условиях коэффициент бокового давления $\lambda \rightarrow 1$. Поэтому на основании общих соображений о постепенном нарастании прочности осадочных пород в процессе седиментации и гравитационного уплотнения можно утверждать, что коэффициент бокового давления в массиве в подавляющем большинстве случаев должен быть близким к единице. При коэффициенте бокового давления, равном единице, предусматриваются более жесткие требования к определению условий устойчивости глинистых пород на стенке скважины.

Тогда формулы напряжения на стенке скважины примут следующий вид:

$$\sigma_z = -0,1\rho_{св}H; \sigma_\theta = 0,2\rho_{св}H + 0,1\rho_p H; \sigma_r = -0,1\rho_p H. \quad (4.8)$$

Подставляя значения σ_z , σ_θ , σ_r в формулу (4.6), сделав проекцию $\tau_{\text{окт}}$ на горизонтальную ось и произведя несложные преобразования, получим значение горизонтального усилия $\tau'_{\text{окт}}$, действующего в сторону скважины:

$$\tau'_{\text{окт}} = 0,0815(\rho_{\text{св}} - \rho_p)H \cos \alpha, \quad (4.9)$$

где α — угол между октаэдрическим касательным напряжением и радиальной осью.

Выразив слагаемые формулы (4.3) через их физические значения, получим условие компенсационного равновесия стенки скважины:

$$R = 0,0815(\rho_{\text{св}} - \rho_p)H \cos \alpha + 0,1\rho_n H - 0,1\rho_p H \pm p_{\text{га}}. \quad (4.10)$$

В условиях отсутствия гидродинамического перепада давления ($p_{\text{га}} = 0$), т.е. в статическом состоянии, величина результирующего напряжения — назовем его остаточным — будет равна

$$R = [a\rho_{\text{св}} + 0,1\rho_n - (0,1 + a)\rho_p]H, \quad (4.11)$$

где $a = 0,0815 \cos \alpha$.

При условии полной компенсации всех напряжений на стенке скважины, т.е. при $R = 0$, можно определить предельную плотность раствора $\rho_{\text{пр}}$:

$$\rho_{\text{пр}} = \frac{a\rho_{\text{св}} + 0,1\rho_n}{0,1 + a}. \quad (4.12)$$

Предельная плотность раствора при данных значениях $\rho_{\text{св}}$ и ρ_n находится в прямой зависимости от угла наклона касательного напряжения $\tau_{\text{окт}}$ к горизонтальной оси σ_r . В свою очередь, этот угол определяется соотношениями σ_z , σ_θ , σ_r , причем определяющим является вертикальное напряжение σ_z , прямо зависящее от веса вышележащих пород и являющееся первопричиной возникновения всех остальных напряжений. При этом будем иметь в виду, что проявление порового давления компенсируется гидростатическим давлением раствора плотностью, эквивалентной градиенту порового давления, т.е. $\rho_n = \rho_p$. Тогда, рассматривая треугольники ABC и AOC (см. рис. 4.1), после соответствующих подстановок и преобразований получим значение угла α :

$$\operatorname{tg} \alpha = \frac{\rho_{\text{св}}}{\rho_n \sin \beta}; \quad (4.13)$$

$$\operatorname{tg} \beta = \frac{\rho_{\text{св}}}{2\rho_{\text{св}} - \rho_n}.$$

Анализ формул (4.13) показывает, что проекция касательных напряжений на горизонтальную ось зависит только от средневзвешенной плотности пород $\rho_{св}$ и градиента порового давления $\rho_{п}$.

В табл. 4.1. приведены значения коэффициента α в зависимости от средневзвешенной плотности пород и градиента порового давления. Это позволяет достаточно быстро определить плотность раствора и остаточные напряжения на стенке скважины.

Плотность раствора, при которой стенка скважины, сложенная глинистой породой, находится в равновесном состоянии, определяется только соотношениями таких физических величин, как средневзвешенная плотность породы и градиент порового давления, и только косвенно через $\rho_{св}$ зависит от глубины залегания этой породы. Это означает, что плотность раствора практически будет одинаковой для разных глубин, если на этих глубинах градиент порового давления одинаков. Остаточные же напряжения в случае отклонения плотности раствора ρ_p от предельного значения будут увеличиваться с глубиной. Такое представление о связи предельной плотности раствора с $\rho_{св}$ и $\rho_{п}$ соответствует физическому смыслу формирования порового давления и распределения напряжений между скелетом горной породы и защемленным в ее порах флюидом [83, 4, 22].

На рис. 4.2 показана зависимость предельной плотности раствора от градиента порового давления при различных значениях средневзвешенной плотности $\rho_{св}$. Анализ этих данных показывает, что предельная плотность раствора превышает градиент порового давления в диапазоне значений от 1 до 1,4 г/см³ на 16–17 % и по мере увеличения $\rho_{п}$ эта разница уменьшается, а при $\rho_{пр} \rightarrow \rho_{п}$ равна нулю. Такие величины отклонений соответствуют коэффициентам увеличения плотности раствора от градиента пластового давления, выработанным на основе многолетней практики бурения в различных горно-геологических условиях и применяемым при проектировании строительства скважин.

При бурении скважин до 1200–1500 м коэффициент превышения составляет 10–15 %, до 2500 м — 10 %, а глубже — от 7 до 4 %. При таких значениях плотности раствора создается некоторая репрессия и обеспечивается равновесие системы скважина—пласт. Остаточные напряжения при этом или равны нулю (т.е. полная компенсация), или их величины составляют незначительную долю от прочности породы. В таком случае разрушение породы, как отмечено выше, не

Таблица 4.1

Значения коэффициента α ($\alpha = 0,0815 \cos \alpha$)

Градиент порового давления, $\Gamma/\text{см}^3$	Средневзвешенная плотность пороа, $\Gamma/\text{см}^3$									
	2	2,1	2,2	2,3	2,35	2,4	2,5	2,6	2,7	
1,0	0,0212	0,0210	0,0198	0,0198	0,0185	0,0181	0,0173	0,0163	0,0153	
1,1	0,0246	0,0232	0,0222	0,0212	0,0207	0,0202	0,0192	0,0182	0,0173	
1,2	0,0266	0,0256	0,0244	0,0233	0,0227	0,0222	0,0212	0,0201	0,0192	
1,3	0,0290	0,0279	0,0266	0,0255	0,0249	0,0244	0,0233	0,0222	0,0212	
1,4	0,0314	0,0303	0,0292	0,0277	0,0271	0,0265	0,0253	0,0241	0,0230	
1,5	0,0340	0,0326	0,0312	0,0300	0,0293	0,0287	0,0274	0,0261	0,0249	
1,6	0,0363	0,0350	0,0335	0,0322	0,0313	0,0307	0,0295	0,0280	0,0268	
1,7	0,0388	0,0373	0,0358	0,0344	0,0336	0,0328	0,0314	0,0300	0,0287	
1,8	0,0412	0,0396	0,0380	0,0367	0,0358	0,0350	0,0335	0,0319	0,0306	
1,9	0,0438	0,0420	0,0403	0,0388	0,0380	0,0372	0,0355	0,0339	0,0325	
2,0	0,0461	0,0440	0,0426	0,0410	0,0401	0,0393	0,0376	0,0359	0,0344	
2,1	0,0486	0,0468	0,0450	0,0433	0,0423	0,0414	0,0398	0,0379	0,0363	
2,2	0,0509	0,0491	0,0472	0,0455	0,0445	0,0435	0,0418	0,0398	0,0381	
2,3	0,0535	0,0515	0,0495	0,0477	0,0466	0,0456	0,0438	0,0418	0,0401	
2,4	0,0559	0,0538	0,0517	0,0499	0,0489	0,0479	0,0460	0,0438	0,0420	

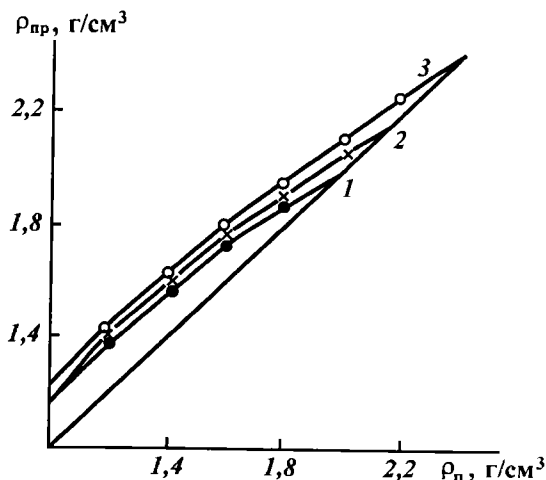


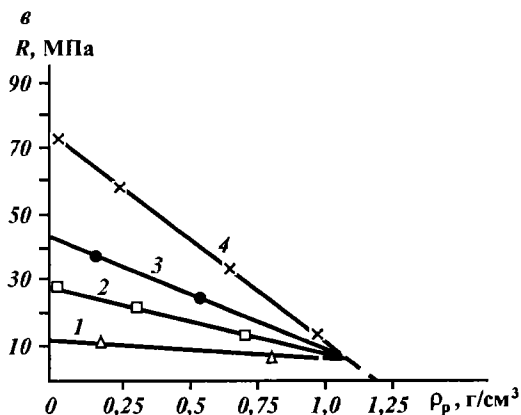
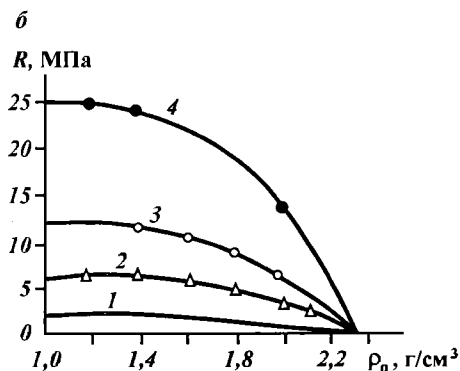
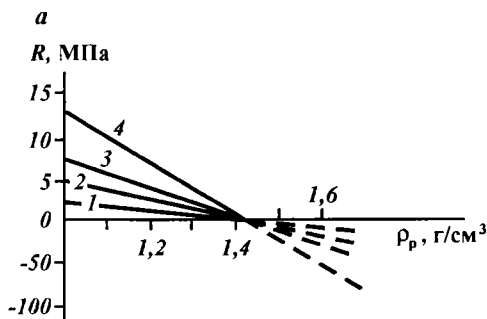
Рис. 4.2. Зависимость предельной плотности бурового раствора $\rho_{пр}$ от градиента порового давления ρ_p и средневзвешенной плотности глинистой породы $\rho_{св}$:
1–3 — $\rho_{св}$ соответственно 2,0, 2,2 и 2,4 г/см³

происходит и стенка скважины по этой причине не обваливается.

Однако с увеличением глубины отклонение плотности раствора от предельной сопряжено с возникновением остаточных напряжений, которые могут значительно превосходить допустимые соотношения.

Значения остаточных напряжений на разной глубине при $\rho_p \leq \rho_p > \rho_{пр}$ представлены на рис. 4.3. Наиболее распространенный случай — отклонение фактической плотности раствора от предельной. При отклонении плотности раствора от предельной $\rho_p < \rho_{пр}$ (рис. 4.3, а) на стенке скважины возникают остаточные напряжения, направленные из массива в скважину (+R). Так, при отклонении ρ_p от $\rho_{пр}$ на величину от 1,4 до 1,0 г/см³ остаточные напряжения составляют на 1000 м около 2,5 МПа, а на 5000 м — около 13 МПа. В том случае, когда фактическая плотность раствора превышает предельную ($\rho_p > \rho_{пр}$), возникают такие же по величине, но обратные по направлению остаточные напряжения, т.е. глинистая порода подвергается дополнительному гидравлическому напряжению (−R). При $\rho_p = \rho_{пр}$ также возникают положительные остаточные напряжения, максимальные при $\rho_p = 1$ и постепенно уменьшающиеся по мере увеличения ρ_p (см. рис. 4.3, б).

Рис. 4.3. Влияние плотности раствора ρ_p (а, в) и градиента порового давления ρ_n (б) на величину остаточного напряжения R для различных глубин (1–4 – глубины соответственно 1000, 2000, 3000 и 4000 м) при $\rho_{св} = 2,35 \text{ г/см}^3$ и при $\rho_n = 1,0 \text{ г/см}^3$ (а), $\rho_p = 1,2 \text{ г/см}^3$ (б) и $\rho_n = \rho_p$ (в)



Наибольшие значения R соответствуют градиенту порового давления от 1 до 1,6 г/см³. Причем по абсолютным величинам отмечается значительно большая разница по глубине. Остаточное напряжение на 1000 м составляет 2,5 МПа, а на

5000 м в 10 раз больше — 25 МПа, т.е. применение раствора плотностью, эквивалентной градиенту порового давления, создает на определенной глубине потенциальную угрозу потери устойчивости. При использовании в процессе бурения газообразного агента (см. рис. 4.3, в) очистки скважины от выбуренной породы ($\rho_p = 0$ при градиенте порового давления, равном плотности пластовой воды: $\rho_n = j_n$) остаточные напряжения интенсивно увеличиваются с глубиной, и на 1000 м составляют 12 МПа, а на 5000 м — более 70 МПа. Предельная глубина возможного применения газообразного агента, как и при других отклонениях ρ_p при сохранении устойчивости стенки скважины, определяется соотношением R и прочностью горной породы.

Разрушению горных пород под нагрузкой предшествует некоторая подготовительная фаза — объемное разрушение материала, представляющее собой накопление дефектов (микротрещин) с последующим их укрупнением и слиянием. При достижении некоторого критического уровня поврежденности наступает процесс его прогрессирующего (лавиного) разрушения.

Многочисленными исследованиями механических свойств горных пород при одноосной и сложной нагрузках установлено, что при величине их 0,53–0,78 от предела прочности сохраняется упругая деформация от 2 до 5 % [74], что позволяет определить граничные условия устойчивости стенки скважины. Тогда, при $\sigma_0 = \sigma_w$ нижняя критическая величина коэффициента устойчивости K_y при нескомпенсированных напряжениях будет равна:

$$K_y = 1 - \frac{R \pm p_{гд}}{\sigma_w} = 0,22 + 0,47. \quad (4.14)$$

В статическом состоянии ($p_{гд} = 0$) коэффициент устойчивости при неизменной прочности увлажненной глинистой породы зависит от величины остаточных напряжений.

$$K_y = 1 - R/\sigma_w.$$

При скомпенсированных напряжениях ($R = 0$) коэффициент устойчивости зависит от $p_{гд}$. Наиболее опасный случай, когда $R \neq 0$ и $p_{гд} \neq 0$. Если величина остаточных напряжений R превышает прочность увлажненной породы, то коэффициент устойчивости будет меньше критического значения и поведение стенки скважины труднопрогнозируемо. Для повышения устойчивости стенки скважины прежде всего необходимо применять оптимальную плотность раствора, при

которой напряжения полностью компенсируются, максимально снижать гидродинамические перепады давления за счет регулирования реологических свойств бурового раствора и сохранять первоначальную прочность глинистой породы, т.е. предупредить и затормозить гидратационное разупрочнение.

Нижний предел плотности раствора определяется условиями равновесия в системе скважина — пласт с учетом коэффициента запаса, предусматривающими предупреждение флюидопроявлений, а верхний предел — градиентом гидроразрыва породы, при этом обязательно выполнение условия $K_y \geq K_{кр}$.

Предложенный метод определения предельной плотности раствора и устойчивости стенок скважины по остаточным напряжениям хорошо согласуется с практикой бурения скважин в неустойчивых глинистых отложениях. В качестве примера рассмотрим бурение скв. 1 Упрямовская Прикаспийской впадины, достигшей глубины 6500 м.

Бурение скважины в интервале залегания неустойчивых глинистых пород (3200—4500 м) осуществлялось роторным способом с применением хлор-кальциевого раствора с параметрами: плотность 1,22—1,24 г/см³ с последующим увеличением до 1,40—1,42 г/см³, вязкость 40—60 с, водоотдача 4—6 см³/30 мин, содержание ионов кальция 0,2—0,4 %, pH 7,5—7,0.

Вскрытие этих отложений в интервале 3350—3450 м с использованием раствора плотностью 1,22—1,24 г/см³ сопровождалось осложнениями в виде избыточного выноса шлама, посадок, проработок, кавернообразования. Градиент порового давления, определенный исследованиями скважины ИПТ, составил 1,18 г/см³. Расчеты показывают, что в этом случае остаточные напряжения R составляют 6—7 МПа. При прочности породы σ_c , отобранной с глубины 3400 м, равной 17,3 МПа, коэффициент устойчивости K_y превышает критическое значение и составляет 0,6—0,65, что достаточно для обеспечения устойчивости ствола. Для полной компенсации напряжений от горного и порового давлений плотность раствора необходимо было поддерживать в пределах 1,38—1,40 г/см³. При бурении ниже 3450 м применялся раствор плотностью 1,40—1,42 г/см³. Проходимость инструмента улучшилась, кавернообразование было незначительное: $K_x = 1,15—1,25$. Наличие кавернозности при практически полной компенсации физических напряжений свидетельствует о проявлении гидратационных сил, уменьшающих несущую способность глин.

Сравнение расчетных плотностей раствора по разным формулам для условий бурения скв. 1 Упрямовская показывает большие отклонения полученных значений (табл. 4.2). Наиболее близки к реальным условиям значения плотности раствора, полученные по формулам пунктов 1, 4а ($K_y = 0,51$) и 5а этой таблицы ($\rho_p = 1,44 \text{ г/см}^3$; $K_y = 0,86$).

В остальных случаях значение расчетной плотности раствора превышает предельную в 1,3–2,0 раза, что приводит к возникновению больших остаточных напряжений ($R = 21–63 \text{ МПа}$) и потери устойчивости стенки скважины ($K_y \ll 0$).

Приведенные данные показывают, что определение плотности раствора в зависимости от величины градиента поро-

Таблица 4.2

Сравнительный анализ влияния расчетных плотностей раствора на устойчивость глинистых пород (при бурении скв. 1 Упрямовская)

Методы расчета плотности раствора	Расчетная плотность, г/см ³	Остаточные напряжения, МПа	Коэффициент устойчивости K _y	Фактические геолого-технические параметры и состояние скважины
1. Новиков В.С. [48]: $\rho_p = \frac{a\rho_{св} + 0,1\rho_n}{a + 0,1}$	1,38	0	1	Интервал бурения 3350 – 3450 м. Градиент порового давления 1,18 г/см ³ Плотность глинистой породы на одноосное сжатие p _{ст} 17,3 МПа
2. М.К. Сеид-Рза и др. [69]: $\rho_p = \rho_{св} - \frac{\sigma'_s}{H\sqrt{3}}$	1,95	–24,0	–0,41	
3. Л.Е. Симонянц, С.А. Кеверков, 1979: $\rho_p = \rho_{св} + \frac{10\rho_{ст}}{1,5H}$	1,9	–21,6	–0,25	
4. Н.Р. Рабинович, по критериям (при λ = 1) [65]: а) ρ _p = ρ _n б) q = 0,5 min в) q = 1 max	1,18 1,79 2,89	8,4 –17,2 –63,5	0,51 0 –2,7	Фактическая плотность раствора 1,22 – 1,24 г/см ³ , остаточные напряжения R 7,1 – 5,9 МПа, коэффициент устойчивости K _y 0,6 – 0,65 Кавернозность K _k 2,0 – 2,5
5. По ГИС (РД-39-4-710 – 82) а) при вскрытии б) через 20 сут	1,44 1,73 – 2,03	–2,46 –(4,7÷27,3)	0,86 От +0,15 до –0,59	
в) через 40 сут	1,81 – 2,07	–(18,0÷+29,0)	–(0,06÷0,7)	

вого давления и средневзвешенной плотности горных пород разреза наиболее полно отвечают требованиям устойчивости глинистых пород при бурении скважин, а предложенный метод учета остаточных напряжений и коэффициента устойчивости K_y позволяет достаточно точно и оперативно управлять состоянием ствола скважины.

4.3. ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИЕ КРИТЕРИИ УСТОЙЧИВОСТИ ГЛИНИСТЫХ ПОРОД

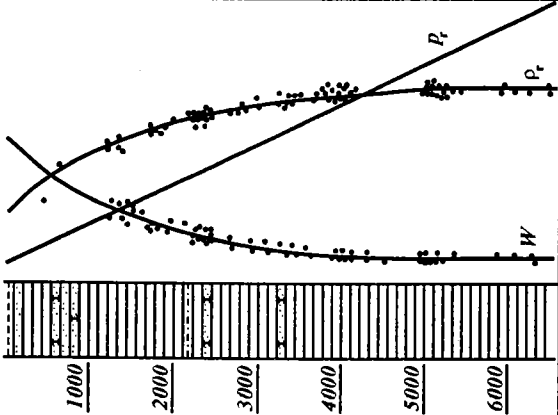
При оценке физико-химического состояния глинистых пород в процессе бурения скважины следует учитывать несколько стадий, которые они претерпевают при вскрытии (табл. 4.3).

В природной обстановке при отжимании растворов из пород достигается предельное состояние влажности, отвечающее определенному давлению. В зависимости от минерального состава и глубины залегания естественная влажность глин колеблется от 2–3 до 8–12 %, а равновесное давление определяется разностью горного и порового давлений ($p_a = p_r - p_n$) и в большинстве случаев не превышает горного (20–200 МПа). Остаточная влажность, определенная экспериментально при давлении 2000 МПа, составляет для бентонита 9,6 %, аскангеля 5,12 % и каолина 2,4 % (в расчете на сухое вещество) [37]. Если экстраполировать кривые отжимания воды для глин, то полное отжатие соответствовало бы давлениям порядка 3000–5000 МПа. Такими же значениями оцениваются силы связи в подобных дисперсных системах, определяемые косвенными, в частности термодинамическими, методами [55, 75].

В то же время в процессе диагенеза вода может не только отжиматься из пород, но и переходить в неотжимаемое состояние, вступая в химические реакции или связываясь более прочными силами коллоидного характера. Это фактически равноценно "усыханию" породы. Установившееся равновесное давление, отвечающее естественной влажности породы, имеет такой же физический смысл, какой для почв имеет потенциал почвенной влаги, характеризуемый p_a . И в данном случае не имеет значения, за счет каких сил и явлений произошло уменьшение влажности: за счет отжатия давлением или "усыхания" в результате химических реакций и температуры. Характерным признаком этой стадии является небольшая влажность, высокие плотность и механическая проч-

Таблица 4.3

Стадии формирования свойств глинистых пород в процессе литогенеза и бурения скважины

Глубина, м	Литология	<div>25 50 75 100 R, МПа 10 20 30 W, % 1,0 1,5 2,0 2,5 ρ, г/см³</div>	Прочность на одноосное сжатие $\sigma_{сж}$, МПа	Стадия формирования свойств глинистых пород в процессе литогенеза	Форма и энергия влаги в глинистых породах		Переходные стадии гидратации глинистых пород при движении по стволу скважины
					форма связи	<div>энергия связи кДж/моль</div>	
1000		15,0—20	Свободного уплотнения	Свободная Осмотическая Поглощенная Капиллярно-осмотическая Конденсационная Полимолекулярная адсорбция	<div>0,5 1 0,1 1 0,42</div>	Полная гидратация, максимальное набухание, децелитизация и диспергирование	
2000		20,0—30,0	Затрудненного уплотнения	Полимолекулярная адсорбция	<div>0,42 4,2—42</div>	Гидратация выветренной глинистой породы в изменяющемся гидростатическом поле давлений	
3000		45,0—55,0	Уплотненных глин	Адсорбционно-связанная поверхностных вод (физико-химическая)	<div>10²—10³</div>	Гидратация в условиях гидростатического давления	
4000		55,0—60,0	Отвердения, образования аргиллитоподобных структур	Химическая	<div>84—840</div>	Равновесного состояния в массиве под горным давлением	
5000							
6000							

ность, обусловленные высокой энергией химической связи — более 10^3 МПа (см. табл. 4.3).

Прочность глинистой породы в массиве в этом случае будет определяться внешним давлением, равным разности горного и порового давлений, и коэффициентом сцепления C , обусловленным химическими реакциями коллоидных систем:

$$\sigma = p_r - p_n + C. \quad (4.15)$$

При вскрытии глинистых пород скважиной происходит изменение среды, характеризующееся изменением гидростатического давления, температуры. Возникает физико-химический потенциал между скважиной и массивом, вызывающий развитие физико-химических процессов. На этой стадии наиболее энергично осуществляются все процессы, сопровождающиеся изменением физико-химического, физического и механического состояния глин. Интенсивность этих преобразований зависит от разности давлений — горного и гидростатического, от физико-химического сходства среды и глинистой породы в массиве, от разности температур и т.д. Несмотря на небольшие величины отклонений, последствия этих превращений оказываются решающими в сохранности прочностных свойств и устойчивости глинистых пород.

Прочность глинистой породы на стенке скважины, заполненной буровым раствором, в этом случае в результате гидратации уменьшается на величину давления влаги p_v : $p_v = \sum (p_{\text{кап}}; p_{\text{осм}}; p_{\text{адс}})$. Тогда

$$\sigma_w = p_r - p_n + C - p_v. \quad (4.16)$$

Гидростатическое давление столба бурового раствора может составлять более 10^2 МПа. В этом случае эффективно будут действовать только адсорбционные давления $p_{\text{адс}}$, поскольку энергия связи воды при этих процессах превышает 10^3 МПа. Другие составляющие давления влаги, такие как $p_{\text{кап}}$ и $p_{\text{осм}}$, не смогут влиять на прочность глин в силу низкой энергии связи: $0,1 + 0,5$ МПа. Тогда прочность увлажненной глинистой породы на стенке скважины может быть выражена соотношением:

$$\sigma_w = p_r - p_n + C - p_{\text{адс}}. \quad (4.17)$$

По мере подъема глинистых частиц на поверхность гидростатическое давление уменьшается, проявление адсорбционных сил достигает максимума, к ним подключаются капиллярные и осмотические силы. В дальнейшем все физико-химические превращения (набухание, разуплотнение, дефор-

мации) обязаны уже в основном осмотическим процессам. На последней стадии активно идет пептизация, гидромеханическое диспергирование глинистых минералов и переход их в дисперсное состояние, формирующее состав и свойства бурового раствора. С точки зрения устойчивости глинистых пород важно знать закономерности физико-химических превращений именно при переходе из равновесного состояния, характерного для массива, в равновесие при гидростатическом давлении.

Учитывая многообразие комбинаций минеральных частиц, состава поровых вод и бурового раствора, условий формирования свойств глинистых пород, которые практически невозможно воспроизвести в лабораторных условиях, необходим обобщенный показатель, который охватывал бы весь процесс физико-химического разупрочнения и упрочнения глинистых пород. Таким показателем является коэффициент устойчивости $K_{\text{в}}$, характеризующий водную активность глинистой породы и определяющий отношение прочности увлажненной глинистой породы к первоначальной:

$$K_{\text{в}} = \sigma_{\text{w}} / \sigma_0.$$

Тогда, подставив значения σ_0 и σ_{w} , получим коэффициент устойчивости, равный:

$$K_{\text{в}} = \frac{\sigma_{\text{w}}}{\sigma_0} = 1 - \frac{P_{\text{адс}}}{P_{\text{г}} - P_{\text{п}} + C}. \quad (4.18)$$

Учитывая, что $p_{\text{г}} - p_{\text{п}}$ под действием бурового раствора не меняется, изменению при проявлении $p_{\text{адс}}$ подвергается сцепление C , отражающее прочность структурных связей, образованных в результате химических реакций коллоидных частиц в процессе осадконакопления. С позиций физико-химической механики задача управления устойчивостью глинистых пород сводится к подавлению адсорбционного давления $p_{\text{адс}}$. Действительно, при $p_{\text{адс}} = 0$ коэффициент устойчивости равен единице. При $p_{\text{адс}} \neq 0$ устойчивость глинистой породы будет зависеть от активности глинистых компонентов и прочности структурно-механических связей C . В этом случае устойчивость стенки скважины будет обеспечена, если $p_{\text{адс}} \leq p_{\text{г}} - p_{\text{п}} + C$, т.е. начальной прочности глинистой породы. Влиянию физико-химических процессов взаимодействия раствора с глинистой породой подвергаться будет только величина C , так как $p_{\text{г}} - p_{\text{п}}$ является величиной постоянной для данных условий. Поэтому при некомпенсированных адсорбционных напряжениях необходимо исследовать харак-

тер взаимодействия буровых растворов с глинистой породой, разработать методы оценки и способы управления ее структурно-механическими свойствами через параметр C и таким образом ослабить влияние $p_{адс}$.

В механике грунтов под силами сцепления связанных пород подразумевают сопротивление структурных связей всякому перемещению связываемых ими частиц независимо от внешнего давления. При отсутствии внешней нагрузки на глинистую породу сцепление C представляет собой фактическую прочность на сдвиг [36, 38]: $C = p_m \operatorname{tg} \varphi$ и определяется величиной пластической прочности p_m , которая всегда больше, чем C . Экспериментально установлено, что величина p_m соответствует пластической прочности исследованных глин нарушенной и ненарушенной структуры и характеризуется, согласно Б.В. Дерягину, прочностью на разрыв межагрегатных контактов водонасыщенных глин, по которым осуществляется образование плоскостей скольжения. Следовательно, пластическая прочность p_m с достаточной точностью характеризует физико-химические процессы, формирующие структурно-механические связи глин при взаимодействии с водной средой, и может быть использована для оценки устойчивости глинистых пород при контакте с буровым раствором.

Изменение прочности от σ_0 к σ_w происходит во времени и является результатом физико-химических превращений в глинистой породе при взаимодействии с буровым раствором. Этот процесс сопровождается увеличением влажности, объема частиц, уменьшением прочности, которые количественно оцениваются по кинетике набухания.

Анализ кривых кинетики набухания глин в различных средах показывает различную скорость количества поглощенной жидкости на разных стадиях набухания (рис. 4.4). В начальный период (первая стадия) наблюдается интенсивное поглощение жидкости K_2 . На этой стадии поглощается до 70–90 % всей влаги набухания. В дальнейшем (вторая стадия) процесс замедляется.

В растворах электролитов (рис. 4.4, кривая 3) первая стадия набухания происходит значительно быстрее, чем в воде (кривая 1) и в растворе полимера (кривая 2). На второй стадии набухание в растворе электролита практически отсутствует, а в растворе полимера продолжается замедленно.

В присутствии электролита на первой стадии набухания уменьшаются количество адсорбированной воды K_2 и время адсорбции τ' , в результате резко увеличивается скорость

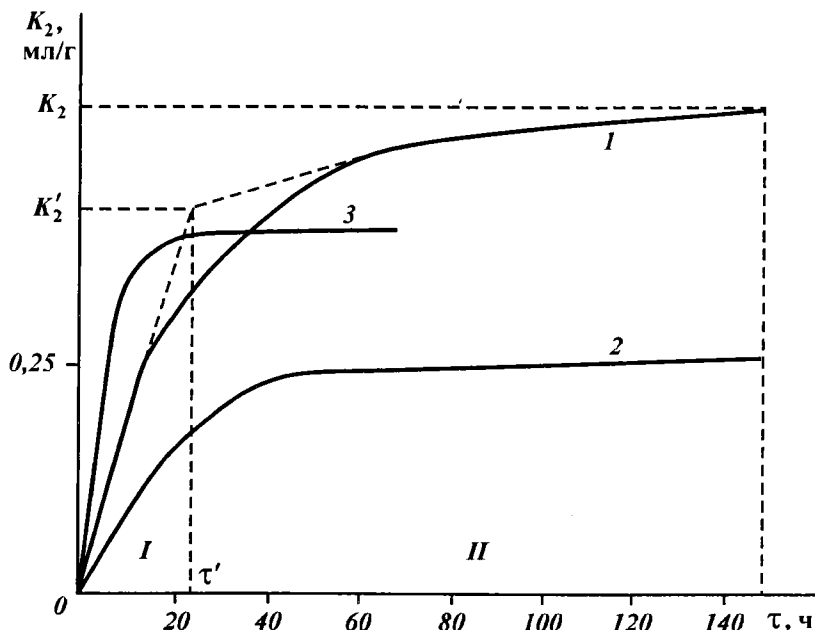


Рис. 4.4. Кинетика набухания глины в различных средах: 1 — вода; 2–3 — 1%-ные растворы KMnO_4 (2) и CaCl_2 (3); I–II — стадии набухания

проходящего процесса, что свидетельствует, в силу повышенного поверхностного натяжения растворителя, о преобладающем поглощении растворенного вещества [76]. Последнее, вступая в ионообменные реакции с поверхностными ионами, гидрофобизирует глинистые частицы и изменяет характер гидратации. Такой процесс преимущественного поглощения растворенного вещества классифицируется как положительная адсорбция [76].

По мере заполнения поровых каналов жидкостью и завершения ионообменных реакций наступает стадия замедленного набухания глинистых частиц, когда поглощается в основном растворитель (вода). Такой характер поглощения соответствует отрицательной адсорбции [76].

Условно граница раздела стадий определяется при переходе от интенсивного к замедленному набуханию по точке начала касаний прямой, проведенной из начала координат, с пологой ветвью кривой кинетики набухания, проведенной по ее первым двум-трем точкам. В первом приближении границу раздела стадий можно определить по точке пересечения кас-

тельных к обеим ветвям начала и конца кривой кинетики набухания (см. рис. 4.4).

Соответственно для первой стадии будут определяться параметры набухания: степень набухания K'_1 , количество поглощенной жидкости одним граммом глины K'_2 , период набухания τ' и скорость набухания v' . Для второй стадии параметры определяются как разность конечных результатов и значений для первой стадии: $K''_1 = K_1 - K'_1$; $K''_2 = K_2 - K'_2$; $\tau'' = \tau - \tau'$ и $v'' = v - v'$.

Для каждого конкретного типа глин и их композиций базовой точкой отсчета проявления того или иного вида адсорбции будет кривая кинетики набухания в дистиллированной воде, когда поглощается только растворитель. В присутствии электролитов скорость поглощения увеличивается, а кривая кинетики отклоняется от водной в сторону увеличения угла наклона. Отклонение кинетики в сторону уменьшения угла наклона от кривой набухания в воде и уменьшение скорости увлажнения свидетельствуют о торможении процесса гидратации во времени без изменения химических свойств глинистого минерала.

Такой процесс характерен для взаимодействия глинистых пород с органическими соединениями, которые благодаря большим размерам макромолекул взаимодействуют преимущественно с поверхностью минерала, образуя тонкую плотную пленку, препятствующую проникновению воды, замедляя скорость пропитки и растягивая процесс набухания.

В табл. 4.4. приведены параметры набухания бентонита в разных средах. Из этих данных видно, что определение устойчивости глины или ингибирующей способности среды по известным коэффициентам набухания не представляется возможным. Так, степень набухания для раствора CaCl_2 и КМЦ составляет соответственно 2,08 и 2,27 и предпочтение следует отдать первому составу среды. Однако период набухания бентонита в растворе КМЦ в 7,5 раз больше (соответственно скорость набухания меньше), чем в среде хлористого кальция. По значению структурно-механической прочности предпочтение следует отдать среде с 1 % CaCl_2 : $p_m = 109,9$ кПа. Ранее было показано, что оценка устойчивости глины по определенному соотношению коэффициентов набухания, предложенному В.Д. Городновым и другими авторами, также не позволяет однозначно судить о преимуществе той или иной среды. И, самое главное, невозможно установить, на каком этапе произойдет потеря устойчивости.

Таблица 4.4

Параметры набухания глины в различных средах

Параметры	Среда взаимодействия		
	дистиллиро- ванная вода	1%-ный раствор CaCl ₂	1%-ный раствор KMnO ₄ -600
Количество поглощенной воды K_2 , мл/г	0,700	0,41	0,480
В том числе по стадиям:			
K'_2	0,418	0,35	0,286
K''_2	0,282	0,06	0,150
Степень набухания K_1	2,850	2,08	2,270
В том числе по стадиям:			
K'_1	2,100	1,92	1,750
K''_1	1,740	1,16	1,390
Период набухания τ , ч	300	84	624
В том числе по стадиям:			
τ'	24	4	29
τ''	276	80	595
Средняя скорость набухания v , мл/ч	0,0023	0,00488	0,000769
В том числе по стадиям:			
v'	0,017	0,0875	0,0099
v''	0,001	0,00075	0,00025
Ингибирующая способность $C_{и}$	—	—3,85	—1,19
В том числе по стадиям:			
$C'_{и}$		4,12	—0,43
$C''_{и}$		—0,27	—0,76
Структурно-механическая прочность p_m , кПа	13,9	109,9	7,2

Поэтому для оценки влияния среды на устойчивость глины весь процесс взаимодействия ее с фильтратами буровых растворов будем рассматривать, во-первых, постадийно, а во-вторых, отдельно оценивать характер изменения набухания и структурно-механической прочности. Для этого введем понятие "ингибирующая способность среды", характеризующее темп изменения скорости гидратации в фильтрате относительно водной среды и оцениваемое по степени ингибирующей способности $C_{и}$.

Для каждой стадии ингибирующая способность определяется как отношение разности скоростей набухания в воде $v_{в}$ и в фильтрате $v_{ф}$ к скорости набухания в воде:

$$C_{и} = \frac{v_{ф} - v_{в}}{v_{в}}; \quad (4.19)$$

для первой стадии:

$$C'_и = \frac{v'_ф - v'_в}{v'_в} = \frac{v'_ф}{v'_в} - 1; \quad (4.20)$$

для второй стадии:

$$C''_и = \frac{v''_ф - v''_в}{v''_в} = \frac{v''_ф}{v''_в} - 1;$$

в целом за весь период набухания:

$$C_и = C'_и + C''_и = \frac{v'_ф}{v'_в} + \frac{v''_ф}{v''_в} - 2. \quad (4.21)$$

Анализ показывает, что при $v_ф > v_в$ идет интенсивное набухание, а $C_и$ имеет положительное значение, что количественно характеризует, во сколько раз процесс набухания идет быстрее в исследуемом растворе, чем в воде.

При $v_ф < v_в$ значение $C_и$ отрицательное, что свидетельствует о замедлении процесса набухания. В целом же в зависимости от значения первых составляющих уравнения (4.21) общая ингибирующая способность будет отражать преимущество того или другого вида адсорбции. Исходя из определения типа адсорбции, можно утверждать, что положительное значение $C_и$ соответствует положительной адсорбции, сопровождающейся преимущественным поглощением растворенного вещества, и, следовательно, ингибирующая способность в этом случае обусловлена подавлением гидратации за счет изменения физико-химической активности поверхности глинистого минерала.

При отрицательном значении $C_и$ имеет место поглощение растворителя — воды. Ингибирующая способность в этом случае обусловлена замедлением гидратации без изменения физико-химической природы поверхности глинистого минерала.

Так, ингибирующая способность 1%-ного раствора хлористого кальция характеризуется ускорением процесса набухания ($C_и = + 3,85$), хотя на второй стадии отмечается резкое его замедление ($C_и = -0,27$). При взаимодействии с 1%-ным раствором КМЦ глинистая порода в 1,17 раза набухает медленнее, чем в воде. Причем весь процесс характеризуется отрицательной адсорбцией ($C'_и = -0,43$; $C''_и = -0,76$ — см. табл. 4.4). В первом случае преобладающими являются процессы подавления гидратации, гидрофобизации поверхности глинистых частиц, во втором — торможение, затягивание набухания во времени.

Раскрывая механизм поглощения на каждой стадии набухания, показатель ингибирующей способности раствора не позволяет однозначно дать оценку влияния этих процессов на прочность, а следовательно, и на устойчивость глинистых пород, не дает ответа, что лучше: высокий или замедленный темп набухания.

При исследовании характера взаимодействия растворов электролитов и реагентов с глинистыми породами четко выделяется связь между скоростью набухания v и структурно-механической прочностью p_m .

Скорость набухания существенно зависит от концентрации и типа электролита или реагента. Для растворов KCl, NaCl, CaCl₂ скорость набухания плавно увеличивается до $(10-30) \cdot 10^{-3}$ мл/ч с ростом концентрации C до 30 %; особенно резким увеличением скорости сопровождается взаимодействие CaCl₂ с грубодисперсной глиной ($v = 135 \cdot 10^{-3}$ мл/ч при $C = 2$ %) (рис. 4.5).

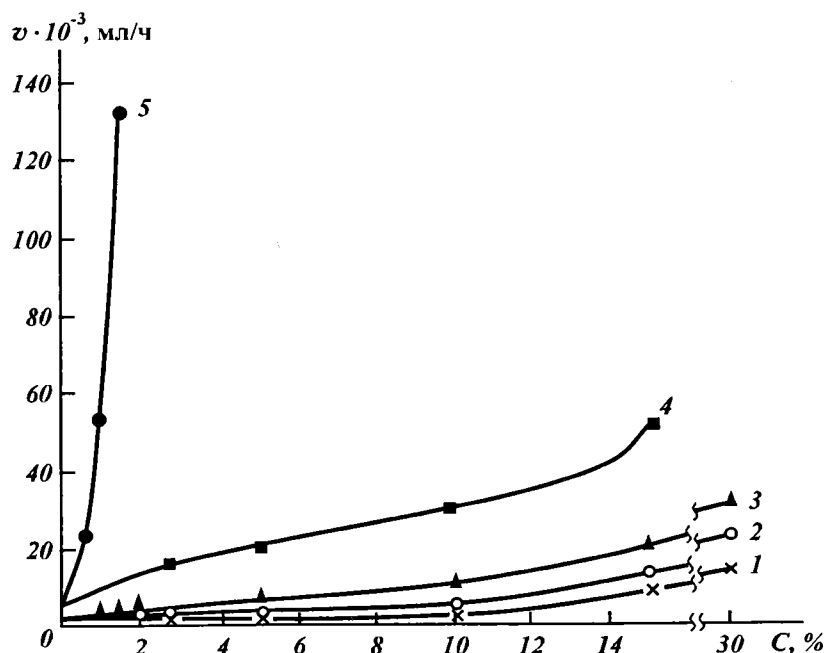


Рис. 4.5. Влияние концентрации электролитов на скорость увлажнения:
1 — NaCl; 2 — KCl; 3 — CaCl₂; 4 — Ca-монтмориллонит + NaCl; 5 — Ca-монтмориллонит + CaCl₂

Для реагентов, наоборот, характерно снижение скорости набухания с ростом концентрации их в растворе, особенно для высокомолекулярных полимеров, таких как КМЦ-600, гипан. Для КССБ отмечается незначительный рост скорости набухания с $1 \cdot 10^{-3}$ до $1,8 \cdot 10^{-3}$ мл/ч при увеличении концентрации с 0,2 до 2 % (рис. 4.6).

Влияние скорости набухания на структурно-механическую прочность p_m глинистых образцов показано на рис. 4.7, из которого видно, что особенно большой эффект оказывают электролиты. При изменении скорости набухания в 2,66 раза (от $1,5 \cdot 10^{-3}$ до $4 \cdot 10^{-3}$ мл/ч) прочность структуры p_m увеличивается в 6,6 раза.

Водные растворы реагентов в значительно меньшей степени, но все же влияют на увеличение прочности структуры глины с ростом скорости набухания v . Однако высокие значения v характерны для низких, а низкие v — для высоких концентраций реагентов. Соответственно и структурно-механическая прочность p_m увеличивается с уменьшением концентрации реагентов. Парадоксальный факт, подтверждающий неравномерность процессов, происходящих при дли-

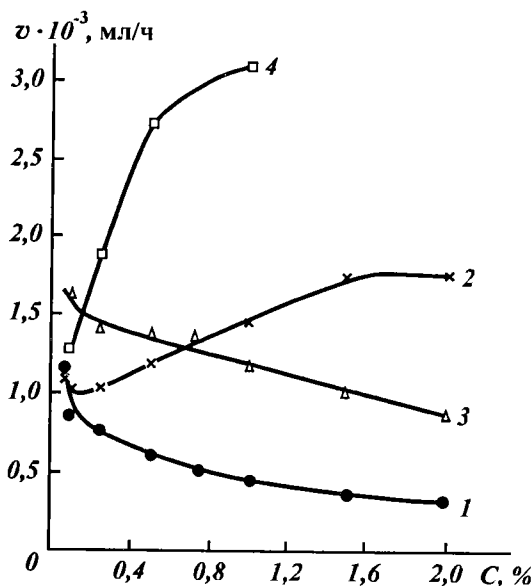


Рис. 4.6. Влияние концентрации реагентов и электролитов (CaCl_2) на скорость увлажнения:

1 — КМЦ-600; 2 — КССБ-2; 3 — гипан; 4 — CaCl_2

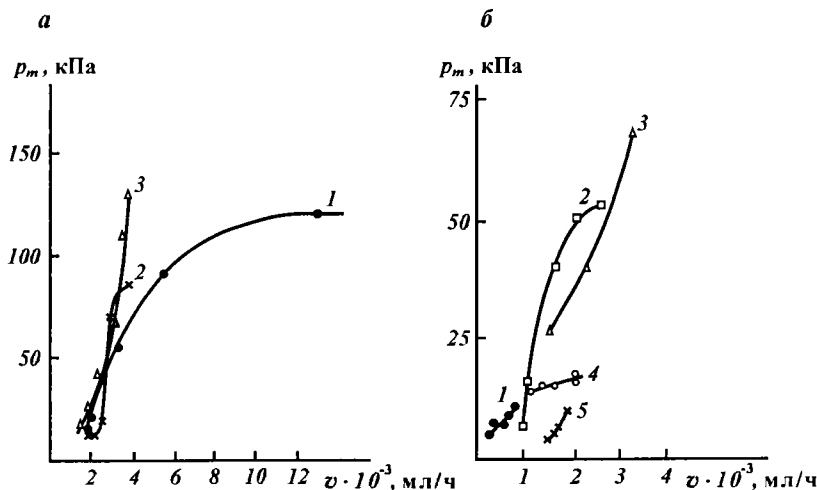


Рис. 4.7. Влияние скорости увлажнения на структурно-механическую прочность глин при взаимодействии:
 а - с электролитами: 1 - KCl, 2 - NaCl, 3 - CaCl_2 ; б - с реагентами и CaCl_2 : 1 - КМЦ-600, 2 - 1% КМЦ-600 + CaCl_2 , 3 - CaCl_2 , 4 - КССБ, 5 - гипан

тельном набухании глинистых пород в растворах реагентов (см. рис. 4.7, б, кривые 1, 4, 5).

Добавка в раствор КМЦ хлористого кальция приводит к резкому увеличению структурно-механической прочности p_m (с 10,0 до 50,0 кПа) при незначительном росте скорости набухания (с $1 \cdot 10^{-3}$ до $2,5 \cdot 10^{-3}$ мл/ч) (см. рис. 4.7, б, кривая 2). Высокой скорости набухания соответствует большое и положительное значение коэффициента ингибирующей способности раствора, высокие значения структурно-механической прочности p_m (для 1%-ного раствора CaCl_2 $v = 4,88 \cdot 10^{-3}$ мл/ч, $C_{\text{и}} = +3,73$ и $p_m = 109,9$ кПа).

Для малых значений скорости набухания отрицательному значению коэффициента ингибирующей способности соответствуют низкие значения p_m (для 1%-ного раствора КМЦ $v = 0,77 \cdot 10^{-3}$ мл/ч, $C_{\text{и}} = -1,7$ и $p_m = 7,2$ кПа). Из этого следует, что высокая скорость набухания и положительное значение коэффициента ингибирующей способности раствора является индикатором не только подавления гидратации, но и повышения структурно-механической прочности.

Таким образом, по влиянию среды на набухание глины можно сделать вывод, что при взаимодействии глинистой породы с растворами электролитов и реагентов отмечается:

активное ингибирование — когда подавляется гидратация и возникают более прочные структуры;

пассивное ингибирование — когда процесс гидратации растягивается во времени и сопровождается понижением прочности структуры;

консервативное ингибирование — когда среда не оказывает влияния на изменение влажностного состояния глинистых пород и консервирует ее первоначальную прочность (например, при применении растворов на углеводородной основе).

Установленная взаимосвязь скорости набухания с изменением структурно-механической прочности увлажненной глины позволяет однозначно количественно оценить ингибирующую способность раствора, которая тем больше и эффективнее, чем выше скорость набухания и прочность p_m . Эта оценка отражает конечную стадию набухания, когда все физико-химические процессы завершены. В то же время исследование ингибирующей способности среды $C_{\text{и}}$ показало, что этот процесс на разных стадиях неодинаковый. Наличие на одной кривой кинетики набухания двух значений $C_{\text{и}}$ (положительного и отрицательного) свидетельствует о переходной границе из одного состояния в другое, которое должно отражаться и на характере изменения структурно-механической прочности глины. Кроме того, абсолютные значения p_m не характеризуют устойчивость глин, так как неясно, какая величина p_m достаточна для этого. Очевидно, что устойчивость глин должна определяться также в зависимости от ее состояния на каждой стадии набухания.

Анализируя зависимость p_m от количества поглощенной воды K_2 и времени τ , приведенную на рис. 4.8, следует отметить обратный характер изменения p_m по отношению к кинетике набухания. На первой стадии набухания в воде, когда поглощается основная масса жидкости набухания, резко (более чем в 10 раз) уменьшается структурно-механическая прочность p_m (кривая 2). Далее замедленному темпу набухания второй стадии соответствует замедленный темп уменьшения прочности, достигающий в конце набухания своего минимального значения 13,9 кПа.

С замедлением темпа набухания, характеризующим положительно ингибирующую среду, темп падения прочности глины уменьшается. Так, на первой стадии набухания в растворе КМЦ значение p_m уменьшилось только в 5 раз и составило 96,0 кПа. В конце второй стадии, при отрицательном значении $C_{\text{и}}$ структурно-механическая прочность составила

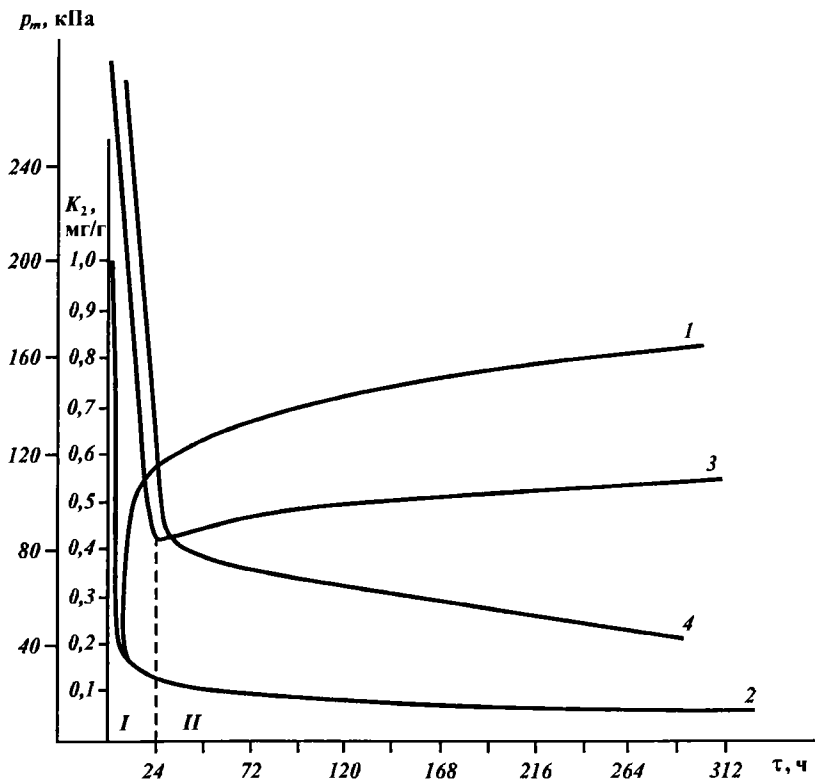


Рис. 4.8. Кинетика поглощения воды K_2 (1) и изменения структурной механической прочности p_m глины (2-4) в различных средах (2 - в воде, 3-4 - в 1%-ных растворах соответственно CaCl_2 и КМЦ). I, II - стадии набухания

7,2 кПа, что в 2 раза меньше прочности в воде. Для среды с положительным значением $S_{\text{и}}$, в частности для раствора CaCl_2 , характерна несколько иная закономерность. На первой стадии набухания p_m достигает своего минимального значения 85,0 кПа, которое значительно выше p_m для воды. В дальнейшем, в противоположность среде с отрицательным $S_{\text{и}}$, структурно-механическая прочность имеет тенденцию не к уменьшению, а к росту. В конце набухания p_m равно 109,9 кПа, что значительно больше, чем p_m при набухании в воде и в растворе КМЦ.

Анализ кинетики изменения p_m в процессе набухания показывает, что для первой стадии, независимо от состава среды, типично уменьшение структурно-механической прочнос-

ти, а на второй стадии на характер изменения p_m существенное влияние оказывает среда и ее состав. Следовательно, при оценке устойчивости глин по значениям p_m следует учитывать их изменение на каждой стадии. При этом обобщенный показатель устойчивости сложится из коэффициента устойчивости глинистой породы при взаимодействии с водой ($K_{vy} = p_{mv}/p_{m0}$) и тех приращений, которые будут иметь место при взаимодействии с фильтратом первой и второй стадии по отношению к первоначальной прочности p_m :

$$K_{vy} = \frac{p_{mv}}{p_{m0}} + \frac{p'_{mf} - p'_{mv}}{p'_{m0}} + \frac{p''_{mf} - p''_{mv}}{p''_{m0}}, \quad (4.22)$$

где p_{m0} — начальная структурно-механическая прочность, Па; p'_{mv} и p''_{mv} — структурно-механическая прочность увлажненной глины на первой стадии и в конце набухания, Па; p'_{mf} и p''_{mf} — структурно-механическая прочность при набухании в фильтрах на первой и второй стадиях, Па.

Для образцов глинистой породы ненарушенной структуры по аналогии можно записать:

$$K_{vy} = \frac{\sigma_w}{\sigma_0} + \frac{\sigma'_w - \sigma'_w}{\sigma_0} + \frac{\sigma''_w - \sigma''_w}{\sigma_0}, \quad (4.23)$$

где σ_0 — начальная прочность образца глинистой породы, МПа; σ'_w и σ''_w — прочность увлажненной глинистой породы на первой стадии и в конце набухания, МПа; σ'_f и σ''_f — прочность глинистой породы после взаимодействия с буровым раствором на первой и второй стадиях, МПа.

Анализ уравнений (4.22) и (4.23) показывает, что обобщенный показатель устойчивости охватывает все процессы разупрочнения и формирования структурных связей в процессе набухания. Первая составляющая уравнения показывает водочувствительность глинистой породы при взаимодействии с водой, когда процессы формирования структурной прочности определяются только свойствами самой глинистой породы (минеральный фракционный состав, обменная емкость оснований и т.д.).

Наиболее существенную роль на устойчивость глинистой породы оказывает вторая составляющая, которая отражает, с одной стороны, темп падения прочности, а с другой — эффективность влияния среды. При $p'_{mf} > p'_{mv}$ коэффициент устойчивости будет увеличиваться: $K_{vy} \geq p_{mv}/p_{m0}$, что свиде-

тельствует о достаточно высокой остаточной структурно-механической прочности на первой стадии набухания, независимо от среды набухания и ее ингибирующей способности. Данные табл. 4.5 показывают, что при набухании в воде уже на первой стадии коэффициент устойчивости K'_{vy} значительно меньше единицы. Определенную устойчивость проявляет глинистая порода на первой стадии при набухании в растворе хлористого кальция и КМЦ ($K'_{vy} = 0,1086$ и $K'_{vy} = 0,13$). При $p'_{mf} = p'_{mv}$ состав среды не оказывает влияния на повышение структурно-механических свойств, а при $p'_{mf} < p'_{mv}$ произойдет более интенсивное разупрочнение глинистой породы. Значение коэффициента устойчивости на второй стадии набухания неоднозначно, и при $p''_{mf} < p''_{mv}$ будет иметь место отрицательное значение, что свидетельствует о продолжающемся разупрочнении. Так, коэффициент устойчивости на второй стадии для раствора КМЦ составляет $-0,013$. В результате общий коэффициент устойчивости уменьшается, а эффект от сохранения достаточной величины прочности на первой стадии набухания в конечном счете может оказаться минимальным или вообще отсутствовать.

При взаимодействии с раствором хлористого кальция коэффициент устойчивости на второй стадии взаимодействия положительный ($K''_{vy} = 0,185$), что увеличивает общую устой-

Таблица 4.5

Структурно-механическая прочность и устойчивость бентонита на разных стадиях набухания

Параметры устойчивости глин	Среда взаимодействия		
	дистиллированная вода	1%-ный раствор CaCl_2	1%-ный раствор КМЦ-600
Структурно-механическая прочность p_{m0} , кПа	520	520	520
В том числе по стадиям:			
p'_m	28,5	85,0	96,0
p''_m	13,9	109,9	7,23
Коэффициент устойчивости K_{vy}	0,109	0,32	0,144
В том числе по стадиям:			
K'_{vy}			
	0,0548	0,1086	0,13
K''_{vy}	0,028	0,185	-0,013
Коэффициент водочувствительности K_v	0,0267	0,0267	0,0267

чивость глин и свидетельствует об упрочняющем влиянии среды во времени. Для обеспечения длительной устойчивости полученное упрочнение на первой стадии, если такое имеет место, должно сохраниться на второй стадии набухания, хотя бы без изменения, или иметь тенденцию к росту прочности, т.е. $p''_{mf} \geq p'_{mf} < p''_{mv}$.

Следовательно, исследование изменения физико-химических и структурно-механических свойств глинистых пород в различных средах и на различных этапах набухания позволяет оценить ингибирующую способность бурового раствора $C_{и}$, прогнозировать и управлять устойчивостью глинистых пород $K_{у}$. При этом положительные значения $C_{и}$ и коэффициента устойчивости $K_{у}$ на всех стадиях набухания свидетельствуют об активной форме ингибирования глинистой породы данной средой, при которой резко ускоряется гидратация с уменьшением степени набухания, и о росте прочности p_m во времени. Неоднозначное влияние различных сред на прочность глинистой породы во времени свидетельствует, что определение только значений $C_{и}$, структурно-механической прочности p_m и коэффициента устойчивости $K_{у}$ на разных стадиях набухания является необходимым, но недостаточным условием обеспечения устойчивости стенок скважины. Несмотря на развитие набухания, структурная прочность глинистой породы на определенном этапе еще достаточно высока, чтобы обеспечить определенную устойчивость.

Примером может служить коэффициент устойчивости глины при взаимодействии с водой ($K'_{у} = 0,0548$) и с раствором КМЦ ($K'_{у} = 0,134$) на первой стадии набухания, с последующим разупрочнением на второй стадии ($K''_{у}$ соответственно 0,028 и $-0,013$) (см. табл. 4.5). Очевидно, что граница переходной зоны определяется отрезком времени, в течение которого p_m достигает такого значения, при котором коэффициент устойчивости по крайней мере не будет равен нулю.

Такой отрезок времени примем за период устойчивости увлажненной глины и обозначим τ . На этом этапе структурно-механическая прочность глинистой породы должна выдерживать те силы, которые действуют на стенку скважины. Ранее было показано, что при компенсации напряжений от действия сил горного и порового давлений силой, активно действующей на стенку скважины, является гидродинамичес-

кий перепад давления $p_{гА}$. Тогда при $\sigma_0 = \sigma_w$ согласно формуле (4.4)

$$K_{wy} = 1 - \frac{p_{гА}}{\sigma_w}.$$

Анализ показывает, что при $\sigma_w > p_{гА}$ чем ближе значение коэффициента устойчивости K_{wy} к 1, тем более устойчива глинистая порода. В случае $\sigma_w = p_{гА}$ глинистая порода находится в неустойчивом равновесии. Устойчивое равновесие обеспечивается при соответствующем запасе прочности. Исходя из общепринятых методов нагружения материала, при которых сохраняется необходимая устойчивость, примем, что $\frac{p_t}{\sigma_w} \leq \frac{2}{3}$. Тогда усредненный предельный коэффициент устойчивости будет равен 0,34. Это означает, что для любой среды взаимодействия будет обеспечена устойчивость глинистой породы, если текущее значение $K_{wy} \geq 0,34$. При $K_{wy} < 0,34$ глинистая порода становится неуправляемой и ее дальнейшее поведение непредсказуемо. Тогда время, в течение которого коэффициент устойчивости глинистой породы достигает критической величины, и будет периодом $\tau_{кр}$ устойчивого состояния глинистой породы при взаимодействии с буровым раствором.

Следовательно, устойчивое состояние глинистых пород при скомпенсированных силах горного и порового давлений определяется прочностью увлажненной глинистой породы σ_w , значение отношения которой к гидродинамическому перепаду давлений $p_{гА}$ за период времени $\tau_{кр}$ не превысит критического.

Измерение прочностных свойств глинистых пород в процессе бурения связано с большими трудностями, ограничено количественно, происходит с запаздыванием во времени, а керновый материал не всегда может оказаться представительным. Поэтому оценку устойчивости глинистых пород и ингибирующих свойств раствора производят по структурно-механической прочности увлажненной глины с нарушенной структурой. Исследования устойчивости глинистых пород ненарушенной структуры (керновый материал) будут носить коррекционный характер.

Таким образом, из изложенного материала следует, что устойчивость глинистых пород при бурении скважин может быть спрогнозирована и обеспечена по следующим критериям:

предельной плотности раствора $\rho_{\text{пр}}$, обеспечивающей компенсацию напряжений на стенке скважины от горного и порового давлений;

степени ингибирующей способности раствора $S_{\text{и}}$, отражающей скорость поглощения воды на разных стадиях набухания глинистой породы в буровом растворе;

коэффициенту устойчивости $K_{\text{у}} > 0$, представляющему сумму отношений изменений структурно-механической прочности глинистой породы на разных стадиях набухания в буровом растворе к ее начальной прочности за критическое время $\tau_{\text{кр}}$.

ОЦЕНКА УСТОЙЧИВОСТИ ГЛИНИСТЫХ ПОРОД ПО ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИМ КРИТЕРИЯМ

5.1. КРИТЕРИИ УСТОЙЧИВОСТИ ПРИ СКОМПЕНСИРОВАННЫХ АДСОРБЦИОННЫХ НАПРЯЖЕНИЯХ

При компенсации напряжений на стенке скважины, возникающих от веса горных пород, устойчивость глинистых пород определяется их физико-химическим состоянием, формирующимся под воздействием водной фазы бурового раствора. В этом случае коэффициент устойчивости зависит от величины внутренних адсорбционных напряжений $p_{адс}$ (см. формулу (4.18)).

Очевидно, что нейтрализация $p_{адс}$ создает условия для повышенной устойчивости глинистых пород. Развитие адсорбционных сил осуществляется через поглощение паров воды, т.е. чистого растворителя. В условиях скважины буровой раствор непосредственно контактирует с поверхностью стенки, сложенной глинистой породой. При этом наряду с проникновением растворителя (воды) происходит и поглощение растворенного вещества, ионообменные и другие реакции. Разделение этих процессов возможно за счет создания на стенке скважины полупроницаемой перегородки, через которую будет проникать только растворитель. Условно считается, что роль полупроницаемой мембраны в глинистых породах играют поверхностные силы дисперсных частиц, которые как бы препятствуют диффузии поверхностных ионов в раствор. Как следует из теории, впитывание воды через полупроницаемую мембрану обусловлено активной молярной концентрацией раствора. Исходя из этих положений, приствольную зону скважины рассматривают как тело с тремя слоями.

Слой I — взаимодействует со всеми компонентами бурового раствора, находящимися в диссоциированном состоянии в дисперсной среде. Толщина слоя составляет несколько сантиметров.

Слой II — не вступает во взаимодействие со многими компонентами бурового раствора. Толщина этого слоя может достигать нескольких десятков сантиметров.

Слой III — представлен породами, сохраняющими свои естественные свойства в течение всего процесса бурения.

Слой I, являясь полупроницаемой перегородкой по отношению к слою II, поглощая растворенное вещество и растворитель, сам разрушается под действием гидратационных сил. По мере развития и завершения этих процессов прогидратированный слой обвалится в скважину, обнажив поверхность второго слоя, который вступит в прямой контакт с буровым раствором, и повторится тот же процесс, что и с первым слоем. Следовательно, граничный слой, на стенке скважины непосредственно контактирующий с водным буровым раствором, хотя и обладает свойствами мембраны, но она недостаточно совершенна. Чтобы предупредить гидратационное разупрочнение первого слоя (а следовательно, и последующих), необходимо на стенке скважины, между раствором и глинистой породой, создать искусственную полупроницаемую мембрану.

Исследования влияния водных буровых растворов на формирование полупроницаемой мембраны на поверхности глинистых пород, проведенные В.А. Глебовым и М.И. Липкесом, показали, что коллоидные частицы глины с адсорбированными реагентами-стабилизаторами не обеспечивают формирование мембран, не проницаемых для ионов электролитов (табл. 5.1)

При этом активность водной фазы глинистых растворов, в том числе стабилизированных большими количествами реа-

Таблица 5.1

Влияние реагентов-стабилизаторов на формирование мембраны

Состав раствора	Концентрация электролитов, %	
	в растворе	в фильтрате
20 % глинопорошка + 4 % КССБ + CaCl_2	1,15	1,0
20 % глинопорошка + 4 % КССБ + NaCl	15,0	14,22
20 % глинопорошка	20,0	18,66
20 % глинопорошка + 20 % нефти	20,0	19,22
20 % глинопорошка + 1,5 % гипана + NaCl	10,0	7,21
20 % глинопорошка + 2 % КМЦ + NaCl	24,0	21,88

гентов — УЩР, КССБ, КМЦ и других (до 4–5 % в расчете на сухое вещество), составляет 0,9–0,99, а глинистых пород 0,5–0,75. Следовательно, регулировать активность глинистой породы на стенке скважины и бурового раствора с помощью глинистого материала и реагентов-стабилизаторов невозможно.

Гидратацию и развитие гидратационных напряжений на стенках скважин, сложенных глинистыми породами, можно предупредить, если в качестве жидкой фазы бурового раствора применять неполярную жидкость, для больших молекул которой "внутренняя" поверхность минералов с раздвижной решеткой оказывается недоступной. Адсорбция таких молекул (обычно мономолекулярная) идет лишь на внешней поверхности.

Этим условиям отвечают растворы на углеводородной основе, и в частности известково-битумный, углеводородная и битумная составляющие которого образуют полупроницаемую мембрану на контакте с глинистой породой [45]. Через такую мембрану проходят только молекулы воды, что и приводит к изменению только влажностного состояния глин. Это позволяет исключить влияние других физико-химических процессов, связанных с ионообменными и адсорбционными реакциями.

5.1.1. УСЛОВИЯ КОМПЕНСАЦИИ АДСОРБЦИОННОГО ДАВЛЕНИЯ

В случае гидратации глин путем адсорбции давление определяется соотношением давления пара воды p_0 и давления насыщенного пара p_s :

$$p_{\text{адс}} = -\frac{RT}{V_m} \ln \frac{p_0}{p_s}. \quad (5.1)$$

Отношение $\frac{p_0}{p_s} = a$ характеризует степень связанности молекул воды, способность их к выходу из данной фазы и является мерой активности глинистой породы или среды, с которой она контактирует. Активность глинистой породы a в большой степени зависит от минерального и гранулометрического состава, удельной поверхности, емкости обменных оснований, количества и степени минерализации влаги в ней. Чем меньше величина активности, тем прочнее связана вода и больше энергии требуется для ее удаления или активнее она

поглощается материалом при данной степени обводнения, а следовательно, большим изменениям подвергается текстура глинистой породы [19, 72].

По определению П.А. Ребиндера, исследование адсорбционного поглощения воды через относительное давление паров является обоснованным методом оценки физико-химического состояния глин, отражающим энергию связи, т.е. свободную энергию процесса обезвоживания и поглощения.

Адсорбция — изменение концентрации вещества на границе раздела фаз “твердое тело — пар” при поглощении пара; она характеризуется количеством адсорбированного вещества, приходящегося на единицу массы, поверхности, объема. Зависимость количества адсорбирующего вещества от равновесного давления отображается изотермой адсорбции. При малых давлениях паров p , адсорбция происходит мономолекулярно по наиболее активным участкам поверхности адсорбента. При этом силы адсорбции достигают максимальных значений. При больших величинах p , мономолекулярная адсорбция может переходить в полимолекулярную, характеризующуюся резким увеличением поглощения молекул адсорбтива, в то время как силы адсорбции приближаются к нулю.

Анализ изотерм адсорбции водяного пара глинистыми породами различного минерального состава и с разной удельной поверхностью [14] показывает, что высокодисперсные глины типа аскангельского бентонита, имеющие высокую удельную поверхность S_0 , равную $145 \text{ м}^2/\text{г}$, интенсивно поглощают воду на всех стадиях изменения p_0/p_s и имеют высокие значения равновесной влажности (рис. 5.1, кривая 1). Для грубодисперсных глин с удельной поверхностью $45 - 25 \text{ м}^2/\text{г}$ и менее характерно небольшое поглощение воды, низкие значения равновесной влажности, мало изменяющиеся в диапазоне p_0/p_s от 0,1 до 0,9 (кривые 2, 3, 4). В указанном диапазоне изменений p_0/p_s равновесная влажность для аскангельского бентонита увеличивается с 3 до 14 %, гидрослюдистой глины с 1,15 до 4,0, аргиллита с 0,1 до 1,1 и каолиновой глины с 0,6 до 2,0 %, т.е. относительное приращение содержания воды соответственно составляет 366, 248, 1000 и 233 %. Такое резкое отличие в характере поглощения воды различными глинами при одинаковых условиях отражает специфические особенности глин, обусловленные различием минерального состава, физико-химических свойств, удельной поверхности.

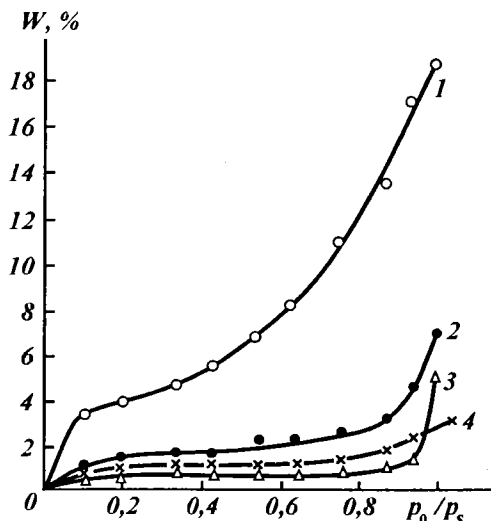


Рис. 5.1. Влияние давления паров p_0/p_s на влажность W глинистых пород: 1 — аскангельский бентонит; 2 — гидрослюдистая глина; 3 — аргиллит; 4 — каолиновая глина

Отражая индивидуальные особенности исследуемых глин, изотермы поглощения и равновесная влажность не позволяют сделать обобщенную оценку состояния глин и прогнозировать их поведение при изменении термобарических условий. Действительно, аскангельский бентонит, гидрослюдистая и каолиновая глины имеют практически одинаковое относительное приращение содержания воды (233–366 %) при одинаковых изменениях p_0/p_s . Равновесная влажность их отличается друг от друга в кратное число раз. Для аргиллита характерно большое относительное приращение содержания воды (1000 %) при очень низких значениях равновесной влажности (1,1 %). Кажется бы, эти различия должны были проявиться и в величине той энергии, которая затрачивается на поглощение воды разными типами глин. Однако расчеты, проведенные по формуле (5.1), показывают, что при переходе из одного фазового состояния в другое, например от $p_0/p_s = 0,1$ до $p_0/p_s = 0,9$, энергия оказывается одинаковой для всех типов глин и составляет 315,0 МПа [50].

Анализ взаимосвязи между важнейшими характеристиками глинистых пород — удельной поверхностью S_0 и количеством воды K_2 , поглощенной 1 г глины (табл. 5.2, рис. 5.2), показывает, что для данного значения p_0/p_s количество поглощенной

Таблица 5.2

Влияние удельной поверхности глин на влагопоглощение в зависимости от p_0/p_s

Тип глины	Показатель	Количество поглощенной жидкости при значениях p_0/p_s								
		1,0	0,95	0,86	0,75	0,63	0,55	0,44	0,32	0,2
Аскангельский бен-тонит, $S_0 = 145 \text{ м}^2/\text{г}$	$K_2, 10^{-4} \text{ мл/г}$	1860	1640	1250	1080	880	720	502	425	380
	$K_2/S_0, 10^{-4} \text{ мл/м}^2$	13,1	11,5	8,8	7,5	6,2	5,1	3,5	3,0	2,7
Гидрослюдистая глина, $S_0 = 45 \text{ м}^2/\text{г}$	$K_2, 10^{-4} \text{ мл/г}$	678	512	380	340	280	230	170	140	122
	$K_2/S_0, 10^{-4} \text{ мл/м}^2$	15,1	11,4	8,4	7,5	6,2	5,1	3,7	3,1	2,7
Аргиллит	$K_2, 10^{-4} \text{ мл/г}$	325	255	200	175	152	131	101	85	69
	$K_2/S_0, 10^{-4} \text{ мл/м}^2$	13,0	10,3	8,0	7,0	6,0	5,2	4,0	3,4	2,76
Каолиновая глина, $S_0 = 13 \text{ м}^2/\text{г}$	$K_2, 10^{-4} \text{ мл/г}$	—	126	110	89	76	56	52	40	34
	$K_2/S_0, 10^{-4} \text{ мл/м}^2$	—	9,7	8,4	6,8	5,8	5,1	4,0	3,1	2,6

воды, приходящейся на единицу удельной поверхности, также одинаково для всех типов глин. При равном значении отношений K_2/S_0 для разных глин при данных p_0/p_s основное влияние на величину гидратационных напряжений $p_{\text{адс}}$ будет оказывать давление паров среды и глины. Поэтому для оцен-

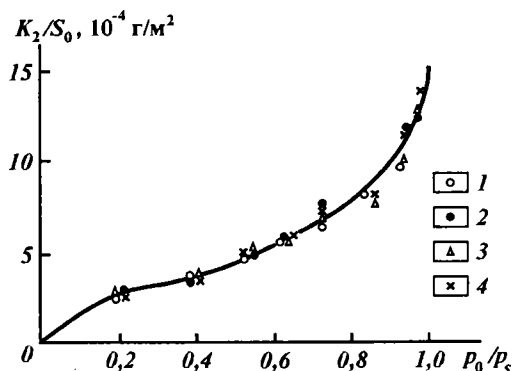


Рис. 5.2. Влияние давления паров p_0/p_s на количество поглощенной воды K_2 на единицу удельной поверхности S_0 :

1—4 — различные глинистые породы (см. рис. 5.1)

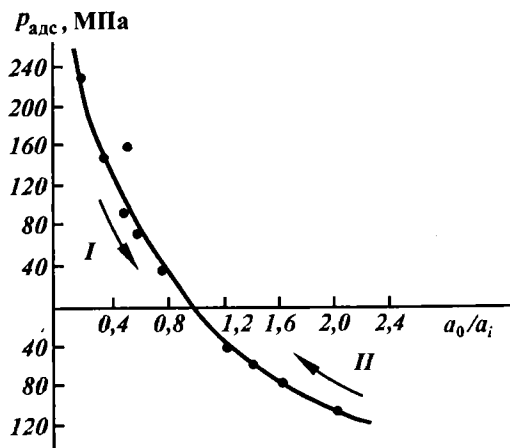


Рис. 5.3. Изменение гидратационных напряжений от соотношения a_0/a_i

ки физико-химического состояния глин достаточно знать только изменение p_0/p_s . При этом величина энергии поглощения или обезвоживания глинистых пород, образующейся при взаимодействии их с водной средой, будет однозначно и количественно характеризовать состояние глинистой породы, т.е. способность ее к тем или иным процессам, к разупрочнению или упрочнению текстурных связей.

В естественных условиях глинистая порода находится в равновесном состоянии, которое устанавливалось в результате длительных геологических процессов. Активность глинистых пород в этом случае соответствует величине a_0 . При вскрытии глинистых пород скважиной в результате взаимодействия с водной фазой бурового раствора равновесие нарушается и стремится к новому равновесию, характерному для новых термобарических условий, при котором активность глинистой породы будет стремиться к a_i . При этом будет выделяться энергия, величина которой определяется разностью между начальной a_0 и конечной a_i активностью глинистой породы.

Тогда

$$p_{адс} = -\frac{RT}{V_m} \ln \frac{a_0}{a_i}. \quad (5.2)$$

На рис. 5.3 показаны расчетные значения $p_{адс}$ в зависимости от отношения a_0/a_i . Анализ данных показывает, что при $a_0/a_i \rightarrow 1$ система стремится к равновесию.

При $a_0/a_i < 1$ происходит поглощение воды с выделением энергии (верхняя ветвь кривой — Π), а при $a_0/a_i > 1$ — обезвоживание глины (нижняя ветвь кривой — Π). И в том и в другом случае процессы идут до тех пор, пока не установится равновесие, т.е. $a_0 = a_i$. Гидратационные напряжения будут тем больше, чем больше разница между начальным влажностным состоянием и конечным. По мере приближения a_0 к a_i уменьшается выделяемая и поглощаемая энергия, глинистая порода меньше подвержена внутренним нагрузкам. При $a_0 = a_i$ процессы влагопереноса отсутствуют, глинистая порода не подвергается гидратационному разупрочнению и ее физико-химические и механические свойства остаются неизменными.

Таким образом, для управления устойчивостью глинистых пород методом регулирования адсорбционных процессов необходимо определить начальную и конечную активность глинистой породы при взаимодействии с буровым раствором в новых термобарических условиях.

5.1.2. СОРБЦИЯ ПАРОВ ВОДЫ ГЛИНОЙ В СИСТЕМЕ "ГЛИНА – ЭМУЛЬСИЯ"

Изменение физико-химического состояния глин и возникающих внутренних гидратационных напряжений исследовалось при взаимодействии известково-битумного раствора (ИБР) с регулируемой активностью водной фазы и бентонитовой глины. Активность водной фазы ИБР регулировалась в пределах 0,19–0,98 изменением концентрации NaCl , CaCl_2 , MgCl_2 от 0 до 40 %.

Методика исследований заключалась в следующем [23]. В чашечку 3 (рис. 5.4) ровным слоем помещается абсолютно сухая навеска порошка 4. Чашечка прикрепляется к пробке 6, которая вставляется в стакан 2, заполненный на 1/3 объема эмульсией 1; пробка закрепляется стопорным сектором 5. По изменению массы адсорбента в различные промежутки времени определяется количество поглощенных паров, состоящих из смеси воды и углеводородов.

Процесс сорбции изучался в статических условиях. В качестве сорбента использовался бентонитовый порошок Константиновского завода "утяжелитель", который обладает высокой гидрофильностью, позволяющей проследить характер взаимодействия эмульсии с глинами.

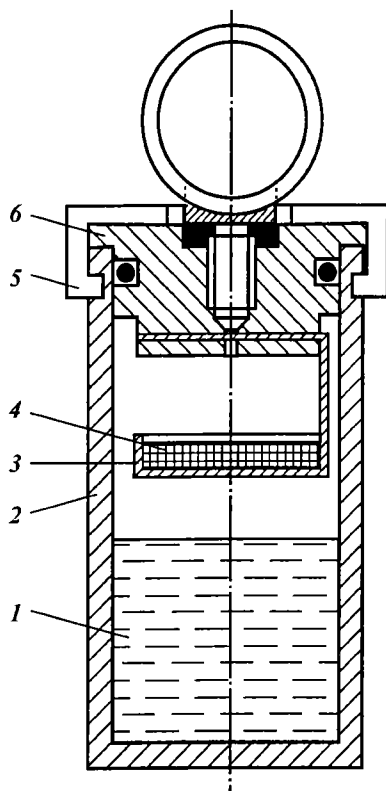
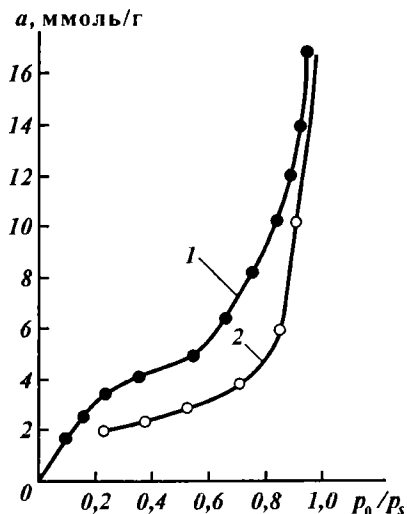


Рис. 5.4. Прибор для изучения процессов сорбции

Рис. 5.5. Изотерма сорбции паров воды бентонитом (1) и пермотриасовой глиной (2 — скв. 3 Демидовская)



На рис. 5.5 приведены изотермы сорбции паров чистой воды для образцов бентонита (температура 25 °С); кривая снята над растворами серной кислоты с известными упругостями пара — справочное значение) и пермотриасовой глины (над растворами углеводорода и воды).

Высокие значения сорбции паров воды соответствуют, кроме нормальной физической адсорбции, дополнительному проникновению полярных молекул адсорбтива в межплоскостные пространства монтмориллонита. Адсорбция углеводородов от сорбции воды отличается меньшими значениями поглощения. В этом случае в процессе сорбции паров эмульсии глиной практически поглощаются только пары воды.

В первой серии опытов (табл. 5.3) исследовали кинетику сорбции паров воды над эмульсиями 18%-ного раствора битумного концентрата (в дизельном топливе) при соотношении углеводородной и водной фаз 70:30. Для стабилизации эмуль-

Таблица 5.3

Влияние состава эмульсии на активность водной фазы

Исследуемая система	p_0/p_s	Количество воды, ммоль/г, сорбированной глиной за время, ч						
		6	24	48	96	144	192	215
Эмульсии, содержащие 30 % воды, минерализованной различными солями, %:								
NaCl 20	0,85	5,5	7,4	8,6	9,3	9,9	10,0	10,0
CaCl ₂ 10	0,85	6,3	8,9	9,8	10,2	10,3	10,4	10,4
CaCl ₂ 20	0,76	4,6	8,9	7,3	7,8	8,0	8,1	8,1
CaCl ₂ 40	0,56	3,5	4,3	4,5	4,9	5,0	5,0	5,0
MgCl ₂ 20	0,71	4,3	5,8	6,2	6,8	6,8	7,0	7,0
MgCl ₂ 40	0,19	1,8	2,0	2,2	2,5	2,7	2,7	2,7
Эмульсии, содержащие пресную воду, %:								
10	0,89	5,0	7,3	8,7	9,4	11,0	11,4	11,4
30	0,94	6,9	10,3	12,2	14,2	14,7	14,7	14,7
50	0,96	7,6	11,8	13,6	15,4	17,2	17,8	17,8
Истинный раствор CaCl ₂ в воде, %:								
10	0,94	8,5	8,9	13,9	14,7	14,8	14,8	14,8
40	0,65	4,4	5,2	5,6	5,7	5,9	5,9	5,9
Дистиллированная вода	1,00	8,8	14,3	18,8	24,1	25,7	26,0	26,0

Примечание. В эмульсиях, содержащих пресную воду, количество окисленного петролатума составляет 4 % (в расчете на воду), CaO — 1 %, битумного концентрата — 4,7–8,6 %.

сии добавляли окисленный петролатум (2 %) и оксид кальция (1 %). Степень минерализации водной фазы эмульсии регулировали солями — CaCl₂, MgCl₂ и NaCl.

Из табл. 5.3 видно, что при увеличении концентрации солей в водной фазе эмульсии предельное количество воды, поглощенной глиной, резко снижается (с 14,7 ммоль/г для пресной эмульсии до 2,7 ммоль/г для эмульсии, содержащей 40 % MgCl₂). По активности соли располагаются в следующий ряд: NaCl < CaCl₂ < MgCl₂. При одной и той же концентрации солей в эмульсии (20 %) количество поглощенной воды снижается, по сравнению с пресной, соответственно на 37, 50 и 65 ммоль/г. Наиболее интенсивное поглощение паров происходит в течение первых 2 сут (80–90 % общего количества) и через 5–6 сут наступает сорбционное равновесие.

Мерой активности водной фазы углеводородного раствора является давление паров воды, находящихся в них в равновесии. М. Ченеверт [89] пользовался табличными значениями для истинных растворов солей, т.е. рассматривал инвертную

эмульсию как систему, состоящую из двух взаимно нерастворимых жидкостей, когда давление каждой из них остается равным давлению ее пара в чистом виде. В этом случае следовало бы ожидать, что количество поглощенных глиной паров над чистой водой и над эмульсией, содержащей пресную воду, будет одинаковым. Тем более равной активностью в отношении глин должны обладать эмульсии, различающиеся только содержанием воды. Наши исследования показывают, что этого равенства не наблюдается (см. табл. 5.3). Предельное значение сорбции над дистиллированной водой составляет 26,0 ммоль/г, а над эмульсиями, внутренняя фаза которых представлена пресной водой, — 11,4—7,8 ммоль/г. Различие в сорбции наблюдается и для истинного раствора соли в зависимости от нахождения в свободном состоянии или выполнения им функции дисперсной фазы. Однако с увеличением содержания соли эта разница уменьшается и при 40 %-ной концентрации практически исчезает.

Анализ этих данных показывает, что миграция воды из углеводородного раствора к глине, по-видимому, определяется не только соленостью его водной фазы, но и внутренним строением раствора. На это указывают и значения p_0/p_s для различных эмульсий (см. табл. 5.3), определенные по изотерме сорбции для максимальных значений поглощения паров этих эмульсий бентонитом. Наибольшее относительное давление паров имеют эмульсии, содержащие пресную воду. С ростом ее концентрации p_0/p_s увеличивается. Так как концентрация эмульгатора (в расчете на воду) в указанных эмульсиях одинакова, то, очевидно, это объясняется влиянием дисперсионной прослойки (с увеличением количества воды в эмульсии толщина углеводородной прослойки уменьшается, в результате чего повышается ее проницаемость для молекул воды). Засоление эмульсий позволяет снизить активность их водной фазы и уменьшить степень увлажнения глин при взаимодействии с растворами на углеводородной основе, сохранив тем самым их устойчивость в процессе бурения скважины.

Характер сорбции воды изменяется при взаимодействии эмульсии с предварительно увлажненной глиной. Методика исследований заключалась в следующем: искусственные образцы-керна, приготовленные из бентонитовой глины, увлажняли водой до влажности 30 % и помещали их в гидрофобную эмульсию, водная фаза которой содержала различное количество хлористого кальция (0—40 %). Через каждые 5 сут определялась влажность исходных образцов. На рис. 5.6 при-

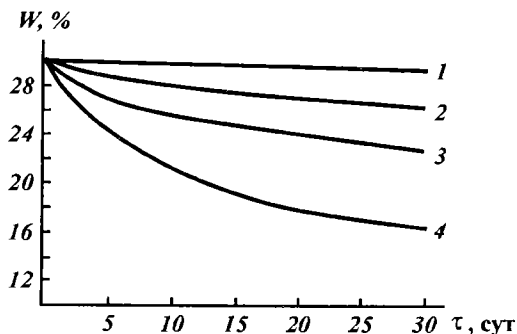


Рис. 5.6. Кинетика обезвоживания бентонита в среде эмульсий:
 Состав эмульсии: 50 % битумного концентрата, 50 % воды, 2 % ОП, 1 % CaO.
 Содержание в водной фазе CaCl_2 , %: 1 — 0, 2 — 10, 3 — 20, 4 — 40

ведены данные, характеризующие кинетику обезвоживания глин в зависимости от степени минерализации водной фазы эмульсий. С ростом концентрации хлористого кальция скорость и количество десорбированной из глины воды увеличиваются. Приведенные данные убедительно показывают возможность обратного осмоса в процессе выравнивания давления паров воды в системе глина—водная фаза эмульсий. Обезвоживание сопровождалось образованием трещин, растрескиванием и разрушением глинистого образца.

Очевидно, подобное явление имело место при бурении скв. 2 Тингутинская с использованием эмульсии на основе известково-битумного раствора после вскрытия и длительного контакта глинистой породы с раствором на водной основе в интервале 873—1680 м.

В табл. 5.4 приведены результаты исследований взаимодействия глины пермотриаса с ИБР, водная фаза которого имела различную концентрацию хлористого магния. Приведенные данные показывают, что при отсутствии или небольшой концентрации солей, при которой активность раствора a_p выше исходной a_0 , происходит поглощение паров воды с увеличением влажности от начальной 4 % до 20 %. Гидратационные напряжения при этом достигают максимальной величины +136 МПа. По мере увеличения концентрации MgCl_2 и снижения активности раствора ниже исходной происходит или выравнивание давления паров в глинистой породе и над раствором, или обратный осмос ($a_p < a_0$) и ее обезвоживание. При этом влажность уменьшается от исходной 4 % до 1,3 %, что сопровождается уплотнением и повышением структурно-

Таблица 5.4

Влияние активности водной фазы ИБР на устойчивость пермотриасовой глины

Состав водной фазы ИБР	Влажность глинистой породы, %	Активность водной фазы раствора a_p	a_0/a_p	Гидратационные напряжения p_n , МПа	Коэффициент устойчивости $K_{\text{уст}}$
Пресная вода	20,4	0,98	0,36	+136,0	-5,8
То же + MgCl_2 , %:					
20	10,2	0,71	0,49	+96,0	-3,8
30	4	0,35	1,00	0	+1
40	1,3	0,19	1,84	-84,0	+5

Примечание. a_0 — начальная активность глинистой породы: $a_0 = 0,35$; начальная влажность глинистой породы составляла 4 %.

механической прочности глины. Поэтому при восстановлении ствола и дальнейшем углублении скв. 2 Тингутинская применялась эмульсия на основе ИБР, содержащая воду, насыщенную хлористым магнием.

Бурение параллельного ствола с применением ИБР было начато с глубины 1068 м. Период бурения в интервале 1068—2334 м составил около 2 мес. Никаких осложнений в скважине не наблюдалось. Данные кавернометрии показывали стабильность стенок скважины во всем пробуренном интервале (рис. 5.7). Однако при забое скважины 2334 м в процессе подъема бурильного инструмента на глубине 1300 м начался "сифон", а в интервале 1000—873 м инструмент поднимали с затяжками при длительном расхаживании. При очередном спуске инструмент ниже 900 м не пошел, а при восстановлении циркуляции резко возросло давление и начался вынос большого количества обвалившейся породы. Восстановление ствола в интервале 873—1000 м продолжалось около 16 сут и завершилось самопроизвольной "зарезкой" нового ствола. После стабилизации стенок бурение скважины было закончено при забое 2470 м без каких-либо осложнений при одновременном вскрытии хемогенной толщи, включающей пропластки калийно-магниевых солей.

Осыпи и обвалы породы, приведшие к непроходимости инструмента, обусловлены, вероятнее всего, длительным контактом (2 мес) увлажненной глины с эмульсией на основе известково-битумного раствора, водная фаза которой была насыщена хлористым магнием. Так как активность водной фазы эмульсии была значительно ниже ($a_p = 0,19$) активности глинистой породы ($a_0 = 0,35$) возник обратный осмос,

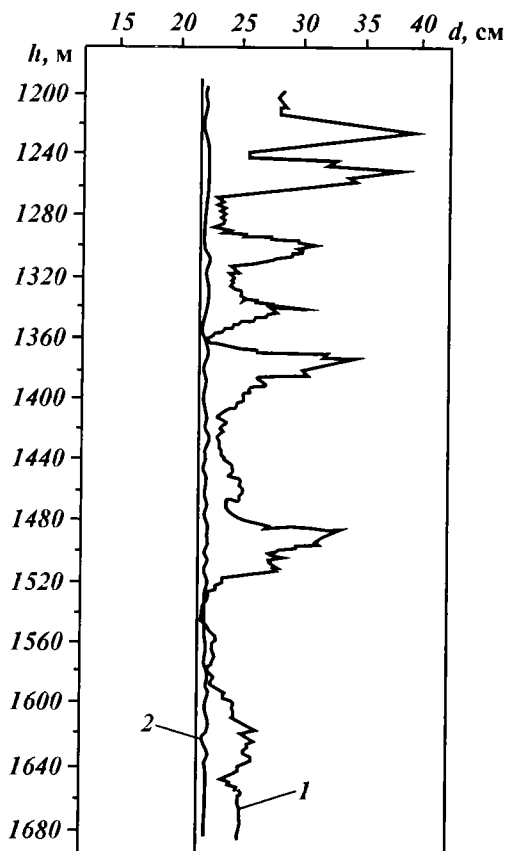


Рис. 5.7. Кавернометрия скв. 2 Тингутинская:

1 — хлор-кальциевый раствор; 2 — известково-битумный раствор

сопровождаящийся обезвоживанием сильно увлажненной глинистой породы в стенке скважины, уменьшением объема (усыхание), растрескиванием и обвалом сухой породы.

Таким образом, регулируя состав водной фазы растворов на углеводородной основе за счет добавок электролитов, можно управлять влажностным состоянием глинистых пород и при сбалансированной активности раствора и породы предупреждать гидратацию и сохранять (консервировать) первоначальную структурно-механическую прочность глин на стенке скважины, что обеспечивает устойчивость стенки скважины ($K_y = 1$).

5.2. УСТОЙЧИВОСТЬ ГЛИНИСТЫХ ПОРОД ПРИ НЕСКОМПЕНСИРОВАННЫХ ГИДРАТАЦИОННЫХ НАПРЯЖЕНИЯХ

5.2.1. ИССЛЕДОВАНИЕ ИНГИБИРУЮЩЕЙ СПОСОБНОСТИ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ

Исследование процесса взаимодействия глинистой породы с фильтратами буровых растворов проводилось на образцах пестроцветных глин пермотриаса и аргиллитов девона, создающих наибольшие трудности при бурении скважин в Прикаспийской впадине.

Исследование набухания глинистых пород проводили с использованием метода Жигача — Ярова — Городнова на приборе объемного набухания [52].

За основные показатели приняты коэффициенты набухания, формирующиеся за определенное время t :

K — коэффициент набухания;

K_1 — степень набухания.

$$K = K_1 - 1 = K_2 \gamma,$$

где K_2 — количество поглощенной жидкости, мл на 1 г глины;
 γ — плотность дисперсоида.

$$v = K_2/t,$$

где v — средняя скорость набухания, мл/г·ч.

Прибор для исследования объемного набухания, изображенный на рис. 5.8, состоит из двух основных элементов: поддона 1, в котором находится испытуемая жидкость, и камеры набухания 4 (с исследуемым образцом глины 12, покрытым эластичной оболочкой 7). Последовательность действий следующая. Поддон 1 полностью до краев заполняют жидкостью. В эластичную оболочку 7 корпуса 4 вводят испытуемый образец 12 до соприкосновения с вкладышем 6, соединенным с капиллярной трубкой 8, поджимают образец металлической сеткой 9 до упора в эластичную оболочку 7 и закрепляют упругим кольцом 10. Затем смонтированный корпус 4 заполняют жидкостью (например, водой) и герметично устанавливают сверху на поддон. Из поддона (через сливную трубку 3) вытекает излишняя жидкость, уровень которой устанавливается на высоте нижней стенки этой сливной трубки. Уровень воды в корпусе устанавливается на нижней стенке сливной трубки 5. Для обеспечения герметич-

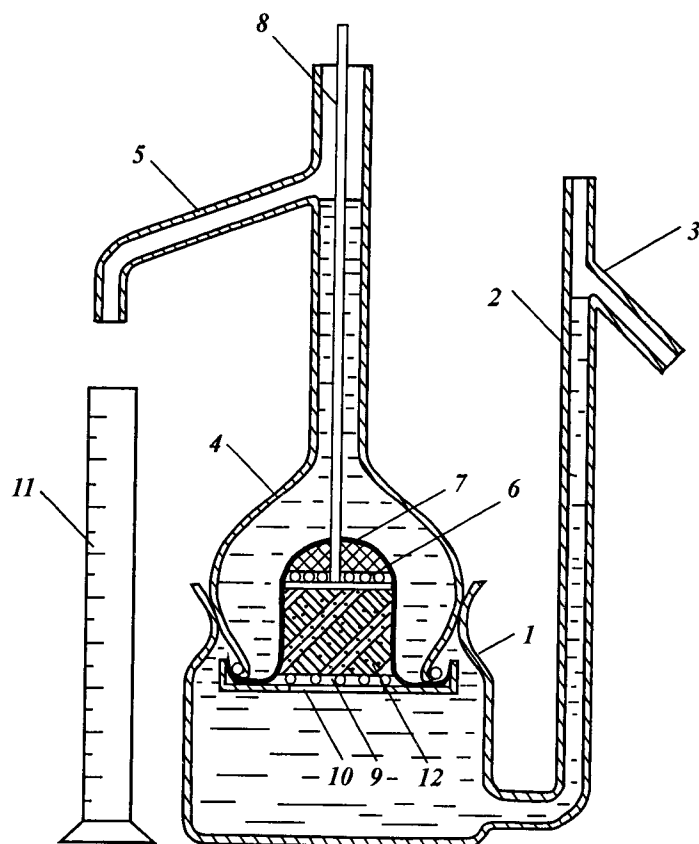


Рис. 5.8. Прибор для определения набухания глинистых пород

ности и предупреждения перетока жидкости из поддона 1 в корпус 4 уровень жидкости в корпусе должен быть выше точки перегиба в сливной трубке 2 на 2–3 см, что обеспечивает перепад давления $(2-3) \cdot 10^{-4}$ МПа. Момент окончания установки корпуса 4 на поддон 1 является началом отсчета времени взаимодействия глинистого образца и исследуемой жидкости. При этом уровни жидкостей в корпусе 4 и поддоне 1 точно фиксируются нижними стенками сливных трубок 3 и 5. По мере поглощения жидкости из поддона 1 объем образца 12 увеличивается, за счет чего вытесняется вода из корпуса 4 в мерную пробирку 11. Количество поглощенной исследуемой жидкости определяется по тарированной труб-

Таблица 5.5

Сравнительные данные показателей набухания аргиллита за 120 ч

Методика исследований	K	K_1	K_2 , мл/г
Объемного набухания	0,52	1,52	0,21
Жигача — Ярова — Городнова	0,485	1,485	0,195

ке 2. Объем жидкости набухания соответствует количеству воды, вытесняемой из корпуса 4, и при известной пористости образца контролируется по уменьшению жидкости, находящейся в поддоне. Применение пористого вкладыша 6 в форме сегмента с дренажем устраняет образование вакуумных и газовых пробок между образцом и оболочкой. Использование системы тарированных трубок позволяет непосредственно замерять объем жидкости поглощения и набухания без механического воздействия на поверхность образца.

Сравнительный анализ коэффициентов набухания аргиллита, полученных с помощью этого прибора и по методике Жигача — Ярова — Городнова, показывает хорошую сходимость результатов (табл. 5.5). Максимальные отклонения и погрешность измерений не превышают 3—3,5 %.

Конструкция прибора и методика исследований позволяют исследовать набухание глин при взаимодействии с буровыми растворами, определить влияние величины фильтрации бурового раствора на скорость и величину гидратации глинистых пород.

На рис. 5.9 и 5.10 представлены кривые кинетики набухания пермотриасовой глины и девонского аргиллита — пород, отличающихся по степени дисперсности и составу (см. табл. 1.2, 1.5). Несмотря на различие в минеральном, фракционном и химическом составах исследуемых пород, кинетика их набухания в однотипных фильтратах (кроме воды) одинакова и отличается только абсолютными величинами. Для обеих пород характерно резкое ускорение процесса набухания при взаимодействии с растворами извести и кальция и замедленный темп для органических реагентов. Все процессы набухания аргиллита в среде электролитов завершаются практически в течение 72 ч, пермотриасовой глины — 240 ч при общем периоде набухания в воде 240 и 456 ч соответственно.

Такой процесс набухания обусловлен различным характером образования сольватных оболочек вокруг глинистых частиц и условиями фильтрации водных растворов. При взаимодействии глин с фильтратами хлор-кальциевого раствора происходит перестройка адсорбционных слоев при замещении ионов натрия на ионы кальция в обменном комплексе.

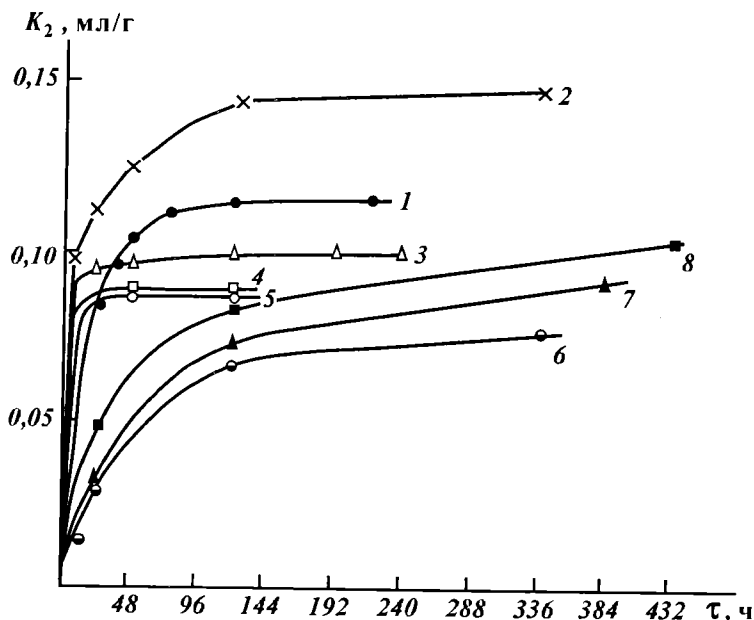


Рис. 5.9. Кинетика поглощения воды аргиллитом:

1 — вода; 2 — 0,2 % NaOH; 3 — 1560 мг/л $\text{Ca}(\text{OH})_2$; 4 — 2000 мг/л Ca^{2+} ; 5 — 2000 мг/л Ca^{2+} + 1560 мг/л $\text{Ca}(\text{OH})_2$; 6 — 1 % КМЦ; 7 — 1 % КССБ; 8 — 1 % УЩР

Это приводит к сжатию двойного диффузионного слоя, к агрегированию глинистых частиц.

При взаимодействии с фильтратами, содержащими гидрофильные органические коллоиды (гуматы в УЩР, лигносульфонаты в КССБ, карбоксиметилцеллюлозу), условия образования сольватных оболочек значительно изменяются. Наряду с увеличением двойного диффузного слоя, в результате адсорбции ионов имеет место его стабилизация защитными коллоидами. Скорость фильтрации резко снижается, что обуславливает значительное увеличение периода набухания. В связи с ростом диффузного слоя прочность контактов между глинистыми частицами снижается.

Большое влияние на процесс набухания глин оказывает катион калия.

При концентрации KCl 5–7 % все процессы гидратации практически прекращаются через 2 ч, количество поглощенной жидкости уменьшается в 3–5 раз. В присутствии хлористого калия происходит преимущественное поглощение ка-

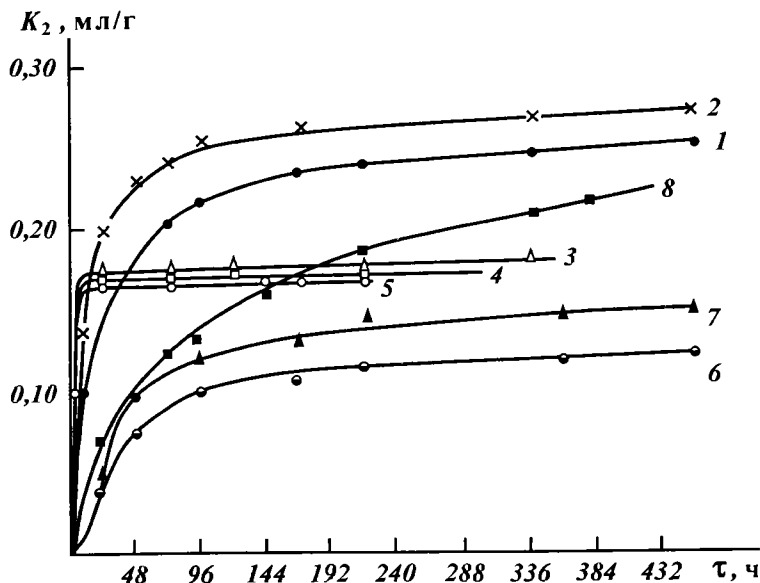


Рис. 5.10. Кинетика поглощения воды пермтриасовой глиной.
Усл. обозначения см. на рис. 5.9

тиона K^+ , в силу специфики свойств которого гидратация глинистых частиц интенсивно подавляется на первой стадии. Максимальная ингибирующая способность ($C_{и} = 72,8$) соответствует 7%-ной концентрации KCl (табл. 5.6). С увеличением его содержания с 10 до 30 % ингибирующая способность несколько уменьшается, но остается достаточно высокой: $C_{и} = 52-54$.

Таблица 5.6

Параметры набухания бентонита и ингибирующая способность $C_{и}$ хлористого калия

Концентрация KCl, %	Период набухания τ , ч	Количество поглощенной жидкости K_2 , мл/г	Степень набухания K_1	Средняя скорость набухания v , мл/г·ч	Ингибирующая способность $C_{и}$
0	528	2,24	4,71	0,0042	
1	144	1,16	2,8	0,008	0,90
3	24	0,8	2,24	0,033	6,85
5	3	0,65	2,0	0,217	50,7
7	2	0,62	1,96	0,31	72,8
10	2	0,46	1,71	0,23	53,7
15	2	0,45	1,69	0,225	52,5
30	2	0,44	0,168	0,22	52,4

Исследования набухания аргиллита в растворе хлористого калия в условиях щелочной среды, создаваемой различными гидроксидами, показывают снижение количества поглощенной жидкости с увеличением концентрации KCl (рис. 5.11). При увеличении концентрации KCl до 5 % отмечается интенсивное уменьшение количества поглощенной жидкости K_2 во всех средах. В дальнейшем темп падения K_2 замедляется и для $\text{Ca}(\text{OH})_2$, KOH и $\text{Ba}(\text{OH})_2$ практически не изменяется (кривые 2, 3, 4). Наиболее эффективно подавляется набухание при создании щелочной среды гидроксидом бария (кривая 4). Такое действие электролитов (K^+ , Ca^{2+} , Ba^{2+}) связано с реакциями катионного обмена, приводящими к изменению активности поверхности глинистых частиц.

Набухание исследованных глин в щелочной среде (0,2 % NaOH) увеличивается как по количеству поглощенной жидкости, так и по времени набухания. В присутствии KCl и с увеличением его концентрации процессы набухания замедляются. Но влияние NaOH (см. рис. 5.11, кривая 1) значительно меньше, чем гидроксидов кальция, калия, бария. Эти данные показывают преимущество указанных гидроксидов в подавлении гидратации и нежелательность использования едкого натра для поддержания pH в калиевых растворах.

Таким образом, анализ кинетики набухания пермотриасо-

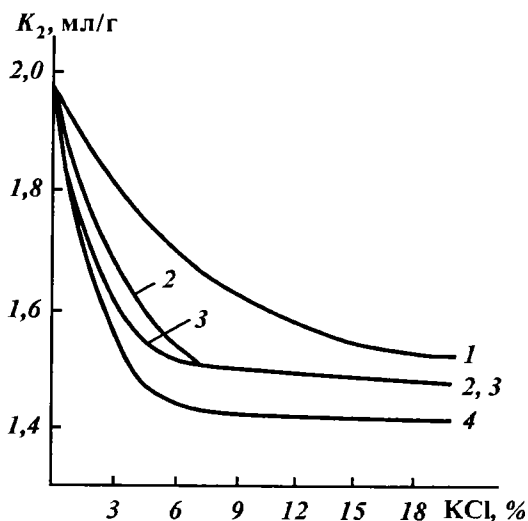


Рис. 5.11. Влияние концентрации KCl и среды (различных гидроксидов) на набухание аргиллита (pH = 9, $T = 25^\circ\text{C}$):
1 — NaOH; 2 — KOH; 3 — $\text{Ca}(\text{OH})_2$; 4 — $\text{Ba}(\text{OH})_2$

вой глины и девонского аргиллита показывает четкое разделение этого процесса на две стадии: быструю и замедленную, что, как было показано ранее, обусловлено характером адсорбции. Быстрая стадия сопровождается положительной адсорбцией, когда в основном поглощается растворенное вещество, которое в силу мгновенности обменных реакций, адсорбируясь на поверхности глинистых частиц, гидрофобизирует поверхность и предупреждает быстрое развитие гидратации. Замедленный темп характеризует отрицательную адсорбцию, когда поглощается растворитель — вода.

Сравнительная оценка ингибирующей способности фильтратов буровых растворов при взаимодействии с исследуемыми породами показана в табл. 5.7 и 5.8. Приведенные данные четко размежевывают фильтраты активного ингибирования (положительное значение $C_{и}$) и пассивного ингибирования (отрицательное значение $C_{и}$). Активное ингибирование характерно для фильтратов, содержащих известь и ионы кальция. Причем с увеличением количества катионов Ca^{2+} увеличивается ингибирующая способность. Так, для раствора $Ca(OH)_2$ $C_{и} = 9,25$, для $CaCl_2$ $C_{и} = 9,26$, а для их совместного раствора $C_{и} = 16,5$, т.е. степень ингибирования увеличивается. Значения $C_{и}$ для растворов хлористого кальция показывают высокую степень ускорения процесса гидратации.

Определенное активное ингибирование проявляет 0,2%-ный раствор NaOH. Однако это в основном характерно для первой — быстрой стадии набухания: $C_{и} = 1,62$ (табл. 5.2).

Для растворов органических веществ (КМЦ, КССБ, УЦР) ингибирующая способность отрицательная, показывающая замедленное, по сравнению с водой, набухание; $C_{и}$ не превышает величины $-0,76$. В этом случае замедление набухания характерно для обеих стадий.

Аналогичные закономерности характерны и при взаимодействии растворов с аргиллитом (см. табл. 5.8). Высокое активное ингибирование характерно для солей кальция ($C_{и}$ до 5,76) и незначительное, пассивное ингибирование у растворов реагентов ($C_{и}$ от $-1,07$ до $-1,56$). В ряду активности сред по ингибирующей способности первое место занимают растворы солей калия, затем бария и кальция.

$$\begin{array}{ccccccc} K^+ & > & Ba^{2+} & > & Ca^{2+} & > & Ca(OH)_2 \\ 72,8 & & 14,5 & & 9,26 & & 9,25 \end{array}$$

Среди реагентов по эффективности торможения процесса набухания определяется следующий ряд:

$$\begin{array}{ccccccc} КМЦ & > & КССБ & > & УЦР \\ -0,68 & & -0,64 & & -0,15 \end{array}$$

Таблица 5.7

Параметры набухания пермётрической глины и ингибирующая способность среды

Параметры набухания	Вода	0,2%-ный раствор NaOH	0,15%-ный раствор Ca(OH) ₂	0,2%-ный раствор CaCl ₂	Раствор 0,2 % CaCl ₂ + + 0,15 % Ca(OH) ₂	1%-ный раствор KCCB	1%-ный раствор KMЦ	1%-ный раствор УЦР
Количество поглощенной воды K_2 , мл/г	0,232	0,259	0,191	0,173	0,168	0,140	0,129	0,204
K_2'	0,223	0,244	0,172	0,168	0,166	0,132	0,120	0,197
K_2''	0,009	0,015	0,019	0,005	0,003	0,008	0,009	0,007
Период набухания τ , ч	456	336	336	72	24	604	604	456
τ'	144	60	12	13	15	96	144	320
τ''	312	276	324	59	9	508	460	136
Средняя скорость набуха- ния $v \cdot 10^{-4}$, мл/г·ч	15,5	40,7	143,3	129,2	110	12,7	8,2	6,1
$v' \cdot 10^{-4}$	0,29	0,54	0,59	0,85	3,3	0,16	0,24	0,51
$v'' \cdot 10^{-4}$		2,48	9,25	9,26	16,5	-0,63	-0,64	-0,15
Ингибирующая способность C_n		1,62	8,22	7,32	6,1	-0,18	-0,47	-0,61
C_n'		0,86	1,03	1,93	10,4	-0,45	-0,17	-0,76

Таблица 5.8

Параметры набухания аргиллита и ингибирующая способность растворов

Параметры набухания	Вода	0,2%-ный раствор NaOH	0,15%-ный раствор Ca(OH) ₂	0,2%-ный раствор CaCl ₂	Раствор 0,2 % CaCl ₂ + 0,15 % Ca(OH) ₂	1%-ный раствор КМЦ-600	1%-ный раствор КССБ	1%-ный раствор УЩР
Количество поглощенной воды K_2 , мл/г	0,116	0,15	0,099	0,089	0,087	0,071	0,084	0,105
K_2'	0,11	0,143	0,096	0,088	0,086	0,069	0,081	0,1000
K_2''	0,006	0,007	0,003	0,001	0,001	0,002	0,003	0,005
Период набухания τ , ч	240	360	72	40	24	480	384	624
τ'	72	120	36	20	18	180	80	168
τ''	168	240	36	20	6	3000	304	456
Средняя скорость набуха- ния $v \cdot 10^{-4}$, мл/г·ч	4,83	4,2	13,7	22,5	43,5	1,48	2,19	1,68
$v' \cdot 10^{-4}$	15,3	11,9	26,6	44	47,7	3,8	10,1	5,9
$v'' \cdot 10^{-4}$	0,36	0,29	0,83	1,0	1,67	0,067	0,098	0,11
Ингибирующая способ- ность C_n		-0,42	2,04	3,65	5,76	-1,56	-1,07	-1,30
C_n'		-0,22	0,74	1,87	2,12	-0,75	-0,34	-0,61
C_n''		-0,19	1,30	1,78	3,64	-0,81	-0,73	-0,69

Эффективность торможения процессов гидратации в этом случае определяется способностью реагентов отдавать воду. Растворы реагентов — КМЦ, гипана, крахмала — слабо отдают воду, несколько больше — растворы лигносульфонатов и УЦР. Следовательно, можно предположить, что на процесс гидратации глинистых пород определенное влияние оказывает величина водоотдачи раствора.

Учитывая эти свойства реагентов и высокое практическое значение регулирования водоотдачи раствора при бурении скважин, были проведены исследования влияния величины водоотдачи раствора на процессы набухания и ингибирующую способность [50].

Исследования проводили на искусственно приготовленных образцах аргиллита и бентонитовой глины. В качестве среды набухания использовали бентонитовый раствор, показатель фильтрации которого регулировали путем изменения концентрации бентонита. Такой способ регулирования позволяет создавать идентичную среду и получать адекватные результаты.

Исследования показали, что на кинетику поглощения жидкости большое влияние оказывает величина водоотдачи раствора. При нулевой водоотдаче начало процесса поглощения жидкости набухания фиксируется для аргиллита через 12 ч, а для бентонита — через 120 ч. С повышением величины водоотдачи темп набухания увеличивается, особенно в первое время (рис. 5.12), постепенно приближаясь к значению K_2 , характерному для воды.

С уменьшением водоотдачи увеличивается период набухания. Интерполяция кривых набухания аргиллита до максимального значения количества поглощенной жидкости, характерного для воды, показывает, что при нулевой фильтрации раствора период набухания может увеличиться в 20–25 раз, а при водоотдаче $5–10 \text{ см}^3/30 \text{ мин}$ — в 10–13 раз. Весь процесс набухания сопровождается поглощением только воды и характеризуется отрицательной адсорбцией. Об этом же свидетельствует и отрицательное значение ингибирующей способности. В табл. 5.9 приведены основные параметры набухания аргиллита в зависимости от величины водоотдачи раствора.

Из приведенных данных видно, что влияние величины водоотдачи раствора на его ингибирующую способность наибольшее для ее нулевого значения и $C_{\text{и}}$ постепенно уменьшается с ростом водоотдачи. На всех стадиях набухания также отмечается отрицательная адсорбция.

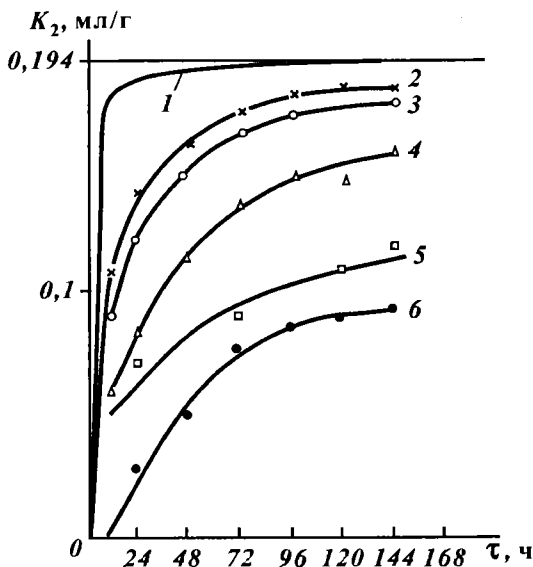


Рис. 5.12. Влияние водоотдачи B на кинетику набухания аргиллита: 1 — вода; 2–6 — B соответственно 31, 19, 11, 5 и 0 $\text{см}^3/30$ мин

Таким образом, увеличением периода набухания за счет регулирования величины водоотдачи раствора можно отдалить момент разупрочнения глинистой породы, хотя полностью предупредить гидратацию даже при нулевой фильтрации практически невозможно.

При регулировании показателя фильтрации бурового раствора реагентами — понизителями водоотдачи процесс набухания происходит несколько иначе.

Таблица 5.9

Влияние водоотдачи бентонитового раствора на параметры набухания аргиллита

Параметры набухания первой стадии	Вода	Водоотдача бентонитового раствора, $\text{см}^3/30$ мин				
		31	19	11	5	0
Количество поглощенной жидкости K_2' , мл/г	0,190	0,184	0,178	0,158	0,115	0,094
Период набухания τ' , ч	48	144	144	144	144	144
Средняя скорость набухания v' , 10^{-4} мг/г	39,6	12,8	12,4	11,0	8,0	6,5
Ингибирующая способность $C_{\text{и}}'$	—	−0,68	−0,69	−0,72	−0,78	−0,83

На рис. 5.13 показано изменение количества поглощенной аргиллитом жидкости в зависимости от величины водоотдачи раствора, обработанного наиболее распространенными реагентами: УЦР, КМЦ, КССБ. Приведенные данные показывают, что независимо от типа реагента процесс гидратации при нулевой водоотдаче не затормаживается, а значения K_2 даже больше у растворов, обработанных реагентами. Для растворов, обработанных КМЦ, КССБ и хлор-кальциевого раствора K_2 увеличивается в 1,5 раза при изменении показателя водоотдачи от 0 до 5 мл за 30 мин. При дальнейшем увеличении водоотдачи K_2 практически не изменяется, что, вероятно, обусловлено ускоренной гидратацией в присутствии реагентов и электролитов. Из этого следует, что для повышения периода набухания и торможения процесса разупрочнения глин величина водоотдачи должна быть минимальной.

С учетом сложности регулирования водоотдачи бурового раствора менее 5 мл за 30 мин и незначительного влияния большей величины на процесс набухания, а также необходимости получения оптимальных технико-экономических показателей бурения, водоотдача бурового раствора при бурении в неустойчивых глинах должна поддерживаться в диапазоне 5–8 мл за 30 мин. В особо сложных случаях необходимо стремиться к получению раствора с нулевой водоотдачей.

Приведенные результаты исследований процесса набухания глин в различных средах с помощью коэффициента ингибирующей способности позволили установить, какой вид адсорбции приводит к снижению скорости и величины набу-

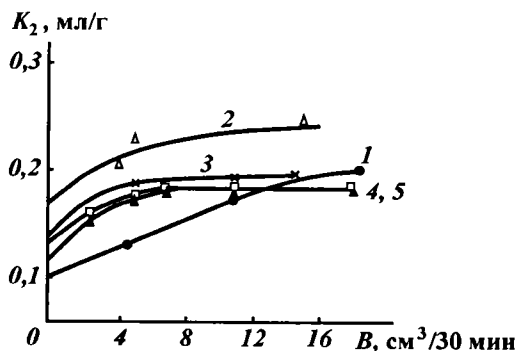


Рис. 5.13. Влияние водоотдачи различных буровых растворов на набухание аргиллита:

1 — бентонитовый раствор; 2–4 — раствор, обработанный УЦР (2), КМЦ (3) и КССБ (4); 5 — хлор-кальциевый раствор, обработанный КССБ

хания. В то же время эти исследования показали, что целенаправленно изменяя ингибирующую способность раствора с помощью изменения величины водоотдачи, добавок электролитов и реагентов понизителей водоотдачи, можно ускорять или замедлять процесс гидратации глин при взаимодействии с буровыми растворами и тем самым изменять устойчивость и время устойчивого состояния глинистых пород на стенке скважины.

5.2.2. ИССЛЕДОВАНИЕ ДИНАМИКИ СТРУКТУРНО-МЕХАНИЧЕСКОЙ ПРОЧНОСТИ КАК КРИТЕРИЯ УСТОЙЧИВОСТИ ГЛИНИСТЫХ ПОРОД

Оценка устойчивости глинистых пород по коэффициентам набухания дает качественную характеристику скорости физико-химических процессов взаимодействия их с фильтрами буровых растворов. Процесс набухания исследуется в статическом состоянии при ограниченном объеме жидкости набухания. В скважине глинистая порода постоянно контактирует с изменяющимся потоком бурового раствора, который приносит новые, практически неограниченные объемы жидкости, содержащей реагенты и электролиты. Существующая в скважине репрессия способствует проникновению фильтра и самого раствора по микро- и макротрещинам в глубь массива, вовлекая во взаимодействие большие объемы глинистой породы. Поэтому влияние буровых растворов на физико-химическое состояние глинистых пород исследовалось при принудительной фильтрации через них жидкости.

Этот процесс имитируется нижеследующей методикой. В качестве объекта исследований использовались искусственные образцы, приготовленные из порошков девонского аргиллита и пермотриасовой глины, физические и физико-химические свойства которых описаны выше (см. табл. 1.2, 1.5) [47].

Навеска воздушно-сухого порошка массой 25 г (фракция 0,15–0,25 мм) уплотняется под давлением 75,0 МПа с выдержкой в течение 1 мин в специальной камере (рис. 5.14). В собранную на поддоне 5 камеру 1 с уплотненным образцом 3 заливается модельная жидкость 2 и создается перепад давления 0,5 МПа.

Модельная жидкость 2 проходит через образец 3, фильтр 4 и собирается в мерной пробирке 6. Отсчет времени взаимодействия ведется с момента появления первой капли, т.е.

Рис. 5.14. Камера для изучения характера взаимодействия глинистых пород с фильтратом бурового раствора

когда весь образец пропитается и увлажнится. Затем через равные промежутки времени замеряется количество отфильтровавшейся жидкости и титрованием определяется ее состав.

Это позволяет снять кинетику поглощения одних катионов и вытеснения других, а также определить скорость фильтрации жидкости в зависимости от ее состава. По истечении заданного времени образец извлекается, взвешивается для определения общей влажности; измеряется также его прочность.

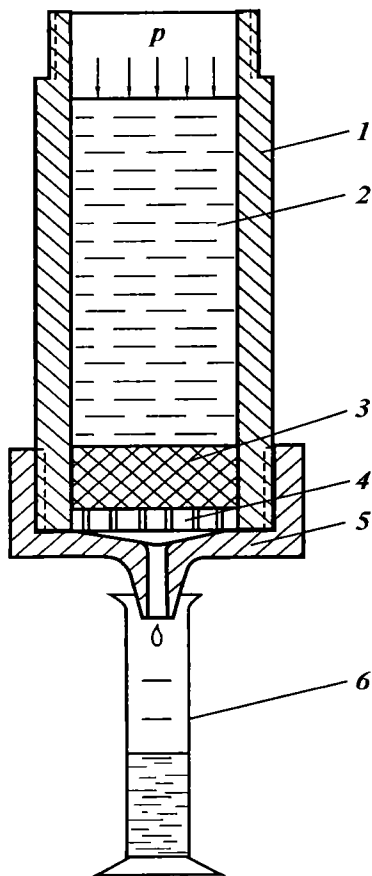
Для оценки прочности p_m на разрыв контактов глинистых частиц в плоскости скольжения использовали метод П.А. Ребиндера по вдавливанию конуса.

$$p_m = K_2 \frac{F}{h^2}, \quad (5.3)$$

где $K_2 = \frac{1}{\pi} \cos^2 \frac{\alpha}{2} \operatorname{ctg} \frac{\alpha}{2}$; α — угол при вершине конуса; F — прилагаемая нагрузка; h — глубина погружения конуса при данной нагрузке, мм.

Значение p_m для каждого образца определяется как среднеарифметическое из замеров в трех точках при четырех различных нагрузках. Ошибка измерений не превышает 5 %.

Исследование влияния различных компонентов бурового раствора на структурообразование возможно только в адекватных условиях, т.е. при неизменной влажности образца при взаимодействии с каждым из них во время всего опыта, что обеспечивается при данной подготовке образца и указанных условиях опыта.



Модельная жидкость по своему составу отвечает химическому составу фильтрата соответствующего обработанного раствора.

В табл. 5.10 приведены значения влажности образцов W и структурно-механической прочности p_m при взаимодействии с фильтратами различного состава в течение длительного времени.

Приведенные данные показывают, что при таких параметрах приготовления образцов и проведения опыта обеспечивается практически одинаковая влажность в течение всего опыта. При этом погрешность измерений влажности во временном факторе не превышает 4 %, а в зависимости от состава фильтрата — не более 0,2 %.

В этом случае различные значения структурно-механической прочности p_m при практически одинаковой влажности образцов обусловлены только составом среды взаимодействия. Это позволяет оценивать влияние различных свойств и компонентов бурового раствора на формирование структурно-механической прочности увлажненных образцов и прогнозировать их устойчивость во времени.

Поскольку важнейшим регулируемым параметром бурового раствора является водоотдача, рассмотрим ее влияние на структурно-механическую прочность глинистых образцов во времени.

В условиях ограничения подачи жидкости в глинистую породу ингибирующая способность мало отличается с измене-

Таблица 5.10

Влажность W и структурно-механическая прочность p_m образцов при длительном взаимодействии с различной средой

№ п/п	Время взаимодействия, ч	Дистиллированная вода		Раствор CaCl_2 (2000 мг/л Ca^{2+})		Раствор CaCl_2 (2000 мг/л) с извещью ($1580 \text{ мг/л } \text{Ca}(\text{OH})_2$)	
		W , %	p_m , МПа	W , %	p_m , МПа	W , %	p_m , МПа
1	8	14,7	0,61	14,4	1,37	15,3	1,23
2	16	14,1	0,57	14,3	2,25	14,5	1,50
3	24	15,2	0,49	14,6	0,65	15,1	1,8
4	40	14,9	0,44	14,8	0,49	14,5	3,0
5	72	14,5	0,24	15,1	0,24	14,6	3,82
Среднее	—	14,7	—	14,6	—	14,8	—
Ошибка измерения	—	4	—	1,7	—	3,5	—

нием водоотдачи $C_{и}$ от $-0,68$ до $-0,83$, зато существенно изменяется период набухания. Следовательно, эффективность влияния величины водоотдачи и время, в течение которого глинистая порода достаточно устойчива, могут быть оценены по кинетике изменения коэффициента устойчивости.

На рис. 5.15 показана такая кинетика для аргиллита. Анализ этих данных свидетельствует об очевидном преимуществе растворов с низкой водоотдачей ($0-5$ мл за 30 мин). В исследуемом промежутке времени кривые изменения коэффициента устойчивости $K_{ву}$ не пересекаются с критическим значением $K_{кр}$. Можно утверждать, что при водоотдаче B $0-5$ мл/30 мин устойчивость аргиллитов будет обеспечена в течение 144 ч и более. Для раствора с водоотдачей 11 мл/30 мин время устойчивого состояния составляет лишь 61 ч, а при водоотдаче 19 и 31 мл/30 мин критическое время устойчивости не превышает 27 ч. Приведенные данные хорошо согласуются с практикой бурения, когда заблаговременно и правильно выбранная величина водоотдачи в определенных горно-геологических условиях обеспечивает устойчивость ствола в процессе всего времени бурения до спуска колонны.

Таким образом, регулирование водоотдачи является надежным фактором управления устойчивостью глинистых пород. При этом величина водоотдачи должна выбираться в зависимости от горно-геологических условий и продолжительности бурения до крепления ствола обсадной колонной. В первом

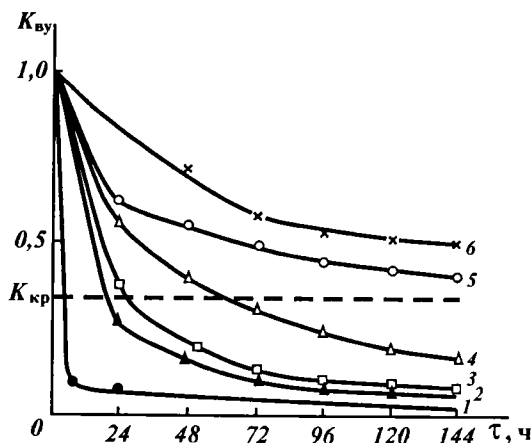


Рис. 5.15. Влияние водоотдачи B бурового раствора на устойчивость аргиллита:

1 — вода; 2–6 — B соответственно 31, 19, 11, 5 и 0 см³/30 мин

приближении величина водоотдачи не должна превышать 8–10 мл/за 30 мин и по мере получения образцов глинистой породы уточняться.

Величина водоотдачи в буровом растворе регулируется реагентами – стабилизаторами водоотдачи. Применяемые реагенты отличаются по химическому составу и свойствам и поэтому при одной и той же величине водоотдачи по-разному будут влиять на устойчивость глины.

Результаты исследования влияния наиболее распространенных в практике бурения реагентов представлены в табл. 5.11. Из приведенных данных видно, что фильтраты, имеющие щелочную реакцию, отрицательно влияют на прочность образцов, некоторое увеличение прочности наблюдается при взаимодействии с такими реагентами, как КССБ и КМЦ.

Взаимодействие глин с щелочными фильтратами, способствующими ускорению гидратации и пептизации глинистых частиц, приводит к резкому падению предельного напряжения сдвига. Коэффициент устойчивости для всех концентраций не превышает 0,08. Это хорошо согласуется с ингибирующей способностью УЦР, которая соответствует отрицательной адсорбции: $S_{\text{и}} = -0,64$.

Аналогичные изменения прочности глин происходят при взаимодействии с жидким стеклом. Если при малой концентрации образцы имеют повышенную прочность и коэффициент устойчивости $K_{\text{в}} 0,14$, что меньше критического значения, то с ростом концентрации Na_2SiO_3 до 5 % коэффициент устойчивости уменьшается до 0,092. Следовательно, щелочные реагенты интенсивно разупрочняют глинистую породу и создают неблагоприятные условия для устойчивости стенки скважины.

Прочность глинистых образцов при взаимодействии с реагентами на основе органических соединений увеличивается, особенно с ростом концентрации. Благодаря большим размерам макромолекулы этих реагентов взаимодействуют преимущественно с поверхностью минерала. Основная масса реагента адсорбируется в верхнем слое образца, образуя тонкую плотную корку, которая препятствует проникновению жидкости, замедляя скорость капиллярной пропитки. С увеличением концентрации реагентов корка делается более плотной и уже не пропускает молекулы реагентов, в то время как вода свободно проходит через нее. Так, при концентрации КССБ в растворе 1 % содержание органического вещества в фильтрате после прохождения жидкости через образец составляет 0,55 %, а при 3 % КССБ – всего лишь 0,171 %.

Таблица 5.11

Влияние реагентов на структурообразование и устойчивость аргиллита

Состав модельной жидкости	Количество прошедшей жидкости, мл	Влажность образца, %	Состав фильтрата, %		Предельное значение сдвига p_m на контакте с жидкостью, МПа	Коэффициент устойчивости K_{vy}	Состояние обработанных образцов
			исходной жидкости	после образца			
Фильтрат раствора, обработанного УЦР: 5 % 10 % 15 % Раствор жидкого стекла: 0,5 % 1 % 5 % Фильтрат раствора, обработанного КССБ: 1,0 % 2,0 % 3,0 % Фильтрат раствора, обработанного 1 % КМЦ-600 Фильтрат раствора, обработанного 30 % NaCl и 7,5 % ССБ	13	14,3	0,036	0,01	0,54	0,07	В воде интенсивно осыпаются. Разрушились полностью через 10–18–4 ч p_m верхней части образца 1,12 МПа. Нижняя часть образца разрушилась p_m верхней части 0,82 МПа. Через 12 ч разрушился p_m 0,88 МПа. Через 48 ч разрушился Образцы сразу начинают осыпаться Образец полностью разрушился через 10 ч Образец разрушился через 16 ч Разрушился через 5 ч Разрушился через 2 ч
	11,8	14,1	0,162	0,103	0,69	0,08	
	10,0	13	0,243	0,175	0,29	0,03	
	25	15,1	—	—	1,06	0,14	
	21	15,7	—	—	0,79	0,104	
Фильтрат раствора, обработанного КССБ: 1,0 % 2,0 % 3,0 % Фильтрат раствора, обработанного 1 % КМЦ-600 Фильтрат раствора, обработанного 30 % NaCl и 7,5 % ССБ	5	11,9	—	—	0,696	0,092	В воде интенсивно осыпаются. Разрушились полностью через 10–18–4 ч p_m верхней части образца 1,12 МПа. Нижняя часть образца разрушилась p_m верхней части 0,82 МПа. Через 12 ч разрушился p_m 0,88 МПа. Через 48 ч разрушился Образцы сразу начинают осыпаться Образец полностью разрушился через 10 ч Образец разрушился через 16 ч Разрушился через 5 ч Разрушился через 2 ч
	6,3	12,3	0,84	0,55	6,5	0,086	
	8,7	12,0	1,04	0,497	17,4	0,23	
	11,1	12,3	1,43	0,171	25,7	0,33	
	6	11	—	—	25,4	0,33	
Фильтрат раствора, обработанного 30 % NaCl и 7,5 % ССБ	0,5	10,7	16,8	13,7	27,8	0,36	В воде интенсивно осыпаются. Разрушились полностью через 10–18–4 ч p_m верхней части образца 1,12 МПа. Нижняя часть образца разрушилась p_m верхней части 0,82 МПа. Через 12 ч разрушился p_m 0,88 МПа. Через 48 ч разрушился Образцы сразу начинают осыпаться Образец полностью разрушился через 10 ч Образец разрушился через 16 ч Разрушился через 5 ч Разрушился через 2 ч

Прочность и устойчивость аргиллита возрастают, постоянно приближаясь к критическому значению ($K_{\text{ву}} = 0,086 - 0,33$). Аналогичное влияние оказывает и сульфид-спиртовая барда, взаимодействие которой с аргиллитом повышает его устойчивость до 0,36. Гидрофобизирующее действие на аргиллит оказывают и растворы полимеров.

Исследование кинетики взаимодействия аргиллита с реагентами показывает, что для большинства из них (УЦР, КССБ, ОЭЦ, гипан) период устойчивого состояния не превышает 1 сут. При взаимодействии с растворами полимеров (КМЦ, ПАА) аргиллит устойчив в течение 42–54 ч (рис. 5.16). Из этого следует, что возможности реагентов в регулировании устойчивости глин очень ограничены. Помимо того, что растворы реагентов не предотвращают набухания глин, молекулы их (при малых концентрациях), проникая по трещинам и каналам, образуют прослойку скольжения между глинистыми частицами и агрегатами, уменьшающую сопротивляемость нагрузкам. Поэтому наиболее эффективно использование реагентов для регулирования водоотдачи, с помощью которой в определенных условиях можно управлять устойчивостью глин.

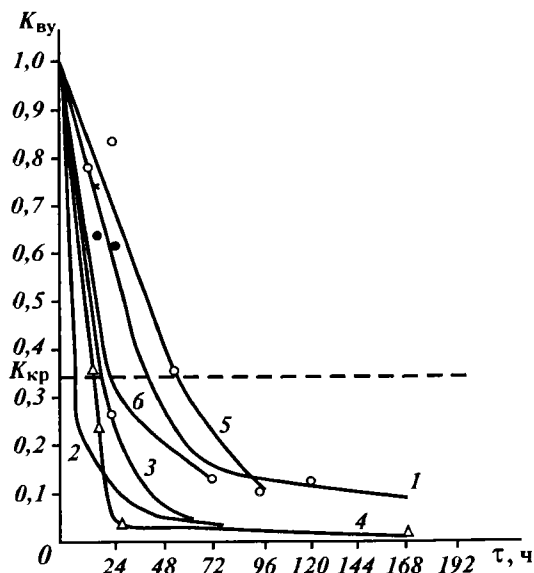


Рис. 5.16. Влияние реагентов на устойчивость аргиллита:

1 – 1% КМЦ; 2 – 10% УЦР; 3 – 0,1% ОЭЦ; 4 – 4% КССБ; 5 – 0,15% ПАА; 6 – 0,5% гипана

Исследование ингибирующей способности модельных фильтратов показало высокую активность электролитов, и в частности растворов солей кальция ($C_n = 9,26 - 16,5$). Вместе с тем, и для раствора едкого натра характерна положительная адсорбция, хотя C_n составляет всего 0,48. В связи с этим представляло интерес исследовать влияние различных гидроксидов, одно- и двухвалентных катионов и их сочетаний с различными реагентами во времени, определив тем самым критическое время устойчивости. Влияние гидроксидов натрия и кальция на структурообразование и устойчивость аргиллита показано в табл. 5.12.

Из этих данных видно, что щелочные растворы с одновалентным катионом интенсивно разрушают структуру глинистого минерала. Уже небольшое содержание в фильтрате едкого натра (0,1 %) приводит к резкому разупрочнению и уменьшению устойчивости. С увеличением концентрации NaOH разупрочнение усиливается, а коэффициент устойчивости катастрофически уменьшается до $K_{vy} = 0,020$.

При взаимодействии аргиллита с гидроксидом кальция, несмотря на такую же щелочную среду, как и в предыдущем опыте, наблюдается интенсивное структурообразование, сопровождающееся увеличением коэффициента устойчивости K_{vy} до 0,14—0,171. Такое структурообразование еще не может обеспечить устойчивость стенки скважины при наличии гидродинамических перепадов давления, так как максимальное значение K_{vy} в 2 раза меньше критического, что обусловлено ограниченным количеством катионов Ca^{2+} , вступивших в реакцию с глиной (из-за слабой растворимости извести).

В ряду гидроксидов щелочноземельных металлов наибольшей растворимостью обладает гидроксид бария (при 20 °С

Таблица 5.12

Влияние гидроксидов на структурную прочность p_m и устойчивость аргиллита

Состав фильтрата	W, %	p_m , МПа	K_{vy}	Водоустойчивость обработанных образцов
NaOH:				
0,1 %	14,4	0,42	0,054	1 ч — образец разрушился
0,3 %	14,5	0,22	0,028	1 ч
0,5 %	14	0,18	0,023	3 ч
1 %	14,4	0,16	0,020	3 ч
Ca(OH) ₂ :				
0,080 %	14,3	1,09	0,140	> 1 ч — образец разрушился
0,155 %	14,6	1,32	0,171	> 3 ч; осталась закрепленная часть ($h = 3 - 4$ мм), стояла > 18 ч

растворимость составляет 3,8 %, а при 100 °С — до 90 %). Высокая растворимость $\text{Ba}(\text{OH})_2$ позволяет исследовать ее взаимодействие с глиной в широком диапазоне концентрации и, что особенно важно, при повышенных температурах [47]. Изменение структурно-механической прочности аргиллита в зависимости от концентрации $\text{Ba}(\text{OH})_2$ показано в табл. 5.13.

Из приведенных данных видно, что интенсивность структурообразования увлажненных глинистых пород зависит от концентрации гидроксида бария. Уже при 1 % $\text{Ba}(\text{OH})_2$ p_m достигает значений ($p_m = 2,78$ МПа), при которых коэффициент устойчивости превышает критическое значение ($K_{\text{вы}} = 0,361$). При концентрации $\text{Ba}(\text{OH})_2$ 5 % прочность структуры ($p_m = 14,7$ МПа) обеспечивает коэффициент устойчивости более единицы ($K_{\text{вы}} = 1,91$). Дальнейшее увеличение концентрации $\text{Ba}(\text{OH})_2$ приводит к еще большему росту прочности и при 30 % коэффициент устойчивости равен 44,5. При этом с увеличением концентрации формирование более прочной структуры происходит на значительную глубину.

При малых концентрациях гидроксида бария в фильтрате (0,5–2 %) формирование структуры на глубине 22 мм происходит с такой же интенсивностью, как и на контакте с жидкостью, однако абсолютные значения p_m в 1,5–2 раза меньше. Коэффициент устойчивости в этом случае составляет лишь 0,128–0,205 против 0,255–0,579 в верхнем слое. При

Таблица 5.13

Влияние $\text{Ba}(\text{OH})_2$ на структурную прочность и устойчивость аргиллита ($\tau = 24$ ч; $T = 80$ °С; $p_{m0} = 7,7$ МПа)

Концентрация $\text{Ba}(\text{OH})_2$ в модельной жидкости, %	Количество прошедшей жидкости, мл	Влажность образца, %	Характеристики образца					
			на контакте с жидкостью ($h = 0$)		на поверхности выхода фильтрата ($h = 22$ мм)		после выдержки в воде	
			p_m	$K_{\text{вы}}$	p_m	$K_{\text{вы}}$	p_m	$K_{\text{вы}}$
0	—	14,1	0,49	0,065	—	—	—	—
0,5	10,0	13,5	1,96	0,255	0,98	0,128	Разрушился	
1	24,0	14,1	2,78	0,361	1,08	0,141	0,36	0,05
2	25,3	14,6	4,46	0,579	1,57	0,205	1,73	0,23
3,8	28,5	14,9	5,72	0,743	3,14	0,409	1,87	0,24
5	30,0	14,8	14,70	1,91	5,88	0,765	4,9	0,64
7,5	33,0	15,6	35,27	4,57	9,80	1,27	11,0	1,43
10,0	35,4	15,3	68,60	8,91	37,9	4,92	2,13	2,78
15,0	17,6	15,1	142,1	18,45	40,65	5,28	3,18	4,13
20,0	9,6	15,6	225,4	29,27	5,72	0,74	16,54	21,50
30,0	2,6	14,7	343,0	44,54	5,99	0,78	10,79	14,0

концентрации $\text{Ba}(\text{OH})_2$ 3,8 % происходит более равномерное формирование структурно-механической прочности по всей глубине, что обеспечивает достаточную устойчивость ($K_{\text{вы}} = 0,743 - 0,409$). В диапазоне концентраций 5–15 % прочность структуры по всей глубине достаточно высокая и коэффициент устойчивости составляет от 0,765 до 5,28. Формирование структуры по глубине образца при 20–30 % $\text{Ba}(\text{OH})_2$ вместо закономерного увеличения, как это характерно для меньших концентраций гидроксида, неожиданно многократно уменьшается с 225,4–343,0 до 5,72 – 6,0 МПа и коэффициент устойчивости с 29,27–44,54 до 0,74–0,78. Резкое различие в прочностных свойствах аргиллита, по всей вероятности, обусловлено скоростью физико-химических реакций, связанных с поглощением гидроксида бария и формированием структур. По мере увеличения концентрации гидроксида в жидкости процесс структурообразования ускоряется вследствие повышенного количества электролита, вступающего в реакцию с глинистыми частицами. При концентрациях $\text{Ba}(\text{OH})_2$ 20–30 % высокая скорость взаимодействия при избытке электролита, наряду с формированием структуры, коагулирует поры, и на глубину поступает меньшее количество фильтрата с гидроксидом бария. Механизм этого явления более подробно будет показан в следующих разделах.

Влияние гидроксидов бария и кальция на формирование структуры пермотриасовой глины показано в табл. 5.14. В отличие от аргиллита, пермотриасовая глина, как более высокодисперсная, активнее взаимодействует с гидроксидами, и

Таблица 5.14

Влияние гидроксидов бария и кальция на формирование структурно-механической прочности p_m и устойчивости $K_{\text{вы}}$ пермотриасовой глины ($\tau = 24$ ч; $T = 80^\circ \text{C}$)

Концентрация $\text{Ba}(\text{OH})_2$, %	Количество прошедшей жидкости, мл	Влажность образца, %	Характеристики образца			
			на контакте с жидкостью		после выдержки в воде	
			p_m , МПа	$K_{\text{вы}}$	p_m , МПа	$K_{\text{вы}}$
0	1,1	21,8	0,058	0,27	0	0,027
0,5	1,2	21,5	0,360	0,167	0	0
2	4,2	20,8	1,96	0,91	0,49	0,23
3,8	5,6	22,3	2,97	1,38	0,85	0,39
5	6	22	3,97	1,85	1,22	0,57
7	6,6	22,5	4,80	2,23	2,69	1,25
10	5,8	22,5	6,37	2,96	2,94	1,37
15	163	23,4	7,56	3,52	3,21	1,49
0,15 % $\text{Ca}(\text{OH})_2$	1,15	22,1	0,58	0,28	0,193	0,09

для формирования структуры требуется значительно большее количество электролитов, чем для грубодисперсного аргиллита. В этом случае коэффициент устойчивости, превышающий критическое значение, достигается при концентрации $\text{Ba}(\text{OH})_2$ 3,8 %, в то время как для аргиллита достаточно 1 % $\text{Ba}(\text{OH})_2$. При взаимодействии с известью в течение 24 ч коэффициент устойчивости составляет 0,28: вследствие ее ограниченной растворимости требуется более длительное время для формирования конденсационно-кристаллизационной структуры. Недостаток извести для формирования структуры пермотриасовой глины отражается и на поведении ее в воде. Коэффициент устойчивости составляет всего 0,09, что больше, чем у необработанной глины, но меньше критического значения.

Рост структурной прочности с увеличением количества гидроксида прослеживается и при обработке пермотриасовой глины $\text{Ba}(\text{OH})_2$. При 2 % $\text{Ba}(\text{OH})_2$ прочность формирующейся структуры ($p_m = 1,96$ МПа) уже обеспечивает коэффициент устойчивости, близкий к единице ($K_{\text{ув}} = 0,91$). Дальнейшее увеличение концентрации $\text{Ba}(\text{OH})_2$ приводит к росту прочности структуры p_m до 7,56 МПа, при этом коэффициент устойчивости превышает исходное значение в 3,5 раза.

Критерием оценки характера физико-химических процессов, обратимости и необратимости сформировавшихся структур является отношение их к воде. Значения p_m обработанных $\text{Ba}(\text{OH})_2$ образцов аргиллита и пермотриасовой глины показывают высокую водоустойчивость образованных структур. Несмотря на то, что p_m после выдержки в воде уменьшается в 2–2,5 раза, коэффициент устойчивости при концентрации $\text{Ba}(\text{OH})_2$ более 2 % превышает критическое значение и достигает 1,3–2,0 при 10–30 % $\text{Ba}(\text{OH})_2$ для исследуемых глин.

Повышенная устойчивость обработанных глинистых образцов, высокие значения структурно-механической прочности и устойчивости после их хранения в воде свидетельствуют о необратимости хемосорбционных процессов, происходящих в глинах при взаимодействии с гидроксидами бария и кальция, и образовании конденсационно-кристаллизационных структур.

Интенсивное формирование структуры глинистой породы происходит при взаимодействии с растворами солей калия (табл. 5.15).

Благодаря высокой скорости гидратации ($C_{\text{г}} = 72,8$) в реакцию вступают частицы глины во всех слоях образца, что коренным образом изменяет физико-химическое состояние

Таблица 5.15

Влияние катионов калия на предельное напряжение сдвига p_m и устойчивость K_{vy} бентонита ($p_{m0} = 1,0$ МПа)

Состав модельной жидкости	Количество прошедшей жидкости, мл	Влажность, %	Характеристики образца				Состояние образца после обработки при взаимодействии с водой
			на контакте с жидкостью (h = 0)		на поверхности выхода фильтра (h = 22 мм)		
			p _m , МПа	K _{vy}	p _m , МПа	K _{vy}	
Вода + 7 % KCl	2,5	50,3	0,033	0,033	0,358	0,358	Объем увеличился в 3 раза, p _m = 0
7 % KCl + + 0,148 % Ca(OH) ₂	15,2	18,1	3,43	3,43	4,41	4,08	p _m = 1,13 МПа; K _{vy} = 1,13
7 % KCl + + 2 % Na ₂ SiO ₃	10,0	17,3	39,24	39,2	4,41	4,08	p _m = 11,2 МПа; через 2 мес K _{vy} = 11,2
7 % KCl + + 2 % K ₂ SiO ₃	27	18,7	35,31	35,3	17,61	17,2	p _m = 25,0 МПа; через 5 мес K _{vy} = 25
2 % Na ₂ SiO ₃	3,1	34,0	0,294	0,294	0,39	0,065	p _m = 0; разрушился
2 % K ₂ SiO ₃	0,0	20,4	24,50	24,4	4,41	4,08	p _m = 5,34 МПа, K _{vy} = 5,34

глинистых частиц. При взаимодействии с ионами калия влажность глины уменьшается в 2,5 раза, а структурно-механическая прочность увеличивается в кратное число раз, что обеспечивает высокий коэффициент устойчивости ($K_{\text{в}} = 3,43 - 4,08$), причем по всему объему образца. В присутствии силикатов прочность обработанных образцов p_m достигает значений 39,2 МПа, при которых $K_{\text{в}} = 35 - 39$. Длительное хранение этих образцов в воде (2–5 мес) не приводит к их разрушению: сохраняется достаточно высокая прочность и устойчивость ($K_{\text{в}} = 1,13 - 25$). Наилучшие результаты получены при совместной обработке хлористым калием и силикатом калия, при которой весь образец пропитывается ионами калия — прочность нижнего слоя составляет 17,6 МПа при $K_{\text{в}} = 17,2$, а после длительного хранения в воде $K_{\text{в}} = 25$. Высокие значения структурной прочности и устойчивости глинистой породы в этом случае обусловлены, наряду с подавлением гидратации глинистых частиц, новыми минералообразованиями, превращающими глинистый образец в монолитный, высокопрочный и водоустойчивый камень.

Проведенные исследования, наряду с определением коэффициента ингибирующей способности, позволили выявить оптимальную концентрацию хлористого калия в буровом растворе, составляющую 5–7 %, при которой гидратация проявляется слабо и заканчивается в минимально короткое время.

При исследовании взаимодействия растворов хлористого калия с глинистой породой ненарушенной структуры (керновый материал) получен тот же эффект упрочнения (табл. 5.16).

Водочувствительность исследуемых глин минимальна ($K_{\text{в}} = 0,78 - 0,99$), и вследствие этого нет острой необходимости в какой-либо специальной обработке раствора. Тем показательней результаты взаимодействия их с KCl. Уже при концентрации KCl 3 % структурная прочность глин через сутки становится больше как прочности увлажненного образца, так и исходной прочности. Коэффициент устойчивости превышает 1,0. При концентрации KCl, равной 5 %, достигается максимальное значение прочности, и при увеличении концентрации до 7 % она остается неизменной. Коэффициент устойчивости возрастает до 1,65–1,66. При совместных действиях KCl (5 %) и КМЦ (1 %) устойчивость увеличивается до 1,45–1,74, а через 6 сут — до 1,88. Из приведенных данных следует, что глинистая порода ненарушенной структуры также эффективно упрочняется и ее устойчивость повышается

Таблица 5.16

Влияние KCl на прочность и устойчивость глинистой породы с ненарушенной структурой

Характеристика пород	Время нахождения в растворе, сут	$\sigma_{сж}$ сухого образца, МПа	Содержание KCl, %								5% KCl + +1% КМЦ	
			0		3		5		7			
			$\sigma_{сж'}$ МПа	K_{vy}	$\sigma_{сж'}$ МПа	K_{vy}	$\sigma_{сж'}$ МПа	K_{vy}	$\sigma_{сж'}$ МПа	K_{vy}	$\sigma_{сж'}$ МПа	K_{vy}
Глина зеленая Аргиллит светло-серый То же	1	17,26	13,43	0,78	19,2	1,12	23,0	1,38	23,0	1,38	24,9	1,45
	1	28,7	28,4	0,99	34,5	1,2	49,9	1,65	47,9	1,65	50,0	1,74
	6	29,1	28,6	0,98	45,0	1,04	—	—	48,5	1,66	54,9	1,88

при взаимодействии с KCl, как и для образцов с нарушенной структурой. Учитывая, что на стенке скважины структура глинистой породы практически не нарушается и керновый материал отражает ее состояние, можно утверждать, что при применении бурового раствора, содержащего соли калия, также будет увеличиваться прочность глины и соответственно повышаться устойчивость стенки скважины.

Исследования кинетики структурообразования при взаимодействии глинистой породы нарушенной структуры с водными растворами различных электролитов показывает неоднозначность происходящих процессов (табл. 5.17, рис. 5.17). Характер изменения структурно-механической прочности p_m и устойчивости K_y зависит от времени воздействия и концентрации электролита. При взаимодействии с водой и растворами солей малых концентраций на первом этапе происходит активная капиллярная пропитка образца, гидратация глинистых частиц, приводящая к ослаблению связей между ними. Этот момент перехода от сухого к влажному состоянию сопровождается резким уменьшением прочности — с 7,7 до 1,37 МПа для чистой воды. С увеличением времени по мере набухания глинистых частиц прочность уменьшается, но в замедленном темпе (см. рис. 5.17, кривая 1). Водочувствительность очень высокая: $K_{vy} = 0,08$ и через 72 ч взаимодействия составляет 0,032. Резкое разупрочнение характерно для растворов с небольшими концентрациями электролитов в первые часы пропитки образца, однако численные значения p_m и K_{vy} выше ($K_{vy} = 0,160 - 0,255$), чем для воды, но значительно

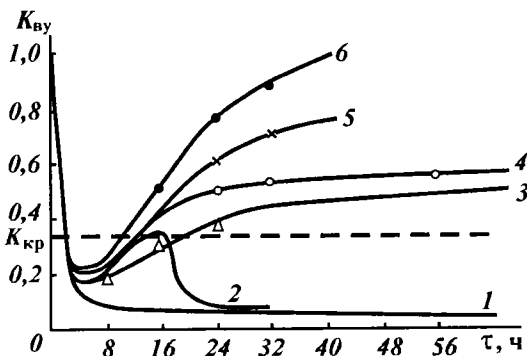


Рис. 5.17. Кинетика устойчивости аргиллита в растворах электролитов: 1 — вода; 2 — 4000 мг/л Ca^{2+} ; 3 — 4000 мг/л Ca^{2+} + 1580 мг/л $\text{Ca}(\text{OH})_2$; 4 — 7000 мг/л K^+ + 1580 мг/л $\text{Ca}(\text{OH})_2$; 5 — 2 % $\text{Ba}(\text{OH})_2$; 6 — 3,8 % $\text{Ba}(\text{OH})_2$

меньше минимальной величины ($K_{\text{вы}} = 0,34$), при которой возможно сохранение устойчивости стенки скважины. По мере увеличения времени обработки и поступления в глинистую породу большого количества электролита структурно-механическая прочность растет, постепенно обеспечивая необходимую устойчивость. Для раствора хлористого калия и извести, гидроксида бария необходимая величина p_m , обеспечивающая устойчивость глины ($K_{\text{вы}} = 0,34$), достигается через 10–12 ч и продолжает увеличиваться во времени (см. рис. 5.17, кривые 4, 5, 6). При содержании $\text{Ba}(\text{OH})_2$ 3,8 % через 40 ч взаимодействия восстанавливается первоначальная прочность образца (сухого) и $K_{\text{вы}} = 1$.

При меньшей концентрации $\text{Ba}(\text{OH})_2$, а также для растворов KCl , CaCl_2 с известью этот процесс растягивается во времени и коэффициент устойчивости неуклонно приближается к единице, т.е. к первоначальному, до воздействия воды, состоянию.

Для взаимодействия глины с растворами хлористого кальция различной концентрации также характерно резкое уменьшение структурной прочности и устойчивости в первый момент, как и для других растворов. В дальнейшем, по мере увеличения времени обработки и поступления в образец новой порции ионов кальция, структурная прочность увеличивается, достигая через 14–16 ч величин ($p_m = 2,25 - 2,69$ МПа), обеспечивающих минимально необходимый коэффициент устойчивости ($K_{\text{вы}} = 0,34 - 0,36$). С увеличением времени взаимодействия (> 16 ч) прочность образцов (и коэффициент устойчивости) для всех концентраций ионов

кальция резко уменьшается и через 24 ч достигает значений, характерных для водонасыщенных глин (см. рис. 5.17, кривая 2). Добавка извести в раствор CaCl_2 изменяет характер структурообразования и повышает устойчивость глины по мере увеличения времени обработки. В этом случае p_m увеличивается постепенно, и через 20 ч обеспечивается минимально необходимая устойчивость ($K_{vy} = 0,34$). Процесс упрочнения продолжается во времени (см. рис. 5.17, кривая 3).

На характер и интенсивность процессов структурообразования существенное влияние оказывают гидроксиды бария и кальция, причем имеется определенная взаимосвязь и с количеством катионов. Так, сама по себе известь, обладая закрепляющим эффектом, в силу слабой растворимости, а следовательно, недостаточного для завершения реакции количества катионов кальция, не обеспечивает необходимой прочности (и коэффициента устойчивости). При совместном действии катионов кальция и извести достигается необходимый эффект, но процесс растянут во времени. Сказываются опять-таки слабая растворимость и недостаток уже гидроксильных групп. Поэтому в условиях достаточного количества катионов и гидроксильных групп следует ожидать интенсивного процесса структурообразования. Действительно, для высококонцентрированных растворов гидроксида бария (10–15 %) интенсивные химические реакции формируют высокопрочностные конденсационно-кристаллизационные структуры ($p_m = 22,54 - 66,65$ МПа), что приводит к увеличению устойчивости глины в 2,85–8,5 раза.

Таким образом, проведенные исследования показывают, что на процессы структурообразования большое влияние оказывают гидроксильные группы гидроксидов щелочноземельных металлов. В присутствии растворов NaOH и KOH структурные связи не только не формируются, но и разрушаются уже имеющиеся. Для гидроксидов двухвалентных металлов характерно интенсивное структурообразование, увеличивающееся с ростом концентрации ионов. Наибольший эффект при малых концентрациях достигается при совместном действии катионов и одноименных гидроксидов, при котором возникающие коагуляционные связи преобразуются в более прочные конденсационно-кристаллизационные структуры. Следовательно, регулируя процессы структурообразования глинистой породы при взаимодействии с фильтратами буровых растворов за счет изменения водоотдачи и химического состава раствора (т.е. вводя в раствор такие электролиты, как калий, кальций, барий в присутствии гидроксидов

кальция и бария), можно управлять устойчивостью стенки скважины по изменению коэффициента во времени.

Превышение за короткий промежуток времени критического значения коэффициента устойчивости $K_{в\gamma}$ и стремление его к единице, т.е. к исходной прочности, свидетельствует об эффекте закрепления, и такая система может быть рекомендована к применению. И, наоборот, резкое уменьшение $K_{в\gamma}$ ниже критического, без дальнейшего изменения этой тенденции ограничивает возможности применения этой системы критическим отрезком времени, больше которого использование данной системы становится проблематичным. Таким образом, оценка ингибирующей способности раствора по коэффициенту устойчивости конкретной глины является решающим фактором управления устойчивостью стенки скважины.

Проведенные исследования оценки устойчивости стенки скважины по коэффициентам ингибирующей способности раствора $C_{и}$ и устойчивости глинистой породы $K_{в\gamma}$ показывают, что между ними прослеживается четкая связь, отражающая физико-химические процессы, происходящие при взаимодействии с фильтратами буровых растворов (табл. 5.18). Для отрицательного $C_{и}$, сопровождающегося поглощением, в основном воды, характерно уменьшение структурно-механической прочности p_m , и устойчивость глин определяется временем, в течение которого разупрочнение достигнет критической величины. В этом случае принципиальное значение имеет величина водоотдачи раствора и способность реагентов отдавать воду. Чем меньше у реагентов способность отдавать воду и меньше величина водоотдачи, тем длительнее устойчивое состояние глинистой породы и стенки скважины. И если этого времени достаточно, чтобы пробурить скважину и об-

Таблица 5.18

Взаимосвязь параметров устойчивости аргиллита ($\tau = 72$ ч)

Состав модельной жидкости	$C_{и}$	p_m , МПа	$K_{в\gamma}$
1 % КМЦ	-1,56	0,65	0,085
1 % УЦР	-1,30	0,59	0,079
1 % КССБ	-1,07	0,65	0,085
1560 мг/л $Ca(OH)_2$	2,04	2,65	0,345
2000 мг/л Ca^{2+}	3,65	0,65	0,071
2000 мг/л Ca^{2+} + + 1560 мг/л $Ca(OH)_2$	5,74	3,82	0,51
3800 мг/л $Ba(OH)_2$	47	7,74	1,006
7000 мг/л KCl + + 1560 мг/л $Ca(OH)_2$	76,5	4,36	0,58

садить ствол колонной, то не требуется дополнительных обработок раствора, за исключением особых требований, в частности, проведения ИПТ и т.д. Если же этого промежутка времени недостаточно для сооружения ствола и процесс бурения сопровождается осыпями, обвалами и кавернообразованием (или они предполагаются), необходимы специальные добавки в раствор, изменяющие коэффициент устойчивости и продолжительность критического времени. Эти ингредиенты раствора первоначально оцениваются по коэффициенту ингибирующей способности раствора $C_{и}$, показывающему темп подавления гидратации, сопровождающегося повышением структурно-механической прочности, достаточность и необратимость которой определяются во времени в сравнении с критически необходимой для обеспечения устойчивости стенок скважин.

Структурно-механическая прочность глин через 72 ч взаимодействия, несмотря на высокое значение коэффициента ингибирующей способности раствора, содержащего 2000 мг/л Ca^{2+} ($C_{и} = 3,65$), мало отличается от прочности необработанной глины, и по количественному выражению его действие одинаково с действием реагентов. Соответственно и коэффициент устойчивости очень мал и не обеспечивает необходимой устойчивости стенки скважины. В то же время через 16 ч взаимодействия $p_m = 2,25$ МПа, а коэффициент устойчивости $K_{у}$ приближается к критическому. При увеличении концентрации ионов кальция вдвое коэффициент устойчивости превышает критическое значение, но затем, также во времени, резко уменьшается, и глинистая порода теряет всякую устойчивость к сопротивлению внешним нагрузкам. Такой фактор исключительности, когда при достаточно высоком значении коэффициента ингибирующей способности коэффициент устойчивости очень низок, обратимость процессов структурообразования при определенном составе раствора, высокая прочность и устойчивость глин в присутствии гидроксидов кальция и бария свидетельствуют о сложных физико-химических и химических процессах, происходящих в глинистой породе в этом случае. Все это потребовало постановки и проведения специальных исследований по выяснению природы и механизма структурообразования.

5.2.3. РОЛЬ ИОНООБМЕННЫХ РЕАКЦИЙ В СТРУКТУРООБРАЗОВАНИИ УВЛАЖНЕННЫХ ГЛИНИСТЫХ ПОРОД

Проведенные исследования кинетики вытеснения натрия из поглощенного комплекса глин показывают, что ионообменные реакции при взаимодействии с фильтратами буровых растворов, содержащих различные концентрации катионов, протекают в эквивалентных количествах и подчиняются закономерностям катионного обмена. При определенных условиях наряду с обычными ионообменными процессами наблюдается дополнительное молекулярное поглощение вытесняющего катиона [47].

Характер ионообменных реакций определяли во времени по содержанию электролитов в модельной жидкости до воздействия на образец и после выхода из него. Анализ состава, прошедшего через образец жидкости, производился через каждые 2 ч обычным титрометрическим методом (кальций) и на пламенном фотометре (натрий). Результаты анализа представлены на рис. 5.18 в виде кривых вытеснения натрия (II, 1–3) и поглощения кальция (кривые I, 1–3). Эти данные показывают, что вытеснение натрия и поглощение кальция протекают в эквивалентных количествах и подчиняются основным закономерностям катионного обмена [15, 20, 84]. При полном замещении натрия количество поглощенного

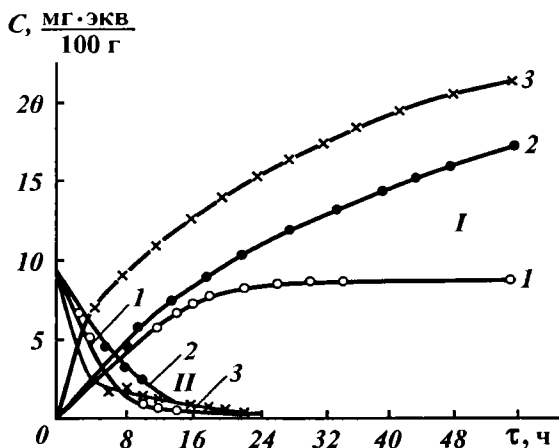


Рис. 5.18. Кинетика поглощения ионов Ca^{2+} (I) и вытеснения ионов Na^+ (II) в зависимости от состава фильтрата:
1 — 2000 мг/л Ca^{2+} ; 2 — 2000 мг/л Ca^{2+} + 0,148 % $\text{Ca}(\text{OH})_2$; 3 — 5000 мг/л Ca^{2+} + 0,148 % $\text{Ca}(\text{OH})_2$; C — концентрация ионов

кальция соответствует количеству вытесненного натрия и с увеличением времени взаимодействия количество поглощенного кальция остается постоянным (кривая 1—1 параллельна оси абсцисс). Процесс обмена заканчивается в основном через 10—12 ч, и этому периоду отвечает максимальная прочность исследуемых образцов (табл. 5.19).

Добавка извести в модельную жидкость, содержащую 2000 мг/л кальция, изменяет характер поглощения кальция и вытеснения натрия (см. рис. 5.18, кривая 2). В этом случае процесс вытеснения натрия ускоряется, а поглощение кальция не заканчивается после полного замещения натрия. Так, через 48 ч обработки (см. табл. 5.19) кальция поглотилось в 2 раза больше (16,5 мг-экв/100 г), чем вытеснено натрия (8,6 мг-экв/100 г), и процесс поглощения продолжается во времени. Увеличение концентрации катионов кальция в модельной жидкости ускоряет ионообменные процессы (рис. 5.19). Кривая 1 на рис. 5.19, а показывает, что в отсутствии извести обмен происходит строго в эквивалентных количествах. В присутствии извести в каждый момент Ca^{2+} поглощается больше, чем вытесняется Na^+ (кривая 2). Избыточное количество поглощенного кальция свидетельствует о наличии двух процессов: ионообменных и хемосорбционных. Увеличение температуры приводит к изменению процессов обмена и поглощения. Если при температуре 20 °С идет одновременный процесс обмена Na^+ и дополнительного поглощения Ca^{2+} , то

Таблица 5.19

Влияние ионообменных процессов на структурообразование увлажненного аргиллита

Время взаимо- действия, ч	2000 мг/л Ca^{2+}			2000 мг/л Ca^{2+} + 1560 мг/л $\text{Ca}(\text{OH})_2$		
	коли- чество Na^+ в филт- рате, мг-экв 100 г	коли- чество погло- щенного Ca^{2+} , мг-экв 100 г	струк- турно- механи- ческая проч- ность p_m , МПа	коли- чество Na^+ в филт- рате, мг-экв 100 г	коли- чество погло- щенного Ca^{2+} , мг-экв 100 г	струк- турно- механи- ческая проч- ность p_m , МПа
4	5,83	2,13	1,24	3,32	2,14	—
8	3,30	4,9	1,37	1,66	4,9	1,23
12	1,66	6,0	1,60	0,80	6,66	—
16	0,83	7,49	2,25	0,42	8,32	1,50
20	0,41	8,24	0,8	0,15	9,83	—
24	0,05	8,32	0,65	0	10,66	1,805
32	0	8,65	—	0	12,49	2,65
40	0	8,65	—	0	14,17	3,0
48	0	8,65	—	0	16,54	3,25

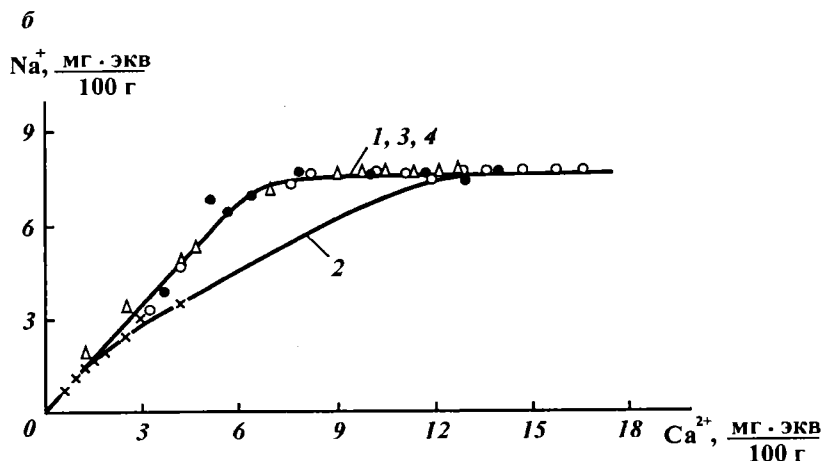
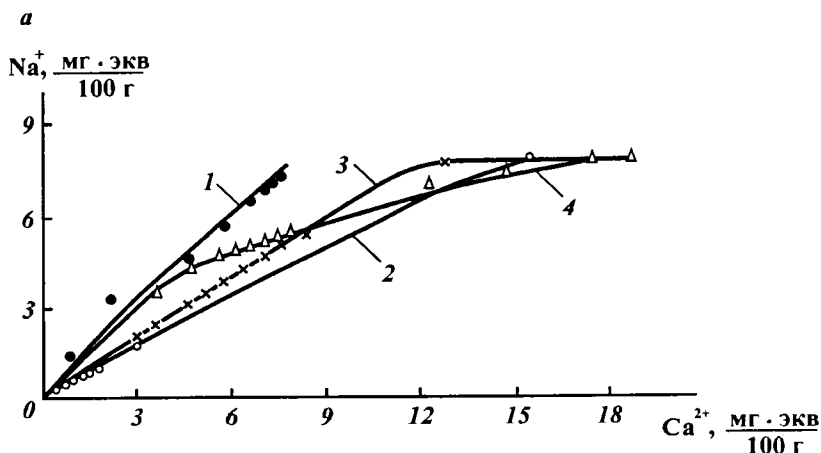


Рис. 5.19. Кинетика вытеснения ионов Na^+ в зависимости от количества поглощенных ионов Ca^{2+} :

a — при $t = 20^\circ\text{C}$; *б* — при $t = 80^\circ\text{C}$;

1 — 2000–5000 мг/л Ca^{2+} ; 2 — 0,156 % $\text{Ca}(\text{OH})_2$; 3 — 2000 мг/л Ca^{2+} + 0,156 % $\text{Ca}(\text{OH})_2$; 4 — 5000 мг/л Ca^{2+} + 0,156 % $\text{Ca}(\text{OH})_2$

при температуре 80°C вначале происходит обмен в эквивалентных количествах Na^+ на Ca^{2+} и только затем хемосорбционное связывание кальция. При этом концентрация ионов кальция мало отражается на характере десорбции и адсорбции катионов (все точки ложатся на одну кривую — см. рис. 5.19, б). Для фильтратов, содержащих только известь, увели-

чение температуры практически не изменяет характер реакции (кривая 2).

В табл. 5.19 показано влияние количества адсорбированного кальция на структурно-механическую прочность увлажненного аргиллита. На первом этапе, когда количество адсорбированного кальция невелико, происходит активная гидратация глины и ослабление связей между ее частицами. По мере накопления кальция в обменном комплексе глины происходит постепенное сжатие гидратных слоев, вызывающее коагуляцию глинистых частиц. Моменту, когда количество адсорбированного кальция составляет 90 % от обменного натрия, соответствует максимальная структурная прочность: $p_m = 2,25$ МПа. В дальнейшем, по мере увеличения времени взаимодействия, коагуляционные связи разрушаются (коагуляционное разжижение) и прочность образцов приближается к минимальным значениям, характерным для воды. При добавке извести в этот раствор замещение Na^+ на Ca^{2+} практически заканчивается через 16 ч, формирование структуры идет медленно, и через 32 ч прочность достигает величины, которая обеспечивает устойчивость глины ($K_{\text{ву}} = 0,345$). Количество адсорбированного кальция в этом случае в 1,5 раза больше, чем имеется в обменном комплексе. Процесс упрочнения продолжается во времени вместе с хемосорбционным поглощением кальция. Обработанные таким образом глины имеют высокую водоустойчивость (сохраняют прочность при длительном хранении в воде), что свидетельствует о необратимости сформированных структур, которые по характеру сопротивляемости нагрузке соответствуют конденсационно-кристаллизационным связям. Прочность их как по скорости образования, так и по абсолютной величине зависит от количества поглощенного катиона, что особенно хорошо прослеживается при взаимодействии глины с гидроксидом бария.

На рис. 5.20 представлена кинетика адсорбции гидроксида бария аргиллитом. В области малых концентраций (0,5–1 %) количество поглощенных ионов бария прямо пропорционально времени обработки, что свидетельствует о постоянстве скорости сорбции и преобладающем влиянии ионообменных реакций (кривые 1, 2). Также изменяется во времени и прочность образцов, обработанных этими фильтратами. При повышении концентрации (до 2–10 %) скорость поглощения в течение первых 16–20 ч резко увеличивается, а затем выравнивается и имеет также прямую зависимость от времени обработки, что свидетельствует об однозначном процессе.

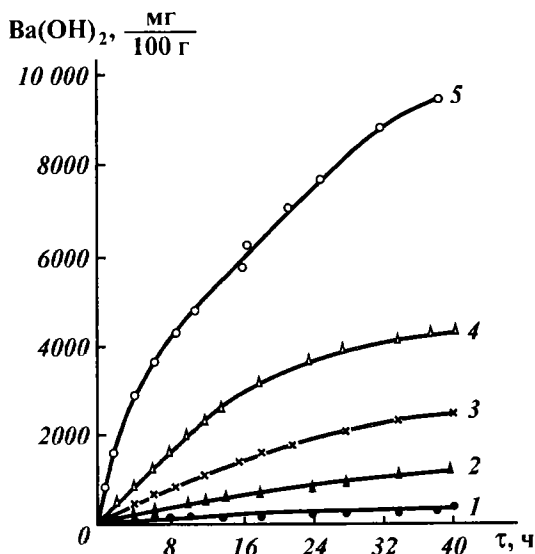


Рис. 5.20. Кинетика адсорбции $\text{Ba}(\text{OH})_2$ аргиллитом:
1–5 — исходная концентрация $\text{Ba}(\text{OH})_2$ соответственно 0,5, 1, 2, 3,8 и 10 %

Криволинейный характер кинетики поглощения $\text{Ba}(\text{OH})_2$ в определенных условиях показывает, что одновременно происходят ионообменные и хемосорбционные процессы (см. рис. 5.20, кривые 3, 4, 5). В дальнейшем (через 16–20 ч) происходит преимущественно хемосорбция гидроксида бария глинистым минералом с изменением его структуры, состава и физико-химических свойств. Прочность образцов в результате этого резко возрастет.

Однако несмотря на интенсивное поглощение $\text{Ba}(\text{OH})_2$, процесс преобразования материала в исследуемом диапазоне времени полностью не заканчивается. Вследствие этого содержание гидроксида бария в прошедшем через образец фильтрате во всех опытах было ниже, чем в исходном растворе. Характер изменения содержания электролита в выходящем фильтрате зависит от первоначальной концентрации $\text{Ba}(\text{OH})_2$. Так, при обработке образцов 0,5–1%-ным раствором содержание $\text{Ba}(\text{OH})_2$ в отфильтровавшейся жидкости не превышает 0,1–0,2 %. В результате недостаточного поступления коагулирующих ионов в нижний слой гидратация глинистых частиц при малых концентрациях $\text{Ba}(\text{OH})_2$ полностью не подавляется, структура вследствие этого разрушается, и прочность нижнего слоя не превышает 0,5886–0,7848 МПа.

При повышении концентрации до 2–3,8 % содержание $\text{Ba}(\text{OH})_2$ в выходящем фильтрате составляет 1,54–3,23 %. Этого оказывается достаточно для подавления гидратации и образования прочной структуры с предельным напряжением сдвига в нижнем слое 2,7468–3,87495 МПа.

Совершенно по-другому изменяется содержание $\text{Ba}(\text{OH})_2$ в выходящем фильтрате при увеличении концентрации его в исходном растворе до 10–30 % (рис. 5.21). В начальный период взаимодействия (2–4 ч) гидроксид бария полностью поглощается аргиллитом, а выходящий фильтрат содержит только следы $\text{Ba}(\text{OH})_2$. Затем, по мере продолжения обработки, количество выходящего гидроксида бария начинает резко увеличиваться, что сопровождается и быстрым ростом p_m нижнего слоя. Однако увеличение содержания $\text{Ba}(\text{OH})_2$ в отфильтровавшейся жидкости происходит не безгранично, а до определенного предела, значительно меньшего, чем концентрация его в исходном растворе. Максимальное содержание $\text{Ba}(\text{OH})_2$ в выходящем фильтрате фиксируется через 9 ч и уменьшается с увеличением концентрации его в исходном растворе. Так, при обработке аргиллита 10%-ным раствором $\text{Ba}(\text{OH})_2$ количество его в выходящем фильтрате равно 6,2 %, а при исходной концентрации 20 % — всего 3,3 %. При этом прочность нижнего слоя равна прочности

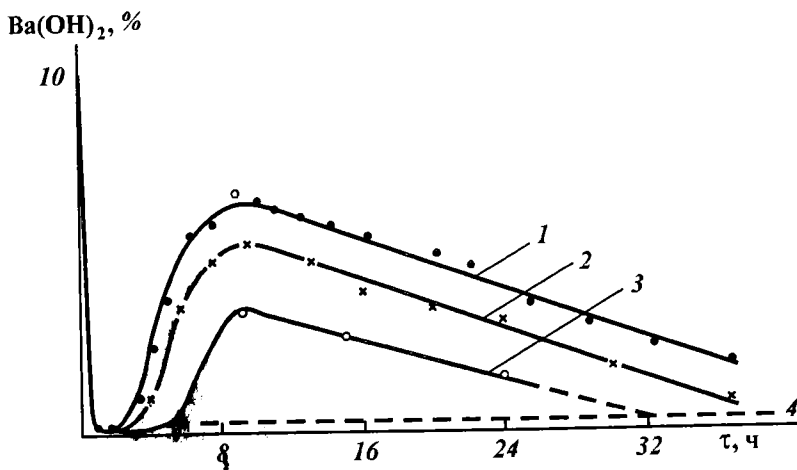


Рис. 5.21. Изменение содержания $\text{Ba}(\text{OH})_2$ в фильтрате после прохождения через образец аргиллита:
1–4 — исходная концентрация $\text{Ba}(\text{OH})_2$ соответственно 10, 15, 20 и 30 %

верхнего, через который прошел фильтрат с такой же концентрацией $\text{Ba}(\text{OH})_2$.

Максимальное содержание $\text{Ba}(\text{OH})_2$ в выходящем фильтрате соответствует моменту, когда количественное накопление гидроксида бария сопровождается качественными превращениями и изменениями физико-химических свойств аргиллита, которые характеризуются ростом прочности, уменьшением фильтрации и количества проходящего через образец электролита. Изменение характера поглощения $\text{Ba}(\text{OH})_2$ обусловлено интенсивным структурообразованием, появлением нового материала, приводящего к колюматации и уменьшению диаметра пор. Такое состояние наступает, когда общее количество поглощенного гидроксида бария (независимо от концентрации в исходном растворе) составляет 4250–4850 г на 100 г глины. Действительно, с увеличением времени обработки вместо ожидаемого роста наблюдается резкое уменьшение содержания $\text{Ba}(\text{OH})_2$ в выходящем фильтрате, и это уменьшение тем значительнее, чем выше концентрация его в исходном растворе. Так, для 10%-ного раствора количество $\text{Ba}(\text{OH})_2$ после прохождения через образец в течение 36 ч уменьшается с 6,2 до 1,7 %, а для 20%-ного с 3,3 до 0,6 % (см. рис. 5.21, кривые 1 и 3).

Неравномерность поглощения $\text{Ba}(\text{OH})_2$ приводит к резкому изменению структурообразования и прочности по всему образцу. В диапазоне концентраций 10–15 %, вследствие повышенного количества проходящего через образец $\text{Ba}(\text{OH})_2$, уменьшение содержания последнего не сопровождается падением прочности нижнего слоя. Наоборот, пока общее количество поглощенного $\text{Ba}(\text{OH})_2$ растет быстрее, чем падает его содержание на выходе, прочность нижнего слоя увеличивается (45,126–49,0 МПа). В случае повышенных концентраций (20–30 %) эти качественные изменения происходят быстрее всего в верхней части образца, в результате чего в нижний слой поступает в очень ограниченном количестве обедненный фильтрат. Поэтому прочность на поверхности контактирования с жидкостью значительно выше (245,2 МПа), чем прочность нижнего слоя (5,886–6,867 МПа). На рис. 5.22 показано влияние скорости сорбции гидроксида бария на прочность образцов аргиллитов и пермотриасовой глины. В диапазоне скоростей 0,2–0,9 мг.экв./ч увеличение прочности еще незначительно – с 2,4525 до 4,905 МПа – вследствие малого количества в образце ионов бария. По мере увеличения содержания $\text{Ba}(\text{OH})_2$ предельное напряжение сдвига аргиллита увеличивается до 35,316–88,29 МПа, что соответствует скорости

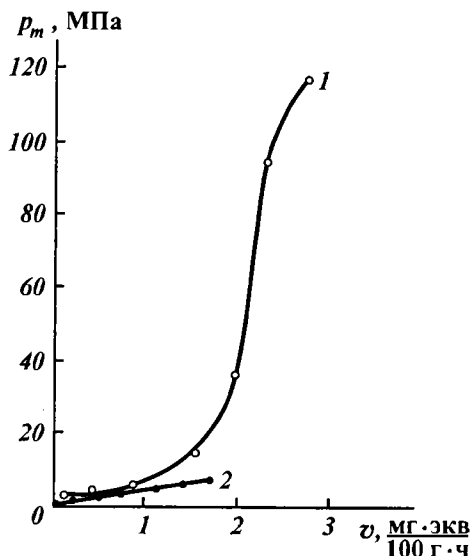


Рис. 5.22. Влияние скорости поглощения v $\text{Ba}(\text{OH})_2$ на прочность аргиллита (1) и пермотриасовых глин (2)

поглощения от 2 до 2,4 мг-экв/ч. Несколько меньший темп роста p_m отмечается у пермотриасовой глины, что связано с ее высокой дисперсностью (кривая 2).

Следовательно, структурно-механическая прочность аргиллита и пермотриасовой глины существенным образом зависит от скорости ионообменных и хемосорбционных процессов и тем больше, чем быстрее и в большем количестве происходит обмен натрия на двухвалентные катионы.

Ионообменные процессы в глинистых породах при взаимодействии с солями калия отличаются от ранее рассмотренных специфическими особенностями, связанными со свойствами катиона калия. Рассмотрение этих процессов с позиции химии глин показывает, что катионы калия наиболее прочно (по сравнению с другими катионами) удерживаются глинистыми минералами и могут считаться почти не обменными, если они вошли в межpacketные пустоты в кристаллах монтмориллонита и, особенно, слабо окристаллизованной гидрослюда [20, 79, 84]. Прочное удержание катионов калия глинистыми минералами связано с тем, что они в силу своих геометрических размеров могут входить в "особые места" (пустоты гексагональной сетки) кристаллической поверхности глинистого минерала, прочно срачивая его пакеты.

Ионы калия K^+ и аммония NH_4^+ лучше других подходят по радиусу для проникновения в пространство между двумя тетраэдрическими слоями, которые контактируют друг с другом в верхней части трехслойного глинистого образца. Диаметры ионов калия и аммония (0,266 и 0,286 нм соответственно) очень близки к доступному расстоянию между пакетами глинистых частиц (0,288 нм). Катион, имеющий диаметр меньше 0,28 нм, склонен к кристаллическому сжатию. В процессе гидратации калиевой системы тетраэдрические слои соприкасаются друг с другом, а ионы калия теряют оболочку из ориентированной воды и несколько уменьшаются в размерах. Затем они могут быть зажаты в свободном пространстве между экспонированными плоскостями. Если катионы чуть больше, как у аммония, то слои не соприкасаются. Катионы меньшего размера (например, Na^+ и Ca^{2+} , обнаруженные в монтмориллоните) входят в пространственную решетку, но они слишком малы, чтобы удержать слои вместе, и регидратация приводит к адсорбции воды, к вероятному обмену и набуханию. Калий и аммоний имеют наименьшие значения энергии гидратации из всех катионов, что способствует межслойной дегидратации, соприкосновению слоев и образованию плотной структуры.

Ввиду того, что ион калия является не гидратирующим катионом [20], вода не проникает между элементарными пакетами глинистых минералов, вследствие чего не происходит внутрирешетчатого набухания. В результате постепенного обогащения глин калием меняется минеральный состав и свойства глинистых пород, которые становятся хорошо окристаллизованными гидрослюдами с малой обменной способностью и слабой гидрофильностью.

На изменения глинистых минералов, происходящие в гидротермальных условиях, большое влияние оказывают их общий состав, показатель pH среды, температура и давление. Преобразование глинистых минералов усиливается с повышением температуры, а увеличение концентрации калия в этих условиях приводит к интенсификации процессов.

М.Р. Мавлютов, Р.Г. Ягофаров и др. [42, 88], рассмотрев теоретические предпосылки доступа ионов калия в гексагональные лунки кремнекислородного слоя глинистых минералов, пришли к выводу, что в обычных условиях влияние калия на поведение гидрослюдистых глин не прослеживается.

При взаимодействии с монтмориллонитом, в котором обменные реакции на поверхности протекают быстрее и полнее, возможно получение эффекта калиевой обработки. Применяя представления О.Я. Самойлова об отрицательной и положительной гидратации ионов, вышеуказанные авторы делают предположение о том, что проникновение катиона калия в гексагональную лунку (средний радиус 0,165 нм) слоев глинистых минералов возможно до температуры 44 °С в случае применения хлористого калия. При более высокой температуре ион калия в составе KCl характеризуется положительной гидратацией (радиус 0,38 нм), и возможность миграции гидратированного иона в глубь минерала уменьшается, так как при более высоких температурах практически нет различий между, например, гидратированными ионами калия и натрия; для них одинаково недоступны гексагональные лунки. Эффективность калиевой обработки монтмориллонита будет достигнута, если забойная температура достаточно низкая и раствор не загрязнен многовалентными катионами. Этой же точки зрения придерживаются и другие авторы. Однако эти теоретические исследования не учитывают многообразия факторов, влияющих на характер взаимодействия ионов калия и глинистого минерала, таких как щелочность среды, давление и температура, присутствие других солей.

Данные, приведенные в работах [16, 79], и наши исследования убедительно показывают, что процессы преобразования монтмориллонита в гидрослюдистые минералы происходят и при температурах, значительно превышающих критическую (44 °С) и давлениях 20–90 МПа.

М.Б. Хеиров, М.А. Шамхалов, М.А. Ханмамедов [79, 80] прямыми экспериментами по обработке монтмориллонита (его обменная емкость 69 мг-экв/100 г, а Na^+ и Ca^{2+} — 52 и 17 мг-экв/100 г) однонормальными растворами KCl, KOH, K_2SiO_3 , MgCl_2 и другими при температуре 70 °С подтвердили тезис о преобразовании монтмориллонита в минерал гидрослюдистого типа.

При этом максимальный эффект гидрофобизации наблюдался в случае обработки исходного монтмориллонита растворами K_2SiO_3 , KOH, KCl, K_2CO_3 и $\text{AlCl}_3 + \text{KCl}$, что связано с фазовыми превращениями монтмориллонита в минерал гидрослюдистого типа в заметном количестве в результате фиксации катионов калия в гексагональных сетках, образованных атомами кислорода в кремнекислородных слоях, и скрепления ими между собой соседних трехэтапных слоев. Преобразование монтмориллонита в минералы слюдистого

типа при обработке его электролитами, содержащими ионы калия, связано с тем, что диаметр последних в растворе точно соответствует диаметру колец, образованных ионами кислорода в кремниевых слоях (0,266 нм).

Хороший эффект гидрофобизации глины получается и при обработке раствором $\text{AlCl}_3 + \text{KCl}$. Формирование ненабухающей фазы при обработке этим раствором связано с появлением дефицита положительного заряда в результате замещения кремния на алюминий в тетраэдрических позициях структуры глины и его компенсации ионами калия и образующимися при этом полициклами типа $\text{Al}_6(\text{OH})_{12}^{6+}$.

Поскольку заряд ионов довольно высок (6^+), следует ожидать их адсорбцию на поверхности отрицательно заряженной решетки монтмориллонита. Близость структуры этого полимера к структуре глины благоприятствует расположению его между слоями монтмориллонита и появлению между ними достаточно сильной ионной связи. Поэтому адсорбированный полимер не может замещаться одновалентными ионами, что придает глине высокую устойчивость против набухания и пептизации.

Эффективность преобразования монтмориллонита в минерал гидрослюдистого типа зависит от многих других факторов, таких как концентрация электролитов, pH среды, концентрация и тип посторонних ионов, температура, время взаимодействия и др. Так, присутствие ионов Mg^{2+} исключает процесс преобразования монтмориллонита в минерал гидрослюдистого типа (табл. 5.20).

Увеличение концентрации электролита и продолжительности взаимодействия углубляет процесс преобразования набухающего монтмориллонита в ненабухающие минералы. Так, увеличение концентрации KOH от 0,25 N до 1 N приводит к уменьшению содержания монтмориллонита М с 80 до 55 % при увеличении количества смешанослойных минералов СС с 10 до 25 % и гидрослюды ГС с 10 до 20 %. Увеличение продолжительности взаимодействия 0,5 N раствора KOH от 2 до 9 сут приводит к изменению минерального состава: М с 70 до 55 %, СС с 15 до 30 % и ГС с 15 до 25 %. Аналогичное влияние оказывает и раствор K_2SiO_3 , только с более глубокими преобразованиями. При изменении концентрации с 0,25 до 1 N содержание М уменьшается с 70 до 35 %, происходит увеличение СС с 15 до 40 % и ГС с 15 до 25 %. При увеличении продолжительности взаимодействия содержание М уменьшается с 50 до 20 %, а содержание СС увеличивается с

Таблица 5.20

Изменение минерального состава глинистой породы при взаимодействии с электролитами

Состав 1 N раствора	Минеральный состав, %			Общее содержание слюдистых слоев, %
	М	СС	ГС	
H ₂ O	100	—	—	—
CaCl ₂	100	—	—	—
MgCl ₂	100	—	—	—
BaCl ₂	100	—	—	—
AlCl ₃	95	Следы	—	—
KCl	45	30	25	40
KOH	25	45	30	43
K ₂ CO ₃	50	30	20	28
K ₂ SiO ₃	20	40	40	52
Na ₂ SiO ₃	90	Следы	—	—
KCl + MgCl ₂	100	—	—	—
KCl + AlCl ₃	50	20	30	42

Примечание. М — монтмориллонит, СС — смешанослойные минералы, ГС — гидрослюда.

30 до 40 %, ГС с 20 до 50 %. Если для КОН общее содержание слюдистых слоев мало зависит от времени (32—36 %), то для K₂SiO₃ продолжительность взаимодействия оказывает существенное влияние на увеличение общего содержания слюдистых слоев с 35 до 74 %.

Эффективность щелочных растворов калия закономерна. В калиевых растворах происходит постепенное уменьшение (сжатие) межплоскостного расстояния вплоть до 1,0 нм, являющегося характерным рефлексом гидрослюдистых глин. Причем в сильно щелочных растворах происходит "фиксация" ионов K⁺ в межслоевых промежутках глины, т.е. базальные рефлексы 1,18 нм (1 N раствор КОН) и 1,0 нм (насыщенный раствор КОН) после промывки дистиллированной водой уже не изменяются или изменяются незначительно.

Уменьшение межплоскостного расстояния с увеличением концентрации КОН происходит ступенчато при 0,5—4 % для отмытых глинистых образцов, что соответствует pH 12,5—13.

Э.А. Гойло, Н.В. Котовым, В.А. Франк-Каменецким [16] показано, что эти процессы имеют место и при температуре 200—400 °С и давлении 60—90 МПа.

Влияние гидротермальных условий, типичных для глубоких скважин ($T = 120-150\text{ }^{\circ}\text{C}$, $p = 20-80\text{ МПа}$), на характер взаимодействия хлористого калия с монтмориллонитом практически не изучалось.

В связи с этим проведены исследования по влиянию давления и температуры на процессы поглощения калия глиной. Методика исследований заключалась в следующем. Из глинистой породы готовилась паста, замешанная на 7%-ном растворе хлористого калия с pH-9, при следующих соотношениях твердой Т и жидкой Ж фаз: 1:1, 1:5, 1:10 и 1:20. При этом эквивалентное содержание KCl в жидкости E_{KCl} превышало емкость обмена породы E_n (мг-экв/100 г глин) соответственно в 1,5, 7,8, 15,2 и 30,3 раза. В качестве глинистой породы использовался бентонитовый глинопорошок, содержащий в основном монтмориллонит и имеющий емкость обмена 62 мг-экв/100 г. Содержание обменных катионов составляло, %: Na^+ — 57,7; Ca^{2+} — 29,2; Mg^{2+} — 11,1; K^+ — 2,0. Пасту, выдержанную в течение 16 ч в закрытом эксикаторе с целью равномерного распределения влаги в породе, загружали в специальную прессформу, позволяющую производить уплотненные породы при нагревании и свободном оттоке жидкой фазы. Обработанные таким образом пробы глин подвергались рентгеноструктурному анализу на дифрактомере УР 6—50. По изменению межплоскостного расстояния d_{001} сухих и насыщенных водой образцов судили о фиксации межслоевых промежутков минерала ионами калия (гидрослюдизация). Межплоскостное расстояние исходного образца в сухом состоянии составляло 1,37 нм. После насыщения пробы породы водой основной базальный рефлекс d_{001} увеличился до 1,83 нм.

Эксперименты показали, что в диапазоне температур 35—85—120 °С и давлении 2—10—70 МПа изменений в межплоскостном расстоянии не отмечено. Существенное влияние оказывает соотношение твердой и жидкой фаз:

Т : Ж.....	1:1	1:5	1:10	1:20
Межплоскостное расстояние d_{001} , нм.....	1,51	1,23—1,48	1,23—1,37	1,19—1,26

Обработка породы хлористым калием приводит к снижению d_{001} сухого образца во всех опытах. После насыщения водой наибольшая гидратация межслоевого пространства происходит у образцов, обработанных при соотношении глины и электролита 1:1 и 1:5. В этих условиях наблюдалось преобразование монтмориллонита в основном в смешанослойную и в меньшей мере в гидрослюдистую фазы. При соотношении Т:Ж, равном 1:10 и выше, т.е. при превышении эквивалентного содержания KCl над емкостью обмена породы E_n в 15—30 раз, изменение значений d_{001} после обработки образца водой было незначительным; отсутствие кристалли-

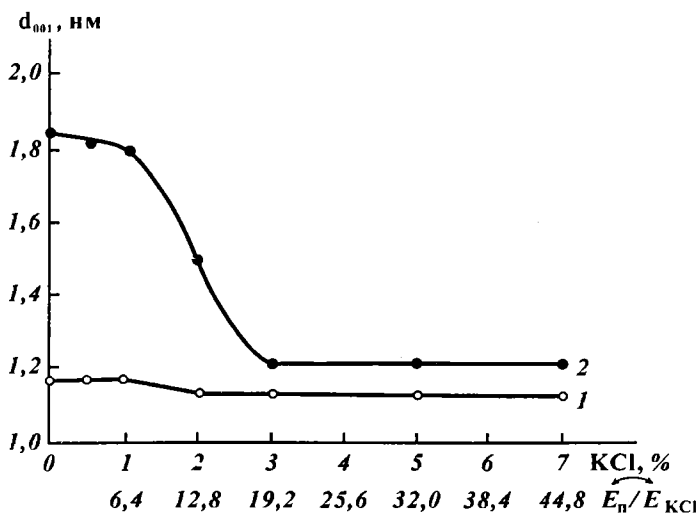


Рис. 5.23. Изменение d_{001} в зависимости от концентрации KCl в растворе E_n/E_{KCl} при Т:Ж = 1:30.

1 — сухой образец; 2 — насыщенный водой

ческого набухания породы указывает на вхождение ионов калия в межпакетные фиксированные позиции, приводящие к образованию в системе гидрослюдистой фазы.

Аналогичные результаты были получены при обработке глины солями калия различной концентрации в нормальных условиях в течение 24 ч при соотношении Т:Ж = 1:30 (рис. 5.23, табл. 5.21).

Межпакетное набухание монтмориллонита прекращается при большом значении E_{KCl}/E_n , равном в данном случае 19. Значительное влияние отношения E_{KCl}/E_n на гидрослюдизацию монтмориллонита, по-видимому, объясняется увеличением полного замещения обменных катионов ионами калия с ростом E_{KCl}/E_n .

Таблица 5.21

Изменение d_{001} в зависимости от концентрации KCl в растворе при Т:Ж=1:30 для сухого (I) и насыщенного водой (II) образца

Концентрация KCl, %	E_{KCl}/E_n	d_{001} , нм	
		I	II
0,5	3,2	1,16	1,81
1,0	6,4	1,16	1,81
2,0	12,8	1,13	1,48
3,0	19,2	1,13	1,19
5,0	32	1,13	1,19

Таблица 5.22

Ионообменные свойства глины после обработки ее хлористым калием при Т:Ж = 1:1

Температура, °С	Давление, МПа	Емкость поглощения, мг-экв/100 г	Соотношение катионов, %				
			Ca ²⁺	Mg ²⁺	Na ⁺	K ⁺	
						обменный	необменный
Исходный образец		62	29,2	11,1	57,7	2	—
70	40	51,2	23,3	7,9	13,1	38,3	17,4
150	40	51,7	26,2	7,8	14,4	35,0	16,6
150	80	50,0	25,0	7,7	14,3	33,7	19,3

Данные, приведенные в табл. 5.22, показывают, что при Т:Ж = 1:1 ($E_{\text{KCl}}/E_{\text{п}} = 1,5$) примерно 52–66 % емкости занимают катионы калия, 17–19 % которых являются необменными. Наибольшему замещению при этом подвергаются ионы натрия (43–45 %). Вытеснение двухвалентных катионов незначительно и находится на уровне 3–6 %. По-видимому, при $E_{\text{KCl}}/E_{\text{п}} > 15$ происходит более полное насыщение породы необменными ионами калия, приводящее к фазовым изменениям монтмориллонита.

Аналогичный характер изменения состава обменных катионов при различных температурах и давлении отмечается и у пермотриасовой глины при взаимодействии с KCl (рис. 5.24). Из диаграммы видно, что калий входит в обменный комплекс за счет вытеснения Na⁺ и Mg²⁺. Содержание катионов кальция практически не меняется с ростом как температуры, так и давления. В диапазоне температур 70–150 °С при давлении 40 МПа количество поглощенного калия изменяется незначительно. Увеличение давления до 90 МПа вызывает некоторый рост содержания калия — до 48 %. При этом замещение происходит и за счет частичного вытеснения кальция. Увеличение температуры до 150 °С при давлении 90 МПа не приводит к интенсификации поглощения калия, которое остается на таком же уровне, как при давлении 40,0 МПа и температуре 70 °С.

Приведенные данные показывают, что процессы необменного поглощения калия и необратимого преобразования глинистых минералов при их взаимодействии с KCl происходят и при высоких температурах и давлении.

Таким образом, исследования характера реакций при взаимодействии увлажненных глин с электролитами показывают, что ионообменные реакции, в результате которых происходит перестройка адсорбционных слоев поверхности глини-

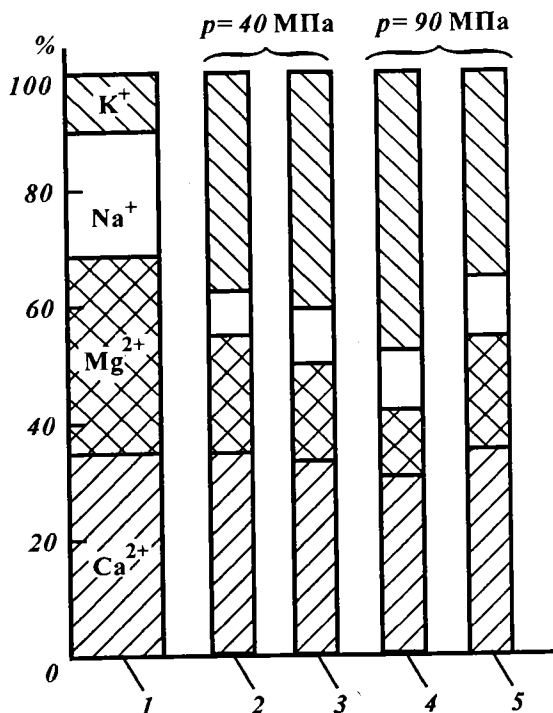


Рис. 5.24. Влияние температуры и давления на характер изменения состава обменных катионов пермотриасовой глины, обработанной 7%-ным раствором KCl (pH = 9):
 1 – исходный образец; 2, 4 при $t = 70\text{ }^{\circ}\text{C}$; 3, 5 при $t = 150\text{ }^{\circ}\text{C}$

тых частиц, способствуют формированию нестойких коагуляционных структур, теряющих прочность при длительном взаимодействии с водной средой. Стабилизация и перевод этих связей в конденсационно-кристаллизационные, благодаря которым обеспечивается устойчивость глинистых пород на стенке скважины, связана с необратимыми хемосорбционными процессами, которые присущи гидроксидам кальция и бария.

5.2.4. РОЛЬ ХЕМОСОРБЦИОННЫХ ПРОЦЕССОВ В СТРУКТУРООБРАЗОВАНИИ ГЛИНИСТЫХ ПОРОД

Физико-химические свойства глин после обработки их гидроксидами двухвалентных металлов претерпевают существенные изменения. Это связано с изменением структуры глини-

стых минералов, которое характеризуется уменьшением степени дисперсности (содержание фракции 0,001 мм уменьшается с 7,72 до 4,10 %) и набухания (K_1 снижается с 1,42 до 1,23), а также общей емкости поглощения (с 17,49 до 14,8 мг-экв/100 г глины) [40].

По данным рентгенографического анализа, исходный образец глинистой породы в составе фракции < 2 мкм содержит 50 % диоктаэдрической гидрослюда, 30 % триоктаэдрического деградированного хлорита и 20 % неупорядоченного смешанослойного минерала типа гидрослюда — монтмориллонит с ~20 % разбухающих слоев. Соответственно на рентгенограммах исходного текстурированного препарата отличаются базальные (001) отражения гидрослюда (1,0, 0,4 и 0,25 нм) с плечом со стороны малых углов и хлоритов (1,38, 0,47, 0,35 и 0,28 нм). После насыщения глицерином в области дифракционных отражений первых порядков гидрослюда и хлорита обособляется рефлекс 1,13 нм смешанослойной фазы. На дифрактограмме прокаленного до 600 °С в течение 1 ч препарата в малоугловой области фиксируются три отражения со значениями 1,0, 1,22 и 1,37 нм, соответствующими установленному фазовому составу глинистой фракции.

В результате обработки 0,137%-ным $\text{Ca}(\text{OH})_2$ в течение суток на дифрактограмме между рефлексами 1,0 и 1,38 нм появляется область непрерывного рассеивания с плохо выраженными максимумами 1,075 и 1,19 нм. После насыщения глицерином она снижает интенсивность и сглаживается, что свидетельствует о вхождении Ca^{2+} в межслоевые промежутки смешанослойных минералов, вследствие чего их способность к набуханию в значительной степени теряется. Уверенно говорить о новообразовании нельзя, хотя рефлекс 0,275 нм указывает на начало формирования кальциевого силиката типа $\alpha = \text{Ca}_2\text{SiO}_4$.

Через 120 ч обработки на дифрактограмме ненасыщенного препарата четко фиксируется рефлекс 1,134 нм, не меняющий своего значения после насыщения глицерином. Одновременно появляются отражения в области углов, отвечающих межплоскостным расстояниям 0,562 и 0,307 нм. Величины d/n 1,13 и 0,307 нм характерны для гидросиликата тоберморита ($4\text{Ca}_5\text{SiO}_2 \cdot 5\text{H}_2\text{O}$), тогда как отражение 0,562 нм может быть отнесено к силикату $\kappa = \text{Ca}_2\text{SiO}_4$. Таким образом, в процессе кристаллизационного структурообразования катион Ca^{2+} , находящийся в обменном положении, начинает фиксироваться в решетке смешанослойных фаз, богатых SiO_2 с образованием кальциевых силикатов. Однако, судя по значительно-

му изменению интенсивности рассеяния в области 1,13 нм после обработки глицерином, еще сохраняются способные к набуханию смешанослойные минералы.

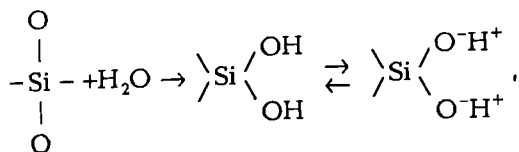
После 240-часовой обработки пики (001) гидрослюда и хлорита приобретают четкость и остроту, свойственную агрегированным, хорошо окристаллизованным фазам. Отсутствие заметного изменения их формы после насыщения глицерином указывает на практическое исчезновение способных к набуханию монтмориллонитоподобных слоев смешанослойных фаз. Рефлексы 0,307 и 0,275 нм свидетельствуют о наличии гидросиликатов и силикатов Ca^{2+} , но причина отсутствия отражения 1,13 нм неясна.

В образцах, обработанных $\text{Ba}(\text{OH})_2$, с увеличением времени взаимодействия существенно снижается способность к набуханию смешанослойных фаз. Однако новообразований не установлено.

В то же время, несмотря на повышенные значения влажности, прочностные свойства глины значительно возрастают, что убедительно подтверждает возникновение в глине кристаллизационных структурных связей за счет новообразований.

Механизм формирования структурно-механической прочности глинистых пород при взаимодействии с гидроксидами двухвалентных металлов может быть определен при исследовании новообразований с позиций химии и структуры силикатной поверхности.

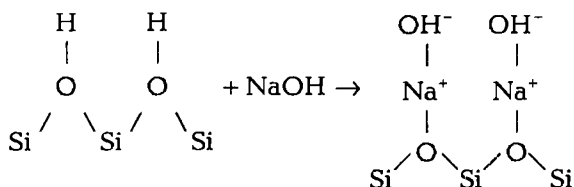
При гидратации безводной силикатной плоскости поверхностный кремний имеет тенденцию к завершению кремнево-кислородного тетраэдра или сохранению тетраэдральной координации с кислородом. В результате этого один слой водных молекул адсорбируется у силикатной поверхности в такой большой степени, что эффект рассматривается как гидратация поверхности. Образованные поверхностные группы имеют слабую тенденцию к диссоциации, давая водородные ионы по следующей реакции:



т.е. гидратация диоксида кремния относится исключительно к поверхностному явлению. В настоящее время общепринято существование силанольных (SiOH) поверхностей глин, быст-

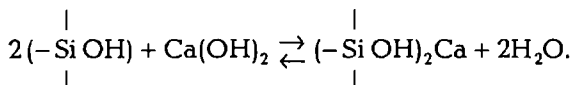
по реагирующих на проникновение дополнительной воды или реакции с соединениями, имеющими группы с водородной связью. При $\text{pH} = 7$ водород водной дисперсной среды сильно связан в виде групп OH^- в силанольном слое.

Если среда становится щелочной (при добавлении гидрата натрия), то водородные ионы замещаются натриевыми, которые, в отличие от водородного, не могут входить в электронную структуру кислородного силикатного слоя и легко гидратируются [20]. В результате этого натриевые ионы легко ионизируются, оставляя сильный отрицательный заряд на силикатной поверхности при образовании натриевыми ионами диффундированного слоя:



При $\text{pH} = 11$ диоксид кремния начинает переходить в раствор как силикатные ионы. Эти свойства силикатной поверхности показывают, что чем выше pH глинистых суспензий, тем больше склонность к сольватации силикатной поверхности раздела и тем больше будет ослабление сил сцепления, связывающих пакеты кристаллов. Это ослабление сил сцепления агрегатов означает размягчение стенок ствола скважины, а также возрастающую возможность разрушения и перехода глинистых частиц в буровой раствор при $\text{pH} = 9,5$. Повышение pH среды за счет введения гидроксидов двухвалентных металлов приводит к образованию на поверхности силикатных слоев соединений кремния, обладающих низкой степенью диссоциации.

Согласно предложенному Ю.М. Буттом, В.Н. Виноградовым, Э.А. Гойло, В.М. Кнатько и др. механизму хемосорбционного взаимодействия кремнезема с $\text{Ca}(\text{OH})_2$ при температуре 100°C , в первую очередь происходит взаимодействие гидроксильных групп с активными участками поверхности с появлением групп SiOH . Эти силанольные группы реагируют с известью по следующей кислотно-щелочной реакции:



Так как степень диссоциации образующегося соединения меньше, чем $\text{Ca}(\text{OH})_2$, то ионы Ca^{2+} будут связываться в гидросиликаты. Одновременно на поверхности кремнезема идет формирование новых групп SiOH , и реакция продолжается. Возникающие гидросиликаты срастаются между собой в сплошной каркас, заключающий в себе непрореагировавшие частицы породы, и этим самым увеличивается ее прочность.

Изучая действие $\text{Ca}(\text{OH})_2$ на водные дисперсии глин при обычных давлениях и различных температурах, Ф.Д. Овчаренко, Н.Н. Крутлицкий [55, 38] методом рентгеноструктурного анализа установили образование новой кристаллической фазы — гидросиликата. Сопоставления обычного и гидротермального процессов взаимодействия извести с глиной показали, что при нормальных температурах процесс формирования гидросиликата кальция протекает на поверхности глинистых частиц, а при высоких температурах происходит разрушение кристаллической решетки глинистых минералов с образованием цементноподобных соединений. При автоклавной обработке смеси силиката с известью ослабевают связи между глиноземом и кремнеземом, и последние приобретают способность активно вступать в химическую реакцию с гидроксидом кальция. Продуктами реакции являются гидросиликаты кальция переменной основности [10, 34].

Исследования процессов взаимодействия извести с наиболее распространенными минералами глинистых пород и некоторыми слюдами при температуре $174,5^\circ\text{C}$, проведенные Б.Н. Виноградовым, показали, что наиболее активно взаимодействуют с гидроксидом кальция минералы группы монтмориллонита — тонкодисперсные алюмосиликаты, обладающие наименее устойчивой кристаллической решеткой и большой удельной поверхностью. Причем при разрушении кристаллической решетки основная часть минералов расходуется на образование решетки гидросиликатов кальция. Очевидно, наиболее энергично образование гидросиликатов происходит, если кремнезем находится в активной форме.

Данные по растворимости кристаллического и аморфного кремнезема в воде в зависимости от температуры показывают, что кристаллический кремнезем начинает растворяться при температуре выше 150°C и с ее ростом растворимость увеличивается линейно. Растворимость аморфного кремнезема начинается с температуры выше 0°C и также линейно увеличивается с ростом температуры. Естественно, что при температуре ниже 150°C в реакцию с известью в первую

очередь должен вступать аморфный кремнезем, содержание которого в глинистых минералах колеблется в пределах от 1 до 2,5 % [35].

Таким образом, конечным результатом хемосорбционного поглощения извести глинистым минералом является формирование гидросиликатов кальция, которые, срастаясь, приводят к повышению структурно-механической прочности глин.

Результаты проведенных исследований относятся к смесям глинистого минерала с известью в достаточных для завершения реакций количествах. При этом за счет интенсивного перемешивания и автоклавной обработки обеспечивается непосредственный контакт извести с каждой глинистой частицей. В условиях ограниченных возможностей по доставке извести в глинистую породу ненарушенной структуры и характерных для скважины температурах, значительно ниже применяемых при автоклавной обработке, исследование влияния этих процессов на структурно-механическую прочность глин никем не проводилось. Не изучался также характер взаимодействия гидроксида бария с глинистыми минералами, хотя по аналогии с известью можно утверждать, что результатом реакции силикатов глинистых минералов с $\text{Ba}(\text{OH})_2$ должны быть гидросиликаты бария. В связи с этим нами были проведены исследования влияния количества связанного кремнезема на изменение прочности глин в условиях ограниченного количества гидроксидов кальция и бария и при низких давлениях и температуре [47]. Для определения количества прореагировавшего кремнезема использовали методику А.П. Крешкова [35].

Результаты исследований по влиянию $\text{Ba}(\text{OH})_2$ и SiO_2 на структурно-механическую прочность аргиллита показывают (табл. 5.23, 5.24), что по мере поглощения $\text{Ba}(\text{OH})_2$ и связывания SiO_2 прочность увеличивается. При этом в первую очередь этот рост обусловлен связыванием аморфного кремнезема. При обработке аргиллита фильтратом, содержащим известь, количество прореагировавшего SiO_2 пропорционально количеству поглощенной извести (см. табл. 5.23). Введение хлористого кальция в фильтрат приводит к уменьшению содержания свободного аморфного кремнезема в образцах и увеличению количества поглощенного гидроксида кальция. Последнее, как показано выше, обусловлено характером фильтрации жидкости, количество которой увеличивается с ростом концентрации ионов кальция. Хлориды щелочно-земельных металлов способствуют быстрому образованию большого количества гидросиликатов кальция.

В случае обработки аргиллита растворами $\text{Ba}(\text{OH})_2$ различной концентрации количество прореагировавшего кремнезема увеличивается более интенсивно (см. табл. 5.24). Для малых концентраций гидроксида в начальный период обработки количество прореагировавшего диоксида кремния превышает количество поглощенных извести и бария. Очевидно,

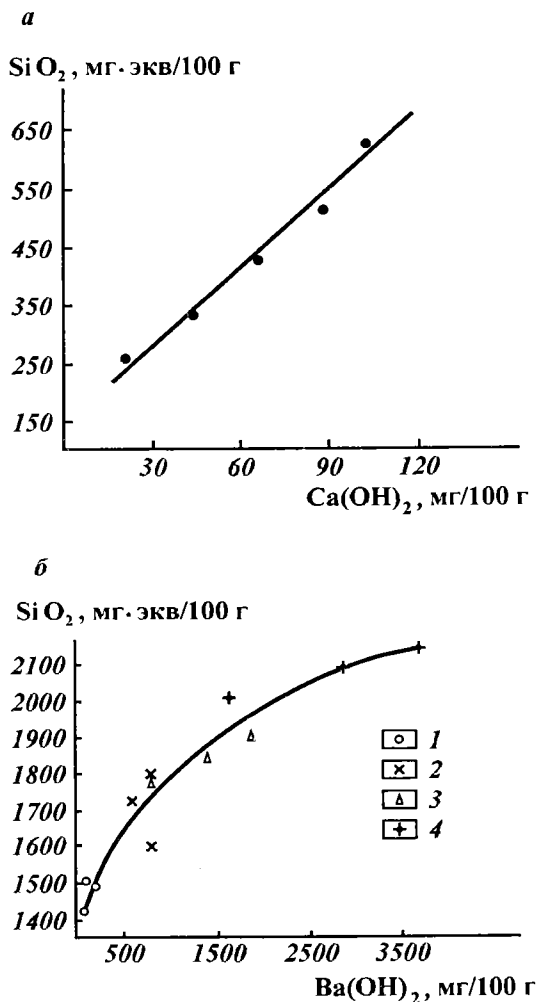


Рис. 5.25. Изменение количества связанной SiO_2 в зависимости от количества поглощенных $\text{Ca}(\text{OH})_2$ (а) и $\text{Ba}(\text{OH})_2$ (б):

1–4 – концентрация $\text{Ba}(\text{OH})_2$ в растворе соответственно 0,5, 1,0, 2,0 и 3,8 %

это обусловлено наличием в аргиллите водорастворимых солей, а также разрушением минерала гидроксильными группами с освобождением поливалентных катионов (магния, железа, алюминия и др.), которые образуют с кремнеземом гидросиликаты.

Для реакции извести с кремнеземом характерна линейная зависимость связывания SiO_2 от количества поглощенной извести (рис. 5.25); рост структурно-механической прочности глин p_m в зависимости от количества связанного SiO_2 также происходит линейно. В силу слабой растворимости извести реакция связывания SiO_2 и образования гидросиликатов, формирующих конденсационно-кристаллизационную структуру, растягивается во времени и зависит от количества ионов кальция в фильтрате. Так, для фильтрата, содержащего только известь, количество связанного SiO_2 за время с 8 до 40 ч увеличивается с 250 до 626,4 мг-экв/100 г при росте p_m с 0,40 до 2,48 МПа. В присутствии 5000 мг/л Ca^{2+} количество связанного SiO_2 увеличивается с 376,2 до 780 мг-экв/100 г, а p_m возрастает до 3,6 МПа. Влияние количества связанного SiO_2 и концентрации Ca^{2+} на изменение прочности p_m хорошо прослеживается при распределении по глубине образца (табл. 5.25). На контакте с поверхностью образца связывается максимальное количество SiO_2 — от 730 до 870 мг-экв/100 г. При этом p_m изменяется от 1,09 до 3,80 МПа. По мере углубления по образцу количество связанного SiO_2 уменьшается до 50 мг-экв/100 г и p_m составляет всего 0,33 МПа. Для фильтрата с 5000 мг/л Ca количество связанного SiO_2 по глубине образца увеличивается в нижнем слое до 410 мг-экв/100 г и соответственно p_m равно 2,5 МПа.

При обработке аргиллита гидроксидом бария процесс связывания кремнезема и изменения прочности происходит более интенсивно (рис. 5.26). Даже при малых концентрациях (0,5—1 %) $\text{Ba}(\text{OH})_2$ за время обработки связывается почти все

Таблица 5.25

Изменение p_m в зависимости от количества связанного SiO_2

Участок образца	1560 мг/л $\text{Ca}(\text{OH})_2$		2000 мг/л Ca^{2+} + + 1560 мг/л $\text{Ca}(\text{OH})_2$		5000 мг/л Ca^{2+} + + 1560 мг/л $\text{Ca}(\text{OH})_2$	
	SiO_2 , мг-экв 100 г	p_m , МПа	SiO_2 , мг-экв 100 г	p_m , МПа	SiO_2 , мг-экв 100 г	p_m , МПа
Верх	730	1,09	770	1,80	870	3,8
Середина	140	0,44	540	1,20	790	2,7
Низ	50	0,33	160	0,55	410	2,5

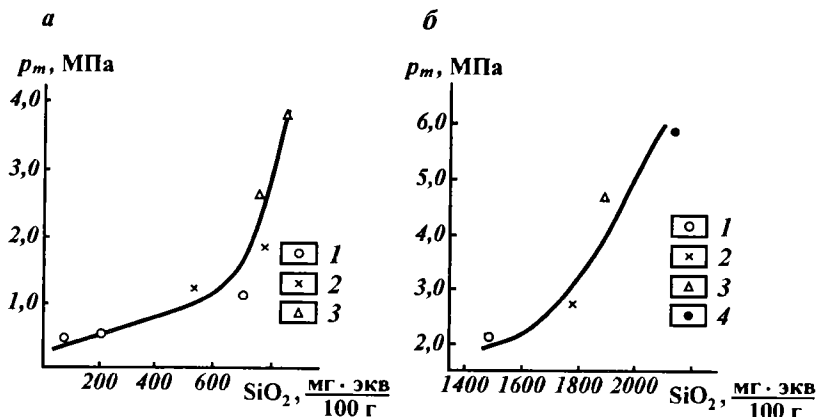


Рис. 5.26. Зависимость предельного напряжения сдвига от количества связанной SiO_2 и концентрации оксидов (а-б): а - Ca(OH)_2 (1 - 0,156 % Ca(OH)_2 ; 2 - 2000 мг/л Ca^{2+} + 0,156 % Ca(OH)_2 ; 3 - 5000 мг/л Ca^{2+} + 0,156 % Ca(OH)_2 ; б - Ba(OH)_2 (1-4 - соответственно 0,5, 1,0, 2,0 и 3,8 % Ba(OH)_2)

количество аморфного кремнезема (1870 мг·экв/100 г). С увеличением концентрации Ba(OH)_2 свободный кремнезем полностью связывается за 8–10 ч, а последующее увеличение количества связанного SiO_2 свидетельствует о вступлении в реакцию других форм кремнезема. Образовавшиеся в результате реакции гидросиликаты бария формируют конденсационно-кристаллизационную структуру, вызывающую медленный рост p_m в первые часы взаимодействия и интенсивный в последующие часы и с увеличением концентрации Ba(OH)_2 . Изменение количества связанного SiO_2 в течение первых 8 ч с 1412 до 1937,5 мг·экв/100 г приводит к росту p_m с 1,22 до 1,96 МПа независимо от концентрации Ba(OH)_2 .

В последующие часы существенное влияние оказывает не столько продолжительность взаимодействия, сколько концентрация гидроксида бария. Существенное отличие наблюдается уже через 24 ч, когда незначительное (в 1,4 раза) изменение количества связанного SiO_2 (с 1520 до 2150 мг·экв/100 г) приводит к росту p_m с 1,76 до 5,72 МПа (в 3,25 раза). Особенно резко увеличивается структурно-механическая прочность при взаимодействии с 10%-ным раствором Ba(OH)_2 , когда изменение количества поглощенного SiO_2 на 7,4 % (с 2170 до 2330 мг·экв/100 г) приводит к росту p_m в 3,85 раза, а по сравнению с таким же количеством поглощенного SiO_2 для другой концентрации – в 11,2 раза (с 7,74 до 86,73 МПа). При этом

количество поглощенного гидроксида бария в 5 раз превышает количество аморфного кремнезема, находящегося в аргиллите, что свидетельствует о наличии других реакций и форм гидросиликатов и соединений, которые более интенсивно образуют конденсационно-кристаллизационные структуры, а из этого следует, что формирование конденсационно-кристаллизационных структурных связей идет поэтапно. В начальный момент, когда количество образовавшихся гидросиликатов невелико, происходит слабое агрегирование глинистых частиц через прослойку гидросиликатов. При этом сплошного каркаса не образуется. Гидросиликаты размещаются отдельными гнездами. Кристаллы гидросиликатов по мере их накопления срастаются между собой в сплошной каркас, заключающий в себе уже незначительное количество непрореагировавшей породы. Медленное накопление гидросиликатов сопровождается незначительным ростом P_m до определенной величины, после чего уже незначительное количественное изменение SiO_2 вызывает скачок, выразившийся в резком повышении структурно-механической прочности увлажненной глины.

Таким образом, рост структурно-механической прочности и водоустойчивости аргиллита является результатом образования гидросиликатов кальция и бария, формирующих конденсационно-кристаллизационные структуры. Причем в первую очередь связывается аморфный диоксид кремния, всегда имеющийся в глинистых породах. По мере увеличения количества прореагировавшего SiO_2 интенсивно повышается прочность увлажненной глины. Процесс формирования прочных конденсационно-кристаллизационных структур не заканчивается после полного связывания аморфного кремнезема, о чем свидетельствует рост структурно-механической прочности. Очевидно, что образование гидросиликатов и других соединений, формирующих конденсационно-кристаллизационные структуры, происходит за счет связывания кремния кристаллической решетки глинистого минерала.

По результатам аналитических и экспериментальных исследований характера взаимодействия увлажненной глинистой породы с электролитами представляется наиболее вероятным следующий механизм формирования устойчивости ее на стенке скважины. При формировании ствола скважины буровой раствор несет огромное количество электролита (Т:Ж — 1:30) за счет многократно сменяющейся порции раствора, что обеспечивает превышение критического соотношения Т:Ж, при котором происходят необратимые процессы. При этом в

первую очередь осуществляется поглощение жидкости, электролиты которой подавляют поверхностную гидратацию глинистых частиц в следующей активности (активное ингибирование):

$K > Ba > Ca > Na$.

В этот же момент происходят ионообменные реакции, формирующие коагуляционные структуры и тормозящие процесс разупрочнения увлажненной глины. В присутствии ионов калия реакции становятся необменными и создаются предпосылки формирования нового гидрофобного минерала. Регулирование pH среды за счет КОН и гидроксидов кальция и бария интенсифицирует ионообменные процессы и, иницируя хемосорбционные процессы, сопровождающиеся образованием гидросиликатов, способствует формированию конденсационно-кристаллизационных структур, создающих надежные и прочные связи между частицами и агрегатами глинистой породы на стенке скважины. Такой синергетический эффект последовательного воздействия ионов калия, кальция, бария и их гидроксидов обеспечивает возрастающую во времени устойчивость увлажненной глины и стабильность стенки скважины, сложенной глинистой породой.

ВЛИЯНИЕ ИНГИБИРУЮЩИХ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ НА УСТОЙЧИВОСТЬ ГЛИНИСТЫХ ПОРОД ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН

6.1. МЕХАНИЗМ УСТОЙЧИВОСТИ ГЛИНИСТЫХ ПОРОД ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН

Формирование ствола скважины в глинистой породе происходит в условиях, когда в результате длительных историко-геологических процессов седиментационно-гравитационного уплотнения и химических реакций коллоидного характера глинистая порода приобретает высокую плотность, прочность, малую пористость и влажность.

При вскрытии скважиной происходит изменение условий существования глинистых пород: в первую очередь изменяется среда, уменьшается гидростатическое давление при сохранении горного давления, температура и формируется ореол макро- и микротрещин, увеличивающих поверхность контакта глинистой породы с буровым раствором. Возникает физический и физико-химический потенциал между скважиной и массивом, вызывающий перераспределение напряжений на стенке скважины и развитие физико-химических процессов, стремящихся к новому равновесному состоянию, характерному для данных условий. Интенсивность этих преобразований зависит от разности горного и гидростатического давлений, от физико-химического сродства бурового раствора и глинистой породы.

Напряжения, возникающие от веса горных пород, компенсируются весом гидростатического столба бурового раствора плотностью $\rho_{\text{пр}}$, определяемой из условия равновесия всех физических сил, действующих на стенку скважины.

При компенсации напряжений устойчивость глинистой породы определяется физико-химическим состоянием глин,

формирующимся под воздействием водной фазы бурового раствора. Процессы, происходящие в системе "буровой раствор – глинистая порода", вследствие разности активностью глинистой породы a_0 и раствора a_p сопровождаются адсорбционным поглощением воды, приводящим к увеличению влажности, разуплотнению и потере прочности породы. При этом влажность глинистой породы на стенке скважины, непосредственно контактирующей с буровым раствором, возрастает от естественной до максимального значения, характерного для новых термобарических условий (рис. 6.1,

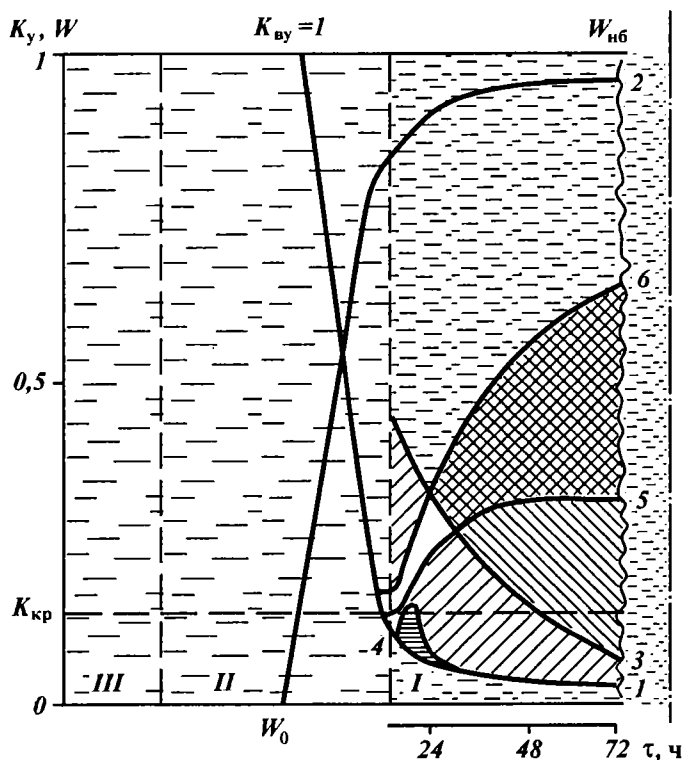


Рис. 6.1. Схема изменения влажностного состава и прочности глинистой породы на стенке скважины:

I–III – слои: I – увлажненный, разупрочненный, II – переходный, III – сохраняющий естественные влажность и прочность;
1 – кинетика K_y с ростом влажности W (W_0 – естественная влажность глинистой породы); 2 – кинетика W ($W_{н6}$ – влажность набухания); 3 – 6 – кинетика $K_{кp}$ при взаимодействии с различными растворами: 3 – КМЦ, 4 – CaCl_2 , 5 – $\text{KCl} + \text{Ca}(\text{OH})_2$, 6 – $\text{Ba}(\text{OH})_2$

слой I). По мере продвижения в глубь массива скорость проникновения воды и влажность уменьшаются и на некотором расстоянии от стенки скважины равны естественным (слои II и III).

Структурно-механическая прочность с увеличением влажности резко уменьшается, достигая минимума на стенке скважины. В соответствии с закономерностями распределения влажности по массиву формируется переходная, от устойчивого к неустойчивому состоянию, зона (слой II), структурно-механическая прочность которой определяет устойчивость стенки скважины, размер и интенсивность образования каверн. Устойчивость этой зоны катастрофически уменьшается по мере отхода от зоны естественного состояния, определяемого значением $K_{ву}$, равным 1, к стенке скважины. Коэффициент устойчивости глинистой породы на стенке скважины при взаимодействии с водой достигает критической величины в первые же часы после вскрытия и за непродолжительное время уменьшается до $K_{ву} = 0,06$ (см. рис. 6.1, кривая I). В дальнейшем, по мере увлажнения всей массы слоя I и уменьшения структурно-механической прочности до значений, не способных удержать эту массу, произойдет лавинообразный обвал глинистой породы в ствол скважины.

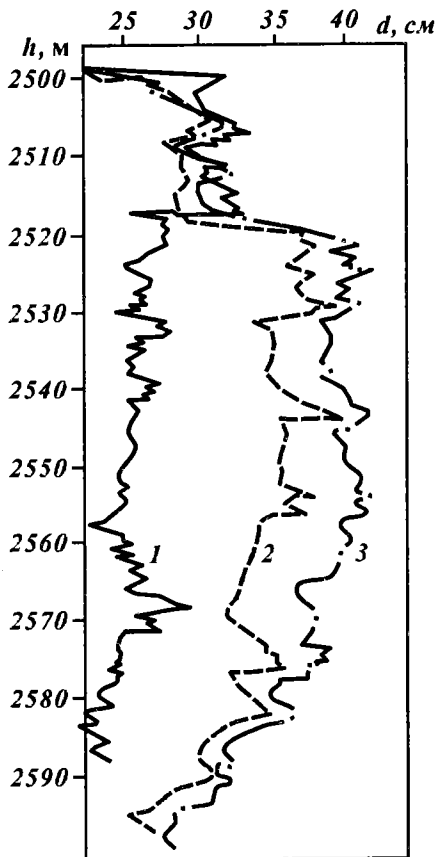
Многочисленными исследованиями установлено, что глинистые породы при бурении скважины обваливаются не сразу, а через определенный промежуток времени. Обнажившаяся после обвала поверхность сохраняет устойчивость некоторый период, связанный с процессом увлажнения и гидратации. По истечении его глинистая порода обрушается, т.е. обрушение происходит скачкообразно, через определенные интервалы времени, в каждом конкретном случае зависящие от физико-химических свойств пород, качества и состава бурового раствора. На рис. 6.2 показано изменение диаметра скв. 29 Тингутинская в процессе бурения. В первые 16 сут диаметр скважины увеличился на 23 %, в следующие 4 сут – до 35,0 см, или на 63 %. Интенсивность приращения диаметра ствола скважины составила в первый период 0,31 см/сут, во второй – 2,75 см/сут, т.е. объем обвалившейся породы в единицу времени увеличился в 9 раз. Это приводит к образованию пробок, для ликвидации которых требуется повторное бурение, а в случае нахождения буровой колонны в скважине – к ее прихвату. В дальнейшем обнажившаяся новая поверхность подвергается медленному увлажнению, но уже не от минимальной влажности, а от текущей, и гидратационные напряжения будут проявляться менее

Рис. 6.2. Кавернограмма скв. 29 Тингутинской площади. Замеры проведены через 25 (1), 30 (2) и 86 сут (3) после вскрытия

интенсивно, что в условиях ограничения горным и гидростатическим давлениями приведет к замедлению темпа разупрочнения и увеличению периода устойчивого состояния. Последующие измерения диаметра скважины подтверждают это: интенсивность кавернообразования уменьшается до 0,07 см/сут (см. рис. 6.2, кривая 3).

Процесс периодического обвала продолжается до тех пор, пока диаметр скважины не достигнет критической величины, при которой установится естественный угол откоса. В этом случае влияние гидродинамического перепада давлений будет сведено к минимуму, а обвалившаяся порода в каверне будет, оставаясь в покое, приобретать коллоидно-конденсационные структуры, прочность которых оказывается достаточной для удержания ее от сползания с плоскости естественного откоса. Период устойчивости такого состояния зависит от многих факторов, в частности от темпа накопления шлама в каверне, и труднопрогнозируем.

Замедление процесса увлажнения, а следовательно, и разупрочнения, увеличение периода устойчивого состояния глинистой породы достигается в первую очередь за счет регулирования величины водоотдачи бурового раствора в пределах 5–8 см³/30 мин (см. рис. 6.1, кривая 3). Однако механизм увлажнения и потери устойчивости при этом остается таким же, изменяется лишь период времени, в течение которого он



реализуется. Если темп падения коэффициента устойчивости не превышает времени бурения и крепления скважины, то управление таким фактором, как водоотдача, является достаточным и не требуется применения специальных методов повышения устойчивости.

Большинство реагентов (УЦР, КССБ, КМЦ, ОЭЦ, гипан и др.) сами по себе не способствуют сохранению устойчивости, наоборот, даже ускоряют процесс разупрочнения и только в комбинации с другими компонентами, регулируя величину водоотдачи, способны замедлить процессы гидратации, разупрочнения и продлить устойчивое состояние. Наиболее эффективным из указанных реагентов является КМЦ (см. рис. 6.1, кривая 3), растворы которого обеспечивают период устойчивости, в 5 раз превышающий период устойчивости необработанного раствора. В более сложных геологических условиях только регулирование водоотдачи может оказаться недостаточным для обеспечения необходимой длительной устойчивости глинистых пород.

В этом случае наряду со снижением водоотдачи необходимо направленное регулирование процессов гидратации и разупрочнения глинистых пород с помощью среды взаимодействия. Эффективно подавляют гидратацию калий и кальций, растворы солей которых обладают высокими ингибирующими способностями: C_{κ} составляет соответственно 72,8 и 9,25 (см. рис. 6.1, кривая 4). Проникая в породу, они гидрофобизируют поверхность глинистых частиц, резко ускоряя процессы набухания. Коэффициент устойчивости глинистых пород в первый момент уменьшается ниже критического значения, но он в 2 раза выше, чем при взаимодействии с водой, что сдерживает процесс осыпания. По мере накопления калия или кальция до эквивалентных величин вытесненного натрия на стадии завершения положительной адсорбции происходит коагуляционное упрочнение структурных связей, и пристенный слой некоторое время находится в устойчивом состоянии ($K_{\text{бу}} = 0,4$). При длительном взаимодействии вследствие дальнейшего развития гидратации внутри глинистых частиц (отрицательная адсорбция) и проявления расклинивающего давления коэффициент устойчивости уменьшается до значений, свойственных водонасыщенным глинам. Высокая проникающая способность катионов, сопровождающаяся быстрым ингибированием глинистых частиц, приводит к послойному осыпанию стенки скважины. По мере продвижения фильтра и развития гидратации ослабление сил сцепления происходит в следующем слое, и процесс осыпа-

ния глин повторяется. Каждый последующий слой вследствие затухания фильтрации находится в иных условиях, чем предыдущий, что приводит к изменению периода устойчивого состояния и количества обвалившейся породы. Количество обвалившейся породы оказывается незначительным и успевает выноситься потоком раствора на поверхность, обеспечивая проходимость буровой колонны и каротажных снарядов. На скважине это должно привести к постепенному изменению диаметра ствола во времени.

Совместное действие ионов калия, кальция и извести вызывает повышение устойчивости глины. В присутствии извести вследствие хемосорбционного поглощения кальция происходит преобразование коагуляционно-конденсационных структур в более прочные конденсационно-кристаллизационные. С ростом структурно-механической прочности увеличивается и коэффициент устойчивости, который, преодолев критическую черту, сохраняет тенденцию роста во времени, приближаясь к исходной прочности глинистой породы. Такое увеличение коэффициента устойчивости обусловлено определенными соотношениями скорости образования гидросиликатов при ограниченной растворимости извести (см. рис. 6.1, кривая 5).

Интенсивное образование гидросиликатов при взаимодействии глинистой породы с растворами гидроксида бария приводит не только к интенсивному подавлению гидратации, но и к получению более высоких прочностных характеристик породы и, как следствие, к быстрому росту значения коэффициента устойчивости и выходу его за пределы начального состояния (см. рис. 6.1, кривая 6). Такое изменение коэффициента устойчивости свидетельствует о продолжающихся во времени хемосорбционных реакциях поглощения кальция и бария и о формировании сплошного прочного каркаса гидросиликатов, способного противостоять действующим силам и обеспечить длительную устойчивость стенки скважины.

6.2. ВЛИЯНИЕ ПЛОТНОСТИ РАСТВОРА НА УСТОЙЧИВОСТЬ ГЛИНИСТЫХ ПОРОД И ПРОЦЕСС КАВЕРНООБРАЗОВАНИЯ

Описанный механизм потери и регулирования устойчивости глинистых пород убедительно подтверждается практикой бурения скважин. В качестве критериев оценки приняты

показатели, характеризующие основные параметры состояния ствола и технико-экономические результаты:

проходимость инструмента, оценивающаяся по наличию и интенсивности посадок и затяжек при спуске и подъеме буровой колонны и каротажного груза, проработок и прихватов из-за осыпей и обвалов глинистых пород, по росту давления и потере циркуляции;

степень кавернообразования, фиксирующаяся по интенсивности выноса шлама и изменению диаметра ствола скважины во времени;

технико-экономические показатели бурения скважины в интервалах применения того или другого бурового раствора, в частности затраты времени на работу с раствором и на борьбу с осложнениями, выраженные в часах, и стоимость 1 м проходки.

Управление устойчивостью глинистой породы методом компенсации напряжений на стенке скважины путем выбора оптимальной плотности раствора осуществлено при бурении параметрической скв. 1-П Корсак Гурьевского свода в интервале 2000–4800 м, представленном пермотриасовыми глинами. Бурение велось роторным способом с применением минерализованного бурового раствора плотностью 1,24–1,26 г/см³, условной вязкостью 35–45 с, фильтрацией 6–10 см³ за 30 мин. До глубины 3200 м бурение проводилось долотом диаметром 394 мм, а после спуска 339,7-миллиметровой колонны на глубину 3200 м – долотом диаметром 295 мм с различными КНБК. Процесс бурения контролировался станцией ГТИ, что позволяло получать достаточно надежную информацию по скорости механического бурения, плотности шлама, поровому давлению и состоянию скважины. Фактический градиент порового давления соответствовал проектному и был равен плотности пластовой воды: $\rho_n = 1,14\text{--}1,16 \text{ г/см}^3$. Значения градиента порового давления, полученные по данным станции ГТИ, превышали фактические в 1,25 раза и составляли 1,2–1,5 г/см³ (рис. 6.3). Предельная плотность раствора, при которой напряжения на стенке скважины скомпенсированы, оценивалась в 1,36–1,38 г/см³. Однако бурение велось при меньшей плотности – 1,24–1,26 г/см³. Остаточные напряжения при этом достигали 4,5–5,8 МПа. При прочности глинистой породы $\sigma_{сж}$ равной 20,9 МПа, коэффициент устойчивости $K_{ву}$ составляет 0,79–0,72; с учетом гидродинамического перепада давления ($p_{гд} = 6,0 \text{ МПа}$) он составляет 0,5–0,44, что вполне достаточно для сохранения устойчивого состояния стенки скважины.

В процессе бурения и проведения других технологических операций не отмечались какие-либо осложнения: отсутствовали затяжки и посадки инструмента, проработки, не наблюдался и интенсивный вынос шлама. Однако проведенная кавернометрия показала увеличение диаметра скважины в 1,5–2 раза против номинального (см. рис. 6.3). При достаточно высоком коэффициенте устойчивости от остаточных напряжений образование каверн вызвано не физико-механическими, а, скорее всего, физико-химическими факторами взаимодействия глинистой породы с буровым раствором. Действительно, если принять отношение $a_d/a_p = 0,5$, адсорбционное давление $p_{адс}$ составит 116 МПа. Учитывая, что проявление адсорбционных сил сдерживает гидростатическое давление столба бурового раствора на стенку скважины, действует разность адсорбционного и гидростатического давлений $\Delta p_{адс}$, которая равна 63,7 МПа. Тогда коэффициент устойчивости будет много меньше нуля ($K_{vy} = -2,0$). В этих условиях по мере проникновения фильтрата в породу будет происходить не столько уменьшение прочности, сколько, учитывая высокую плотность глинистой породы, отслаивание мельчайших частиц в виде чешуек, которые затем, диспергируясь, переходят в раствор, вызывая постоянное увеличение его плотности и вязкости, что и отмечалось в процессе бурения. Этим же объясняется и отсутствие шлама. Причем чем выше плотность глинистой породы, тем с большей энергией при меньшем количестве поглощенной воды происходит разуплотнение и разрушение структурных связей глинистых частиц и агрегатов.

Исследование влияния влажности на разуплотнение глинистой породы показало, что в результате физико-химического взаимодействия плотность породы отличается и при простом смешении глины с водой. Плотность монотонно уменьшается пропорционально увеличению количества компонента меньшей плотности (рис. 6.4, кривая 1). При увлажнении бентонита (кривая 2) уменьшение плотности происходит значительно быстрее, плавно отклоняясь от усредненной кривой, что свидетельствует о набухании глинистых частиц. При влажности 22 % плотность бентонита равна $1,86 \text{ г/см}^3$, что составляет 70 % исходной. Из общего уменьшения плотности на $0,88 \text{ г/см}^3$ на физическое смешение приходится $0,3 \text{ г/см}^3$, а на набухание $0,58 \text{ г/см}^3$, т.е. разуплотнение бентонитовой глины в большей степени происходит за счет набухания глинистых частиц, которые увеличиваются в объеме больше, чем общая масса воды и глины.

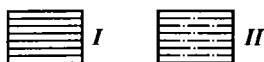
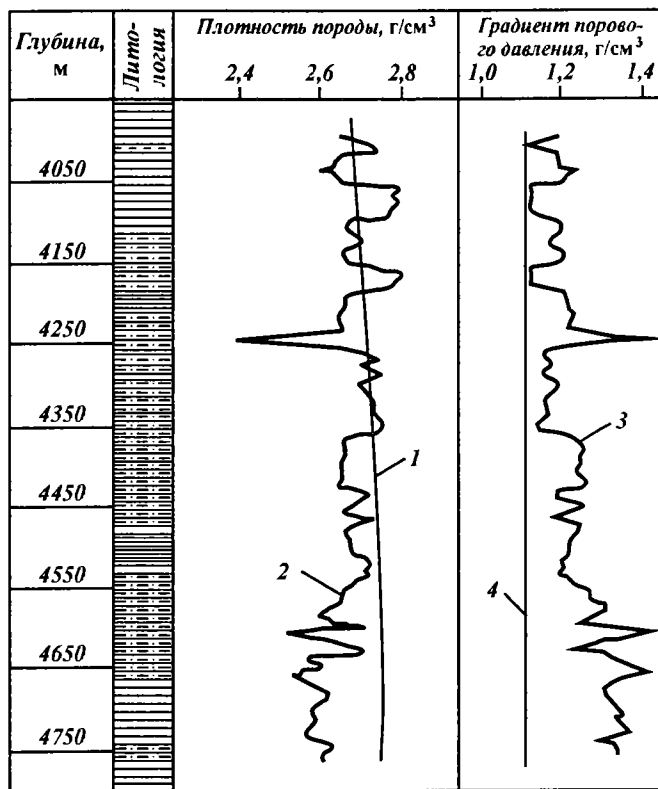


Рис. 6.3. Геолого-технологические параметры скв. 1-П Корсак (ГТИ и ГИС): 1 — кривая нормального уплотнения; 2 — плотность шлама; 3—4 — расчетный (3) и фактический (4) градиенты порового давления; 5—6 — расчетная (5) и фактическая (6) плотность бурового раствора; 7—8 — остаточные напряжения, рассчитанные по плотности воды (7) и шлама (8); I — глина; II — алевролит

При увлажнении пермотриасовой глины в диапазоне влажности от 0 до 2 % плотность уменьшается с 2,64 до 1,6 г/см³ (см. рис. 6.4, кривая 3), а при увлажнении от 2 до 22 % — всего лишь на 0,1 г/см³. При этом практически весь процесс разуплотнения связан с развитием набухания глинистых частиц. Влияние разуплотнения при бурении проявляется в изменении диаметра ствола скважины. Анализ данных каверномет-

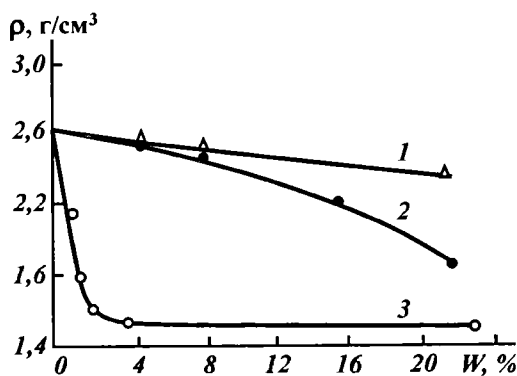
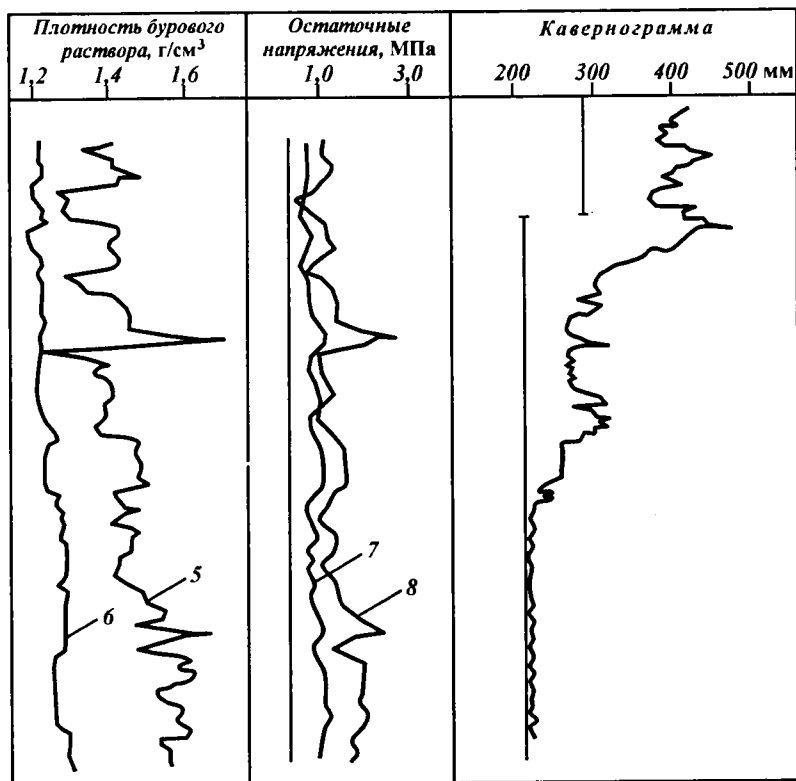


Рис. 6.4. Разуплотнение глинистой породы при взаимодействии с водой:
 1 — кривая изменения плотности от приращения массы воды; 2–3 — кривые разуплотнения бентонита (2) и пермотриасовой глины фракции < 0,005 мм (3)

рии и изменения плотности глинистой породы по скв. 1-П Корсак и 2-П Жарбас (рис. 6.5) показывает, что чем выше плотность нормального уплотнения $\rho_{гн}$ и плотность шлама $\rho_{ш}$, тем меньше степень разуплотнения ($\Delta\rho = \rho_{гн} - \rho_{ш}$) и больше приращение диаметра скважины. Для глинистых пород скв. 1-П Корсак характерны высокие плотности ($\rho = 2,67-2,72 \text{ г/см}^3$) и незначительное разуплотнение – разность составляет от 0,02 до 0,08 г/см^3 . Увеличение диаметра изменялось соответственно от 200–220 до 90–100 мм.

Глинистые породы в разрезе скв. 2-П Жарбас характеризуются низкими значениями плотности ($2,38-2,46 \text{ г/см}^3$) и большой разницей с плотностью шлама. При $\Delta\rho$ от 0,1 до 0,12 г/см^3 увеличение диаметра ствола варьирует от 40–50 до 20–25 мм.

Таким образом, причиной высокой кавернозности ствола скв. 1-П Корсак является гидратация глинистых пород, приводящая к разуплотнению породы, потере структурных связей глинистой частицы с массивом и ее осыпанию. Для обеспечения устойчивости глинистых пород и предупреждения

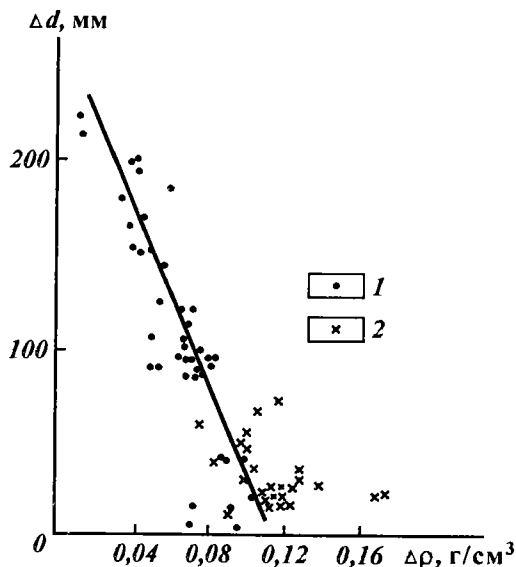


Рис. 6.5. Влияние разуплотнения глинистой породы на увеличение диаметров скважин:

1 – скв. 1-П Корсак ($\rho_r = 2,65 - 2,7 \text{ г/см}^3$); 2 – скв. 2-П Жарбас ($\rho_r = 2,38 - 2,45 \text{ г/см}^3$)

кавернообразования с глубины 4450 м был применен полимер-известково-калиевый раствор с теми же плотностью ($1,24-1,26 \text{ г/см}^3$) и фильтрацией ($8-11 \text{ см}^3/30 \text{ мин}$), что и до этой глубины.

Процесс бурения проходил без осложнений, проведенная кавернометрия показала полное отсутствие каверн в интервале 4450–4750 м и стабилизацию ранее пробуренного ствола (см. кавернограмму на рис. 6.3). Отсутствие каверн при применении полимер-известково-калиевого раствора свидетельствует о подавлении гидратационных процессов, повышении прочности увлажненных глинистых пород, при которой обеспечивается устойчивость глинистых пород ($K_{\text{в}} = 0,79-0,72$).

Управление устойчивостью стенки скважины по оптимальной плотности раствора и коэффициенту устойчивости позволило отказаться от неоправданного утяжеления бурового раствора до плотности $1,64-1,89 \text{ г/см}^3$, рекомендованного в соответствии с данными геолого-технологических и геофизических исследований, что привело к улучшению технико-экономических показателей бурения и экономии утяжелителя.

Влияние избыточных остаточных напряжений на формирование каверн рассмотрим также на примере скв. 83 Горно-Балыклейская и 84 Белогорская, находящихся в одинаковых горно-геологических условиях, но при бурении которых применялись растворы разных типов [23]. Сква. 84 Белогорская бурилась с использованием хлор-кальциевого раствора со следующими параметрами: плотность $1,34-1,52 \text{ г/см}^3$, вязкость 70–80 с, фильтрация 9–10 $\text{см}^3/30 \text{ мин}$, содержание ионов Ca^{2+} 0,12–0,15 %, а скв. 83 Горно-Балыклейская – на известково-битумном растворе. Основные параметры раствора и устойчивости стенки скважины представлены в табл. 6.1. Прочность аргиллита на одноосное сжатие $\sigma_{\text{сж}}$ составляет 35,0–40,0 МПа.

Анализ параметров показывает, что при незначительных остаточных напряжениях и достаточно высоких значениях коэффициента устойчивости ($K_{\text{в}} = 0,70-0,90$) характер образования каверн неоднозначен.

В интервале 5000–5300 м в скв. 84 при применении хлор-кальциевого раствора при незначительных остаточных напряжениях ($R = 9,9-10,4 \text{ МПа}$) и высоком значении коэффициента устойчивости ($K_{\text{в}} = 0,70-0,72$) коэффициент кавернозности $K_{\text{к}}$ равен 3,3–4,0. При применении в том же интервале в скв. 83 известково-битумного раствора с нулевой

Таблица 6.1

Влияние остаточных и гидратационных напряжений на устойчивость стенок скважин и процесс кавернообразования при бурении скважин 84 Белогорская (I) и 83 Горно-Балыклейская (II)

Показатель	5000–5100 м		5100–5200 м		5200–5300 м		5300–5400 м		5400–5500 м		5500–5570 м	
	I	II	I	II	I	II	I	II	I	II	I	II
Градиент порового давления, г/см ³ , эквивалентный плотности раствора	1,28	1,28	1,27	1,27	1,27	1,27	1,48	1,48	1,36	1,36	1,45	1,45
Предельная плотность раствора, г/см ³	1,48	1,48	1,48	1,48	1,48	1,48	1,67	1,67	1,56	1,56	1,65	1,65
Фактическая плотность раствора, г/см ³	1,34	1,52	1,34	1,52	1,34	1,52	1,52	1,52	1,52	1,52	1,52	1,52
Содержание ионов Ca ²⁺ (соленость водной фазы), %	0,15	2,7	0,15	5,0*	0,12	20,3*	0,12	24,6*	0,12	25,0*	0,12	24,5*
Статические остаточные напряжения, МПа	10,4	1,5	9,9	2,0	10,0	2,1	10,8	10,8	3,3	3,3	9,5	9,5
Коэффициент устойчивости по остаточным напряжениям	0,7	0,95	0,72	0,94	0,71	0,94	0,69	0,69	0,9	0,9	0,72	0,72
Гидратационные напряжения Р _{гид} , МПа	68,0	33,0	67,0	32,0	65,0	9,0	53,0	-2,0	52,0	-3,0	50	-5,0
Коэффициент устойчивости по гидратационным напряжениям	-0,94	0,05	-0,91	0,08	-0,86	0,74	-0,51	1,06	-0,48	1,08	-0,43	1,14
Коэффициент устойчивости по сумме напряжений	-1,41	-0,2	-1,37	-0,2	-1,31	0,46	-1,08	0,52	-0,75	0,73	-0,87	0,64
Коэффициент кавернозности K _к	3,3	3,4	3,3	4,0	4,0	1,0	2,5	1,0	2,3	1,0	2,1	1,0

*При бурении скв. 83 Горно-Балыклейская применялся известково-битумный раствор с регулируемой водной фазой.

фильтрацией и слабой минерализацией водной фазы остаточные напряжения не превышают 2,1 МПа, а коэффициент устойчивости близок к единице ($K_{\text{у}} = 0,95$). Тем не менее в скв. 83 в результате осыпей и обвалов аргиллитов образовались каверны, по размерам не уступающие возникшим при использовании хлор-кальциевого раствора ($K_{\text{к}} = 4,0-3,4$).

В интервале 5300–5570 м при одинаковых значениях остаточных напряжений и коэффициента устойчивости ($K_{\text{у}} = 0,69-0,90$) коэффициент кавернозности в скв. 84 для хлор-кальциевого раствора составил 2,1–2,5, а в скв. 83 при использовании известково-битумного раствора со сбалансированной водной фазой каверны полностью отсутствовали ($K_{\text{к}} = 1$). Приведенный пример показывает, что наличие остаточных напряжений при значениях коэффициента устойчивости выше критического ($K_{\text{кр}} = 0,34$) не влияет на устойчивость стенки скважины при проявлении горного и порового давлений. Образование каверн в этом случае связано с потерей прочности глинистой породы при взаимодействии с буровым раствором.

При плотности раствора, значительно превышающей предельную, возникают остаточные напряжения, вызывающие нарушение устойчивости стенки скважины. Влияние плотности раствора и остаточных напряжений на характер кавернообразования рассмотрим на примере скв. 1 Rokia (Индия) [49].

При бурении этой скважины в интервале 2200–3600 м, представленном песчано-глинистыми отложениями, применялся гуматно-калиевый раствор с такими параметрами: плотность 1,32–1,88 г/см³, условная вязкость 40–50 с (по СПВ-5), фильтрация 2–3 см³ за 30 мин (по ВМ-6), содержание КСІ 3–5 %, т.е. раствор был достаточно ингибирован и обладал высоким качеством.

В табл. 6.2 приведены значения градиента порового давления, плотности раствора, величины остаточных напряжений и изменения диаметра скважины в интервале 2200–2890 м. Из приведенных данных видно, что рассчитанная предельная плотность на 15–16 % выше градиента порового давления. Фактическая же плотность превышает последний на 50–60 %. В этом случае сумма напряжений, действующих на стенку со стороны ствола, превышает напряжения, возникающие от горного и порового давлений, и направлена из скважины в глубь массива, подвергая породу гидравлическому разрыву (остаточные напряжения – отрицательные). Под воздействием статических нагрузок увлажненная глинистая порода теряет

Таблица 6.2

Влияние плотности раствора на приращение диаметра ствола скважины Δd , мм

Интервал, м	Гради- ент по- рового давле- ния, г/см ³	Средне- взве- шенная плот- ность порода, г/см ³	Коэф- фици- ент α	Пре- дельная плот- ность рас- твора, г/см ³	Фактическая плотность раствора, г/см ³									
					1,32		1,47		1,49		1,78		1,88	
					R	Δd	R	Δd	R	Δd	R	Δd	R	Δd
2200-2250	1,14	2,150	0,0237	1,33	+4,5	40	-37,8	64	-42,7	69	-123,7	136	-146,5	159
2330-2340	1,16	2,170	0,0239	1,35	-	-	-33,4	66	-39,3	70	-123,7	83	-146,6	146
2370-2392	1,16	2,178	0,0238	1,35			-34,2	75	-40,2	86	-126,3	117	-147,7	121
2410-2435	1,15	2,138	0,0236	1,35			-37,0	71	-41,8	73	-130,3	95	-154,4	120
2440-2490	1,18	2,190	0,0240	1,38			-29,4	-	-35,6	63	-125,0	133	-149,6	142
2591-2635	1,20	2,210	0,0242	1,40			-	-	-30,6	50	-125,4	159	-151,5	197
2645-2675	1,21	2,215	0,0245	1,40			-	-	-27,3	100	-123,8	222	-150,3	235
2710-2725	1,22	2,220	0,0245	1,41			-	-	-	-	-115,8	133	-140,1	133
2750-2768	1,23	2,226	0,0248	1,42			-	-	-	-	-125,1	184	-152,2	222
2790-2835	1,30	2,230	0,0263	1,49			-	-	-	-	-92,6	172	-163,2	159
2870-2890	1,40	2,240	0,0285	1,57			-	-	-	-	-72,0	133	-101,7	172

*R – остаточные напряжения, МПа.

*R - остаточные напряжения, МПа.

связность и обрушается в ствол, диаметр которого увеличивается пропорционально увеличению остаточных напряжений (рис. 6.6). Характер приращения диаметра ствола скважины Δd описывается линейным уравнением:

$$\Delta d = \Delta d_0 + R \operatorname{tg} \varphi,$$

где Δd_0 – приращение диаметра при $R = 0$ за счет зоны предразрушения и гидравлического перепада давлений, а также механического воздействия колонны бурильных труб; φ – угол наклона прямой, характеризующий темп приращения диаметра при изменении остаточных напряжений; он определяется как отношение разности приращений диаметра в зависимости от остаточных напряжений:

$$\operatorname{tg} \varphi = \frac{\Delta d_2 - \Delta d_1}{R_2 - R_1}.$$

Значения $\operatorname{tg} \varphi$, рассчитанные для данного случая, составляют в интервалах 2591–2890, 2200–2250 и 2330–2490 м соответственно 0,122, 0,082 и 0,045.

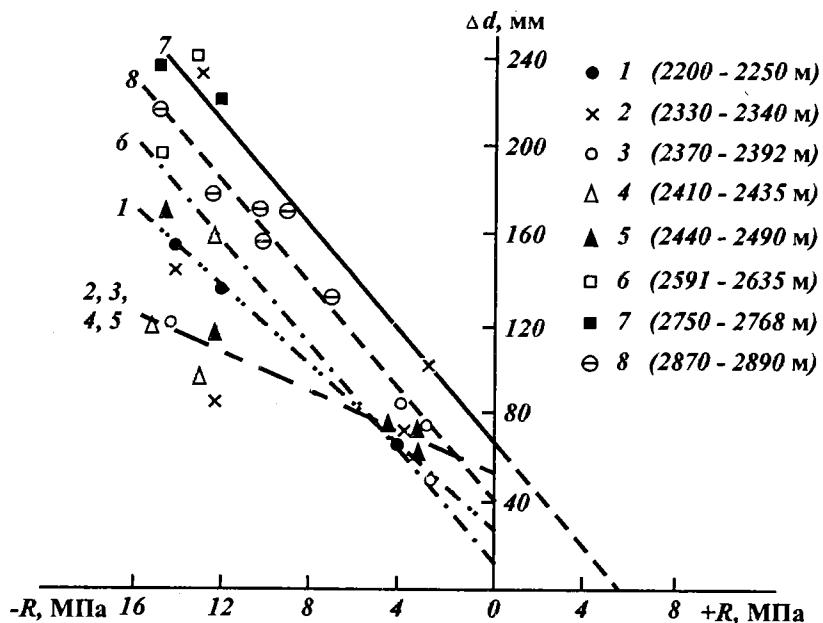


Рис. 6.6. Приращение диаметра ствола Δd в зависимости от величины остаточных напряжений на стенке скв. 1-Р

Известно, что механическая прочность структуры и сопротивление глинистых пород разрушающим нагрузкам обуславливаются силами трения между частицами и сцеплением их друг с другом. В данном случае $\text{tg}\varphi$ отражает внутреннее трение прогидратированных пород, а Δd_0 – начальное изменение диаметра ствола скважины, которое обуславливается предразрушением приствольной зоны, наличием естественных и образованием искусственных трещин. Прочность такой породы предопределяется силами сцепления между отдельными агрегатами частиц, которые могут оказаться недостаточными для удержания породы на стенке скважины при возникновении динамических нагрузок $p_{\text{га}}$. Для большинства глинистых разностей характерно обрушение пород даже при отсутствии динамических нагрузок. Значение силы сцепления условно можно определить графически, продолжив кривые приращения $\Delta d = f(R)$ до пересечения с координатой "остаточные напряжения" (см. рис. 6.6). Отсекаемый отрезок будет характеризовать силу сцепления агрегатов частиц в околоствольной зоне предразрушения, а также то избыточное напряжение от горного и порового давлений, которое воспринимает динамические воздействия на стенку скважины.

Глубина разрушения Δd_0 и степень потери прочности породы $\text{tg}\varphi$ в околоствольной зоне зависят от минералогии, физико-механических и физико-химических свойств глинистой породы и бурового раствора. Чем меньше значение $\text{tg}\varphi$, тем выше остаточная прочность пород и меньше кавернозность ствола при одних и тех же нагрузках. Для глин, залегающих в интервале 2330–2490 м, при изменении остаточных напряжений от 0 до 12 МПа $\text{tg}\varphi = 0,045$, приращение диаметра Δd составило 10,6 см (увеличение составило 25 %) (см. рис. 6.6, 1). В интервалах 2591–2675, 2790–2835 м ($\text{tg}\varphi = 0,122$) в том же диапазоне изменения остаточных напряжений диаметр ствола увеличился на 475 % (см. рис. 6.6, прямые 5, 6, 7, 8).

Приведенный пример показал негативную роль повышения плотности раствора больше, чем это необходимо для компенсации напряжений на стенке скважины. Отсюда следует, что необоснованное повышение плотности раствора может привести к потере устойчивости стенок скважин, гидроразрыву, поглощению раствора и неоправданным расходам времени и материальных ресурсов. Поддержание плотности, несколько меньше предельной, более выгодно, так как небольшие значения остаточных напряжений не могут вызвать нарушение целостности породы.

6.3. ВЛИЯНИЕ КОНСЕРВАТИВНО ИНГИБИРУЮЩИХ РАСТВОРОВ НА УСТОЙЧИВОСТЬ ГЛИНИСТЫХ ПОРОД

Апробация результатов теоретических и экспериментальных исследований по регулированию адсорбционных процессов и их влиянию на устойчивость глинистых пород проводилась при бурении скважин в различных горно-геологических условиях. Регулируемыми параметрами были степень минерализации или активность водной фазы раствора на углеводородной основе a_p и его плотность ρ_p , а контролируемые – активность глинистой породы a_n , проходимость бурильной колонны, интенсивность осложнений, кавернообразование.

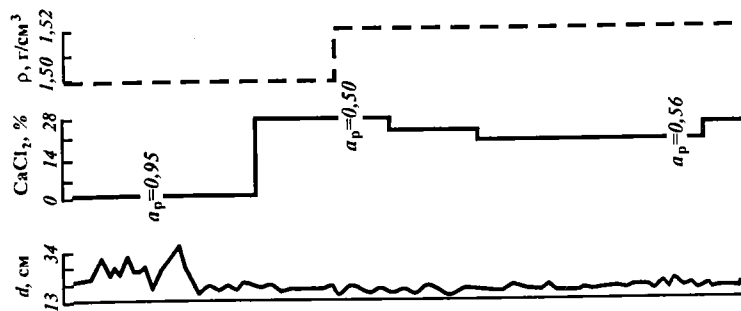
Исследование влияния минерализации водной фазы раствора на углеводородной основе (известково-битумный раствор – ИБР) на устойчивость глинистой породы проводилось при бурении скважин в различных условиях: в аргиллитах девона, пермотриасовой глины.

БУРЕНИЕ В АРГИЛЛИТАХ

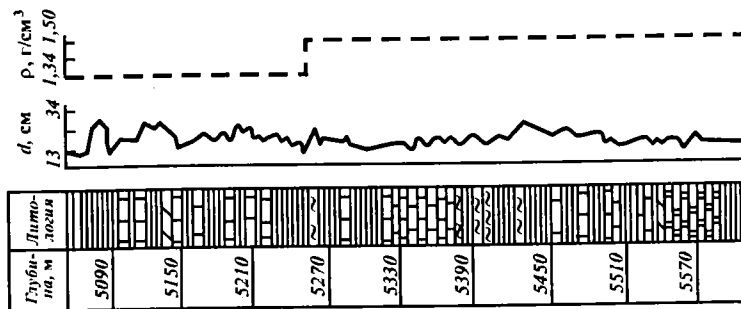
Влияние адсорбционных напряжений на характер кавернообразования рассмотрим на примере бурения скв. 84 Белогорская и 83 Горно-Балыклейская Приволжской моноклинали с идентичными горно-геологическими условиями (рис. 6.7) [23]. Бурение скважин в этом районе сопровождается интенсивным кавернообразованием в интервалах залегания глинистых пород, что является причиной непроходимости инструмента и аварий со сломом бурильной колонны. Осложнения, как правило, приурочены к аргиллитам девона. В тонкодисперсной части этих пород содержатся глинистые минералы: гидрослюда – 30–50 %, хлорит – 20 %, каолинит – 10–20 %, смешанослойные типа гидрослюда–монтмориллонит – 10–30 %. Активность глинистой породы a_n составила 0,42.

Бурение скв. 84 Белогорская осуществлялось с применением хлор-кальциевого раствора с параметрами: плотность 1,34–1,52 г/см³, вязкость 70–80 с, фильтрация 9–10 см³/30 мин, содержание ионов кальция 0,12–0,15 %, активность водной фазы $a_p = 0,98$. В процессе бурения отмечался интенсивный вынос оскольчатого шлама аргиллита, что приводило к образованию каверн ($K_k = 2,1$ –4), висячих пробок, препятствующих проходимости инструмента (см. табл. 6.1).

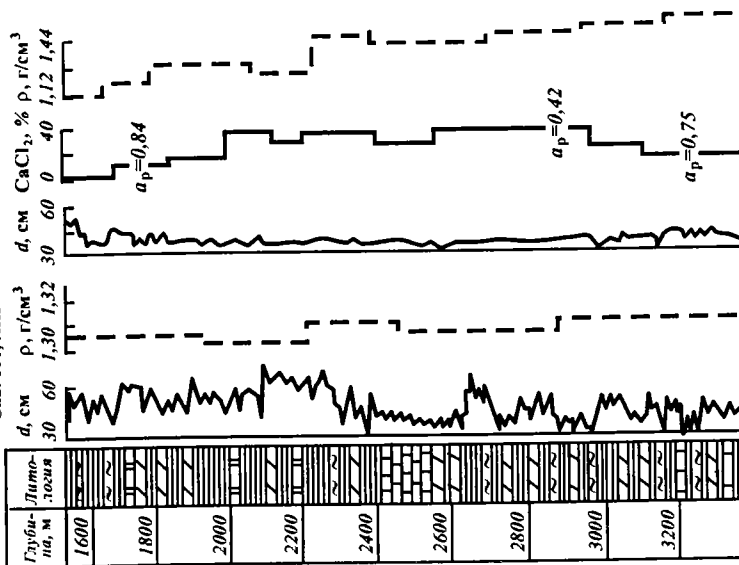
Сква. 83 Горно-Балыклейская
ИБР



Сква. 84 Белогорская
ХКР



Демидовская площадь
Сква. 3, ИБР



Скв. 2 Тингутинская

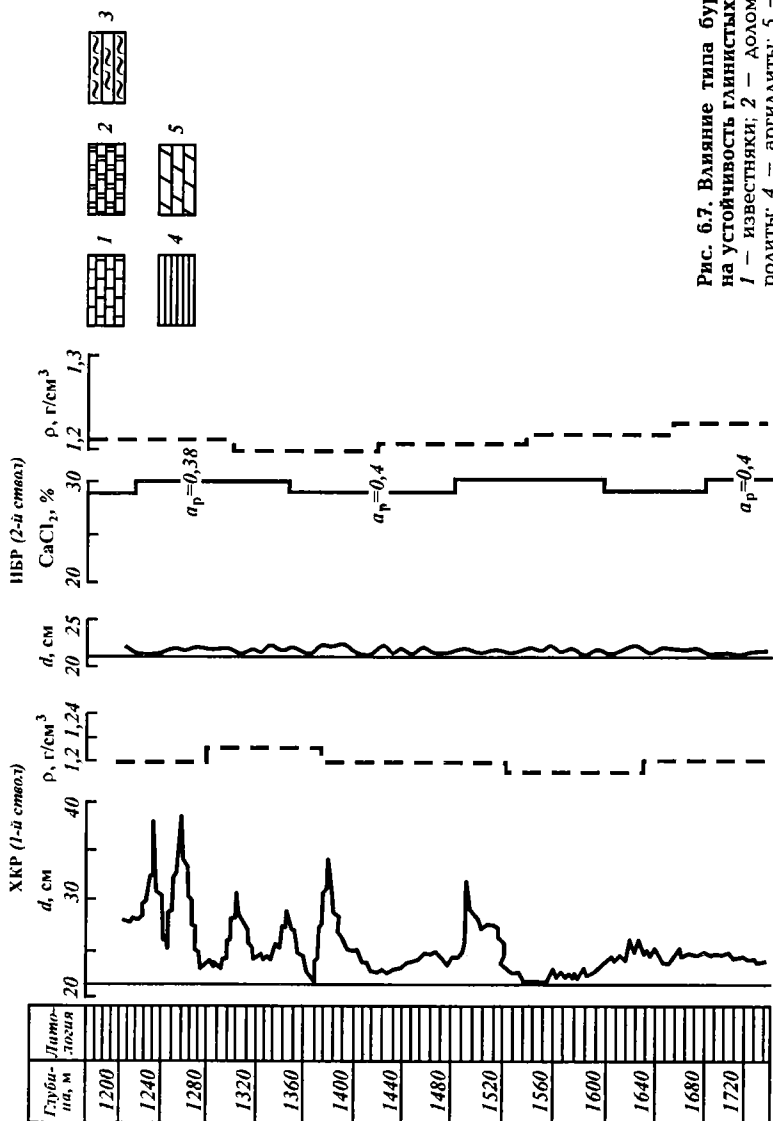


Рис. 6.7. Влияние типа бурового раствора на устойчивость глинистых пород; 1 — известняки; 2 — доломиты; 3 — алевролиты; 4 — аргиллиты; 5 — мергели

Бурение скв. 83 Горно-Балыклейская осуществлялось на известково-битумном растворе плотностью $1,52 \text{ г/см}^3$, вязкостью 40–50 с, с нулевой фильтрацией, содержанием водной фазы 20–23 %, минерализацией водной фазы 2,7–25 %, активностью водной фазы a_p 0,9–0,65. В процессе бурения отсутствовали проработки и посадки инструмента. Кавернозность K_k при одинаковой плотности раствора $1,52 \text{ г/см}^3$ в интервале 5000–5300 м составила 3,4–4,0, в интервале 5300–5570 м каверны отсутствовали ($K_k = 1$) (см. табл. 6.1).

Анализ данных табл. 6.1 показывает, что при одинаковой плотности для известково-битумного раствора характерно отсутствие каверн, а для хлор-кальциевого – значительное увеличение диаметра ствола. Причина такой разницы заключается в проявлении адсорбционных сил. Для хлор-кальциевого раствора отношение $a_{\pi}/a_p = 0,4$ соответствует возникновению внутреннего адсорбционного давления $p_{адс}$, равного 135 МПа. Для известково-битумного раствора с минерализацией водной фазы в пределах 2,7–5,0 % отношение $a_{\pi}/a_p = 0,47$ соответствует $p_{адс} = 100 \text{ МПа}$, а при минерализации водной фазы 24–25 % $a_{\pi}/a_p = 0,6$ и $p_{адс} = 80 \text{ МПа}$. В табл. 6.1 показаны величины адсорбционного давления по интервалам, с учетом влияния гидростатического давления. При таких величинах адсорбционного давления коэффициент устойчивости во всем интервале применения хлор-кальциевого раствора был меньше нуля (от $-0,43$ до $-0,94$), т.е. в этом случае полностью разрушаются структурные связи между частицами и агрегатами аргиллита, и они осыпаются в скважину, образуя каверны. Коэффициент устойчивости еще больше уменьшается при суммировании других сил, действующих на стенку скважины (остаточные напряжения, гидродинамический перепад давления $p_{гд}$, равный 6,0 МПа): K_y от $-0,75$ до $-1,41$.

Известково-битумный раствор с минерализацией 2,7–5 % в интервале 5000–5200 м не уменьшил кавернообразование. При применении этого раствора характер образования каверн связан с минерализацией его водной фазы. При минерализации 2,7–5 % возникают достаточно высокие адсорбционные силы, коэффициент устойчивости при которых составляет чуть больше нуля ($K_{y,адс} = 0,05–0,08$), что соответствует неустойчивому равновесию. При суммировании всех проявляющихся сил коэффициент устойчивости становится меньше нуля ($K_y = -0,2$) и происходит разупрочнение глинистой породы, ее осыпание и образование каверн ($K_k = 3,4–4,0$).

С увеличением минерализации водной фазы известково-

битумного раствора до 24–25 % проявление адсорбционных сил сводится к минимуму ($p_{\text{адс}}$ от –2 до –5 МПа). Коэффициент устойчивости при проявлении адсорбционных сил значительно превышает критическое значение, равное 0,34 ($K_{\text{вы}} > 1$). Даже с учетом всех сил, действующих на стенку скважины, суммарный коэффициент устойчивости ($K_{\text{вы}} = 0,46–0,73$) обеспечивает сохранение номинального диаметра скважины ($K_{\text{х}} = 1,0$) (см. рис. 6.7).

Таким образом, при компенсации напряжений от горного и порового давлений устойчивость глинистых пород определяется степенью развития адсорбционных сил. При полной компенсации их глинистая порода не подвергается разупрочнению, что способствует сохранению диаметра скважины. В этом случае возникновение небольших остаточных напряжений, при которых коэффициент устойчивости будет не меньше критической величины, не является опасным. Поэтому величина плотности раствора, применяемая для предупреждения проявления флюида, в большинстве случаев может быть достаточной для обеспечения устойчивости глинистых пород от действия горного и порового давлений.

БУРЕНИЕ ПЕРМОТРИАСОВЫХ ПЕСТРОЦВЕТНЫХ ГЛИН

Комплексные исследования управления устойчивостью глинистых пород при регулировании адсорбционных процессов на границе "глинистая порода – буровой раствор" проводились при бурении скв. 3 Демидовской площади. При бурении применялся известково-битумный раствор с различной степенью минерализации, для определения соответствия которой проходным породам исследовалась активность последних. Для этого через каждые 50 м бурения отбирался керн (всего получен 31 образец). Извлекаемый керн консервировали парафином. При таком отборе и хранении керна имеется определенная уверенность неизменности естественного состава и свойств отбираемой породы [24].

Скв. 3 Демидовская расположена в междупольной мульде, выполненной мощной толщей пестроцветных глин триаса, которые вскрыты в интервале 1500–3500 м (проектная глубина). По физико-химическим свойствам (табл. 6.3) глинистые породы этой скважины можно условно разделить на две группы. В отложениях первой группы (1586–2730 м) чередуются две разновидности пород: высокодисперсные (содержащие более 50 % частиц размером $< 0,005$ мм) и смешанные (содержание глинистой фракции не менее 27 %).

Таблица 6.3

Физико-химические свойства пермтриасовой глины (ска. 3 Демидовская)

Показатель	Интервал бурения, м		
	1586–2730		2932–3500
Содержание фракций, %, при размере частиц:			
< 0,001 мм	<u>21–60*</u> 19–47	<u>20–30</u> 6–14	18–44
< 0,005 мм	<u>68–80</u> 59–67	<u>54–80</u> 30–38	51–59
Коэффициент агрегативности:			
$K_{0,001}$	1,1–1,3	2,1–3,3	2,3–2,6
$K_{0,005}$	1,1–1,2	1,8–2,1	1,9–2,1
Содержание глинистых мине- ралов, %:			
гидрослюды	30	20	10
хлорита	–	15	30
смешанослойных минера- лов	10	10	40
монтмориллонита	60	55	20
Емкость поглощения, мг-экв/100 г	25–35	20–33	17–24
Содержание обменных катио- нов общей емкости поглоще- ния, %:			
Ca^{2+}	18	15	25
Mg^{2+}	15	12	14
K^{+}	2	2	4
Na^{+}	65	70	57
Коэффициент набухания K_i	1,6–1,7	1,4–1,6	1,4
Порода	Высоко- дисперсная	Смешанная	Смешанная, пылеватая
Тип структурных связей	Стабилиза- ционный	Пластифицированно- коагуляционный	
*В числителе данные гранулометрического анализа, в знаменателе – микроагрегатного.			

Высокодисперсные породы встречаются в следующих интервалах: 1594–1601, 1741–1747, 1797–1809 и 2080–2087 м. В этих породах структурные связи между частицами стабилизированные. Слабые и обратимые стабилизационные структуры обеспечивают высокую агрегативную устойчивость частиц породы, сцепление между которыми осуществляется ван-дер-ваальсовыми силами. Коэффициент агрегативности для частиц размером < 0,005 мм ($K_{0,005}$) и < 0,001 мм ($K_{0,001}$) близок к единице. Поэтому порода легко пептизируется при увлажнении.

Смешанные породы агрегативные: $K_{0,001} = 2–3$, а $K_{0,005} = 2$. В них преобладают более прочные (чем стабилизационные) пластифицированно-коагуляционные структурные связи. Однако большая емкость поглощения (20–33 мг-экв/100 г) и

значительное содержание набухающих минералов (65 %) обеспечивают высокое набухание данных пород в воде ($K_1 = 1,4-1,6$).

Вторая группа (2930–3500 м) по дисперсному составу представлена в основном смешанными породами и реже – пылеватыми, когда содержание тонкодисперсной фракции достигает 24 %. Для отложений этого интервала отмечается пониженная емкость поглощения (17–24 мг.экв/100 г) и явно выраженный пластифицированно-коагуляционный тип структурных связей. Эта группа характеризуется довольно высокой гидрофильностью ($K_1 = 1,4$).

Таким образом, вся исследуемая толща триасовых пород, несмотря на некоторые различия в физико-химических свойствах по глубине, весьма активно взаимодействуют с водой. Поэтому при разбуривании этих отложений необходимо стремиться свести к минимуму увлажнение глинистых пород.

Активность глинистой породы a_n определяли по изотерме сорбции паров воды породой по описанной ранее методике. Известково-битумный раствор в скв. 3 Демидовская применялся с глубины 1515 м после спуска и крепления 324-миллиметровой колонны; бурение велось роторным способом долотом диаметром 295 мм до глубины 2367 м и далее долотом диаметром 214 мм до глубины 3600 м. В процессе бурения по мере отбора керна определяли активность водной фазы породы и в соответствии с этим регулировали активность водной фазы бурового раствора, которая колебалась (в зависимости от содержания в ней солей кальция) в пределах 0,55–0,92 и не всегда соответствовала активности водной фазы породы (табл. 6.4). В результате этого наблюдались незначительные осложнения (проработки и затяжки), в основном в призабойной зоне в интервале 1500–1800 м. Однако катастрофических прихватов с потерей циркуляции, как это происходит при бурении на водных растворах, не наблюдалось. Осложнения возникли при следующих параметрах раствора: плотность 1,12–1,14 г/см³, условная вязкость (по малой воронке) 60–75 с, СНС_{1/10} 1,0/2,4 дПа, содержание воды 9,2–12,8 % и CaCl₂ в водной фазе 3,4–9,6 %, фильтрация – 0, $a_p = 0,84$.

Для ликвидации осложнений раствор утяжелили до плотности 1,28–1,30 г/см³. Проработки несколько уменьшились, однако затяжки при подъеме инструмента периодически возникали. При неизменной плотности раствора (1,28–1,30 г/см³) приступили к регулированию активности его вод-

Таблица 6.4

Влияние активности водной фазы известково-битумного раствора (ИБР) на устойчивость пермотриасовой глины (скв. 3 Демидовская)

Показатель	Интервал бурения, м		
	1586–1809	1809–3010	3010–3500
Плотность раствора, г/см ³ :			
предельная	1,30	1,40	1,40
фактическая	1,30	1,40	1,44
Естественная влажность, %	7,5	5,75	4,70
Активность:			
глинистой породы a_n	0,77	0,62	0,56
водной фазы ИБР a_p	0,92	0,55	0,78
a_n/a_p	0,84	1,13	0,72
Адсорбционное давление $p_{адс}$, МПа	25,0	–13,5	48,7
Коэффициент устойчивости K_{vy}	–0,36	1,64	–0,71
Коэффициент кавернозности K_k	1,42	1,02	1,36

ной фазы, увеличив содержание в ней хлористого кальция до 27,5 %. Осложнения полностью прекратились.

Глинистая порода, поднятая с глубины 1803–1809 и 3451–3460 м, характеризовалась сильной перемятостью, трещиноватостью и наличием многочисленных зеркал скольжения. Прочность на одноосное сжатие $\sigma_{сж}$ составила соответственно 18,4 и 28,1 МПа. Градиент порового давления $\rho_n = 1,17$ г/см³ на 10 м. Предельная плотность раствора, при которой напряжения на стенке скважины от горного и порового давлений скомпенсированы ($R = 0$), составила 1,38–1,40 г/см³; такой она поддерживалась при бурении до глубины 3500 м.

Анализ осложнений в процессе бурения скважины показывает, что их интенсивность находится в прямой зависимости от активности водной фазы известково-битумного раствора, т.е. от содержания в ней хлористого кальция.

В начальный период бурения, когда минерализация водной фазы раствора составляла всего 3–5 %, интенсивность осложнений была максимальной. В интервале 1600–1700 м на 1 м проходки приходилось 1,58 м проработки, т.е. скважину как бы заново бурили. По мере увеличения минерализации раствора интенсивность осложнений уменьшается и при солености 27,5 % на 1 м проходки приходится 0,09–0,14 м проработки (рис. 6.8).

Влияние активности водной фазы известково-битумного раствора на процесс кавернообразования показано в табл. 6.4. В интервале 1500–1809 м, когда активность водной фазы бурового раствора больше активности глинистой породы

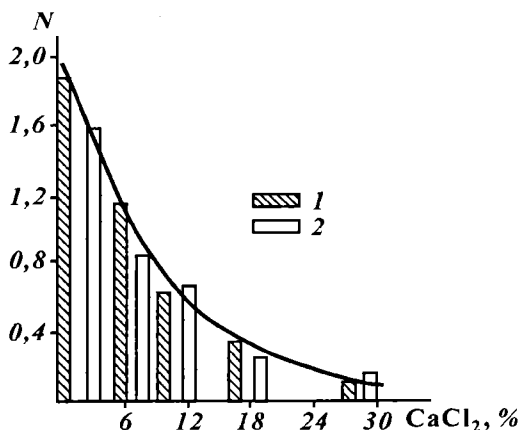


Рис. 6.8. Влияние минерализации водной фазы ИБР на интенсивность осложнений при бурении скв. 263 Лободинская (1) и скв. 3 Демидовская (2). N — интенсивность осложнений (проработка/проходка, м/м)

($a_p > a_n$) и коэффициент устойчивости меньше нуля ($K_{vy} = -0,36$), происходит интенсивное кавернообразование ($K_k = 1,42$). При наличии баланса между a_n и a_p в интервале 1809–3010 м ($K_{vy} = 1,64$) разупрочнение стенок скважины не происходило и фактический диаметр скважины равен номинальному диаметру долота (см. рис. 6.7). При бурении в интервале 3010–3500 м соленость водной фазы ИБР составляла 11,8 %, что привело к дисбалансу активности водной фазы раствора и породы ($a_p > a_n$) и уменьшению коэффициента устойчивости ($K_{vy} = -0,71$). При этих условиях, несмотря на несколько повышенную плотность бурового раствора (1,42–1,44 г/см³), образуются каверны ($K_k = 1,36$).

Таким образом, прямыми исследованиями при бурении скважины установлена прямая связь между активностью глинистой породы a_n и водной фазы известково-битумного раствора a_p , позволяющая регулировать адсорбционные процессы и влиять на устойчивость глинистых пород. При этом необходимым условием сохранения устойчивости глинистых пород при вскрытии их растворами на углеводородной основе является, как минимум, баланс активности водной фазы бурового раствора и породы. В большинстве случаев активность глинистых пород неизвестна и может быть определена только в процессе бурения. Поэтому, исходя из общих представлений о формировании свойств глинистых пород и накопленного опыта бурения, активность глинистой породы в

момент вскрытия можно принять близкой к 0,5. В процессе бурения уточняется значение a_n и корректируется активность раствора a_p .

БУРЕНИЕ МЕЖСОЛЕВЫХ ГЛИН

Методы управления устойчивостью глинистых пород путем регулирования плотности бурового раствора и активности водной фазы известково-битумного раствора успешно использовались при бурении межсолевых глин хемогенных отложений, которые особенно распространены на Астраханском своде Прикаспийской впадины.

Как уже отмечалось, при проводке скважин в этих условиях возникают серьезные осложнения, связанные с кавернообразованием и ползучестью соленасыщенных глин. Практика создания проходимости буровой колонны с помощью увеличения плотности раствора до 1,6–1,8 г/см³ и размывом интервала глин не принесла успеха.

Исследование минералогических и физико-химических свойств межсолевых глинистых пород, отобранных при бурении скв. 1 Светлошарынская, показывают, что для них характерны пластифицированно-коагуляционные связи, обуславливающие резкое снижение прочности при их увлажнении вследствие взаимодействия с буровым раствором, в том числе с ингибированным. Стенки скважины в этом случае при прочих необходимых условиях будут устойчивыми в случае сохранения естественной влажности глинистых пород.

Исследования характера сорбции паров воды глинистой породой, отобранной при бурении скв. 1 Светлошарынская (рис. 6.9), показывают, что обеспечить сохранение естественной влажности можно при взаимодействии с известково-битумным раствором (ИБР), в водном компоненте которого содержится 30 % соли. Влажность, при которой прочность породы еще достаточно высока, не превышает 7–8 %.

Полученные результаты послужили основой для проведения эксперимента при бурении межсолевых глин на скв. 5 Светлошарынская. Эту скважину бурили роторным способом. ИБР начали применять с глубины 1031 м. Свойства раствора были следующими: плотность 1,16–1,19 г/см³, фильтрация – 0. Для регулирования активности водного компонента добавляли хлористый кальций, а при разбуливании хемогенных отложений соленость водного компонента регулировалась за счет поступления в раствор выбуренной соли. При

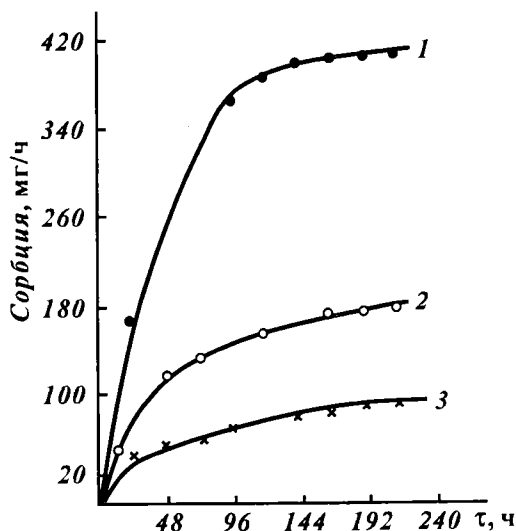


Рис. 6.9. Кинетика сорбции паров воды из различных систем глин (скв. 1 Светлошарынская):

1 — дистиллированная вода; 2 — ИБР, содержащий пресную воду; 3 — ИБР с минерализованной водной фазой: 20 % CaCl_2 и 10 % NaCl

разбуривании верхних пачек межсолевой глины в интервалах 1670–1680 и 1760–1780 м осложнений не наблюдалось.

Серьезные осложнения возникли при вскрытии нижней пачки межсолевых глин. Многократные проработки ствола в интервале 1860–1868 м постоянно сопровождались затяжками бурильного инструмента и повышением давления. Анализ отобранного керна показал (табл. 6.5), что по составу и свойствам глинистая порода одинакова с породой, отобранной при бурении скв. 1 Светлошарынская в интервале 1926–1928 м.

Этот же глинистый пропласток в скв. 5 Светлошарынская оказался на 60 м выше при расстоянии между скважинами 130 м. Значительная разница в глубине залегания одного и того же глинистого пропластка на небольшом расстоянии свидетельствует о тектонических подвижках, в результате которых глинистая порода, вероятно, оказалась под дополнительными усилиями.

Таким образом, для компенсации этих сил необходимо было увеличить гидростатическое давление. По описанной выше методике были рассчитаны значения градиента порового давления и необходимой плотности раствора.

Таблица 6.5

**Физико-химические свойства межсолевых глинистых пород
Светлошарынской площади**

Показатель	Номер скважины	
	1	5
Глубина отбора керна, м	1926–1928	1865
Содержание глинистых минералов, %:		
гидрослюды	40	50
хлорита	30	10
смешанослойных минералов	30	30
монтмориллонита	–	10
Коэффициент набухания K_1	1,53	1,61
Содержание фракций, %, при размере частиц:		
< 0,001 мм	<u>20,40*</u>	<u>12,49</u>
	8,50	4,50
< 0,005 мм	<u>48,90</u>	<u>40,60</u>
	15,80	12,74
Коэффициент агрегативности:		
$K_{0,001}$	2,4	2,7
$K_{0,005}$	3,1	3,1
*В числителе данные гранулометрического анализа, в знаменателе – микроагрегатного.		

При плотности воды ρ_v 1,2 г/см³ и нормального уплотнения на этой глубине ρ_r 2,12 г/см³, плотности шлама $\rho_{ш}$ 1,94 г/см³ эквивалент градиента порового давления ρ_p составил 1,38 г/см³, а плотность раствора ρ_p – 1,50–1,52 г/см³. После утяжеления раствора до указанной плотности осложнения прекратились и скважина успешно была закончена бурением при забое 2001 м.

Проведенный на скважине эксперимент позволил установить, что основными причинами осложнений при бурении скважин в межсолевых глинах являются несоответствие плотности бурового раствора условию обеспечения компенсаций напряжений на стенке скважины от горного давления и потеря прочности глин вследствие их увлажнения при взаимодействии с буровыми растворами, что при низкой плотности и структурной прочности этих пород обусловило их течение в ствол скважины. Использование метода определения плотности раствора, при которой обеспечивается физическое равновесие на стенке скважины, и метода регулирования активности раствора по отношению к глинам с помощью растворов на углеводородной основе со сбалансированной активностью водной фазы позволяет управлять устойчивостью глинистых пород и обеспечивать благоприятные условия бурения скважин в сложных горно-геологических условиях.

6.4. ВЛИЯНИЕ АКТИВНО ИНГИБИРУЮЩИХ РАСТВОРОВ НА УСТОЙЧИВОСТЬ ГЛИНИСТЫХ ПОРОД И ХАРАКТЕР КАВЕРНООБРАЗОВАНИЯ

Оценка влияния ионов кальция и калия на устойчивость глинистых пород и формирование каверн проведена сравнительным анализом результатов бурения скважин с промывкой хлор-кальциевыми и калиевыми растворами, обработанными различными реагентами, и растворами, не содержащими ингибирующих электролитов. Для этого проанализированы данные кавернометрии и затраты времени на борьбу с осложнениями по 35 скважинам, пробуренным в Нижнем Поволжье [47] и использован опыт применения таких растворов в других регионах страны и за рубежом.

6.4.1. ВЛИЯНИЕ ХЛОР-КАЛЬЦИЕВЫХ РАСТВОРОВ

При бурении скважин в пестроцветных глинах пермотриасовых отложений при применении УЩР основные показатели раствора регулировались в следующих пределах: плотность 1,28–1,3 г/см³, вязкость 50–60 с, водоотдача 6–8 см³ за 30 мин, а при применении хлор-кальциевого раствора (ХКР) показатели были такими: плотность 1,22–1,24 г/см³, вязкость 60–70 с, водоотдача 7–9 см³ за 30 мин, содержание ионов кальция 2000–3000 мг/л, рН 7. Раствор обрабатывался КССБ, а в качестве пеногасителя применялась 10%-ная суспензия резиновой крошки в соляровом масле.

На рис. 6.10 представлена кинетика образования каверн в пестроцветных глинах пермотриаса при бурении скв. 29 Тингутинская. Процессу образования каверны в интервале 2290–2340 м, при бурении которого применялся раствор, обработанный УЩР, предшествует устойчивое состояние глинистых пород, в течение которого диаметр скважины не изменялся. По времени, как отмечалось выше, это примерно соответствует периоду набухания глин в водной среде (кривая 1, участок I). После завершения гидратации происходит лавинообразный обвал набухшей глинистой породы. За короткий промежуток времени образуется каверна значительных размеров (кривая 1, участок II). Более пологий участок III кривой 1 отражает период, в течение которого развивается набухание следующих слоев глинистой породы. Завершение набухания должно сопровождаться обвалом набухшей глинистой массы новых слоев. Однако вследствие изменения состава

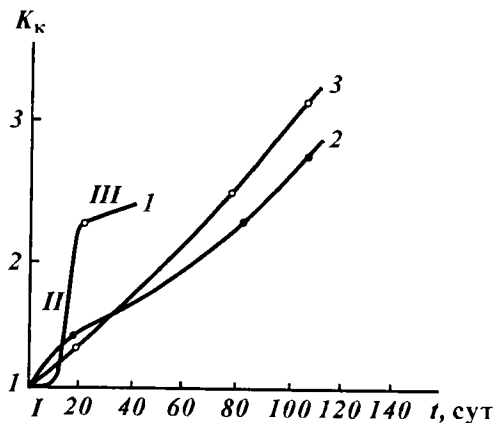


Рис. 6.10. Кинетика образования каверн в зависимости от типа применяемой жидкости (скв. 29 Тингутинской площади):

1 — раствор, обработанный УЦР (2290–2340 м); 2–3 — хлор-кальциевый раствор (соответственно 2400–2500 и 2520–2590 м).

K_k — коэффициент кавернозности; t — периодичность измерения диаметра скважин

бурового раствора обвала и увеличения диаметра скважины не произошло.

Совершенно иной характер образования каверн наблюдается при применении ХКР (см. рис. 6.10, кривые 2, 3). Постепенное осыпание глинистой породы выражается на графике медленным ростом коэффициента кавернообразования. Если при использовании УЦР значение коэффициента кавернообразования 2,2 достигается за 22–25 сут (приращение K_k будет 0,22 в сутки), то при применении ХКР в интервале 2400–2600 м за этот же промежуток темп образования каверн был в несколько раз меньше ($K_k = 1,3$, приращение K_k составило 0,065 в сутки).

При бурении скв. 29 Тингутинская в интервале 2400–3200 м не было отмечено ни одного случая проработок и посадок инструмента при спуске. Поэтому установить период устойчивости при применении ХКР не представляется возможным. Улучшение же состояния ствола скважины достаточно полно характеризуется резким снижением затрат времени на осложнения, связанные с осыпями и обвалами глин, с 0,83 ч на 1 м проходки для УЦР до 0,053 ч при применении ХКР.

Аналогичный характер образования каверн при применении ХКР наблюдается и при бурении скважин в аргиллитах

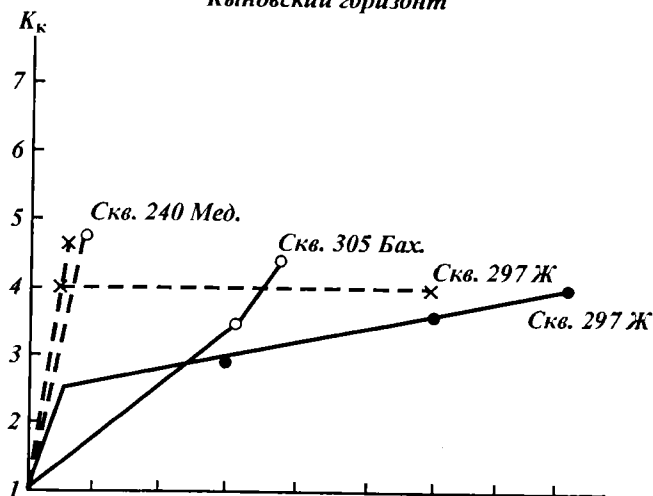
девона [47]. При бурении скважин на Жирновско-Бахметьевской площади свойства раствора регулировались в следующих пределах: при применении УЩР – плотность 1,2–1,28 г/см³, вязкость 80–120 с, СНС 110–120/140–160 дПа/см², водоотдача раствора 5–8 см³; при применении ХКР – плотность 1,2–1,24 г/см³, СНС 90/100 дПа/см², водоотдача 6–10 см³, вязкость 60–80 с, содержание ионов кальция в фильтрате 1500–2800 мг/л.

На рис. 6.11 показана кинетика образования каверн при бурении скважин на Жирновско-Бахметьевской площади. Из приведенных данных видно, что при бурении скважин с использованием раствора, обработанного УЩР, отмечается интенсивное образование каверн за непродолжительное время. Например, в кыновском горизонте (2650–2753 м) на скв. 297 Ж коэффициент кавернообразования возрастает до 4–4,75 за 20–23 сут. Скорость кавернообразования составляет 0,210 м³/сут. Интенсивность осложнений была настолько велика, что дальнейшее углубление скв. 297 Ж при применении раствора, обработанного УЩР, стало невозможным. Затраты времени на борьбу с осложнениями из-за осыпей и обвалов аргиллитов, длительных промывок составили по кыновскому горизонту 17 ч на 1 м проходки. В скв. 305 Бах., пробуренной с применением ХКР, то же значение коэффициента кавернообразования соответствует 120 сут (см. рис. 6.11), а скорость кавернообразования составляла 0,200 м³/сут. Различие в скорости кавернообразования особенно характерно для скв. 297 Ж, в которой одна часть кыновских аргиллитов вскрывалась с использованием раствора, обработанного УЩР, а другая – с применением ХКР. После перехода на ХКР диаметр каверн растет значительно медленнее, хотя в конечном счете их размеры приближаются к характерным для растворов с УЩР. Для горизонтов, залегающих глубже, разница в темпе образования каверн еще более ощутима и даже отмечается некоторое уменьшение размеров каверн.

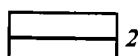
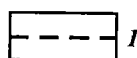
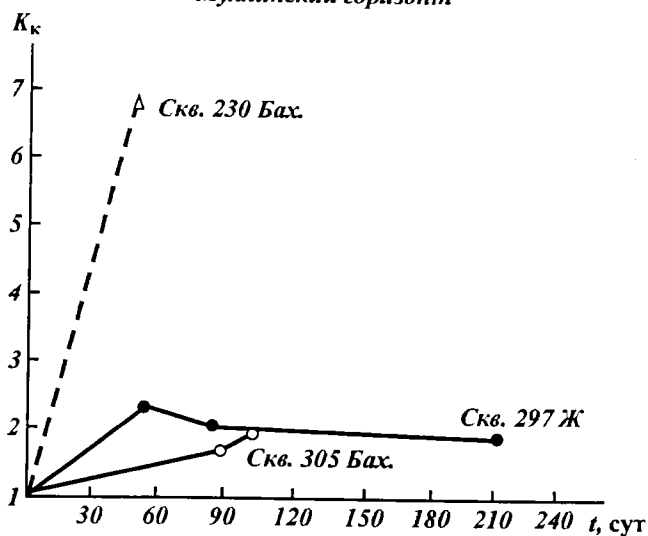
Аналогичный процесс кавернообразования происходит при бурении скважин на Коробковской площади. Показатели раствора, обработанного УЩР: плотность 1,18–1,22 г/см³, вязкость 80–100 с, СНС 110–120/160–180 дПа/см², водоотдача 5–9 см³. При применении ХКР: плотность 1,2–1,24 г/см³, вязкость 50–60 с, СНС 80–90/100–120 дПа/см², водоотдача 12–22 см³, содержание ионов кальция в фильтрате 800–2300 мг/л.

Так, при бурении скв. 96 К в алатырско-петинском горизонте с применением УЩР коэффициент кавернообразова-

Кыновский горизонт



Муллинский горизонт



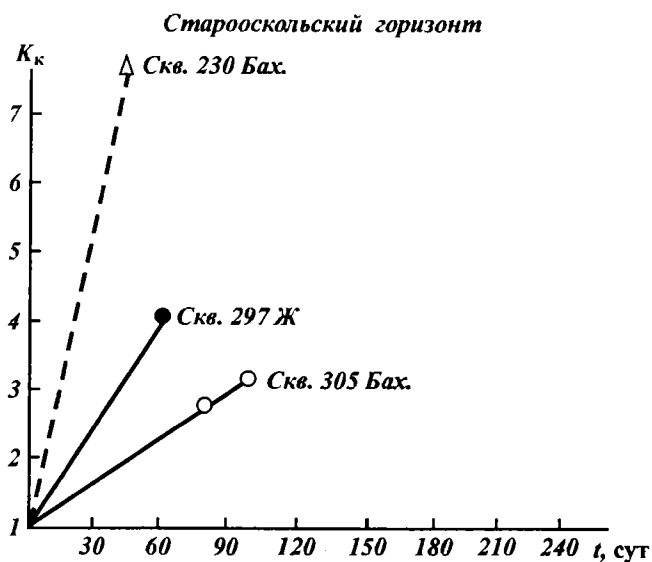
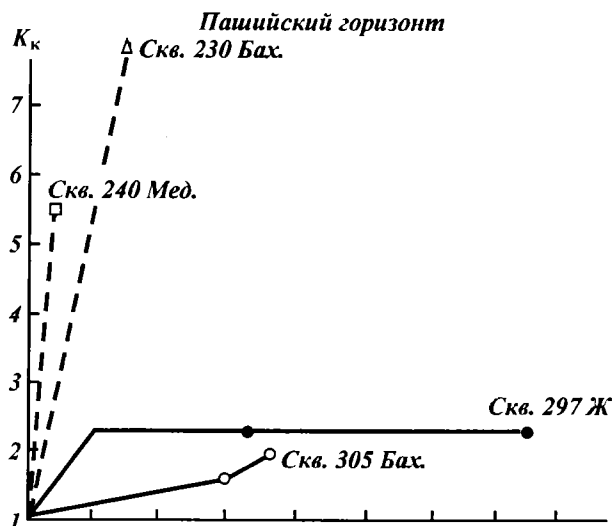


Рис. 6.11. Влияние типа промывочной жидкости на характер образования каверн (скважины Жирновско-Бахметьевской площади):
 1 — раствор, обработанный УЦР; 2 — хлор-кальциевый раствор

Таблица 6.6

Влияние типа раствора на кавернозность ствола скважины в аргиллитах Жирновско-Бахметьевской (I) и Коробковской (II) площадей

Горизонт	I		II	
	Коэффициент кавернообразования			
	ХКР	УЦР	ХКР	УЦР
Задонско-елецкий	5,4	—	6,6	7,8
Евлановско-ливенский	3,06	—	4,76	6,2
Воронежский	1	1	1,9	4,07
Алатырско-петинский	3,8	4,95	5,9	10,6
Семилукский	1,99	2,92	2,55	—
Саргаевский	1,48	2,68	4,47	—
Кыновский	2,72	3,86	4,13	—
Пашийский	2,65	4,96	—	—
Муллинский	2,04	4,6	—	—
Старооскольский	3,06	5,9	—	—

ния через 30 сут равен 7, а скорость кавернообразования — 0,230 м³/сут. За это же время коэффициент K_k при применении ХКР на скв. 86 К составил 3,5, а на скв. 85 К — всего 1,8. Соответственно уменьшилось количество обвалившейся породы в единицу времени — до 0,0206–0,0095 м³/сут. Это привело к улучшению состояния скважины и сокращению затрат времени на преодоление осложнений с 1,22 ч на 1 м проходки (УЦР) до 0,04 ч (ХКР). Коэффициент кавернообразования для этой площади равен 4–10, что в 1,5–2 раза выше, чем по Жирновско-Бахметьевской площади (табл. 6.6).

Увеличение размера каверн в скважинах Коробковской площади связано как с характерным для нее более глубоким погружением значительной толщи терригенного девона и повышенными температурами на забое, так и повышенной водоотдачей (12–20 см³/30 мин).

Таким образом, рассмотренные примеры показывают, что при применении хлор-кальциевого раствора изменяется характер образования каверн, что приводит к уменьшению количества обвалившейся породы в единицу времени. В результате этого практически отсутствуют проработки. В то же время хлор-кальциевый раствор не предотвращает осыпей глинистой породы и кавернообразования.

6.4.2. ВЛИЯНИЕ КАЛИЕВЫХ РАСТВОРОВ

При использовании калиевых растворов, обработанных различными реагентами (КМЦ, КССБ, калий, УЦР, полимеры), наблюдается аналогичный с хлор-кальциевым раствором характер кавернообразования.

В 1976 г. автором впервые в Советском Союзе проведены

промышленные испытания калиевого раствора при бурении скв. 56 Перещепновская Жирновского УБР ПО "Нижне-волжскнефть". Испытания проводились при бурении интервала 4788–5136 м после спуска 168-миллиметрового хвостовика [51].

Переход на калиевый раствор осуществлен в процессе циркуляции путем добавки 7 % KCl, 30 % KССБ, 0,8 % едкого калия и пеногасителя. Параметры раствора после обработки стали: плотность 1,52 г/см³, условная вязкость 40–50 с, водоотдача 4–5 см³/30 мин, рН 9. По мере углубления и роста пластового давления плотность раствора ступенчато поднималась до 1,6 и 1,83 г/см³. В процессе бурения полностью отсутствовали проработки, вынос оскольчатого шлама и другие признаки осыпей и обвалов аргиллита. Последовательное проведение кавернометрии в процессе углубления показало неизменность диаметра в течение 3 мес. Сравнительные данные кавернометрии скважин, пробуренных на хлор-кальциевом (скв. 86 Перещепновская) и калиевом растворе (скв. 56 Перещепновская), показаны на рис. 6.12.

Отсутствие каверн полностью исключило необходимость проработок и других работ, связанных с осыпями и обвалами, что положительно повлияло на технико-экономические показатели бурения скв. 56 Перещепновская.

Скорость бурения увеличилась более чем в 2 раза по сравнению со скважинами, где использовался хлор-кальциевый раствор. Проходка на долото увеличилась на 40 % при неизменной механической скорости бурения. Стоимость 1 м проходки уменьшилась в 3 раза и составила 579 руб. против 1938 руб. для хлор-кальциевого раствора. Экономический эффект от применения калиевого раствора составил 244 тыс. руб.

Положительные результаты испытания калиевого раствора послужили основой для широкого его применения при бурении в неустойчивых глинах. Большой объем применения калиевых растворов в разнообразных горно-геологических условиях позволяет оценить его влияние на устойчивость стенки скважины, сложенной глинистыми породами.

Анализ обширного промыслового материала по использованию калиевых растворов показывает неоднозначность его влияния на устойчивость глинистых пород. Во всех случаях, когда для ингибирования применялся KCl, а регулирование рН осуществлялось только едким калием, отмечаются резкое улучшение состояния ствола скважины, хорошая проходимость буровой колонны и коротажных снарядов, отсутст-

Таблица 6.7

Влияние типа раствора на интенсивность осложнений при бурении скважин на Кудиновской площади

Номер скважины	Тип раствора	Параметры раствора				Осложнения			Примечание	
		плотность, г/см ³	условная вязкость, с	водоотдача, см ³	СНС _{1/10} , АПа	интервал, м	проработка, м	затраты времени, ч		
								всего		в том числе на 1 м бурения
315	Калиевый	1,24	30-40	6-7	30/70	2058-2075 3040-3074	106	230	0,153	Большой вынос шлама, отмывки, затрубления при каротаже То же
320	Гуматно-кальциевый (ГКР)	1,20-1,22	30-40	9	150/240	1376-1900 2210-2228 3077-3103 3194-3216	653	281	0,187	
71	УЩР	1,28	50-60	5-6	160/200	2250-2400 2500-2688 2800-3000 3075-3120	869	401	0,283	

ская применяли калиевый раствор, стабилизированный КССБ, КМЦ и едким калием. Параметры раствора: плотность 1,24 г/см³, условная вязкость 30–40 с, водоотдача 6–7 см³, СНС_{1/10} 30/70 дПа, содержание КСl в фильтрате 7,6 %, рН 9,5. При бурении скважин в интервале 1746–3974 м не было осложнений из-за осыпей и обвалов аргиллита: отсутствовали проработки, вынос шлама не наблюдался, каротажные работы проводились без затруднений.

В табл. 6.7 приведены сравнительные данные по интенсивности осложнений при бурении аргиллитов девона с использованием буровых растворов различных типов. При применении калиевого раствора общая мощность проработок сократилась в 6–8 раз по сравнению с гуматно-кальциевым раствором (ГКР) и раствором, обработанным УЩР. Затраты времени на промывку и проработку уменьшились на 30–40 %. Кавернозность ствола по сравнению с ХКР уменьшилась в 1,5–2 раза (табл. 6.8), однако диаметр скважины на 30–80 % больше номинального диаметра долота.

Аналогичные результаты получены при применении калиевых растворов, обработанных калиевыми гуматами, и в других регионах [58, 62, 39]. Характер состояния стволов при параметрах раствора: плотность 1,15–1,17 г/см³, вязкость 35–40 с, водоотдача 8–12 см³ за 30 мин, рН 8–8,5 и концентрации КСl 3,6–4,8 %, приведенный на рис. 6.13, показывает уменьшение кавернозности с 1,58–1,60 до 1,15–1,20.

Использование гуматно-калийевого раствора при бурении скв. 1 Rokia (Индия, шт. Трипура) не предотвратило кавернообразования и не обеспечило нормального процесса углубле-

Таблица 6.8

Кавернозность скважин при применении различных буровых растворов

Интервал, м	Скв. 1 Матвеевская, калиевый раствор			Скв. 2 Слюсаревская, ХКР		
	<i>m</i> , м	<i>d</i> _{ср} , мм	<i>K</i> _к	<i>m</i> , м	<i>d</i> _{ср} , мм	<i>K</i> _к
2675–2750	65	230	1,16	75	380	3,14
3150–3275	90	330	2,38	25	360	2,82
3320–3380	60	260	1,47	50	480	5,00
3370–3420	40	250	1,36	45	400	3,47
3420–3488	68	220	1,06	40	340	2,50
3620–3660	20	250	1,36	16	310	2,10
3665–3745	55	250	1,36	25	330	2,38
3800–3860	60	300	1,96	–	–	–

Примечание. *m* – мощность аргиллитовых пачек, *d*_{ср} – средний диаметр скважины.

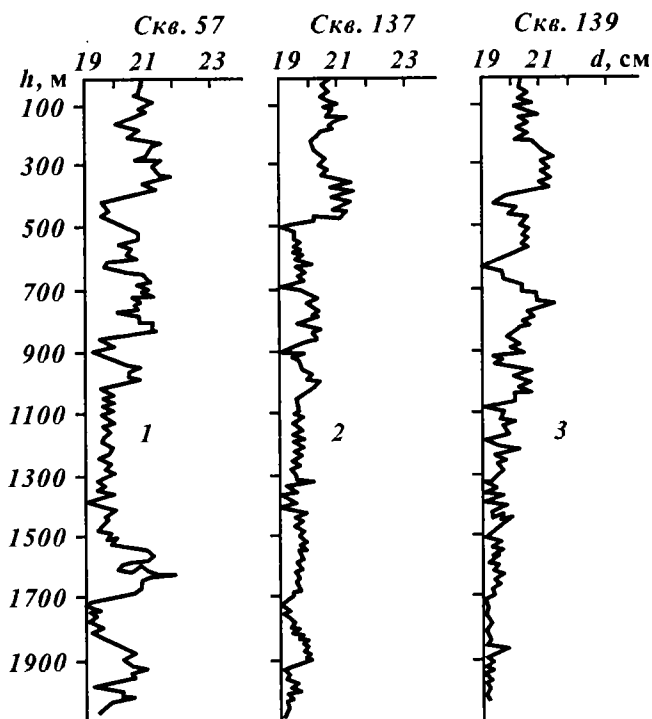


Рис. 6.13. Кавернограммы надсолевых отложений площади Шуртан при применении различных типов растворов:
 1 – раствор, обработанный УЦР; 2 – калиевый хлор-полимерный раствор;
 3 – гуматно-калиевый раствор

ния [49]. Бурение этой скважины сопровождалось осыпями и обвалами глинистых пород, которые приводили к посадкам и затыжкам инструмента при спуско-подъемных операциях, заклиниваниям при проработках, ухудшению проходимости по стволу. Параметры раствора (методы их регулирования подробно описаны в работе [49]) стабильно поддерживались в процессе всего бурения в следующих пределах: плотность 1,49–1,86 г/см³, вязкость 45–60 с, водоотдача 3,3–4,6 см³/30 мин, рН 10,8–11,5; значение рН регулировалось добавками едкого калия. Анализ кавернограмм показывает, что диаметр скважины (его приращение Δd) постепенно увеличивается во времени (рис. 6.14), что характерно для растворов с высокими ингибирующими свойствами (хлор-кальциевый). Гуматы

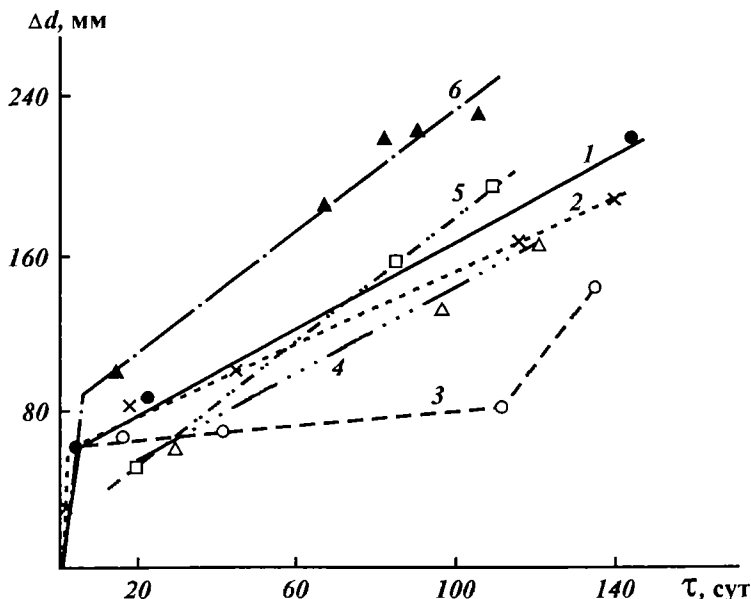


Рис. 6.14. Приращение диаметра скважины во времени при применении гуматно-калиевого раствора:

Интервалы, м:
 1 – 2222–2235, 2 – 2246–2250, 3 – 2330–2340, 4 – 2420–2490, 5 – 2591–2635, 6 – 2645–2768

в этом случае не оказали эффективного стабилизирующего влияния на повышение устойчивости стенки скважины, что хорошо согласуется с экспериментальными данными.

6.4.3. ВЛИЯНИЕ ПОЛИМЕР-КАЛИЕВЫХ РАСТВОРОВ

В последнее время при бурении неустойчивых глинистых пород успешно применяются хлор-калиевый полимерный глинистый и безглинистый растворы. В состав растворов входят предварительно гидратированный бентонит, загустители и полимеры разных модификаций – полиакриламид 88–100 и др. [93, 95].

Действие КСl-полимерной системы основывается на трех принципах: низком содержании твердой фазы, ингибировании гидратации глин и обволакивающим воздействием полимера. В этих системах обычно используют высокомолекулярные сополимеры акриламида и акрилата натрия в концентрации 0,15–0,215 % к объему.

Исследования показали, что добавка полимера должна

быть незначительной, чтобы обеспечить стабильность глинистого сланца. По результатам исследований сделаны следующие выводы:

катионные полимеры не могут стабилизировать сланцы;

неионные полимеры защищают сланцы, но только при очень высокой концентрации;

анионные полимеры хорошо защищают глинистые сланцы, но только при низкой концентрации.

Механизм стабилизации глинистого сланца обуславливается анионной природой полимера и низкой эффективной концентрацией, которые вызывают адсорбцию полимера на положительно заряженных участках, а не на всей поверхности глинистой частицы. Степень гидролиза определяется распределением отрицательных зарядов на молекуле полимера. Адсорбция полимера в глинистом сланце значительно увеличивается в присутствии KCl при концентрации его свыше 2 % (20 кг/м³).

Каждая молекула полиакриламида с высокой молекулярной массой способна к адсорбции на отдельных частицах глинистых сланцев. Адсорбированный полимер, соединяясь с частицами глины, ограничивает набухание глинистого сланца и таким образом создает препятствие для проникновения воды. Поэтому для раствора не должна ограничиваться величина фильтрации, так как необходим контакт полимера с глинистой породой для обеспечения ее устойчивости, а малопроницаемая глинистая корка будет задерживать полимер и фильтрат, проникающий в породу, вызовет потерю ее устойчивости [93]. От правильности выбора концентрации хлористого калия и полиакриламида зависит степень стабилизации ствола. Буровой раствор с полиакриламидом и KCl является очень чувствительным к многовалентным катионам, которые ухудшают свойства и делают его неэффективным.

Полимер-калиевый раствор состава 1,43 кг/м³ полиакриламида, 28,6 кг/м³ KCl и 143–286 кг/м³ предварительно прогидратированного бентонита применялся в Канаде при бурении более чем 100 скважин с общим объемом проходки 300 тыс. м в твердых и хрупких глинистых сланцах. Несмотря на некоторое повышение стоимости раствора, получено ускорение строительства скважин в 2,5–3 раза.

Кавернометрия скважин, пробуренных с использованием бурового раствора с полиакриламидом и KCl, показала, что расширение скважины в глинистом сланце на 25,4–50,8 мм меньше (т.е. на 10–20 %), чем при бурении с обычным буровым раствором. При применении этого раствора при буре-

нии щелочных и водочувствительных сланцев сужение диаметра скважины не наблюдалось.

В нашей стране калиевый буровой раствор, стабилизированный акриловым полимером, впервые был испытан при бурении скв. 9 Краснокутской площади в ПО "Саратов-нефтегаз" в интервале 4157–4612 м [61]. Бурение этой скважины с применением хлор-кальциевого раствора, стабилизированного КССБ, сопровождалось постоянными затяжками и прихватами бурильной колонны, длительными проработками и промывками ствола скважины, приведшими к перебуриванию ствола. При перебуривании в качестве бурового раствора использовали полимер-глинистый раствор, обработанный акриловым полимером НР-7 в концентрации 0,5 %. Параметры полимер-калиевого раствора были таковы: плотность 1,17–1,20 г/см³, фильтрация 9–10 см³, условная вязкость 50–60 с, СНС_{1/10} 48–115/80–170 дПа.

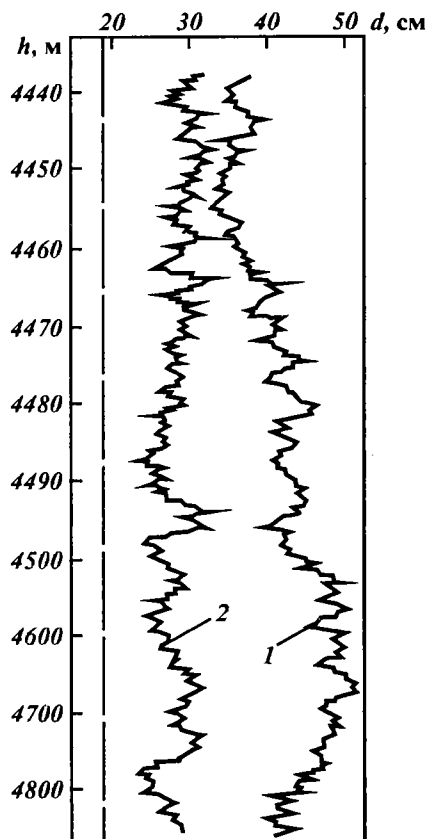
Переход на буровой раствор этого типа привел к улучшению проходимости инструмента и сокращению затрат времени на осложнение при бурении интервала 3665–4100 м в 4 раза по сравнению с бурением предыдущего ствола.

Однако при углублении ниже 4100 м начались затяжки бурильной колонны, выросла длительность проработок, увеличился вынос шлама. Поэтому с глубины 4157 м в полимер-глинистый раствор систематически вводили небольшие (по 0,25 %) добавки хлористого калия.

Применение калиевого раствора, стабилизированного акриловым полимером, дало возможность получить высокие технико-экономические результаты. Затраты времени на проработку и промывку ствола скважины сократились более чем в 2,5 раза, а коммерческая скорость составила 282 тыс. руб. Однако в данном случае не удалось полностью предотвратить развитие каверн, хотя их размеры оказались значительно меньше, чем при использовании хлор-кальциевого раствора (рис. 6.15).

При бурении скв. 137 Шуртан в Узбекистане была испытана рецептура калий-хлор-полимерного бурового раствора, стабилизированного модифицированным крахмалом и полиакрилатом К-9 [58]. Состав раствора: бентонит 200–300 кг/м³, хлористый калий 30–50 кг/м³, гидроксид калия 2–3 кг/м³, модифицированный крахмал 20–25 кг/м³. Параметры раствора: плотность 1,26–1,28 г/см³, вязкость 70–80 с, фильтрация 15–16 см³ за 30 мин, рН 8–8,5. Затем крахмал был заменен полиакрилатом К-9 (концентрация 2–2,5 %) в количестве 0,75–1,0 % от объема. С этим раствором скважина пробурена

Рис. 6.15. Кавернограммы стволов скв. 9 Краснокутской площади при применении ХКР (1) и полимер-калиевого раствора (2)



до кровли соленосных отложений без осложнений. Сопоставление кавернограмм по скважинам 57, 137 и 139 Шуртан (см. рис. 6.13) в одних и тех же интервалах, но при применении разных типов растворов показывает, что хотя калиевые растворы и уменьшают кавернообразование, по сравнению с обычными растворами, однако размеры их еще значительно превышают номинальный диаметр скважины, что свидетельствует об отсутствии закрепляющего эффекта калиевых растворов на основе как гуматов, так и полимеров.

Таким образом, приведенные данные о характере образования каверн при применении хлор-кальциевого и калиевого растворов, обработанных различными реагентами, в том числе и полимерами, однозначно показывают, что буровые растворы с высокими ингибирующими свойствами ($C_{\text{и}} = 9-72$) ускоряют процесс гидратации, способствуя изменению скорости образования каверн, но не закрепляют стенки скважины. Послойное ингибирование глинистой породы приводит к осыпанию небольшого количества глины, которая выносится потоком раствора, благодаря чему не возникают "висячие" пробки и создаются нормальные условия для прохождения инструмента; каверны же остаются.

Приведенные примеры хорошо согласуются с экспериментальными данными и схемой кавернообразования при применении растворов с высокими ингибирующими свойствами.

6.4.4. ВЛИЯНИЕ ГИДРОКСИДА КАЛЬЦИЯ

Известкование бурового раствора давно и с успехом применяется для регулирования его свойств. Однако небольшое количество в растворе и низкая растворимость извести не оказывали (в отсутствие других электролитов) существенного влияния на кавернообразование, хотя и отмечалось улучшение состояния ствола скважины и проходимости инструмента. Лабораторными исследованиями, результаты которых приведены в предыдущих главах, показано, что упрочнение глинистых пород при взаимодействии с известью наиболее эффективно проявляется в присутствии катионов калия и кальция. При этом концентрация $\text{Ca}(\text{OH})_2$ в растворе должна быть в пределах 3–5 %, что обеспечивает содержание свободной извести в фильтрате в пределах ее максимальной растворимости.

Влияние извести в системе хлор-кальциевых растворов на устойчивость глинистых пород проверено при бурении скв. 229 Жирновская в аргиллитах девона и скв. 3 Бугринская в пермотриасовых отложениях [47].

При бурении скв. 229 Жирновская ХКР с высоким содержанием извести применялся с глубины 1865 м и до 3100 м. После ввода извести и добавок реагентов (КССБ) поддерживались следующие свойства раствора: плотность 1,26–1,28 г/см³, водоотдача 8–10 см³, вязкость 80–120 с, $\text{CHC}_{1/10}$ 46/66 дПа. Содержание ионов кальция в фильтрате 2000 мг/л, извести 1300–1480 мг/л.

Влияние извести на устойчивость аргиллитов определялось состоянием ствола скважины, которое контролировалось по наличию затяжек, длине интервалов проработки и ее продолжительности изменению диаметра скважины во времени.

В процессе бурения скв. 229 Жирновская в отдельных интервалах наблюдались проработки, затяжки при подъеме инструмента, что обусловлено расположением скважины в зоне тектонического нарушения. Это обстоятельство явилось причиной обваливания крупных обломков (100–150 мм) даже неглинистых (известняк) пород. Однако эти проработки были незначительными, а общие затраты времени на преодоление осложнений при применении ХКР с высокой концентрацией извести ниже средних значений для Жирновско-Бахметьевской площади. Затраты времени на преодоление осложнений при применении ХКР с известью составили 0,127 ч на 1 м проходки, а обычного ХКР – 0,224 ч. На 1 м бурения пришлось 0,226 и 0,058 м проработки соответствен-

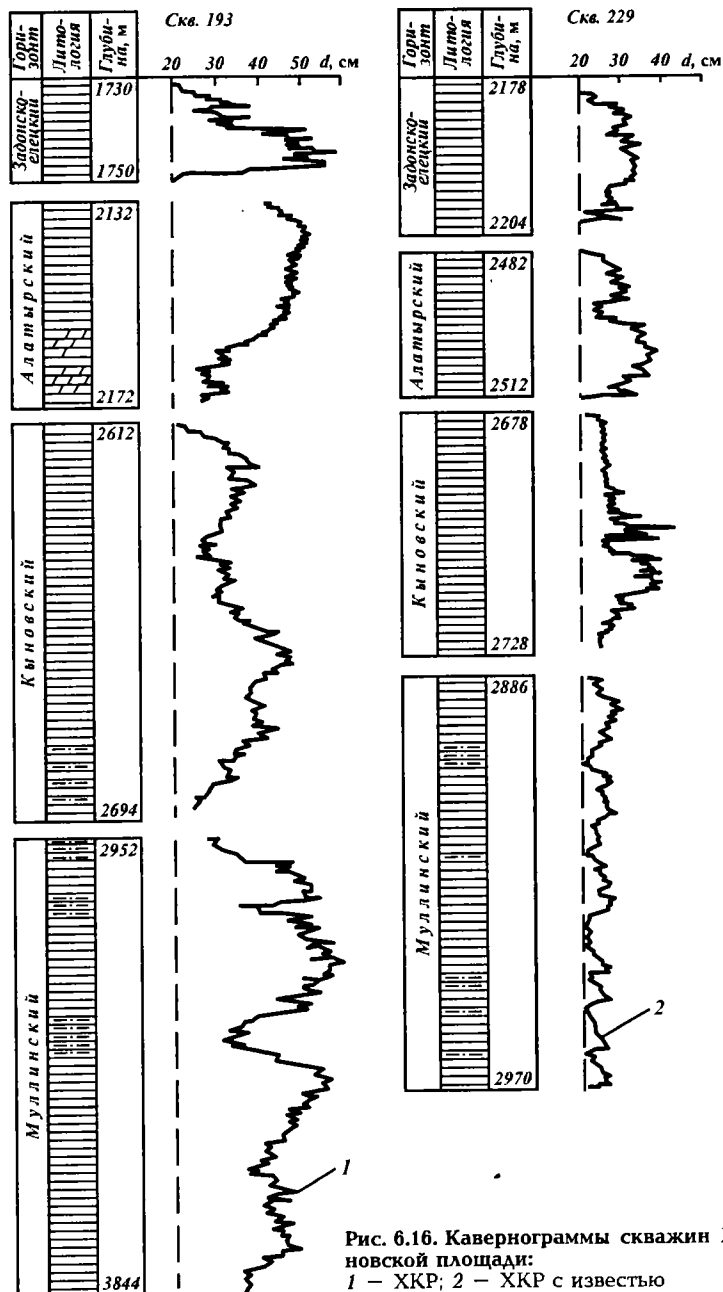


Рис. 6.16. Кавернограммы скважин Жирновской площади:
1 — ХКР; 2 — ХКР с известью

но. Общие затраты времени, связанные непосредственно с осложнениями, уменьшились в 3 раза.

Характер образования каверн при применении ХКР с известью отличается от такового при использовании других растворов. Если для ХКР типично постепенное увеличение диаметра ствола скважины, которое достигает двух-трех диаметров, то в присутствии извести в первый момент происходит незначительное увеличение диаметра с последующей его стабилизацией. В интервале 2000–3000 м ствол скв. 229 Жирновская не изменялся в течение длительного времени, что зафиксировано кавернометрией, проводимой через 5, 10, 20 и 40 сут. Кавернограммы скважин 229 и 193 Жирновской площади показывают (рис. 6.16), что при применении ХКР с известью абсолютные размеры каверн уменьшаются в 2–3 раза. Наибольший эффект достигается в интервалах задонско-елецкого, кыновского и муллинского горизонтов, представленных более глинистыми породами (табл. 6.9).

В пермотриасовых неустойчивых глинах ХКР с высоким содержанием извести применялся при бурении скв. 3 Бугринской площади в интервале 2540–3200 м. Параметры раствора: плотность 1,22–1,24 г/см³, вязкость 45–60 с, водоотдача 10–12 см³, СНС_{1/10} 3/18 дПа, содержание ионов кальция 2500–4200 мг/л, извести в фильтрате 740–900 мг/л.

Параметры регулировались добавками КССБ, CaCl₂ и извести. При применении этой системы раствора отсутствовали осложнения, не наблюдался вынос шлама, инструмент доходил до забоя без посадок и проработок. Отсутствие осложнений является следствием стабилизации ствола скважины. Приведенные на рис. 6.17 кавернограммы по скважинам 2 и

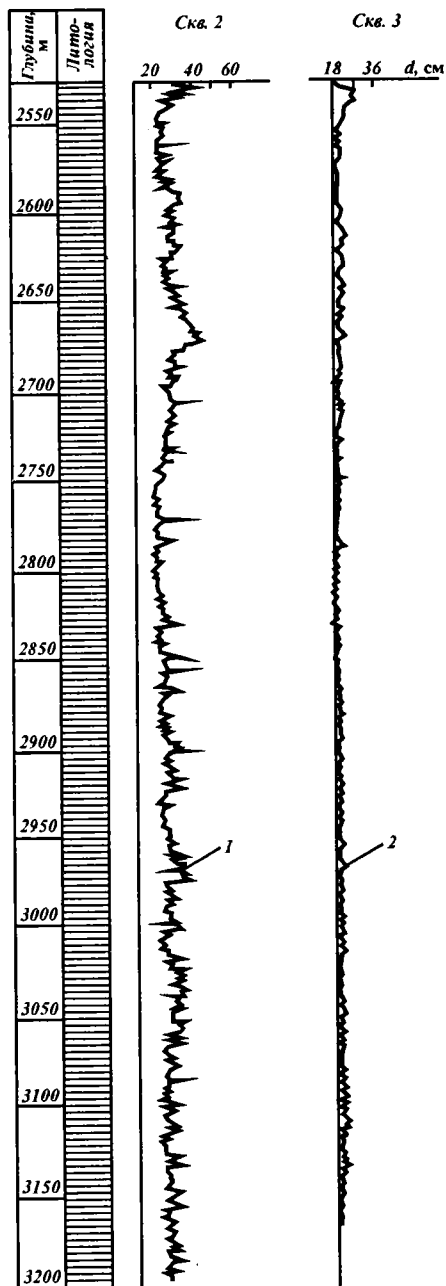
Таблица 6.9

Влияние гидроксида кальция на кавернообразование в аргиллитах Жирновской площади

Стратиграфический горизонт	K _к при применении растворов с УЩР	Скв. 193, ХКР		Скв. 229, ХКР с известью	
		интервал, м	K _к	интервал, м	K _к
Задонско-елецкий	6	1738–1748	5,9	2186–2200	1,96
Алатырско-петинский	4,95	2132–2172	4,41	2482–2512	2,65
Кыновский	3,86	2612–2694	3,64	2698–2722	1,96
Муллинский	4,6	2932–3084	3,49	2888–3022	1,36

Рис. 6.17. Кавернограммы скважин Бугринской площади:

1 — раствор с УЩР; 2 — ХКР с известью



3 Бутринской площади убедительно показывают эффективность использования ХКР с известью при бурении пермотриасовых отложений.

Таким образом, применение гидроксида кальция в системе хлор-кальциевого раствора приводит к резкому уменьшению кавернообразования при бурении в аргиллитах и стабилизации ствола в неустойчивых глинах пермотриаса, что свидетельствует об упрочнении глинистых пород, обусловленном ингибирующим действием ионов кальция и хемосорбционным поглощением извести.

В системе калиевых растворов влияние гидроксида кальция на устойчивость глинистых пород было оценено при бурении скв. 2 Смушковская (Калмыкия) и скв. 1-П Корсак Гурьевского свода (Казахстан) в пермотриасовых отложениях.

Применение ХКР на Смушковской площади не предотвращало нарушения пород, слагающих стенки скважины. Так, при бурении скв. 1 Смушковская с использованием ХКР в интервале 2554–3530 м на 1 м проходки приходилось прорабатывать в среднем 0,59 м ствола; в отдельных интервалах диаметр ствола скважины увеличился в 1,6–2,3 раза. Увеличение плотности раствора, а также содержания ионов кальция в фильтрате ХКР до 4500 мг/л не предотвратило осыпи и обвалы пород. На промывку известково-калиевым раствором на скв. 2 Смушковская перешли в процессе бурения на глубине 2558 м. Параметры раствора после перевода на известково-калиевый стали следующие: плотность 1,3–1,4 г/см³, условная вязкость 80–85 с, $\text{CHC}_{1/10}$ 3/7 дПа, водоотдача 6 см³, содержание KCl в фильтрате 3–4 %, pH 8,5–9, содержание Ca(OH)_2 в фильтрате 800–1000 мг/л. Состав и свойства раствора регулировали добавлением КССБ, KCl, извести и КМЦ. В качестве пеногасители использовали Т-66.

Применение известково-калиевого бурового раствора позволило примерно в 2 раза сократить (по сравнению с ХКР) затраты времени на проработку ствола скважины, отнесенные к 1 м проходки. Кроме того, значительно сократились затраты времени на вспомогательные работы, связанные с приготовлением и обработкой раствора. Основным эффектом от использования известково-калиевого раствора заключался в сохранении устойчивости пород, слагающих стенки скважины. На рис. 6.18 приведена кавернограмма скв. 2 Смушковская и для сравнения кавернограмма скв. 1 Смушковская, пробуренной на ХКР в таких же условиях. Применение известково-калиевого раствора в скв. 2 обеспечило сохранение практически номинального диаметра скважины.

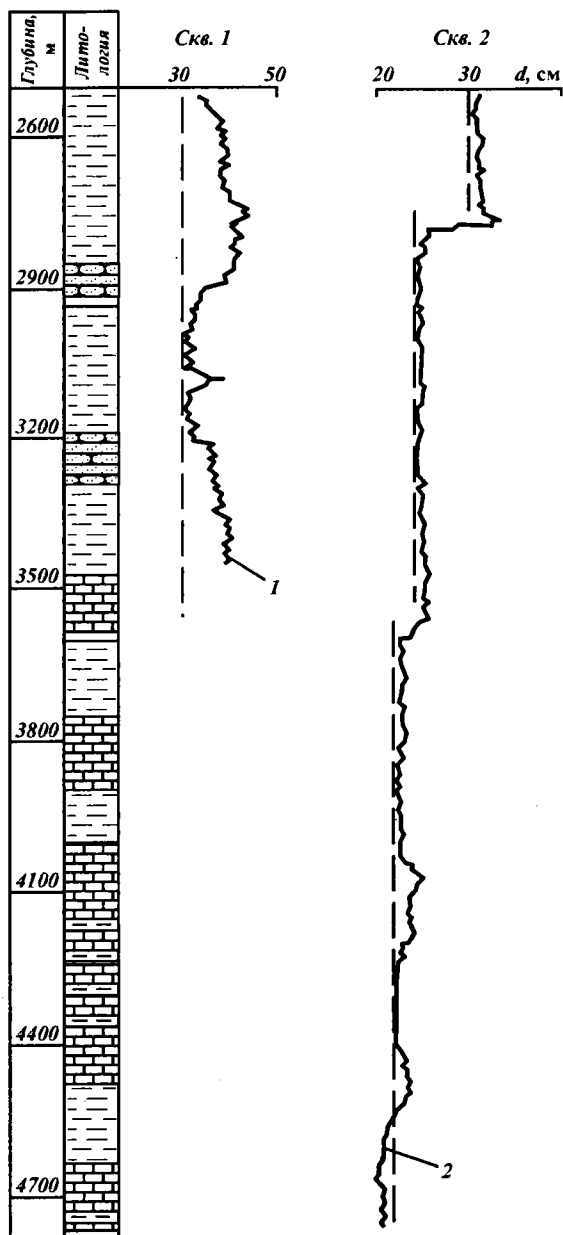


Рис. 6.18. Кавернограммы скважин Смушковой площади:
1 — ХКР; 2 — известково-калиевый раствор

Аналогичные результаты были получены при использовании известково-калиевых растворов в неустойчивых глинах на площадях Самгори и Кончхати в Грузии [43]. Переход с калиевого раствора на известково-калиевый был вызван сильным загустеванием раствора из-за поступления минерализованной пластовой воды и газа (скв. 101 Самгори), электролитной породы (скв. 2 Кончхати). Снижение реологических показателей проводилось вводом в циркулирующий раствор небольших количеств (1–4 %) каустической соды, ССБ и воды (скв. 101 Самгори) или так называемого ОКИ, состоящего из смеси разбавленного в 8 раз водой товарного окзила, 30%-ного раствора каустической соды и 27%-ного известкового молока ($\rho = 1,12 \text{ г/см}^3$) в соотношении (в расчете на сухие вещества) 10:0,5:1 (скв. 2 Кончхати). В качестве стабилизатора использовалось КССБ. Применение указанной обработки обеспечило повышение устойчивости стенок скважины в увлажненных глинах, а также получение буровых растворов с легко регулируемыми структурно-механическими свойствами.

В соответствии с результатами лабораторных исследований взаимодействия глинистых пород с растворами, содержащими электролит и известь, нами была разработана рецептура и проведены промышленные испытания полимер-известково-калиевого раствора.

Промышленные испытания такого раствора были проведены автором на скв. 1-П Корсак Гурьевского свода Прикаспийской впадины в интервале 4400–4785 м. Бурение до указанного интервала проводилось на нефтэмульсионном буровом растворе со следующими параметрами: плотность 1,22–1,24 г/см³, вязкость 35–45 с, фильтрация 8–12 см³/30 мин. В процессе бурения осложнений не наблюдалось, бурильная колонна проходила по всему стволу без посадок и затяжек. Однако измерение диаметра ствола показало наличие больших каверн – до 500 мм. Коэффициент кавернозности составил 2,32. На глубине 4200 м по организационно-техническим причинам произведен переход на бурение долотом диаметром 216 мм при применении того же раствора. Кавернозность (K_k) составила 5,03–1,80. В процессе бурения избыточного выноса шлама не наблюдалось, т.е. происходило постепенное осыпание мельчайших глинистых частиц и рост размера каверн во времени, что соответствует механизму кавернообразования, характерному для минерализованных систем. С глубины 4400–4450 м осуществлен переход на полимер-известково-калиевый раствор.

Основные технологические показатели этого раствора – плотность, вязкость и фильтрация – практически не отличались от таковых предыдущего раствора и составили: плотность 1,24–1,26 г/см³, вязкость 34–38 с, водоотдача 8,5–12 см³, содержание KCl 3,5–4,5 %, содержание Ca(OH)₂ в фильтрате 1560 кг/л, pH 10,5–11. Состав фильтрата и раствора по содержанию хлористого калия (3–4 %) и извести (0,12–0,156 %) при pH 9–11 обеспечивал высокую ингибирующую способность.

Проведенной кавернометрией установлено отсутствие каверн и зафиксировано соответствие диаметра ствола скважины номинальному (рис. 6.19). Анализ минерального состава и физико-механических и химических свойств кернового материала и шлама, отобранных при бурении интервала 4100–4700 м, показал однородность глинистой породы по всему разрезу. При неизменных плотности раствора и водоотдаче стабилизация ствола скважины в этом случае обязана присутствию в растворе катионов калия и извести, при взаимодействии которых с глинистой породой благодаря высокой ингибирующей способности калия затормаживается процесс гидратации и разупрочнения, а за счет хемосорбционного поглощения извести и образования гидросиликатов происходит упрочнение структурных связей глинистой породы и повышение устойчивости стенки скважины.

Анализ результатов применения калиевых растворов, содержащих в том и ином виде гидроскислы кальция, в различных регионах показывает подобный характер поведения глинистых пород (табл. 6.10).

Так, на Украине при бурении скважин 22 Добромель-Стрельбичи и 1 Южно-Яблонов при применении ХКР плотностью 1,65–1,98 г/см³ наблюдались интенсивные осыпи аргиллитов, приводившие к осложнениям и прихватам. Переход с ХКР на калиевый раствор с содержанием KCl 5–7 % и pH 9–9,5 позволил исключить осложнения и стабилизировать ствол скважины [56, 57].

Применение калиевого раствора при бурении скважин на разведочных площадях Азербайджана на глубинах 5000–5200 м при плотности 1,6–1,8 г/см³ и pH 9 также показывает его высокую ингибирующую способность к повышению устойчивости глинистых пород, что подтверждается отсутствием каверн и осложнений, связанных с осыпями и обвалами неустойчивых глин [73].

Опыт использования различных систем буровых растворов, применяемых при бурении скважин на площадях Абу-

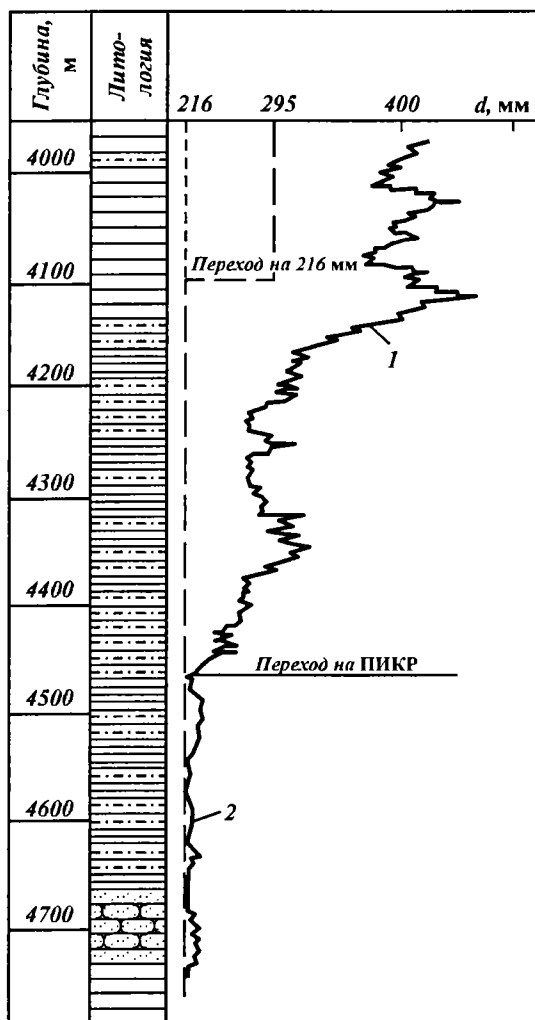


Рис. 6.19. Состояние ствола скв. 1-П Корсак Гурьевского свода при применении различных растворов:

1 — минерализованного нефтемulsionного, 2 — полимер-известково-калиевого

Даби, также свидетельствует, что наибольший эффект по стабилизации сланцев показывает калиевый раствор на основе лигносульфонатов, содержащий кроме КОН еще и известь [94].

Таблица 6.10

Влияние состава калиевого раствора на устойчивость глинистых пороа

Номер скважины, площадь	Интервал применения калиевого раствора, м	Плотность раствора, г/см ³	Водоотдача, см ³	pH	Содержание KCl, %	Применяемые реагенты	Состояние ствола
22 Добромль-Стрельбищи	4650-5470	1,60-1,85	3-5	9-9,5	5-7	КСББ, ФХАС, KCl, КОН, переход с ХКР	Номинальный диаметр
1 Южно-Яблонов	4900-5702	1,93-1,96	2-4	8,5-9,0	5-7	Переход с ХКР, КСББ, ФХАС, окзил, KCl, КОН	То же
Дуванный-море	3200-5300	1,80-1,82	3-4	9	4,5-7	ФХАС, окзил, се-рогель, KCl, КОН, морская вода	"
56 Перцепнов-ская	4788-5135	1,51-1,83	4-5	9-9,5	3,5-4	Переход с ХКР, КСББ, KCl, КОН	"
6 Восточно-Уметовская	4704-5144	1,68-1,83	8-10	9	3-5	То же	"
101 Камышин-ская	4700-5150	1,68-1,83	8-10	9	3-5	"	"
1 Карповская	3100-4484	1,24-1,28	8-10	9	3	Переход с ХКР, КСББ, KCl, КОН, Са(ОН) ₂	"
315 Кудиновская	1746-3244	1,24-1,28	3-5	9-9,5	5-8	КСББ, KCl, КОН	K _к = 1,67-3,2
1 Матвеевская	2634-3974	1,26-1,28	5-6	9	3-5	КСББ, KCl, КОН	K _к = 1,55-3,15
1-П Корсак	4400-4700	1,26-1,28	8-12	11	3,5-4,5	ОЭЦ, КСББ, KCl, КОН, Са(ОН) ₂	Номинальный диаметр
Гурьевского свода	2222-2768	1,49-1,86	3-4	11,5	4,5-5,5	Калий-гуматы, КОН, КМЦ	K _к = 1,50-3,10
9 Краснокутская	4440-4800	1,17-1,20	9-10	7,5-8	1-2	Акриловый полимер, KCl	K _к = 1,2-2,18
137 Шуртан	300-2000	1,26-1,28	15-16	8-8,5	3-5	Крахмал, полиакрилат К-9, KCl, КОН	K _к = 1,12-1,35
139 Шуртан	300-2000	1,26-1,28	15-16	8-8,5	3-5	Калиевый лигнит (УЩР), KCl	K _к = 1,15-1,35
57 Шуртан	300-2000	1,26-1,28	10-12	8-8,5	-	УЩР	K _к = 1,17-1,40

Анализ приведенного материала по применению различных по составу и свойствам буровых растворов и используемых для стабилизации свойств реагентов в разнообразных горно-геологических условиях (см. табл. 6.10) однозначно показывает, что в случаях, когда наряду с электролитами (кальций, калий) применяется оксид кальция в любой форме (добавляемый или получаемый в растворе в результате реакции), отмечаются повышение устойчивости глинистых пород и фиксируемая кавернометрией неизменность диаметра скважины.

Это обстоятельство исключает возникновение осложнений из-за осыпей, обвалов и сужения ствола в глинистых отложениях, создает благоприятные условия для проходимости бурильной и обсадной колонн, исключает прихваты. Все это хорошо согласуется с результатами лабораторных исследований и подтверждает предложенный механизм стабилизации стенки скважины через показатель ингибирующей способности раствора $C_{\text{и}}$ и коэффициент устойчивости глинистых пород $K_{\text{г}}$.

Все вышеизложенное позволяет классифицировать ингибирующие растворы по эффективности влияния на устойчивость глинистых пород и состояние скважины и выделить *обеспечивающие проходимость инструмента* (и, как следствие, – уменьшение осложнений) и *предупреждающие кавернообразование*:

а) обеспечивающие проходимость бурильного инструмента:

- растворы на нефтяной основе;
- растворы с низкой водоотдачей;
- хлор-кальциевые;

- бариевые;

- калиевые;

- гуматно-калиевые;

- полимер-калиевые;

- полимер-глинистые;

б) предупреждающие кавернообразование:

- растворы на углеводородной основе с регулируемой активностью водной фазы;

- хлор-кальциевые с высоким содержанием извести или высоким pH;

- бариевые с высоким pH;

- оксид-бариевые;

- известково-калиевые;

- гипсокалиевые с высоким pH;

силикатно-калиевые;

полимер-лигносульфонатный известково-калиевый.

Очевидно, использование предложенных методов расчета оптимальной плотности раствора, оценки ингибирующих свойств буровых растворов и устойчивости глинистых пород позволит разработать для конкретных горно-геологических условий оптимальные программы ингибирующих растворов, которые, безусловно, обеспечат качественное, без осложнений, строительство скважин с повышенными технико-экономическими показателями.

1. Аветисян Н.Г. Критерий оценки устойчивости стенок скважин, сложенных глинистыми породами//Бурение: РНТС/ВНИИОЭНГ. – 1980. Вып. 1. – С. 5–7.
2. Аветисян Н.Г. Выбор типа бурового раствора для бурения в неустойчивых породах//Бурение: РНТС/ВНИИОЭНГ. – 1983. Вып. 19 (58). – С. 33.
3. Агельсон И.В. Борьба с обвалами при бурении нефтяных и газовых скважин. – М.: изд. ВНИИОЭНГ, 1974. – С. 72.
4. Александров Б.А. Аномально высокие давления в нефтеносных бассейнах. – М.: Недра, 1987. – 215 с.
5. Ангелопуло О.К., Подгорнов В.М. Буровые растворы для осложненных условий. – М.: Недра, 1988. – 134 с.
6. Ахмадеев Р.Г. Особенности бурения скважин в глинистых породах//Разработка нефтяных и газовых месторождений. Итоги науки и техники. – М.: изд. ВИНТИ, 1977. – С. 53–108.
7. Ахмадулин М.М., Аветисян Н.Г., Целовальников В.Ф., Кошелев Н.Н. Современные представления о критической величине удельного веса промывочной жидкости//Осложнения при бурении и цементировании скважин. – Краснодар, 1973. – С. 21–29.
8. Байджук Б.В., Шрейнер А.А. Расчет устойчивости горных пород в скважинах//Вопросы деформации и разрушения горных пород при бурении. – М., 1961.
9. Бондарик Г.К. Основы теории изменчивости инженерно-геологических свойств горных пород. – М.: Недра, 1971. – 272 с.
10. Бутт Ю.М., Сычев М.М., Тимашев В.В. Химическая технология вяжущих материалов. – М.: Высш. шк., 1980. – 272 с.
11. Вагеецкий Ю.В. Классификация осложнений, вызывающих нарушение целостного ствола скважины//Бурение: РНТС/ВНИИОЭНГ. – 1969. – Вып. 3. – С. 10–13.
12. Васильченко А.А. Напряженное состояние горных пород и устойчивость стенок скважины//Нефт. и газ. пром-сть. – 1987. – № 2. – С. 25–27.
13. Васильченко А.А. Физико-химические процессы в системе бурового раствора – призабойная зона скважины и способы управления ими//Геология, бурение и разработка газовых месторождений. – М.: изд. ВНИИЭгазпром, 1983. – С. 11–13.
14. Войтенко В.С. Управление горным давлением при бурении скважин. – М.: Недра, 1985. – 180 с.
15. Гедройц К.К. Избранные сочинения. Т. 2. – М.: Госсельхозиздат, 1955.
16. Гойло Э.А., Котов Н.В., Франк-Каменецкий В.А. Структурные и фазовые преобразования диоктаэдрического монтмориллонита в K^+ , Na^+ , Ca^{++} - и Mg^{++} -хлоридных гидротермальных условиях//Рентгенография минерального сырья. – М.: Недра, 1977. – С. 48–57.
17. Гольдберг В.М. Исследование фильтрации в глинах с учетом влияния на этот процесс физико-химических и термодинамических условий//Тр./ВСЕГИНГЕО. – 1983. – Вып. 152. – С. 6–13.
18. Городнов В.Д. Физико-химические методы предупреждения осложнений в бурении. – М.: Недра, 1984. – 228 с.
19. Горькова И.М. Физико-химические исследования дисперсных осадочных пород в строительных целях. М.: Стройиздат, 1976. – 149 с.
20. Грим Р.Е. Минералогия и практическое использование глин. – М.: Мир, 1967. – 551 с.

21. Денисов Н.Я. Природа прочности и деформации грунтов. – М.: Стройиздат, 1972. – 278 с.
22. Добрынин В.М., Серебряков В.А. Геолого-геофизические методы прогнозирования аномальных пластовых давлений. – М.: Недра, 1989. – 284 с.
23. Долгих А.Е., Ананьев А.Н., Новиков В.С., Липкес М.И. Исследование взаимодействия глинистых пород с растворами на углеводородной основе//Нефт. хоз-во. – 1976. – № 9. – С.22–25.
24. Долгих А.Е., Новиков В.С., Ананьев А.Н., Нестеренко И.С., Липкес М.И. Влияние активности водной фазы растворов на углеводородной основе на устойчивость глинистых пород//Нефт. хоз-во. – 1977. – № 2. С. 18–21.
25. Дорофеева Т.В. Тектоническая трещиноватость горных пород и условия формирования трещинных коллекторов. – Л.: Недра, 1986. – 222 с.
26. Дорогнов И.И. Разрушение пород в приствольной части скважины при напряжениях за пределами прочности//Техника и технология бурения глубоких скважин Северного Кавказа. – Грозный, 1979. – С. 3–10. (Тр./СевКавНИПИнефть. – Вып. 31).
27. Злочевская Р.И. Связанная вода в глинистых грунтах. – М.: Изд-во МГУ, 1969. – 175 с.
28. Злочевская Р.И., Алексеенко Г.П. О роли физико-химических процессов при уплотнении водонасыщенных глин//Связанная вода в дисперсных системах. – М.: Изд-во МГУ, 1977. – С. 4–16.
29. Зубовская Е.И. О преобразовании глинистых минералов при высоких Р–Т-параметрах в связи с прогнозируемостью надежности покрышек флюида//Докл. АН СССР. – 1981. – Т. 256. – № 5. – С. 1204–1207.
30. Карманский А.Т. К вопросу о физической природе снижения прочности горных пород при увлажнении//Физические свойства горных пород при высоких давлениях и температурах. – Тбилиси: изд. ВНИИМИ, 1974. – С. 23–28.
31. Константинова С.А., Титов Б.В. Накопление повреждений в образцах соляных пород в процессе ползучести//Изв. вузов. Горный журн. – 1988. – № 9. – С. 6–11.
32. Классификация видов нарушений равновесного состояния горных пород приствольной зоны и факторов, их обуславливающих/В.Ф. Целовальников, Н.Г. Аветисян, М.И. Ахмадулин, Н.Н. Кошелев//Осложнения при бурении и цементировании скважин. – Краснодар, изд. ВНИИКРнефть, 1973. – С. 37–42.
33. Кназько В.М. Теория синтеза вяжущих – как научная основа химических методов укрепления дисперсных грунтов//Вестн. МГУ. Сер. Геология. – 1983. – № 24. – С. 5–10.
34. Крешков А.П., Чивикова А.Н., Загоровская А.А. Ускоренный способ определения свободной аморфной двуокиси кремния в глинах//Журн. аналит. химии. – 1982. – Т. 20. – Вып. 11. – С. 125–128.
35. Круглицкий Н.Н. Физико-химическая механика дисперсных материалов. – Киев: Наукова думка, 1972. – 245 с.
36. Крюков П.А. Горные, почвенные и иловые растворы. – Новосибирск: Наука, 1971. – 212 с.
37. Кульчицкий А.И. Роль воды в формировании свойств глинистых пород. – М.: Недра, 1975. – 212 с.
38. Ламбия А.И., Куралов У.М. К вопросу крепления стенок скважин в неустойчивых гидрофильных породах//Исследование рациональной технологии бурения скважин. – Ташкент, изд. ТПИ, 1983. – С. 41–44.
39. Липкес М.И., Долгих А.Е., Нестеренко И.С., Шилин А.В. Взаимодействие глин триаса с различными системами буровых растворов//Тр./ВолгоградНИПИнефть. – 1973. – Вып. 20. – С. 42–46.
40. Лысенко М.П. Влияние глинистых минералов, удельной поверхности и толщины водных пленок на сжимаемость связанных грунтов нарушенного сложения //Вестн. ЛГУ. – 1984. – № 18. – С. 9–16.
41. Мавлютов М.Р., Ягофаров Р.Г., Крысин Н.И., Абагильдин Р.М. Некоторые вопросы применения калиевых буровых растворов//Бурение: РНТС/ВНИИОЭНГ. – 1980. – Вып. 3. – С. 18–19.

42. Мариампольский Н.А., Егинова Н.Г., Берая Г.О., Ясельская Н.Н. Применение гипсокалиевого бурового раствора при проводке скважин в неустойчивых глинистых отложениях//Бурение: РНТС/ВНИИОЭНГ. – 1983. – Вып. 7. – С. 7–8.
43. Михеев В.А. Технологические свойства буровых растворов. – М.: Недра, 1979. – 236 с.
44. Мухин А.К. Буровые растворы на углеводородной основе для бурения в осложненных условиях и вскрытия продуктивных горизонтов: Дис. на соиск. учен. степ. д-р техн. наук. – М., 1971.
45. Мухин А.К. Физико-химические проблемы бурения глубоких скважин в сложных горно-геологических условиях//Усовершенствование технологии бурения глубоких скважин в Восточной Сибири и Якутской АССР//Московский ин-т нефти и газа. – М., 1988. – С. 13–27. – Деп. в НИИЭ-газпром 28.01.88. № 1023.
46. Новиков В.С. Влияние ингибированных растворов на устойчивость глинистых пород при бурении скважин: Дис. на соиск. учен. степ. канд. техн. наук. – М.: МИНХ и ГП. 1968. – 24 с.
47. Новиков В.С. Влияние плотности бурового раствора на устойчивость глинистых пород при бурении скважин.//Тр./ВолгоградНИПИнефть. – М., изд. ИГИРГИ, 1984. – С. 82–92.
48. Новиков В.С. Приготовление и регулирование свойств гуматно-калиевого бурового раствора//Нефть. хоз-во. – 1985. – Вып. 3. – С. 70–76.
49. Новиков В.С. Оценка физико-химического состояния глинистых пород при бурении скважин.//Азерб. нефть. хоз-во. – 1987. – Вып. 8. – С. 26–42.
50. Новиков В.С., Ананьев А.Н., Долгих А.Б. и др. Результаты промышленных испытаний калиевого раствора//Бурение: РНТС/ВНИИОЭНГ. – 1977. – Вып. 6. – С. 32–37.
51. Новиков В.С., Галда А.П. Регулирование фильтрационных свойств бурового раствора при разбуривании глинистых пород//Нефтегазовая геология, геофизика и бурение: НТИС/ВНИИОЭНГ. – 1985. – Вып. 11. – С. 32–34.
52. Новиков В.С. и др. А.С. СССР № 938081. 27.11.80 (21) 300 8909/29–33. Стенд для испытания глинистых пород при сложном напряженном состоянии.
53. Новиков В.С., Долгих А.Е. Влияние гидротермальных условий на характер взаимодействия катионов калия с глинистой породой//Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 1996. – № 7. – С. 15–18.
54. Овчаренко Ф.Д. Гидрофильность глин и глинистых минералов. – Киев: изд. АН УССР, 1961. – 291 с.
55. Опыт применения калиевого раствора при проводке скважины 22 Добромыль-Стрельбичи/В.И. Волок, В.С. Туленчук, Н.К. Франкевич и др.//Бурение: РНТС/ВНИИОЭНГ. – 1981. – Вып. 6. – С. 20–22.
56. Опыт применения калиевого раствора при проводке скв. 1 Южный Яблонов/В.И. Волок, В.С. Туленчук, Б.Д. Емчук и др.//Азерб. нефть. хоз-во. – 1981. – Вып. 12. – С. 29–32.
57. Опыт проводки эксплуатационных скважин в меловых отложениях ГКМ юго-западного Узбекистана с применением калиевого раствора/И.И. Климашкин, А.И. Мирзаев, Ю.К. Рахимов, К. Каримов//Вопросы технологии бурения газовых и газоконденсатных скважин на месторождениях со сложными горно-геологическими условиями. – М., 1982. – С. 63–67.
58. Осипов О.Б. Природа прочностных и деформационных свойств глинистых пород. – М.: Изд-во МГУ, 1979. – 232 с.
59. Пеньков А.И., Пенжоян А.А. Новый показатель оценки взаимодействия бурового раствора с глинистыми породами на стенках скважины//Промывка скважин. – Краснодар, 1983. – С. 12–16. (Тр./ВНИИКр-нефть).
60. Полимерный буровой раствор с низкой концентрацией твердой фазы/В.А. Глебов, И.И. Грачева, Н.Б. Муравьева и др.//Нефтегазовая геология, геофизика и бурение: НТИС/ВНИИОЭНГ. – 1984. – Вып. 9. – С. 31–32.
61. Применение калиевых буровых растворов при бурении скважин на

месторождении Култук/И.И. Климашкин, А.А. Кадыров, А.И. Мирзаев и др.//Геология, разведка и разработка газовых месторождений Средней Азии: Тр./ВНИИЭгазпром, 1979. – Вып. 1/6. – С. 87–90.

62. Прогнозирование и предотвращение обвалов стенок скважин (на примере скв. СГ-2 Бикжал)/Б.В. Байдюк, В.Г. Зубарев//Геология и разработка нефтяных месторождений Западной Сибири – Тюмень, 1978. – С. 180.

63. Прогноз осипей и обвалов глинистых пород при бурении скважин на газоконденсатных месторождениях Восточной Украины/А.П. Сельващук, Л.А. Лушков, И.И. Ищенко, Г.А. Летуновский. – М.: изд. ВНИИЭгазпром. – 1986. – 41 с.

64. Рабинович Н.Р. Инженерные задачи механики сплошной среды в бурении. – М.: Недра, 1989. – 258 с.

65. Ребиндер П.А. Физико-химическая механика дисперсных структур//Физико-химическая механика дисперсных структур. – М.: Наука, 1966. – С. 3–17.

66. Результаты применения калиевых буровых растворов в Саратовском Поволжье/В.А. Глебов, Г.Ф. Горшков, А.И. Ивенский и др.//Бурение: РНТС/ВНИИОЭНГ. – 1979. – Вып. 1. – С. 22–25.

67. Садыхов Ю.В., Габузов Г.Г., Дорошенко В.И. К вопросу о количественной характеристике совместимости свойств бурового раствора и горных пород//Азерб. нефт. хоз-во. – 1981. – № 7. – С. 33–36.

68. Сеид-Рза М.К., Исмаилов Ш.И., Орман Л.И. Устойчивость стенок скважин. – М.: Недра, 1981. – 175 с.

69. Сергеев Е.М. Инженерная геология. – М.: Изд-во МГУ, 1982. – 248 с.

70. Свиницкий С.Б., Гаджиев М.С., Кириллов А.С. Оценка устойчивости глинистых пород при формировании ствола скважины//Бурение газовых и газоконденсатных скважин: Экспресс-информация/ВНИИЭгазпром. – 1988. – Вып. 6. – С. 8–11.

71. Соколов В.Н. Влияние влажности на прочность структурных связей глинистых частиц//Вестн. МГУ. Сер. Геология. – 1973. – № 6. – С. 100–104.

72. Сверхтяжелый калиевый буровой раствор для бурения в сложных геологических условиях/М.М. Гайдаров и др.//Азерб. нефт. хоз-во. – 1991. – № 1. – С. 21–25.

73. Справочник физических констант горных пород/Под ред. С. Кларка: Пер. с англ.//М.: Мир, 1969. – 543 с.

74. Тарасевич Ю.И., Овчаренко Ф.Д. Адсорбция на глинистых минералах. – Киев: Наукова думка, 1975. – 351 с.

75. Теоретические основы инженерной геологии. Физико-химические основы/Под ред. акад. Е.М. Сергеева. – М.: Недра, 1985. – 283 с.

76. Танкибаев М.А., Бакиров К.Х., Альсентов Б.Д., Тунгатаров К.В. Особенности бурения скважин в пластичных глинах кунгурских отложений Жанажольского месторождения//Техника и технология геологоразведочных работ: Экспресс-информация/ВИЭМС. – 1985. – Вып. 1. – С. 13–22.

77. Типы микроструктур глинистых пород/Е.М. Сергеев, Б. Грабовская-Ольшевская, В.И. Осипов, В.Н. Соколов//Инженерная геология. – 1979. – № 2. – С. 48–52.

78. Ханмамедов М.А. Проблема предупреждения гидратации глин при строительстве и эксплуатации нефтяных и газовых скважин//Бурение глубоких газовых и нефтяных скважин в Азербайджане. – Баку, 1982. – С. 72–76.

79. Хейров М.Б., Шамхалов М.А., Ханмамедов М.А. О влиянии фильтратов промысловых жидкостей на стабильность ствола скважины//Азерб. нефт. хоз-во. – 1978. – № 5. – С. 19–21.

80. Хитаров Н.И., Пугин В.А. Монтмориллонит в условиях повышенных температур и давлений//Геохимия. – 1966. – № 7. – С. 790–795.

81. Усынин А.Ф. Особенности деформирования глинистых пород в растворах электролитов//Тр./ВНИГНИ. – 1983. – Вып. 247. – С. 38–49.

82. Фертель У.Х. Аномальные пластовые давления. – М.: Недра, 1980. – 398 с.

83. Физико-химическая механика дисперсных систем/Под ред. акад. Е.М. Сергеева. – М.: Изд-во МГУ, 1985.
84. Целовальников В.Ф. Исследование гидроразрыва полевых породных образцов//Тр./ВНИИКрнефть. – 1973. – Вып. 7. – С. 30–36.
85. Цытович Н.А. Механика грунтов. – М.: Высш. шк., 1983. – с. 285.
86. Эйгелес Р.М. Упругое распределение напряжений в породе при вдавлении инструмента//Разрушение горных пород. – М.: Недра, 1968. – С. 107–109. (Тр./ВНИИБТ. – Вып. 20.)
87. Ягафаров Р.Г., Мавлютов М.Р., Крысин Н.И. Отрицательная гидратация ионов и ее практическое применение в бурении//Технология бурения нефтяных и газовых скважин. – Уфа, 1983. – С. 50–54.
88. Chenevert M.E. Shale Alteration by Water Absorbtion//JPT. – 1970. – No. 9. – P. 1141–1148.
89. Chenevert M.E. Shale Control with Balanced-Activity Oil-Continuous Muds//JPT. – 1970. No. 10. – P. 1309–1316.
90. Chenevert M.E. Clay Hydration Mechanism//Junior Member AJME. – 1969.
91. O'Brien D.E., Chenevert M.E. Stabilizing sensitive shales with inhibiting, potassium-based drilling fluids//JPT. – 1973. – Vol. 25, Sept. – P. 1089–1100.
92. Steiger R.P. Fundamentals and use of potassium polymer drilling fluids to minimize drilling and completion problems associated with hydratable clays//JPT. – 1982. – Vol. 34. – No. 8. – P. 1661–1670.
93. Fraser L. KOH-lignosulfonate mud control, Zafren Nahr Umr/Wasla shales off Abu Dhabi//Oil and Gas J. – 1985. – Vol. 83. No. 42. – P. 124–127.
94. Cheng-Fa Lu. A new technique for the evaluation of shale stability in the presence of polymeric drilling fluid//SPE Production Engineering. – 1988. Vol. 3. – No. 3. – P. 366–374.

Введение.....	4
1. Глинистые породы – источник осложнений при бурении скважин в Прикаспийской впадине.....	7
1.1. Горно-геологические условия залегания и распространение глинистых пород.....	7
1.2. Свойства глинистых пород и характер осложнений при их разбуривании.....	14
2. Формирование свойств и механизм взаимодействия глинистой породы с водной средой.....	27
2.1. Стадии формирования свойств глинистых пород.....	28
2.2. Структура глинистых минералов.....	38
2.3. Взаимодействие глинистых минералов с водой.....	44
2.4. Гидратация и ее влияние на свойства грунтов.....	53
2.5. Набухание глинистых пород.....	58
3. Современные методы оценки устойчивости глинистых пород.....	67
3.1. Оценка устойчивости по напряженно-деформированному состоянию приствольной зоны.....	69
3.1.1. Определение плотности раствора.....	69
3.1.2. Оценка устойчивости стенок скважины по деформации глинистых пород.....	79
3.2. Физико-химические методы оценки устойчивости глинистых пород.....	88
3.2.1. Методы исследований взаимодействия глинистых пород с буровыми растворами.....	88
3.2.2. Методы оценки устойчивости глинистых пород.....	95
4. Критерии устойчивости глинистых пород на стенке скважины.....	103
4.1. Условия устойчивости глинистых пород на стенке скважины.....	103
4.2. Физико-механические критерии устойчивости стенки скважины, сложенной глинистыми породами.....	107
4.3. Физико-химические критерии устойчивости глинистых пород.....	117
5. Оценка устойчивости глинистых пород по физико-химическим критериям.....	136
5.1. Критерии устойчивости при скомпенсированных адсорбционных напряжениях.....	136
5.1.1. Условия компенсации адсорбционного давления.....	138
5.1.2. Сорбция паров воды глиной в системе "глина – эмульсия".....	143
5.2. Устойчивость глинистых пород при нескомпенсированных гидратационных напряжениях.....	150
5.2.1. Исследование ингибирующей способности буровых растворов.....	150
5.2.2. Исследование динамики структурно-механической прочности как критерия устойчивости глинистых пород.....	162
5.2.3. Роль ионообменных реакций в структурообразовании улажненных глинистых пород.....	181
	269

5.2.4. Роль хемосорбционных процессов в структурообразовании глинистых пород.....	196
6. Влияние ингибирующих буровых растворов на устойчивость глинистых пород при бурении скважин.....	208
6.1. Механизм устойчивости глинистых пород при бурении скважин.....	208
6.2. Влияние плотности раствора на устойчивость глинистых пород и процесс кавернообразования.....	213
6.3. Влияние консервативно ингибирующих растворов на устойчивость глинистых пород.....	225
Бурение в аргиллитах.....	225
Бурение пермотриасовых пестроцветных глин.....	229
Бурение межсолевых глин.....	234
6.4. Влияние активно ингибирующих растворов на устойчивость глинистых пород и характер кавернообразования.....	237
6.4.1. Влияние хлор-кальциевых растворов.....	237
6.4.2. Влияние калиевых растворов.....	242
6.4.3. Влияние полимер-калиевых растворов.....	248
6.4.4. Влияние гидроксида кальция.....	252
Список литературы.....	264

ПРОИЗВОДСТВЕННО-ПРАКТИЧЕСКОЕ ИЗДАНИЕ

Новиков Владимир Сергеевич

**УСТОЙЧИВОСТЬ ГЛИНИСТЫХ ПОРОД
ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН**

Заведующий редакцией *Т.К. Рубинская*
Редактор издательства *Т.П. Мыскина*
Переплет художника *Н.П. Новиковой*
Художественный редактор *Н.П. Новикова*
Технический редактор *Л.Н. Фомина*
Корректор *Е.В. Енокая*
Компьютерная верстка *Е.Б. Рагузина*

Изд. лиц. № 010145 от 24.12.92. Лицензия продлена до 23 декабря 2002 г.
Подписано в печать с репродуцированного оригинал-макета 08.11.2000.
Формат 60х88^{1/16}. Гарнитура "Балтика". Печать офсетная. Усл. печ. л. 16,66.
Уч.-изд. л. 16,91. Тираж 600 экз. Заказ № 3527 /4620.
Набор выполнен на компьютерной технике.

ОАО "Издательство "Недра"
125047, Москва, пл. Тверская застава, 3

ГУП ордена "Знак Почета"
Смоленская областная типография им. В.И. Смирнова
214000, г. Смоленск, просп. им. Ю. Гагарина, 2

ИЗДАТЕЛЬСТВО "НЕДРА"

предлагает

ОВЧИННИКОВ В.П., ФРОЛОВ А.А., ШАТОВ А.А.,
ВЯХИРЕВ В.И., СОРОКИН В.Ф., ОВЧИННИКОВ П.В.

СОЛЕВЫЕ И ТАМПОНАЖНЫЕ КОМПОЗИЦИИ НА ОСНОВЕ ВТОРИЧНЫХ МАТЕРИАЛЬНЫХ РЕСУРСОВ ПРОИЗВОДСТВА СОДЫ.

214 с.: ил.

На основе анализа промыслового материала выявлены основные причины межпластовых перетоков, в соответствии с которыми проведена оценка физико-механических свойств базовых вяжущих веществ, химических реагентов, тампонажных материалов специального назначения. Даны их краткая характеристика и принципы модифицирования. Приведено теоретическое и экспериментальное обоснование утилизации отходов производства кальцинированной соды для изготовления солевых и тампонажных композиций. Представлены результаты экспериментальных и промысловых исследований, а также технологические схемы их производства.

Для научных и инженерно-технических работников отраслевых институтов и предприятий, занимающихся вопросами разработки и использования в бурении тампонажных материалов и химических реагентов, а также для специалистов цементной и содовой промышленности. Может быть полезна аспирантам и студентам вузов.

Т е л е ф о н ы д л я с п р а в о к : (095) 251-55-22

Ф а к с : (095) 250-27-72

E-mail nedra @ glasnet. ru

А д р е с : 125047, Москва, пл. Тверская застава, 3

