

А. М. Киреев
В. С. Войтенко

**УПРАВЛЕНИЕ ПРОЯВЛЕНИЯМИ
ГОРНОГО ДАВЛЕНИЯ
ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ НЕФТЯНЫХ
И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН**

Том 1

Издательско-полиграфический центр «Экспресс»
Тюмень
2006

УДК 622.834.2
ББК 33.14
К 43

ISBN 5-98100-064-3

А. М. Киреев, В. С. Войтенко. Управление проявлениями горного давления при строительстве нефтяных и газовых скважин: Монография. Том 1. – Тюмень: Издательско-полиграфический центр «Экспресс». 2006. – 280 с.

Проанализировано состояние проблемы проявлений горного давления в глубоких скважинах с учетом существующих гипотез горного давления, состояния шахтных стволов, расчетных методов напряженно-деформированного состояния горных пород в нетронутом массиве и пристволенной зоне. Изложены гипотеза проявлений горного давления в нефтегазовых скважинах и расчетные зависимости для определения напряжений около скважины, размеров предельной области и скорости сужения стволов. Особое внимание уделено реологическим свойствам горных пород и методам их определения, анализу элементов физико-химической механики и физико-химических явлений в процессах взаимодействия горных пород с буровыми растворами и рабочими жидкостями. Приведены доступные для инженерной практики технико-технологические решения управления проявлениями горного давления, в том числе при наличии зон аномальных пластовых давлений, с целью обеспечения устойчивости открытых и закрепленных стволов нефтегазовых скважин, улучшения условий разрушения горных пород на забое, увеличения дебитов скважин и нефтегазоотдачи продуктивных пластов.

Книга предназначена для инженерно-технических работников буровых, нефтегазодобывающих и горных предприятий. Будет полезна преподавателям, аспирантам и студентам нефтегазовых, горных и геологоразведочных институтов и университетов.

Рецензенты: Р. С. Яремийчук, доктор техн. наук, профессор
(Иваново-Франковский университет нефти и газа),

В. П. Овчинников, доктор техн. наук, профессор
(Тюменский государственный нефтегазовый университет)

© Издательско-полиграфический центр «Экспресс», 2006.

ПРЕДИСЛОВИЕ

Изучение и исследование геомеханических и физико-химических процессов около скважины и разработка на этой основе инженерных методов управления проявлениями горного давления представляет не только научный, но и большой практический интерес.

Это объясняется увеличением глубин и объемов бурения в районах со сложными горно-геологическими условиями, когда обеспечение высоких скоростей бурения, надежности крепления, качества вскрытия продуктивных пластов и освоения скважин приобретает важнейшее значение. Во многих регионах тяжелые формы проявлений горного давления: сужение и кавернообразование стволов скважин, нарушение обсадных колонн, интенсивные, вплоть до открытых фонтанов нефтегазопрооявления усугубляются наличием зон аномальных давлений и высокоагрессивных компонентов.

До сих пор остается нерешенной фундаментальная проблема вскрытия нефтегазовых пластов – сохранение их природных коллекторских свойств. Изменения напряжений и деформации в процессе вскрытия горных пород, физико-химическое воздействие бурового раствора многократно ухудшают фильтрационные свойства околоскважинной зоны. В результате искажается геологическая информация о действительном нефтегазосодержании перспективного горизонта, в зонах пониженной проницаемости теряется значительная часть пластовой энергии, многократно уменьшается производительность скважин и, в конечном счете, снижается нефтегазоотдача залежей. Попытки восстановить, а то и улучшить против естественной проницаемость пласта с помощью специальных технологий сопряжены с большими затратами и не всегда приводят к успеху.

Проблема управления проявлениями горного давления на всех этапах сооружения скважин, являющаяся стержнем настоящей работы, многогранна. Она предполагает разработку научно обоснованных представлений о механизме процессов в околоскважинной зоне и доступных для инженерной практики методов влияния на напряженно-деформированное состояние горного массива с учетом физико-химического взаимодействия с буровыми растворами и рабочими жидкостями не только с целью поддержания устой-

чивости открытых и закрепленных стенок скважины, но и для создания благоприятных условий разрушения горных пород на забое, получения и интенсификации притоков нефти и газа.

Разумеется, что не на все вопросы по затронутой проблеме можно найти ответы в предлагаемой монографии. Однако если она поможет специалистам более успешно решать задачи, связанные с проявлениями горного давления при строительстве скважин, то авторы будут считать, что поставленная ими цель будет выполнена.

Одновременно авторы выражают надежду, что результаты изложенных в книге исследований окажутся полезными и будут использованы как при проведении нефтегазоразведочных работ, так и при сооружении и эксплуатации скважин в период разработки нефтяных и газовых месторождений.

При ее написании авторы использовали не только накопленные теоретические изыскания и достигнутые практические результаты в рассматриваемой области, но и многолетний личный опыт работы в Средней Азии, Белоруссии, Тимано-Печорской провинции и Западно-Сибирском нефтегазовом комплексе. Многообъемные экспериментально-исследовательские работы и обширные опытно-промышленные испытания стали возможными благодаря широкой поддержке и помощи производственных и научных организаций: Управления геологии при СМ БССР (Ф. С. Азаренко, В. А. Богино, В. Э. Гайдт, В. А. Зайцев, Г. С. Евтушенко, В. В. Карпук, А. А. Крицук, В. К. Маскаев, Б. М. Пьех, Э. И. Сви́дeрский и др.); Архангельского территориального геологического Управления (М. В. Толкачев, А. Г. Казаков, Ю. А. Россихин, В. И. Киреев, Р. В. Требс, В. П. Лагутин и др.); Главтюменьгеологии (Ф. К. Салманов, Ю. Д. Логанов, А. М. Брехунцов, И. Я. Гиря и др.); ВНИГНИ (И. Д. Симоненков, Ю. А. Братишко, Ю. В. Семенов, Ф. Е. Окунькова, К. М. Обмори́шев, В. Д. Тур, А. Ф. Усынин, Е. А. Ушаков и др.); ЗапСибНИГНИ (И. И. Нестеров, К. А. Шпильман и др.); ЗапСибБурНИПИ (Г. Г. Первушин, В. И. Симонов, С. Н. Федоров, В. Д. Шантарин, В. В. Шевелев и др.); БелНИГРИ (Г. С. Евтушенко, Б. И. Кравченко, А. И. Лобов, А. Н. Лысенко, Е. Ф. Никуленко и др.), коллективам которых авторы приносят искреннюю признательность.

Авторы выражают также глубокую признательность сотрудникам компании «Югсон-Сервис» за творческое участие в оформлении и подготовке монографии к изданию.

ВВЕДЕНИЕ

При проектировании и строительстве нефтегазовых скважин, разработке и выборе высокоэффективных технологических схем бурения, крепления, освоения и эксплуатации необходим целый комплекс сведений о горно-геологических условиях, свойствах горных пород и явлениях, которые происходят или могут произойти в околоскважинной зоне. Правильный учет геомеханических процессов, происходящих в горном массиве, разработка надежных методов управления проявлениями горного давления на всех стадиях сооружения и работы скважин приобретают все большее значение в связи с увеличением глубин и объемов бурения в районах со сложными горно-геологическими условиями и слабо развитой инфраструктурой. Острота проблемы возрастает и потому, что особенно в последние годы для нефтегазодобывающих отраслей характерно развитие таких неблагоприятных тенденций, как быстрое уменьшение обеспеченности добычи подтвержденными запасами при существенном ухудшении их структуры (увеличение доли запасов высоковязких нефтей, подгазовых и водонефтяных залежей, глубокозалегающих горизонтов и продуктивных пластов с низкими фильтрационными свойствами, значительное уменьшение размеров открываемых месторождений), а также увеличение доли запасов, не вовлекаемых в разработку из-за нерентабельности в связи с недостаточной эффективностью применяемых технологий.

Бурение скважин сопровождается нарушением естественного состояния горных пород. Неизбежным следствием этого нарушения являются различные геомеханические процессы (проявления горного давления) в породном массиве пристволенной зоны.

Наиболее тяжелые формы проявлений горного давления, чаще всего приуроченные к слабым породам, приводят к сужению стволов, интенсивному кавернообразованию и нарушениям обсадных колонн. В тех же случаях, когда компонента горного давления – пластовое давление – становится больше давления бурового раствора, могут происходить интенсивные нефтегазопроявления, часто переходящие в открытое фонтанирование. При разбуривании зон аномально низких давлений, превышение скважинного

давления над пластовым сопровождается поглощениями бурового раствора. Работы по борьбе с этими осложнениями длительны, трудоемки, требуют больших материальных затрат и нередко заканчиваются потерей скважины.

Когда же несущая способность пород недостаточная, проявления горного давления заканчиваются на стадии образования около скважины нового поля напряжений. В этом случае целостность ее ствола и крепи не нарушаются. Отрицательное последствие проявления горного давления в этом случае может сказываться на ухудшении фильтрационных свойств продуктивных пластов, нефтегазопроявлениях и поглощениях.

На стадии эксплуатации скважины, если будет допущено падение поровой компоненты горного давления до некоторого критического значения, когда порода не выдержит возрастающих эффективных напряжений в ее скелете, может начаться процесс разрушения («дискования») пласта с разделением его на отдельные замкнутые блоки. Это явление чревато нарушением крепи скважины в зоне нефтегазового коллектора, ранними обводнениями и резким снижением коэффициентов извлечения нефти и газа.

Изменяя в нужном направлении напряженно-деформированное состояние горных пород путем воздействия на компоненты горного давления (пластовое давление, эффективные и гидратационные напряжения), т.е. управляя проявлениями горного давления, можно предупредить эти осложнения или по крайней мере существенно уменьшить их негативные последствия и снизить затраты на их ликвидацию.

Поэтому развитие представлений о механизме проявлений горного давления, поиски путей прогноза их характера и интенсивности, а также разработка инженерных способов предупреждения и предотвращения отрицательных последствий всегда были одной из самых насущных проблем глубокого бурения.

Изучение различных форм проявлений горного давления составлял предмет горной механики – науки о механических свойствах породных массивов и геомеханических процессах, происходящих в них при проведении горных работ. Вопросы управления проявлениями горного давления, базирующиеся на фундаментальных положениях этой науки, в наибольшей степени разработаны в горном деле.

Исследование вопросов горного давления и его проявлений на научной основе началось в начале двадцатого столетия – с появлением работ М. М. Протодяконова (1907) [121] и А. Леона (1908) [120].

С тех пор на основе развития теоретических предпосылок и применяемых методов создавались все более близкие к действительности схемы напряженно-деформированного состояния горного массива в окрестности подземных сооружений. Буровая скважина представляет собой разновидность горной выработки цилиндрической формы с некоторыми особенностями. Она

сооружается с помощью специальных инструментов без доступа в нее человека, имеет большую глубину и малый диаметр. Однако наиболее существенное ее отличие от шахтных стволов заключается в том, что напряженно-деформированное состояние горных пород около нее формируется под влиянием промывочного агента – бурового раствора. Поэтому прямой перенос в практику строительства, освоения и эксплуатации скважин решений, наработанных в горном деле, невозможен. Проблема управления проявлениями горного давления здесь приобретает новое содержание. Так, если в горном деле она обычно сводится к поддержанию подземных сооружений в основном путем изменения их конфигурации, геометрических размеров и прочности крепи, то в бурении направленно воздействовать на напряженно-деформированное состояние горных пород в пристволевой зоне, на забое и в продуктивных пластах можно не только изменением конструкции и времени проводки скважин, но и противодействием бурового раствора, а также, что особенно важно, регулированием физико-химических процессов его взаимодействия с горными породами, что позволяет изменять их физико-механические свойства и гидратационные напряжения в области влияния скважины.

Поэтому исследования различных форм проявления горного давления, разработка методов прогноза и способов управления ими в буровых скважинах должны осуществляться не только на базе науки о горном давлении, но и с учетом определяющих положений физико-химии дисперсных систем и методов физико-химической механики, которые позволяют установить зависимость физико-химических свойств горных пород, особенностей протекающих в них процессов деформации и разрушения от совокупности геомеханических и гидродинамических факторов, температуры, состава, структуры и взаимодействия с окружающей средой.

Как уже отмечалось, проблема управления проявлениями горного давления применительно к задачам глубокого бурения на нефть и газ многогранна. Она включает разработку научных основ и методов влияния на напряженно-деформированное состояние горного массива не только с целью обеспечения достаточной устойчивости открытых и закрепленных стволов скважины, но и для создания благоприятных условий разрушения горных пород на забое, получения и интенсификации притоков нефти и газа, рационального расходования пластовой энергии и увеличения коэффициентов нефтегазоизвлечения.

В предлагаемой работе сделана попытка рассмотреть эти принципиальные вопросы геомеханики нефтяных и газовых скважин в доступной для инженерной практики форме на основе единого методологического подхода.

ОСНОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

- p_i – горное давление;
 p_p – давление столба бурового раствора;
 ρ_{II} – плотность горной породы;
 ρ_p – плотность бурового раствора;
 g – ускорение свободного падения;
 μ – коэффициент Пуассона;
 φ – угол внутреннего трения горной породы;
 λ – коэффициент бокового распора;
 τ_i – предел текучести горной породы при сдвиге;
 δ_i – предел текучести горной породы при одноосном сжатии;
 C – напряжение сцепления горной породы;
 m – коэффициент разрыхления горной породы при ее переходе в предельное состояние;
 η_c – пластическая вязкость горной породы при сдвиге;
 η_o – пластическая вязкость горной породы при одноосном сжатии;
 η_m – пластическая вязкость горной породы по методу шарика;
 R – радиус предельной области;
 a – начальный радиус ствола скважины;
 r – текущий радиус;
 h – глубина залегания породы;
 $\sigma_r, \sigma_\theta, \sigma_r$ – главные нормальные напряжения, соответственно осевое, кольцевое, радиальное;
 σ_o, σ_p – пределы прочности породы при кратковременном нагружении в условиях одноосного сжатия и растяжения соответственно;
 σ_e – эффективные напряжения в скелете породы;
 n – параметр энергетического состояния влаги в породе.

ГЛАВА 1

ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ПРОЯВЛЕНИЙ ГОРНОГО ДАВЛЕНИЯ

1.1 Общие сведения

Горное давление – это собирательное понятие, объединяющее совокупность силовых полей (напряженных состояний), формирующихся в горном массиве около горной выработки вследствие естественных (гравитация, геотектонические процессы) и производственных воздействий.

Явления, вызываемые горным давлением (деформации, разрушения и смещения породных массивов и земной поверхности, взаимодействие горных пород с подземными сооружениями) называются проявлениями горного давления.

Изучением горного давления и его проявлений занимается горная механика – наука о механических свойствах породных массивов и происходящих в них при ведении горных работ, процессах. Она находится на стыке геомеханики и горной науки и имеет своей основной целью целесообразное управление проявлениями горного давления. Ее главными задачами являются: изучение прочностных и деформационных характеристик породных массивов, в которых ведутся горные работы, выявление закономерностей возникновения и развития напряженно-деформационных полей в районах горных разработок. Горная механика связана с геологией, геофизикой и другими науками о Земле, механикой сплошной и дискретной среды, со строительной механикой и горной наукой, особенно с разработкой месторождений полезных ископаемых. В отличие от геомеханики горная геомеханика рассматривает воздействие на породные массивы не только естественных но и производственных факторов. Однако по масштабу изучаемых объектов она уступает геомеханике, так как исследует локальные области земной коры.

Современные достижения науки о горном давлении базируются на фундаментальных исследованиях отечественных (М. М. Протодяконов, А. М. Терпигорев, Б. И. Бокий, П. М. Цимбаревич, В. Д. Слесарев, А. Н. Динник, Г. Н. Савин, С. Г. Лехницкий, К. В. Руппенейт, Ф. А. Беласенко, Г. А. Крупенников, Л. Д. Шевяков и др.) и зарубежных (К. Бах, Г. Шпакелер, Р. Феннер, А. Лаббас, Ф. Мор, Л. Уокер, Дж. Спелдинг, Р. Квапил, К. Терцаги, К. Хефер и др.) ученых.

Работы, базирующиеся на положениях теории упругости, пластичности и ползучести, выполнены Р. Феннером, А. Лабассом, К. В. Руппенейтом, Ф. А. Белаенко, Ю. М. Либерманом, С. Г. Авершиным, Ж. С. Ержановым и др.

Положения теории вероятностей и математической статистики использовались в исследованиях К. В. Руппенейта, В. В. Матвиенко, М. А. Долгих, И. В. Баклашова, В. И. Шейнина и др.

Обширные работы по изучению проявлений горного давления в природных условиях осуществлены Г. А. Крупенниковым, И. Л. Черняком, А. П. Максимовым, Ю. З. Заславским, И. Л. Давыдовичем и др.

Одновременно значительное развитие получили экспериментальные исследования на моделях (Г. Н. Кузнецов, В. Ф. Трубочев и др.) и работы по изучению свойств горных пород (К. В. Руппенейт, Ю. М. Либерман, Б. В. Матвеев, В. Т. Глушко, Е. И. Ильницкая и др.).

В результате были разработаны научные основы и методы прогнозирования проявлений горного давления. Условно их можно разделить на аналитические, инженерные и аналоговые.

Для аналитических методов характерны три направления. В основу исследований первого направления, представленного работами М. М. Протодакенова, П. М. Цимбаревича, В. Д. Слесарева, К. Терцаги и других, легли гипотезы, основанные на положениях строительной механики и сопротивления материалов. В исследованиях этого направления массив горных пород и крепь горной выработки рассматриваются без учета их взаимодействия. В теоретических решениях горный массив аппроксимируется сыпучей средой.

По мере расширения и углубления знаний о законах горного давления выяснилось, что эти работы не могут объяснить механизм его проявлений. Результаты, получаемые на их основе, не всегда подтверждались практикой. С увеличением глубин выработок расхождение становилось все более значительными.

В исследованиях второго направления используются прогрессивные положения гипотезы деформаций, завершившей современный этап развития науки о горном давлении. Согласно этой гипотезе деформации играют существенную роль в формировании нового поля напряжений около выработки, крепь активно взаимодействует с горным массивом, а нагрузка на нее зависит от перемещений стенок выработки, допускаемых этой крепью. Поскольку деформации горных пород охватывают широкий диапазон от упругих до хрупкого разрушения и вязкого течения, то гипотеза деформаций имеет различные частные модификации, из которых наибольшее значение в настоящее время имеют гипотезы разрушения, упруговязкого деформирования и наследственной ползучести. В исследованиях этого направления используются теории механики сплошных сред: упругоизотропных (А. Н. Динник, Б. Н. Савин, И. В. Родин и др.); упругоанизотропных (С. Г. Лехниц-

кий, А. С. Космодамианский и др.); вязкопластичных (А. П. Максимов, А. Салустович, К. Хёфер и др.); упругопластичных (Р. Феннер, А. Лабасс, К. В. Руппенейт, Хирамацу Ё. и Ока Ю., Ю. М. Либерман и др.) и упругонаследственных сред (Ж. С. Ержанов, М. И. Розовский, В. Т. Глушко и др.).

Третье направление представлено работами Л. В. Ершова, Л. Н. Насонова и других. В этих исследованиях упругопластическая задача решается с позиций потери устойчивости горного массива, сопровождающейся изменением формы выработки.

Инженерные методы характеризуются исследованиями, базирующимися на теории свода (М. М. Протодакенов, П. М. Цимбаревич, Р. Квапил, К. Терцаги, М. Б. Бродский и др.), природных измерениях (работы ВНИМИ, ИГД им. А. А. Скочинского, ДонУГИ и др.) и вероятностно-статистических прогнозах (К. В. Руппенейт, В. В. Матвиенко, И. Л. Черняк, В. Т. Глушко, И. Н. Кацауров, И. В. Баклашов, М. А. Долгих и др.).

Методы аналогий основаны на выявлении и использовании корреляционных связей между геологическими, геофизическими, физико-механическими и производственно-техническими факторами (О. С. Алферов, Г. Г. Скворцов, Л. К. Кориковская, В. В. Фромин и др.).

Каждому из перечисленных методов прогнозирования проявлений горного давления присущи определенные достоинства и недостатки. Область применения того или иного из них ограничивается конкретными горно-геологическими и производственно-техническими условиями, возможностью получения и степенью достоверности необходимой информации, а на стадии поисково-разведочных работ – наличием геологических районов аналогов.

Эффективность аналитических методов зависит от выбора реологической модели, аппроксимирующей горный массив и точности определения свойств слагающих его пород. В инженерных и аналоговых методах реальная обстановка учитывается в большей степени. Однако эмпирикоаналитический и эмпирический подход к решению задачи ограничивает их использование условиями отдельного объекта или геологического региона.

В горной механике различают следующие основные формы проявлений горного давления:

- формирование нового, по сравнению с нетронутым горным массивом поля напряжений в горных породах в области влияния выработки без их нарушения;
- образование около выработки предельной области, породы в которой претерпевают неупругие, вплоть до разрушения деформации (образование области пониженных напряжений или неупругих деформаций);
- динамические процессы – горные удары, стрельание пород, внезапные выбросы.

Качественная картина явлений, сопровождающих вскрытие горного массива выработкой, представляется следующим образом.

При формировании нового поля напряжений происходит концентрация напряжений с максимальным коэффициентом на стенках выработки. Когда несущая способность пород достаточная и новые компоненты напряжений не будут превышать ее прочность, разрушения породного контура выработки не произойдет. Если и в дальнейшем прочность породы не будет уменьшена, например, из-за воздействия воздуха и воды, то проявление горного давления в этом случае закончится на стадии образования нового поля напряжения. При недостаточной начальной прочности пород или уменьшении ее в результате воздействия разупрочняющих факторов, проявление горного давления будет сопровождаться образованием предельной области (неупругих деформаций).

Распределение напряжений вокруг выработок, размеры и время образования предельной области зависят от формы сечения выработки, физико-механических свойств вмещающих пород и наличия изменяющих их реологическую характеристику факторов, напряженного состояния нетронутого массива, слоистости, трещиноватости, анизотропии и других структурных особенностей и условий залегания пород.

Существующие в горной механике методы позволяют с той или иной степенью точности учитывать перечисленные факторы при оценке напряженно-деформированного состояния пород вокруг горных выработок.

Новые задачи возникли перед горной механикой в связи с созданием таких крупномасштабных и капиталоемких отраслей, как нефтяная и газовая промышленность. Для ее развития и поддержания требовалось сооружать большое количество глубоких поисковых, разведочных и эксплуатационных скважин. Научные основы решения проблем управления проявлениями горного давления в этой области подготовлены исследованиями А. Н. Динника, С. Г. Лехницкого, А. А. Шамсиева, Н. И. Шацова, Л. А. Шрейнера, Б. В. Байдюка, Н. С. Тимофеева, М. К. Сеид-Рзы, Р. М. Эйгелеса, Р. С. Яремичука, Н. А. Колесникова, Б. С. Филатова, Г. А. Стрельца, Е. Г. Леонова, Т. Е. Еременко, Ю. А. Еремеева, В. С. Войтенко, Х. Дарли, В. С. Федорова, Т. Г. Фараджева, А. Фекета и др.

Для решения проблем вскрытия продуктивных пластов и освоения скважин основополагающими стали работы Л. С. Лейбензона, С. А. Христиановича, Ю. П. Желтова, П. Я. Полубариновой-Кочиной, В. Н. Щелкачева, А. П. Крылова, И. Н. Чарного, Ф. И. Котяхова, Г. Т. Овнатанова, А. К. Степанянца, В. А. Амiana, а также зарубежных ученых: М. Маскета, П. Д. Джонсона, А. Э. Шейтеггера и др.

Поскольку на характер проявления горного давления в скважинах и интенсивность разрушения горных пород на забое большое, нередко опреде-

ляющее влияние оказывают физико-химические процессы взаимодействия с буровыми растворами, то при рассмотрении вопросов геомеханики нефтегазовых скважин целесообразно наряду с перечисленными работами по горному давлению привлечение исследований П. А. Ребиндера и его школы, Г. А. Бабаляна, М. М. Кусакова, В. В. Панасюка, Б. В. Дерягина, Ф. Д. Овчаренко, А. И. Русанова, Л. М. Щербакова, Г. Н. Джапаридзе, Н. Н. Круглицкого, Н. Я. Денисова, А. А. Роде, С. В. Нерпина и А. Ф. Чудновского, Е. М. Сергеева, Н. В. Орнатского, Н. Н. Маслова, Н. А. Цитовича, Э. Г. Кистера, Л. К. Мухина, О. К. Ангелопуло, В. Д. Городнова и др.

На характер и интенсивность проявлений горного давления влияют многие факторы: одни из них действуют постоянно и повсеместно, другие – временно и локально: многие из этих факторов пока не поддаются количественной оценке. Поэтому задача управления проявлениями горного давления в нефтегазовых скважинах должна решаться в первую очередь путем установления качественной стороны процессов, происходящих при их бурении, освоении и эксплуатации. Полученные представления о механизме этих процессов могут служить основанием для количественных оценок и разработки инженерных методов рационального управления напряженно-деформированным состоянием горного массива на различных этапах сооружения и эксплуатации скважин.

1.2 Краткий обзор гипотез горного давления

Исследования, посвященные проблемам горного давления и его проявлениям при сооружении подземных выработок, достаточно полно проанализированы в работах [56, 76, 133 и др.]. Ниже рассматриваются только те из них, которые, по мнению авторов, представляют наибольший интерес для понимания механизма проявлений горного давления в нефтяных и газовых скважинах, составления расчетных схем и разработки методов рационального управления этими проявлениями.

В соответствии с [76] развитие науки в горном давлении в одиночных подземных выработках условно подразделяются на два больших этапа. Первый этап характеризуется тем, что подход к представлениям о горном давлении, его природе и проявлениях осуществляется с помощью упрощенных схем-приближенных гипотез. На втором этапе механизм взаимодействия горного массива с крепью, напряжения в крепи и породах, перемещения на поверхности и вблизи ствола исследуются с использованием методов механики сплошной среды.

В работах первого этапа давление пород на крепь определялось как заданная статистическая нагрузка. Принималось, что она не зависит от де-

формаций горного массива, конструкции и материала крепи, способа проходки и технологии крепления. На этом основании все исследования этого этапа Ф. Мором [182] объединены под общим названием «гипотезы сил». Из них по отношению к вертикальным горным выработкам можно выделить гипотезу восстановления естественного напряженного состояния породного массива, гипотезу свода и гипотезу об отсутствии давления на крепь ствола в прочных (скальных) породах.

Второй этап отличается использованием в исследованиях «гипотезы деформаций», согласно которой давление на крепь развивается и устанавливается в результате ее взаимодействия с деформирующимися горными породами.

Поскольку спектр неупругодеформирующихся пород может изменяться в широком диапазоне – от вязкого течения до хрупкого разрушения, то гипотеза деформаций имеет ряд частных модификаций, из которых в настоящее время наибольшее значение имеют гипотезы разрушения пород, наследственной ползучести и нелинейно-упруго-вязкого деформирования.

Гипотеза восстановления рассматривалась М. М. Протодьяконовым [120], П. М. Цимбаревичем [155], А. Н. Динником [39], А. П. Максимовым [93], В. И. Беловым [14] и др.

Предлагая методику определения толщины крепи вертикальных стволов, М. М. Протодьяконов указывал, что «...исходя из представления о горных породах, как телах несвязных, надо рассматривать стенку шахты как подпорную стенку, на которую давит грунт». Принимая допущение, что все горные породы разбиты трещинами, он считал возможным использовать при расчетах положения механики грунтов. Согласно его представлениям в окрестности ствола образуется сползающая конусообразная призма пород, которая оказывает давление на крепь, определяемое по формуле

$$P = \gamma h \operatorname{tg}^2 \left(\frac{\pi}{4} - \frac{\varphi}{2} \right), \quad (1.1)$$

где φ – угол внутреннего трения пород.

Для скальных пород вместо угла внутреннего трения при расчетах используется «кажущийся угол внутреннего трения» – коэффициент крепости, учитывающий сцепление породы. Установленные М. М. Протодьяконовым корреляционные связи между этим коэффициентом и пределом прочности породы на сжатие, удельной работой разрушения, производительностью средств разрушения и удельным расходом инструментов при разрушении породы, объясняют, почему коэффициенты крепости хорошо отражают механические свойства пород и нашли широкое признание в горном производстве.

Использование в расчетах средневзвешенного значения коэффициента крепости и аппроксимация устойчивых пород сыпучей средой является слабым местом методики. Приемлемые для практики результаты расчетов по ней получаются для неглубоких выработок при отсутствии в горном массиве пластов прочных пород.

А. Н. Динник исходил из того, что при решении вопроса нагрузки на крепь ствола необходимо учитывать все разнообразие пород, которое может встретиться при вскрытии горного массива: насыщенные водой пески (плывуны), переувлажненные глины, сыпучие или скальные породы и т.д. Поэтому он считал, что охватить одной расчетной схемой все случаи нельзя. В плавучих породах давление следует определять как гидростатическое, в сыпучих породах – по формулам давления сыпучих сред, в твердых – по законам теории упругости. В каждом конкретном случае нужно взвесить все обстоятельства и выбрать наиболее близкий к реальности метод.

С учетом указанных предпосылок он предложил величину горного давления на крепь ствола определять по схеме, в которой порода аппроксимируется упругим телом:

$$P_r = \frac{\mu}{1-\mu} \gamma h, \quad (1.2)$$

где μ – коэффициент Пуассона, γ – объемный вес пород, h – глубина от поверхности.

Эти схемы подвергались справедливой критике М. М. Протодьяконова и других исследователей. Формула по существу определяет не горное давление, а горизонтальную компоненту напряжений нетронутого горного массива, аппроксимированного упругой изотропной средой. Кроме того, давление на крепь за счет упругих деформаций вообще не может иметь место, так как они реализуются практически мгновенно, по крайней мере, задолго до установки крепи.

А. Н. Динник также впервые с использованием теории упругости рекомендовал определять устойчивость незакрепленных стенок ствола по формуле

$$\delta_{II} > \frac{2\mu}{1-\mu} \gamma h, \quad (1.3)$$

где δ_{II} – предел прочности породы при одноосном сжатии.

П. М. Цимбаревич считал, что проявление горного давления в форме нагрузки на крепь может происходить только в пластах, в которых из-за разрушения горных пород образуется область пониженных напряжений (зона Тромпетера). Породы в этой области им аппроксимировались сыпучей средой. Поэтому принято, что нагрузку на крепь создают образующиеся только

в неустойчивых пластах сползающие призмы пород. Размеры каждой призмы определяются мощностью пласта и углом внутреннего сопротивления разрушений породы в области пониженных напряжений данного пласта.

Считалось, что этот угол не должен превышать 45° . Предложенная им расчетная формула для определения давления P_k в n -ом слое имеет вид:

$$P_k = \sum_{i=1}^n \gamma_i h_i \operatorname{tg}^2 \left(\frac{\pi}{4} - \frac{\beta_n}{2} \right), \quad (1.4)$$

где $i = 1, 2, 3, \dots, n$; β_n – угол внутреннего сопротивления породы; γ_i – объемный вес породы i -того слоя; h_i – толщина i -того слоя.

П. М. Цимбаревич, рассматривая породы как сыпучие, характеризует их в отличие от М. М. Протодяконова не «кажущим углом внутреннего трения», а «углом внутреннего сопротивления». Обе эти условные характеристики породы не являются постоянными, а зависят от вида напряженного состояния. М. М. Протодяконов считал, что изменение «кажущего угла внутреннего трения» происходит в меньшей степени, чем глубины. Поэтому для различных пород можно подобрать такое среднее значение этих параметров, чтобы приближенно считать их постоянными. Надо отметить, что хотя между углом внутреннего сопротивления и кажущим углом внутреннего трения существует определенное различие, они очень близки друг к другу [76].

П. М. Цимбаревичем была также решена задача о размерах области пониженных напряжений. Принятая им расчетная схема показана на рисунке 1.1. Используя условие $\delta_0 - \delta_r = \delta_0$ и подставляя в него значения δ_0 и δ_r из известного решения С. Г. Лехницкого [88] он получил следующее выражение для определения радиуса области пониженных напряжений:

$$R = a \sqrt{\frac{2\mu\rho_n gh}{(1-\mu)\sigma_0}}. \quad (1.5)$$

П. М. Цимбаревич правильно считал, что нагрузка на крепь зависит от размеров области пониженных напряжений. Но в формулах, предложенных им для расчета горного давления, это обстоятельство не учитывается. С размерами области П. М. Цимбаревич связывал и необходимую податливость крепи. Для определения ее величины он предложил формулу, учитывающую радиус предельной области и коэффициент разрыхления породы в стесненных условиях:

$$\Delta = (m-1) \left(\frac{a^2}{R^2} - 1 \right). \quad (1.6)$$

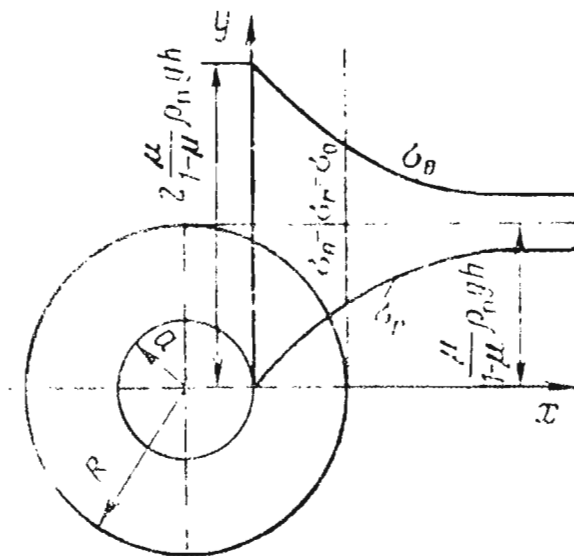


Рисунок 1.1 – Расчетная схема к определению радиуса области пониженных напряжений (по П. М. Цимбаревичу)

Прогрессивные для своего времени взгляды П. М. Цимбаревича на механизм проявления горного давления, его методы расчета по основным положениям сохраняют свое значение и в настоящее время.

В отличие от рассмотренных, в подходе А. П. Максимова породы характеризуются не кажущимися параметрами, а напряжением сцепления и углом трения, получаемыми из паспорта прочности породы. Для расчета горного давления им получено выражение:

$$P_1 = \frac{\rho_{11} gh(1 - \sin \varphi) - 2C \cos \varphi}{1 + \sin \varphi}. \quad (1.7)$$

Глубина устойчивого состояния пород рассчитывается по формуле:

$$h_k = \frac{2C \cos \varphi}{\rho_{11} g(1 - \sin \varphi)}. \quad (1.8)$$

Принимается, что верхняя часть горного массива до глубины h_k является устойчивой и не оказывает давления на крепь ствола.

Гипотеза свода, получившая распространение и упрочившаяся в горном деле благодаря трудам М. М. Протодяконова, вначале использовалась для объяснения природы горного давления и механизма его проявлений в горизонтальных выработках. И только после того, как Л. Д. Шевяков [162], а затем и ряд других исследователей обосновывают положение о том, что горное давление и его закономерности лишь в малой степени зависят от ориентировки выработки в массиве пород, ее начинают применять при построении расчетных схем вертикальных стволов.

Признание гипотезы свода было вызвано тем, что, как показывала практика, горное давление не возрастало пропорционально глубине выработок. Его величина чаще всего определялась весом некоторого замкнутого объема пород над выработкой или вблизи нее ограниченного сводом.

Появление гипотезы свода было шагом вперед в развитии науки о горном давлении. Она позволила уменьшить и привести в лучшее соответствие с практикой расчетные нагрузки на крепь.

В 1933 г. М. Б. Бродский опубликовал работу, в которой излагалась новая теория горного давления на подземную крепь. В ней была сделана, по существу, одна из первых попыток использования гипотезы свода в расчетах нагрузок на крепь вертикальной горной выработки. Схема образования свода показана на рисунке 1.2. Если удалить крепь на участке ствола 1–2–3–4, то произойдет обрушение недостаточно прочных пород в объеме свода ABCDEF. Нагрузка на крепь в интервале 1–2–3–4 определяется весом породы в объеме этого свода, т.е. не зависит от глубины – это естественный вывод, вытекающий из гипотезы свода.

Согласно представлениям К. Терцаги, вблизи ствола горной выработки образуется некоторая зона влияния ABCD (рисунок 1.3). Объем этой зоны рассматривался как ограниченный рядом сводов.

Распределение напряжений в породных сводах аналогично распределению напряжений вокруг имеющегося в каменном своде отверстия.

Около выработки образуется зона повышенных напряжений, так называемая «защитная оболочка». Эта зона воспринимает значительную часть давления пород. Горное давление на крепь передается частично и зависит от разрядки напряжений в «защитной оболочке». Горизонтальные напряжения в горном массиве (боковой распор) с глубиной изменяются по закону прямой пропорциональности. Методика К. Терцаги в большей степени, чем методика М. Б. Бродского, связывает давление на крепь с реальной картиной напряженного состояния массива горных пород.

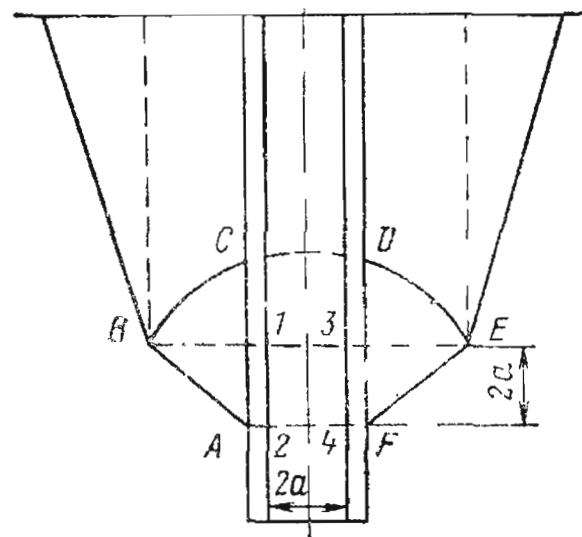


Рисунок 1.2 – Схема образования свода обрушения в вертикальной горной выработке (по М. П. Бродскому)

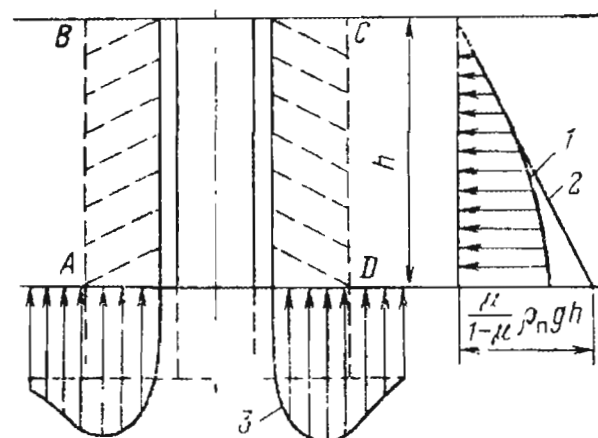


Рисунок 1.3 – Схема образования свода давления около вертикальной горной выработки (по К. Терцаги):
1 – давление на крепь; 2 – горизонтальные напряжения;
3 – вертикальные напряжения

Отличительной особенностью гипотезы восстановления является признание линейной зависимости нагрузки на крепь от глубины. Горное давление на крепь в соответствии с этой гипотезой численно равно боковому давлению в массиве горных пород: $p_t = \lambda \rho_n g h$.

Практика строительства и эксплуатации подземных сооружений показала, что механизм проявлений горного давления, основанный на гипотезе свода, лучше (по сравнению с гипотезой восстановления) подтверждается натурными наблюдениями. Было установлено, что боковое горное давление на крепь не возрастает пропорционально глубине. Например, большинство выработок на глубинах нескольких сотен метров надежно эксплуатировалось, хотя по расчету их крепь могла выдержать давление столба горных пород, измеряемого несколькими метрами. Использование гипотезы свода позволило уменьшить расчетные нагрузки на крепь. С привлечением этой гипотезы была научно обоснована возможность увеличения глубины горных выработок без существенного упрочнения крепи.

Гипотеза восстановления (или полного веса столба горных пород) сохранила свое значение только для определенных частных случаев (проводки выработки в слабых обводненных высокопластичных породах). Гипотеза свода явилась шагом вперед в развитии науки о горном давлении и для большинства условий закономерно сменила гипотезу восстановления (или гипотезу полного веса пород).

По мере расширения и углубления познаний о законах, управляющих горным давлением, выяснилось, что гипотеза свода также не может претендовать на всестороннее объяснение механизма его проявления. Результаты, полученные на ее основе, не всегда подтверждались практикой. С увеличением глубин выработок расхождения становились все более значительными. Это послужило причиной того, что гипотеза свода уступила место новым представлениям о горном давлении – гипотезе деформаций. Одной из частных модификаций этой гипотезы является гипотеза разрушения. Основные ее положения, представляющие наибольший интерес для проводки глубоких скважин, разработаны в исследованиях Р. Феннера, А. Лабасса, Хирамацу и Ока.

Первой работой, положившей начало гипотезе деформаций, является работа Р. Феннера. Он выполнил аналитическое исследование горного давления исходя из свойств упругости и пластичности и установил взаимосвязь различных факторов с учетом данных натурных наблюдений. Для решения задачи им был сделан ряд допущений. Рассмотрена идеальная среда, обладающая постоянством свойств, однородностью строения и однородностью первоначального напряженного состояния. Принято также, что свойство изотропности среды и закон Гука остаются справедливыми за пределом текучести. Порода в предельной области («зона текучести») аппроксимируется несвязной сыпучей средой, характеризуемой только углом внутреннего трения. При решении использована гипотеза плоских сече-

ний. Определение главных напряжений для принятой среды в «зоне текучести» выполнено с помощью кругов Мора. Предельное состояние породы описывается уравнением $\tau = \sigma \cdot \operatorname{tg} \varphi + C$, при $C = 0$, т.е. порода в «зоне текучести» характеризуется лишь углом внутреннего трения. Р. Феннер подчеркивал, что сделанное допущение (порода не обладает силами сцепления) в редких случаях совпадает со свойствами реальных пород. Полученные зависимости Р. Феннер применил в расчетах напряжений для конкретных условий. Так, приняв, что давление на крепь $p_k = 0,1$ МПа, $\rho_n = 2,4 \cdot 10^3$ кг/м³ и $h = 1000$ м, он получил распределение напряжений около выработки для трех значений коэффициента трения пород (рисунок 1.4): $\operatorname{tg} \varphi = 0,75$ и $0,58$ (а) и $\operatorname{tg} \varphi = 0,35$ (б).

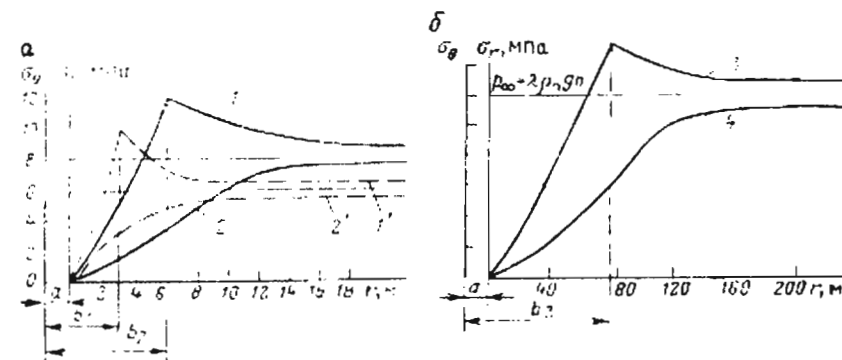


Рисунок 1.4 – Схема распределения напряжений около вертикальной горной выработки (по Р. Феннеру):

1, 2 – соответственно σ_v и σ_h при $\operatorname{tg} \varphi = 0,58$; 1', 2' – то же, при $\operatorname{tg} \varphi = 0,75$; 3, 4 – соответственно σ_v и σ_h при $\operatorname{tg} \varphi = 0,35$

Ниже приведены первоначальные горизонтальные горные давления при вертикальном $p_t = 24$ МПа.

$\operatorname{tg} \varphi$	0,75	0,58	0,35
$[2/(1-\sin \varphi)]-1$	4	3	2
$[2/(1-\sin \varphi)]-2$	3	2	1
R	2,88a	6,33a	80a
Первоначальное горизонтальное горное давление, МПа	6	8	12

Как видно из приведенных данных, коэффициент трения оказывает существенное влияние на величину радиуса области неупругих деформаций и распределение напряжений. Радиальные напряжения с удалением в глубь массива возрастают до значения p_x . Кольцевые напряжения имеют резкий максимум на границе области неупругих деформаций, превышающий давление в толще массива.

Анализируя напряженное состояние пород около выработки, Р. Феннер делает ряд важнейших выводов: давление на крепь ствола зависит от радиуса области неупругих деформаций, уменьшаясь по мере его увеличения; при постоянном давлении на крепь радиус области неупругих деформаций определяется углом внутреннего трения пород – с его уменьшением область неупругих деформаций увеличивается.

Кроме того, размеры области неупругих деформаций зависят от глубины

$$R = a^{k-2} \sqrt{\frac{2p_{II} gh}{k(k-1)p_k}}, \quad (1.9)$$

где $k = 2/(1 - \sin \varphi)$; p_k – давление на крепь.

Р. Феннер отмечал, что на практике предсказать конечное значение давления на крепь p_k для пород с низким коэффициентом трения невозможно, так как для выравнивания напряжений требуется длительное время. В породах же с высоким коэффициентом трения стабилизация напряжений будет происходить относительно быстро. Равновесие наступает после того как в ствол выработки будет выдавлен некоторый объем породы, равный увеличению объема области неупругих деформаций после перехода породы, заключенной в этой области, в предельное состояние.

Относительное увеличение объема породы для наступления равновесия определяется по формуле

$$\Delta V = (\sigma_r + \sigma_\theta + \sigma_z) \frac{m_n - 2}{m_n E}, \quad (1.10)$$

где m_n – величина, обратная коэффициенту Пуассона ($m_n = 1/\mu$).

Таким образом, упругая энергия, накопленная в пласте под действием веса вышележающих пород, является (при недостаточной прочности пород) причиной образования предельной области.

Пласты даже при невысоких коэффициентах объемного сжатия слагающих их пород аккумулируют значительную упругую энергии. По мере ее разрядки интенсивность выдавливания пород в выработку уменьшается и с течением времени наступает равновесие.

Р. Феннер приводит пример расчета объема породы, который должен быть выдавлен в ствол выработки, чтобы наступило равновесие, для условий: $\rho_n = 2,4 \cdot 10^3 \text{ кг/м}^3$; $\tan \varphi = 0,3535$; $h = 1000 \text{ м}$; $a = 3 \text{ м}$; $m_n = 5$; $E = 30\,000 \text{ МПа}$.

В результате расчетов получено $\Delta V = 0,00096$; $R = 480 \text{ м}$; первоначальное увеличение объема на каждый метр ствола – примерно 173 м^3 ; после уменьшения напряжений (при $p_k = 0,1 \text{ МПа}$) – $96,3 \text{ м}^3$. Разница $173 - 96,3 = 76,7 \text{ м}^3$ определяет количество породы, которое должно быть выдавлено в ствол выработки из интервала толщиной в 1 м , чтобы наступило равновесие.

Р. Феннер указывал, что объемное расширение пород обусловлено не только разрушением под действием напряжений, но и увлажнением, и поскольку этот процесс происходит очень медленно, то новое состояние равновесия достигается в течение времени, равного бесконечности.

Р. Феннер не смог осуществить все возможные приложения своего открытия, но идеи и результаты его исследований оказались настолько плодотворными, что определили все последующее развитие науки о горном давлении.

А. Лаббас обобщил гипотезу Р. Феннера, основываясь на принципе опережающего трещинообразования, и сделал дальнейший шаг в ее развитии, решив задачу о распределении напряжений вблизи ствола при условии, что порода в зоне разрушения обладает еще и сцеплением.

Для определения давления на крепь получена формула

$$p_k = (p_\infty + C \operatorname{ctg} \varphi)(1 - \sin \varphi) \left(\frac{a}{r} \right)^{2 \sin \varphi / (1 - \sin \varphi)} - C \operatorname{ctg} \varphi. \quad (1.11)$$

Уменьшение давления на крепь с увеличением радиуса нарушенной зоны А. Лаббас объясняет тем, что при увеличении этой зоны куски породы самозаклиниваются и образуют сжатую оболочку, которая воспринимает давление на себя и частично разгружает крепь. Считается, что величина радиуса зоны с нарушенной породой является функцией времени, выражение для которой необходимо устанавливать экспериментально.

Дальнейшее развитие идеи Р. Феннера получили в работе Хирамацу и Ока. Распределение напряжений в области неупругих деформаций так же, как и в исследованиях Р. Феннера, находится с помощью кругов Мора. Отмечается, что процесс образования зоны текучести в идеально пластических средах происходит в сравнительно короткий промежуток времени. В реальных же породах для этого требуется значительное время (Р. Феннер считал, что для этого требуется промежуток времени равный бесконечности) в связи с тем, что твердые породы приобретают пластические свойства очень медленно из-за постепенного проникновения воды или действия других факторов. Поэтому считается, что такой процесс невозможно выразить определен-

ной формулой. Допускается, что движение породы продолжается и после образования зоны текучести. Это происходит потому, что горные породы в окрестности выработки под действием собственного веса оседают и выжимаются в ствол выработки. Смещение породы в глубине массива происходит не непосредственно за смещением стенок выработки и не соизмеримо с ним, а возникает на протяжении длительного времени.

В результате этих рассуждений делается вывод, что если даже вокруг выработки и возникает течение и напряжение в каждой точке будет удовлетворять условию текучести, то движение пород в сторону выработки все же может продолжаться. Деформирование пород будет способствовать уменьшению радиуса выработки. Предполагается, что если принять меры для сохранения сечения выработки постоянным, например, путем непрерывного ее расширения, то распределение радиальных напряжений вокруг выработки останется неизменным. После возведения в выработке крепи интенсивность течения и радиальные напряжения в каждой точке от выработки в глубь массива будут возрастать.

Эти взгляды отличаются от представлений Р. Феннера, который считал, что после достижения условий текучести вокруг выработки уже не происходит движения пород и, следовательно, пока крепь выработки оказывает противодействие давлению породы, величина которого равна $\sigma_a = p_k$, порода находится в состоянии равновесия и выработка поддерживается. Если в таком состоянии по каким-либо причинам возникнет даже небольшое движение породы, то распределение напряжений вокруг выработки не будет отвечать условию текучести.

Хирамацу и Ока первые решили задачу определения скорости сужения стенок вертикальной горной выработки. Соответствующее выражение имеет вид

$$v = B \frac{\sin \varphi}{1 + \sin \varphi} \alpha^{\frac{-2 \sin \varphi}{1 - \sin \varphi}} (p_k - \sigma_p) (R^{\frac{1 + \sin \varphi}{1 - \sin \varphi}} - \alpha^{\frac{1 + \sin \varphi}{1 - \sin \varphi}}), \quad (1.12)$$

где B – коэффициент пропорциональности, изменяющийся в зависимости от r , φ и времени (условно принято считать B константой); σ_p – прочность породы на растяжение.

Для расчета радиуса области неупругих деформаций получена формула

$$R = \alpha \left[\frac{(p_k - \sigma_p)(1 - \sin \varphi)}{p_k - \sigma_p} \right]^{\frac{1 - \sin \varphi}{2 \sin \varphi}}. \quad (1.13)$$

Согласно механизму проявления горного давления, предложенному Хирамацу и Ока, давление на крепь, в отличие от представлений А. Лабба-

са, со временем возрастает (рисунок 1.5). Отмечается, что если при намерении навечно сохранить выработку рассчитать конечное давление на крепь, то оно станет равным горизонтальной составляющей горного давления. При несимметричном давлении условия работы крепи существенно ухудшаются. Однако в реальных условиях скорости течения породы не так уж велики и связанное с этой скоростью возрастание давления на крепь происходит довольно медленно. Поэтому при определенных инженерных мероприятиях можно и в пластичных породах надежно поддерживать выработку в течение всего срока ее эксплуатации. В качестве одного из мероприятий рекомендуется применять податливую крепь. Из рисунка 1.5 видно, что интенсивность увеличения давления на крепь вначале велика, а затем постепенно уменьшается. Кроме того, она зависит от степени податливости крепи: для крепи с большей податливостью давление возрастает медленнее.

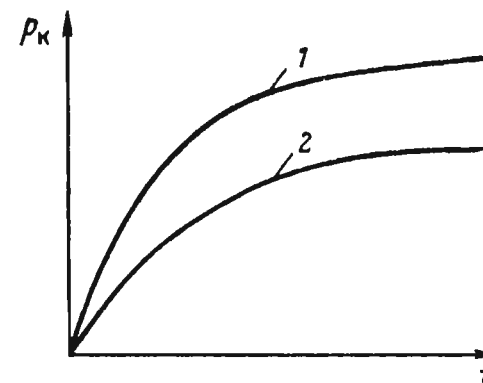


Рисунок 1.5 – График изменения давления на крепь во времени (по Хирамацу и Ока):

1 – крепь с малой податливостью; 2 – крепь с большой податливостью

После того как давление на податливую крепь все же достигнет недопустимого предела, проводят ремонтные работы: отбирают породы в опасном интервале выработки и вновь устанавливают крепь. При этом радиальное напряжение станет равным нулю, а затем вновь будет возрастать. В высокопластичных породах приходится многократно менять крепление. При этом оказывается, что с каждой заменой срок службы крепи увеличивается. Хирамацу и Ока это явление объясняют следующим образом. В момент проведения выработки напряженное состояние пород в ее окрестности еще далеко от условия текучести и прибли-

жается к этому условию вместе с развитием течения. Интенсивность течения и следовательно, неупругого деформирования пород в этот момент невелика. В дальнейшем по мере развития процесса интенсивность деформирования пород увеличиваются. При этом в них образуется сеть трещин, после чего породы могут выполнять роль упругой оболочки, частично разгружающей крепь от горного давления. Это объяснение соответствует рассуждениям А. Лаббаса о самозаклинивании кусков породы и образовании сжатой оболочки в разрушенной зоне.

В последние годы идеи Феннера – Лаббаса – Хирамацу и Ока все более широко используются в работах отечественных и зарубежных ученых. Исследования в этом направлении позволили разработать комплекс знаний, подтвержденный экспериментами, о деформации и взаимодействии горных пород с крепью выработки.

Основные положения этого комплекса следующие:

а) вблизи выработки вследствие концентрации напряжений образуется так называемая «зона неупругих деформаций», что проявляется в дополнительном перемещении пород и сужении сечений выработки;

б) развитию радиальных смещений в массиве в известной мере препятствует крепь;

в) статистическое равновесие в системе «крепь – порода» может быть достигнуто при разной величине отпора крепи (давления на крепь), при этом каждому значению давления соответствует определенное радиальное перемещение стенок выработки; в общем случае: чем большее перемещение стенок выработки допускает крепь (чем более она податлива), тем меньшее давление она будет испытывать (до определенного предела, начиная с которого давление стабилизируется или даже начинает возрастать);

г) давление на крепь существенно зависит от степени ее жесткости (материал, конструкция, толщина) и технологии возведения, определяющей время ввода крепи в работу после обнажения стенок и начальный распор.

При исследованиях используются различные допущения. Основное из них – о плоских сечениях – применяется повсеместно. Суть этого допущения заключается в следующем. Если через горную выработку и окружающий горный массив провести перпендикулярно к оси выработки ряд плоских сечений, то при деформировании крепи и пород эти сечения останутся плоскими.

Гипотеза деформаций завершила современный этап развития науки о горном давлении, гипотезы восстановления (полного веса пород) и свода влились в нее в качестве отдельных частных случаев.

Процессы, происходящие около горной выработки, имеют временной характер. В зависимости от принятых уравнений напряженно-деформированного состояния фактор времени может отражаться либо в явном виде, либо в условных временных параметрах, характеризующих реологические

свойства породы (например, во временных операторах – в теории наследственных сред или через коэффициенты вязкости – в реологии). Эти параметры определяют по данным испытания ползучести горных пород.

В настоящее время при исследовании горного давления наиболее широко применяется аппарат линейной наследственной ползучести. Эта теория базируется на двух основных принципах – наследственности и линейности. Согласно принципу наследственности, материал должен обладать свойством обратной ползучести, т.е. деформации, вызванные внешними силами, не должны исчезать сразу же после снятия нагрузки. По принципу линейности деформации должны складываться между собой и быть пропорциональны напряжениям, действовавшим в разные моменты времени. И хотя процессы, протекающие в массиве вокруг закрепленной выработки, по существу релаксационные, а уравнения состояния линейной и наследственной ползучести (например, типа Вольтерра – Больцмана с абелевым ядром ползучести) приводят к полной обратимости деформаций ползучести при разгрузке, – эта теория успешно используется при исследованиях горного давления.

Теория наследственной ползучести в механике горных пород впервые была применена в 1960 г. Ж.С. Ержановым и М.И. Розовским. В основу их исследований положено решение А.Н. Динника и С.Г. Лехницкого о напряженном состоянии в идеально упругом изотропном тяжелом массиве около незакрепленного шахтного ствола. При этом упругие постоянные (модуль упругости E и коэффициент Пуассона μ) в формулах для компонент напряжений и перемещений ими были заменены временными операторами. В результате решения получены формулы для компонент напряжений и смещений, в которых кольцевые и радиальные напряжения вследствие ползучести возрастают во времени. Влияние времени распространялось на точки, сколь угодно удаленные от выработки. В последующих работах Ж.С. Ержанов уточнил область горного массива около выработки, подвергающуюся влиянию времени.

Напряжения и смещение стенок выработки определяются с помощью уравнений

$$\left. \begin{aligned} \frac{\sigma_r(t)}{\sigma_0(t)} \right\} &= \pm \frac{a^2}{r^2} \lambda \rho_n g h; \quad \sigma_z = 0; \\ u(t) &= - \frac{\bar{\mu}(1 + \bar{\mu}) a^2}{E(1 - \bar{\mu}) r^2} \rho_n g h, \end{aligned} \quad (1.14)$$

где $\bar{\mu}$, $\bar{E}$ – временные операторы.

Расшифровка комбинаций временных операторов выполнена с использованием математического аппарата, включающего функцию Ю.Н. Работнова, которая существенно облегчает решение.

Анализ уравнений (1.14) показывает, что ползучесть породы в данной постановке задачи оказывает влияние только на перемещения, распространяясь на сравнительно малую область горного массива. Поле напряжений не зависит от ползучести, т.е. горный массив около выработки не релаксирует.

Методы теории наследственной ползучести при изучении горного давления используются в исследованиях ИГД СО АН СССР, первые результаты которых были опубликованы в 1962 г. Эти исследования принципиально не отличаются от работ Ж.С. Ержанова. Однако здесь задача решена в более строгой постановке. Для характеристики поля напряжений горного массива используются принципы, сформулированные в 1951 г. И.В. Родиным, который показал, что обычно принимаемая расчетная схема (выработка проводится в невесомом массиве и затем погружается вместе с массивом объемными силами) не соответствует реальности и вносит существенные искажения в конечные результаты исследований, особенно в случае упругопластического деформирования пород.

В соответствии с принятой схемой предложено различать природное поле напряжений и соответственно природное поле перемещений – до проведения выработки и снимаемое поле перемещений – после ее проведения. Остающееся поле напряжений получается наложением снимаемого поля напряжений на природное. По представлениям И.В. Родина, активной нагрузкой, действующей на заранее напряженный массив при проведении выработки, является снимаемое поле напряжений, существовавшее на поверхности выработки до ее проведения. Согласно этим представлениям, в исследованиях ИГД СО АН СССР поле напряжений в горном массиве делится на природное и снимаемое, которое накладывается на природное поле.

Горный массив представляется тяжелым изотропным полупространством с законченными до проходки выработки наследственными процессами, характеризующимся упругими постоянными и ядром ползучести вида

$$\Gamma(t) = a_1 e^{-B_1 t} + a_2 e^{-B_2 t}, \quad (1.15)$$

где $a_{1,2}$, $B_{1,2}$ – постоянные, характеризующие реологические свойства породы.

Далее принимается, что после ослабления массива вертикальной выработкой и его упругого деформирования в выработку вставляется без зазора крепь, которая нагружается горным давлением только вследствие ползучести пород. Задача решается как плоская с привлечением метода интегральных преобразований Лапласа. Согласно предложенным зависимостям радиальные напряжения около выработки вследствие ползучести пород возрастают.

Кольцевые напряжения точно по такому же закону уменьшаются, максимум они сохраняют на контуре выработки. В этом существенное отличие распределения напряжений около выработки при ползучести пород от распределения напряжений в результате их разрушения. Следовательно, по местоположению максимума кольцевых напряжений можно судить о причинах горного давления на крепь. Если, например, методом разгрузки будет установлено, что максимум кольцевых напряжений находится на контуре выработки, то причиной горного давления на крепь является ползучесть пород. При нахождении максимума кольцевых напряжений в глубине горного массива причиной горного давления на крепь будет разрушение горных пород.

Область применения теории линейной наследственной ползучести ограничивается породами с линейной зависимостью между напряжениями и деформациями. Если принцип линейности при деформировании пород не соблюдается, то для описания их ползучести необходимо применять методы теории нелинейной наследственной ползучести. Однако из-за сложности и недостаточной разработанности математического аппарата эта теория в механике горных пород применяется еще не так широко, как теория линейной наследственной ползучести.

1.3 Анализ данных о состоянии вертикальных шахтных стволов и сопоставление расчетных методов

Крепь шахтного ствола – капиталоемкое сооружение. Поэтому при ее проектировании должны быть учтены не только условия надежности, но и критерии экономичности. Ее грузонесущая способность часто принимается существенно завышенной. Тем не менее, как показывает практика, многие стволы в процессе эксплуатации деформируются. Например, в работе [56] приведены результаты обследования в 1937 г. состояния 500 шахтных стволов. Оказалось, что 103 из них нуждались в ремонте, в том числе 85 – с деревянной крепью и 18 – с бетонной.

Существовавший порядок выбора толщины крепи впервые подвергся серьезной критике в работе Н.М. Покровского [118]. Анализируя состояние крепей, он делает выводы, что необходимость ремонта стволов, закрепленных деревом, чаще всего вызывается не горным давлением, а длительным временем работы и, как следствие, разрушением горных пород и гниением древесины. Из стволов, закрепленных бетоном и кирпичом, требовали ремонта только пройденные в разрезах с крутым падением пород. Пройденные же в пологих пластах в ремонте не нуждались. Отсюда высказано предполо-

жение, что горным давлением можно объяснить только деформации крепи стволов в крутопадающих пластах из-за массового сдвига боковых пород в результате недостаточных размеров охранных целиков и их подработки.

На основании анализа работы 22 деревянных крепей было выявлено, что в подавляющем большинстве случаев величина горного давления, рассчитанная по методу М. М. Протодяконова, не совпадает с грузонесущей способностью крепи; фактическая грузонесущая способность крепи не зависит от глубины и примерно равна 0,4 кгс/см²; отдельные примеры показывают, что грузонесущая способность крепи, даже определенная для условия временного сопротивления меньше величины горного давления, вычисленного по методу М. М. Протодяконова.

Анализ 36 случаев использования бетонной и каменной крепи в стволах круглого поперечного сечения позволил сделать следующее заключение: фактическая толщина крепи во много раз больше толщины, получаемой по методу М. М. Протодяконова; между толщиной крепи и глубиной шахт нет зависимости; прослеживается зависимость между толщиной крепи и внутренним диаметром ствола – она линейна и может быть выражена формулой

$$\delta = (0,07 - 0,09) d_{\text{в}}, \quad (1.16)$$

где δ – толщина крепи; $d_{\text{в}}$ – внутренний диаметр ствола.

Выдвигаются следующие обобщающие положения:

- существующая методика расчета шахтной крепи не отвечает данным практики;
- расчеты шахтной крепи следует производить исходя из давления пород наносного слоя, т.е. пород, действительно состоящих из несвязных частиц, могущих оказать активное давление на крепь. Шахтную крепь при этом надо рассматривать как подпорную стенку;
- в коренных породах в обычных условиях эксплуатации каменноугольных месторождений при пологом залегании пластов шахтную крепь можно рассматривать как оболочку, назначение которой сводится, главным образом, к предохранению окружающих шахту пород от выветривания.

Е. Т. Проявкин [122] все нарушения бетонной и каменной крепи подразделил на три группы:

- нарушения, вызванные изменениями свойств материала крепи;
- деформации и разрушения, вызванные силовым воздействием (давлением) окружающих пород в результате их смещения в направлении к оси ствола;
- разрушения, вызванные относительным смещением сечений ствола в горизонтальной и вертикальной плоскостях.

Первая группа нарушений связана с коррозией материала крепи, вторая – с изменением физико-механических свойств пород (глинистых сланцев) под воздействием воды, третья – с подработкой околоствольных целиков очистными работами и приурочена в основном к разрезам с крутым падением пластов.

Наиболее масштабные обследования состояния стволов были проведены коллективом под руководством Г. А. Крупенникова [77]. В общей сложности было обследовано 70 нарушенных стволов и собраны анкетные данные по 110-ти шахтным стволам Донбасса.

По причинам нарушений все крепи разделены на шесть групп:

- нарушения, вызванные ослаблением целиков околоствольных выработок – 42%;
- нарушения, связанные с подработкой стволов очистными работами по пластам в пределах околоствольных целиков – 34%;
- коррозия бетонной крепи под воздействием шахтных вод – 3%;
- разрушение крепи в результате периодических температурных колебаний (обмерзание-оттаивание) – 4%;
- разрушение деревянной крепи вследствие гниения древесины – 10%;
- нарушения крепи наклонных стволов из-за недостаточных размеров околоствольных целиков – 7%.

Было также установлено, что общая и относительная (отнесенная к общей глубине ствола) протяженность нарушенных участков стволов растет с глубиной и, особенно, с увеличением угла падения пород. Существенное влияние оказывает некачественное крепление: неправильная укладка бетона, оставление пустот за крепью и др. Нарушения крепи, вызванные горным давлением, происходили в результате пучения глинистых сланцев из-за попадания в них воды по трещинам соседних пород. Противостоять же сдвигу массивов пород, особенно в крутопадающих пластах, никакая крепь не сможет, сколько бы не повышать ее несущую способность.

Л. Д. Шевяков [162, 163], анализируя метод М. М. Протодяконова и натурные наблюдения Ю. А. Онищенко и др. за вывалами пород, высказал ряд принципиальных положений:

1) «Давление на подпорную стенку горных пород не аналогично давлению на крепь стволов. Это обстоятельство обнаруживается с полной наглядностью, если сравнить картину вероятного действия сил давления на подпорную стенку и на крепь вертикальной выработки в плане, это хорошо видно из рисунка 1.6. В первом случае (рисунок 1.6 «а») сдвигению сползающих в направлении стрелок пород действительно препятствует только реакция со стороны подпорной стены.

Во втором случае (рисунок 1.6 «б») сползание пород к стволу должно происходить по радиальным направлениям к центру, что невозможно, так как отдельные обломки и слой пород будут заклинивать друг друга».

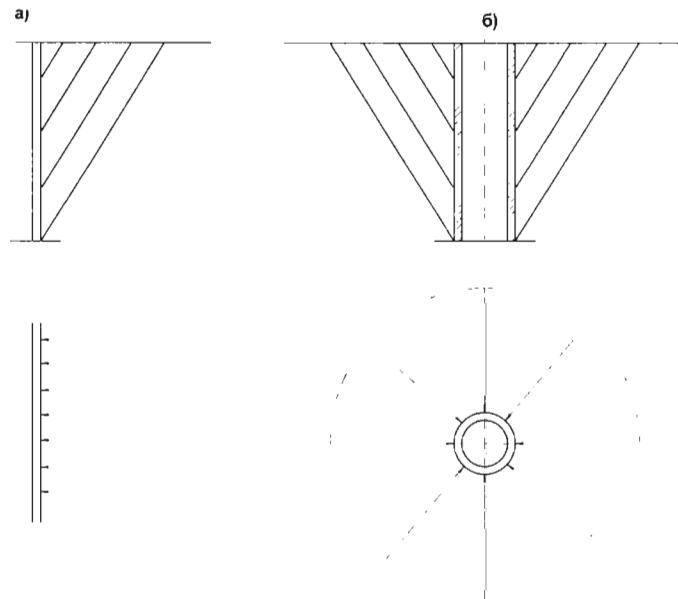


Рисунок 1.6 – Схема к вопросу о призме сползания пород (по Л. Д. Шевякову)

2) «Воздействие пород на крепь ствола является не массовым и всесторонним, притом равномерным и возрастающим с глубиной, давлением пород, а местным давлением каких-то сравнительно очень ограниченных объемов пород, стремящихся отделиться от массива у стенки ствола и сползнуть в выработку (рисунок 1.7). Эти явления возникают в породах механически более слабых или разбитых трещинами, или в зонах геологических нарушений. Размеры могущих при этом произойти «вывалов» ограничиваются сводообразованием. Здесь существует аналогия со сводами, которые возникают (по М. М. Протодяконову) в породах без связи или с ограниченной связью над горизонтальными и наклонными горными выработками. Расположение мест возможных вывалов определяется свойствами и состоянием горных пород в данном пункте и не зависит от глубины выработки».

3) «Назначением крепи стволов является не преодоление некоторых, растущих с глубиной напряжений массива окружающих пород (как это принимается почти всеми теориями горного давления на вертикальные стволы), а защита стволов от местных вывалов».

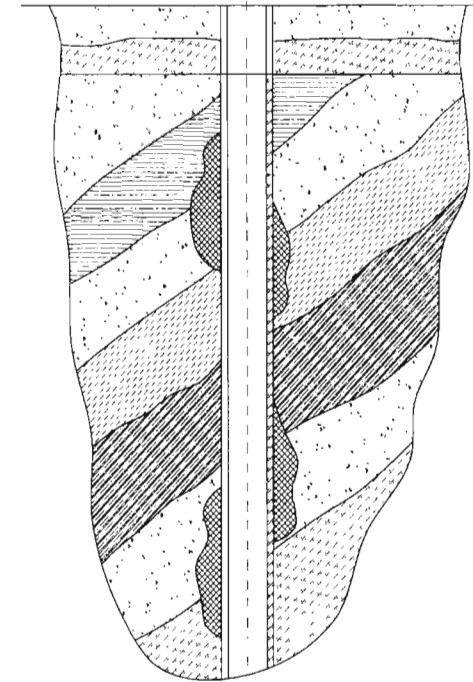


Рисунок 1.7 – Схема проявления горного давления (по Л. Д. Шевякову)

Натурными замерами горного давления в стволах установлена [56] неравномерность распределения нагрузки на крепь, что определяет важность оценки прочности от степени неравномерности нагрузки. Как отмечает И. Н. Кацауров, проверенное экспериментальным путем решение такой задачи еще никем не выполнено, а имеющиеся в этой области работы приводят к существенно различным результатам. Методы же расчета, применяемые в строительной механике обычно рассматривают крепь ствола как кольцо, находящееся под воздействием внешней нагрузки с различным характером неравномерности. В реальных условиях крепь работает совместно с обжимающим ее тампонажным раствором и породой, а потому напряжения в ней отличаются от напряжений, возникающих в обычном кольце при заданной нагрузке.

В некоторых работах [80] при заданной неравномерной нагрузке учитывается отпор горного массива, как показано на схеме б) рисунка 1.8 (участ-

тки а, в). Такой прием позволяет искусственно уменьшить степень неравномерности нагрузки, однако не решает задачу по существу о напряжениях в крепи, работающей совместно с породой.

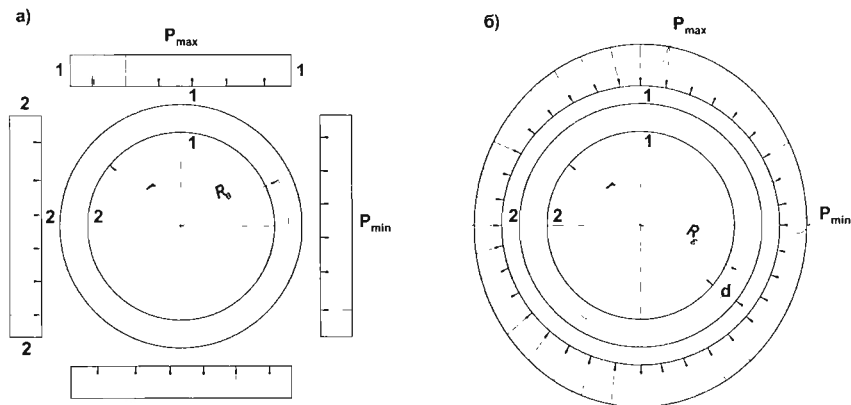


Рисунок 1.8 – Схема загрузки крепи неравномерной нагрузкой

И. Н. Кацауров, рассматривая работы [31, 80], приводит следующий порядок расчетов.

Принимая, что крепь загружена независимой неравномерной нагрузкой, распределенной по двум схемам (рисунок 1.8), характеризуют степень неравномерности коэффициентом:

$$n = \frac{P_{\max}}{P_{\min}}. \quad (1.16)$$

Закон изменения эпюры нагрузки по схеме б) им был принят в виде уравнения [56]:

$$P_{\varphi} = P_{\min} (n \cos^2 \varphi + \sin^2 \varphi). \quad (1.17)$$

В связи с тем, что характер неравномерной нагрузки был задан, то опор горного массива в расчетах не учитывался. Нормальные усилия и величины изгибающих моментов были определены по формулам:

1) при загрузке по схеме а):

- в сечении 1-1

$$N_1 = \frac{P_{\max} r}{n}, \quad M_1 = \frac{P_{\max} r^2}{4} \left(1 - \frac{1}{n} \right);$$

- в сечении 2-2

$$N_2 = P_{\max} r, \quad M_2 = -\frac{P_{\max} r^2}{4} \left(1 - \frac{1}{n} \right)$$

(1.18)

2) при загрузке по схеме б):

- в сечении 1-1

$$N'_1 = P_{\max} r \frac{n+2}{3n}, \quad M'_1 = \frac{P_{\max} r^2}{6} \left(1 - \frac{1}{n} \right);$$

- в сечении 2-2

$$N'_2 = P_{\max} r \frac{2n+1}{3n}, \quad M'_2 = -\frac{P_{\max} r^2}{6} \left(1 - \frac{1}{n} \right)$$

(1.19)

Напряжения в сечениях кольца определены из выражения [15]:

$$\sigma = \frac{N}{d} \pm \frac{6M}{d^2}, \quad (1.20)$$

где в уравнениях (1.18), (1.19), (1.20): r – радиус оси кольца крепи; d – толщина крепи; n – коэффициент неравномерности.

Расчеты показывают, что несущая способность крепи (по сжимающим напряжениям) с увеличением коэффициента неравномерности значительно снижается по сравнению с равномерным нагружением.

Данные наблюдений и натурных замеров, выполненных ВНИМИ, свидетельствуют о том, что крепь шахтных стволов в большинстве случаев работает в условиях неравномерной нагрузки. Поскольку ее грузонесущая способность при этом резко снижается, должны были бы иметь место частые нарушения, чего в действительности не наблюдается. Для выяснения этого вопроса в 1960 г. ИГД АН СССР и ВНИМИ были выполнены исследования напряжений в крепи, работающей в условиях неравномерного нагружения, но совместно с горным массивом. Полученные данные свидетельствовали о том, что при такой схеме работы напряжения как бы перераспределяются самой крепью. Значения же изгибающих моментов, а потому растягивающих напряжений, настолько малы, что ими можно пренебречь. Сжимающие

напряжения несколько увеличиваются. По расчетам ВНИМИ грузонесущая способность бетонной крепи при неравномерной нагрузке уменьшается не более чем на 30–50%, по сравнению со схемой равномерного нагружения.

Новые работы ИГД АН СССР и ВНИМИ несомненно внесли значительную ясность в вопрос работы крепи в условиях неравномерной нагрузки. Но, как отмечает И. Н. Кацауров [56], для практического применения полученных результатов требуется их экспериментальная проверка, так как, например, решение ИГД АН СССР базируется на использовании ряда упругих постоянных, характеризующих тампонажный камень и породу – свойствах слабо изученных, и значениях, параметры которых могут изменяться в широких пределах. Кроме того, порода в задачах рассматривается как упругая среда при наличии горного давления. На самом деле скорее следует ожидать разрушенную породу. Кроме того, за крепью могут оставаться пустоты, не заполненные тампонажным раствором.

На основе анализа работы крепи в условиях неравномерного нагружения И. Н. Кацауров делает вывод, что существующие методы расчета не учитывают совместную работу крепи с тампонажным камнем и породой, а потому приводят к нереальным результатам, особенно в части растягивающих напряжений. До окончательного решения этой задачи (с экспериментальным подтверждением) он рекомендует грузонесущую способность крепи определять по формуле Ляме:

$$P_r = [\sigma_{сж}] 0,5 \left[1 - \left(\frac{R_b}{R_b + d} \right)^2 \right], \quad (1.21)$$

где P_r – грузонесущая способность крепи при равномерном нагружении; $[\sigma_{сж}]$ – допускаемое напряжение материала крепи при сжатии; R_b – радиус ствола крепи в свету; d – толщина крепи, а неравномерность нагружения крепи учитывать, вводя в расчеты коэффициент, понижающий грузонесущую способность крепи в 1,5–2,0 раза в зависимости от ожидаемой степени неравномерности нагрузки.

В работе [56] также проведено сопоставление расчетных методов. Сравнительные расчеты были выполнены при следующих исходных данных: порода – глинистый сланец с характеристикой: коэффициент крепости $f = 2 - 3$; предел прочности при сжатии $R_2^2 = 250 \text{ кгс/см}^2$; коэффициент Пуассона $\mu = 0,20$; модуль упругости $E = 0,4 \cdot 10^9 \text{ кгс/см}^2$; объемный вес $\gamma = 2,5 \text{ т/м}^3$; глубина от поверхности $h = 700 \text{ м}$; диаметр ствола в свету $D_{св} = 7 \text{ м}$; радиус в проходе $r_o = 4 \text{ м}$.

Крепь ствола бетонная, для которой модуль упругости $E_k = 2,5 \cdot 10^5 \text{ кгс/см}^2$ и коэффициент Пуассона $\mu_k = 0,20$.

Получены следующие результаты решения примера определения нагрузки на крепь различными методами (таблица 1.1).

Таблица 1.1 – Определение нагрузки на крепь

№ п/п	Характеристика метода	Горное давление на крепь, кгс/см ²
1	Методы на базе механики грунтов: по М. М. Протодияконову по П. М. Цимбаревичу	2,6 9,3
2	Методы, учитывающие упругие деформации пород: по А. Н. Диннику по Г. И. Савину по И. В. Родину по Е. Т. Проявкину	44,0 22,0 18,0 7,6
3	Методы, учитывающие неупругие деформации пород: а) без учета воздействия реакции крепи на величину неупругой зоны: по П. М. Цимбаревичу по Ю. А. Онищенко по В. Д. Слесареву, А. Лабассу, А. П. Максимова (глубина упругой зоны ниже 700 м, поэтому нагрузка равна нулю)	0,80 0,75 0,0
	б) с учетом воздействия реакции крепи на величину неупругой зоны: по Ф. А. Белаенко по К. В. Руппенейту по И. Я. Бялеру	4,0 6,5 20,0
4	Данные натурных замеров горного давления: по А. М. Янчуру по Г. А. Крупенникову	0,5 0,9

Анализируя данные таблицы 1.1, можно сделать заключение, подтверждающее тезис Л. Д. Шевякова об отсутствии сплошного давления на крепь по всей глубине ствола, а также о том, что проявлений горного дав-

ления следует ожидать в отдельных разобренных участках разреза, сложенных более слабыми породами.

Как видно, теоретические работы, в основу которых положены представления о деформациях породы в упругих пределах, практического значения не имеют. Величины давления, рассчитанные по этим методам, колеблются в пределах от 7,6 до 44,0 кгс/см², что многократно выше данных натурных замеров.

Рассматривая теоретические работы, И. Н. Кацауров отмечает, что имеется много справедливых положений, которые могут быть эффективно использованы при разработке новых инженерных методов обеспечения надежной работы крепи, в частности, об отсутствии сплошной нагрузки на крепь; о связи проявлений горного давления с потерей устойчивости стенок стволов; о зависимости величины горного давления от размеров области неупругих деформаций и о решении этого вопроса в виде упруго-пластической задачи; о предельной глубине упругой зоны; о вывалах! К этому следует добавить и положение о необходимости учета степени неравномерного нагружения крепи.

Проведенный анализ подтверждает важность проведения натурных измерений в горных выработках и лабораторных исследований с моделированием горных условий в сопоставлении их данных с расчетными.

ГЛАВА 2

НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОЕ СОСТОЯНИЕ ГОРНЫХ ПОРОД ОКОЛО СКВАЖИНЫ

2.1 Напряженное состояние нетронутого горного массива

Решать задачи о напряжениях и деформациях пород в окрестности скважины можно только в том случае, если известно распределение напряжений в нетронутом горном массиве. До настоящего времени величины и характер распределения напряжений в нетронутом горном массиве полностью не установлены.

Одна из особенностей горного массива как объекта исследований в горной геомеханике заключается в том, что еще до вскрытия горной выработкой он находится в напряженном состоянии. Это обстоятельство чрезвычайно осложняет аналитическое исследование задач горной геомеханики, поскольку применяемые в этих исследованиях методы механики деформируемых сред обычно основаны на гипотезе о ненапряженном начальном состоянии среды.

Напряженное состояние нетронутого горного массива называют начальным, в отличие от дополнительного напряженного состояния, вызванного проводкой горной выработки. Начальное напряженное состояние горного массива часто превосходит дополнительное. Количественная его оценка из-за множества определяющих факторов затруднительна и в большинстве случаев невозможна, что приводит к неправильным расчетам механических процессов в породных массивах. Значительная погрешность в определении начального поля напряжений объясняется многими причинами. Основными из которых являются недостаточная информация о наиболее характерных свойствах горного массива, что вызывает необходимость использования при аналитических исследованиях приближенных гипотез. И сложность экспериментальных определений начальных напряжений, поскольку эти определения так или иначе связаны с нарушением горного массива. Поэтому достоверная оценка начального поля напряжений горного массива – одна из основных проблем горной геомеханики.

Начальное поле напряжений горного массива в общем случае является функцией временной и пространственной координат. Все факторы, определя-

ющие его формирование разделяют на две основных группы: действующие постоянно и повсеместно; действующие временно и локально [12, 57, 78].

К первой группе относят гравитационное поле, физико-механические свойства и структурно-механические особенности породных массивов, рельеф земной поверхности, космические факторы; ко второй – тектонические и горообразовательные процессы, действие подземных и наземных вод, производственную деятельность человека.

Основным фактором, формирующим начальное поле напряжений горного массива, является сила тяжести (гравитация). Поэтому начальное напряженное состояние рекомендуется рассматривать как сумму двух составляющих: силы гравитации и действия всех остальных факторов. При этом считается, что вторая составляющая искажает напряженное состояние, сформировавшееся в результате действия сил гравитации. Допускается, что при определенных обстоятельствах и условиях вторая составляющая может превосходить составляющую сил гравитации.

Гравитационная составляющая в зависимости от принятой модели природного массива может быть определена с использованием методов механики сплошной или дискретной среды. Точность ее определения зависит от степени изученности физико-механических свойств пород и структурно-механических особенностей горного массива: неоднородности, анизотропии, сплошности и слоистости.

Значение составляющей от действия остальных факторов может быть определено по данным лабораторных и, главным образом, натурных исследований. Из натурных наиболее приемлемыми являются метод полной разгрузки, если породы не испытывают пластических деформаций, метод измерения смещений стенок буровых скважин, если породы испытывают пластические деформации и деформации ползучести, и сейсмоакустические методы. Аналитический учет величины составляющей начального поля напряжений от второй группы факторов очень сложен. Из таких методов более или менее удовлетворительно разработаны аналитические, учитывающие влияние на начальное поле напряжений разрывных (дизъюнктивных) и складчатых (пликативных) тектонических нарушений породных массивов и рельефа земной поверхности.

Таким образом, существующие аналитические методы позволяют оценивать, причем приближенно, только гравитационную составляющую начального поля напряжений и в какой-то мере учитывать влияние тектонических и горообразовательных факторов. Тем не менее, в настоящее время эти методы пока являются основными. Экспериментальные методы имеют подчиненное значение и применяются обычно для проверки результатов аналитических исследований и частично для учета влияния факторов второй

группы на формирование начального поля напряжений. Результаты экспериментальных исследований справедливы для каких-то конкретных условий и не могут служить для широких обобщений.

Напряженное состояние нетронутого горного массива (не имеющего явно выраженного горноскладчатого характера) во многих случаях можно принять как статистическое, равновесное под влиянием собственного веса. Для оценки компонентов напряжений начального поля порода рассматривается как однородная и изотропная среда. На глубине h от земной поверхности мысленно выделяется кубик (рисунок 2.1), имеющий размеры, обеспечивающие элементарный объем. Для удобства кубик ориентирован в пространстве так, что компоненты напряжений σ_x , σ_y и σ_z являются главными нормальными напряжениями. Тогда значения всех компонент напряжений будет определяться следующей системой уравнений:

нормальные напряжения

$$\sigma_z = \rho_n gh, \quad \sigma_x = \sigma_y = \lambda \rho_n gh; \quad (2.1)$$

касательные напряжения

$$\tau_{xy} = \tau_{xz} = \tau_{yz} = 0.$$

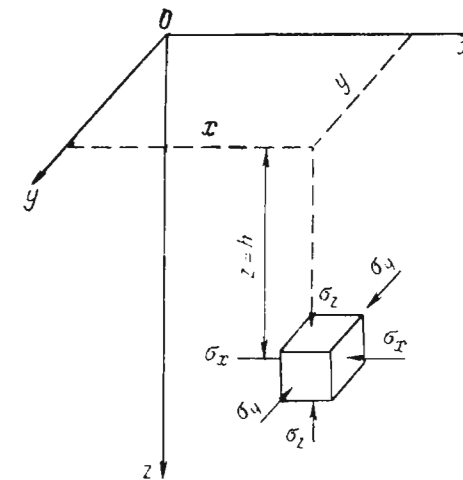


Рисунок 2.1 – Схема к определению напряженного состояния нетронутого горного массива

Коэффициент бокового распора λ пород – важнейшая характеристика, определяющая распределение напряжений в нетронутом горном массиве. В общем случае он может принимать различные значения для разных направлений деформирования пород, определяемые выражениями

$$\frac{\sigma_y}{\sigma_z} = \lambda_y; \quad \frac{\sigma_x}{\sigma_z} = \lambda_x; \quad \frac{\tau_{xz}}{\sigma_z} = \lambda_{xz}; \quad \frac{\tau_{xy}}{\sigma_z} = \lambda_{xy}; \quad \frac{\tau_{zy}}{\sigma_z} = \lambda_{zy} \quad (2.2)$$

Если допустить, что деформации в породе не выходят за пределы упругих (при аппроксимировании горного массива упругой средой), то на основании теории упругости коэффициент бокового распора можно вычислить с помощью коэффициента Пуассона μ . Для этого, предположив, что сумма деформаций по одной из осей элементарного кубика от действия напряжений

равна нулю, запишем это условие в виде $\frac{\sigma_x}{E} - \frac{\sigma_y}{E} \mu - \frac{\sigma_z}{E} \mu = 0$. Откуда,

учитывая, что $\sigma_x = \sigma_y$, получим $\sigma_x = \sigma_y = [\mu/(1 - \mu)]\sigma_z$.

Сопоставляя это выражение с уравнением для нормальных напряжений (2.1), находим $\lambda = \mu/(1 - \mu)$. Для идеально упругих горных пород коэффициент бокового распора колеблется в пределах 0,25 – 0,4.

Однако реальные породы обладают свойством ползучести. За длительный период существования горных пород в результате ползучести начальное напряженное состояние пород выравнивается. Соотношения между компонентами напряжений (2.2) при $t \rightarrow \infty$ стремятся к следующим пределам

$$\lambda_x \rightarrow 1, \quad \lambda_y \rightarrow 1, \quad \lambda_{xz} \rightarrow 0, \quad \lambda_{xy} \rightarrow 0, \quad \lambda_{zy} \rightarrow 0. \quad (2.3)$$

Поле начальных напряжений, в котором $\lambda_y = \lambda_x = 1, \lambda_{xz} = \lambda_{xy} = \lambda_{zy} = 0$, называется гидростатическим, а поле напряжений, в котором $\lambda_y \neq 1, \lambda_x \neq 1, \lambda_{xz} \neq 0, \lambda_{xy} \neq 0, \lambda_{zy} \neq 0$, – негидростатическим.

Реологические процессы в горном массиве преобразуют негидростатическое поле в гидростатическое. Степень этого преобразования может быть различной и определяется многими факторами. Например, факторы второй составляющей начального поля напряжений, особенно тектонические и горообразовательные явления, могут затормозить этот процесс или вовсе привести к появлению негидростатического поля напряжений с $\lambda_y > 1$ и $\lambda_x > 1$.

Различают релаксирующие породы (глинистые и солевые) и нерелаксирующие, вернее, медленно релаксирующие породы (крепкие песчаники, известняки, доломиты и т.д.). Так, экспериментально установлено, что

в образцах каменной соли и глинистого слабого песчаника за несколько десятков часов напряжения релаксируют соответственно в интервале $\lambda = 0,67 \rightarrow 0,93$ и $\lambda = 0,39 \rightarrow 0,45$.

В то же время в крепких карбонатных породах и песчаниках реологические процессы протекают чрезвычайно медленно. На медленную релаксацию в этих породах указывает, например, тот факт, что поровые каналы в них не затекают в течение геологических эпох даже при возможности свободного истечения пластовой жидкости.

Таким образом, если за время, достаточное для установления равновесия в горном массиве, принять возраст земной коры ($t \rightarrow \infty$), то в зависимости от основных определяющих факторов его начальное поле напряжений к моменту проведения горной выработки можно принимать гидростатическим или негидростатическим.

В настоящее время разработаны общие рекомендации, которые необходимо учитывать при оценке начального напряженного состояния горных массивов. В частности, принимается для породных массивов, сложенных:

а) однородными, изотропными, релаксирующими породами – гидростатическое напряженное состояние с компонентами

$$\sigma_z = \int_0^h \gamma(z) dz, \quad \sigma_y = \sigma_x = \sigma_z, \quad \tau_{xz} = \tau_{xy} = \tau_{zy} = 0; \quad (2.4)$$

б) однородными и неоднородными, изотропными и анизотропными, нерелаксирующими – негидростатическое напряженное состояние в общем виде с компонентами

$$\begin{aligned} \sigma_z &= \int_0^h \gamma(z) dz, \quad \sigma_y = \lambda_y \sigma_z, \quad \sigma_x = \lambda_x \sigma_z; \\ \tau_{xz} &= \lambda_{xz} \sigma_z, \quad \tau_{xy} = \lambda_{xy} \sigma_z, \quad \tau_{zy} = \lambda_{zy} \sigma_z, \end{aligned} \quad (2.5)$$

где $\lambda_y, \lambda_x, \lambda_{xz}, \lambda_{xy}, \lambda_{zy}$ определяются в зависимости от свойств и структурно-механических особенностей горного массива на основании формул

$$\sigma_z = \int_0^h \gamma(z) dz, \quad \sigma_x = \sigma_x(z), \quad \sigma_y = \sigma_y(z), \quad \tau_{xz} = \tau_{xy} = \tau_{zy} = 0 \quad (2.6)$$

или

$$\sigma_z = \int_0^h \gamma(z) dz, \quad \sigma_y = \lambda_y \sigma_z, \quad \sigma_x = \lambda_x \sigma_z, \quad \tau_{xz} = \lambda_{xz} \sigma_z, \quad \tau_{xy} = \tau_{zy} = 0, \quad (2.7)$$

представляющих собой тензоры начального напряженного состояния линейно-деформируемого соответственно неоднородного трансверсально-изотропного породного массива с горизонтальным напластованием и трансверсально-изотропного породного массива с наклонным напластованием;

в) нарушенными породами – негидростатическое напряженное состояние с компонентами

$$\sigma_z = \int_0^h \gamma(z) dz, \quad \sigma_y = \lambda_y \sigma_z, \quad \sigma_x = \lambda_x \sigma_z, \quad \tau_{xz} = \tau_{xy} = \tau_{zy} = 0, \quad (2.8)$$

где λ_y, λ_x определяются для модели безраспорного массива на основании уравнений

$$\sigma_z = \int_0^h \gamma(z) dz, \quad \sigma_y = \sigma_x = 0, \quad \tau_{xz} = \tau_{xy} = \tau_{zy} = 0, \quad (2.9)$$

и для модели распорного массива

$$\sigma_z = \int_0^x \gamma(z) dz, \quad \sigma_y = \sigma_x = \frac{\mu}{1-\mu} \sigma_z, \quad \tau_{xz} = \tau_{xy} = \tau_{zy} = 0, \quad (2.10)$$

т.е. в безраспорном массиве равны нулю, а в распорном $\lambda_y = \lambda_x = \mu/(1-\mu)$;

г) слабыми породами покровных отложений, близко расположенных к земной поверхности, или прочными породами, перешедшими в состояние предельного равновесия – негидростатическое напряженное состояние с компонентами

$$\sigma_z = \int_0^h \gamma(z) dz, \quad \sigma_y = \lambda_y \sigma_z, \quad \sigma_x = \lambda_x \sigma_z, \quad \tau_{xz} = \tau_{xy} = \tau_{zy} = 0, \quad (2.11)$$

где λ_y, λ_x определяются на основании формулы

$$\sigma_y = \sigma_x = \frac{1 - \sin \varphi}{1 + \sin \varphi} \sigma_z (\sigma_z - \sigma_0), \quad (2.12)$$

если в качестве физического уравнения для массива принимается уравнение прямолинейной огибающей предельных кругов Мора

$$\sigma_z - \frac{1 + \sin \varphi}{1 - \sin \varphi} \sigma_y = \sigma_0. \quad (2.13)$$

в частных случаях для массивов, сложенных идеально сыпучими породами, $\sigma_0 = 0$, а для массивов, сложенных идеально связанными породами, $\varphi = 0$;

д) однородными и неоднородными, изотропными и анизотропными, нерелаксирующими породами, испытывающими влияние тектонических процессов, высоких температурных градиентов, пригрузки на земной поверхности и других факторов – негидростатическое напряженное состояние с компонентами

$$\begin{aligned} \sigma_z &= \int_0^h \gamma(z) dz + \sigma_z^*, \quad \sigma_y = \lambda_y \sigma_z + \sigma_y^*, \quad \sigma_x = \lambda_x \sigma_z + \sigma_x^*, \\ \tau_{xz} &= \lambda_{xz} \sigma_z + \tau_{xz}^*, \quad \tau_{xy} = \lambda_{xy} \sigma_z + \tau_{xy}^*, \quad \tau_{zy} = \lambda_{zy} \sigma_z + \tau_{zy}^*, \end{aligned} \quad (2.14)$$

где $\lambda_y^*, \lambda_x^*, \lambda_{xz}^*, \lambda_{xy}^*, \lambda_{zy}^*$ определяются с помощью формул (2.6) и (2.7); $\sigma_z^*, \sigma_y^*, \sigma_x^*, \tau_{xz}^*, \tau_{xy}^*, \tau_{zy}^*$ – составляющие начальных напряжений от остальных факторов, кроме гравитационных сил.

Таким образом, изложенные рекомендации охватывают четыре типа породных массивов, в которых начальное напряженное поле сформировалось в результате действия гравитации, и один тип породных массивов, где в формировании начального поля напряжений, кроме гравитационных сил, принимают участие факторы второй составляющей поля напряжений. Условно определены также два типа начального напряженного состояния горных массивов – гидростатическое и негидростатическое. Правильная оценка типов нетронутого породного массива и начального напряженного состояния пород – необходимое условие удовлетворительного решения конкретных задач горной геомеханики.

Если исключить влияние второй группы факторов, то можно предположить существование в нетронутом массиве горных пород весьма простого поля напряжений. Это допущение – одно из фундаментальных положений теории горного давления.

2.2 Гипотеза проявлений горного давления в скважине

Сопоставление механизма проявлений горного давления в вертикальных шахтных выработках с поведением горных пород в стенках скважин и выполненный комплекс исследований [16, 24, 58–64, 186 и др.] позволили нам разработать следующие представления о явлениях в приствольной зоне, происходящих при бурении, освоении и эксплуатации скважины.

В результате приспособления к условиям всестороннего сжатия горные породы в процессе своего формирования приобретают определенные

относительно устойчивые свойства, в том числе определенную плотность, пористость, проницаемость, влажность и запас упругой энергии. Если начальное поле напряжений в горном массиве сформировано только под влиянием силы тяжести, то величину этой энергии можно ориентировочно определить как произведение глубины залегания породы на средневзвешенное значение плотности вышележащих (до дневной поверхности) пород.

Вскрытие горного массива нарушает установившееся состояние изостазии. Около скважины формируется локальное силовое поле с максимальной концентрацией напряжений на ее стенке.

Природные факторы так же, как и в случае нарушения равновесия горного массива тектоническими силами, начинают работу по восстановлению состояния изостазии. Но из-за концентрации напряжений, гидродинамического и физико-химического воздействия бурового раствора этот процесс около скважины протекает более интенсивно. Причем главное заключается не столько в повышении отдельных компонент напряжений, сколько в том, что их распределение становится существенно отличным от гидростатического. Новые компоненты напряжений способствуют развитию различно направленных деформаций.

Когда несущая способность пород оказывается недостаточной, то около скважины образуется некоторая предельная область, или область пониженных напряжений (рисунок 2.2). Породы в этой области могут претерпевать весь спектр неупругих деформаций: от хрупкого разрушения до вязкопластичного течения. В результате они увеличиваются в объеме и перемещаются в ствол скважины. При этом напряжения в предельной области уменьшаются, происходит разрядка упругой энергии пласта.

Количество упругой энергии, расходуемой на перемещение породы пропорционально коэффициенту ее объемного сжатия, глубине залегания, мощности пласта и радиусу влияния скважины.

Разрушение пород в приствольной зоне зависит от интенсивности действующих напряжений, реологических свойств и скорости вскрытия горного массива.

При определенных условиях разрядка упругой энергии может сопровождаться «стрелянием», осыпями и обвалами пород. Вероятность этих явлений повышается с глубиной скважины, с увеличением механической скорости бурения и поровых давлений.

Процессы около скважины развиваются во времени и отражают различные формы проявлений горного давления, которые могут заканчиваться либо на стадии образования около нее нового поля напряжений (при этом деформации около нее остаются в пределах упругих), либо сопровождаются неупругими деформациями (т.е. образованием области, в которой породы переходят в предельное состояние).

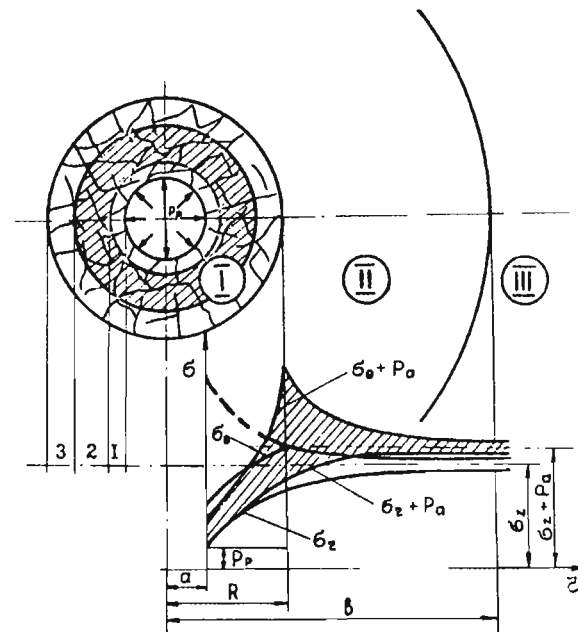


Рисунок 2.2 – Схема проявления горного давления в скважине:

I – предельная область; II – область упругих деформаций; III – нетронутый горный массив;

1 – $n \geq 5$; 2 – $n = 3$; 3 – $n < 3$;

a, R, b – радиусы соответственно створа, предельной области, влияния скважины;

$\sigma_z, \sigma_r, \sigma_\theta$ – главные нормальные напряжения, соответственно осевое, кольцевое, радиальное; P_0 – гидратационные напряжения;

g – текущий радиус; P_p – давление столба бурового раствора

При первой форме ствол скважины и целостность ее крепи не нарушаются. Отрицательное последствие проявления горного давления в этой форме может сказываться только на ухудшении фильтрационных свойств продуктивного пласта в приствольной зоне.

Вторая форма проявления горного давления сопровождается кавернообразованием и сужением стволов скважины. В случае хрупкого разрушения происходит кавернообразование. Когда же превалирует вязкопластичное течение – сужение ствола. Если ствол будет закреплен, то в последнем случае на обсадную колонну начнут действовать дополнительные нагрузки.

При неизменных начальных условиях после реализации упругой энергии в пределах влияния скважины развитие предельной области заканчивается и вместе с ним должны прекратиться осложнения, обусловленные проявлениями горного давления. В частности, в случае незакрепленной скважины новое равновесное состояние наступит, когда в ствол будет «выдавлен» объем породы, равный разности объемов породы, заключенной в области пониженных напряжений до и после перехода ее в предельное состояние, или, пока не будет израсходован излишний для нового состояния изостазии запас упругой энергии пласта в пределах влияния скважины. Если ствол скважины будет закреплен раньше, чем произойдет реализация процесса, то неизрасходованная часть этой энергии может быть передана на крепь скважины в виде горного давления.

В реальных условиях эти явления могут носить более сложный характер, например, из-за возможных перемещений по вертикали пород, вмещающих пласт. Если допустить, что вышезалегающие породы будут оседать, то процесс «выдавливания» пород в ствол скважины будет практически непрерывным, хотя возможно и менее интенсивным по сравнению с начальным периодом.

В случае отбора флюида (нефть, газ и др.) из пласта, если будет допущено падение поровой компоненты до критического значения, когда порода не выдержит возрастающих эффективных напряжений, может начаться «дискование» пласта с разделением его на отдельные замкнутые блоки. Это явление чревато ранним обводнением скважины и резким снижением нефтегазоотдачи.

Напряженно-деформированное состояние горных пород в приствольной зоне может в значительной степени изменяться из-за физико-химического воздействия бурового раствора: увлажнение, адсорбционное разупрочнение, действие гидратационных напряжений, растворение, выщелачивание и т.д.

В глинистых породах при определенных условиях около скважины может образоваться защитная оболочка, или зона динамического равновесия (рисунок 2.2) с влажностью, соответствующей трем-четырем значениям энергетического параметра (n)

$$n = \frac{G}{G_m S_0}, \quad (2.15)$$

где G – весовая влажность породы; G_m – количество жидкости, необходимое для образования 1 м² мономолекулярного слоя (для воды $G_m = 3 \cdot 10^{-7}$ кг); S_0 – удельная поверхность породы.

Прочность породы при такой влажности еще достаточно высокая. В то же время при этих условиях могут активно протекать процессы осмотической дегидратации и ионообменные, сопровождающиеся переходом слабосвязанной воды в прочносвязанную.

В соляных породах образование зоны динамического равновесия возможно в связи с тем, что здесь увлажнение идет с одновременным растворением.

В результате растворения вода насыщается солью. С увеличением же ее минерализации процессы растворения и увлажнения замедляются.

Перечисленные явления (наряду с перераспределением напряжений и снижением диффузионных и эрозионных процессов в результате уменьшения скорости восходящего потока и образования застойных зон в кавернах) могут замедлить или полностью предотвратить развитие предельной области и, следовательно, сужение и кавернообразование ствола скважины.

Таким образом, эти осложнения являются следствием развития предельной области. В связи с изложенным усилия специалистов должны быть направлены первую очередь на разработку и реализацию мероприятий, предупреждающих ее образование.

При наличии в разрезе очень слабых пород (глинистые, соляные и т.п.), особенно с высокими поровыми давлениями, эта цель часто оказывается практически недостижимой. В таких случаях должны быть предприняты меры, способствующие формированию в приствольной зоне защитной оболочки или позволяющие использовать нежелательные последствия проявления горного давления в нужном направлении.

Первое достигается применением специальных рецептур буровых растворов, второе – комплекса таких инженерных методов как направленное использование кавернообразования, отбор породы из предельной области, специальные режимы бурения, выделение интервалов, опасных в отношении нарушения обсадных колонн, проверка сопротивляемости обсадных труб смятию горным давлением и др.

Проводка скважины наряду с изменением поля напряжений нарушает влажностное равновесие, сложившееся в нетронутом горном массиве. При этом одновременно с локальным полем напряжений около скважины формируется новое влажностное состояние. Основными факторами, влияющими на его формирование, являются новые неравномерные напряжения и соотношения между химическими потенциалами поровой воды и бурового раствора, определяемые термодинамическими активностями a'_1 и a''_1 .

Главные напряжения, действующие на стенке скважины, без учета физико-химического взаимодействия бурового раствора с породой определяющего выражениями:

а) при упругих деформациях пород и $\lambda = 1$

$$\sigma_r = p_p, \quad \sigma_\theta = 2p_r - p_p, \quad \sigma_z = p_r. \quad (2.16)$$

б) после образования предельной области

$$\sigma_r = p_p, \quad \sigma_\theta = p_p + \frac{2}{\sqrt{3}}\sigma_1, \quad \sigma_z = p_p + \frac{1}{\sqrt{3}}\sigma_1. \quad (2.17)$$

При $0 \leq p_p < p_r$ и упругих деформациях пород коэффициенты концентраций радиального k_r , кольцевого k_θ и осевого k_z напряжений могут изменяться в пределах:

$$0 \leq k_r = \frac{p_p}{p_r} < 1, \quad 1 < k_\theta = \frac{2p_r - p_p}{p_r} \leq 2, \quad k_z = \frac{\sigma_z}{p_r} = 1. \quad (2.18)$$

После образования предельной области при $0 \leq p_p \leq p_r - \frac{1}{\sqrt{3}}\sigma_1$ и $\sigma_1 < \sigma_r$ будем иметь

$$0 \leq k_r = \frac{p_p}{p_r} < 1, \quad 0 < k_\theta = \frac{p_p + \frac{2}{\sqrt{3}}\sigma_1}{p_r} < 2, \quad (2.19)$$

$$0 < k_z = \frac{p_p + \frac{1}{\sqrt{3}}\sigma_1}{p_r} \leq 1.$$

Если при вскрытии горного массива скважиной будет обеспечено условие $a''_r = a'_r$ (где a''_r , a'_r – термодинамические активности бурового раствора и пластовой воды), то всасывание бурового раствора или его фильтрата в породу будет происходить по направлению действия тех напряжений, для которых коэффициент концентрации напряжений будет меньше единицы. В области упругих деформаций таким направлением будет направление действия радиального напряжения, а после образования предельной области такими направлениями, кроме того, могут быть направления действий кольцевого и осевого напряжений. Участки с коэффициентами концентрации напряжений, большие единицы, должны обезвоживаться.

Состояние влажностного равновесия в нетронутом горном массиве можно записать в виде уравнения

$$\sigma_r + \sigma_p = \frac{RT}{v_m} \ln a'_r, \quad (2.20)$$

где σ_r – эффективные напряжения в скелете породы; σ_p – напряжения разрыва структурных связей в породе.

С учетом дополнительного увлажнения новое равновесное состояние около скважины описывается уравнением

$$\sigma_{\max} - \sigma_{\min} + \sigma_p = \frac{RT}{v_m} \ln a''_r + p_p, \quad (2.21)$$

где $\sigma_{\max}$, $\sigma_{\min}$ – максимальное и минимальное главные напряжения, действующие на породу; σ_p – напряжение разрыва структурных связей.

Для области упругих деформаций породы $\sigma_{\max} = 2p_r - p_p$ и $\sigma_{\min} = p_p$,

а после перехода ее в предельное состояние – $\sigma_{\max} = p_r + \frac{2}{\sqrt{3}}\sigma_1$, $\sigma_{\min} = p_p$. После

подстановки этих значений в (2.21) и с учетом того, что $p_r = \sigma_r + p_p$, получим:

а) для упругой области

$$2\sigma_r + \sigma_p = \frac{RT}{v_m} \ln a''_r + p_p + 2\Delta p, \quad (2.22)$$

где $\Delta p = p_r - p_p$ – дифференциальное давление; p_p – пластовое (поровое) давление;

б) для предельной области

$$\frac{2}{\sqrt{3}}\sigma_1 + \sigma_p = \frac{RT}{v_m} \ln a''_r + p_p. \quad (2.23)$$

Рассмотрим, какая часть гидратационных напряжений может быть реализована в виде повышения напряжений около незакрепленной скважины.

В рамках плоской задачи предельное состояние породы около скважины по Губеру – Мизесу – Генки должно соответствовать условию

$$\sigma_\theta - \sigma_r = \frac{2}{\sqrt{3}}\sigma_1. \quad (2.24)$$

При увлажнении породы оно примет вид

$$\sigma_{\theta w} - \sigma_{r w} = \frac{2}{\sqrt{3}}\sigma_{1 w}, \quad (2.25)$$

где $\sigma_{\theta w}$, $\sigma_{r w}$ – кольцевое и радиальное главные напряжения при новом влажностном состоянии; $\sigma_{1 w}$ – предел текучести при одноосном сжатии породы, увлажненной фильтратом бурового раствора.

Разница $(\sigma_\theta - \sigma_r) - (\sigma_{\theta w} - \sigma_{r w}) = \frac{2}{\sqrt{3}}(\sigma_1 - \sigma_{1 w})$ будет характеризовать

ту часть гидратационного напряжения, которая может быть реализована в

виде изменения напряжений около скважины. Поскольку обычно $\sigma_{rw} < \sigma_r$, то $\sigma_{ow} - \sigma_{rw} < \sigma_\theta - \sigma_r$. Таким образом, если порода уже находится в предельном состоянии, то ее увлажнение будет способствовать только снижению действующих напряжений. Если же порода находится в области упругих де-

формаций, т.е. $\sigma_\theta - \sigma_r < \frac{2}{\sqrt{3}} \sigma_r$, то гидратационные напряжения при всасывании

фильтрата раствора будут способствовать увеличению действующих напряжений до тех пор, пока увлажненная порода не перейдет в предельное состояние.

Высказанные положения хорошо подтверждаются опытными данными. Так, Паркером [183] было экспериментально установлено, что напряжения в глинистых породах за счет увлажнения превышали 70 МПа. Для того чтобы определить, насколько реальна эта величина в натурных условиях, им были поставлены специальные опыты в шахте, в которых порода могла при всасывании воды хотя и ограниченно, но деформироваться в сторону выработки. При этом, согласно показаниям фотоупругих датчиков, в породе наблюдались напряжения сжатия. Однако после достижения 1,4–3,5 МПа они снижались до нуля вследствие разрушения породы, и цикл повторялся.

Изменяя физико-химическую природу и плотность бурового раствора, можно направленно влиять на проявления горного давления, как в стенках, так и на забое скважины, а также в продуктивном пласте. Поэтому буровой раствор следует рассматривать как важнейший фактор управления напряженно-деформированным состоянием горного массива в пристволенной зоне.

2.3 Прогноз смещения стенок скважины

Как уже отмечалось, напряженно-деформированное состояние горных пород как в нетронутом массиве, так и около скважины формируется под воздействием многих факторов, часть из которых пока не поддается количественной оценке. В связи с этим излагаемые ниже аналитические исследования выполнены с рядом упрощающих допущений.

2.3.1 Расчетная схема

В основу расчетной схемы положены разработанная авторами гипотеза о проявлении горного давления в скважине и результаты экспериментальных исследований длительного деформирования пород.

В соответствии с рисунком 2.2 принято, что при вскрытии горного массива вокруг скважины образуются три области: предельная или неуп-

ругих деформаций I, упругих деформаций II и зона III, напряжения в которой соответствуют напряжениям нетронутого массива. Предполагается, что между этими областями существует силовая связь. Горные породы аппроксимируются вязкопластичной средой. Распределение напряжений в нетронутом горном массиве принимается по формулам (2.1). Однако допускается, что после его вскрытия зона III деформируется в предельное состояние – не релаксирует в течение срока бурения скважины. Процесс деформирования пород описывается уравнением состояния, соответствующим реологической модели Бингама – Шведова.

Скважина представляется как полый цилиндр, нагруженный горным давлением и внутренним давлением столба бурового раствора. Состояние деформирования принято плоским, а условие текучести – по теории формоизменения Губера – Мизеса – Генки.

Породы в первой области находятся в состоянии квазипластического течения и стремятся переместиться в ствол скважины. Когда превалирует процесс хрупкого разрушения, это приводит к кавернообразованию, в случае более выраженного вязкопластического течения – к сужению ствола. В обоих случаях интенсивность смещения стенок скважины зависит главным образом от размеров предельной области и скорости ее образования.

Физико-химическое действие бурового раствора на напряженно-деформированное состояние горного массива в окрестности скважины учитывается опосредованно через его влияние на реологические свойства породы.

2.3.2 Определение размеров предельной области

С учетом принятых допущений при условии симметричного распределения напряжений относительно центра скважины эта задача сводится к осесимметричной плоской задаче.

Распределение напряжений в предельной области, занимающей кольцо $a \leq r \leq R$, определяется дифференциальным уравнением равновесия

$$\frac{d\sigma_r}{dr} + \frac{\sigma_r - \sigma_\theta}{r} = 0 \quad (2.26)$$

и принятым условием текучести.

Используя условие текучести Губера – Мизеса – Генки путем интегрирования уравнения (2.26) и определения произвольной постоянной из условия $\sigma_r = p_r$ на стенке скважины, т.е. при $r = a$, получим следующее распределение напряжений около скважины после перехода пород в предельное состояние:

$$\left. \begin{aligned} \sigma_r &= p_p + \frac{2}{\sqrt{3}} \sigma_\tau \ln \frac{r}{a}; \\ \sigma_\theta &= p_p + \frac{2}{\sqrt{3}} \sigma_\tau \left(1 + \ln \frac{r}{a} \right); \\ \sigma_z &= p_p + \frac{1}{\sqrt{3}} \sigma_\tau \left(1 + 2 \ln \frac{r}{a} \right). \end{aligned} \right\} \quad (2.27)$$

По условию сплошности среды напряжения при переходе через границы предельной и упругой областей изменяются непрерывно. На этом основании, учитывая, что при $r = R$, $\sigma_r = p_c$, из (2.27) имеем

$$R = 0,61 a \exp \frac{p_1 - p_p}{1,15 \sigma_\tau}. \quad (2.28)$$

Аппроксимируя горные породы сыпучей средой со сцеплением и применяя для описания предельного состояния условие Мора, Д. В. Даныш, Е. Г. Леонов и Б. С. Филатов [32] подобным же путем получили выражение для радиуса предельной области в виде

$$R = a \left[\frac{(p_1 - \sigma_0)(1 - k)}{p_p - \sigma_0} \right]^{1/k}, \quad (2.29)$$

где $k = \sin \varphi$.

Из приведенных зависимостей видно, что радиус предельной области зависит от начального радиуса скважины, горного давления, давления столба бурового раствора и механических свойств породы.

Формулы (2.28) и (2.29) позволяют вычислить конечные значения радиуса предельной области. В реальных же условиях она развивается во времени с различной скоростью в зависимости от действующих напряжений и прочностей горных пород. Так, по наблюдениям А. Лаббаса скорость развития предельной области в шахтах средней глубины изменяется от нескольких миллиметров в сутки в твердых породах до нескольких сантиметров – в мягких.

К. Хефер [179, 180] на основании натурных исследований определил, что в штреке диаметром 3 м, пройденном в отложениях каменной соли на глубине 1000 м, предельная область через 100 сут была равна 0,8 м, а через 1000 сут примерно 4 м, т.е. по мере увеличения радиуса предельной области скорость ее развития уменьшалась. Это хорошо согласуется с изложенными выше положениями о механизме проявления горного давления в буровой скважине. Таким образом, радиус предель-

ной области является затухающей функцией времени. Для каждого момента времени его значение можно рассчитать по формулам

$$R_t = a + a \left(0,61 \exp \frac{p_t - p_p}{1,15 \sigma} - 1 \right) \left[1 - \exp \left(- \frac{1}{t_c} \right) \right]; \quad (2.30)$$

$$R_t = a + a \left\{ \left[\frac{(p_1 - \sigma)(1 - k)}{p_p - \sigma_0} \right]^{1-k} - 1 \right\} \left[1 - \exp \left(- \frac{1}{t_0} t \right) \right], \quad (2.31)$$

где t_0 – время релаксации напряжений.

График зависимости (2.30) приведен на рисунке 2.3. Расчеты выполнены при следующих исходных данных: $a = 0,1$ м; $R = 10$ м; $t_0 = 10$ сут.

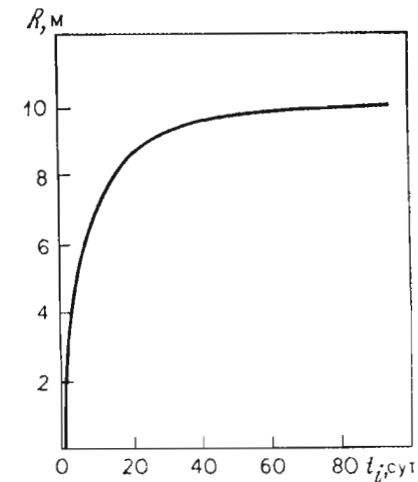


Рисунок 2.3 – Изменение радиуса предельной области во времени согласно формуле (2.30)

В соответствии с рисунком 2.3 развитие предельной области условно можно разделить на два этапа. Первый этап, продолжающийся около 30 сут после вскрытия породной толщи, характеризуется относительно высокой скоростью образования предельной области. На втором этапе, примерно в течение 60 сут, скорость ее образования плавно снижается практически до нуля.

2.3.3 Расчет скорости сужения ствола при аппроксимации горных пород несжимаемой вязкопластической средой

Знание интенсивности смещения стенок скважины необходимо для правильного планирования различных технологических операций (спуск обсадных колонн, проведения электрометрических исследований, пенетрации продуктивных пластов в открытом стволе и др.), расчета обсадных труб, плотности бурового раствора и времени безопасного ведения работ, разработки мероприятий по предупреждению нарушений обсадных колонн горным давлением и управлению процессом кавернообразования.

Задача определения скорости сужения стенок вертикальной горной выработки при аппроксимации пород сыпучей средой со сцеплением была впервые решена Хирамацу и Ока.

Эта же задача нами решена с допущением, что пласт представлен несжимаемой вязкопластичной средой.

В основу положена изложенная выше расчетная схема, в соответствии с которой, согласно известному положению о пропорциональности компонент деформации соответствующим компонентам девиатора напряжений, принимается, что для радиального направления

$$\frac{\partial \epsilon_r}{\partial t} = \frac{1}{\eta_0} \left[\sigma_r - \frac{1}{2} (\sigma_\theta + \sigma_z) \right]. \quad (2.32)$$

Компонента деформации ϵ_r в уравнении (2.32) при радиальном перемещении стенок скважины и выражается в виде $\epsilon = du/dr$, на основании чего будем иметь

$$\frac{\partial \epsilon_r}{\partial t} = \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{\partial u}{\partial r} \right) = \frac{\partial}{\partial r} \left(\frac{\partial u}{\partial t} \right). \quad (2.33)$$

Интегрируя уравнение (2.32) с учетом выражений (2.28) и (2.33), получаем

$$\frac{\partial u}{\partial t} = -\frac{\sqrt{3}}{2} \frac{\sigma_1}{\eta_0} r + A. \quad (2.34)$$

Для исключения постоянной интегрирования A принимаем, что

$$\frac{\partial u}{\partial t} = \left(\frac{\partial u}{\partial t} \right)_a \text{ при } r = a \text{ и } \frac{\partial u}{\partial t} = \left(\frac{\partial u}{\partial t} \right)_R \text{ при } r = R.$$

После подстановки в (2.34) найдем

$$\left(\frac{\partial u}{\partial t} \right)_a - \left(\frac{\partial u}{\partial t} \right)_R = \frac{\sqrt{3}}{2} \frac{\sigma_1}{\eta_0} (R - a). \quad (2.35)$$

С учетом того, что $\left(\frac{\partial u}{\partial t} \right)_a \gg \left(\frac{\partial u}{\partial t} \right)_R$ и, заменив $\left(\frac{\partial u}{\partial t} \right)_a$ на v , получим следующую формулу для расчета скорости сужения ствола скважины:

$$v = \frac{\sqrt{3}}{2} \frac{\sigma_1}{\eta_0} (R - a). \quad (2.36)$$

После подстановки в (2.36) значения радиуса R из (2.28) окончательная формула для приближенных расчетов скорости сужения стенок скважин примет вид:

$$v = \frac{\sqrt{3}}{2} \frac{\sigma_1}{\eta_0} a \left(0,61 \exp \frac{p_1 - p_p}{1,15 \sigma_1} - 1 \right). \quad (2.37)$$

При описании предельного состояния породы прямолинейной огибающей кругов формула (2.37) для определения скорости сужения ствола принимает вид

$$v = \frac{1}{\eta_{\text{ли}}} \frac{k}{1+k} a^{1+k} (p_p - \sigma_p) \left(R^{1-k} - a^{1-k} \right), \quad (2.38)$$

в которой радиус предельной области определяется выражением (2.29).

Проведенные специальные исследования показали, что при расчетах по формуле (2.37) получаются результаты, хорошо согласующиеся с натурными наблюдениями за смещениями стенок скважин в солевых и увлажненных глинистых толщах.

2.3.4 Расчет скорости сужения ствола при аппроксимации горных пород сжимаемой вязкопластической средой

Задача определения скорости сужения ствола с учетом сжимаемости решена В. М. Триадским и Е. Г. Леоновым [150]. На основании выполненных ими исследований, процесс сужения ствола рассматривается как нестационарный, затухающий, обусловленный сжимаемостью вязкопластической породы. Для описания радиального течения вязкопластической среды приняты уравнения

$$\left. \begin{aligned} v &= 0, & \frac{\partial p}{\partial r} < \frac{\tau_0}{h}; \\ v &= -\frac{h^2}{3\mu} \left(\frac{\partial p}{\partial r} - \frac{\tau_0}{h} \right), & \frac{\partial p}{\partial r} \geq \frac{\tau_0}{h}, \end{aligned} \right\} \quad (2.39)$$

где v – средняя по мощности пласта скорость; p – давление; $2h$ – мощность пласта; μ – динамическая вязкость.

В случае нестационарного притока упругой вязкопластической породы к скважине давление удовлетворяет уравнению

$$\frac{\partial p}{\partial t} = \frac{N}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left[r \left(\frac{\partial p}{\partial r} - \frac{\tau_0}{h} \right) \right], \quad (2.40)$$

где $N = h^2/3\mu\beta_0$; β_0 – коэффициент упругого сжатия породы; t – время.

Из постановки задачи в начальный момент времени ($t = 0$) порода находится в покое и давление в пласте постоянно, т.е. $p(r, 0) = p_0$. После вскрытия пласта давление на контуре скважины ($r = r_c$) постоянно в течение всего времени протекания процесса и равно давлению столба жидкости в скважине, т.е.

$$p(r_c, t) = p_c. \quad (2.41)$$

На некоторой подвижной границе радиуса $R = R(t)$, разделяющей в каждый момент процесса движения весь пласт на невозмущенную и возмущенную области, имеют место условия:

$$p(R, t) = p_0; \quad (2.42)$$

$$\left. \frac{\partial p}{\partial r} \right|_{r=R} = \frac{\tau_0}{h}. \quad (2.43)$$

Приближенное решение сформулированной краевой задачи найдено методом интегральных соотношений. Распределение давления в пласте

$$p(r, t) = h_0(t) + h_1(t) \ln \frac{r}{R} + h_2(t) \frac{r}{R} + \frac{\tau_0}{h} (r - R), \quad (2.44)$$

где $h_0(t)$, $h_1(t)$, $h_2(t)$ – коэффициенты, зависящие от времени.

Уравнение (2.40) с учетом краевых условий (2.41) – (2.43), (2.44)

$$p(r, t) = p_0 - \frac{\tau_0}{h} (R - r) - \frac{\tau_0}{h} (R_0 - R) \frac{\ln \frac{r}{R} + 1 - \frac{r}{R}}{\ln \frac{r_c}{R} + 1 - \frac{r_c}{R}}, \quad (2.45)$$

где

$$R_0 = r_c + \frac{p_0 - p_c}{\tau_0/h} \quad (2.46)$$

определяется из дифференциального уравнения

$$d\eta = \left[2(\xi + 1) + \frac{2\ln \xi - \xi^2 + 1}{\xi \ln \xi - \xi + 1} + \frac{6\xi^3 \ln \xi - r_c^3 \xi^3 + 6\xi^2 + 3\xi - 2}{(\lambda - \xi)(\xi - 1)} \right] d\xi \quad (2.47)$$

с начальным условием $\eta = 0$ при $\xi = 1$. Здесь $\xi \rightarrow \lambda$, когда $n \rightarrow \infty$, $\xi = R/r_c$,

$\eta = 12 \frac{N}{r_c^2} t$, безразмерные переменные; $\lambda = R_0/r_c$ – безразмерный параметр.

Авторами правильно подмечено, что выдавливание пород в ствол скважин, пробуриваемых через возмущенную область ранее построенной скважины, происходит менее интенсивно. Уменьшение скорости сужения стенок они связывают с тем, что упругое сжатие пород уменьшается вследствие реализации сил сжимаемости при проводке предыдущей скважины.

Уравнение (2.47) решалось на ЭВМ во всем диапазоне встречающихся на практике условий. Значения параметра λ изменялись от 10 до 10^3 . Расчет производится также для $\lambda = \infty$ (при $\tau_0 = 0$). Значения ξ изменялись в диапазоне от 1 до 10^3 для значений λ от 10 до 10^3 и от 1 до 10^4 для $\lambda = \infty$. По результатам численного анализа решений уравнения (2.47) на рисунке 2.4 построены графики $\xi(\eta, \lambda)$.

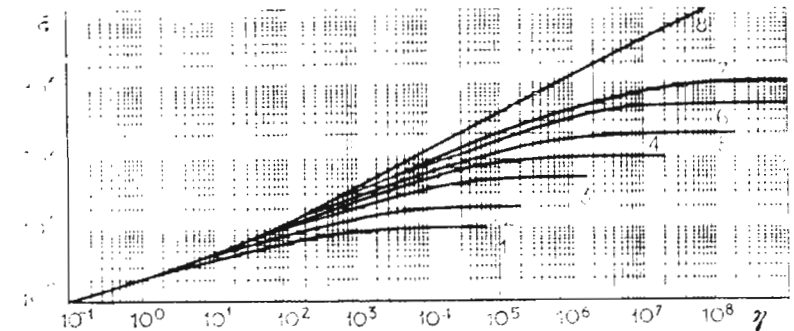


Рисунок 2.4 – Зависимость ξ от η при λ :

1 – 10; 2 – 20; 3 – 50; 4 – 100; 5 – 200; 6 – 500; 7 – 1000; 8 – ∞
(при $\tau = 0$)

Для значений λ от 10 до 10^3 подобрана аппроксимирующая функция с погрешностью менее 5%

$$\xi(\eta, \lambda) = 0.2^\eta + \lambda \left[1 - \exp\left(-\frac{\eta^{0.4}}{\alpha(\lambda)}\right) \right], \quad (2.48)$$

где α – функция параметра λ . На рисунке 2.5 представлены значения этой функции.

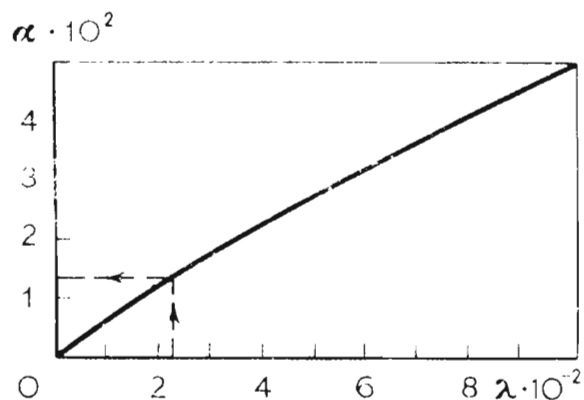


Рисунок 2.5 – Зависимость α от λ

Продифференцировав (2.45) по r , заменив R на ξr_c и подставив значение производной при $r = r_c$ в уравнение (2.39), авторы получили формулу для расчета скорости сужения ствола скважины в вязкопластических сжимаемых породах:

$$v_{R=r_c} = \frac{h\tau_0}{3\mu} (\lambda - \xi) \frac{\xi - 1}{\xi - 1 - \xi \ln \xi}. \quad (2.49)$$

Таким образом, зная реологические свойства породы μ , τ_0 , коэффициент упругого сжатия β_0 , геометрические размеры r_c , h , перепад давления $p_0 - p_c$, радиус R_0 , безразмерный параметр $\lambda = R_0/r_c$ и коэффициент пьезопроводности $\aleph = \frac{h^2}{3\mu\beta_0}$, по графику (рисунок 2.5) находят параметр $\alpha(\lambda)$ и по

формуле (2.48) текущий радиус возмущения $\xi(\eta, \lambda)$. С учетом соотношения

$$\eta = 12 \frac{\aleph}{r_c^2} t \quad \text{из выражения (2.49) находят искомую скорость сужения ствола}$$

скважины $v_{r=r_c} = v(t)$.

Несомненно, что модель, учитывающая сжимаемость горных пород, ближе к натуре. Но здесь нужно считаться и с тем обстоятельством, что чрезмерная «перегрузка» математической модели вводом дополнительных условий может привести к неоправданному усложнению расчетных уравнений. При инженерных оценках напряженно-деформированного состояния горного массива следует отдавать предпочтение простым зависимостям, которыми можно пользоваться при минимальном количестве констант, характеризующих горные породы.

2.4 Сопоставление результатов теоретических исследований с промысловыми наблюдениями

Реальность основных положений выдвинутой авторами гипотезы о проявлениях горного давления в скважине и полученных решений по их прогнозу была проверена постановкой специальных исследований с использованием промысловых данных о развитии каверн и сужений стволов в солевых и глинистых толщах Белоруссии, Казахстана и Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции. С учетом имеющихся данных по реологическим свойствам пород в расчетах использованы формулы (2.30 и 2.31).

Кавернообразование – одно из следствий образования предельной области. Поэтому закономерности этих процессов должны быть общими и все факторы, от которых зависят размеры и интенсивность образования предельной области, – определяющими также и для размеров каверн и скорости кавернообразования.

Для определения радиуса R_l предельной области в любой момент времени t при аппроксимации находящихся в ней пород вязкопластической и сыпучей со сцеплением средами использованы зависимости (2.30), (2.31) и исходные данные: $a = 0,269$ м, $\rho_n = 2,3 \cdot 10^3$ кг/м³, $\rho_p = 1,35 \cdot 10^3$ кг/м³ для соленосной толщи и $a = 0,214$ м, $\rho_n = 2,4 \cdot 10^3$ кг/м³, $\rho_p = 1,20 \cdot 10^3$ кг/м³ для глинистых отложений.

Графическим дифференцированием кривых $R_l(t)$ получили графики изменения во времени скорости образования предельной области $v_R(t)$, часть из которых представлена на рисунке 2.6.

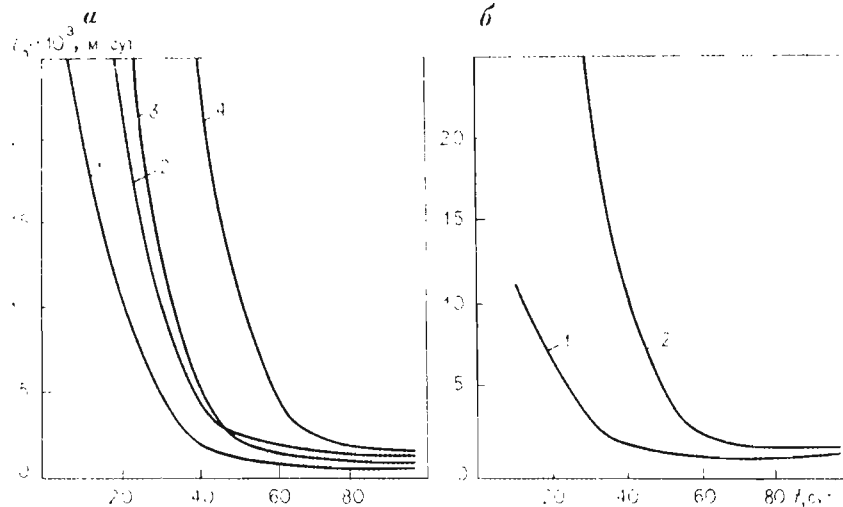


Рисунок 2.6 – Изменение скорости образования предельной области во времени:
 а – отложения каменной соли: 1 – $h=2400$ м, $\sigma_r=11,5$ МПа, $t_0=10$ сут;
 2 – $h=3700$ м, $\sigma_r=11,5$ МПа, $t_0=10$ сут; 3 – $h=2400$ м, $\sigma_r=7$ МПа, $t_0=10$ сут;
 4 – $h=3700$ м, $\sigma_r=7$ МПа, $t_0=10$ сут;
 б – глинистые породы: 1 – $h=4000$ м, $\phi=10^\circ$, $t_0=10$ сут;
 2 – $h=4000$ м, $\phi=5^\circ$, $t_0=10$ сут

По данным повторной кавернометрии в координатах скорость кавернообразования v_k – время t построили зависимости $v_k(t)$ для каменной соли (рисунок 2.7 «а») и глинистых пород (рисунок 2.7 «б»).

При бурении соленосных толщ в скв. 86 П-Кенкияк и 23 Ю-Вишанская применяли насыщенные NaCl глинистые растворы с параметрами $\rho=(1,32 \div 1,38) \times 10^3$ кг/м³, $T=30 \div 60$ с по СПВ-5, $B=10 \div 30$ см³/30 мин, $CHC_{110}=(1 \div 3)/(2 \div 5)$ Па, а глинистых отложений в скв. 3 Лаявожская, I и II Седьгинские – пресные глинистые растворы с параметрами $\rho_p=(1,8 \div 1,22) \times 10^3$ кг/м³, $T=35 \div 90$ с по СПВ-5, $B=4 \div 10$ см³/30 мин, $CHC_{110}=(5 \div 10)/(12 \div 25)$ Па.

О характере изменения сужений в пластичных глинах Припятской впадины можно судить по рисунку 2.8, на котором Σl_i – общая сумма прохождений бурильного инструмента мимо интервала пластических глин; ΣN_i – сумма прохождений, сопровождавшихся проработками.

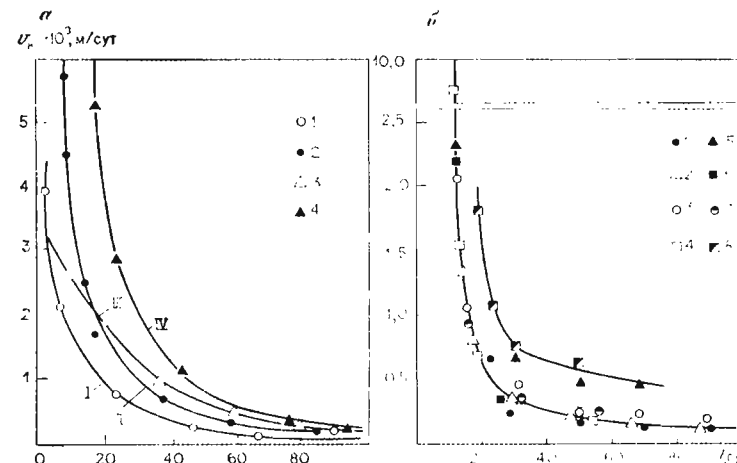


Рисунок 2.7 – Изменение скорости кавернообразования во времени:
 а – в отложениях каменной соли: I, II – скв. 88 П-Кенкияк Прикаспийской впадины, интервалы, м: 1 – 2480–3700, 2 – 640–2400; III, IV – скв. 23-я Вишанская Припятской впадины, интервалы, м: 3 – 2475–2623, 4 – 870–1340;
 б – в глинистых породах полиминерального состава Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции: скв. I Седьгинская, интервал, м: 4 – 2860–2935; скв. II Седьгинская, интервалы, м: 5 – 1158–1170, 6 – 1200–1225, 7 – 810–920, 8 – 670–800

Сопоставление рисунков 2.3 и 2.6–2.8 показывает качественную аналогию закономерностей образования предельной области сужения ствола и развития каверн, что является хорошим подтверждением выдвинутых положений. Как видно, эти процессы характеризуются относительно высокими начальными значениями скоростей, которые снижаются практически до нуля через 60–80 сут после вскрытия породы.

Интересно отметить, что наличие общего исходного фактора – образование предельной области – определяет практически одинаковый характер кавернообразования в таких различных по природе породах, как глина и каменная соль. Из этого следует, что растворение, играющее большую роль в процессе кавернообразования в соленосных отложениях, по мере насыщения бурового раствора солями утрачивает свое преобладающее значение.

Полученные результаты приводят к важному, в практическом отношении, заключению: кавернообразование и сужение можно уменьшить, воздействуя на

факторы, определяющие развитие предельной области, в частности в соответствии с зависимостями (2.30) и (2.31) путем снижения разупрочняющего действия на породы бурового раствора и перехода на бурение долотами меньшего диаметра. Так, применение инвертных эмульсионных растворов с водной фазой, насыщенной CaCl_2 на скв. 31 Ярейюская, 39 Лаявожская, 19 Вайневиская и 7 Василковская позволило практически полностью предупредить кавернообразование в глинистых отложениях. Бурение глинистой толщи в интервале 450–1800 м на площади Ярейю долотами диаметром 0,190 и 0,214 м вместо 0,269 и 0,394 м привело к уменьшению коэффициента кавернообразования ствола от 1,3–1,5 до 1,0–1,1.

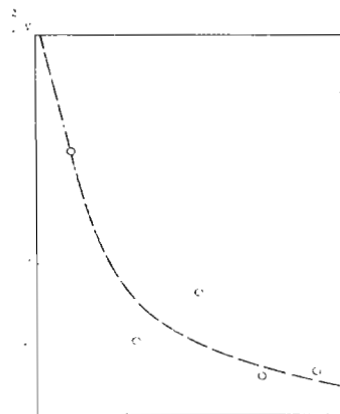


Рисунок 2.8 – Изменение интенсивности проработок в пластичных глинах ливенского горизонта Речицкой площади Припятской впадины во времени при постоянной плотности раствора

Из формул (2.30) и (2.31) также следует, что развитие предельной области можно ослабить или даже исключить повышением плотности бурового раствора. Действительно, при наличии на стенках скважины непроницаемой пленки давление раствора должно способствовать сохранению устойчивости ствола за счет снижения концентрации действующих напряжений. Однако если такая пленка не сформирована, что более отвечает реальным условиям, то в случае водных растворов это давление может интенсифицировать процесс увлажнения и, следовательно, разупрочнение пород. Кроме того, с увеличением плотности раствора связан ряд отрицательных явлений: ухудшение буримости пород,

увеличение гидродинамических воздействий на стенки скважины и др. Поэтому применять утяжеление в качестве средства борьбы с кавернообразованием рекомендуется в исключительных случаях с учетом конкретной обстановки.

Выявленные закономерности позволяют целенаправленно использовать кавернообразование в мощных толщах солевых и глинистых пород при бурении «осережающим» стволом, уменьшать интенсивность или полностью предупредить сужение ствола путем отбора породы из предельной области.

Достоверность прогноза развития предельной области и связанных с ним смещений стенок скважины зависит от степени приближения к реальным условиям при выборе среды для аппроксимирования горных пород в пристволенной зоне.

Последнее наглядно иллюстрируется графиками $v(h)$, приведенными на рисунке 2.9. Для их построения использованы следующие исходные данные: $\rho = 2,3 \times 10^3 \text{ кг/м}^3$, $\rho_p = 1,2 \times 10^3 \text{ кг/м}^3$, $\sigma_p = 0,5 \text{ МПа}$, $\sigma_1 = 11 \text{ МПа}$, $\eta_{\text{ш}} = 1,5 \times 10^8 \text{ МПа}\cdot\text{с}$, $\eta_{\text{ш}} = \frac{1}{3} \eta_{\text{ш}}$, $\phi = 10^\circ$, $a = 0,1 \text{ м}$.

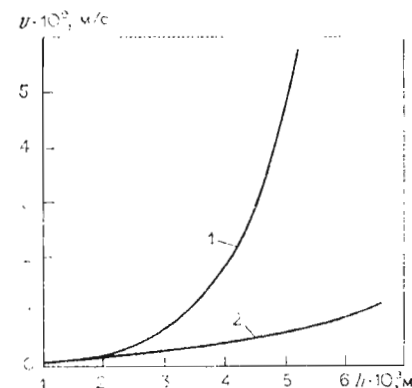


Рисунок 2.9 – Зависимость скорости сужения стенок ствола скважины от глубины при аппроксимации горных пород вязкопластической средой (кривая 1, формула (2.37)) и сыпучей средой со сцеплением (кривая 2, формула (2.38))

Сопоставление с лабораторными и промышленными данными показывает, что формула (2.37) с аппроксимированием горного массива, сложенного соляными и увлажненными глинистыми породами, вязкопластической средой более чем (2.38) соответствует реальным условиям.

Важнейшее значение имеют также методы определения реологических свойств горных пород, используемых в расчетных зависимостях.

ГЛАВА 3

РЕОЛОГИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА ГОРНЫХ ПОРОД И МЕТОДЫ ИХ ОПРЕДЕЛЕНИЯ

3.1. Общие сведения

Реологическими свойствами принято называть такие свойства реальных тел, которые характеризуют их способность деформироваться во времени в зависимости от напряжений. Выявлением закономерностей образования и развития во времени деформаций любых твердых, жидких, газообразных веществ занимается реология – наука о течении. Методы реологии широко используются в различных отраслях промышленности, в том числе занимающихся сооружением подземных горных выработок, в частности буровых скважин.

Исследования реологических свойств горных пород применительно к задачам глубокого бурения начаты сравнительно недавно. Их постановка была связана с необходимостью понимания процессов около скважины и разработкой надежных инженерных методов прогнозирования, предупреждения и ликвидации осложнений, обусловленных проявлениями горного давления.

Горные породы относятся к твердым телам. Поэтому при изучении их реологических свойств естественно использовать методики и результаты фундаментальной реологии.

Реологические свойства реальных тел являются определяющими параметрами реологических уравнений. М. Рейнер делит их на две группы: существенные и технологические.

Первая группа свойств подразделяется на фундаментальные и сложные. Фундаментальные свойства – упругость, пластичность, вязкость, ползучесть и прочность. Сложные свойства проявляются как комбинации фундаментальных свойств материала, а технологические – при его технологической обработке.

Горные породы обладают всеми реологическими свойствами. Правда, в зависимости от характера (условий) нагружения одни свойства могут проявляться в полной мере, другие – частично или вовсе не проявляться.

Так, при определенном напряжении в породе возникают только упругие деформации, исчезающие только после снятия нагрузки. При более высоких напряжениях та же порода может проявлять свойства вязкого и пластического течения, ползучести.

Вязкое течение происходит под действием любых, сколь угодно малых сил. При снятии нагрузки скорость вязкого течения становится равной нулю.

Пластическое же течение возникает только в тех случаях, когда на тело действуют напряжения, превышающие некоторый предел, называемый пределом текучести.

Ползучесть – одно из важнейших реологических свойств горных пород, связанное с процессом их деформирования во времени. Деформацию ползучести можно рассматривать как пластическую, но в отличие от последней нарастающую во времени под действием любых, даже меньших предела текучести, напряжений. К упругим деформациям относятся деформации, полностью исчезающие после снятия нагрузки. Их существование обязательно связано с наличием напряжений, противодействующих молекулярным силам притяжения и отталкивания частиц вещества.

Деформации пластичности, вязкости и ползучести также обусловлены напряжениями. Но в отличие от упругих они не исчезают после снятия нагрузки. Такие остаточные деформации существуют и без напряжений.

Степень и интенсивность проявления тех или иных реологических свойств твердого тела зависят от различных факторов. Наиболее важные из них можно разделить на четыре основные группы: зависящие от материала (структура, текстура, минералого-петрографический состав, крупность зерен, состав и свойства цемента, вид структурных связей); определяемые геометрическими размерами и другими особенностями испытываемых образцов (абсолютные размеры, форма, условия на контактах); зависящие от внешней среды (влажность, температура); зависящие от характера механического нагружения (кратковременное, длительное, сжатие, растяжение, изгиб и т.д.).

Следовательно, реологические свойства горных пород нельзя считать какими-то установившимися «константами». Эти «константы» должны быть обязательно увязаны с условиями их определения.

3.2 Характеристика структурных связей в горных породах

Реологические свойства горных пород во многом обусловлены их внутрикристаллическими и структурными связями. В кристаллической решетке составляющих их минералов могут существовать ионные, ковалентные, металлические, водородные и молекулярные (остаточные) связи. При различной электроотрицательности (способность захватывать электроны) атомов минерала валентные электроны от атома с меньшим отрицательным зарядом переходят к атому с большим отрицательным зарядом. В результате

образуются два противоположно заряженные иона с ионной связью. Энергия ионной связи тем выше, чем больше разница в электроотрицательности взаимодействующих ионов. Ионный тип связи характерен для простых солей (галониды, сульфаты, карбонаты).

В случае, когда взаимодействующие атомы имеют близкие или одинаковые значения электроотрицательности, связь между ними может осуществляться вследствие совместного «пользования» парой электронов. Электроны с орбиты одного из атомов переходят на совместную орбиту двух атомов; образуемая таким образом связь атомов носит название ковалентной. Эта связь является насыщаемой и направленной, поскольку число электронов, необходимых для ее образования, у каждого атома ограничено. Ковалентная связь преобладает в минералах класса первичных силикатов.

В металлах электроны могут легко покидать орбиты своих атомов и свободно передвигаться между ионами, подчиняясь газовым законам. Образующиеся при этом связи называются металлическими.

Для водородосодержащих соединений (вода, лед, кристаллогидраты) характерна водородная связь; при этом атом водорода, находящийся между двумя атомами и ковалентно присоединенный к одному из них, может одновременно взаимодействовать с другим атомом.

Небольшой атомный радиус и отсутствие у водорода внутренних слоев электронов позволяют ему близко подходить к соседнему атому и образовывать с ним сильную связь, обусловленную электростатическим притяжением. Таков механизм возникновения водородной связи. Эта связь может возникать при взаимодействии с водородом лишь наиболее электроотрицательных элементов, таких как фтор, кислород, азот и реже хлор.

Когда вещество состоит из нейтральных молекул, то между ними может возникать так называемая остаточная, или молекулярная связь, обусловленная поляризацией взаимодействующих молекул.

Рассмотренные связи имеют различную энергию: наиболее прочная из них – ионная, наименее прочная – молекулярная.

Вид связи	Ионная	Ковалентная	Металлическая	Водородная	Остаточная (молекулярная)
Энергия связи, кДж/моль	314–1256	209–1256	209–837	4,2–420	0,42–12,6

Минералов с предельно выраженным одним типом связи очень мало. В большинстве из них одновременно имеются два, три и даже четыре типа связи. К минералам с несколькими типами связи без четко выраженного пре-

обладания какой-либо одной из них относятся, например, глинистые минералы. Наиболее слабый молекулярный тип всегда присутствует при любом сочетании более сильных типов связи.

Прочность отдельных минеральных зерен или кристаллов, определяемая химическими связями, может достигать значений, измеряемых десятками и сотнями мегапаскалей. Прочность горных пород в большинстве случаев оказывается значительно ниже и у некоторых дисперсных несцементированных пород она может быть близкой к нулю. Это происходит потому, что прочность пород определяется не только химическими связями в минералах, но и связью отдельных обломков и минеральных зерен между собой. Связи, образующиеся между отдельными минеральными частицами и обломками, составляющими породу, называются структурными. Они возникают в результате сложных физико-химических процессов, связанных с выкристаллизацией, старением и конденсацией содержащихся в породе соединений или с адсорбцией, пропиткой, миграцией и кристаллизацией каких-либо цементирующих веществ из окружающей среды.

Структурные связи формируются в породе в течение длительного периода. При этом первичные структурные связи под действием процессов уплотнения, выветривания, инфильтрации растворов и т.д. могут видоизменяться и преобразовываться во вторичные, что обуславливает постоянную изменчивость механических свойств породы. Как и связи в минералах, структурные связи в горных породах могут быть различной природы. Например, в породах магматических, метаморфических и некоторых осадочных широко развиты химические связи. В тонкодисперсных несцементированных породах связь между отдельными частицами обуславливается молекулярным и ионно-электростатическим взаимодействием. Этот тип связи называется водно-коллоидным. Кроме того, в таких породах могут возникать связи магнитного характера и связи, обусловленные действием поверхностных электрических зарядов, которые возникают на контакте минеральных частиц.

Химический тип структурной связи по своей природе близок к внутрикристаллическим связям минералов и наиболее прочен. Возникает он либо при непосредственном контакте минеральных зерен друг с другом, либо в случае заполнения пространства между ними прочным цементирующим материалом. Этот материал вследствие химических связей надежно скрепляется с наружными сетками цементируемых зерен. Прочность цементирующего вещества может не уступать прочности скрепляемых зерен породы, а в некоторых случаях даже превосходить ее. Поэтому такие породы могут разрушаться как по местам контактов минеральных зерен, так и по самим минеральным зернам.

Механизм возникновения химических структурных связей может быть различным. В магматических породах они появляются одновременно с обра-

зованием минеральных зерен, т.е. в процессе кристаллизации и затвердевания магмы, у метаморфических – в период перекристаллизации материнской породы, у осадочных – в результате инфильтрации растворов и выпадения из них солей при осаждении в поровом пространстве коллоидного кремнезема (или гидроксидов железа), его старения и кристаллизации на контактах зерен. Структурная химическая связь, как и внутрикристаллическая, осуществляется периферийными валентными электронами атомов, следовательно, по своей природе она также является электрической и может быть трех видов – ионной, ковалентной и металлической. Проявляется она на расстояниях $(0,5-3,5) \cdot 10^{-10}$ м между атомами и отличается высокой энергией, достигающей 1256 кДж/моль.

Химическая структурная связь характерна для магматических, метаморфических и сцементированных осадочных пород и обуславливает их высокую прочность, четко выраженные упругие свойства и слабую сжимаемость. При неупругом деформировании структурные связи в этих породах не восстанавливаются.

Молекулярная и молекулярно-ионно-электростатическая связи обусловлены ван-дер-ваальсовыми силами, под действием которых атомы, молекулы или микроскопические частицы породы могут взаимодействовать на расстояниях, когда еще нет перекрытия волновых функций. Значение этих сил возрастает по мере увеличения удельной поверхности породы. По своей энергии они значительно уступают химическим связям, но в отличие от последних являются дальнедействующими. Они могут действовать на расстояниях до нескольких десятков микрометров. Оптимальные условия для проявления этих сил имеются в сильно уплотненных, высушенных тонкодисперсных породах. Именно поэтому глинистые породы имеют максимальную прочность в сухом состоянии.

Однако большинство дисперсных горных пород в реальных условиях всегда содержат то или иное количество воды. Структурные связи в таких породах сложные. Здесь наряду с ван-дер-ваальсовыми силами притяжения могут действовать противоположно направленные силы гидратных оболочек. Кроме того, в связи с возникновением электрического заряда у микрочастиц породы и образования вокруг них диффузного слоя ионов могут проявляться силы взаимодействия ионно-электростатического характера. Поэтому для влажных тонкодисперсных горных пород более характерны молекулярно-ионно-электрические структурные связи. Взаимодействие между частицами в таких породах определяется и молекулярными силами притяжения и ионно-электростатическими силами отталкивания.

В зависимости от минералогического и солевого составов этих пород, их возраста, степени метаморфизма, условий образования и залегания структурные связи между частицами в них могут проявляться по-разному. В одних случаях эти связи будут достаточно прочными и слабо разрушающимися при увлажнении, а в других – менее прочными, сильно ослабевающими

или полностью разрушающимися в результате гидратации. В первом случае молекулярные структурные связи будут приводить к образованию прочных микроагрегатов и характерной изоструктуры дисперсных пород, во втором же – к образованию неустойчивых микроагрегатов и мезоструктуры.

В зависимости от того, каким образом проявляют себя молекулярные и молекулярно-ионно-электростатические связи (а характер их проявления сказывается прежде всего в степени агрегации первичных частиц), среди дисперсных пород выделяют несколько структур – стабилизационную, коагуляционную и пластифицированно-коагуляционную. Если в дисперсных породах, кроме молекулярных и молекулярно-ионно-электростатических связей, существенную роль играют связи химические, то тип структуры относится к смешанному коагуляционно-кристаллизационному.

Стабилизационная структура возникает у высокодисперсных пород в случае, когда на поверхности минеральных частиц есть активные гидрофильные стабилизаторы, препятствующие сцеплению (коагуляции) частиц породы под воздействием сил молекулярного притяжения. Подобными стабилизаторами могут быть двойной электрический слой частиц, одновалентные обменные катионы, повышающие диффузность ионного слоя, а также гидрофильные защитные пленки из органического вещества.

Стабилизационные структуры обычно встречаются у пород, которые образуются в щелочной среде и восстановительных условиях. В этих породах содержится, как правило, 1–2% органического вещества и 0,02–0,7% электролитов. Обменный комплекс представлен Na^+ (5–40% от емкости обмена) и Mg^{2+} (25–88%). Под влиянием процессов уплотнения и старения коллоидов в основном органического происхождения между частицами пород со стабилизационными структурами со временем возникает некоторая связность. Но при повторном контакте с водой частицы породы вновь гидратируются и прочность этих структурных связей самопроизвольно снижается.

Другая разновидность – коагуляционная структура, которая встречается в породах, содержащих до 1,5% электролитов. Здесь силы ионно-электростатического взаимодействия двойного электрического слоя частиц, которые препятствуют их сближению, уменьшаются. В результате происходит так называемая структурная коагуляция, при этом частицы сцепляются по отдельным наименее гидратированным участкам их поверхности; такие участки чаще всего соответствуют углам и ребрам частиц. Во всем объеме породы образуется сплошной пространственно-структурный рыхлый каркас, в порах которого удерживается большое количество иммобилизованного раствора. Эти структуры свойственны глинистым породам монтмориллонитового типа.

В условиях коагуляционного структурообразования образуется также и пластифицированно-коагуляционная структура. Однако в отличие от пре-

дыдущей эта структура образуется в присутствии пластифицирующих органических соединений (более 0,7%) и часто карбонатов кальция (до 50%) в восстановительных и переходных восстановительно-окислительных условиях. При этом концентрация электролитов колеблется в пределах от 4–10 до 0,3–0,8%. К породам с такой структурой относятся илы, глинистый мел, некоторые озерные глины и другие выветрелые разности глин.

Смешанные коагуляционно-кристаллизационные или коагуляционно-цементационные структурные связи отличаются значительно большей прочностью, хрупкостью и устойчивостью к действию воды (если исключить процесс растворения), чем рассмотренные выше структуры. Эта их особенность обусловлена наличием прочных химических связей, возникающих в местах контактов частиц породы при кристаллизации карбонатов, кремнезема, сульфатов и других соединений. Типичными представителями горных пород со структурными связями такого типа являются лёссы, мергели, мел, аргилитоподобные и сланцеватые глины, супеси и суглинки.

При определенных условиях в горных породах могут действовать связи магнитного характера. Магнитные эффекты в наибольшей степени проявляются в тонкодисперсных системах с наличием в них ферромагнетиков. Они встречаются на поверхности минералов в виде пленок толщиной до $(0,05–0,5) \cdot 10^{-6}$ м. Эти ферромагнитные пленки обладают жесткими магнитными моментами; вектор намагниченности пленки располагается в ее плоскости. Если магнитная пленка будет адсорбирована на базальной плоскости глинистой частицы, то последняя начинает реагировать на магнитное поле. При этом даже в условиях геомагнитного поля возможно возникновение коагуляционного эффекта (связь магнитного характера) между частицами.

Связь между частицами породы может осуществляться также зарядами, возникающими при их контакте вследствие контактной разности потенциалов. Знак и величина этих зарядов зависят от минералогического состава, размера частиц и наличия адсорбированных пленок на их поверхности. С ростом дисперсности породы заряд увеличивается, что объясняется ростом числа контактов между частицами. При увлажнении породы происходит быстрое «стекание» зарядов с поверхности частиц и обусловленная ими электростатическая связь, препятствующая разъединению частиц, исчезает.

3.3 Прочность горных пород

Процесс деформирования твердого тела ограничивается его прочностью. Прочность – это реологическое свойство твердого тела, характеризую-

щее способность его сопротивляться разрушению или неупругим деформациям, заканчивающимся во многих случаях также разрушением.

В основе проявления прочности лежит энергия, порождаемая при конденсации свободных молекул в жидкости, и энергия, порождаемая в процессе кристаллизации жидкости. Прочность материала и характер его деформации зависят как от особенностей соединения в нем атомных остатков, так и от способа воздействия на материал внешней нагрузки, приводящей к различным закономерностям развития и распределения в материале напряжений: к отталкивающим воздействиям атомных остатков при сжатии, проявлению сил их притяжения при растяжении, охрупчиванию при скоростном нагружении или сложным сочетаниям в объеме тех или иных взаимодействий, имеющих, например, при усталостной деформации, когда различную характеристику могли иметь амплитуда и частота.

От способа приложения нагрузки зависит способность атомных остатков смещаться относительно друг друга в касательном направлении или по нормали, что приводит к их отрыву.

Увеличение скорости приложения деформирующего усилия сдвигает процесс от вязкопластического характера деформации к хрупкому разрыву.

Экспериментальные исследования показывают, что фактическая прочность твердых тел оказывается на два-три порядка меньше теоретической, соответствующей идеальному молекулярному порядку. Это обусловлено наличием в них различных структурных образований типа зерен, микро- и макротрещин, пачек молекул и т.д. При этом, чем больше дефектность материала и отклонение структуры от идеального порядка, тем меньше его прочность.

Типы структурных образований определяют особенности деформирования и разрушения твердых тел, однако физические представления пока приносят механике скорее косвенную, чем прямую пользу. Поэтому наряду с исследованиями, направленными на выявление физической природы прочности, изучаются процессы деформирования и разрушения на феноменологическом уровне, причем второе направление в практическом приложении получило достаточно широкое развитие и подкреплено довольно обширным теоретическим и экспериментальным материалом.

В настоящее время не существует единой теории деформирования и разрушения, которая была бы пригодна для всех материалов. Высказываются сомнения (Ю. Н. Работнов), что такая теория вообще может быть создана. Вместе с тем разработано много частных теорий, которые более или менее полно описывают поведение некоторых классов материалов в конкретных условиях.

Основы теории деформирования и разрушения твердых тел заложены исследованиями Кулона, Сен-Венана, Мора и Гриффитса. В работах Кулона, Сен-Венана и Мора было положено начало теории предельного равновесия,

а в исследованиях Гриффитса – теории хрупкого разрушения. Доведенные многочисленными исследованиями до совершенства, эти теории, сопоставляющие фундамент современной механики разрушения, описывают различные процессы деформирования и разрушения, в той или иной мере присущие всем твердым телам.

Практическое значение этих теорий выходит далеко за рамки определения прочности и несущей способности конструкций. Их основные положения применяются во многих областях инженерной деятельности, в том числе и при оценках напряженно-деформированного состояния горных пород.

Прочность горной породы характеризуется напряжением, соответствующим максимальной разрушающей нагрузке, которую выдерживает образец при испытании. Горные породы могут потерять несущую способность вследствие вязкопластической деформации или хрупкого разрушения. Вязкопластичная деформация происходит в результате сдвига, разрушение же может происходить и путем отрыва.

В реальных условиях прочность, как и любая другая реологическая характеристика, может зависеть от следующих основных факторов: материала, формы и размеров тела, времени, способа приложения нагрузки, числа циклов нагружения, температуры, параметров, определяющих влияние внешней среды, скорости и предыстории деформирования.

Существует некоторая переходная зона изменения этих факторов, которая отделяет область вязкопластического разрушения от хрупкого.

Количественная оценка несущей способности горных пород для различных условий разрушения производится с помощью теорий прочности. Из разработанных к настоящему времени теорий прочности ни одна не может претендовать на полноту отражения всех факторов, влияющих на разрушение горной породы. Каждая из них учитывает лишь часть из этих факторов. Чаще всего предполагается, что тело разрушается, как только в некоторой его точке определенная комбинация параметров напряжения, деформаций, температуры и времени достигает критического значения.

В качестве критериальной величины в большинстве случаев используют наибольшее главное напряжение, наибольшее главное относительное удлинение, наибольшее касательное или октаэдрическое напряжение, удельную энергию формоизменения, полную удельную энергию деформации. Каждый критерий применим при вполне определенных условиях и для материала определенного класса. Поэтому правильное использование этих критериев существенно зависит от практического опыта исследователя.

Для оценки предельного состояния горных пород наиболее широко применяют теории Кулона – Мора, Надаи, Треска – Сен-Венана и Губера – Мизеса – Генки.

Согласно теории Кулона – Мора, горные породы разрушаются под воздействием касательных напряжений, а само разрушение носит характер сдвига по площадкам, на которых достигается предельное состояние. Напряженное состояние в точке Мор предложил оценивать построением круговой диаграммы напряжений. Для нескольких видов напряженного состояния (одно-, двух- и трехосного) определяются разрушающие напряжения, которые изображаются в виде кругов на совмещенной диаграмме. Все семейство кругов имеет общую огибающую.

$$\frac{\sigma_1 - \sigma_3}{2} = f\left(\frac{\sigma_1 + \sigma_3}{2}\right), \quad (3.1)$$

где σ_1, σ_3 – главные нормальные напряжения.

Огибающая кривая охватывает весь комплекс предельных механических состояний материала и носит название паспорта прочности. По теории Мора прочность материала определяется только минимальным и максимальным главными напряжениями. Среднее по величине главное напряжение влияния на нее не оказывает, что не согласуется с практикой. А. Надаи предложил теорию, в соответствии с которой $\tau_{\text{окт}} = f(\sigma_{\text{окт}})$, где

$$\sigma_{\text{окт}} = \frac{1}{3}(\sigma_1 + \sigma_2 + \sigma_3); \quad (3.2)$$

$$\tau_{\text{окт}} = \frac{1}{3}\sqrt{(\sigma_1 - \sigma_2)^2 + (\sigma_2 - \sigma_3)^2 + (\sigma_3 - \sigma_1)^2}, \quad (3.3)$$

т.е. учитывается влияние среднего главного напряжения σ_2 на прочность.

Предельное состояние горных пород, проявляющих в процессе деформации и разрушения пластические свойства, может быть охарактеризовано условиями пластичности Треска – Сен-Венана или Губера – Мизеса – Генки. На основании теории Треска – Сен-Венана материал переходит в пластическое состояние, когда наибольшее касательное напряжение достигает некоторого предельного значения. Согласно этому положению, в пластическом состоянии

$$\tau_{\text{max}} = (\sigma_1 - \sigma_3)/2 = \tau_T. \quad (3.4)$$

При сжатии или растяжении $\sigma_1 = \sigma$, $\sigma_3 = 0$ и $\tau_T = \sigma_T/2$. Поэтому для этого случая условие (3.4) приводится к виду

$$\sigma_1 - \sigma_3 = \sigma_T. \quad (3.5)$$

При опытной проверке условия пластичности Треска – Сен-Венана были обнаружены систематические отклонения. В частности оказалось, что $\tau_1 / \sigma_1 \neq 0,5$, а колеблется от 0,55 до 0,60. Было также установлено, что среднее главное напряжение, не учитываемое условиями (3.4) и (3.5), влияет на условие пластичности. Кроме того, аналитическая формулировка Треска – Сен-Венана часто не позволяет заранее определить, какое из главных напряжений наибольшее, а какое наименьшее, что затрудняет практическое использование этого условия.

В связи с этим Губер и независимо от него Мизес, а позднее Генки предложили в качестве условия пластичности принять достижение октаэдрическим касательным напряжением некоторого предельного значения k_n . Согласно этому положению, в пластическом состоянии

$$\tau_{\text{окт}} = \frac{1}{3} \sqrt{(\sigma_1 - \sigma_2)^2 + (\sigma_2 - \sigma_3)^2 + (\sigma_3 - \sigma_1)^2} = k_n. \quad (3.6)$$

При сжатии или растяжении, когда $\sigma_1 = \sigma_r$, $\sigma_1 - \sigma_3 = 0$, выражение (3.6) примет вид:

$$\tau_{\text{окт}} = \frac{\sqrt{2}}{3} \sigma_r = k_n. \quad (3.7)$$

На основании (3.7) условие пластичности Губера – Мизеса – Генки запишется в следующей форме:

$$(\sigma_1 - \sigma_2)^2 + (\sigma_2 - \sigma_3)^2 + (\sigma_3 - \sigma_1)^2 = 2\sigma_r^2. \quad (3.8)$$

В случае чистого сдвига: $\sigma_1 = \sigma_r$, $\sigma_2 = 0$, $\sigma_3 = -\sigma_r$, следовательно,

$$\tau_r = \sigma_r / \sqrt{3} \approx 0,557 \sigma_r. \quad (3.9)$$

В. В. Ржевский и Г. Я. Новик показали, что оценка предельного состояния горных пород по условию (3.8) достаточно хорошо согласуется с опытом. Следует отметить, что величины нормальных σ и касательных τ напряжений, приводящие к разрушению горной породы, зависят от времени действия нагрузки. Это обстоятельство следует учитывать путем определения длительной прочности породы.

По И. Л. Черняку, Н. И. Бурчакову и В. К. Шехурдину для горных пород выявлена закономерность, согласно которой прослеживается связь между логарифмом длительности действия разрушающих напряжений $\ln t$ и

длительной прочностью P . В системе координат прочность – логарифм длительности действия напряжений эта зависимость описывается отрезком прямой линии (рисунок 3.1), ограниченной двумя точками, соответствующими максимальной (мгновенной) $P_{\text{мгн}}$ и минимальной P_0 прочностям.

Величину $P_{\text{мгн}}$ трудно измерить, так как она соответствует очень короткому периоду действия напряжений. Минимальную прочность P_0 также практически невозможно измерить (определить) из-за того, что она соответствует времени действия напряжений в течение геологических эпох, измеряемых миллионами лет. В связи с этим, чтобы облегчить построение прямой линии, вместо $P_{\text{мгн}}$ на графике $P_t(\ln t)$ принимают другую точку P_1 с временем $t_1 = 1$ с, логарифм которого равен нулю. Прочность P_1 , соответствующая этому времени, называется условно-мгновенной. Вторая точка с временем t_2 принимается при экспериментальном определении прочности P_2 .

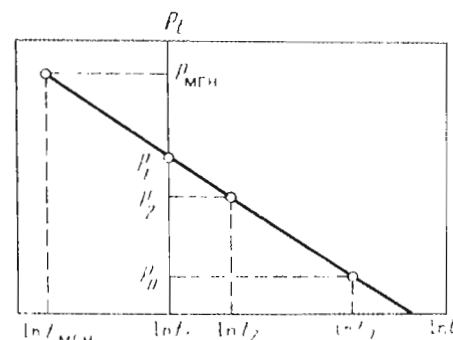


Рисунок 3.1 – Влияние времени на прочность горных пород

По данным исследований можно записать уравнение, определяющее зависимость $P_t(t)$,

$$\frac{P_1 - P_t}{P_1 - P_2} = \frac{\ln t}{\ln t_2}. \quad (3.10)$$

из которого

$$\ln t = \frac{\ln t_2}{P_1 - P_2} P_1 - \frac{\ln t_2}{P_1 - P_2} P_t. \quad (3.11)$$

Откуда, обозначив $\frac{\ln t_2}{P_1 - P_2}$ через $1/\varepsilon$, находим

$$\ln t = \frac{P_1 - P_t}{\varepsilon}. \quad (3.12)$$

Потенцирование этого уравнения дает

$$t = t_1 e^{\frac{P_1 - P_t}{\varepsilon}}. \quad (3.13)$$

Решая уравнение (3.11) с учетом (3.13), получим следующую формулу для определения длительной прочности породы:

$$P_t = P_1 - \varepsilon \ln \frac{t}{t_1}. \quad (3.14)$$

Следует еще раз подчеркнуть, что ни одна из существующего множества теорий прочности не учитывает роли всех факторов, которые могут иметь решающее значение для разрушения породы. Из-за этого ни одна из них не может дать правильного объяснения процессам, сопровождающим потерю горными породами несущей способности и устойчивости. Поэтому выбор той или иной теории прочности для конкретных условий должен быть основан на всестороннем исследовании характера ее деформирования и разрушения, подборе наиболее соответствующих действительности реологических моделей и уравнений их состояния.

3.4 Реологические модели и уравнения

Для механики характерно стремление к описанию основных черт процессов деформирования и разрушения в рамках строго сформулированных и достаточно общих реологических моделей.

Основоположником метода моделей или линейной реологии является Максвелл (1867–1868 гг.). Поскольку поведение деформируемого тела чрезвычайно сложно, реология пользуется простейшими моделями, отражающими те наиболее существенные свойства материала, отталкиваясь от которых можно проанализировать процесс потери им несущей способности. Такими моделями являются: гуково тело, ньютонова вязкая жидкость, пластическое тело Сен-Венана, путем комбинирования которых получают сложные реологические модели.

В условиях идеального гидростатического давления все материалы как жидкие, так и твердые, ведут себя как идеально упругие тела (гуково тело).

Реологические же различия, выраженные через простые модели фундаментальных свойств, проявляются при изменении формы тела.

Для характеристики деформационных свойств твердого тела в упругой области используются: модуль деформации E (модуль упругости E_y и модуль общей деформации $E_{\text{общ}}$), коэффициент поперечного расширения μ , модуль сдвига G и модуль объемного сжатия K . Модуль деформации по закону Гука связывает напряжение и деформацию ε зависимостью $\sigma = \varepsilon E$; коэффициент поперечного расширения (коэффициент Пуассона) μ – относительные продольную и поперечную деформации зависимостью $\varepsilon_{\text{поп}} = -\mu \varepsilon_{\text{пр}}$; модуль сдвига G – касательные напряжения τ с деформацией сдвига γ зависимостью $\tau = \gamma G$; модуль объемного сжатия K – гидростатическое давление p_0 с относительной объемной деформацией ε_0 зависимостью $p_0 = -\varepsilon_0 K$. Показатели деформационных свойств в пределах справедливости закона Гука связаны между собой следующими зависимостями:

$$K = \frac{E}{3(1 - 2\mu)} = \frac{EG}{3(3G - E)}; \quad (3.15)$$

$$G = \frac{E}{2(1 + \mu)} = \frac{9K - E}{3EK}; \quad (3.16)$$

$$E = \frac{9KG}{3K + G} = 3K(1 - 2\mu); \quad (3.17)$$

$$\mu = \frac{E}{2G} - 1 = \frac{3K - E}{GK}. \quad (3.18)$$

Эти зависимости позволяют по двум любым параметрам определить все деформационные показатели упругости.

Реология охватывает весь спектр материалов между телом Гука и ньютоновой жидкостью. Если с технологической и физической точек зрения различие между твердыми телами и жидкостями значительно, то реология не считает это различие существенным. Так, на основании ее положений бетон можно рассматривать как жидкость с периодом релаксации 10^6 с, а воду – как твердое тело со временем релаксации 10^{-10} с. В случае быстрой деформации жидкости ведут себя как истинно упругие тела, подчиняясь закону Гука. Это положение подтверждено экспериментально. Например, М. О. Корнфельд в лаборатории А. Ф. Иоффе показал, что при быстрых воздействиях (простреле пулей) струя воды раскалывается хрупко, как если бы это была стеклянная палка. И, наоборот, твердые тела ведут себя как жидкости при медленной деформации. Между жидкостями и твердыми телами

имеется скорее количественное, чем качественное различие. Таким образом, любой реальный материал обладает всеми реологическими свойствами, выраженными в разной степени.

Реологические свойства, определяющие параметры реологических уравнений, называются существенными; они подразделяются на фундаментальные и сложные. Фундаментальные реологические свойства – это упругость, вязкость и пластичность (внутреннее трение). Сложные свойства являются комбинацией фундаментальных свойств, как, например, в сложных моделях.

Деформации, которые может испытывать тело, ограничиваются его прочностью. Количественно прочность представляет собой сопротивление материала пластической деформации или разрушению. На этом основании к трем фундаментальным реологическим свойствам, упомянутым выше, относится и прочность.

Горные породы обладают всеми реологическими свойствами. Для описания процесса их деформирования также могут использоваться как простые реологические модели, составленные из идеальных тел – твердого тела Гука (H), пластического тела Сен-Венана (StV) и ньютоновой жидкости (N), так и сложные реологические модели, которые получаются комбинацией простых.

Представление горной породы как некоторой реологической модели позволяет математически правильно описать основную связь между напряжениями, деформациями и временем. В наиболее общем виде реологическое уравнение состояния записывается: $R_\phi(T_n, T_d) = 0$ (R_ϕ – реологическая функция; T_n – тензор напряжений; T_d – девиатор напряжений).

В случае $T_n = 0$ частицы тела не взаимодействуют друг с другом; таких тел в природе не бывает. Условие $T_d = 0$ характерно для абсолютно твердого тела, в котором при приложении нагрузки деформации сдвига не возникают. В частных случаях реологическими уравнениями состояния описывается поведение реальных тел при $T_n \neq 0$ и $T_d \neq 0$.

Тело Гука может быть хорошо представлено спиральной пружиной. Элемент, состоящий из цилиндра, в который с некоторым зазором вставлен поршень, моделирует ньютонову жидкость. Для описания тела Сен-Венана удобной моделью является элемент сухого трения. Модель вязкопластического тела Бингама может быть сопоставлена из моделей идеальных тел в виде: $B = N/StV$. При параллельном соединении тела Гука и ньютоновой жидкости получается реологическая модель тела Кельвина (или Кельвина – Фойгта): $K = N/H$.

По такому же принципу может быть составлено бесконечное множество реологических моделей, однако на практике обычно используется их ограниченное количество. Наиболее часто применяемые типы реологических моделей и уравнения их состояния приведены в таблице 3.1. Некоторые из моделей представлены на рисунке 3.2.

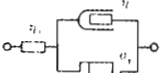
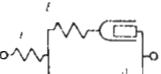
Из приведенных моделей при аппроксимации горных пород наиболее часто используют тело Максвелла (М. Г. Гзовский, 1964; Ю. П. Желтов, 1966 и др.) и тело Бингама (Б. С. Филатов и Г. А. Стрелец, 1968; Е. Г. Леонов и В. С. Войтенко, 1974 и др.).

Как видно из таблицы 3.1, модель тела Максвелла составлена из последовательно соединенных тела Гука и жидкости Ньютона. При нагружении максвеллова тела вначале «работает» упругий элемент (сжимается или растягивается в зависимости от направления действия приложенной силы), а затем после достижения некоторого предела (необходимого для преодоления вязкости жидкого элемента) начинает работать жидкостный элемент. Следовательно, максвеллово тело ведет себя при нагрузках до предела текучести как упругое тело Гука, а при больших нагрузках – как жидкость с постоянной в изотермических условиях вязкостью (рисунок 3.2).

Таблица 3.1 – Реологические модели и уравнения их состояния

Среда	Условное обозначение	Закон деформирования	Деформация ползучести
Линейноупругая (тело Гука)		$\sigma = E \epsilon$	$\epsilon = \frac{1}{E} \sigma$
Вязкая (тело Ньютона)		$\sigma = \eta \dot{\epsilon}$	$\epsilon = \frac{1}{\eta} \sigma t$
Жесткопластичная (тело Сен-Венана)		при $\sigma > \sigma_1$ $\epsilon = 0$	при $\epsilon > 0$ $\sigma = \sigma_1$
Упругопластичная		при $\sigma < \sigma_1$ $\sigma = E \epsilon$ при $\epsilon > \frac{\sigma_1}{E}$ $\sigma = \sigma_1$	при $\sigma < \sigma_1$ $\epsilon = \frac{1}{E} \sigma$
Вязкопластичная (тело Бингама)		при $\sigma < \sigma_1$ $\epsilon = 0$ $\epsilon = 0$; при $\sigma \geq \sigma_1$ $\sigma - \sigma_1 = \eta \dot{\epsilon}$	при $\sigma \geq \sigma_1$ $\epsilon = \frac{1}{\eta} (\sigma - \sigma_1) t$
Упруговязкая с запаздывающей упругостью (тело Кельвина-Фойгта)		$\sigma_1 = E \epsilon + \eta \dot{\epsilon}$	$\epsilon = \frac{1}{E} \sigma (1 - e^{-Et/\eta})$
Упруговязкая релаксирующая (тело Максвелла)		$\dot{\epsilon} = \frac{1}{E} \dot{\sigma} + \frac{1}{\eta} \sigma$	$\epsilon = \frac{1}{E} \sigma_1 + \frac{1}{\eta} \sigma t$

Продолжение таблицы 3.1

Среда	Условное обозначение	Закон деформирования	Деформация ползучести
Сложная упруго-вязкая (ползучая) (тело Ишлинского)		$\sigma + \frac{\eta}{E_1 + E_2} \dot{\sigma} = \frac{E_1 E_2}{E_1 + E_2} \epsilon + \frac{\eta E_1}{E_1 + E_2} \dot{\epsilon}$	$\epsilon = \frac{E_1 + E_2}{E_1 E_2} \sigma \cdot \left(1 - \frac{E_1}{E_1 + E_2} e^{-\frac{t}{\tau}} \right)$
Сложная упруго-пластичная		при $\sigma < \sigma_1$ $\sigma = E_1 \epsilon$ при $\sigma \geq \sigma_1$ $\epsilon = \frac{1}{E_1} \sigma + \frac{1}{E_2} (\sigma - \sigma_1)$	при $\sigma < \sigma_1$ $\epsilon = \frac{1}{E_1} \sigma$ при $\sigma \geq \sigma_1$ $\epsilon = \frac{E_1 + E_2}{E_1 E_2} \sigma - \frac{\sigma_1}{E_2}$
Сложная вязко-пластичная		при $\sigma < \sigma_1$ $\sigma = \eta_1 \dot{\epsilon}$	при $\sigma < \sigma_1$ $\epsilon = \frac{1}{\eta_1} \sigma_1 t$
Вязкоупруго-пластичная		при $\sigma < \sigma_1$ $\sigma = E \epsilon$	при $\sigma < \sigma_1$ $\epsilon = \frac{1}{E} \sigma$
Сложная вязкоупруго-пластичная (тело Шведова)		$\epsilon = \frac{1}{E_1} \sigma + \frac{(\sigma - \sigma_1)}{E_2} + \frac{\sigma - \sigma_1}{\eta}$	$\epsilon = \frac{E_1 + E_2}{E_1 E_2} \sigma - \frac{\sigma_1}{E_2} + \frac{1}{\eta} (\sigma - \sigma_1) t$

Вязкопластическая модель Бингамова тела составлена (таблица 3.1) системой параллельно связанных жидкости Ньютона и тела Сен-Венана. Тело Бингама представляет собой идеализированное пластическое тело, сопротивляющееся пластической деформации не только за счет предела текучести, как тело Сен-Венана, но и за счет так называемой пластической вязкости. При приложении нагрузки в «работу» включаются одновременно жидкостный элемент и тело Сен-Венана. Вязкопластичная модель может быть усложнена последовательным подсоединением упругого элемента. В этом случае модель Бингама становится упруговязкопластичной. Начало процесса деформации элементов тела Бингама определяется тем из них, который обладает наибольшим пределом упругости. Переменная же скорость деформации, кроме изменяющейся нагрузки, определяется только телом Сен-Венана. От него зависит и характер дальнейшего деформирования тела: будет ли оно вести себя как дилатантная или псевдопластическая система (рисунок 3.2).

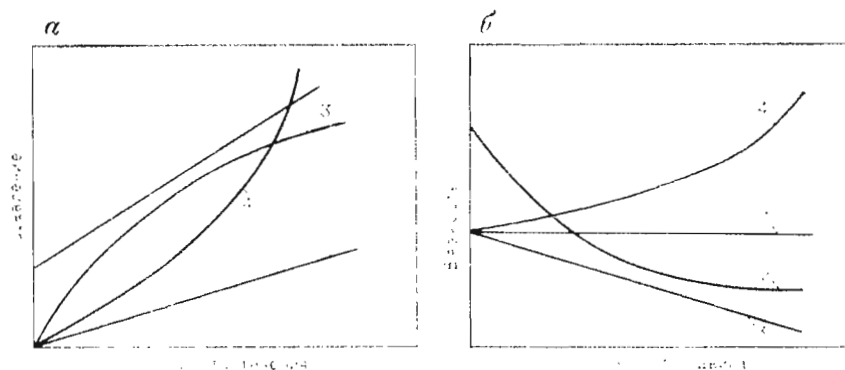


Рисунок 3.2 – Кривые течения (а) и зависимость вязкости от скорости сдвига (б):
1 – ньютонова жидкость; 2 – тело Бингама; 3 – псевдопластическое (разупрочняющееся) тело; 4 – дилатантная (упрочняющаяся) система

Сопоставление данных лабораторных опытов с теоретическими графиками поведения тел Бингама и Максвелла позволяет сделать заключение, что реальные породы обычно ведут себя как бингамовы, а не максвелловы тела.

Прослеживается различное отношение исследователей к реологическим моделям. Одни придают им большое значение, считая задачу описания свойств изучаемой среды решенной, если найдена адекватная реологическая модель. Другие метод моделей недооценивают. По этому поводу можно сказать следующее.

Реологическая модель является лишь аналогией, а не средством объяснения процесса. Так, по мнению Ю. Н. Работнова, в структуре материала невозможно указать реальных носителей свойств, например, идеальной упругости, идеальной пластичности или идеальной вязкости. Если иногда и удастся выделить структурные элементы, которым могут быть приписаны те или иные идеальные свойства, то их реальные связи и реальное взаимодействие очень далеки от идеального.

С другой стороны, для решения поставленной задачи от модели часто не требуется полного совпадения ее свойств со свойствами реального тела. Модель позволяет выявить логическое и структурное сходство системы, свойства которой хорошо известны, с системами подобными, но с неизвестными свойствами. Во многих случаях для достижения поставленной цели достаточно сходства между реальным объектом и его моделью только в определенных соотношениях, аналогичное, например, сходству между местностью и картой.

В конкретных условиях основная сложность обычно заключается в искусстве разумного подбора наиболее простой модели, в то же время дающей требуемое объяснение и описывающей реологический процесс. Справедливость выводов, сделанных на основании моделей, должна быть проверена натуральными наблюдениями. Правильный выбор реологической модели является определяющим при решении проблемы прочности и разрушения твердого тела.

3.5 Определение реологических свойств горных пород при простом нагружении

Изучение реологии горных пород начато в 30-е годы XX столетия. Именно в эти годы проводят свои исследования Г. Н. Кузнецов, Д. Филлипс и Д. Григгс.

На первом этапе, примерно до 50-х годов, эти исследования позволили создать в основном качественные представления о процессах длительного деформирования пород, хотя в этот же период делаются попытки разработать математический аппарат для описания закономерностей их ползучести при действии постоянной нагрузки.

Анализ этих и последующих исследований позволяет выделить следующие основные методические направления реологических испытаний пород при простых нагружениях.

Характер нагружения: а) постоянная нагрузка на образец с замером его деформации (простая ползучесть); б) постоянная деформация образца с замером нагрузки во времени (простая релаксация). Тип деформации: а) одноосное сжатие образцов цилиндрической или призматической формы; б) поперечный изгиб образцов-балочек под нагрузкой, приложенной в середине пролета. Способ замера деформаций: а) индикаторами часового типа; б) зеркальными приборами; в) тензодатчиками. Математическая интерпретация опытных данных: а) уравнения состояния стандартного тела; б) эмпирические зависимости; в) с применением теории наследственной ползучести.

Примерно половина реологических испытаний проводится в условиях одноосного сжатия образцов. Этот метод из-за специфики ядерного материала наиболее приемлем для практики бурения. При этом в опытах используют образцы цилиндрической формы: естественные, – изготовленные механической обработкой керна, и искусственные, – спрессованные по специальной методике [186] из шлама или разрушенного керна.

Изготовление и подготовка образцов пород к испытаниям имеют первостепенное значение для получения достоверных сведений о реологических параметрах породы.

Согласно лабораторной практике, на результаты испытаний при одноосном сжатии могут оказать влияние форма и вертикальный размер образцов, масштабный фактор, скорость нагружения, способ приложения нагрузки и чистота обработки опорных граней образца.

Например, чистотой обработки образцов можно изменить их прочность на 25–30%. Примерно на такую же величину изменится она при отсутствии смазки торцов образца, изменении скорости приложения нагрузки в 10^6 раз, а также при наличии эксцентриситета.

В случае изменения вертикального размера образца в пределе l/d от 1 до 5 (где l – высота образца, d – его диаметр) его прочность изменяется в 3–4 раза. Кривизна торцовых поверхностей у небольших образцов всегда больше, чем у крупных, поэтому прочность образцов меньшего размера снижается.

Вследствие значительного радиуса сферической поверхности опоры пресса мелкие образцы разрушаются при большем эксцентриситете разрушающих нагрузок, что также приводит к снижению их прочности сравнительно с крупными образцами.

Прочность образцов меньшего размера в большей степени, чем крупного, уменьшается из-за всякого рода поверхностных нарушений, возникающих в процессе изготовления и обработки образцов.

Несмотря на перечисленные факторы, снижающие прочность образцов малых размеров, имеющиеся данные по изучению масштабного эффекта на горных породах показывают, что с уменьшением размеров образцов наблюдается увеличение их прочности. Это расхождение объясняется тем, что в образцах малого размера меньшая вероятность нахождения крупных трещин и дефектов.

Торцовые поверхности образца из-за сил трения, величина которых определяется параллельностью и чистотой обработки поверхностей, находятся в сложном напряженном состоянии, которое распространяется на расстояние, равное 0,25–0,6 высоты образца. Наличием этой области объясняется рост прочности с уменьшением вертикального размера при постоянной площади его поперечного сечения.

На основании обобщения результатов экспериментальных и теоретических исследований влияния различных факторов на прочность разработан международный стандарт по определению прочности горных пород при одноосном сжатии. Основные положения этого стандарта следующие.

Образцы пород могут быть изготовлены из ядер, полученных при глубоком бурении, в подземных выработках и на блоках горных пород, добытых любым способом, но без применения взрывных работ. Ядра должны по возможности выбуриваться сухим способом. Если это требование по техническим соображениям не может быть удовлетворено, то необходимо отметить, что отбор проведен с применением промывочной жидкости. Гигроскопичес-

кие пробы непосредственно после извлечения из массива должны быть покрыты гидроизоляционным материалом. Пробы солевых пород необходимо хранить в эксикаторе. Из анизотропных горных пород при возможности необходимо выбуривать керны в трех взаимно перпендикулярных направлениях. Место отбора проб и их ориентировка должны быть точно указаны.

Число образцов, отбираемых из одного места, определяют с учетом соотношения

$$q = \bar{\sigma}_{\max} / \bar{\sigma}_{\min} \leq 1,5, \quad (3.19)$$

причем принимается во внимание, что

$$q = \frac{100 + (2V/n)}{100 - (2V/n)}, \quad (3.20)$$

где V – коэффициент вариации прочности, %; n – число образцов.

При исследовании n образцов среднеарифметическое значение прочности

$$\bar{\sigma} = \sum \sigma_i / n, \quad (3.21)$$

а среднеквадратическая погрешность

$$\Delta = \sum (\sigma_i - \bar{\sigma})^2 / (n - 1), \quad (3.22)$$

откуда $V = (\Delta / \bar{\sigma}) 100$.

Исходя из величины коэффициента вариации, выбирают следующее число образцов:

$V, \%$	30	25	20	15
N	9	6	4	3

Рекомендуется готовить образцы цилиндрической формы с диаметром $d = 42 \cdot 10^{-3}$ м и отношением высоты к диаметру $l/d = 1$. Отклонения диаметра и высоты от этих величин допускаются в пределах $(40-45) \cdot 10^{-3}$ м и до 5% для отклонения l/d .

Если получить образцы стандартных размеров невозможно, то минимальный образец или элементарный объем, принятый к испытанию, должен обладать всеми свойствами породы, которую он представляет. Если принять диаметр элементарной площадки $d_1 > 2 \cdot 10^{-2}$ м, то для всех пород это будет

удовлетворять указанным требованиям. Для высокодисперсных пород эти требования будут удовлетворены, если диаметр образца будет больше в 30 раз размера элементарной частицы породы.

Цилиндрические образцы получают при разрезании кернов на части, причем торцовые поверхности должны быть строго параллельны друг другу и перпендикулярны к образующим цилиндра. Торцовые поверхности должны быть отшлифованы так, чтобы отклонение от параллельности было бы не более $5 \cdot 10^{-5}$ м по диаметру основания образца, отклонение от перпендикулярности торцов к образующим цилиндра – не более $5 \cdot 10^{-5}$ м, а выпуклость торцов – меньше $3 \cdot 10^{-6}$ м.

Влажность, масса и другие физические свойства образцов должны быть точно определены в соответствии с разработанными методиками. При этом должны быть проведены петрографические исследования.

Образцы могут быть испытаны на сжатие на любой пригодной для этого испытательной установке. Плиты пресса должны быть отполированы, одна из плит должна иметь опорную шаровую поверхность.

Во время испытаний образец должен быть установлен в центре между плитами пресса, скорость нагружения от 0,5 до 1 МПа/с. Нагрузку следует повышать непрерывно до разрушения образца с записью ее максимального значения.

Прочность образца определяется по формуле

$$\sigma_0 = P_{\max} / F, \quad (3.23)$$

где $P_{\max}$ – максимальная нагрузка разрушения образца; F – площадь поперечного сечения образца.

Если испытанный образец имеет отношение высоты к диаметру, отличное от единицы, то прочность пересчитывают по формуле

$$\sigma_0 = \frac{9\sigma_N}{r + 2 \frac{d}{l}}, \quad (3.24)$$

где σ_N – прочность на сжатие, определенная на образце с $l/d = 1$.

Факт пересчета должен быть отражен в протоколе испытания. Рекомендуется пользоваться средними величинами шкалы прочности, в которой за основу принят знаменатель прогрессии, равный 1,5.

Прочность, МПа	4	4–6	6–10	10–15	15–23	23–35
Средняя прочность, МПа	3	5	8	12	18	28
Прочность, МПа	35–52	52–80	90–120	120–180	130–270	270
Средняя прочность, МПа	40	60	80	135	200	300

При изготовлении и подготовке образцов к испытанию необходимо проявлять особое внимание, с тем чтобы получить количественную оценку физико-механических свойств породы на основании испытания минимально возможного количества образцов. Это вызвано трудностью изготовления образцов и проведения испытаний, а также стремлением получить нужную информацию по небольшому количеству исходного материала для их изготовления. Последнее особенно существенно для практики бурения. Так, если в горном деле такого материала обычно достаточно – его добывают в подземных выработках в виде блоков необходимых размеров, – то при бурении нефтяных и газовых скважин цельного кернового материала отбирается мало. Во многих случаях, особенно из интервалов неустойчивых пород, его вообще не удается получить, при этом о свойствах пород приходится судить только по шламу и по данным геофизических исследований.

В практике бурения стали применять метод оценки механических свойств горных пород, слагающих стенки скважин, на основании испытания искусственных образцов, изготавливаемых прессованием из измельченного кернового материала или шлама. Основное преимущество этих образцов заключается в том, что они однотипны по вещественному составу и физико-механическим свойствам. Это позволяет делать количественную оценку влияния различных факторов на напряженно-деформированное состояние горных пород на основании испытания минимального числа образцов.

Обоснование приемлемости для практики бурения результатов испытаний на искусственных образцах и методика их изготовления довольно подробно изложены в работе [186].

В настоящее время разработано много различных способов и устройств длительного испытания горных пород. При выборе наиболее приемлемых из них для инженерной практики следует исходить из того, чтобы опыты отличались достоверностью и простотой.

В горном деле наибольшее распространение получили испытания ползучести пород на одноосное сжатие сплошных цилиндрических образцов и поперечный изгиб призматических образцов. Считается, что подобные опыты целесообразны тогда, когда получаемые результаты предназначены для расчетных целей. При этом деформацию ползучести требуется измерять на тех участках образца, где напряженное состояние близко к одномерному.

В случае одноосного сжатия это требование выполняется, если взять сплошные цилиндрические образцы с отношением высоты к диаметру $l/d = 2$ и измерять продольную деформацию ползучести на базе образца. База размечается таким образом, чтобы приспособления измерительных приборов находились на $1/4$ высоты образца от торцов. Это в значительной степени исклю-

чает влияние трения между плитами пресса и торцами образца. Деформация ползучести измеряется в той части образца, где напряженное состояние близко к одномерному. При испытаниях на изгиб эта цель достигается в случае приложения нагрузки в середине пролета свободно опертого концами породного образца-балки. Если выдержать отношение его высоты к пролету равным $1:7$, то величину пролета рекомендуется принимать равной $0,14\text{ м}$.

Испытания ползучести материалов в условиях одноосного сжатия и поперечного изгиба отличаются простотой, возможностью поддержания в течение длительного времени однородного напряженного состояния и измерении с высокой точностью деформации малой интенсивности с помощью механических индикаторов. С точки зрения возможности получения необходимого количества породного материала и изготовления образцов в случае нефтяных и газовых скважин практически более удобны испытания ползучести на одноосное сжатие цилиндрических образцов.

Правильная интерпретация экспериментальных данных при реологических исследованиях – основа успешного применения в практике полученных результатов. Для многих материалов, в том числе и горных пород, процесс ползучести условно можно разделить на четыре стадии (рисунок 3.3): *I* стадия – мгновенная деформация, возникающая сразу после приложения нагрузки, которая может включать как упругую, так и пластическую части деформации; *II* стадия – неустановившаяся ползучесть, когда скорость нарастания деформации во времени убывает; *III* стадия – установившаяся ползучесть, материал продолжительное время ползет с постоянной скоростью; *IV* стадия: а – ускорение ползучести, заканчивающееся разрушением материала (кривая 1, рисунок 3.3.); б – затухание ползучести, в конце этой стадии наступает равновесное состояние системы «образец – нагрузка» и процесс ползучести стабилизируется (кривая 2, рисунок 3.3).

Опыт экспериментальных исследований показывает, что разброс данных велик для *I* и *II* стадий ползучести. Сравнительно стабильные результаты получаются только для участка установившейся ползучести (*III* стадия), поэтому вряд ли стоит добиваться точного аналитического описания кривых ползучести на всех участках.

Недостаточная определенность знаний о действительных условиях работы материала делает практически бесполезным стремлением к усовершенствованию и уточнению как исходных закономерностей ползучести, так и выбираемых расчетных схем. Использование простых методов здесь предпочтительнее. При описании процессов деформирования желательно пользоваться более простыми моделями, отражающими только те стороны процесса, которые существенны для рассматриваемой задачи.

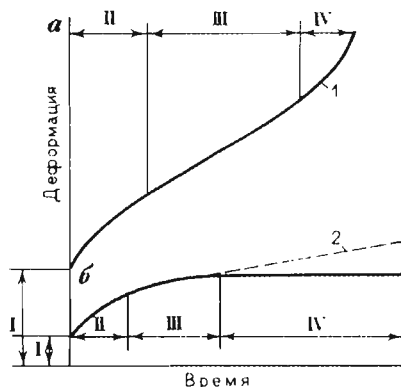


Рисунок 3.3 – Развитие деформации горных пород во времени

Так, смещение контура ствола скважины диаметром 0,2–0,5 м при упругих деформациях в солевых породах на глубинах 4–5 тыс. м не превышает нескольких тысячных долей метра, а конечные смещения в результате неустановившейся ползучести (II стадия) составляют 0,01–0,02 м. При этом период неустановившейся ползучести солевых пород колеблется от нескольких часов до нескольких суток, что обычно мало по сравнению с общим временем открытого состояния ствола. Поэтому при исследованиях для задач бурения напряженно-деформированного состояния солевых пород или близких к ним по реологическим параметрам увлажненных глин наибольший интерес представляет стадия установившейся ползучести.

Выбирая метод математической интерпретации результатов исследований ползучести горных пород, необходимо руководствоваться следующими основными требованиями.

При составлении реологического уравнения состояния необходимо стремиться к тому, чтобы это уравнение описывало основные реологические свойства среды на основании минимального числа опытных параметров. Аппроксимирующие зависимости должны отражать только те стороны реологического процесса, учет которых диктуется практической необходимостью. При использовании для этой цели аппарата наследственной ползучести следует учитывать принципы линейности и наследственности.

Согласно принципу наследственности, материал должен обладать свойством обратной ползучести, т.е. деформации, вызванные внешними силами, не должны исчезать сразу же после снятия нагрузки. Принцип ли-

нейности требует, чтобы деформация от выражения $\sigma = \sigma' + \sigma''$ равнялась сумме деформаций, вызванных каждым из напряжений σ' и σ'' в отдельности. Если при наличии обратной ползучести не соблюдается принцип линейности, то для описания процесса деформирования необходимо использовать очень сложный аппарат нелинейной теории наследственной ползучести. При отсутствии обратной ползучести применять теорию наследственной ползучести для описания реологических процессов нежелательно.

В соответствии с этими требованиями деформирование солевых и глинистых пород с достаточной для практики точностью может быть описано реологическим уравнением состояния вязкопластического тела (структурная модель Бингама). Для одноосного сжатия это уравнение записывается в виде

$$\frac{d\varepsilon}{dt} = \frac{\sigma - \sigma_t}{\eta_0} (\sigma > \sigma_t); \quad \varepsilon = \frac{1}{E} \sigma (\sigma < \sigma_t). \quad (3.25)$$

Пока напряжение $\sigma < \sigma_t$, вязкопластическое тело деформируется, подчиняясь закону Гука; при $\sigma > \sigma_t$ в теле развивается течение с постоянной скоростью.

Реологические параметры уравнения (3.25) – предел текучести и пластическая вязкость – определяются по реологической кривой, которая строится по данным испытания ползучести горной породы. При этом соблюдается следующий порядок обработки опытных данных. Данные опытов по ползучести наносятся на график относительная деформация ε – время t (рисунок 3.4 «а»). Для хорошего расслоения кривых ползучести фактическое напряжение для каждого образца в одной серии опытов необходимо определять по формуле

$$\sigma = i\sigma_0 / 10, \quad (3.26)$$

где $i = 1, 2, 3, \dots, 10$.

Полученные кривые ползучести $\varepsilon(t)$ используются для построения реологической кривой $\frac{d\varepsilon}{dt}(\sigma)$. Реологическая кривая (рисунок 3.4 «б») строится следующим образом:

а) для каждой кривой графика семейства кривых ползучести выбирают интервал времени Δt , соответствующий стадии установившейся ползучести;

б) определяется приращение деформации ползучести $\Delta\varepsilon$ за выбранный промежуток времени для каждой ступени нагружения;

в) вычисляется градиент скорости $d\varepsilon/dt$ для каждой ступени нагружения; при этом допускается, что $d\varepsilon/dt = \Delta\varepsilon/\Delta t$;

г) полученные данные используются для построения реологической кривой в координатах градиент скорости $d\varepsilon/dt$ – напряжение σ .

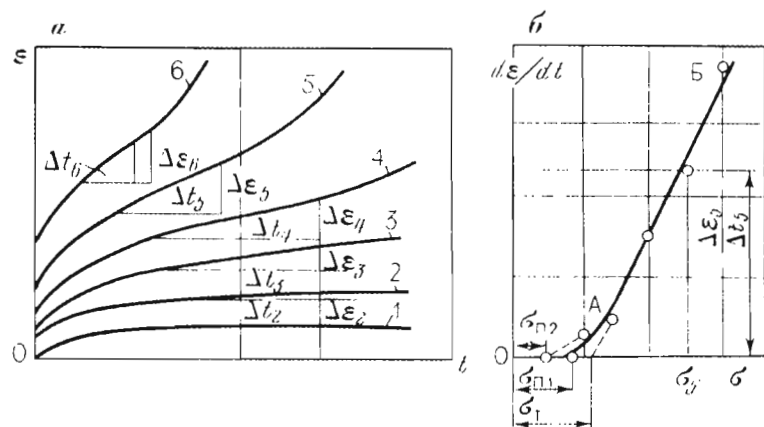


Рисунок 3.4 – Схема построения реологической кривой материала по результатам испытания его ползучести:

а – кривые ползучести при различных напряжениях: 1 – $\sigma_1 = 0,1\sigma_0$; 2 – $\sigma_2 = 0,2\sigma_0$; 3 – $\sigma_3 = 0,3\sigma_0$; 4 – $\sigma_4 = 0,4\sigma_0$; 5 – $\sigma_5 = 0,5\sigma_0$; 6 – $\sigma_6 = 0,6\sigma_0$; б – реологическая кривая

Пределом текучести породы считается та величина напряжения, которая соответствует точке пересечения продолжения линейной части реологической кривой с осью напряжений. Пластическая вязкость численно равна котангенсу угла наклона прямой AB к оси абсцисс, ее значение определяется по формуле

$$\eta_0 = (\sigma - \sigma_1) \left/ \frac{d\varepsilon}{dt} \right. \quad (3.27)$$

Необходимо отметить, что понятие предел текучести породы трактуется по-разному. Например, Н. Н. Маслов вместо предела текучести пользуется понятием порог ползучести. К. В. Руппенейт предел текучести отождествляет с напряжением сцепления при длительных испытаниях. П. А. Ребиндер считает, что дисперсные системы имеют два предельных напряжения, верхний из этих пределов приравнивается пределу упругости. Некоторые авторы рассматривают три предельных напряжения. Условной характеристикой материала яв-

ляется также предел ползучести. Ю. Н. Работнов отмечает, что физического предела ползучести, видимо, не существует, и определение нижней границы ползучести зависит от принятого допуска на величину деформации или скорости деформации. Даже при известном напряженном состоянии его величина зависит от точности измерения деформаций и длительности опытов.

Это положение хорошо согласуется с практикой. Для примера на рисунке 3.4 «б» показаны два предела ползучести σ_{n1} и σ_{n2} , которые могут быть получены для одного и того же материала в условиях одноосного сжатия, если изменять длительность испытания ползучести или применять для регистрации деформаций приборы различной точности. Предел ползучести σ_{n2} будет получен при более длительном опыте или при более точных измерениях.

По мнению авторов, наличие «предельных» точек связано с особенностями деформирования материала при различных градиентах. При деформировании поликристаллического тела перемещения могут происходить либо по границам зерен, либо по плоскостям скольжений внутри зерен. Перемещение по границам зерен связано с дефектностью строения на границах кристаллов и движением различного рода дефектов (дислокаций, вакансий и т.д.) вдоль границ. Скольжение же частей зерен относительно друг друга является результатом движения дислокаций по определенным плоскостям кристаллической решетки.

В ходе ползучести существенную роль играет трещинообразование. Трещины способствуют разрыхлению и увеличению объема деформируемого тела. При небольших скоростях деформирования в движение вовлекается сравнительно немного дислокаций и они беспрепятственно достигают границ зерен, доставляя туда вакансии. Скопление вакансий перерождаются в трещины, происходят скольжение и разрушение по границам зерен. С увеличением скорости деформирования образуется большое количество дислокаций. Они не успевают свободно проходить к границам зерен и перемещения частей тела начинаются по плоскостям скольжения внутри зерен, что способствует образованию в них трещин. При определенных напряжениях перемещения внутри зерен становятся преобладающими, а трещинообразование приобретает лавинообразный характер. Возможно, что предел текучести как раз и характеризует то напряжение, при котором в данных условиях нагружения преобладают перемещения внутри зерен и интенсивное трещинообразование, а перемещения по границам зерен составляют незначительную долю общей деформации.

При переходе от одномерного напряженного состояния к сложному момент интенсивного трещинообразования должен наступать при больших напряжениях, т.е. предел текучести материала должен увеличиваться. Это предположение подтверждается экспериментально. Для каменной соли, например, в условиях объемного напряженного состояния предел текучести, согласно данным Г. А. Стрельца и Б. С. Филатова, увеличивается на 20–25%.

Вязкость – важнейшая реологическая характеристика породы. Под вязкостью породы понимается ее способность сохранять свое напряженно-деформированное состояние при фиксированном напряжении или фиксированной деформации. В первом случае имеет место ползучесть, во втором – релаксация напряжений. Такие реологические критерии породы как время релаксации, время ретардации, ядро ползучести и его резольвента определяются в основном ее вязкостью.

Реологические кривые, по которым определяют вязкость, могут быть построены по данным испытания ползучести породы при самых различных схемах нагружения, в частности, в условиях одноосного сжатия, сдвига и при вдавливании шарика. Не следует отождествлять друг с другом пластические вязкости породы, получаемые при этих испытаниях. Связь между значениями вязкости породы при одноосном сжатии и сдвиге может быть получена на основе аналогии между следующими уравнениями состояния, описывающими процесс деформирования (М. Рейнер, 1965; Ф. Эйрих, 1962):

$$\left. \begin{aligned} \gamma &= \frac{\tau}{G} \quad \text{и} \quad \dot{\gamma} = \frac{\tau}{\eta_c} \\ \varepsilon &= \frac{\sigma}{E} \quad \text{и} \quad \dot{\varepsilon} = \frac{\sigma}{\eta_0} \end{aligned} \right\} \quad (3.28)$$

На основании уравнений (3.28) по аналогии с модулями упругости (3.16) и (3.17) можно записать

$$\eta_c = \frac{\eta_0}{2(1 + \mu)} \quad (3.29)$$

Полагая для вязкопластического состояния породы $\mu=1/2$, получаем

$$\eta_c = \frac{1}{3} \eta \quad (3.30)$$

Если допустить, что схема напряженного состояния при вдавливании шарика наиболее близка к сдвигу, то можно записать

$$\eta_{ш} \approx \eta_c = \frac{1}{3} \eta_0 \quad (3.31)$$

Расчеты по результатам определения пластической вязкости каменной соли в условиях одноосного сжатия и при вдавливании стальных шариков (рисунок 3.5) показывают, что в диапазоне изменения градиента скорости от 10^{-9} до 10^{-7} с^{-1} фактическая связь между $\eta_{ш}$ и η_0 имеет вид

$$\eta_{ш} = 0,14 \eta_0 \quad (3.32)$$

Как видно из рисунка 3.5, вязкости по шарiku, получаемые из зависимостей (3.31 и 3.32), отличаются примерно в 2 раза. Это можно объяснить тем, что вдавливание шарика не совсем соответствует сдвигу.

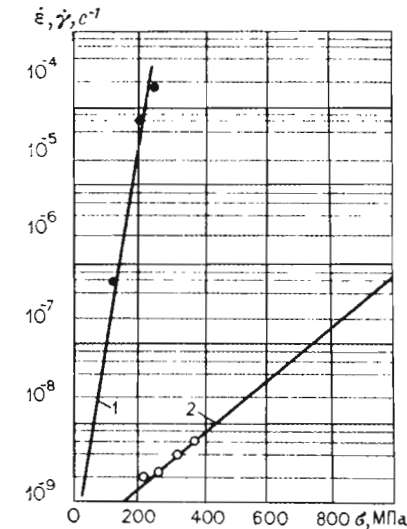


Рисунок 3.5 – Реологические кривые каменной соли при вдавливании шарика (кривая 1 по данным Ю. А. Еремеева) и в условиях одноосного сжатия (кривая 2) при $T=100^\circ\text{C}$

3.6 Определение реологических свойств горных пород с моделированием сложного напряженного состояния

На основе математических уравнений, учитывающих с помощью теорий прочности с определенным приближением действительные условия нагружения породы, результаты простых испытаний могут использоваться при расчетах устойчивости сложных инженерных сооружений, в том числе и буровых скважин.

К сожалению, фактор простоты и надежности часто недооценивается. Так, в нефтяных научно-исследовательских институтах реологические исследования стараются выполнять при сложных напряженных состояниях.

Объясняется это естественным стремлением приблизить условия лабораторных испытаний к реальной скважине.

Предложено много способов и устройств для испытания образцов с моделированием сложного напряженного состояния. Часть из них соответствует известной схеме Кармана, в которой цилиндрический образец породы сжимается осевой нагрузкой с поддержанием бокового горного давления. Другой разновидностью являются опыты на полых цилиндрических образцах-моделях скважины, нагружаемых в камерах высокого давления. В некоторых исследованиях горный массив моделируется матрицей, в других – высоковязкой жидкостью.

Рассмотрим наиболее характерные способы и устройства, применяемые для определения реологических свойств пород для задач глубокого бурения.

На рисунке 3.6 представлена установка для испытания образцов-моделей скважины в условиях всестороннего сжатия, разработанная Стрельцом – Филатовым.

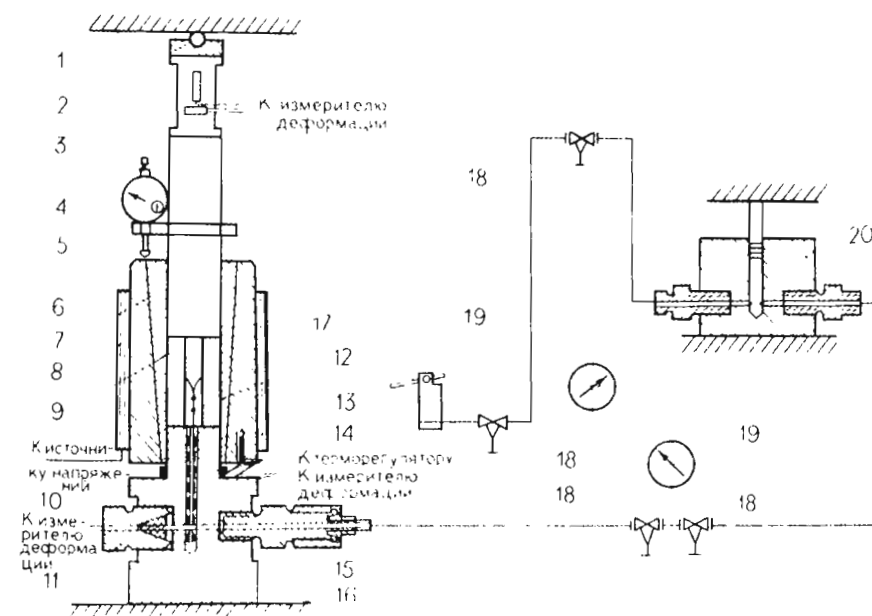


Рисунок 3.6 – Схема экспериментальной установки Стрельца – Филатова для исследований на образцах-моделях скважины

Давление, имитирующее осевую составляющую горного давления, передается от пружинного пресса 1 через стальной шар 2 и пуансон 4, боковое воспринимается матрицей 6, 7 и измеряется с помощью тензодатчиков, наклеенных на ее наружной поверхности.

Предусмотрено поддержание с точностью ± 100 Н постоянной нагрузки; ее контролируют индикаторами часового типа 5, установленными на пуансоне 4 и подвижной плите пресса 16. Величину ее определяют динамометром 3 и контролируют замером усадки пружины.

Для оценки сил трения предусмотрено специальное динамометрическое кольцо 14, которое устанавливается между основанием матрицы 10 и нижним торцом ее корпуса 6.

Давление в полости образца 9 создают трансформаторным маслом, которое подают через маслопроводы 11, 15 и специальные каналы в основании установки. До 20 МПа давление увеличивают ручным насосом 17, до больших значений – с помощью мультипликатора 20, установленного между плитами пресса.

Давление в системе регулируют дросселями 18, а контролируют манометрами 19.

Температура моделируется электропечью 8; контролируют ее термопарой 13, смонтированной в кармане корпуса, или датчиком термосопротивления, работающим в паре со специальным терморегулятором. Когда используют термопары типа ХК, заданную по условиям опыта температуру образца поддерживают автоматическим электронным самопишущим прибором.

Для предотвращения инерционных отклонений температуры устанавливают автотрансформатор, настроенный на определенное напряжение. Колебания температуры при длительных опытах не превышают 0,5%.

Для измерения деформации внутренней полости используют специальное устройство 12, которое состоит из двух скрепленных с одного конца пластин с тензодатчиками сопротивления. Сопротивление тензодатчиков регистрируется самопишущим прибором типа Н-373 или автоматической тензостанцией типа АИД-1М.

Установка позволяет создавать осевое напряжение до 240 МПа, давление в полости образца породы до 150 МПа и длительно поддерживать максимальную температуру при опытах до 180°C.

В УкрНИИПНД под руководством Т.Е. Еременко (1971 г.) разработана установка, позволяющая выполнять реологические исследования горных пород при давлениях до 150 МПа и температуре до 200°C.

Она состоит (рисунок 3.7) из цилиндров высокого давления – рабочего 10 и компенсационного 13, цилиндра низкого давления 1 и систем измерения деформаций образца, контроля и регулирования.

Из сказанного, конечно, нельзя делать вывод, что воспроизведения сложных условий вообще следует избегать. Эти методы позволяют устанавливать важные для науки и практики закономерности деформирования горных пород в условиях объемного напряженного состояния.

Необходимо обратить внимание на возможность построения реологической кривой по результатам вдавливания в породу стальных шариков.

Вязкость ее может быть вычислена при обработке реологической кривой с использованием уравнения (3.27) или по формуле

$$\eta_{ш} = R_{ш} / 1,5\pi d_{ш} v_{ш}, \quad (3.33)$$

где $\eta_{ш}$ – вязкость породы по шарiku; $R_{ш}$ – сила вдавливания шарика в породу (в течение опыта $R_{ш} = \text{const}$); $d_{ш}$ – диаметр шарика; $v_{ш}$ – установившаяся скорость вдавливания шарика.

Если задавать различные градиенты скорости вдавливания шарика, то на основании получаемых данных можно построить реологическую кривую и, следовательно, кроме вязкости $\eta_{ш}$ можно определить условный предел текучести породы. Однако из-за неопределенности напряженного состояния породы под шариком природа этого предела текучести остается неясной.

Следует отметить, что в зависимости от скорости деформирования кристаллического тела основные перемещения его частей могут происходить либо по границам зерен, либо по плоскости скольжений внутри зерен. При этом существенное значение имеет трещинообразование. Преобладание того или иного вида перемещений внутри кристаллического тела находит отражение в его пластических свойствах. В связи с этим на вязкость дисперсных систем большое влияние оказывает градиент скорости деформирования. Поэтому при любых методах лабораторного испытания ползучести необходимо поддерживать градиент скорости деформирования равным или близким по значению к величинам, наблюдаемым в натуре. Применительно к деформированию горных пород в стенках скважин это условие можно записать в виде

$$\frac{d\varepsilon}{dt} = \frac{v_m}{R_m - \alpha_m} = \frac{v_{ш}}{d_{ш}} = \frac{v_{\phi}}{R - \alpha}, \quad (3.34)$$

где $\frac{d\varepsilon}{dt}$, $\frac{v_m}{R_m - \alpha_m}$, $\frac{v_{ш}}{d_{ш}}$, $\frac{v_{\phi}}{R - \alpha}$ – градиенты скорости деформирования поро-

ды соответственно при одноосном сжатии, в образце-модели скважины, при вдавливании шарика и в скважине; v_m – скорость сужения отверстия образца-модели скважины; v_{ϕ} – фактическая скорость сужения ствола; R_m , α_m – радиусы образца-модели соответственно предельной области и начальный (отверстия).

Согласно проведенным нами измерениям скорость сужения стволов скважин в каменной соли на глубинах 2000–4000 м при плотности бурового раствора $(1,35-1,45) \cdot 10^3 \text{ кг/м}^3$ колеблется в пределах от $5 \cdot 10^{-10}$ до $2,9 \cdot 10^{-8} \text{ м/с}$.

Если принять $a = 0,1 \text{ м}$ и $R = a$, то градиент скорости $\frac{v_{\phi}}{R - \alpha} = 10^{-9} \div 10^{-7} \text{ с}^{-1}$

При $R > 5a$ этот градиент будет еще меньше. В соответствии со скоростями

сужений стволов в каменной соли v градиент $\frac{v_{ш}}{d_{ш}} = \frac{v}{dt}$ для применяемых раз-

меров обсадных труб диаметром d также должен составлять $10^{-9}-10^{-8} \text{ с}^{-1}$.

Проводить испытания ползучести породы в камерах высокого давления и методом вдавливания шарика с поддержанием таких градиентов практически невозможно. Например, скорости деформирования каменной соли при этих методах обычно составляют $10^{-4}-10^{-6} \text{ с}^{-1}$, т.е. на несколько порядков больше градиентов, наблюдаемых в натуре. Таким образом, наиболее близкие к реальным условиям градиенты деформирования обеспечиваются при испытании ползучести каменной соли на одноосное сжатие.

В связи с изложенным при выборе способа определения реологических исследований предпочтение следует отдавать наиболее простым из них. На основании полученных результатов, используя теории прочности, можно прогнозировать поведение породы в сложных условиях. Испытания же при объемном напряженном состоянии необходимо проводить выборочно как контрольные. По их результатам и натурным наблюдениям можно давать заключение о пригодности для инженерной практики простых методов испытаний.

3.7 Определение предела текучести и вязкости горных пород по данным натурных исследований

Лабораторные исследования реологических свойств пород отличаются длительностью и требуют специального оборудования. Результаты этих исследований не всегда удовлетворяют требованиям практики, так как механические свойства горных пород в образцах, испытываемых в лаборатории, и в горном массиве могут быть существенно различными. Кроме того, как было уже отмечено, отбор представительного кернового материала, необходимого для изготовления образцов (особенно в неустойчивых породах), затруднен или вообще невозможен. Этим объясняется стремление исследователей разработать такие методы испытания, которые были бы свободны от

недостатков лабораторных опытов и позволяли получать параметры горных пород, наиболее близкие к условиям их залегания в горном массиве.

При достаточно высокой интенсивности деформирования горных пород около скважины предел текучести и вязкость их могут быть определены по данным повторной кавернометрии. Сущность методики заключается в следующем. Каверномером через определенные промежутки времени измеряют диаметр ствола скважины в интервале изучаемой породы. Начальное измерение проводят после тщательной проработки и промывки ствола скважины. Через определенный промежуток времени осуществляют второе измерение. На основании результатов этих измерений рассчитывают скорость сужения стенок скважины

$$v_{\phi} = \frac{D_{\max} - D_{\min}}{2t}, \quad (3.35)$$

где $D_{\max}$, $D_{\min}$ – диаметры ствола скважины при начальном и конечном измерениях; t – время между начальным и конечным измерениями диаметра ствола скважины каверномером.

Определяют гидростатическое давление на породу, обеспечивающее ее длительную устойчивость. Для этого ствол скважины в интервале сужения прорабатывают и промывают. Затем поднимают бурильный инструмент так, чтобы долото было расположено выше опасной зоны на 50 м. Повышают давление (на 5–10% от первоначального гидростатического давления в скважине) на пласт пластичных пород и поддерживают это давление в течение определенного времени. В конкретных условиях этому времени соответствует время, которое требует для спускоподъема бурильного инструмента и отработки долота с учетом 1,5–2-кратного запаса на ремонтные и вспомогательные работы. После этого спускают бурильный инструмент в опасную зону для проверки наличия посадок.

Если посадки будут иметь место, то описанные выше работы повторяют до тех пор, пока после очередного повышения гидростатического давления не будет обнаружено заметных сужений стенок скважины. Гидростатическое давление в скважине повышают либо увеличением давления на ее устье при закрытых превенторах, либо утяжелением бурового раствора. Если на площади пробурено достаточное количество скважин, то искомое гидростатическое давление, обеспечивающее длительную устойчивость пластичной породы, может быть установлено на основании опыта борьбы с сужением стенок скважин по оптимальной (обеспечивающей устойчивость породы) плотности бурового раствора.

Предел текучести σ_t и пластическую вязкость η_0 породы определяют по формулам

$$\sigma_t = \sqrt{3}(p_t - p_p); \quad (3.36)$$

$$\eta_0 = \sqrt{3} \frac{\sigma_t t}{D_{\max} - D_{\min}} \alpha \left(0,61 \exp \frac{p_t - p_p}{1,15 \sigma_t} - 1 \right). \quad (3.37)$$

Проверка эффективности методики для практических расчетов была выполнена следующим образом [186]. Во-первых, на основании исследований динамики сужений стенок скважин определили σ_t и η_0 бишофита Днепровско-Донецкой впадины и пластичных глин Припятского прогиба. Затем, используя полученные реологические параметры, по формуле (2.36) рассчитали скорости сужения стенок скважин в этих породах по ряду скважин и сравнили их с фактическими скоростями v_{ϕ} , измеренными в этих же скважинах, а также со скоростями v_{ϕ}^* , полученными в лабораторных условиях на моделях скважин. Рассчитанные, лабораторные и фактические данные на-

несли на график $v \left(\frac{p_t - p_p}{\sigma_t} \right)$.

Анализ полученных данных показал хорошую сходимость значений скорости сужения ствола скважины, рассчитанных по формуле (2.36) с использованием реологических параметров, полученных на основании промысловых исследований, и значений скорости, измеренных непосредственно в скважине. Проведенная проверка позволяет сделать вывод о пригодности рассмотренной методики для практики бурения и верности исходных посылок, принятых при выводе формулы (2.36).

3.8. Построение паспорта прочности горных пород

Для построения огибающей предельных кругов Мора (паспорта прочности) горных пород в настоящее время наиболее широко применяют пять методов: объемного сжатия, среза со сжатием, соосных пуансонов, расчетный и метод построения по результатам определения разрушения породы при растяжении-сжатии.

Многочисленные исследования позволили уточнить форму огибающей и условия, которым она должна удовлетворять. Согласно этим условиям, огибающая должна быть монотонной кривой, симметричной относительно оси σ , замкнутой в области растягивающих напряжений и открытой в области сжатия. Производная кривой должна быть больше или равна нулю во всем диапазоне ее существования от σ_p до $\sigma = \infty$. Ось σ она пересекает в области растяжения в точке $\sigma = -\sigma_p$; $\tau = 0$. Точек, принадлежащих огибаю-

шей и находящихся левее этой точки, не существует. В точке пересечения оси радиус огибающей равен нулю. Огибающая охватывает весь комплекс предельных механических состояний породы. Типовой паспорт прочности породы показан на рисунке 3.8.

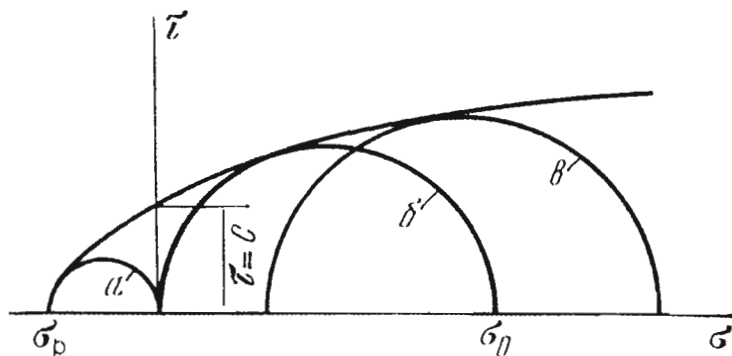


Рисунок 3.8 – Паспорт прочности горной породы:

α – одноосное растяжение; β – одноосное сжатие; в – неравномерное всестороннее сжатие

Установлено, что наиболее достоверные сведения о виде и форме огибающей можно получить методом объемного сжатия, называемым также методом Кармана. Для исследований используют специальную установку, представляющую собой камеру высокого давления, внутрь которой помещают испытуемый образец породы. Имеются самые различные конструктивные решения подобных установок, однако принципиально они сходны и позволяют проводить испытания в классе напряженных состояний $\sigma_1 > \sigma_2 = \sigma_3 = 0$, где σ_2, σ_3 – главные напряжения в плоскости, перпендикулярной к оси образца. Для задаваемых $\sigma_2 = \sigma_3$ определяют предельную величину главного напряжения σ_1 . Предельные круги напряжений и огибающую к ним строят по разности максимальных и минимальных главных напряжений.

Высокой достоверностью получаемых результатов отличается расчетный метод построения огибающей, разработанный М.М. Протоdjаконовым. На основе анализа существующих представлений им было показано, что огибающие для горных пород в координатной системе x, y описываются уравнением вида

$$y = y_{\max} \left(\frac{x^2}{x^2 + \alpha_0^2} \right)^{3/8}, \quad (3.38)$$

где $y = \tau$ – касательное напряжение на площадке разрушения; $x = \sigma_0 + \sigma_{т.р.}$ – сумма нормальных напряжений при одноосном сжатии σ_0 и предельном трехосном растяжении $\sigma_{т.р.}$; $y_{\max} = \tau_{\max}$ – максимальное сопротивление породы сдвигу; α_0 – параметр формы огибающей кругов напряжений $M_{\text{ора}}$.

На основании постоянства отношения $\tau_{\max}/\alpha_0$ уравнение (3.38) приводится к безразмерной форме.

$$l_0 = \left(\frac{k_0^2}{k_0^2 + 1} \right)^{3/8}, \quad (3.39)$$

где $k_0 = x/\alpha_0$ – расчетный параметр.

В соответствии с экспериментальными данными допускается, что $\tau_{\max}/\alpha_0 = 0,73$. Тогда для построения огибающей достаточно знать сопротивление горных пород одноосному сжатию σ_0 и одноосному растяжению σ_p . Расчет выполняется в следующем порядке.

По отношению $\sigma_0/\sigma_p = q_2/q_1$ из справочных таблиц находят величины безразмерных радиусов q_2 и q_1 кругов Мора для одноосного сжатия и растяжения. Затем определяют параметр a_0 по формуле $a_0 = \sigma_0/2q_2 = \sigma_p/2q_1$ и максимальные касательные напряжения $\tau_{\max}$ при $\sigma = \infty$; $\tau_{\max} = 0,73a_0$.

Из справочных таблиц находят безразмерную координату точки касания кругов Мора для одноосного растяжения и сжатия k_1 и k_2 . Определяют сопротивление породы трехосному растяжению $\sigma_{т.р.} = a_0(k_1 + q_1)$.

Из справочных таблиц находят для различных значений $k_0 = x/\alpha_0$ координаты нескольких точек кривой в системе $\tau(y)$ и $\sigma(x)$ и строят огибающую кривую.

3.9 Влияние температуры, влажности и примеси глины на реологические свойства каменной соли

Нами выполнены обширные реологические исследования каменной соли в широком диапазоне изменения температуры, влажности и аксессуарных включений. Ниже излагаются основные из полученных результатов.

В зависимости от цели опытов образцы пород для испытаний готовили в следующем порядке. Перед выбором исходного материала для изготовления искусственных образцов каменной соли был изучен состав каменной соли, отобранной колонковыми снарядами и боковыми грунтоносами в ряде скважин Припятского

прогиба. Каменная соль была отобрана как из интервалов сужений ствола, так и из интервалов, в которых по данным кавернометрии сужений установлено не было.

Химический анализ (таблица 3.2) отобранных образцов показал, что они представлены в основном солью NaCl с незначительной примесью (до 1%) других солей и нерастворимого остатка. Поэтому нужное количество образцов готовили из поваренной соли с размером зерен 1–3 мм. Когда ставилась задача об изучении влияния температуры и влажности на реологические свойства каменной соли, то образцы после прессования отжигали. Отжиг позволял полностью удалить парафин, который оставался на поверхности образца после извлечения его из пресс-формы. Эти образцы можно легко увлажнять до необходимых значений. Для этого в эксикатор засыпают поваренную соль и заливают рассолом, так чтобы он частично выступал над солью. В эту смесь закладывают предварительно завернутые в марлевую ткань образцы, подготовленные к испытанию. Кинетика увлажнения образцов каменной соли показана на рисунке 3.9, из которого видно, что полное увлажнение их происходит за 6–7 сут. Среднее значение максимальной влажности составляет 1,1%. Следует отметить, что такую же влажность имели образцы, которые специально выдерживали в рассоле в течение 2 мес.

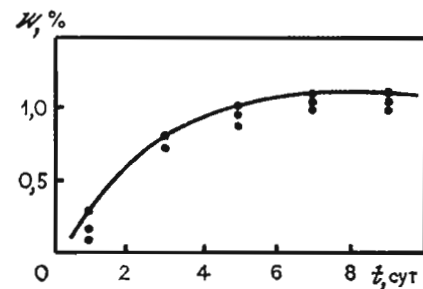


Рисунок 3.9 – Кинетика увлажнения образцов каменной соли

При длительных испытаниях для предупреждения высыхания образцы изолировали, покрывая их парафином, резиновым клеем и двойной резиновой пленкой. В случае высокой температуры предохранять сильно увлажненные образцы от высыхания с помощью такой изоляции не удавалось. Поэтому ползучесть каменной соли при температуре больше комнатной была испытана только при значениях влажности, меньших или отличающихся от той, которую имели образцы после отжига ($W \leq 0,04\%$).

Таблица 3.2 – Химический состав каменной соли, отобранной в скважинах Припятской впадины

Скважина, месторождение	Интервал отбора проб, м	Наличие сужения ствола	Состав каменной соли, %							
			NaCl	KCl	CaSO ₄	CaCl ₂	MgCl ₂	KBr	H ₂ O гигроскопическая	Нерастворимый остаток
1 Светлогорская	3650–3660*	Да	99,60	0,03	0,30	0,03	–	–	0,11	0,30
	3786,5–3796,5*	»	99,15	0,01	0,17	–	–	–	0,04	0,35
5 Шатилковская	2745,5–2784,5	»	99,71	0,01	0,06	–	–	–	0,05	0,26
1 Березинская	3487–3490	Нет	99,84	0,01	0,03	0,06	–	–	0,06	0,17
2 Березинская	2154*	Да	99,66	0,01	0,11	0,17	–	–	0,12	0,22
	2230–2245*	»	95,00	0,02	3,22	–	–	–	0,09	2,07
20 Вишанская	2530–2532	Нет	99,15	0,04	0,24	0,06	0,08	–	0,13	0,15
	2548,8–2561,5	Да	99,56	0,01	0,26	–	0,04	–	0,10	0,14
1 Кормянская	2600–2680	Нет	99,00	0,02	0,62	0,06	–	–	0,10	0,43

* Образцы каменной соли отобраны с помощью боковых грунтоносов.

Для изучения влияния на механические свойства каменной соли примеси глины образцы готовили также из россыпной поваренной соли, в которую добавляли порошкообразную вортыщенскую глину. Перед добавлением в соль глину просеивали через сито с диаметром отверстий 2 мм. Чтобы исключить влияние высокой температуры на глину, образцы с примесью не отжигали.

Глинистые породы для испытаний из скважин отбирали в виде шлама (вортыщенская глина, аргиллиты Речицкой площади Припятской впадины и Гусиной площади Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции) и в пастообразном состоянии (пластичные глины ливенского горизонта Припятской впадины). Ниже приведен их химический состав (в %):

Вортыщенская глина

SiO ₂	42,52	MnO	0,10
TiO ₂	0,55	P ₂ O ₅	0,11
Al ₂ O ₃	8,98	K ₂ O	2,20
Fe ₂ O ₃	4,67	Na ₂ O	5,90
CaO	10,23	SO ₃	1,98
MgO	2,41		

Пластичная глина ливенского горизонта

SiO ₂	38,20	SO ₃	2,66
Al ₂ O ₃	12,90	CaO	8,55
Fe ₂ O ₃	3,01	Na ₂ O	2,81
MgO	6,88	K ₂ O	3,36
MnO	0,04	TiO ₂	0,74
P ₂ O ₅	0,08		

Перед изготовлением образцов глину высушивали до воздушно-сухого состояния, измельчали и просеивали через сито с диаметром отверстий 2 мм. Был принят следующий режим прессования образцов $p_{np} = 230 \div 400$ МПа, $v_{np} = 1,2 \div 1,4$ МПа/с, плотность полученных образцов составляла $(2,2-2,4) \cdot 10^3$ кг/м³ для каменной соли, а их коэффициент вариации прочности не превышал 3–7%. В связи с этим параметры породы определяли по результатам испытания 2–3 образцов.

Образцы из пластичных глин ливенского горизонта бентонита и уемской глины для определения их вязкости по шарик и сопротивления сдвигу готовили по известной в механике грунтов методике подготовки к подобным испытаниям образцов с нарушенной структурой. При определении размеров образцов исходили из следующих стандартных требований. Поперечный раз-

мер образца выбирали таким, чтобы на элементарной площадке поперечного сечения образца укладывалось не менее 30 зерен исходного материала. Диаметр элементарной площадки при этом должен быть равен $d_z = 6,7d_n$, где d_n – средний диаметр минерального зерна. Размеры образцов-моделей скважин определяли с учетом уравнений (3.34) и условий геометрического подобия

$$d_n \geq 5d_b; \quad l_0 / \sqrt{F} \geq 0,7, \quad (3.40)$$

где d_n, d_b – наружный и внутренний диаметры образца; F, l_0 – площадь поперечного сечения и высота образца.

В соответствии с изложенным были выбраны следующие размеры образцов: сплошных цилиндрических из каменной соли и глинистых пород $d_n = 40$ мм, $l_0/d_n = 2$ и $l_0/d_n = 1$; моделей скважин $d_n = 40$ мм, $d_b = 8$ мм, $l_0 = 50$ мм, $l_0/\sqrt{F} = 1,15$; сплошных цилиндрических для определения вязкости пластичных глин методом вдавливания шарика $d_n = 90$ мм, $l_0 = 60$ мм.

Чтобы удовлетворительно исследовать ползучесть, нужно поддерживать постоянное напряжение в образце в течение всего опыта. Деформации ползучести малы и длятся продолжительное время. Поэтому с хорошим приближением можно считать напряжение в образце постоянным, если нагрузка, приложенная к нему, также будет постоянной. Этому требованию в наибольшей мере отвечают рычажные прессы. В связи с этим для испытаний был использован специально переоборудованный для условий сжатия шестисекционный рычажной пресс.

К нему были сконструированы и изготовлены приставки для изучения ползучести горных пород в условиях одноосного сжатия при повышенных температуре и влажности (рисунок 3.10) и длительного деформирования горных пород при контакте с буровым раствором в условиях напряженного состояния (рисунок 3.11).

Постоянство температуры при значениях, больших 20°C, поддерживали с помощью стандартных температурных реле типа ТР-200, которые допускали отклонение температуры от заданных значений до $\pm 5^\circ\text{C}$.

Продольную деформацию измеряли на базе образцов, когда результаты ползучести предназначались для получения количественных зависимостей, и по всей высоте образца, если ставилась цель качественной оценки. Для измерения продольных деформаций использовали механические индикаторы типа МИГ с ценой деления от $1 \cdot 10^{-5}$ до $2 \cdot 10^{-6}$ м.

Данные экспериментальных исследований влияния температуры на прочность каменной соли приведены на рисунке 3.12 «а» (кривая 1). Видно, что прочность ее с повышением температуры от 20 до 100–150°C увеличивается, а при дальнейшем нагревании быстро снижается. На основании исследований А. Ф. Иоффе увеличение прочности каменной соли с повышением температуры можно объяснить ростом «вязкой» прочности.

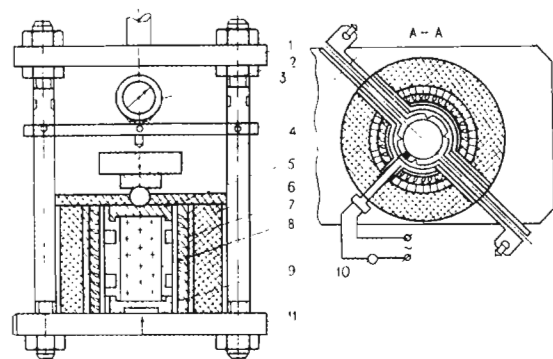


Рисунок 3.10 – Схема приставки к рычажному прессу для изучения ползучести горных пород при повышенных температуре и влажности:
1 – верхняя плита; 2 – индикатор часового типа; 3 – хомут;
4 – нагрузочная плита; 5 – накладки; 6 – терморегулятор;
7 – электропечь; 8 – образец породы; 9 – подставка;
10 – сигнальная лампочка; 11 – опорная плита

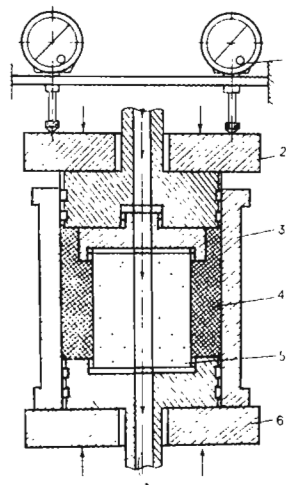


Рисунок 3.11 – Схема камеры высокого давления – приставки к рычажному прессу для испытания образцов пород-моделей скважин:
1 – индикатор часового типа; 2 – нагрузочная плита; 3 – корпус;
4 – пластилин; 5 – образец породы; 6 – опорная плита

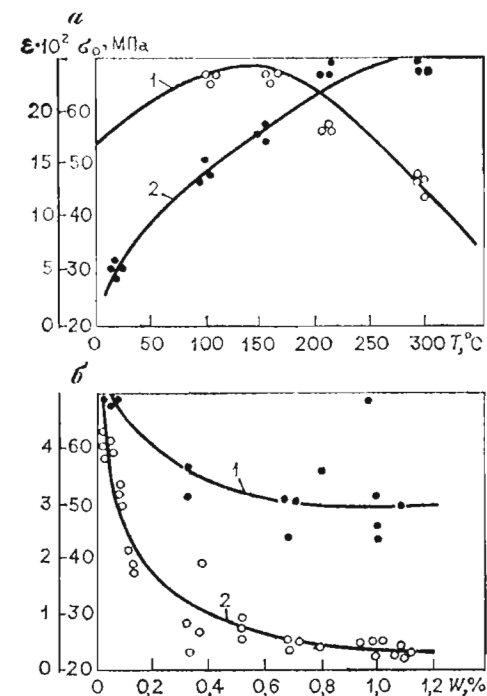


Рисунок 3.12 – Зависимости прочности и деформации до разрушения образцов каменной соли от температуры (а) и влажности (б)

При $T > 150^{\circ}\text{C}$ этот эффект становится несущественным или полностью исчезает. Пластические же свойства каменной соли с увеличением температуры нагревания непрерывно улучшаются (рисунок 3.12 «а», кривая 2).

Закономерность разупрочнения каменной соли при увлажнении показана на рисунке 3.12 «б», из которого видно, что особенно резкое (примерно в 2 раза) снижение прочности происходит при повышении влажности каменной соли от 0,04 до 0,3% (кривая 2). При дальнейшем же увлажнении до максимальной влажности 1,1% прочность снижается всего на 20%. Продольная деформация образцов с увеличением влажности до 0,5% быстро уменьшается и по мере дальнейшего увлажнения остается практически неизменной (рисунок 3.12 «б», кривая 1).

Характерные кривые ползучести образцов каменной соли ($\sigma_0 = 60,2$ МПа) и полученные на их основе кривые напряжения – деформация при-

ведены на рисунке 3.13. Как видно из этих данных, зависимость ε_z (σ_z) для каменной соли нелинейна. При строгом описании процесса она должна быть аппроксимирована функцией вида

$$\sigma_z = A(t) \varepsilon_z^n, \quad (3.41)$$

где $A(t)$ – коэффициент деформации; n – показатель нелинейности.

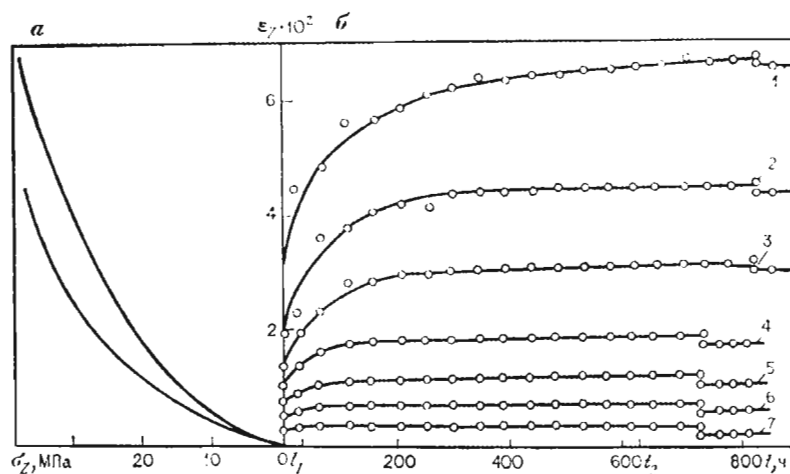


Рисунок 3.13 – Деформирование каменной соли во времени:

а – кривые напряжение–деформация в разные моменты времени;

б – кривые ползучести при $T = 18 \div 20^\circ\text{C}$ и влажности $W = 0,04\%$.

Деформация σ_z , МПа:

1 – 37,8; 2 – 32,4; 3 – 27; 4 – 22; 5 – 16,2; 6 – 10,8; 7 – 5,4

Однако с достаточным приближением в практических расчетах бурения можно принять $n \approx 1$, т.е. заменить зависимость (3.41) линейной.

Из приведенных данных (рисунок 3.13 «б») также видно, что у каменной соли обратной ползучести практически не наблюдается. Это характерно для вязкопластического тела, поэтому применять теории ползучести наследственного типа для описания процесса деформирования каменной соли не рекомендуется.

Зависимость ползучести каменной соли от температуры была исследована при влажности образцов $W \leq 0,04\%$ и средних значениях темпера-

туры 20, 100, 150 и 210°C , а от влажности – при комнатной температуре и влажности 0,04; 0,08; 0,13 и 1,1%.

На основании кривых ползучести были построены реологические кривые, обработкой которых получены зависимости σ_T ($T^\circ\text{C}$), σ_T (W), η_0 ($T^\circ\text{C}$) и η_0 (W), которые аппроксимированы эмпирическими формулами:

$$\left. \begin{aligned} \sigma_T &= 350T^{-0,16}, \quad \eta_0 = 10^{13}(187,5 - 78,5 \lg T) \\ &\text{при } 20^\circ\text{C} \leq T \leq 210^\circ\text{C} \text{ и } W \leq 0,04\%; \\ \sigma_T &= 79,43W^{-0,30}, \quad \eta_0 = 10^{11,82}W^{-2,20} \\ &\text{при } 0,04 \leq W \leq 1,10\% \text{ и } T = 15 \div 20^\circ\text{C}. \end{aligned} \right\} \quad (3.42)$$

Установлено, что между пределом текучести и прочностью каменной соли в условиях одноосного сжатия существует связь

$$\left. \begin{aligned} \sigma_1 &= (0,25 \div 0,35)\sigma_0 \\ \sigma_T &= (0,32 \div 0,36)\sigma_0 \end{aligned} \right\} \quad \begin{aligned} &\text{— для температуры;} \\ &\text{— для влажности.} \end{aligned} \quad (3.43)$$

Из полученных данных следует, что влажность влияет на реологические свойства каменной соли в значительно большей степени, чем температура.

Влияние примеси глины на ползучесть каменной соли было исследовано при комнатной температуре и влажности образцов $W = 0,08\%$. Результаты этих опытов представлены на рисунке 3.14.

Анализ полученных данных показывает, что равномерно распределенная примесь снижает пластические свойства каменной соли, что соответствует представлениям физики твердого тела, согласно которым всякие посторонние примеси искажают кристаллическую решетку и снижают пластичность тела. Примеси, действуя как «шпиры», препятствуют скольжению. Опыты на кристаллах каменной соли (В. Д. Кузнецов, 1941) показывают, что примеси увеличивают предел их текучести и прочности. Таким образом, в изученном диапазоне следует ожидать, что деформирование в чистых разностях каменной соли будет более существенным.

Однако, как видно из рисунка 3.14, с увеличением содержания примеси глины (более 8%) скорость ползучести каменной соли растет. Это происходит, вероятно, вследствие того, что с увеличением содержания в каменной соли глина вместо роли «шпиров» все в большей степени начинает выполнять роль «смазки» по плоскости скольжения и тем самым облегчает процесс деформирования. Из этих данных можно сделать вывод, что проявление горного давления в форме изменения размеров поперечного сечения ствола сква-

жины в каменной соли с равномерно распределенной примесью глины до 4–8% и влажностью до 0,08% будет менее интенсивным, чем в чистых разностях каменной соли. Однако при увлажнении заглинизированная каменная соль разрушается в большей степени за счет более быстрого растворения и диспергирования глинистой составляющей (А. Б. Здановский, 1972).

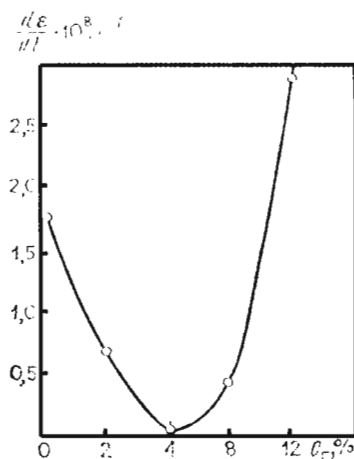


Рисунок 3.14 – Зависимость градиента скорости деформирования каменной соли от содержания глины ($T=18 \div 20^\circ\text{C}$; $W=0,08\%$; $i=0,6$)

Когда глина залегает в каменной соли в виде прослоек (мощность от нескольких десятых миллиметра до десятков сантиметров), то сопротивление деформированию и разрушению такой смешанной породы будет определяться механическими свойствами более слабых глинистых пород. Реологические свойства этих пород в сильной степени зависят от влажности, что также подтверждается результатами испытаний пластичных глин Припятской впадины.

Вязкость этих глин при различных значениях влажности находили с помощью формулы (3.32) по результатам вдавливания стальных 6-мм шариков. Предварительно исследовали инвариантность метода по отношению к диаметру шарика. В результате было установлено, что вязкость глины практически не зависит от диаметра шарика.

Напряжение сцепления C и угол трения φ определяли на сдвиговом приборе ДорНИИ по методике испытания образцов с нарушенной структурой.

Данные опытов представлены на рисунке 3.15 в виде кривых зависимости $C(W)$, $\varphi(W)$ и $\eta_{ш}(W)$. Из полученных данных видно, что влажность оказывает существенное влияние на механические свойства глин и, следовательно, на их переход в предельное состояние. Поэтому при разбурировании соленосно-глинистых толщ должны быть приняты все возможные меры по их обезвоживанию (например, за счет осмотической дегидратации) или, в крайнем случае, предотвращению увлажнения.

Прослойки слабых пород также могут выполнять роль смазки и тем самым облегчать выдавливание в ствол скважины более прочных пород. Переход одного из слоев породы в предельное состояние будет провоцировать изменение в соседних слоях. Важно уметь количественно оценивать роль слоистости в формировании напряжений и деформаций около скважины в каждом конкретном случае.

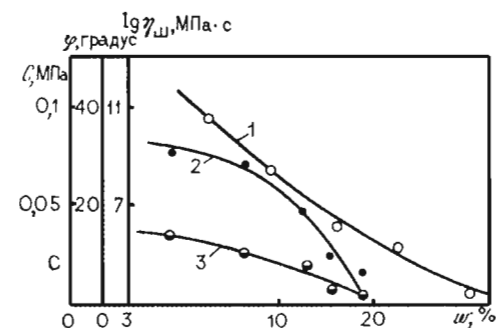


Рисунок 3.15 – Зависимость вязкости по шарикам $\eta_{ш}$ (кривая 1), угла внутреннего трения φ (кривая 2) и напряжения сцепления C (кривая 3) пластичной глины ливенского горизонта Припятской впадины от влажности

ГЛАВА 4

ЭЛЕМЕНТЫ ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКОЙ МЕХАНИКИ ГОРНЫХ ПОРОД

Физико-химическая механика является пограничной областью физико-химической науки. Одна из основных ее задач заключается в установлении зависимостей механических свойств твердых тел и различного рода структурированных систем, т.е. особенностей протекающих в них процессов деформации и разрушения, от совокупности механических факторов, температуры, состава и структуры исследуемого тела и его физико-химического взаимодействия с окружающей средой. В этой связи целесообразно привлечь ее методы и положения для решения проблем горного давления в скважинах, так как его проявления во многом определяются взаимодействием бурового раствора с горными породами.

Рассмотренные теоретические исследования горного давления выполнены на основании ряда упрощающих допущений, в той или иной мере идеализирующих горный массив и процессы около горной выработки. В частности, скважина представляется закрытой системой, не способной к обмену компонентами с окружающей средой. В реальных условиях скважина в наиболее общем случае должна рассматриваться как многокомпонентная гетерогенная открытая система, характеризующая совокупностью всех физических, химических и механических свойств.

Между буровым раствором и горными породами около скважины идет постоянный обмен веществом и энергией, что приводит к изменению состояния системы. Эти самопроизвольно происходящие процессы сопровождаются уменьшением ее свободной энергии. В результате напряженно-деформированное состояние горных пород, и, следовательно, характер и интенсивность проявления горного давления около скважины также изменяются.

Изменяя физико-химическую природу и плотность бурового раствора, можно активно влиять на эти процессы. Поэтому буровой раствор – основной фактор, позволяющий управлять горным давлением в скважине. Если влияние плотности бурового раствора на напряженно-деформированное состояние горных пород около скважины в какой-то мере понятно и поддается хотя бы приближенной количественной оценке, то физико-механическая сторона этой проблемы остается не решенной. Отсутствие ясных представлений о механизме взаимодействия бурового раствора с горными породами

около скважины является причиной тому, что эмпиризм, укоренившийся в вопросах создания новых химреагентов и составов буровых растворов, еще прочно сохраняет свои позиции.

Физико-химическое взаимодействие бурового раствора и горных пород есть физико-химия явлений и процессов, протекающих на поверхностях раздела фаз твердое тело – жидкость и в объеме этих фаз.

В связи с изложенным рассмотрим основные понятия и положения физико-химической механики применительно к горным породам.

4.1 Поверхностная энергия

Степень раздробленности, или дисперсность породы, можно характеризовать размерами минеральных частиц и величинами их поверхности и объема. Мерой поверхности минеральных частиц является их удельная поверхность; она определяется как площадь суммарной поверхности дисперсного материала, приходящаяся на единицу его веса или объема. Поверхность минеральных частиц является источником поверхностной энергии, представленной электрическими силами Ван-дер-Ваальса.

Возникновение этой энергии обусловлено неодинаковым состоянием атомов в объеме и на поверхности минеральных частиц. Атом (ион или молекула), расположенный внутри объема, испытывает силы взаимодействия со стороны всех окружающих его атомов (ионов или молекул) и находится в состоянии равновесия. В иных условиях находится частица кристалла, расположенная на его поверхности, так как все взаимодействующие с ней атомы (ионы или молекулы) находятся только с одной стороны – со стороны кристалла (рассматривается случай, когда кристалл находится в вакууме).

Для того чтобы при таком несимметричном силовом поле равнодействующая всех сил, действующих на поверхностную частицу, равнялась нулю (чтобы эта частица находилась в равновесии), частицы вблизи от поверхности должны располагаться иначе, чем во внутренних областях кристалла. Эти частицы, находящиеся в нескомпенсированном силовом поле, и образуют поверхностный слой. Толщина поверхностного слоя имеет порядок расстояния взаимодействия частиц. Расстояние между частицами в кристалле составляет примерно 10^{-10} м. Поскольку силы взаимодействия между частицами твердого тела с увеличением расстояния между ними быстро убывают, то на расстоянии 10^{-9} м ими можно пренебречь. На основании этих соображений можно считать, что толщина поверхностного слоя может быть порядка 10^{-10} – 10^{-9} м.

Для перемещения внутренней частицы твердого тела на его поверхность нужно совершить определенную работу; это работа переходит в потенциаль-

ную энергию поверхностной частицы. Из этого следует, что все частицы в поверхностном слое обладают большим запасом энергии, чем внутренние частицы, и на поверхности твердого тела сосредотачивается избыток энергии по сравнению с энергией тех объемных частиц, которые образовали поверхностный слой. Этот избыток энергии поверхностного слоя, отнесенный к единице площади, называется удельной поверхностной энергией (обычно слово «удельная» опускается и говорится просто о поверхностной энергии).

Полная энергия твердого тела состоит из внутренней и поверхностной энергии. Внутренняя энергия измеряется той работой, которую нужно затратить, чтобы разрушить тело на составляющие его частицы (атомы, ионы или молекулы) и удалить их на такие расстояния друг от друга, при которых они не будут взаимодействовать.

Поверхностную энергию можно рассматривать или как избыток энергии на единицу площади, или как силу, которую необходимо приложить к единице длины, чтобы разорвать поверхностный слой. Для жидкостей принято второе толкование, и поэтому поверхностная энергия называется чаще поверхностным натяжением.

Работу, идущую на увеличение свободной поверхностной энергии жидкости, можно выразить соотношением [65]

$$A = (F_s - F_v)N, \quad (4.1)$$

где $F_s - F_v$ – средняя разность свободной энергии на поверхности F_s и в объеме F_v (на одну молекулу); N – число молекул в поверхностном слое жидкости.

Работа изотермического образования единицы поверхности (удельная свободная поверхностная энергия) называется поверхностным натяжением δ данной жидкости на границе с другой фазой:

$$\delta = \frac{A}{S} = (F_s - F_v) \frac{N}{S} = (F_s - F_v) n_l, \quad (4.2)$$

где $n_l = N/S$ – число молекул в 1 м^2 поверхностного слоя.

Поверхностное натяжение выражается также формулой $\delta = \Delta F / \Delta S$, где ΔF – изменение свободной поверхностной энергии; ΔS – изменение площади поверхностного слоя.

Размерности поверхностного натяжения жидкости и поверхностной энергии твердого тела одинаковы.

При соприкосновении двух фаз между ними образуется поверхностный слой. Он характеризуется некоторым избытком энергии и состоит из двух слоев: один слой принадлежит первой фазе, другой – второй фазе. Каждый из

этих слоев занимает определенный объем. Сумма энергий соприкасающихся слоев оказывается больше, чем сумма их энергий без учета соприкосновения.

Рассмотрим механизм соприкосновения двух фаз. Энергии первой и второй фаз без учета поверхностных явлений обозначим через U_1 и U_2 , а площадь соприкосновения фаз – через S . Полная энергия системы будет равна

$$U = U_1 + U_2 + \delta_y S, \quad (4.3)$$

откуда

$$\delta_y = \frac{U - (U_1 + U_2)}{S} = \frac{U_s}{S}, \quad (4.4)$$

где δ_y – избыток энергии, рассчитанный на единицу площади S соприкосновения, т. е. удельная поверхностная энергия.

Величина поверхностной энергии U_s может быть названа сгущением энергии в поверхностном слое (на рисунке 4.1 она изображена в виде заштрихованной площади). Сгущение энергии на границе соприкосновения двух фаз обусловлено наличием некомпенсированных молекулярных сил в поверхностном слое. Эти силы компенсируются в результате сжатия поверхностного слоя, который поэтому находится в упругонапряженном состоянии, что и вызывает сгущение энергии.

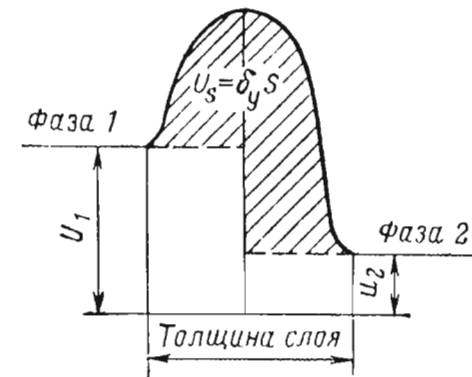


Рисунок 4.1 – Схема сгущения энергии на поверхности раздела двух фаз

4.2 Адсорбция на границе «твердое тело – жидкость»

В силу второго закона термодинамики поверхность раздела фаз, как и любая система, обладающая запасом свободной энергии, стремится к самопроизвольному ее уменьшению. Минимум свободной энергии является условием устойчивого равновесия системы. Со стремлением дисперсных систем уменьшить поверхностную энергию прямо или косвенно связаны разнообразные физико-химические явления, в том числе и адсорбция.

Количественно адсорбция характеризуется величиной адсорбции Γ – избытком массы данного компонента в молях на 1 м^2 поверхностного слоя по сравнению с его содержанием в таком же объеме соприкасающихся фаз. По уравнению Гиббса

$$\Gamma = -\partial\delta/\mu_k, \quad (4.5)$$

где μ_k – химический потенциал данного компонента при равновесии фаз.

Химическим потенциалом μ_i i -го компонента гомогенной системы (или фазы гетерогенной системы) называется частная производная от любого из термодинамических потенциалов системы (фазы) по числу молей n_i этого компонента при постоянных значениях числа молей всех остальных компонентов системы (фазы) и параметров состояния, соответствующих данному термодинамическому потенциалу.

В качестве независимых параметров на практике чаще всего пользуются давлением и температурой, поэтому обычно μ_i определяется выражением

$$\mu_i = \left(\frac{\partial\Phi}{\partial n_i} \right)_{p, T, n_1, \dots, n_{i-1}, n_{i+1}, \dots, n_{N_K}}, \quad (4.6)$$

где $\Phi = \sum_{i=1}^{N_K} n_i \mu_i$ (в соответствии с уравнением Гиббса – Дюгема); N_K – число компонентов гомогенной системы; n_i – число молей i -го компонента при $T = \text{const}$ и $p = \text{const}$.

Химический потенциал зависит от параметров состояния и состава гомогенной системы, но не зависит от ее массы.

Если поглощение компонента происходит из среды, где его концентрация C невелика, то уравнение (4.6) приводится к виду

$$\Gamma = -\frac{C}{RT} \frac{\partial\delta}{\partial C}, \quad (4.7)$$

где $\partial\delta/\partial C$ – поверхностная активность адсорбата, характеризующая его способность понижать при адсорбции поверхностную энергию адсорбента.

На твердом адсорбенте возможны три случая адсорбции: адсорбция положительная, если растворенное вещество адсорбируется на поверхности адсорбента в большем количестве, чем растворитель; адсорбция отрицательная, когда в большем количестве адсорбируется растворитель; отсутствие адсорбции, когда концентрация растворенного вещества остается одинаковой и на поверхности адсорбента, и в объеме раствора.

Принято различать адсорбцию неэлектролитов, если на поверхности адсорбируются молекулы адсорбата, и электролитов, если на поверхности избирательно адсорбируется один из ионов электролита, содержащегося в растворе.

Количество вещества Q_a , молекулярно адсорбированного из раствора, можно определить по формуле [73]

$$Q_a = \frac{(C_0 - C_1)V}{m_a}, \quad (4.8)$$

где C_0 и C_1 – начальная и равновесная концентрации адсорбата; V – объем раствора, из которого происходит адсорбция; m_a – количество адсорбента. Если известна удельная поверхность адсорбента, то величину адсорбции относят к единице поверхности.

Зависимость адсорбции из раствора на твердом теле от равновесной концентрации адсорбтива описывается изотермой адсорбции (рисунок 4.2). Из рисунка 4.2 видно, что более полно адсорбция происходит из растворов низкой концентрации.

Молекулы адсорбтива и среды являются конкурентами при адсорбции из раствора: чем хуже адсорбируется среда на адсорбенте, тем лучше адсорбируется растворенное вещество. На основании термодинамических соображений считается, что чем выше поверхностное натяжение чистой среды, тем меньше ее молекул будет способно к адсорбции на твердом теле и тем лучше на его поверхности будет адсорбироваться растворенное вещество. Поэтому адсорбция на твердом теле более эффективна из водных растворов и менее – из растворов в углеводородах, спиртах и других жидкостях со сравнительно малым поверхностным натяжением. Наблюдается также и следующая закономерность: чем лучше среда растворяет адсорбтив, тем хуже в этой среде адсорбция. На адсорбцию из растворов влияют природа и пористость адсорбента.

П. А. Ребиндером предложено правило уравнивания полярностей. Согласно этому правилу, адсорбция будет идти, если полярность вещества C , характеризующая диэлектрической проницаемостью ϵ_c , будет находиться между полярностью веществ А и В, т.е. при соблюдении условия $\epsilon_A > \epsilon_c > \epsilon_B$ или $\epsilon_A < \epsilon_c < \epsilon_B$. Это иллюстрируется следующим образом. На границе вода ($\epsilon_a = 81$) – толуол ($\epsilon_1 = 2,4$) поверхностно-активным веществом является ани-

лин ($\varepsilon_a = 7,3$), а на границе толуол ($\varepsilon_l = 2,4$) – воздух ($\varepsilon_o = 1$) анилин несколько повышает поверхностное натяжение, следовательно, поверхностно-активным веществом в данном случае является уже толуол, растворимый в анилине.

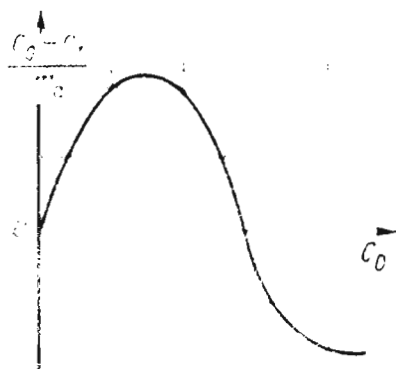


Рисунок 4.2 – Изотерма адсорбции из раствора

Из этого правила следует, что чем больше разность полярностей между растворимым веществом и раствором (чем меньше растворимость растворенного вещества), тем лучше оно будет адсорбироваться. Этим правилом также хорошо разъясняется порядок ориентации молекул поверхностно-активных веществ на границе раздела «твердое тело – жидкость»: при этом полярная часть молекулы поверхностно-активных веществ будет обращена к полярной фазе, а неполярная часть – к неполярной. Таким образом, неполярные адсорбенты, как правило, лучше адсорбируют неполярные адсорбтивы, а полярные адсорбенты – полярные адсорбтивы.

Адсорбция электролитов не укладывается в рамки учения о молекулярной адсорбции. Если на поверхности адсорбента, контактирующего с раствором электролита, уже адсорбированы ионы другого электролита, то почти всегда наблюдается обменная адсорбция. При обменной адсорбции избирательное поглощение одного из ионов электролита, находящегося в растворе, сопровождается одновременным вытеснением другого иона того же знака на поверхности адсорбента. Обмен ионами протекает в строго эквивалентных количествах, поэтому электронейтральность на границе раздела фаз не нарушается.

Адсорбция зависит от способности поверхности твердого тела к смачиванию: чем лучше растворитель смачивает поверхность адсорбента, тем

меньше адсорбция молекул растворенного вещества из данного растворителя на этой поверхности, и, наоборот, если растворитель плохо смачивает твердую поверхность, адсорбция молекул растворенного вещества на этой поверхности будет велика.

При адсорбции жидкости на твердом адсорбенте выделяется теплота. Количество теплоты, которое выделяется при адсорбции одним граммом порошкообразного адсорбента данной жидкости, называется теплотой смачивания. Она характеризует интенсивность адсорбции данной жидкости адсорбентом и поэтому может служить мерой адсорбционной активности твердого тела.

4.3 Мицеллообразование и катионный обмен

Физико-химические свойства горной породы определяются ее удельной поверхностью. От нее прежде всего зависит отношение породы к воде – адсорбционная способность, набухаемость, капиллярность, а также способность породы к реакциям с веществами, содержащимися в поровом растворе. Исключительно большую долю общей поверхности породных частиц составляют мелкодисперсные глинистые частицы, особенно коллоиды. Физико-химические процессы взаимодействия бурового раствора и породы протекают на границе раздела твердой и жидкой фаз, поэтому коллоидные частицы, обладающие очень большой общей поверхностью, имеют решающее значение для этих процессов.

В результате взаимодействия воды с минеральными агрегатами образуются мицеллы – коллоидные частицы с двумя слоями зарядов (рисунок 4.3). Первый слой отвечает заряду минеральной частицы, примыкает к ее ядру и является замкнутым. Заряд минеральной частицы может быть определен на основании правила Козна. Согласно этому правилу твердое тело получает отрицательный заряд, если его диэлектрическая постоянная меньше, чем диэлектрическая постоянная соприкасающейся с ним жидкости, и, наоборот, твердое тело будет заряжено положительно, если его диэлектрическая постоянная больше диэлектрической постоянной жидкости. В соответствии с правилом Козна частицы глины имеют отрицательный заряд, так как диэлектрическая постоянная колеблется в пределах 2–12, что меньше диэлектрической постоянной воды, равной 81.

Второй слой противоположного знака соответствует поглощенным ионам, он не целиком заполнен и становится все более диффузным по мере удаления от центра мицеллы. Подвижность катионов в двойном электрическом слое глинистых пород в 5–10 раз меньше, чем в свободном растворе.

Ионы, входящие в состав коллоидной мицеллы, могут взаимодействовать с ионами, находящимися в поровой воде: между ними происходят реак-

ции обмена. Вследствие этого состав адсорбированных минеральными частицами ионов зависит от обменных реакций, протекающих между твердой и жидкой компонентами породы. Те ионы, которые принимают участие в обменных реакциях, называются «обменными ионами». А общее количество ионов в породе, способных к обмену в данных условиях, называют емкостью поглощения, или емкостью обмена породы. Поскольку большинство минеральных и органических частиц в воде получают отрицательный заряд, то в обмене практически участвуют одни катионы.

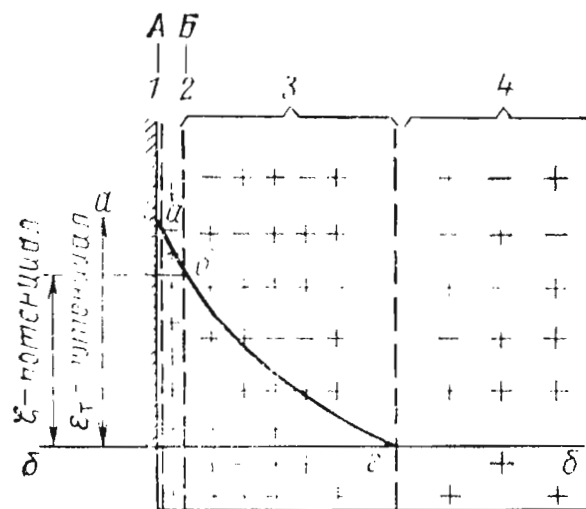


Рисунок 4.3 – Схема двойного электрического слоя (д.э.с.) на границе раздела поверхностей минеральной частицы и раствора электролита:
1 – отрицательно заряженная поверхность твердой частицы;
2 – неподвижный или адсорбционный слой противоионов (слой Штерна); 3 – диффузный слой (слой Гуи); 4 – свободный раствор;
а – а – уровень потенциала в твердой частице; а – б – падение потенциала в неподвижной части д. э. с.; б – г – падение потенциала в подвижной части д. э. с.; ζ – потенциал – электрокинетический потенциал; ϵ_t – полный термодинамический потенциал; горизонтальная линия б – б – уровень потенциала в свободном растворе;
А – граница раздела между твердой частицей и жидкой средой;
Б – граница между неподвижной и подвижной частями д.э.с.

Исследования природы обменных реакций показывают, что обмен ионов совершается как в диффузном и адсорбированных слоях мицелл, так и в кристаллической решетке самих минеральных частиц, следовательно, механизм катионного обмена в большой степени зависит от кристаллических решеток минералов [29]. Например, частицы каолинита имеют жесткую кристаллическую решетку, при этом доступ находящихся в растворе ионов в межпакетные пространства исключен. Базальные поверхности его электронейтральны, вследствие чего обменные реакции у частиц каолинита протекают только по сколам кристаллической решетки (рисунок 4.4 «а»). Поэтому емкость поглощения каолинита небольшая: $(3-15) \cdot 10^{-3}$ моль/100г. Гидрослюдистые глины также имеют жесткую кристаллическую решетку, однако их базальные поверхности имеют значительный отрицательный заряд. Этот заряд возникает вследствие некомпенсированности зарядов внутри кристаллической решетки при замещении Si^{4+} на Al^{3+} или Al^{3+} ионами более низкой валентности, обычно Mg^{2+} . Поэтому ионный обмен у таких пород происходит не только по сколам, но и по всей площади базальных поверхностей (рисунок 4.4 «б»). В связи с этим, емкость поглощения гидрослюдов значительно превышает емкость поглощения каолинита и составляет $(10-40) \cdot 10^{-3}$ моль/100 г.

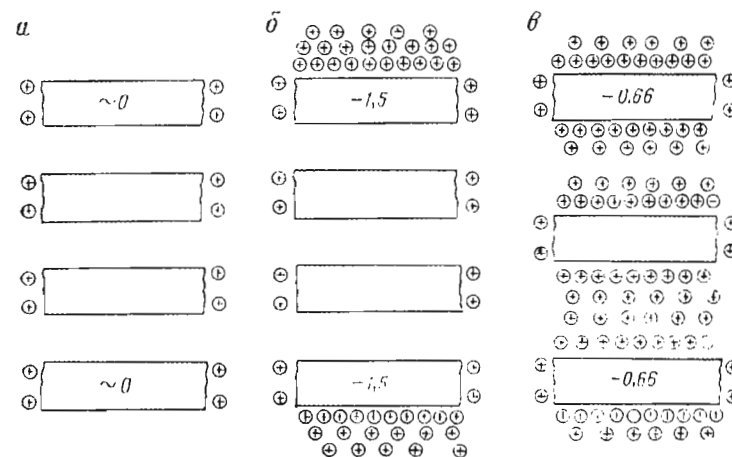


Рисунок 4.4 – Схема катионного обмена на частицах каолинита (а), гидрослюда (б) и монтмориллонита (в):
а, б – экстрамицеллярный обмен; в – интрамицеллярный обмен

В рассмотренных случаях катионный обмен происходит на внешней поверхности частиц – это так называемый экстрамицеллярный обмен. Когда обменные ионы проникают в межпакетное пространство подвижной кристаллической решетки, то наблюдается интрамицеллярный обмен, характерный для монтмориллонита. Изоморфные замещения у него происходят в меньшей степени, чем у гидрослюд, поэтому его базальные поверхности имеют несколько меньший отрицательный заряд, чем базальная поверхность гидрослюд. Однако из-за подвижного характера кристаллической решетки доступными для обменных реакций оказываются не только внешние, но и внутренние стороны частиц (рисунок 4.4 «в»).

Емкость поглощения при одновременном действии механизма экстра- и интрамицеллярного обмена наибольшая. Для монтмориллонита она составляет $(80-150) \cdot 10^{-3}$ моль/100 г. Обменные реакции подчиняются определенным закономерностям. К.К. Гейдรอยцем было установлено, что при взаимодействии с породой катионы имеют различную энергию поглощения, причем энергия поглощения катионов возрастает с увеличением их валентности, а среди катионов одной валентности она увеличивается с увеличением их радиусов; исключением из последней зависимости является NH_4^+ и H^+ .

По энергии поглощения наиболее распространенные катионы располагаются в следующий ряд: $\text{Fe}^{3+} > \text{Al}^{3+} > \text{H}^+ > \text{Ba}^{2+} > \text{Ca}^{2+} > \text{Mg}^{2+} > \text{NH}_4^+ > \text{K}^+ > \text{Na}^+ > \text{Li}^+$. Обратный порядок этого ряда характеризует энергию выхода катионов из поглощенного состояния.

Обменные реакции обладают свойствами селективности, когда одни и те же катионы с различной энергией поглощаются различными веществами.

Состав обменных катионов зависит от минералогического состава породы и состава поровых вод. Наиболее часто встречаются обменные катионы Ca^{2+} , Mg^{2+} , Na^+ , K^+ , H^+ , и реже Al^{3+} , Fe^{3+} , Fe^{2+} , NH_4^+ , Li^+ . Особенно широко распространены катионы Ca^{2+} . Это объясняется значительным содержанием солей кальция в природе и большой энергией вхождения этого катиона в поглощающий комплекс. Последнее обстоятельство особенно важно, так как именно поэтому катион кальция преобладает в поглощающем комплексе пород, несмотря на малую растворимость его солей. Содержание катиона Mg^{2+} в обменном комплексе пород обычно не превышает 10–15% от общей суммы обменных ионов. В глинах, генетически связанных с выветриванием материнских пород, богатых магнием (например, в доломитизированных разностях мергелистых глин), содержание этого катиона может быть значительно большим.

Из одновалентных катионов наиболее распространен Na^+ . В процессе диагенеза породы, например глин морского происхождения, он может быть замещен на ион кальция.

Состав обменных катионов оказывает влияние на содержание в породах различных категорий воды и одновременно на характер ее микроструктуры и макротекстуры. Так, содержание прочносвязанной воды увеличивается с ростом валентности катионов согласно правилу: катион¹⁺ > катион²⁺ > катион³⁺. Есть и исключения из этого ряда. Вследствие селекции ионы H^+ и NH_4^+ ведут себя аномально. Количество слабосвязанной воды в зависимости от состава обменных катионов (если не учитывать аномальность ионов H^+ и NH_4^+) изменяется согласно правилу: катион¹⁺ > катион²⁺ > катион³⁺. Поскольку слабосвязанной воды в породе обычно значительно больше, чем прочносвязанной, то это правило справедливо для всей связанной воды.

В диффузном слое содержится лишь небольшая часть обменных катионов (1–5%), однако этого количества оказывается достаточно для образования значительных гидратных оболочек вокруг минеральной частицы при низких концентрациях порового раствора (примерно 0,01 Н). Образование таких оболочек связанной воды обуславливает распад микроагрегатов породных частиц. И, наоборот, уменьшение толщины оболочек связанной воды вокруг минеральных частиц способствует процессу их коагуляции, т.е. образованию микроагрегатов.

Влияние обменных катионов на содержание связанной воды, характер микро- и макроструктуры и другие свойства пород значительно больше в том случае, когда в ней содержатся минералы типа монтмориллонита с раздвижными кристаллическими решетками. Для минералов с жесткими межпакетными связями, имеющих малую емкость катионного обмена (каолинит, гидрослюдистые глины), роль обменных катионов с этой точки зрения становится второстепенной.

4.4 Смачивание и капиллярное давление

Явление смачивания возникает в результате взаимодействия молекул твердой поверхности и жидкости. Рассмотрим эти процессы на границе раздела трех фаз (рисунок 4.5): твердое тело (3) – жидкость (1) – газ (2). При неполном смачивании жидкая поверхность раздела пересекает твердую поверхность по некоторой линии, называемой периметром смачивания, и образует с ней краевой угол смачивания θ . Равновесное значение краевого угла определяют из выражения

$$B = \cos \theta = \frac{\delta_{32} - \delta_{31}}{\delta_{12}}, \quad (4.9)$$

где δ_{12} , δ_{32} и δ_{31} – поверхностное натяжение поверхностей раздела соответственно: жидкость – газ; твердое тело – газ, твердое тело – жидкость.

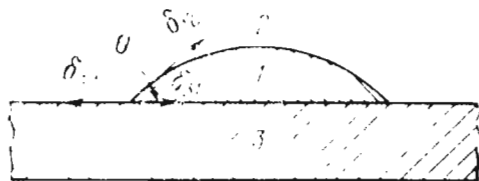


Рисунок 4.5 – Схема образования краевого угла

Из уравнения (4.9) видно, что при достижении равновесия краевой угол смачивания зависит только от молекулярной природы поверхности раздела и не зависит от размеров капли и пузыря.

Зависимость (4.9) устанавливает связь между мерой смачивания и силами, действующими в краевой точке контакта жидкости и твердой поверхности. Но величины поверхностной энергии или поверхностного натяжения твердых тел в большинстве случаев не могут быть измерены непосредственно.

Из уравнения (4.9) можно определить лишь разность $\delta_{32} - \delta_{31}$, называемую натяжением смачивания: $\delta_{32} - \delta_{31} = \delta_{12} \cos \theta$, для чего достаточно знать поверхностное натяжение жидкости и измерить краевой угол θ .

Таким образом, смачивание представляет собой один из видов поверхностных явлений в результате взаимодействия двух сред на поверхности их контакта. Так как при смачивании происходит растекание капли жидкости, нанесенной на поверхность твердого тела, смачивание должно рассматриваться как физико-химическое явление самопроизвольного увеличения площади контакта жидкости с поверхностью твердого тела под влиянием сил молекулярного взаимодействия между ними.

Если молекулы жидкости взаимодействуют с молекулами твердого тела сильнее, чем между собой, то жидкость будет растекаться по поверхности, т.е. смачивать ее. Если молекулы жидкости взаимодействуют друг с другом значительно сильнее, чем с молекулами твердого тела, то ее растекания не произойдет. По величине краевого угла можно судить о смачивающей способности жидкости: чем лучше жидкость смачивает поверхность, тем меньше угол θ . При полном смачивании, что, например, наблюдается при нанесении капли воды на поверхность чистого стекла, угол $\theta = 0$ и $B = +1$; при полном несмачивании $\theta = 180^\circ$ и $B = -1$ (рисунок 4.6).

Жидкость тем лучше смачивает твердое тело, чем меньше ее поверхностное натяжение на границе с воздухом δ_{12} и свободная поверхностная энергия на границе с твердым телом δ_{13} . Это условие соответствует наибольшему изменению свободной энергии системы в изотермическом процессе смачивания. Например, для любой поверхности



Рисунок 4.6 – Различные случаи неполного смачивания:

а – $\theta < 90^\circ$; б – $\theta = 90^\circ$; в – $\theta > 90^\circ$

смачиваемость резко возрастает при переходе от ртути ($\delta_{12} = 46 \cdot 10^{-2}$ Н/м) к воде ($\delta_{12} = 7,3 \cdot 10^{-2}$ Н/м) и далее к углеводородам ($\delta_{12} = 2 \cdot 10^{-2} \div 3 \cdot 10^{-2}$ Н/м). Так, все твердые тела смачиваются многими органическими жидкостями – углеводородами, полиорганолоксанами, эфирами и пр. Вода смачивает все тела, кроме жирных органических соединений, таких, как парафин. Ртуть смачивает только металлы, близкие к ней по своей природе.

Из двух жидкостей лучше смачивает поверхность твердого тела та, у которой разность полярностей с этим телом наименьшая.

По способности к избирательному смачиванию, т.е. смачиванию жидкостями, наиболее сильно отличающимся по полярности (вода, углеводородная жидкость), все твердые тела П. А. Ребиндером разделены на три группы: гидрофильные, гидрофобные и абсолютно гидрофобные.

Гидрофильные тела лучше смачиваются водой в присутствии неполярной жидкости (керосин, масла), для них $\delta_{23} > \delta_{13}$ при $+1 \geq B > 0$. Гидрофобные тела лучше смачиваются неполярной жидкостью в присутствии воды, для них $\delta_{23} < \delta_{13}$ при $0 \geq B \geq -1$.

Абсолютно гидрофобные тела дают равновесные отрицательные значения смачивания $B < 0$ не только в условиях избирательного смачивания, но и на границе минерал – вода – воздух. Такими телами являются, например, битумы и парафин. Тела первых двух групп всегда дают положительные равновесные значения смачивания B на границе минерал – вода – воздух и отличаются друг от друга главным образом скоростью смачивания водой – малой для гидрофобных и большой для гидрофильных тел; другими словами, они отличаются друг от друга только по кинетике смачивания (особенно в порошкообразном состоянии).

Избирательное смачивание позволяет классифицировать минералы по степени их гидрофильности ($+1 \geq B > 0$) или гидрофобности ($0 \geq B \geq -1$). Большинство породообразующих минералов по своей природе гидрофильны. Однако под воздействием различных факторов их способность к смачиванию может меняться. Так, если на поверхности тела будет адсорбировано ПАВ та-

ким образом, что неполярные углеводородные цепи его будут ориентированы в сторону твердого тела, а полярные радикалы – в сторону жидкости, то гидрофильность такой поверхности повысится. При обратной ориентации молекул ПАВ поверхность приобретает свойства гидрофобности. Поэтому гидрофильные по своей природе нефтесодержащие породы часто плохо смачиваются водой в результате адсорбции на их поверхности жидких углеводородов нефти. Степень гидрофильности породы может оказывать существенное влияние на количество поступающего в нее фильтра бурового раствора.

Условиями смачивания ($B = \cos \theta$) вдоль периметра контакта определяются все капиллярные явления. Известно, что поверхностный слой жидкости обладает так называемым поверхностным давлением. Механизм этого явления следующий. Молекулы жидкости, находящиеся в поверхностном слое, испытывают одностороннее, направленное внутрь притяжение со стороны соседних слоев молекул. Любая же молекула внутри объема жидкости испытывает одинаковое притяжение со всех сторон. Вследствие этого направленного внутрь притяжения поверхностный слой оказывает давление на всю массу жидкости, которое и называется поверхностным (для воды оно составляет 1070 МПа). Под вогнутой поверхностью оно меньше нормального, а под выпуклой поверхностью – больше.

Изменение молекулярного давления при искривлении поверхности жидкости можно определить, если принять, что соответствующее приращение этого давления приложено к поверхности жидкости в виде некоторого равномерного сжимающего давления p , которое называют капиллярным. В соответствии с законом Лапласа его величина определяется соотношением

$$p = \frac{2\delta \cos \theta}{r},$$

(4.10)

где δ – поверхностное натяжение, r – радиус капилляра.

Этим давлением обуславливается капиллярное передвижение воды в горных породах. Необходимо учитывать, что поры с радиусом $r \leq 10^{-7}$ м целиком заполнены связанной водой и в таких порах возможно только пленочное передвижение воды. Поэтому уравнение (4.10) справедливо только при больших радиусах пор, намного превосходящих толщину адсорбционной пленки. В горных породах капиллярной проводимостью обладают только поры между микроагрегатами, так как поры внутри микроагрегатов целиком заполнены связанной водой.

4.5 Формы связи воды в горных породах

В естественных условиях залегания в горных породах всегда присутствует то или иное количество воды. На основании классификации А. Ф. Лебедева и с учетом исследований последних лет принято следующее разделение воды в горных породах: в форме пара, связанная (прочносвязанная, слабо- или рыхлосвязанная), свободная (капиллярная, гравитационная). в твердом состоянии, кристаллизационная и химически связанная.

Присутствие воды в любых породах всегда в той или иной степени сказывается на их свойствах. Особенно сильное влияние вода оказывает на высокодисперсные глинистые породы. При этом, как видно из таблицы 4.1 [29], их прочностные свойства значительно зависят от содержания связанной воды, изучение которой имеет большое практическое значение.

Таблица 4.1 – Зависимость свойств глин от типа содержащейся в них воды

Тип воды в глинe		Характерная влажность глин, определяющая границы их состояния	Свойства глин
Прочносвязанная	Вода углов и сколов кристаллической решетки и «ближней» гидратации обменных катионов	1/10 максимальной гигроскопичности	Прочность высокая
	Вода базальных поверхностей глинистых минералов	Максимальная гигроскопичность	Прочность медленно снижается
Рыхлосвязанная	Вторично ориентированная вода полислоев	Максимальная молекулярная влагоемкость (влажность нижнего предела пластичности)	Прочность быстро снижается. При достаточно высоких давлениях появляется липкость
	Осмотическая вода	Влажность верхнего предела пластичности (нижнего предела текучести)	Прочность небольшая. Наряду с липкостью проявляется пластичность. Глина ведет себя как пластичное тело
Связанная и свободная			Прочность практически отсутствует. Глина ведет себя как текучее тело

4.5.1 Механизм образования связанной воды

Наличие в породах воды, отличающейся по свойствам от обычной, установлено уже давно, однако многое в механизме ее связывания с породой остается неясным.

Это явление объясняют в основном электрической природой взаимодействия диполей воды с полями как самих минеральных частиц, так и адсорбированных этими частицами ионов. В начале исследований было выдвинуто предположение, что это в основном гидратационная вода обменных катионов, удерживаемая притяжением частиц породы. А. А. Роде на основе анализа многочисленных экспериментальных данных сделал заключение, что ионно-гидратационная гипотеза связывания неверна. Он предположил, что в этих процессах определяющую роль должна играть поверхность частиц твердого тела. И действительно, исследованиями с помощью радиочастотной спектроскопии и метода ядерного магнитного резонанса было показано, что молекулы воды взаимодействуют с внешними ионами кристаллической решетки минеральных частиц.

При соприкосновении жидкости с минеральной частицей возникает силовое взаимодействие между молекулами обеих соприкасающихся поверхностей, которое приводит к уменьшению поверхностного натяжения и явлению адсорбции, т.е. к прилипанию молекул воды к поверхности частицы.

Внешние ионы кристаллической решетки минеральных частиц с избытком одного знака заряда (заряда на поверхности) образуют как бы «внутреннюю обкладку конденсатора» с некоторой плотностью заряда, называемую потенциалопределяющим слоем. В то же время ионы раствора противоположного знака, притянутые электрическими и адсорбционными силами твердой поверхности, представляют собой как бы «внешнюю обкладку конденсатора».

Первый или несколько первых слоев противоионов, притянутых к поверхности минеральной частицы под влиянием электрического и адсорбционного полей, удерживаются на очень близком расстоянии (1–2 молекулярных слоя) и связаны с этой поверхностью наиболее прочно. Этот слой воды (в химии – адсорбционный, или слой Штерна) называют прочносвязанной водой. Последующие молекулярные слои, связанные с поверхностью частицы менее прочно, называют слабосвязанной (или рыхлосвязанной) водой. Иногда воду этих двух видов называют пленочной, но в большинстве случаев под пленочной подразумевается только слабосвязанная вода.

Влияние на механизм связывания воды обменных катионов по А. А. Роде заключается в том, что некоторые из них (многовалентные катионы) вызывают агрегирование частиц. Это приводит к уменьшению общей поверхности, доступной для взаимодействия с водой, и количества связанной воды.

Одновалентные катионы, наоборот, вызывают распад агрегатов породы на отдельные частицы; в этом случае суммарная поверхность увеличивается и возрастает количество связываемой ею воды.

Особые свойства прочносвязанной воды заставляют предполагать, что она имеет упорядоченную структуру. Есть работы, авторы которых доказывают, что строение прочносвязанной воды определяется расположением поверхностных ионов решетки минеральных частиц. Структуру связанной воды при этом стали называть квазикристаллической (почти кристаллической), подчеркивая, что она не идентична кристаллической решетке льда [35].

С. Хендриком и М. Джефферсоном впервые было высказано предположение о наличии водородной связи молекул воды с ионами кислорода или гидроксильными группами на базальной поверхности глинистых кристаллических частиц. При этом считалось, что связанная вода покрывает поверхность минеральной частицы сплошной сеткой. По мнению Д. Резендица, в связи с низкой диэлектрической постоянной прочносвязанная вода имеет тетраэдрическую кристаллическую решетку в поле притяжения, создаваемом поверхностью глинистых частиц. При этом влияние противоионов на структуру прочносвязанной воды зависит от размера этих ионов. Когда диаметр ионов меньше размера тетраэдрической ячейки квазикристаллической решетки структуры воды, ионы могут заполнять решетки. Вследствие этого возрастает вероятность возникновения в структуре воды точечных дефектов Френкеля. Таким образом, малые ионы способствуют увеличению подвижности прочносвязанной воды.

Некоторые авторы рассматривают «связывание» как феномен гидратации (гидратация коллоидных частиц), протекающей в две стадии. Сначала под влиянием поверхностных сил частиц породы происходит разрыв водородных связей между молекулами воды, затем эти молекулы вступают в водородную связь с кислородными и гидроксильными группами на поверхности частиц. Водородные связи отличаются высокой эластичностью, допускающей реализации разнообразных структур. Чем больше степень соответствия расположения этих групп решетчатому упорядочению структуры воды, тем полнее и прочнее будет гидратация. Допускается также возможность ориентации молекул воды в электрическом поле, создаваемом ионизированными группами (ионная гидратация).

Высказываются также предположения, что молекулы связанной воды не могут расположиться в виде правильной решетки, так как этому будут мешать противоионы, но в результате действия поверхностных сил притяжения минеральных частиц амплитуда тепловых колебаний молекул воды уменьшается. Это приводит к увеличению ее плотности, вязкости и сопротивления деформациям. Например, плотность прочносвязанной воды, по данным различных исследователей, колеблется в пределах $(1,2\text{--}2,4) \cdot 10^3 \text{ кг/м}^3$.

Однако есть и другие результаты, согласно которым средняя плотность прочносвязанной воды не только не выше, но даже ниже плотности обычной свободной воды. Так, поверхности пакетов, представляющие собой основания кремнекислородных тетраэдров в решетке минеральных частиц, имеют сотообразный характер. Диаметр ячеек равен примерно $3,3 \cdot 10^{-10}$ м, а высота $2,4 \cdot 10^{-10}$ м. Соты гексагональной формы образованы шестью атомами кислорода [28]. Диаметр молекулы воды составляет $2,76 \cdot 10^{-10}$ м. Следовательно, в каждую ячейку может войти только одна молекула воды. На дне ячейки она образует водородную связь с гидроксильной группой. Из ячеек эти молекулы могут выскакивать только вследствие тепловых колебаний. Если это происходит, то они вовлекаются в движение смежных с минеральной частицей слоев жидкости.

Расстояние между ячейками в тетраэдрическом слое глинистых минералов составляет около $5,5 \cdot 10^{-10}$ м. Поэтому между молекулами воды, попавшими в ячейки, отсутствует непосредственная связь и средняя плотность этой воды, состоящей из удаленных одна от другой молекул, еще ниже, чем у льда ($0,9 \cdot 10^3$ кг/м³), в кристаллической решетке которого молекулы воды расположены на расстоянии всего $2,78 \cdot 10^{-10}$ м друг от друга. Есть результаты исследований, согласно которым средняя плотность связанной воды составляет около $0,7 \cdot 10^3$ кг/м³, что согласуется с приведенными выше соображениями.

Те участки на поверхности минеральных частиц, к которым могут притягиваться диполи воды, называют активными центрами. В энергетическом отношении каждый такой центр представляет потенциальную яму. Молекулы воды под воздействием активных центров, частично теряют свою кинетическую энергию. Это затрудняет как отрыв молекул воды от частицы, так и перемещение их вдоль поверхности частицы, так как активные центры отделены друг от друга энергетическими барьерами.

При малых значениях влажности вокруг указанных ячеек, являющихся центрами адсорбции, могут возникать диффузные рои молекул воды, окруженные свободным от воды пространством.

Однако связывание молекул воды может происходить не только вследствие их попадания в ячейки тетраэдрических слоев, но и в результате действия полей неуравновешенных внутренних зарядов решетки, возникающих при изоморфных замещениях. Существует также мнение, что эти неуравновешенные заряды притягивают к частице катионы, а последние в свою очередь удерживают молекулы воды за счет сил ближней гидратации.

Плотность воды, связываемой по этому механизму, может оказаться выше плотности свободной воды. Энергетически неэквивалентные активные центры минеральных частиц удерживают прочносвязанную воду с неодинаковой силой, поэтому ее средняя плотность может уменьшаться.

Неравномерный характер распределения зарядов по поверхности частиц позволяет предположить, что прочносвязанная вода покрывает эту поверхность не сплошным слоем, а располагается на ней островками – «айсбергами». В результате этого на поверхности частицы могут существовать не только участки уплотненной связанной воды плотностью больше единицы, но и участки, покрытые слабосвязанной водой, и участки, на которых квазикристаллическая структура связанной воды имеет плотность меньше единицы. Высказанные предположения о неоднородности воды на различных участках поверхности минеральной частицы позволяют в какой-то мере объяснить противоречивые экспериментальные данные о средней плотности связанной воды.

Видимо, нельзя говорить об однообразной структуре прочносвязанной воды. М. В. Слонимская, например, объясняя экспериментально установленную подвижность связанной воды у каолинита, меньшую чем у монтмориллонита, сделала предположение, что у каолинита молекулы воды образуют упорядоченную анизотропную структуру, на которую мало влияют обменные катионы, в то же время у монтмориллонита молекулы воды вследствие большого влияния обменных катионов располагаются беспорядочно и сохраняют большую подвижность.

Можно предполагать, что на отдельных участках поверхности минеральной частицы слой прочносвязанной воды имеет толщину в одну молекулу, тогда как на других участках он полимолекулярен, и, кроме того, что каждый последующий ряд молекул в таком слое удерживается предыдущим рядом с помощью водородных связей. Однако силы, удерживающие молекулы воды, довольно быстро уменьшаются с увеличением расстояния от минеральной частицы. Первые два или три ряда молекул наиболее прочно связаны с поверхностью частицы. Однако и в слое толщиной $15 \cdot 10^{-10}$ м вода все еще может проявлять свойства связанной воды.

4.5.2 Прочносвязанная вода

Прочносвязанная вода по своим свойствам резко отличается от обычной свободной. Ее эбулископическая точка (точка кипения) достигает 200°C , а криоскопическая точка (точка замерзания) – в среднем до -78°C . Замерзание связанной воды, видимо, зависит от минералогического состава породы. Так, по данным Т. А. Литвиновой, у каолинита вся вода замерзает в интервале от -10 до -20°C . В то же время в монтмориллоните даже при -70°C содержится около 7% незамерзшей воды. При температуре $-193,8^\circ\text{C}$ незамерзшей воды в этих породах обнаружено не было. Диэлектрическая проницаемость прочносвязанной воды равна 2–3 вместо 81 у свободной воды.

Наличие связанной воды оказывает сильное влияние на электропроводность породы. Прочносвязанная вода не подчиняется законам гидростатики

и в этом отношении сходна с твердыми телами. Согласно расчетам Б. В. Дерягина, модуль сдвига этой категории воды при толщине слоя 0,09 мкм равняется 0,2 МПа, что всего в 300 раз меньше модуля сдвига свинца.

Н. М. Герсегованов предложил рассматривать минеральную частицу породы в задачах механики грунтов вместе с оболочкой прочносвязанной воды как одно целое. Связь этой воды с породой настолько прочная, что ее можно отжать, и то частично, только при давлениях, достигающих десятков мегапаскалей. Из данных, приведенных на рисунке 4.7, хорошо видно, что с увеличением давления влажность глинистых пород уменьшается, но лишь до определенного значения [29]. При давлении 80–100 МПа она достигает 8–12% и при дальнейшем повышении давления даже до нескольких сотен мегапаскалей остается практически неизменной. Некоторую часть этой воды, видимо, вообще невозможно удалить из породы при действии одного только давления без нагревания до температуры выше 200°C (эбулиоскопическая точка).

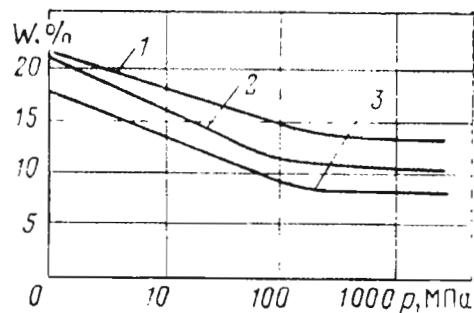


Рисунок 4.7 – Зависимость влажности горных пород от давления:
1 – глина полиминерального состава; 2 – каолиновая глина;
3 – средний полиминеральный суглинок

Установлено, что концентрация растворенных солей уменьшается в каждой последующей порции воды, отжатой под действием все большего давления. При давлениях до десятков мегапаскалей концентрация соли в такой воде снижается на 20–30% сравнительно с концентрацией в воде, отжатой при малых давлениях.

Связанная вода в породе не может растворять соли. Но после отжатия при больших давлениях ее растворяющая способность становится даже выше, чем у свободной воды. Согласно А. М. Блоху, это происходит потому,

что связанная вода при переходе в свободное состояние сначала приобретает структуру, отличную от структуры обычной воды. Такие структурные агрегаты характерны для некоторых категорий подземных вод, также имеющих повышенную растворяющую способность. Связанная вода еще некоторое время после отжатия сохраняет способность растворять такие соединения, которые в обычной воде при нормальных условиях не растворяются.

Некоторые исследователи считают, что связанная вода обладает свойствами вязкой жидкости в направлениях, параллельных поверхности минеральной частицы, а в направлении, нормальном к этой поверхности, обладает свойствами твердого тела. Существует мнение, что «горизонтальная» вязкость прочносвязанной воды примерно в 100 раз превышает вязкость обычной воды.

По энергии связи молекул воды с частицами породы принято различать по меньшей мере три категории прочносвязанной воды.

Связи наибольшего энергетического уровня образуются в том случае, когда молекулы воды вступают в координационные связи с поверхностными элементами кристаллической решетки. Эту воду также называют «водой углов и сколов поверхности кристаллической решетки». Она характеризуется наименьшей подвижностью и свойствами, наиболее резко отличным от свойств свободной воды. Удалить ее можно только путем нагревания породы при температуре 150–300 °C.

Вторая категория прочносвязанной воды – это вода «ближней» гидратации преимущественно катионов. Она образуется при гидратации обменных катионов в результате электростатических (ион-дипольных) связей, возникающих между ними и молекулами воды. По подвижности и свойствам она близка к воде углов и сколов. Удаляется нагреванием породы при температуре больше 90–120°C, причем величина температуры удаления зависит от состава обменных катионов: для натриевых глин она более 90°C, а для кальциевых – более 120°C. Установлено, что присутствие этих категорий воды не снижает значительно прочности породы.

К третьей категории прочносвязанной воды относится «вода базальных поверхностей глинистых минералов». Она располагается по базальным поверхностям глинистых минералов и взаимодействует со структурными группами OH и O поверхности преимущественно через водородные связи. Уровень энергетической связи этой категории воды с минеральными частицами меньше, чем у первых двух, но значительно больше уровня связи слабосвязанной воды. Присутствие воды базальных поверхностей приводит к значительному снижению прочности породы.

Вопрос об относительном количестве прочносвязанной воды также является дискуссионным. Если допустить, что вода растекается по поверхности минеральной частицы равномерно, то содержание влаги в мономолекулярном слое

можно определить с помощью следующего расчета. Площадь молекулы воды, имеющей диаметр $2,76 \cdot 10^{-10}$ м, будет равна примерно 10^{-19} м². Таким образом, на 1 см² площади уместится 10^{15} молекул воды. Такое количество воды имеет массу $G_n = 3 \cdot 10^{-11}$ кг. Следовательно, на 1 м² расположится $3 \cdot 10^{-7}$ кг воды. Глинистые частицы диаметром менее $2 \cdot 10^{-7}$ м имеют удельную поверхность 300 м²/г и более. На 300 м² поверхности расположится $9 \cdot 10^{-5}$ кг воды (9% от массы породы).

При известных массе воды и площади растекания толщину водной пленки можно вычислить по формуле

$$h_n = G_n / \rho \cdot S_0. \quad (4.11)$$

Поделив толщину пленки h_n на диаметр молекулы воды, получим число молекулярных слоев

$$N = h_n / 2,76 \cdot 10^{-10}. \quad (4.12)$$

Приведенные упрощенные расчеты, конечно, пригодны только для приблизительных оценок, поскольку допущение о равномерном растекании слоев связанной воды по поверхности частицы, как мы видели, весьма далеко от реальной картины.

Считается, что максимальное количество прочносвязанной воды в породе соответствует максимальной гигроскопической влажности (МГВ), т.е. той влажности породы, которая образуется при адсорбции минеральными частицами парообразной воды при 100% ее относительной влажности (так называемая равновесная влажность). Т. Лэмб к прочносвязанной относит ту воду которую грунт поглощает при относительной влажности воздуха около 50%. Согласно его данным, ее количество составляет у каолинита около 0,6–1,1%, а у монтмориллонита 8–19%. По А. А. Роде, количество прочносвязанной воды несколько ниже МГВ. Это объясняется тем, что в последнюю, кроме связанной, входит также капиллярная влага, заполняющая поры в результате конденсации. Р. И. Злочевская к прочносвязанной относит только ту воду, которая может быть удалена из породы нагреванием при температуре, значительно превышающей 100°C.

М. А. Сунцовым установлено, что содержание прочносвязанной воды (в процентах к общему количеству) зависит от гранулометрического состава и степени уплотнения породы.

Из приведенных данных видно, что при диаметрах частиц свыше $5 \cdot 10^{-6}$ м относительное содержание связанной воды не превышает 35%, а при диаметре частиц $1 \cdot 10^{-6}$ м оно возрастает до 67–100%, хотя в последнем случае при рыхлом сложении осадка и больших сечениях пор часть поровой воды остается несвязанной. При уплотнении породы сечение пор уменьшается, и они оказываются заполненными связанной водой.

Диаметр частиц, 10^{-3} м.....	1	0,5	0,1	0,05	0,01	0,005	0,001
Степень уплотнения:							
Минимальная.....	0,07	0,13	0,67	1,32	6,7	13,3	66,7
Максимальная	0,17	0,34	1,73	3,45	16,3	34,5	100,0

Различие мнений об относительном содержании прочносвязанной воды в породах объясняется прежде всего тем, что проблема ее определения до настоящего времени не получила надежного решения, несмотря на усилия многих исследователей, пытающихся использовать для этой цели различие прочносвязанной и свободной воды.

Большое влияние на содержание прочносвязанной воды оказывает минералогический состав породы. Например, величина МГВ для частиц размером меньше $1 \cdot 10^{-6}$ м составляет (в %): у кварца – 0,9, у полевых шпатов (альбита, ортоклаза, микроклина) – 8–17, у слюд (мусковит, биотит) – 36–48. В зависимости от дисперсности, минералогического состава и состава обменных катионов количество прочносвязанной воды в осадочных несцементированных породах может колебаться от 0,2 до 30% и более.

4.5.3 Слабосвязанная вода

Слабосвязанная вода имеет значительно меньший энергетический уровень связи, чем прочносвязанная. Большинство исследователей считает, что эта вода представляет собой гидратационную воду катионов диффузного слоя, окружающего минеральную частицу. Л. И. Кульчицкий относит ее к осмотически связанной [81].

Некоторые авторы явление поглощения воды породой в процессе связывания рассматривают как разновидность осмоса, вызванного совместным действием зарядов глинистых частиц и обменных катионов, концентрация которых влияет на ζ -потенциал частиц. С этих позиций давление, оказываемое на стенки погруженного в воду пористого сосуда с глиной, впитывающей воду и увеличивающейся в результате этого в объеме, может рассматриваться как аналогичное осмотическому. Конечно, здесь следует иметь в виду, что при этом может происходить и чисто осмотическое поглощение, определяемое разностью концентраций порового и внешнего растворов. Эта теория вызвала у многих исследователей возражения, поскольку количество воды, связываемой при гидратации, значительно меньше того ее количества, которое впитывает порода при набухании. Однако эти возражения недостаточно обоснованы, так как не вся вода набухания является связанной.

П. А. Ребиндер слабосвязанную воду рассматривал как физически сорбированную. Количество слабосвязанной воды, по мнению одних авторов,

может в 2–4 раза превышать МГВ; другие же утверждают, что это количество значительно меньше. По И. Розенквисту, толщина слоя слабосвязанной воды не превышает 10^{-9} м. Б. В. Дерягин считает, что этот слой может достигать 10^{-8} м и более. По его мнению, переход от свойств связанной к свойствам обычной воды происходит не постепенно, а скачком.

Слабосвязанная вода обладает пониженной растворяющей способностью, однако в ней содержится довольно много ионов растворенных веществ. Эти ионы могут взаимодействовать с электрическим полем минеральных частиц и тем самым влиять на поведение слабосвязанной воды. При пропускании через породу постоянного тока катионы внешней части диффузного слоя, двигаясь к катоду, увлекают за собой и слабосвязанную воду.

В случае обычной фильтрации неподвижные слои связанной воды уменьшают сечение пор и повышают фильтрационное давление, что хорошо подтверждается данными опытов Б. В. Дерягина и Н. Н. Захавасовой (рисунок 4.8).

Их исследования показывают, что при фильтрации раствора NaCl с концентрацией 10% через монтмориллонитовую глину коэффициент фильтрации увеличился в 2,7 раза по сравнению с коэффициентом фильтрации воды. Увеличение коэффициента фильтрации в этих условиях убедительно объясняется сжатием диффузных слоев (уменьшением толщины слоя связанной воды) вокруг глинистых частиц, что привело к увеличению эффективного диаметра пор. Снижение коэффициента фильтрации при дальнейшем увеличении концентрации NaCl авторы объясняют возрастанием вязкости фильтрующегося раствора.

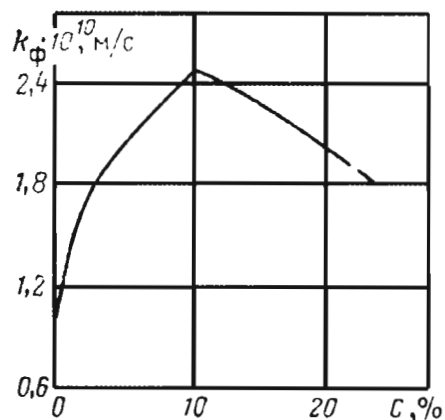


Рисунок 4.8 – Зависимость коэффициента фильтрации монтмориллонитовой глины от концентрации раствора NaCl

Опыты по уменьшению поверхностного заряда частиц глины были выполнены под руководством М. Н. Гольдштейна [28]. Было установлено, что снижение заряда частиц вплоть до достижения почти нулевого ζ -потенциала приводит к уменьшению сопротивления фильтрации. По его мнению, это происходит вследствие перехода слабосвязанной воды в обычную (из-за погашения внешнего электрического поля частиц неподвижным слоем противоионов и исчезновения диффузного слоя).

В результате этих опытов было также установлено изменение ζ -потенциала под влиянием влажности породы. С увеличением ее влажности ζ -потенциал увеличивался и возрастала толщина слоя связанной воды. Кроме того, на интенсивность впитывания воды сильное влияние оказывал характер ионов диффузного слоя глинистых частиц.

Слабосвязанную воду принято подразделять на две формы.

К первой относится слабосвязанная вода со структурными группами OH поверхности минералов, а также вода многослойной адсорбции, формирующаяся вблизи активных центров поверхности частиц глины. Она отличается слабой связью с поверхностью частиц, значительной подвижностью и удаляется нагреванием до 100–120°C. Вместе с прочносвязанной водой определяет МГВ породы при относительной влажности воздуха 0,9–0,95.

Ко второй категории отнесена так называемая рыхлосвязанная вода. Она удерживается осмотическими и капиллярными силами. С поверхностью частиц связана очень слабо и по своим свойствам почти не отличается от свободной воды. Вместе с прочно- и слабосвязанной водой первой формы обуславливает набухание породы [140].

М. Н. Гольдштейн получил данные (таблица 4.2) о содержании связанной воды в некоторых породах (в % к массе скелета породы).

Принимая приблизительно количество незамерзшей воды равным количеству прочносвязанной, автор находит содержание слабосвязанной воды как разность между содержанием связанной и незамерзшей воды. Поскольку прямая связь между содержанием связанной и незамерзшей воды отсутствует, данные этой таблицы имеют ориентировочное значение.

П. А. Ребиндер предложил классификацию форм связи воды, исходя из принципа интенсивности этой связи в пористых телах. В зависимости от величины интенсивности на удаление воды из породы должна быть затрачена соответствующая энергия.

В соответствии с принятой схемой все связи воды с породой им подразделены на три большие группы. К первой отнесена химическая связь (хемосорбционная вода). В отличие от физической адсорбции, хемосорбция характеризуется высокой теплотой смачивания, зависимостью скорости хемосорбции от температуры, мономолекулярным характером адсорбционной

пленки, низким значением диэлектрической проницаемости. Прочносвязанная вода обладает всеми этими особенностями и, следовательно, может рассматриваться как хемосорбционная. Хемосорбционную воду не следует путать с химически связанной водой, входящей в гидраты гидроокисей.

Таблица 4.2 – Содержание связанной воды в некоторых породах (по М. Н. Гольдштейну)

Порода	Содержание фракций, 10 ⁻³ м			Содержание воды, %			Температура замораживания, °С	Отношение содержания незамерзшей воды к связанной, %
	1-0,1	0,1-0,005	0,005	связанной	незамерзшей	слабосвязанной		
Кварцевая пыль	–	96,5	3,5	10,68	1,37	9,31	–5,4	13
Суглинок	27	62	11	16,39	2,56	13,83	–3,4	16
Глина	32,1	46,9	21	16,03	8,02	8,01	–4,2	50
	14,7	55,3	30	16,27	6,71	9,56	–5,4	42
	19,1	41,4	39,5	13,71	10,59	3,12	–8,0	78
	1,6	36,4	62	27,66	9,49	18,17	–5,7	34
	2,2	39,4	58	18,45	6,68	11,77	–7,2	36

Хемосорбцию прочносвязанной воды можно представить как присоединение с помощью водородных связей, образующихся при диссоциации воды ионов OH⁻ и H₂O, к ионам кислорода, находящимся на поверхности кристаллической решетки.

Ко второй группе отнесена физико-химическая связь (физически адсорбированная вода) и к третьей – физико-механическая связь (капиллярная вода).

4.5.4 Кристаллизационная и химически связанная вода

Кристаллизационной называют воду, входящую в состав минералов типа CaSO₄·2H₂O. Участвуя в построении кристаллической решетки минералов, она сохраняет свою молекулярную форму. Значительное количество кристаллизационной воды в гипсе (16 из 20,93% содержащейся в нем воды)

выделяется после 32-часового прогрева при температуре 82°С. Удаление кристаллизационной воды оказывает существенное влияние на физико-механические свойства минерала.

Химически связанная, или конституционная вода входит в гидраты типа гидроокисей Ca(OH)₂. В результате химической реакции ее молекулы распадаются на ионы Н⁺ и ОН⁻, своего молекулярного единства она не сохраняет. По сравнению с кристаллизационной конституционная вода более прочно связана с другими молекулами кристаллической решетки. Ее удаление из минералов возможно только путем длительного нагревания при температуре более 200°С. После выделения химически связанной воды минерал распадается.

4.6 Диффузия и осмотические явления в горных породах

В физико-химическом взаимодействии бурового раствора с горными породами диффузия и осмос могут иметь существенное значение. Если по обе стороны пористой мембраны, установленной в сосуде, налить растворы различных веществ, то через определенное время каждое из этих веществ распределится в обеих половинах сосуда равномерно. Это произойдет в результате диффузии, причем каждое из растворенных веществ будет диффундировать так, как будто другое вещество отсутствует.

Диффузия – процесс установления внутри фаз равновесного распределения концентраций. Результатом диффузии при постоянной температуре является выравнивание химических потенциалов. Химический потенциал – это потенциал, определяющий перенос вещества. Он является интенсивной величиной, т.е. зависит от параметров состояния и состава гомогенной системы, но не зависит от ее массы. При диффузии разность химических потенциалов определяется разностью концентраций. Установление равновесного распределения концентраций происходит в результате беспорядочных блужданий атомов, молекул или более крупных частиц коллоидных размеров. Диффузия ионов – очень медленный процесс. Перенос веществ в результате этого процесса описывается первым законом диффузии Фика

$$dm = -D \frac{dc}{dx} S dt, \tag{4.13}$$

где m – количество продиффундировавшего вещества; D – коэффициент диффузии; dc/dx – градиент концентрации; S – площадь, через которую идет диффузионный перенос; t – продолжительность диффузии.

Знак минус свидетельствует о том, что если концентрация вещества возрастает в положительном направлении (dC/dx – величина положительная), то поток движется в сторону более низких концентраций (в отрицательном направлении x).

Коэффициент диффузии D выражает собой количество вещества, проходящее через единицу площади сечения диффузионного потока за единицу времени при градиенте концентрации, равном единице ($dC/dx = 1$). Определяется он экспериментально для каждого типа пород исходя из частных решений уравнения (4.13) при граничных условиях, отвечающих условиям опыта, и выражается в $\text{м}^2/\text{с}$.

В случае невысокой концентрации коэффициент диффузии растворенных частиц вещества можно определить по формуле

$$D = AkT/\eta, \quad (4.14)$$

где A – коэффициент пропорциональности; T – абсолютная температура; η – вязкость растворителя; k – постоянная Больцмана.

Для сферических частиц радиусом r в соответствии с формулой Стокса можно принять $A=1/6\pi\eta$. Тогда коэффициент диффузии

$$D = kT/6\pi\eta r. \quad (4.15)$$

Таким образом, с уменьшением размера частиц и вязкости растворителя интенсивность диффузии будет возрастать. В связи с этим можно предположить, что диффузия будет зависеть от размера и количества пор в горной породе, причем она должна замедляться при уменьшении радиуса и количества пор. Это положение хорошо подтверждается данными экспериментов.

Например, при исследовании зависимости коэффициента диффузии Cl^- -иона от пористости для гидрослюдистой глины было установлено [29], что с уменьшением пористости происходит закономерное уменьшение коэффициента диффузии. Коэффициент диффузии связных пород при их пластической консистенции, несмотря на различие минералогического и гранулометрического составов в плотности, колеблется в пределах $(5-10) \cdot 10^{-11} \text{ м}^2/\text{с}$. С уменьшением влажности он снижается и при гигроскопической влажности составляет $10^{-15} \text{ м}^2/\text{с}$. Если рассчитать скорость диффузионного перемещения иона хлора в глине, то для градиента концентрации, равного единице, она будет равна $1 \cdot 10^{-6} - 0,1 \cdot 10^{-8} \text{ м/с}$.

Разновидностью диффузии является осмос. Этот процесс представляет собой диффузию вещества (обычно растворителя) через полупроницаемую перегородку, разделяющую два раствора различной концентрации. Диффузия растворителя в этом случае продолжается до установления равновесия в системе в результате выравнивания концентраций по обе стороны перегородки или возникновения осмотического давления.

Полупроницаемую перегородку можно представить в виде пористой мембраны, которая проницаемая для молекул растворителя, но не пропускает частицы растворенного вещества. Очень трудно допустить, что горные породы, в том числе и высокодисперсные глины, могут выполнять роль идеальных полупроницаемых перегородок. Вероятнее всего, в реальных условиях в них происходит как диффузия ионов растворенных электролитов, так и движение растворителя – молекул воды. Однако в зависимости от структуры грунта, размеров его пор при определенных условиях тот или иной процесс может стать преобладающим.

Предполагается, что явления осмоса и осмотического давления проявляются в двух основных случаях. Во-первых, в результате взаимодействия воды и обменных катионов последние притягиваются поверхностью глинистых частиц. В то же время эти катионы взаимодействуют с молекулами воды, которые стремятся оторвать (отчленить) их от поверхности частиц. Вот это отжимающее давление и рассматривается как проявление осмотического давления. При этом электростатическое притяжение обменных катионов со стороны грунтовых частиц уравнивает взаимодействие между ионами и молекулами воды.

Во-вторых, осмос проявляется при неравномерной засоленности породы, когда наблюдается не только диффузия растворенных веществ из участков с более высокой их концентрацией к участкам с более низкой, но одновременно и встречное движение молекул воды (осмос).

Для разбавленных растворов осмотическое давление прямо пропорционально концентрации. Осмотическое давление для глинистых пород в дифференциальной форме выражается в виде

$$dp_{\text{осм}} = i\beta_{\text{п}} RT dC, \quad (4.16)$$

где i – изотонический коэффициент; $\beta_{\text{п}}$ – коэффициент полупроницаемости.

Давление, развиваемое поровым раствором при осмотическом всасывании влаги, можно определить по уравнению Вант-Гоффа

$$p_{\text{осм}} = RT(C_{\text{в}} - 2C_{\text{п}}), \quad (4.17)$$

где $C_{\text{в}}$ и $C_{\text{п}}$ – концентрации ионов соответственно в поровой и наружной воде.

Наряду с нормальным осмосом в породах может наблюдаться и аномальный – передвижение жидкости от более концентрированного раствора к менее концентрированному (т.е. в направлении диффузии). Б. Ф. Рельтов наблюдал аномальный осмос в глинах при перепаде концентрации от 1 до 10%, а при перепаде концентрации свыше 20% происходит нормальный осмос. Л. И. Кули-

чинский и Ю. Г. Ткаченко [82] наблюдали аномальный осмос при исследовании капиллярного осмоса (явление скольжения жидкости в пристенном слое) в глинах, причем при одинаковых условиях опыта для Na-монтмориллонитов происходил нормальный осмос: перенос воды в сторону раствора NaCl, а для Na-каолина – от раствора в сторону чистой воды, т.е. аномальный осмос.

Осмотическое давление может достигать значительной величины: например, у морской воды оно составляет 2 МПа, а у концентрированных рассолов – до 20 МПа и более. В глинистых породах осмос может вызвать деформации набухания или усадки, а также изменение картины потока жидкости при неравномерно засоленных породах, так как скорость осмотического движения может быть больше скорости фильтрации.

Если засоленную глину поместить в пресную воду, то (при отсутствии аномального осмоса) произойдет осмотическое всасывание воды и набухание породы. Когда концентрация солей в растворе будет больше, чем в поровом растворе породы, произойдет отсос воды и уплотнение породы в результате ее усадки. По предложению Б. Ф. Рельтова отсасывающее действие концентрированных растворов электролитов (осмотический дренаж) используется для осушения и уплотнения водонасыщенных глинистых пород.

При наличии градиента поля постоянного электрического тока и температурного градиента могут наблюдаться соответственно электро- и термоосмос. Передвижение жидкости в породе под действием этих факторов, как и в результате разности концентраций, подчиняется одному и тому же закону: $v_n = k \operatorname{grad} \psi$, где v_n – скорость перемещения воды; k – коэффициент пропорциональности, называемый при осмосе коэффициентом осмоса ($k_{\text{осм}}$), в случае электроосмоса – коэффициентом электроосмоса (k_e), при термоосмосе – коэффициентом термоосмоса k_t ; ψ – одна из трех величин: электрический потенциал, температура или концентрация растворенного вещества.

Механизм передвижения воды при всех видах осмоса практически одинаков. Вода движется по поверхности частиц, в отличие от фильтрации, когда свободная вода «скользит» (перемещается) по слою связанной воды. Движение при осмосе, электро- и термоосмосе обусловлено наличием тонкого слоя жидкости, который образуется при взаимодействии поверхностных сил с прилегающими слоями жидкости. В связи с этим можно считать, что передвижение воды при осмосе, электро- и термоосмосе обязано наличию поверхностных сил. Роль рассматриваемых факторов в передвижении воды проявляется тем отчетливее, чем больше поверхностные силы. Так, в песках и крупноблочных породах движение воды под их воздействием будет ничтожно малым или полностью отсутствовать, тогда как в глинах оно может во много раз превосходить скорость фильтрации в результате действия механических сил, заданных градиентом гидростатического давления.

Согласно теории двойного электрического слоя электроосмотическое течение под действием приложенного электрического поля описывается выражением

$$v_e = \frac{\zeta \epsilon_r \Delta U}{4\pi \eta_r \Delta L}, \quad (4.18)$$

где v_e – скорость электроосмотического течения; ζ – электрокинетический (дзета) потенциал; ϵ_r – диэлектрическая проницаемость раствора; ΔU – напряжение постоянного электрического поля; ΔL – расстояние между электродами; η_r – вязкость раствора.

Электрокинетический потенциал – важная физико-химическая характеристика поверхности твердого тела, находящейся в равновесии с поровым раствором. Его величина определяется толщиной диффузного слоя (см. рисунок 4.3). Поэтому все факторы, влияющие на структуру диффузного слоя, влияют и на величину ζ -потенциала. Наибольшего значения он достигает при максимальном развитии диффузного слоя, что можно наблюдать лишь в разбавленных суспензиях и при невысокой определенной концентрации электролита. В этих условиях величина ζ -потенциала, определенного методом электрофореза, достигает для Na-монтмориллонита 80 мВ, а каолинита 40 мВ.

Увеличение концентраций электролитов равновесного раствора, а также повышение температуры уменьшает ζ -потенциал. Для концентраций электролита 0,5–1 Н он равен нулю. В случае слабых растворов наибольшая величина ζ -потенциала наблюдается для ионов Na, Li, OH, а многовалентные ионы типа Fe не только уменьшают его значение, но могут вызвать даже изменение его знака.

Почти все минералы, встречающиеся в породах, имеют отрицательный ζ -потенциал. Исключение составляет карбонат кальция неорганического происхождения, который заряжен положительно. На величину ζ -потенциала большое влияние оказывает размер пор (рисунок 4.9). В порах определенного (оптимального) размера его значение наибольшее; в порах, имеющих размер, меньший или больший оптимального, его значение уменьшается. Это объясняется тем, что в больших порах из-за сил инерции диффузный слой не может увлечь за собой воду, а в малых порах он не может полностью сформироваться.

На диффузионный перенос значительное влияние оказывает вязкость порового раствора. В этой связи представляют интерес результаты исследований Б. А. Холодильникова, Л. И. Кульчицкого и Ю. Г. Ткаченко. Им установлено, что при фильтрации в капиллярах с радиусом $0,5 \cdot 10^{-6}$ и $0,2 \cdot 10^{-6}$ м вязкость воды и растворов KCl с концентрацией до 0,1 Н (в пределах исследований) сохраняется постоянной, в то же время для капилляров с радиусами $0,7 \cdot 10^{-7}$ и $0,25 \cdot 10^{-7}$ м вязкость чистой воды увеличивается

соответственно в 1,3 и 1,6 раз, а при повышении концентрации KCl она уменьшается, и уже при концентрации 0,1 Н становится равной вязкости воды в капиллярах с радиусом $0,5 \cdot 10^{-6}$ и $0,2 \cdot 10^{-6}$ м.

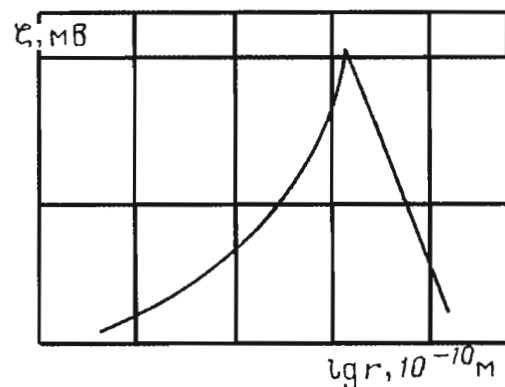


Рисунок 4.9 – Зависимость ζ -потенциала от радиуса пор (по О. Н. Григорову)

Исследования Л. И. Кульчицкого и Ю. Г. Ткаченко показали, что с уменьшением радиуса капилляров в глинах независимо от минералогического типа вязкость водных растворов в них возрастает. Особенно резкое возрастание вязкости порового раствора глин наблюдается при значениях среднего радиуса капилляров менее $3 \cdot 10^{-9}$ м. Так, при уменьшении среднего радиуса капилляров от $3 \cdot 10^{-9}$ до $6 \cdot 10^{-10}$ м относительная вязкость поровых растворов увеличивается соответственно от 5 до 13. Экстраполированием в сторону возрастающих значений радиусов капилляров установлено, что при $1 \cdot 10^{-8}$ м относительная вязкость порового раствора станет равной $\sim 3,5$, а при $0,25 \cdot 10^{-7}$ м снизится до 1,9.

В процессе исследований были установлены имеющие важное практическое значение зависимости между эффективным коэффициентом диффузии в глинах растворенных электролитов и их концентрацией. Было выявлено, что эффективные коэффициенты диффузии и коэффициенты фильтрации растворенных веществ в глинах несколько возрастают при увеличении концентрации электролита в поровом растворе. Авторы полагают, что это происходит вследствие разрушающего воздействия электролитов на структуру воды в граничном слое. Наиболее заметно воздействие NaCl на

структуру порового раствора и соответственно на увеличение коэффициента диффузии в Na-глинах в области концентраций до 1 Н. В области высоких концентраций до 2–4 Н коэффициенты диффузии и фильтрации практически не зависят от концентрации электролита. В случае малых концентраций электролитов их воздействие тем существеннее, чем меньше средний радиус капилляров в глинах, т.е. чем меньше в них прослойка воды.

В каолиновых глинах разной плотности зависимость коэффициента диффузии от концентрации электролита незначительна и ею можно практически пренебречь; для монтмориллонитовых и некоторых высокодисперсных гидрослюдистых глин она значительна и ее необходимо учитывать в практических задачах.

Диапазон изменения коэффициентов диффузии при высоких концентрациях электролита в поровом растворе в зависимости от минералогического типа глин, их общей пористости и плотности значительно сужается. Так, для Na-каолина и Na-монтмориллонита при концентрации NaCl около 6 г/л величины коэффициентов диффузии изменяются от $2,8 \cdot 10^{-11}$ до $1,6 \cdot 10^{-10}$ м²/с, а при концентрации NaCl ~ 230 г/л – в пределах $(1,2-4,3) \cdot 10^{-10}$ м²/с.

4.7 Расклинивающее давление тонких слоев воды

Одной из практически важных сторон проявления термодинамических особенностей тонких слоев воды является их расклинивающее давление. Фундаментальный вклад в развитие этого направления сделан Б. В. Дерягиным. Им предложена формула для определения расклинивающего давления

$$\Pi = -\Delta p = -\partial f / \partial h_p, \quad (4.19)$$

где Π – расклинивающее давление; f – дополнительная избыточная свободная энергия слоя толщиной h_p по сравнению с избыточной свободной энергией бесконечно толстого слоя. В последующем представления о расклинивающем давлении были развиты в работах Л. М. Щербакова и Л. И. Русанова.

Физический смысл расклинивающего давления становится понятным при рассмотрении рисунка 4.10. В отличие от свободной воды тонкий слой жидкости характеризуется двумя давлениями: нормальным p_n и тангенциальным p_t . Внутри такого слоя существует неравенство $p_n \neq p_t$, однако для изолированного слоя или пленки это не приводит ни к каким механическим эффектам. Если же пленка или слой начнет контактировать со свободной (массивной) жидкостью, то картина совершенно изменится. В этом случае гидростатическое равновесие между слоем и массивной жидкостью будет возможным при действии на массивную жидкость давления p_t . Давление же,

оказываемое слоем на ограничивающие его твердые поверхности, $p_n \neq p_t$. Поэтому для случая, когда слой находится в равновесии с массивной жидкостью (рисунок 4.10), для сохранения равновесия подвижных стенок необходимо приложить к ним дополнительное давление $\Pi_{h_b} = p_n - p_t$, которое и будет характеризовать расклинивающее давление слоя.

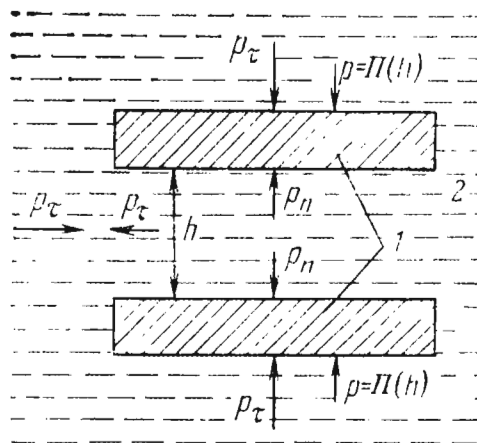


Рисунок 4.10 – Схема механизма расклинивающего давления тонкого слоя жидкости: 1 – подвижные плоские стенки; 2 – свободная (массивная) жидкость

Физическая природа этого давления может быть различна. Условно величину Π принято разделять на молекулярную составляющую, вызванную взаимодействием молекул, и на ионную или ионно-электростатическую составляющую, обусловленную взаимодействием ионов. Эти составляющие расклинивающего давления могут складываться из сил различной природы. Наиболее общей молекулярной составляющей являются так называемые дисперсионные силы, действующие между любыми частицами и обусловленные флуктуациями их электронных оболочек.

Часто вклад дисперсионных сил в молекулярную составляющую является основным. В таких случаях молекулярную составляющую можно отождествить с дисперсионной составляющей. Отличительной особенностью этой составляющей является то, что ее можно объяснить как результат расклинивающего давления тонкого слоя и притяжения (отталкивания) двух объемных фаз, разделенных тонкой прослойкой. Когда заключающие слой

фазы являются конденсированными, то оба объяснения в известной мере правомочны, так как взаимодействие объемных фаз и реакция тонкой прослойки неразрывно связаны между собой.

Современная теория дисперсионного взаимодействия представлена работами И.Б. Дзялошинского, Е.М. Лифшица и Л.П. Питаевского. Предложенная ими формула позволяет рассчитать дисперсионную составляющую Π_d по спектральным характеристикам веществ. Из этой формулы следуют два предельных случая:

$$\Pi_d = k_1 / h_b^3 \quad \text{и} \quad \Pi_d = k_2 / h_b^4, \quad (4.20)$$

где k_1 , k_2 – константы, определяемые физическими свойствами вещества прослойки и заключающей ее фазы.

Первая из зависимостей (4.20) соответствует области сравнительно малых толщин ($h_b < 1 \cdot 10^{-8}$ м), или области так называемого «незапаздывающего» дисперсионного взаимодействия. Для этой области аналогичная формула была получена Гамакером, которая обычно представляется в виде

$$\Pi_d = -A_r / 6\pi h_b^3, \quad (4.21)$$

где A_r – константа Гамакера, а знак соответствует определению по формуле (4.19).

Вторая зависимость (4.20) соответствует области больших толщин ($h_b > 3 \cdot 10^{-8}$ м), или области «запаздывающего» дисперсионного взаимодействия. Промежуточная область описывается более сложной зависимостью $\Pi_d(h_b)$.

В случае полярных молекул вклад в молекулярную составляющую расклинивающего давления могут вносить и силы дипольного взаимодействия, однако теория этих сил пока разработана слабо.

Существование ионно-электростатической составляющей расклинивающего давления обусловлено действием двойных электрических слоев (д.э.с.). При большой толщине водной пленки д.э.с. «не чувствуют» друг друга. В случае малых значений h_b происходит перекрытие или взаимная «деформация» д.э.с., что обуславливает появление ионно-электростатической составляющей Π_e . При малом перекрытии двух одинаковых электрических слоев ее значение соответствует зависимости

$$\Pi_e = k \exp(-\kappa h_b), \quad (4.22)$$

где $k > 0$ – константа, выражаемая через потенциал, ограничивающий слой (относительно объемного раствора или «материнской» объемной фазы), концентрацию, заряд ионов и абсолютную температуру; κ – величина, обратная условной толщине двойного электрического слоя («дебаевский ради-

ус»), которая характеризует быстроту падения потенциала по мере удаления от твердой поверхности и выражается через объемные свойства раствора.

Теория электрического взаимодействия д.э.с., впервые наиболее полно изложенная Б. В. Дерягиным, в настоящее время усиленно развивается. Из теории дисперсионного и электростатического взаимодействия следует, что для прослойки, заключенной между двумя одинаковыми поверхностями, всегда $\Pi_e > 0$ и $\Pi_d < 0$. Результирующее взаимодействие имеет сложный вид, поскольку зависимости Π_d и Π_e от толщины водного слоя различны. Как видно из рисунка 4.11, при малых и больших значениях h_b основную роль играют дисперсионные силы, которые стремятся сблизить частицы, заключающие слой воды; при промежуточных значениях h_b электрические силы стремятся раздвинуть частицы, которые создают барьер толщины слоя, соответствующий максимальному расклинивающему давлению Π_* . Этот барьер препятствует непосредственному слипанию частиц, если они подвижны. Барьер Π_* является важнейшим фактором в процессах коагуляции и диспергирования коллоидных частиц.

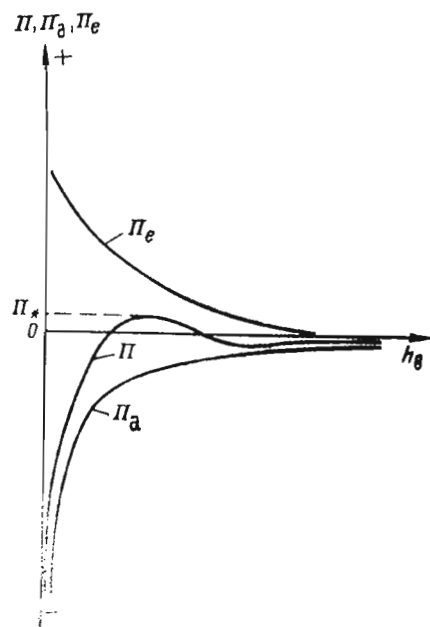


Рисунок 4.11 — Изотермы расклинивающего давления и его составляющих

Составляющая Π_e может существовать и при отсутствии д.э.с. на ограничивающих прослойку поверхностях, что связано с действием сил электрического происхождения и является важным при достаточно больших толщинах h_b .

Авторы [36] выделяют и третью «структурную» составляющую расклинивающего давления Π для пленок воды на кварце толщиной менее $7,0 \cdot 10^{-9}$ м.

Высказываются самые различные суждения относительно максимальной толщины водной пленки, а также о том, как изменяется давление с изменением ее толщины. В связи с тем что пределы притяжения молекул составляют 10^{-8} м, сфера молекулярного взаимодействия, образуемая около каждой молекулы, имеет радиус 10^{-8} м. Диаметр молекулы воды составляет $2,76 \cdot 10^{-10}$ м. Таким образом, сфера молекулярного взаимодействия составляет 36 молекулярных слоев, или $\sim 1 \cdot 10^{-8}$ м. Но результаты опытов не дают столь однозначного ответа.

Б. В. Дерягин и З. М. Зорин получили на плоской поверхности стекла пленку толщиной 25 молекулярных слоев, или $7 \cdot 10^{-9}$ м. С. Н. Рыжовым показано, что пленка воды, сорбированной на частицах кварца размером от $2,5 \cdot 10^{-7}$ до $1 \cdot 10^{-10}$ м, при максимальной гигроскопичности имеет толщину от 12 до 137 диаметров молекул воды. Причем с уменьшением удельной поверхности толщина пленки увеличивается. Это позволяет предположить, что в порах между крупными частицами могут образовываться пленки толщиной более $3 \cdot 10^{-8}$ м. Н. Н. Федякин получил толщину адсорбционной пленки $25 \cdot 10^{-10}$ м. По А. А. Роде, пленки толщиной $7 \cdot 10^{-9}$ м могут свободно образовываться только в песчаных породах.

Возможность образования пленок такой толщины в глинистых и суглинистых породах, насыщенных Са, Mg и H, ограничена величиной удельной поверхности и размерами пор. Результатом действия в породе сил расклинивания адсорбированных пленок воды является набухание.

4.8 Адсорбционное разупрочнение горных пород

Адсорбционное понижение прочности и облегчение деформации — самый общий вид физико-химического взаимодействия среды с деформируемым в ней телом. Основной вклад в постановку и развитие этой проблемы внес П. А. Ребиндер [126–132 и др.].

Если твердое тело поместить в какую-нибудь смачивающую жидкость, то частицы, расположенные на его поверхности, будут притягиваться частицами жидкости. В результате энергия связи поверхностных частиц будет уменьшена и на разрушение тела потребуется меньшее количество энергии.

При добавлении к смачивающей жидкости небольших количеств поверхностно-активных веществ затраты энергии на разрушение тела еще более уменьшаются. Это явление связано с понижением поверхностной энергии тела в результате положительной адсорбции. Прочность твердых тел – величина, пропорциональная их поверхностной энергии, поэтому всякое снижение поверхностной энергии твердого тела уменьшает его прочность.

Так, согласно критерию Гриффитса, при хрупком разрушении прочность твердого тела пропорциональна корню квадратному из величины поверхностной энергии: $\sigma_0 = \sqrt{E\delta_l/l}$, где δ_l – поверхностная энергия твердого тела; l – начальная длина трещины.

В соответствии с приведенной зависимостью понижению прочности в несколько раз должно соответствовать понижение свободной поверхностной энергии (по порядку величины) от 1 до 0,1 Дж/м², что подтверждено теоретическими расчетами и экспериментами [113].

Об открытии явления адсорбционного снижения прочности твердых тел П. А. Ребиндер впервые доложил в 1928 г. на VI съезде русских физиков. В результате выполненных с тех пор исследований была доказана абсолютная универсальность эффекта облегчения деформации и разрушения как фундаментального явления природы и установлены основные закономерности его проявления. При определенных условиях эффект может проявляться на твердых телах любой природы – с металлическим, ковалентным, ионным, молекулярным строением, сплошных и пористых, кристаллических и аморфных.

На основании исследований П. А. Ребиндера и его последователей механизм влияния жидкостей на разупрочнение горных пород представляется следующим образом. Пусть δ_n – поверхностная энергия породы, а $\delta_ж$ – поверхностная энергия граничного слоя между минеральными частицами породы и жидкостью. При $\delta_ж < \delta_n$ для смоченной породы потребуется меньшая работа для образования новых поверхностей, чем для сухой породы, а при $\delta_ж > \delta_n$ – наоборот. Как отмечено выше, прочность связана с работой, затрачиваемой на разрушение. Экспериментально установлено, что прочность горных пород при смачивании водой снижается. Следовательно, их поверхностная энергия на границе с водой меньше, чем на границе с воздухом. Можно допустить, что при погружении пород в несмачивающие жидкости их поверхностная энергия на границе с этими жидкостями возрастет и прочность станет выше.

В процессе разрушения породы в ней на поверхности и во внутренних частях появляются постепенно возрастающие трещины. Если разрушение происходит в вакууме, то эти трещины могут вновь смыкаться при удалении разрушающей силы и тело восстанавливается, если не произошло полного разделения его частей.

Согласно энергетической трактовке, эффект разупрочнения характеризуется понижением работы на образование новых поверхностей твердого тела в процессе деформации и разрушения под влиянием формирующегося на них адсорбционного слоя. По силовой трактовке проникновение адсорбционного слоя по поверхностям развивающегося дефекта (микротрещины) связано с возникновением раздвигающего усилия, пропорционального двумерному давлению, т.е. понижению поверхностной энергии вдоль границы слоя (стерического препятствия).

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

Предполагается, что во всякой трещине в момент ее образования существует вакуум; если разрушение происходит в вакууме, то на вновь образованных поверхностях вещество не адсорбируется и при удалении расщепляющей силы происходит полное срастание (при достаточно высоком вакууме). Такое восстановление впервые экспериментально подтвердил И. В. Обреимов при расщеплении в вакууме слюды.

Поверхностная энергия твердого тела относительно вакуума имеет наибольшее значение, поэтому для образования новых поверхностей здесь расходуется максимальная работа. Предположим, что разрушение породы происходит в жидкости, которая абсолютно не смачивает ее поверхность (краевой угол $\theta = 180^\circ$), а также не имеет поверхностно-активных веществ. В этом случае жидкость не может войти в образующиеся трещины и порода будет разрушаться так, как будто она находится в вакууме; ее поверхностная энергия будет такой же, как в вакууме. Трещины заполнятся парами жидкости, которые могут осаждаться на их стенках в виде микроскопических капелек. При снятии разрушающей нагрузки эти капельки вытеснятся из трещин и целостность породы восстановится.

Рассмотрим другой случай, когда жидкость будет абсолютно смачивать породу (краевой угол $\theta = 0^\circ$). При образовании трещин жидкость тотчас же по капиллярам заполнит их или трещины заполняются парами жидкости, проникшими в те места, где расстояние между поверхностями трещин немного больше межмолекулярного или межмолекулярного порядка.

Здесь мы имеем дело с поверхностной энергией не относительно вакуума, а относительно смачивающей жидкости. Значение этой энергии может быть в несколько раз меньше поверхностной энергии относительно вакуума. Если процесс образования трещин в вакууме может быть обратимым, то в смачивающей жидкости он необратимый. Между этими двумя предельными случаями возможны промежуточные, когда краевой угол $0 < \theta < 180^\circ$ или ког-

да поверхностная энергия породы будет изменяться от ее величины в вакууме до значений относительно абсолютно смачивающей жидкости.

Несколько иначе механизм разрушения горных пород трактовался Л. А. Шрейнером. Он считал, что облегчение и ускорение процессов механического разрушения твердых тел может происходить только в среде, обладающей высокой энергией смачивания по отношению к данному телу или содержащей вещества, способные адсорбироваться на его поверхности. В процессе разрушения непрерывно образуются новые поверхности раздела, пронизывающие поверхностный слой разрушаемого тела в различных направлениях в виде клиновидных трещин различных размеров. Эти вновь возникающие поверхности быстро покрываются мономолекулярными адсорбционными слоями, которые проникают в глубь тела по микротрещинкам вплоть до тех мест, где дальнейшему проникновению будет препятствовать стерический фактор (толщина трещины меньше, чем размер адсорбирующихся атомов или молекул). При проникновении адсорбционных слоев в микрощели движущая сила возникает, по Ребиндеру, в результате понижения свободной поверхностной энергии при адсорбции на величину $\Delta\delta_n = \delta_n(0) - \delta_n(\Gamma)$, где $\delta_n(0)$ – энергия поверхности, не покрытой адсорбционным слоем, в момент ее образования при разрушении; $\delta_n(\Gamma)$ – энергия той же поверхности, покрытой адсорбционным слоем данной степени уплотнения.

Приведенное уравнение выражает также величину двумерного давления адсорбционного слоя относительно длины его линейной границы. Это давление, в частности, возникает в самых узких местах микрощелей, куда проникают адсорбционные слои, и вызывает дополнительную деформацию расклинивающим действием самих адсорбционных слоев. Адсорбционные слои распространяются по поверхности твердого тела механизмом двумерной миграции отдельных поверхностно-активных молекул, поэтому скорость их распространения не зависит ни от условий смачивания поверхностей твердого тела окружающей жидкостью, в которой они растворены, ни от скорости впитывания данной жидкости в те плоские капилляры, какими являются микрощели. Это обеспечивает весьма быстрое проникновение адсорбционных слоев понизителей твердости в микрощели, скорость которого не зависит от толщины последних. Когда жидкость подходит к устьям микротрещин содержащиеся в ней молекулы поверхностно-активных веществ, наиболее сильно адсорбирующиеся на поверхности данного твердого тела, опережают впитывание жидкости и забегают вперед по обеим поверхностям трещины, вплоть до самих узких мест.

П. А. Ребиндер сформулировал важнейшее представление о том, что на механические свойства твердых тел наиболее сильно должны влиять жидкие среды, близкие им по молекулярной природе. По отношению к горным поро-

дам с ионными соединениями родственными являются расплавы солей, растворы электролитов, вода, т.е. полярные жидкости, а по отношению к молекулярным кристаллам органических соединений – неполярные и малополярные жидкости. Практически для всех типов твердых тел существуют родственные по химическому составу и строению среды, обеспечивающие в наибольшей степени компенсацию обнажающихся при разрушении тела связей (сильно понижающие свободную энергию вновь возникающих поверхностей), что может привести к резкому падению прочности данного твердого тела.

В. П. Берденников предложил в качестве критерия сродства жидкости и твердого тела считать диэлектрическую проницаемость жидкости – величину, указывающую, насколько в данной среде уменьшается электрическое взаимодействие между частицами. Им получены интересные результаты при определении поверхностной энергии стекла методом трещин в вакууме и различных жидкостях. В частности, было установлено, что величина поверхностной энергии (в Дж/м²) составляет в вакууме 1,26, вазелиновом масле 1,0, нитробензоле 0,8, смеси изоамилового и изобутилового спиртов 0,66, этиловом спирте 0,55 и воде 0,3. Оказалось также, что поверхностная энергия изменяется обратно пропорционально диэлектрической проницаемости жидкости.

Кроме того, были выявлены еще два важных обстоятельства: 1) отсутствие процессов, вызывающих необратимые изменения поверхностного слоя стекла; 2) изменение поверхностной энергии стекла в данной среде происходило независимо от того, с какой средой соприкасалась поверхность раньше. Выводы об обратимости прочности стекла под действием различных жидкостей и независимости действия новой жидкости от действия предшествующей позволяют предположить возможность активного или «упрочняющего» воздействия на горную породу процессов адсорбции. Примечательно также, что смеси по-разному влияют на деформируемость стекла. Это может служить инструментом для анализа «упрочняющего» действия компонентов фильтрата бурового раствора.

Показательны в этом отношении, вне зависимости от предложенной интерпретации, также опыты А. Т. Карманского [53] по исследованию влияния на прочность горных пород диэлектрической постоянной насыщающих сред. Для опытов были взяты жидкости с существенно различными диэлектрическими постоянными: керосин 2, толуол 2,31, ацетон 21,4, этиловый спирт 25, вода 81. Было установлено, что прочность изученных горных пород под действием различных насыщающих жидкостей снижается обратно пропорционально логарифму их диэлектрической постоянной (рисунок 4.12). Получено уравнение вида: $\epsilon_c = De^{-B\sigma_0}$, где ϵ_c – диэлектрическая постоянная насыщающей среды; D и B – константы материала; σ_0 – прочность материала для данной среды.

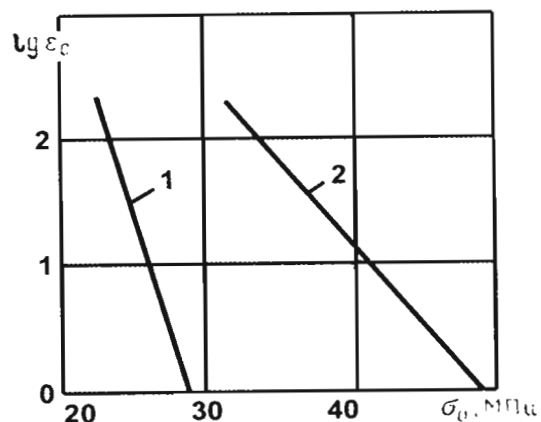


Рисунок 4.12 – Зависимость прочности образцов известняка и кварцевого песчаника от диэлектрической проницаемости насыщающей среды: 1 – кварцевый песчаник; 2 – известняк

Исследования показали, что наибольший эффект снижения прочности пород достигается при насыщении средой с большей диэлектрической проницаемостью.

По мнению А.Т. Карманского, эффект изменения прочности горных пород при увлажнении связан с изменением величины электрокинетического потенциала и толщины диффузного слоя. С уменьшением толщины диффузного слоя этот потенциал падает, что приводит к ослаблению эффекта снижения прочности. При этом учтено, что вода, контактирующая с горной породой, адсорбируется на ее поверхности с образованием двойного электрического слоя, который характеризуется электрокинетическим потенциалом. Величина этого потенциала зависит от диэлектрической постоянной насыщающей среды и толщины диффузного слоя.

Анализ результатов, полученных А.Т. Карманским, показывает, что они хорошо могут быть объяснены с позиций изменения поверхностной энергии и, по существу, подтверждают выводы, сделанные В.П. Берденниковым.

Как было показано ранее, между поверхностной энергией и прочностью твердого тела существует прямая зависимость. Поскольку поверхностная энергия обратно пропорциональна диэлектрической проницаемости среды

(согласно опытам В.П. Берденникова), то увеличение (уменьшение) последней приводит соответственно к уменьшению (увеличению) прочности пород.

Значительное уменьшение поверхностной энергии является необходимым, но недостаточным условием заметного понижения прочности породы. Степень влияния среды связана со многими обстоятельствами, в том числе с наличием дефектов структуры твердого тела, развитию которых и превращению в трещины помогает среда [37].

В исследованиях П.А. Ребиндера и его школы самые тонкие трещины, образующиеся при деформировании тела, называются микротрещинами или микрощелями. Эти микротрещины могут быть видимы под микроскопом, а самые тонкие из них невидимы. Эти невидимые трещины при действии жидкости играют основную роль. Видимые же трещины служат только каналами, через которые проникает жидкость. При удалении разрушающей силы невидимые трещины смыкаются, т.е. являются обратимыми. Если разрушение производится в смачивающей жидкости или в жидкости с поверхностно-активными веществами, то стенки этих микротрещин покрываются жидкостью или адсорбированным слоем и трещины не исчезают при удалении разрушающей силы. Эта трещиноватость и играет основную роль при разрушении.

Трещины и микротрещины образуют так называемую зону предразрушения. Прочность в этой зоне всегда понижена по сравнению с прочностью цельной породы. При отсутствии зоны предразрушения жидкости не могут оказывать какого-либо действия на процесс разрушения.

Л.А. Шрейнер считал, что при слабом развитии зоны предразрушения остаточная трещиноватость будет слишком малой. Вследствие этого и число каналов, по которым адсорбционные слои смогут достигать устьев скрытых трещин в объеме тела, также будет невелико, а влияние адсорбционных слоев будет мало заметно. Такая же примерно картина будет наблюдаться и при очень сильном развитии зоны предразрушения, так как остаточная трещиноватость в этом случае играет доминирующую роль, и увеличение ее за счет открытой трещиноватости уже не может иметь существенного значения. Действие поверхностно-активных веществ во всех указанных случаях может сказаться только на увеличении дисперсности продуктов разрушения.

Установлено, что величина адсорбционного эффекта зависит от условий напряженного состояния и резко возрастает с увеличением его интенсивности. Это также связано с образованием зоны предразрушения, которая может образовываться при любом деформировании твердого тела в области как упругих, так и пластических деформаций. Чем выше напряжения, чем ближе они к пределу прочности, тем больше будет развита зона предразрушения и тем большее разупрочняющее влияние может оказать жидкость.

Характерно, что после удаления внешних усилий зона предразрушения в области упругих деформаций постепенно исчезает, как бы «залечивается» под действием молекулярных сил. В области пластических деформаций она может постепенно «заживляться», но при разрушении твердого тела эта зона развивается необратимо. Если же зона развивалась в присутствии смачивающих жидкостей или в присутствии поверхностно-активных веществ, то ее залечивание невозможно.

Для более полного проявления влияния жидкости или адсорбционных слоев необходимо, чтобы процесс разрушения повторялся многократно и зона предразрушения могла превращаться в зону разрушения.

Весьма благоприятной для проявления эффекта Ребиндера является совокупность условий, включающих высокие локальные напряжения при сложном напряженном состоянии, значительные скорости деформации, циклические нагрузки, надежность смачивания обнажаемых поверхностей и оптимальные температурные условия.

Какова же роль расклинивающего давления тонких пленок воды в разупрочнении твердых тел? П. А. Ребиндер, Е. Д. Щукин и В. И. Лихтман указывают, что попытки объяснить понижение прочности расклинивающим давлением тонких слоев в жидкости, например для диффузных слоев ионов в разбавленных растворах электролитов, оказались неудачными, такие расклинивающие давления и соответствующие им понижения поверхностной энергии весьма малы по сравнению с понижением поверхностной энергии, вызываемым первым молекулярным (мономолекулярным) адсорбционным слоем. Именно такие предельно тонкие адсорбционные слои вызывают наибольшие эффекты понижения прочности.

Расклинивающее же давление может проявляться только в случае предельно слабых связей между поверхностями (частицами) твердого тела или соответствующей дисперсной (коагуляционной) структуры – например, в явлениях набухания или пептизации агрегатов коллоидных частиц в разбавленных растворах электролитов.

Однако следует заметить, что ранее второстепенный фактор при определенном сочетании условий может стать определяющим в изменении прочностной характеристики породы. Поэтому роль рассмотренных физико-химических факторов в разупрочнении и изменении напряженного состояния горных пород около скважины должна оцениваться для конкретных условий.

ГЛАВА 5

ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИЕ ЯВЛЕНИЯ В ПРОЦЕССАХ ДЕФОРМАЦИИ И РАЗРУШЕНИЯ ГОРНЫХ ПОРОД

5.1 Скважина как термодинамическая система

В наиболее общем случае скважина может быть представлена как открытая многокомпонентная гетерогенная система. При этом под открытой понимается система, имеющая возможность свободного обмена с окружающей средой всеми своими компонентами. Однако в конкретных условиях в зависимости от принятых ограничений и допущений скважину можно рассматривать как частично открытую, закрытую и изолированную системы. Частично открытая система обменивается с окружающей средой лишь частью своих компонентов, закрытая вообще не способна к обмену компонентами, а изолированная может быть представлена заключенной в жесткую, непроницаемую для энергии и веществ оболочку, не подтвержденную влиянию внешних сил.

В зависимости от характера изоляции системы условия ее термодинамического равновесия выражаются различными способами [65], из которых вытекают частые условия равновесия, например, химического – в равновесной гетерогенной системе химические потенциалы любого компонента должны быть одинаковыми для всех фаз, в которых этот компонент содержится; механического – давление во всех частях равновесной системы, на которую не действуют иные силы, кроме равномерного внешнего давления, должно быть одинаковым, и др. Состояние равновесия открытой скважины в общем случае соответствует относительным максимумам энтропии и поэтому является неустойчивым (метастабильным).

Изменение энергии системы ΔE может быть оценено через такие измеряемые величины, как теплота Q и работа A . Согласно первому закону термодинамики

$$\Delta E = E_2 - E_1 = Q - A, \quad (5.1)$$

где E_1 , E_2 – внутренняя энергия системы соответственно в начале и в конце процесса.

Однако по величине ΔE невозможно судить о том, в каком направлении будет изменяться состояние системы. Критерием для оценки на-

правления самопроизвольного процесса в этом случае служит энтропия, являющаяся мерой упорядоченности системы: чем больше система упорядочена, тем меньше ее энтропия.

Согласно принципу Ле-Шателье (принцип смещения равновесия): если на систему, находящуюся в состоянии устойчивого равновесия, оказывается внешнее воздействие, выводящее систему из этого состояния, то равновесие смещается в том направлении, при котором эффект внешнего воздействия ослабляется. Количество совершенной работы (или энергии) в каждом случае определяется произведением факторов интенсивности и экстенсивности. Если, например, взять две системы, обладающие запасом одной и той же энергии, и привести их в соприкосновение, то они либо останутся в равновесии по отношению к данному виду энергии, либо между ними произойдет обмен энергиями. Фактор интенсивности при этом играет основную роль: если интенсивности данного вида энергии для обеих систем равны, то они останутся в равновесии; если же интенсивности будут различны, то состояние будет неравновесным, причем перенос энергии будет происходить от системы с большей интенсивностью к системе с меньшей.

Величина интенсивного фактора в отличие от величины фактора экстенсивности не зависит от количества вещества или энергии. Поэтому энергия может передаваться от системы, содержащей меньшее ее количество, к системе, содержащей большее количество, если только интенсивность ее у первой системы будет больше, чем у второй. Равновесие или обмен влагой зависит исключительно от равенства или неравенства соответствующих потенциалов влаги.

Можно принять следующие определения полного и частных потенциалов влаги в горных породах.

Полным потенциалом влаги называется работа, которая должна быть затрачена (в расчете на 1 г чистой воды) для того, чтобы обратимо и изотермически перенести в заданную точку породы бесконечно малое количество воды из объема чистой воды, находящегося в нормальных условиях.

Осмотический потенциал — это работа, которая должна быть затрачена (в расчете на 1 г чистой воды) для того, чтобы обратимо и изотермически перенести в заданную точку породы бесконечно малое количество воды из объема чистой воды, находящейся в нормальных условиях, в объем, содержащий раствор, тождественный по составу с поровым раствором (в заданной точке), но во всех остальных отношениях тождественный с объемом, взятым для сравнения.

Ранее было отмечено, что увеличение объема породы (набухание) происходит в результате адсорбционного и осмотического всасывания влаги. С позиций термодинамики объем всасывающей системы при постоянной температуре может увеличиваться только вследствие изменения энтропии системы. В случае тепловой энергии интенсивной величиной является тем-

пература, а экстенсивной — согласно требованиям размерности — отношение Q/T , которое и характеризует изменение энтропии.

На основании второго закона термодинамики для любого самопроизвольного процесса должно быть справедливо следующее положение: сумма величин Q/T для изменений в системе и окружающей среде должна быть положительной.

$$(Q/T_{\text{сист}}) + (Q'/T_{\text{ср}}) > 0. \quad (5.2)$$

Учитывая, что изменение энтропии равно отношению количества выделяющегося тепла к температуре, на основании (5.2) можно написать критерий равновесного состояния системы в виде $\Delta S^* = 0$, а критерий самопроизвольных изменений в системе в виде $\Delta S^* > 0$, где ΔS^* — изменение энтропии.

В соответствии с первым и вторым законами термодинамики закон сохранения энергии требует, чтобы

$$\Delta S_{\text{ср}}^* = - \left[\frac{\Delta(E + pV)}{T} \right]_{\text{сист}}. \quad (5.3)$$

Решив совместно (5.2) – (5.3), получим

$$\Delta E_{\text{сист}} + p\Delta V - T\Delta S_{\text{сист}}^* \leq 0. \quad (5.4)$$

Здесь нуль относится к системам, находящимся в равновесии, а неравенство — к самопроизвольно протекающим процессам.

Для случая, когда вклад члена $p\Delta V$ незначителен, опуская знак «система», вместо (5.4) можно написать

$$\Delta \bar{G} = \Delta E - T\Delta S^*. \quad (5.5)$$

Это уравнение определяет функцию свободной энергии ΔG . Важнейшее свойство свободной энергии заключается в том, что любые процессы, происходящие самопроизвольно, сопровождаются ее уменьшением.

Бурение скважины нарушает не только механическое равновесие горного массива, при этом изменяется также влажность и тепловой режим. С увеличением гидростатического давления свободная энергия возрастает (при постоянной температуре) по закону

$$\left(\frac{d\bar{G}}{dp} \right)_T = V, \quad \text{или} \quad (\text{при } V=1) d\bar{G} = dp. \quad (5.6)$$

При увеличении температуры эта энергия снижается. Если $p = \text{const}$, то этот процесс подчиняется уравнению $\Delta \bar{G} = -S^* dt$. С повышением осмотического давления раствора его свободная энергия уменьшается по уравнению $(d\bar{G}/dp)_T = -V$.

Горная порода может рассматриваться как дисперсная система. Полная энергия этой системы может быть представлена уравнением

$$E_s = \delta S + U_r V, \quad (5.7)$$

где U_r – гравитационная энергия на единицу объема системы; V – объем системы.

После деления на V вместо (5.7) можно записать

$$E_s / V = \delta S_0 + U_r. \quad (5.8)$$

Первое слагаемое этого уравнения обусловлено наличием поверхности раздела на границе фаз породы, второе – действием сил тяготения

$$MgH = V \rho g H = Vp. \quad (5.9)$$

С учетом (5.9) уравнение (5.8) принимает вид

$$E_s / V = \delta S_0 + p. \quad (5.10)$$

Анализ составляющих этого уравнения позволяет сделать следующие выводы. В грубодисперсных породах, характеризующихся малым отношением поверхности пор к их объему, преобладает эффект гравитационной силы и капиллярности. По мере увеличения удельной поверхности все большая часть молекул воды будет переходить из объема в поверхностный слой и, в конечном счете, вся поровая вода перейдет в адсорбционный слой. Уменьшение запаса свободной поверхностной энергии в результате самопроизвольных процессов может произойти вследствие уменьшения поверхностного натяжения или величины поверхности. Уменьшение величины поверхности, например, в глинистых породах проявляется в коагуляции и образовании агрегатов. В результате агрегации увеличивается общая пористость системы, размеры частиц и пор между ними, а также потенциал влаги. Поверхностное натяжение может быть уменьшено, например, за счет адсорбции.

В структурированной породе снова начинают преобладать капиллярные и гравитационные эффекты. Таким образом, в грубодисперсных системах большая часть свободной энергии приходится на объемную энергию, а в тонкодисперсных – на поверхностную.

Уплотнение породы приводит к эффектам, аналогичным увеличению ее дисперсности, – к уменьшению пористости, переходу объемной влаги в адсорбционную и снижению ее потенциала.

5.2 Энергетика влаги в системе «скважина–горный массив»

Физико-химическое воздействие бурового раствора на напряженно-деформированное состояние горных пород около скважины может осуществляться как непосредственно – путем изменения действующих напряжений, так и опосредованно – путем влияния на реологические параметры породы.

В реальных условиях эти процессы протекают одновременно с превалированием того или иного из них в зависимости от конкретных условий. Напряжения в горной породе и ее механические свойства взаимообусловлены. То есть изменение механических свойств влечет за собой изменение напряжений и наоборот.

Процессы, происходящие в системе «скважина – горный массив» сопровождаются превращениями энергии, переходом системы из одного состояния равновесия в другое. Направление и характер этих процессов во многом определяются энергией связи влаги в горной породе и буровом растворе, который используется для промывки скважины. Поэтому при рассмотрении их взаимодействия полезно привлечение энергетического и термодинамического анализа.

При контакте бурового раствора с породой часть свободной энергии затрачивается на совершение работы по перемещению влаги в пределах системы. Ее величина определяется выражениями

$$dA = \Pi_m dm \text{ или } dA = \Pi_v dv,$$

где Π_m , Π_v – полные потенциалы влаги соответственно по массе и объему жидкости; dm – элементарно малая масса жидкости; dv – элементарно малый объем жидкости.

Потенциал влаги есть мера энергии, которую необходимо затратить, чтобы удалить ее из дисперсной системы. С этих позиций увлажнение породы связано с тем, что свободная энергия в системе «буровой раствор – горная» порода при этом уменьшается. Поэтому увлажнение будет происходить до тех пор, пока этот процесс будет способствовать снижению свободной энергии системы. При этом потенциалы влаги в породе и буровом растворе должны выравниваться. Интенсивность процесса будет зависеть от разницы энергетических состояний влаги в этих системах.

Опосредованным выражением энергетического состояния влаги является ее потенциал. Его полное значение определяется уравнением

$$\Pi = \Pi_d + \Pi_r, \quad (5.11)$$

где Π_d , Π_r – составляющие полного потенциала, зависящие соответственно от дисперсности системы и положения над уровнем сравнения (сил гравитации).

Для породы

$$\left. \begin{aligned} \Pi_{d\Pi} &= f(V_{\Pi}, S, T_{\Pi}, C_{\Pi}, \alpha_{\Pi}) \\ \Pi_{r\Pi} &= f(P_{\Pi}) \end{aligned} \right\}, \quad (5.12)$$

где V_{Π} – объем влаги в породе, S – площадь поверхности контакта, T_{Π} – температура, α_{Π} – параметр, учитывающий влияние прочих факторов, P_{Π} – поровое (пластовое) давление, C_{Π} – концентрация растворенных веществ.

В буровом растворе

$$\left. \begin{aligned} \Pi_{dP} &= f(V_P, \Pi, T_P, C_P, \alpha_P, K_P) \\ \Pi_{rP} &= f(P_P) \end{aligned} \right\} \quad (5.13)$$

где V_P – объем влаги в растворе; Π – параметр, характеризующий влияние твердой фазы; C_P – концентрация растворенных веществ; α_P – параметр, учитывающий влияние прочих факторов; K_P – параметр, характеризующий влияние глинистой корки; P_P – давление столба бурового раствора.

Энергию связи влаги в дисперсной системе опосредованно можно выразить через давление, которое необходимо приложить к ней для полного обезвоживания.

Тогда

$$P' = P_{a_n} + \sum_{j=1}^m (i_{\Pi}, C_{\Pi}, RT) j - P_{\Pi}, \quad (5.14)$$

$$P'' = \frac{V_{\gamma} \cdot t_{\Phi}}{V_{\Phi} \cdot t_{\gamma}} (P_P - P_{\Pi}) + \sum_{j=1}^m (i_{\Pi}, C_{\Pi}, RT) j, \quad (5.15)$$

где P' , P'' – давление, необходимое для полного обезвоживания системы: соответственно горной породы и бурового раствора; P_{a_n} – давление, необходимое для удаления n -го от поверхности частицы (породы) молекулярного слоя воды; n – количество молекулярных слоев адсорбированной воды в породе; V_{γ} , t_{γ} – объем и время истечения (удаления) воды из эталонного раствора; V_{Φ} , t_{Φ} – объем и время истечения (удаления) воды из раствора, циркулирующего в скважине. В опытах рекомендуется принимать $t_{\gamma} \sim t_{\Phi}$.

Влагоперенос в системе «буровой раствор – горная порода» в стенках скважины определяется параметром $K_B = P' / P''$. Направление переноса зависит от значения этого параметра (таблица 5.1).

Таблица 5.1 – Направление влагопереноса в скважине

Значение параметра	Направление влагопереноса	Коэффициент устойчивости $K_{CT} = y'' / y'$
1,0	Равновесное состояние	1,0
<1,0	увлажнение породы	<1,0
>1,0	обезвоживание породы	$\geq 1,0$

В этой таблице K_{CT} – коэффициент устойчивости ствола в интервале испытываемой породы; y' , y'' – устойчивость ствола соответственно без и с учетом физико-химического воздействия раствора на породу.

Осмотическая составляющая в уравнениях (5.14) и (5.15) может иметь существенное значение только при наличии в породе слабосвязанной и свободной воды.

Первый член в уравнении (5.15) определяется перепадом давления между породой и скважиной, а также проницаемостью глинистой корки. Очевидно, что с уменьшением проницаемости глинистой корки для удаления воды из бурового раствора нужно прилагать все большие давления.

Отсюда вытекает актуальность разработки и применения буровых растворов с малой проницаемостью корки, формирующейся на стенках скважины.

Количественная оценка энергии связи молекул воды с частицами породы и давления, возникающего при формировании адсорбционных слоев, может быть произведена на основе следующих рассуждений.

В соответствии с теорией полимолекулярной адсорбции Поляни силы, обуславливающие проникновение воды в породу, зависят от уровня энергетических связей, образуемых молекулами воды с минералами. Энергия этих связей определяется адсорбционным потенциалом, который является функцией расстояния от поверхности адсорбента. Максимальное значение потенциал имеет на границе «адсорбент – адсорбционный объем». Поэтому наибольшим уровнем энергии будут обладать молекулы воды, формирующие первый молекулярный слой на поверхности частицы породы. Уровень энергии связей последующих молекулярных слоев, образующихся в преде-

лах действия адсорбционных сил, будет уменьшаться по мере удаления от поверхности раздела фаз вплоть до нулевых значений в свободной воде.

Допустим, что энергия связи молекул воды с частицей изменяется при переходе от одного молекулярного слоя к другому на одну и ту же долю энергии в предшествующем слое. Энергию связи в любом адсорбционном слое можно определить уравнением

$$E_n = E_{\max} g_E^{n-1}, \quad (5.16)$$

где E_n – энергия связи молекул воды с породой в n -ном молекулярном слое; $E_{\max}$ – энергия связи молекул воды с породой в первом молекулярном слое (ее значение является максимальным и соответствует термодинамическому потенциалу); g_E – градиент изменения энергии связей молекул воды при переходе от одного молекулярного слоя к другому.

Полагая, что давление, развивающееся в породе при адсорбционном всасывании воды, пропорционально энергии образующихся связей, по аналогии с (5.16) запишем

$$P_{a_n} = P_{a_{\max}} g_r^{n-1}, \quad (5.17)$$

где P_{a_n} , $P_{a_{\max}}$ – адсорбционное давление соответственно в n -ном и первом от поверхности частицы молекулярных слоях; g_r – градиент изменения гидратационных напряжений при переходе от одного молекулярного слоя к другому.

Значение $P_{a_{\max}}$ найдем, во-первых, по энергии смачивания на основании закона Лапласа

$$P_{a_{\max}} = \frac{2(\delta_{32} - \delta_{31})}{d}, \quad P_{a_{\max}} > \frac{2\delta_{12}}{d}, \quad (5.18)$$

где $(\delta_{32} - \delta_{31})$ – энергия смачивания породы; δ_{32} – поверхностное натяжение воды на границе с воздухом; δ_{31} – поверхностное натяжение породы на границе с жидкостью; δ_{12} – поверхностное натяжение воды; $d = 2d_m$ – наименьшее значение диаметра порового канала; $d_m = 2,76 \cdot 10^{-10}$ м – диаметр молекулы воды.

После подстановки численных значений с учетом 5% сжимаемости воды на каждые 100 МПа давления получим, что $P_{a_{\max}} = 230$ МПа. Эта величина является нижним пределом максимального расклинивающего давления адсорбционного слоя, поскольку, как это видно из уравнения (5.18) вычисляется не по фактической энергии смачивания, а по поверхностному натяжению воды $\delta_{12} < \delta_{32} - \delta_{31}$. Экспериментально же определить действительное значение энергии смачивания породы в большинстве случаев невозможно.

Оценку же верхнего предела $P_{a_{\max}}$ произведем с учетом того, что химический потенциал всех компонентов системы в закрытом объеме и изотермических условиях в состоянии равновесия должен быть одинаков.

Допустим, что буровой раствор характеризуется потенциалом μ_p , а поровая вода – μ_n . Тогда при $\mu_n < \mu_p$ порода будет всасывать фильтрат бурового раствора, а в случае $\mu_n > \mu_p$ – обезвоживаться. В соответствии с законами физической химии запишем

$$\left. \begin{aligned} \mu_n &= \mu_0 + RT \ln P_n \\ \mu_p &= \mu_0 + RT \ln P_p \end{aligned} \right\}, \quad (5.19)$$

где μ_0 – химический потенциал воды стандартного состояния (химически чистой); P_n , P_p – давление пара соответственно над породой и буровым раствором. На основании (5.19)

$$\mu_n - \mu_p = RT \ln \frac{P_n}{P_p}. \quad (5.20)$$

При $\mu_n > \mu_p$ систему можно уравновесить приложением таких давлений, чтобы их разница компенсировала давление адсорбционного всасывания, то есть адсорбционное давление в породе

$$P'_n - P'_p = P_a. \quad (5.21)$$

В этом случае работа по перемещению элементарно малого количества жидкости (мольного объема V_m) вследствие разности химических потенциалов равна работе по перемещению этого же количества жидкости в результате разности давлений $P'_n - P'_p$. Тогда уравнение состояния принимает вид

$$(\mu_n - \mu_p) \cdot 1 \cdot (P'_n - P'_p) V_m = P_a V_m. \quad (5.22)$$

Решая его с учетом (5.20), получим

$$P_a = - \frac{RT}{V_m} \ln \frac{P_n}{P_p}. \quad (5.23)$$

Отношение P_n/P_p целесообразно заменить термодинамической активностью a_r , для определения которой не требуется производить измерений давления пара. Тогда

$$P_a = -\frac{RT}{V_m} \ln a_T. \quad (5.24)$$

При рассмотрении системы «буровой раствор – горная порода» с достаточным приближением можно принять $a_T \sim W_0$, где W_0 – равновесная влажность породы относительно исследуемой жидкости.

После подстановки в (5.24) получим простую формулу для практических расчетов гидратационных (расклинивающих) давлений, обусловленных адсорбционным всасыванием жидкости в породу

$$P_a = -\frac{RT}{V_m} \ln W_0. \quad (5.25)$$

При $W_0 \rightarrow 0$, $P_a \rightarrow P_{a_{\max}}$ величина гидратационных напряжений, определяемых формулой (5.25), включает и осмотическую составляющую, так как равновесная влажность породы зависит и от осмотического давления раствора (5.25).

Расчеты по формуле (5.25) показывают, что предельные значения гидратационных напряжений (с учетом сжимаемости воды) могут достигать 860 МПа.

Подставляя в уравнение (5.17) численные значения, получили следующие формулы для расчета адсорбционного давления в любом молекулярном слое соответственно по нижнему и верхнему пределам.

$$P_{a_n} = 230 g_{\Gamma}^{n-1} \quad \text{и} \quad P_{a_n} = 860 g_{\Gamma}^{n-1} \quad (5.26)$$

В качестве градиента снижения гидратационных напряжений при переходе от одного молекулярного слоя к другому для практических расчетов можно принять отношение удельной поверхности породы S_0 к величине молекулярной адсорбции W_m в долях единицы, то есть $g_{\Gamma} = S_0 / W_m$.

На рисунке 5.1 представлены зависимости $P_a(n)$, рассчитанные по нижнему и верхнему пределам $P_{a_{\max}}$ для случая определения удельной поверхности глины по методу Кутилека [181]. Здесь же приведена кривая 3, характеризующая содержание воды в глине при различных давлениях сжатия. Анализ этих данных показывает, что расчет гидратационных напряжений по верхнему пределу $P_{a_{\max}}$ более отвечает реальным условиям. При этом, как видно из рисунка 5.1, величины работ по отжатию и адсорбционному всасыванию воды примерно до 400 МПа практически совпадают.

С дальнейшим же увеличением давления кривые 2 и 3 расслаиваются. Это связано, видимо, с тем, что по мере роста давления все большая часть сжимающих напряжений воспринимается скелетом породы.

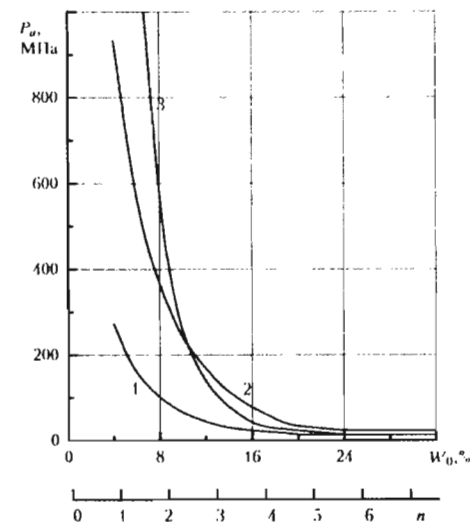


Рисунок 5.1 – Зависимости гидратационных напряжений, рассчитанные по нижнему (кривая 1) и верхнему (кривая 2) пределам, а также давления отжима воды (кривая 3) от относительной влажности и энергетического состояния влаги в глине с $S_0 = 142 \text{ м}^2/\text{г}$

При влажности, соответствующей $n > 6$, работы всасывания и отжатия воды становятся равными нулю.

Следовательно, с увеличением естественной влажности вскрываемых скважиной пород вероятность проявления адсорбционных давлений при всасывании фильтрата бурового раствора уменьшается. Параметр n можно считать опосредованным выражением энергетического состояния влаги в породе. Он позволяет сравнивать между собой глинистые породы различного минералогического состава и исходной влажности по способности отдавать или всасывать влагу. Например, из глины с большим количеством n влага будет поступать в глину с меньшим количеством адсорбированных слоев, несмотря на то, что исходная влажность у первой может быть меньше, чем у второй.

5.3 Экспресс-метод оценки энергии связи влаги в дисперсной среде бурового раствора

Проницаемость глинистой корки может оказывать значительное, часто решающее влияние на параметр p'' , определяемый сложной функциональной зависимостью (5.15). Однако в реальных условиях надежную глинистую корку на стенках скважины сформировать и сохранить трудно. Если исключить влияние корки, то влагоперенос во многом будет зависеть от энергии связи влаги в дисперсной среде бурового раствора, в связи с чем возникает необходимость оценки этой важной характеристики. Можно предположить, что к этой характеристике близка водоотдача, но в существующих методах ее определяют в условиях увеличения толщины и плотности корки. Эти методы не позволяют также оценить фильтрующую способность глинистой корки только по дисперсной среде без дисперсной фазы. Для решения задачи в ЗапСибБурНИПИ был разработан экспресс-метод.

Сущность его заключается в следующем. С помощью специального прибора (при нормальных условиях для этой цели может быть использован ВМ-6) на фильтре формируют глинистую корку путем фильтрации в течение заданного времени бурового раствора под давлением. Затем буровой раствор из прибора выливают и образовавшуюся глинистую корку промывают. Заливают в прибор дистиллированную воду и замеряют количество проходящего через корку фильтрата в течение времени, равного периоду формирования корки. Вновь формируют глинистую корку из того же бурового раствора за этот же промежуток времени. Выливают раствор и промывают корку. Заливают в прибор водный раствор с той же концентрацией стабилизирующих добавок, что и в буровом растворе. Осуществляют процесс фильтрации через глинистую корку этого водного раствора определяют количество фильтрата за установленное время.

Параметр, характеризующий энергию связи влаги в дисперсной среде (или силы, противодействующие удалению влаги из дисперсной среды), определяют по формуле

$$k_d = B_p / B_v, \quad (5.27)$$

где B_p , B_v – количество фильтрата за время опыта соответственно по водному раствору и дистиллированной воде.

Экспресс-метод иллюстрируется данными опытов на приборе ВМ-6, приведенными в таблице 5.2.

Таблица 5.2 – Фильтрационные свойства глинистого раствора, воды и водных растворов химических реагентов

Номер раствора	Состав раствора	Водо-отдача раствора, см ³	B_v , см ³	B_p , см ³	k_d
1	10% черногогорского глинопорошка, вода	13	4,0	–	–
2	№ 1+0,6% ФСН	12,5	4,0	3,8	0,95
3	№ 1+0,6% ГКЖ-10	11,5	6,0	3,0	0,5
4	№ 1+0,2% КМЦ-600	7,5	4,0	4,0	1,0
5	№ 1+0,6% ГКЖ-10+0,2% КМЦ-600	7,0	3,0	1,8	0,6

Из таблицы 5.2 видно, что водоотдача бурового раствора изменяется в направлении ФСН>ГКЖ>КМЦ>ГКЖ+КМЦ, а коэффициент k_d увеличивается согласно ряду ГКЖ<ГКЖ+КМЦ<ФСН<КМЦ.

Следовательно, энергия связи влаги в дисперсионной среде с реагентом ГКЖ наибольшая, а с КМЦ – наименьшая. Таким образом, КМЦ проявляет себя как инертный ингредиент в водном растворе.

Снижение водоотдачи бурового раствора с его добавкой происходит, видимо, благодаря чисто механической закупорке пор образующейся глинистой корки.

При изучении с помощью рассмотренного экспресс-метода фильтрации щелочной воды («живая» вода с рН = 8,9) получено значение параметра $k_d = 3,67$, что многократно выше соответствующих значений для испытанных растворов реагентов. Эти данные согласуются с теорией взаимодействия полярных поверхностей с полярными жидкостями. При увеличении энергии связи реагента с молекулами воды идет разрушение кластерной структуры растворителя, т.е. энергия когезионного взаимодействия молекул воды и влагоперенос замедляется. Это характерно для добавок ГКЖ и ГКЖ+КМЦ. Молекулы КМЦ относительно слабо взаимодействуют с молекулами воды, не разрушают кластерную структуру и не снижают активности свободной воды в дисперсионной среде.

В то же время в «живой» воде происходит быстрое разрушение кластерной структуры молекул воды, разрыв водородных связей и образование мономолекулярной структуры воды. В результате интенсивно возрастает количество несвязанных молекул воды. Это приводит к увеличению свободной энергии Гиббса и система становится крайне неравновесной и неустойчивой.

Стремясь понизить уровень свободной энергии и перейти в равновесное состояние, молекулы воды начинают интенсивно участвовать в процессах массопереноса, приводящих к увеличению параметра k_d .

5.4 Влияние энергии связи влаги на механические свойства глинистых пород

По уровню энергии связей с частицами породы связанная вода подразделяется на прочно- и слабосвязанную.

Прочносвязанная вода не подчиняется законам гидростатики и в этом отношении сходна с твердым телом. Энергия связи этой воды с частицами породы настолько значительна, что ее можно отжать и то лишь частично при давлениях, равных десяткам и сотням мегапаскалей. Некоторую часть этой воды, видимо, вообще невозможно удалить при действии одного только давления. Поэтому минеральная частица породы вместе с оболочкой прочносвязанной воды в задачах механики грунтов рассматривается как одно целое (Н. М. Герсеванов).

Энергетическое состояние воды во многом определяет реологические свойства таких высокодисперсных систем, как глинистые породы. На рисунке 5.2 приведены экспериментальные данные исследований. Параметры φ и σ_0 являются фундаментальными реологическими характеристиками. Угол внутреннего трения при различных уровнях связи воды в глине определяли на сдвиговом приборе ДорНИИ, а прочность σ_0 – по стандартной методике на специально приготовленных искусственных образцах.

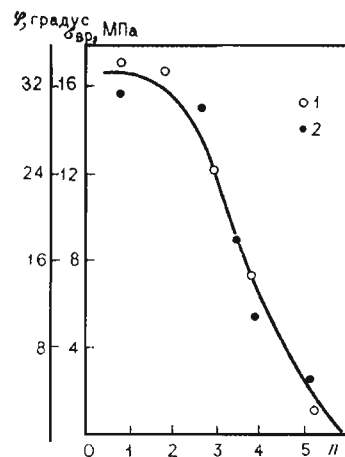


Рисунок 5.2 – Зависимость прочности при одноосном сжатии (1) и угла внутреннего трения (2) от уровня энергетической связи влаги в глинe $S_0=142 \text{ м}^2/\text{г}$

Как видно, содержание воды в пределах $n \leq 2$ (слой Штерна) практически не сказывается на прочности глины. Известно, что этот слой характеризуется высокой упорядоченностью молекул воды, являющейся результатом действий мощных адсорбционных сил. Выполненные нами расчеты показывают, что при давлении 1000 МПа плотность связанной воды достигает $1,7 \cdot 10^3 \text{ кг/м}^3$, что согласуется с результатами экспериментальных определений других авторов.

На рисунке 5.3 показано изменение вязкости глины в зависимости от уровня энергии связи в ней влаги в сопоставлении с кривой адсорбционных давлений. Здесь также прослеживаются почти линейная связь между вязкостью породы и энергией связи содержащейся в ней воды. Вязкость $\eta_{ш}$ находили с использованием формулы (3.32) по результатам вдавливания стального шарика.

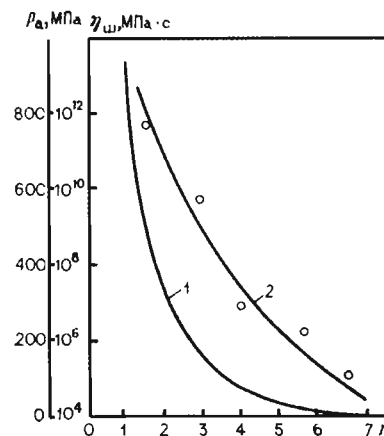


Рисунок 5.3 – Изменение гидратационных напряжений и вязкости глины по шарiku в зависимости от уровня энергии связи содержащейся в ней влаги ($S_0=142 \text{ м}^2/\text{г}$): 1 – P_g ; 2 – $\eta_{ш}$

Испытания выполняли на образцах с нарушенной структурой. В связи с этим полученные данные позволяют предположить, что прочность глины с влажностью в пределах $n \leq 6$ (диаметр поровых каналов $\sim 33 \cdot 10^{-7} \text{ м}$) определяется главным образом прочностью связанной воды. При этом ее вязкость и сопротивление сдвигу, видимо, близки соответствующим параметрам увлажненной глины.

На основании рисунка 5.2 зависимость прочности глинистых пород от категории содержащейся в ней воды характеризуется данными, приведенными в таблице 5.3.

Таблица 5.3 – Влияние категории воды на прочность глины

Категория воды	Количество молекулярных слоев воды	Характеристика прочности глины
Прочносвязанная	$n = 2$	Практически не изменяется
Слабосвязанная	$2 < n \leq 6$	Быстро снижается
Свободная	$n > 6$	Практически отсутствует

Таким образом, можно предположить, что прочносвязанная вода выполняет роль как бы «склеивающей» добавки. На эту функцию сорбированных пленок воды в глинах в свое время неоднократно обращали внимание П. А. Ребиндер и Н. Я. Денисов. Видимо, чем больше воды этой категории будет содержать глинистая порода в исходном состоянии, тем более устойчивой она будет в жидкой среде.

5.5 Влияние осмотического массопереноса на деформацию и разрушение горных пород

Как было установлено, при уровне энергии связи адсорбированной воды, соответствующем образованию первого молекулярного слоя, значения p_a достигают 1000 МПа. Предельные значения осмотического давления p_o согласно уравнению Вант-Гоффа в условиях скважины могут составить примерно 20 МПа, а дифференциального давления $\Delta p \sim 5$ МПа. Если принять за единицу вклад, вносимый в изменение влажностного равновесия и, следовательно, напряженно-деформированного состояния породы в стенках скважины дифференциальным давлением, то доля адсорбционных и осмотических сил определится соотношением $p_a : p_o : \Delta p = 200 : 4 : 1$, т.е. доля адсорбционных сил будет явно преобладающей.

Но развитию столь мощных адсорбционных напряжений должны мешать, особенно на стадии образования первых двух молекулярных слоев, особые свойства прочносвязанной воды. Эти свойства являются также причиной и тому, что проявление осмотических сил начинается только на стадии появления в породе слабосвязанной воды.

Анализ кривых 2, 3 (рисунок 5.4) подтверждает сказанное. Так, несмотря на вероятность значительных гидратационных напряжений, устойчивость

образцов глины с влажностью 4,3% в дистиллированной воде наибольшая (кривая 2, рисунок 5.4). В то же время при влажности 12,2% создаются наиболее благоприятные условия для набухания глины (кривая 3, рисунок 5.5) и развития разупрочняющих гидратационных напряжений. Устойчивость образцов в этом случае минимальна. Однако при содержании влаги более трех молекулярных слоев ($W_0 > 12,2\%$) темп снижения гидратационных напряжений, видимо, опережает уменьшение реологических свойств связанной воды и устойчивость образцов возрастает.

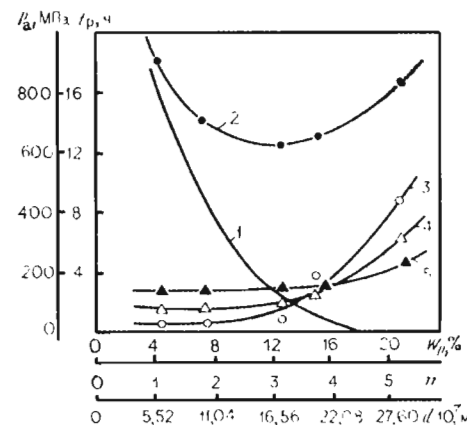


Рисунок 5.4 – Зависимости между гидратационными напряжениями (кривая 1), временем разрушения образцов в растворах, влажностью, энергетическим параметром и диаметром поровых каналов в глине ($S_0 = 142 \text{ м}^2/\text{г}$). Растворы: 2 – дистиллированная вода; 3 – насыщенный раствор NaCl; 4 – 10%-ный раствор NaCl; 5 – 1%-ный раствор NaCl

возможен и другой механизм. При проявлении слабосвязанной воды происходят поверхностная диссоциация глинистых частиц и растворение солей, находящихся в породе. Эти процессы идут наиболее интенсивно со стороны свободной воды, т.е. в периферийных частях образца. Возникающий градиент концентрации обуславливает осмотическую дегидратацию.

На проявление осмотических сил после формирования третьего и последующих молекулярных слоев указывает ход кривых 3–5 (рисунок 5.4).

Не исключено также, что диссоциированные глинистые частицы выполняют роль защитной пленки. При этом сопротивление проникновению влаги в

породу возрастает, что приводит к снижению интенсивности процесса увлажнения. В результате разупрочняющее действие раствора уменьшается.

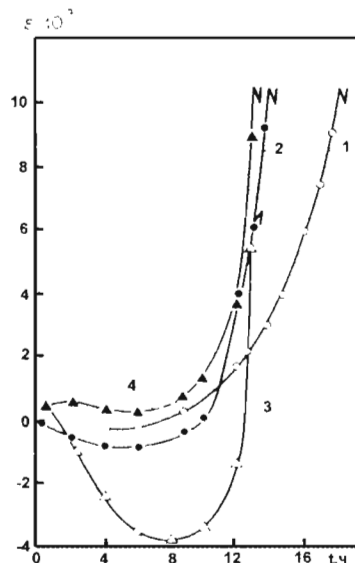


Рисунок 5.5 – Кривые деформирования образцов глины ($S_0 = 142 \text{ м}^2/\text{г}$; $i=0,2$) с влажностью, %: 1 – 4,3; 2 – 7,6; 3 – 12,2; 4 – 15,7 в дистиллированной воде

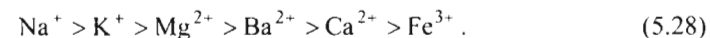
Полученные данные показывают, что с повышением концентрации ионов разупрочняющее действие раствора на породу с параметром $n = 2$ увеличивается. Это иллюстрируется рисунком 5.4, а также данными исследований влияния концентрации и ионной силы электролитов на устойчивость глинистых пород. Для опытов использовали бентонит и гидрослюда.

Разупрочняющее действие растворов определяли по коэффициенту устойчивости и времени разрушения образцов в условиях одноосного сжатия.

Ионную силу раствора рассчитывал по формуле $I = \frac{1}{2} \sum_{i=1}^n z_i^2 C_i$, где z – валентность иона; C – концентрация иона в растворе.

Анализ полученных данных показывает, что устойчивость глин уменьшается с увеличением ионной силы растворов, т.е. с повышением концент-

рации в них солей и заряда солеобразующего металла. С увеличением концентрации раствора электролита количество ионов в растворе возрастает, что приводит к увеличению ионной силы раствора и значительному уменьшению коэффициента активности. По влиянию на устойчивость глин катионы исследованных солей располагаются в последовательный ряд:



С увеличением валентности катиона и концентрации раствора устойчивость образцов бентонита резко падает. Влияние же концентрации растворов на устойчивость образцов гидрослюда незначительное.

Установленные особенности в поведении образцов глинистых пород удовлетворительно могут быть объяснены разрушением структуры прочносвязанной воды под влиянием электролита.

При наличии в породе трех и более молекулярных слоев воды положительное влияние осмотических процессов с увеличением концентрации раствора повышается.

Результаты этих исследований объясняют наблюдаемые в практике противоречивые факты применения минерализованных растворов для борьбы с неустойчивостью глинистых пород. Можно предположить, что отрицательные последствия их использования связаны с тем, что бурение осуществлялось в породах с параметром $n < 3$. Это лишний раз подчеркивает важность определения естественной влажности потенциально неустойчивых пород для прогнозирования возможных осложнений и разработки мероприятий для их предупреждения.

5.6 Зависимость устойчивости глинистых пород от количества прочносвязанной воды

За прочносвязанную воду принимали гигроскопическую влажность породы при относительной влажности воздуха 55% и температуре 20°C.

Для создания 55%-ной относительной влажности воздуха использовали насыщенный раствор $\text{Ca}(\text{NO}_3)_2$.

В процессе опытов десятиграммовую навеску воздушно-сухой глины обрабатывали 100 мл раствора солей определенной концентрации, хорошо перемешивали и по истечении 1 ч отфильтровывали через бумажный фильтр. Затем глину сушили на воздухе, растирали в фарфоровой ступке и просеивали через сито. После этого двух-трехграммовые навески глины высушивали в сушильном шкафу, при температуре 105°C и помещали в эксикатор над на-

сыщенным раствором $\text{Ca}(\text{NO}_3)_2$. Удалив воздух из эксикатора, выдерживали образцы до достижения постоянной массы и рассчитывали гигроскопическую влажность.

Ниже приведены результаты определения количества прочносвязанной воды в глине, обработанной 0,1%-ными растворами солей с различной валентностью катионов.

Соль	FeCl_3	CaCl_2	NaCl	$\text{Fe}_2(\text{SO}_4)_3$	MgSO_4	Na_2SO
Количество прочносвязанной воды, %	7,71	7,60	6,82	7,49	7,28	6,91

Как видно из приведенных данных, содержание прочносвязанной воды в глине увеличивается с ростом валентности катионов, согласно правилу:

$\text{Катион}^{3+} > \text{катион}^{2+} > \text{катион}^{+}.$ (5.29)

Точно таким же образом были приготовлены большие навески глины, обработанные раствором KCl и ТПФNa 0,1; 0,5; 1,0 и 2,0%-ной концентрации. Одна часть материала этих навесок была использована для определения количества прочносвязанной воды, другая – для изготовления искусственных образцов.

Эти образцы испытывали на одноосное сжатие в среде тех же растворов, которыми замачивали глины. Результаты исследований представлены на рисунке 5.6 в виде графика зависимости коэффициента устойчивости глины от количества содержащейся в ней прочносвязанной воды. Как видно, эта зависимость имеет линейный характер: с увеличением содержания прочносвязанной воды в исходной глине ее устойчивость растет.

В опытах намеренно были созданы условия, при которых ионы обменного комплекса глины и контактирующего с ней раствора были одинаковыми. Когда ионы обменного комплекса породы не будут соответствовать ионам раствора, то характер разрушения может быть другим.

В связи с этим были проведены следующие исследования. По изложенной методике отдельные партии глины предварительно обрабатывали насыщенными растворами NaCl, CaCl_2 , FeCl_3 . Из каждой партии изготовили образцы, которые испытывали на одноосное сжатие в насыщенных растворах этих же солей, причем из каждой партии изготовили две серии образцов: одна с влажностью, соответствующей двум значениям энергетического параметра n , другая – четырем.

Результаты этих исследований представлены на рисунке 5.7 в виде графиков зависимости коэффициента устойчивости глины от валентности катиона раствора.

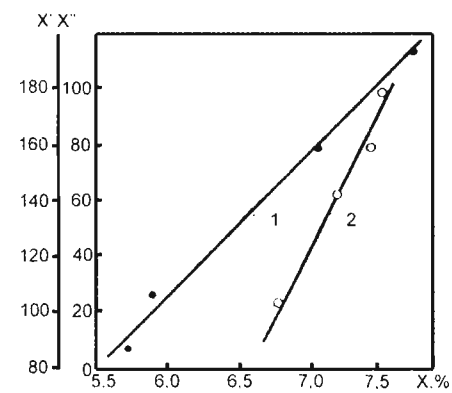


Рисунок 5.6 – Зависимость коэффициента устойчивости образцов глины в растворах KCl и ТПФ от количества прочносвязанной воды в этой же глине, обработанной этими же растворами:
1 – χ' , раствор KCl; 2 – χ'' , раствор ТПФ

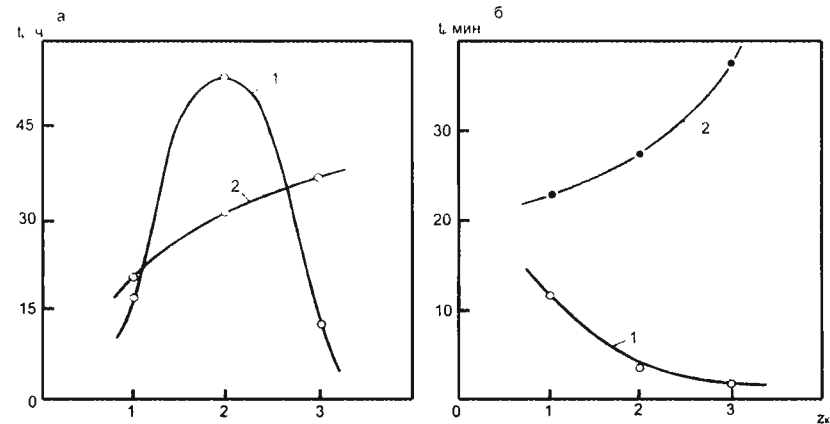


Рисунок 5.7 – Разрушение образцов кальцевой (а) и натриевой (б) глины с влажностью, соответствующей двум (кривая 1) и четырем (кривая 2) значениям параметра n , в насыщенных растворах хлоридов с катионами различной валентности (Z_x)

Как видно, при наличии в исходной породе только прочносвязанной воды ($n = 2$) ее устойчивость с увеличением валентности катиона в действующем растворе снижается. Механизм разупрочняющего действия раствора в этом случае, с учетом правила (5.29), представляется следующим образом.

Если порода насыщена катионом $^{+}$, то ее разупрочнение при действии раствора с катионом большей валентности происходит в результате расклинивающего действия гидратационных напряжений из-за увеличения против исходного количества прочносвязанной воды.

При наличии в породе катиона $^{3+}$ ее разупрочнение при действии раствором с катионом меньшей валентности произойдет из-за нарушения или ослабления коагуляционных структурных связей в результате уменьшения против исходного количества прочносвязанной воды.

Если же катионы обменного комплекса и раствора имеют одинаковую валентность, то разупрочнение породы будет идти в результате сорбции растворителя.

Повышение относительной устойчивости образцов глины, имеющей в исходном состоянии, кроме прочносвязанной и слабосвязанную воду, с ростом валентности катионов, содержащихся в растворе, можно объяснить, видимо, тем, что при этом слабосвязанная вода частично или полностью переходит в прочносвязанную. Кроме того, при появлении в породе слабосвязанной воды могут действовать эффекты осмотической дегидратации, усиливающейся с повышением концентрации и валентности катионов.

Таким образом, если в глине будет находиться только прочносвязанная вода, то уменьшение или увеличение против исходного ее содержания приведет к изменению напряженно-деформированного состояния породы. Это изменение будет направлено в сторону снижения устойчивости глины: при уменьшении содержания прочносвязанной воды – в результате роста эффективных напряжений в скелете породы, а при увеличении – за счет разрыва структурных связей гидратационными напряжениями.

При наличии в глине слабосвязанной воды перевод ее в категорию прочносвязанной может быть осуществлен действием водных растворов электролитов, имеющих валентность катиона, большую чем валентность катиона обменного комплекса породы. Конечно, соотношение категории воды, содержащейся в породе, могут изменить и любые другие факторы, нарушающие ее исходную дисперсность. Так, в грубодисперсных породах, характеризующихся малым отношением поверхности пор к объему, преобладает эффект гравитационной силы и капиллярности. По мере увеличения удельной поверхности все большая часть молекул воды будет переходить из объема в поверхностный слой. В конечном счете вся поровая вода перейдет в состояние адсорбционного слоя.

Уменьшение запаса свободной поверхностной энергии в результате сампроизвольных процессов может произойти за счет уменьшения поверхност-

ного натяжения или величины поверхности. Уменьшение поверхности, например, в глинистых породах проявляется в результате коагуляции и образования агрегатов. При агрегации увеличиваются общая пористость системы, размеры частиц и пор между ними, а также происходит возрастание потенциала влаги. Поверхностное натяжение может быть уменьшено за счет адсорбции.

В такой структурированной породе снова начинают преобладать капиллярные и гравитационные эффекты. Таким образом, в грубодисперсных системах большая часть свободной энергии приходится на объемную энергию, а в тонкодисперсных – на поверхностную энергию.

Уплотнение породы приводит к эффектам, аналогичным увеличению ее дисперсности: уменьшению пористости, переходу объемной влаги в адсорбционную и снижение ее потенциала.

В проведенных исследованиях были намеренно использованы водные растворы электролитов, имеющих общий анион. Раздельная оценка разупрочняющего воздействия катионов и анионов затруднена в связи с тем, что их действие проявляется совместно в соответствии с межионным взаимодействием. Не исключено, что действие электролитов, имеющих разные анионы, будет иметь другой характер.

5.7 Закономерности поглощения ионов из водных растворов электролитов

Изотермы адсорбции растворенных веществ из раствора в общем по своему виду аналогичны адсорбционным изотермам для газов. Однако адсорбция из растворов оказывается значительно более сложным явлением, так как здесь наряду с адсорбцией растворенного вещества может идти и сорбция растворителя. При этом адсорбция электролитов отличается рядом особенностей. Например, адсорбент может по-разному адсорбировать катионы и анионы, присутствующие в растворе электролита. Кроме того, для нее характерна обменная адсорбция, когда происходит эквивалентный обмен ионов между двойным электрическим слоем адсорбента и средой.

Для изучения этих явлений исследовали (А. Ф. Усынин и др.) адсорбцию ионов из растворов электролитов на глинистых породах. В качестве адсорбента были использованы аскангельский бентонит и уемская гидрослюдистая глина. В опытах использовали водные растворы следующих электролитов: $\text{Ca}(\text{OH})_2$, NaOH , KOH , NaCl , KCl , CaCl_2 , MgCl_2 , FeCl_3 , Na_2CO_3 , KCO_3 , Na_2SO_4 , $\text{Fe}_2(\text{SO}_4)_3$, Na_2CrO_4 , $\text{K}_2\text{Cr}_2\text{O}_7$, NH_4OH , $\text{Na}_3\text{P}_3\text{O}_{10}$, представляющие интерес для практики бурения.

Адсорбцию проводили статическим методом: навески исследуемых глин заливали в колбах определенным объемом водного раствора соответс-

твующего электролита (в соотношении 1:50). Концентрация электролита в растворе колебалась от 0,05 до 2%. Содержимое колб тщательно перемешивали в течение 1 ч. Затем полученную смесь фильтровали в фильтрате и в исходном растворе электролита определяли концентрацию ионов соответствующими методами объемного химического анализа. Контрольные опыты выполняли на приборе ЛМФ-72М.

В связи с тем, что истинную удельную поверхность в ходе экспериментов установить было нельзя, то адсорбцию определяли по разности исходной и равновесной концентраций ионов. Данные, полученные при изучении поглощения ионов из растворов $\text{Ca}(\text{OH})_2$, NaOH , KOH , показывают, что адсорбция ионов Ca^{2+} , Na^+ , K^+ , OH^- на поверхности бентонита и гидрослюдистой глины при малых концентрациях электролитов в растворе увеличивается пропорционально увеличению равновесной концентрации ионов. С повышением концентрации электролитов скорость адсорбции снижается и дальнейшее увеличение равновесной концентрации ионов не приводит к увеличению адсорбции, а в случае адсорбции K^+ на поверхности гидрослюды происходит уменьшение адсорбции вследствие увеличения скорости адсорбции растворителя (воды).

Адсорбция на бентоните ионов Ca^{2+} , Mg^{2+} и K^+ из растворов CaCl_2 , MgCl_2 , KCl при малых концентрациях электролита резко растет, а затем с увеличением концентрации ионов в растворе снижается, величина адсорбции остается постоянной для ионов Ca^{2+} , Mg^{2+} и заметно падает для ионов K^+ .

На поверхности гидрослюдистой глины ионы Ca^{2+} и Mg^{2+} из растворов хлоридов не адсорбируются, ионы K^+ адсорбируются, но слабо.

При адсорбции ионов Na^+ на поверхности исследуемых глин наблюдается процесс капиллярной конденсации, при котором увеличение количества адсорбирующих ионов Na^+ происходит в результате либо заполнения ими капилляров, либо образования второго ряда адсорбированных ионов Na^+ .

Адсорбция ионов Fe^{3+} как на поверхности бентонита, так и на поверхности гидрослюдистых глин при малых концентрациях электролита в растворе растет с увеличением равновесной концентрации ионов Fe^{3+} , затем резко падает и переходит в область отрицательных значений, т.е. концентрация ионов Fe^{3+} в растворе увеличивается вследствие роста скорости адсорбции растворителя.

Ионы Cl^- из растворов CaCl_2 , MgCl_2 , NaCl , KCl , FeCl_3 , на поверхности исследуемых глин не адсорбируются.

Адсорбция ионов Na^+ из раствора Na_2CO_3 увеличивается с ростом равновесной концентрации ионов Na^+ в растворе. Адсорбция ионов K^+ из раствора K_2CO_3 в начале растет (при малых концентрациях электролита), затем падает; увеличивается скорость адсорбции растворителя.

Адсорбция иона CO_3^{2-} из раствора Na_2CO_3 при малых концентрациях электролита растет с увеличением равновесной концентрации ионов CO_3^{2-} , затем медленно падает.

В случае адсорбции иона CO_3^{2-} из раствора K_2CO_3 происходит процесс капиллярной конденсации: на поверхности глин образуется второй слой адсорбированных ионов CO_3^{2-} .

Ионы Na^+ , K^+ и CO_3^{2-} лучше адсорбируются на поверхности бентонита, чем на поверхности гидрослюды.

Согласно полученным данным, ионы Na^+ из раствора Na_2SO_4 на поверхности бентонита и гидрослюдистой глины не адсорбируются, в этом случае идет адсорбция растворителя (воды).

Адсорбция Mg^{2+} из раствора MgSO_4 на поверхности бентонита повышается с увеличением равновесной концентрации иона (при малых концентрациях электролита), затем медленно падает.

На поверхности гидрослюды наблюдается адсорбция, т.е. поглощение ионов Mg^{2+} раствором. Ионы Mg^{2+} переходят с поверхности внутрь адсорбента, поверхность глины освобождается и адсорбирует новые порции ионов Mg^{2+} .

Адсорбция ионов Fe^{3+} на поверхности глин сначала резко возрастает, затем резко падает, становится отрицательной вследствие возрастания сорбции растворителя.

Ионы SO_4^{2-} из растворов Na_2SO_4 и $\text{Fe}_2(\text{SO}_4)_3$ на поверхности бентонита не адсорбируются. На поверхности гидрослюдистой глины адсорбция из этих растворов сначала растет с увеличением равновесной концентрации, затем скорость адсорбции снижается и величина остается постоянной. Аналогично протекает адсорбция ионов SO_4^{2-} из раствора MgSO_4 на поверхности бентонита и гидрослюдистой глины.

Ионы Na^+ и $\text{Cr}_2\text{O}_7^{2-}$ из раствора $\text{Na}_2\text{Cr}_2\text{O}_7$ на поверхности исследуемых глин не адсорбируются.

Адсорбция ионов K^+ из раствора $\text{K}_2\text{Cr}_2\text{O}_7$ с увеличением равновесной концентрации ионов K^+ в растворе сначала растет, затем скорость ее снижается. На поверхности бентонита ионы K^+ адсорбируются лучше, чем на гидрослюде. Ионы $\text{Cr}_2\text{O}_7^{2-}$ раствора $\text{K}_2\text{Cr}_2\text{O}_7$ на этих глинах не адсорбируются. При адсорбции ионов NH_4^+ и OH^- на поверхности бентонита идет процесс капиллярной конденсации, образуется второй слой адсорбированных ионов NH_4^+ и OH^- .

На поверхности гидрослюды адсорбция NH_4OH при малых концентрациях NH_4OH в растворе медленно возрастает с увеличением равновесной концентрации, затем скорость ее снижается и величина адсорбции остается постоянной, в то время как адсорбция ионов OH^- резко увеличивается.

Адсорбция ионов Na^+ на поверхности бентонита при малых концентрациях $\text{Na}_2\text{P}_3\text{O}_{10}$ незначительно растет с возрастанием равновесной концент-

рации, затем падает и переходит в область отрицательных значений вследствие увеличения скорости адсорбции растворителя.

На поверхности гидрослюдь ионы Na^+ из раствора $\text{Na}_2\text{P}_3\text{O}_{10}$ не адсорбируются.

Ионы $\text{P}_3\text{O}_{10}^{5-}$ на исследуемых глинах также не адсорбируются.

Таким образом, исходя из полученных результатов, можно сказать, что ионы Ca^{2+} , Na^+ , K^+ , NH_4 и OH^- из растворов гидроксидов, ионы Na^+ , K^+ , Fe^{3+} из растворов карбонатов, ионы Na^+ , K^+ , CO_3^{2-} из растворов сульфатов, ионы K^+ из растворов бихромата в большей или меньшей степени адсорбируются на поверхности бинтонита и гидрослюдистой глины.

Ионы Ca^{2+} и Mg^{2+} из растворов хлоридов адсорбируются только на поверхности бентонита.

Ионы SO_4^{2-} из растворов Na_2SO_4 и $\text{Fe}(\text{SO}_4)_3$ адсорбируются только на поверхности гидрослюдистой глины.

Ионы SO_4^{2-} из растворов хлоридов, $\text{Cr}_2\text{O}_7^{2-}$ из растворов бихромата, $\text{P}_3\text{O}_{10}^{5-}$ из растворов триполифосфата, Na^+ из растворов Na_2SO_4 , $\text{Na}_2\text{Cr}_2\text{O}_7$ и $\text{Na}_2\text{P}_3\text{O}_{10}$ на поверхности исследуемых глин не адсорбируются.

5.8 Понижение прочности горных пород с различными структурными связями в жидких средах

В рамках изложенного (см. раздел 4.8) в качестве модели для исследований физико-химического влияния бурового раствора на деформируемость и разрушение горных пород принята сплошная среда с определенными реологическими свойствами (упругопластичная, вязкопластичная и т.п.), ослабленная дефектами типа трещин (трещины и микротрещины, остроконечные пустоты и включения, а также другие подобные концентраторы напряжений). Эти дефекты трактуются как остроконечные вырезы или поверхности разрыва вектора смещений, стороны которых действуют друг на друга по определенным законам.

При этом особый интерес представляют явления в окрестностях трещиноподобных дефектов, так как именно они являются определяющими для напряженно-деформированного состояния породы в целом. Предполагается также, что разрушение деформируемой породы может происходить одновременно по механизму отрыва и смещения. Поэтому смазывающее действие фильтра бурового раствора, изменяющее трение между частицами породы, при определенных условиях может стать существенным для ее разупрочнения.

Структурные связи модели принимаются адекватными натуре: кристаллизационно-конденсационными или коагуляционными в зависимости от

типа изучаемой породы. Влияние среды учитывается через прочность, скорость деформирования, время от момента нагружения до разрушения модели или коэффициент устойчивости.

Модели пород с кристаллизационно-конденсационными структурными связями готовили в виде цементно-песчаных образцов-балочек. Смесь цемент – песок 1:1 с водоцементным отношением 0,4 помещали в формы-балочки, уплотняли на виброплощадке. Через сутки образцы вынимали из формы и хранили в воде 28 сут. Перед испытанием образцы сутки находились на воздухе при комнатной температуре. Испытание образцов на изгиб проводили по стандартной методике на МИИ-100 со специальной приставкой для жидкой среды. Перед разрушением образец выдерживали в исследуемой среде. Результаты испытаний сведены в таблице 5.4.

Таблица 5.4 – Предел прочности образцов-балочек при изгибе, МПа

Среда	Номер образца			Среднеарифметическое
	1	2	3	
Воздух	3,3	3,5	3,1	3,3
Дистиллированная вода	5,6	6,6	6,3	6,2
Дистиллированная вода с добавкой скипидара, %:				
0,5	5,8	5,7	7,9	6,4
1,5	7,7	–	6,2	7,0
3	5,8	6,8	6,8	6,5
Дистиллированная вода с добавкой сульфатного мыла, %:				
0,5	7,1	–	6,9	7,0
1,0	6,5	6,2	7,6	6,7
Дизтопливо	3,1	3,9	3,3	3,4

Как видно из таблицы, в сравнении с воздухом разупрочняющее влияние исследованных сред в режиме кратковременного изгиба не установлено. Напротив, при смачивании образцов водой, а также водой с добавками скипидара и сульфатного мыла наблюдается увеличение напряжений изгиба примерно в 2 раза по сравнению с разрушением на воздухе. Это явление, видимо, связано с упрочняющим действием процессов гидратации, протекающих в микротрещинах зоны предразрушения при проникновении в них

воды. Добавка к воде ПАВ (скипидара и сульфатного мыла) усиливает эти процессы, что видно из сопоставления разрушающих напряжений в воде и в воде с добавками. Результаты разрушения балочек в инертной среде (дизтопливе) подтверждают это предположение.

Модели пород с коагуляционными структурами готовили из бентонитовой и гидрослюдистой глин и испытывали на одноосное сжатие.

Результаты опытов по оценке влияния водных растворов некоторых химических реагентов на разрушение гидрослюдистой глины приведены на рисунке 5.8. Образцы имели прочность 26 МПа, влажность – в пределах двух молекулярных слоев. Нагрузка испытания составляла 0,3 от разрушающей. Анализ полученных результатов показывает, что характер действия поверхностно-активных веществ имеет общие черты: с увеличением концентрации до определенной величины устойчивость образцов возрастает, а затем (при дальнейшем повышении их содержания в растворе) снижается. Для сульфатного мыла (рисунок 5.8 «а», кривая 2) предельная концентрация около 1%, для сульфанола – примерно 0,2%.

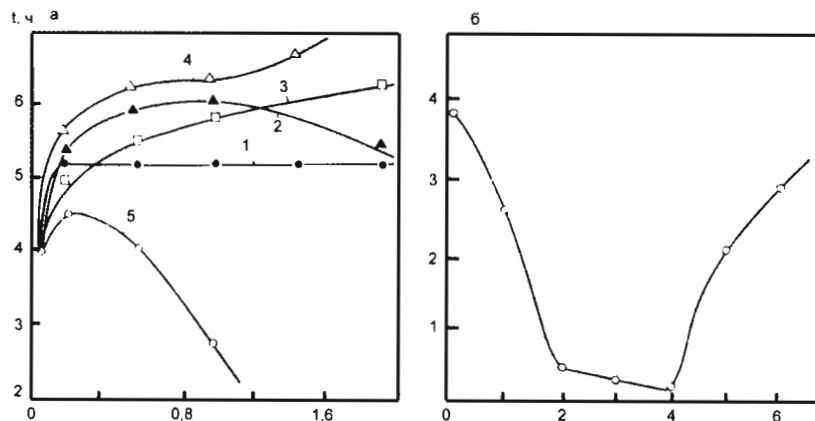


Рисунок 5.8 – Влияние растворов химических реагентов на разрушение гидрослюдистой глины: а – 1 – КМЦ-600; 2 – сульфатное мыло; 3 – БКЖ; 4 – гипан; 5 – сульфанола; б – жидкое стекло

Интересно влияние КМЦ-600: при содержании этого реагента в растворе до 0,1% время на разрушение образцов увеличивается, а затем с повышением концентрации до 2% практически не изменяется.

Бардяной концентрат жидкий (БКЖ) повышает устойчивость образцов, причем наиболее сильно в диапазоне изменения концентрации от нуля до 0,7%.

Действие гипана при концентрациях до 0,9% примерно аналогично влиянию БКЖ, хотя абсолютные значения увеличения устойчивости у него несколько выше. С увеличением концентраций более 0,9% аналогия исчезает: гипан в большей степени, чем БКЖ, сохраняет устойчивость образцов.

В растворах жидкого стекла (рисунок 5.8) с концентрацией до 4% преобладает механизм адсорбционного разупрочнения. В более концентрированных растворах, видимо, превалируют процессы силикатирования и устойчивость образцов увеличивается. Установленная особенность разупрочняющего действия раствора жидкого стекла подтверждается промышленными наблюдениями.

Из данных, приведенных на рисунке 5.9, видно, что зависимости между временем разрушения образцов и концентрациями растворов NaCl , NaOH , CaCl_2 , FeCl_3 имеют практически одинаковый характер. Эффективность разупрочняющего действия этих растворов возрастает с увеличением валентности катиона: $\text{Fe}^{3+} > \text{Ca}^{2+} > \text{Na}^+$, причем с повышением валентности катиона область оптимальных (с точки зрения снижения прочности образцов) концентраций сужается: у растворов группы натрия она находится в диапазоне изменений концентраций от 0,4 до 1% для FeCl_3 и от 0,3 до 0,5% для CaCl_2 . При дальнейшем увеличении концентрации вплоть до 2% разупрочняющее действие электролитов стабилизируется, что, по-видимому, связано с особенностями адсорбции катионов. Так, из сопоставления данных рисунков 5.9 и 5.10 видно, что оптимальные разупрочняющие концентрации электролитов совпадают с участками кривых изотерм, где адсорбция идет наиболее интенсивно.

Иначе ведут себя растворы Na_2CO_3 (рисунок 5.10, кривая 1). При концентрации до 0,3% они повышают сопротивляемость образцов разрушению и только при более высоких концентрациях происходит разупрочнение. Однако интенсивность снижения прочности в этом случае значительно ниже, чем у других электролитов. Стабилизация процесса при концентрации 2% и более здесь не наблюдается. Причиной упрочнения образцов является, видимо, адсорбция CO_3^{2-} с образованием нерастворимых соединений, максимум которой отмечается именно при концентрации электролита 0,3% (рисунок 5.10, кривая 3). В дальнейшем все в большей степени сказывается разупрочняющее действие адсорбции Na^+ (рисунок 5.9, кривые 1 и 3). Противоположным влиянием адсорбции CO_3^{2-} и Na^+ объясняется также и замедленный (по сравнению с другими исследованными электролитами) темп снижения прочности образцов в растворе Na_2CO_3 при концентрациях выше 0,3%.

Для установления общих закономерностей деформации и разрушения глинистых пород при взаимодействии с водными растворами электролитов в АО ВНИГНИ А. Ф. Усониным и др. были выполнены обширные исследования, результаты которых в обобщенном виде представлены в таблице 5.5.

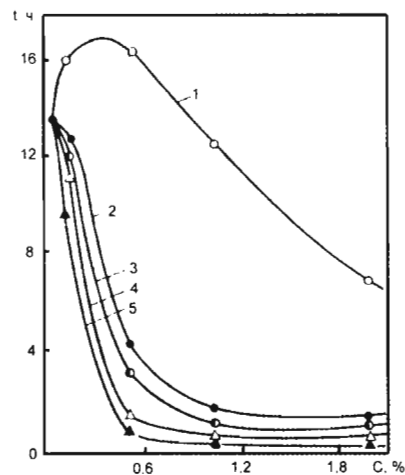


Рисунок 5.9 – Зависимость устойчивости образцов бентонита от концентрации водных растворов электролитов: 1 – Na_2CO_3 ; 2 – NaOH ; 3 – NaCl ; 4 – CaCl_2 ; 5 – FeCl_3

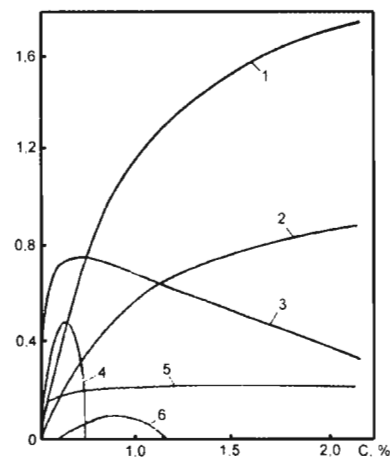


Рисунок 5.10 – Изотермы адсорбции на бентоните ионов из растворов электролитов: 1 – Na^+ из раствора Na_2CO_3 ; 2 – Na^+ из раствора NaOH ; 3 – CO_3^{2-} из раствора Na_2CO_3 ; 4 – Fe^{3+} из раствора FeCl_3 ; 5 – Ca^{2+} из раствора CaCl_2 ; 6 – Na^+ из раствора NaCl

Таблица 5.5 – Результаты разрушения глинистых пород в водных растворах электролитов

Показатели	Раствор	Глина*	Направление изменения показателя	Номер ряда
Устойчивость (I_p)	Хлориды	б	$\text{K} > \text{Na} > \text{Ba} > \text{Mg} > \text{Ca} > \text{Fe}$	1
		г	$\text{Na} > \text{K} > \text{Ca} > \text{Fe}$	2
	Хлориды + соединения Na^+ То же Хлориды + соединения K^+	б	$\text{CO}_3^{2-} > \text{OH}^- > \text{Cl}^- > \text{Cr}_2\text{O}_7^{2-} > \text{SO}_4^{2-}$	3
		г	$\text{OH}^- > \text{CO}_3^{2-} > \text{Cl}^- > \text{Cr}_2\text{O}_7^{2-}$	4
		б	$\text{CO}_3^{2-} > \text{OH}^- > \text{Cl}^- > \text{Cr}_2\text{O}_7^{2-}$	5
Поглощение ионов (P_i)	Поглощение Na^+ K^+ анионов Na^+	б	$\text{Na}_2\text{CO}_3 > \text{NaOH} > \text{NaCl} > \text{Na}_2\text{SO}_4 > \text{Na}_2\text{Cr}_2\text{O}_7$	6
		б	$\text{KOH} > \text{K}_2\text{CO}_3 > \text{KCl} > \text{K}_2\text{Cr}_2\text{O}_7$	7
		б	$\text{OH}^- > \text{CO}_3^{2-} > \text{Cl}^- > \text{Cr}_2\text{O}_7^{2-}$	8
		г	$\text{OH}^- > \text{CO}_3^{2-} > \text{Cl}^- > \text{Cr}_2\text{O}_7^{2-}$	9
	Хлориды	б, г	$\text{K} > \text{Na} > \text{Ba} > \text{Mg} > \text{Ca} > \text{Fe}$ $\text{Na} > \text{K} > \text{Mg} > \text{Ca} > \text{Fe}$ Поглощения Cl^- не наблюдается	10 11 –
Поглощение растворителя (K_2) при концентрации $C = \text{const}$	Хлориды	б	$\text{NaCl} > \text{KCl} > \text{BaCl}_2 > \text{CaCl}_2 > \text{MgCl}_2 > \text{FeCl}_3$	12
	Хлориды + соединения K^+	б	$\text{KOH} > \text{K}_2\text{CO}_3 > \text{KCl} > \text{K}_2\text{Cr}_2\text{O}_7$	13
	Хлориды + соединения Na^+	б	$\text{NaOH} > \text{Na}_2\text{CO}_3 > \text{NaCl} > \text{Na}_2\text{SO}_4 > \text{Na}_2\text{Cr}_2\text{O}_7$	14
Скорость поглощения растворителя (w_{cp})	Хлориды	б	$\text{NaCl} < \text{KCl} < \text{CaCl}_2 < \text{BaCl}_2 < \text{MgCl}_2 < \text{FeCl}_3$	15
	Хлориды + соединения K^+	б	$\text{KOH} < \text{K}_2\text{CO}_3 < \text{KCl} < \text{K}_2\text{Cr}_2\text{O}_7$	16
	Хлориды + соединения Na^+	б	$\text{NaOH} < \text{Na}_2\text{CO}_3 < \text{NaCl} < \text{Na}_2\text{SO}_4 < \text{Na}_2\text{Cr}_2\text{O}_7$	17
Водородный показатель pH перед разрушением	Хлориды + соединения Na^+	г	$\text{Na}_2\text{CO}_3 > \text{NaOH} > \text{NaCl} > \text{Na}_2\text{SO}_4 > \text{Na}_2\text{Cr}_2\text{O}_7$	18
	Хлориды + соединения K^+	г	$\text{KCl} > \text{NaCl} > \text{BaCl}_2 > \text{MgCl}_2 > \text{CaCl}_2 > \text{FeCl}_3$	19

* б – бентонитовая, г – гидрослюдистая.

Устойчивость образцов глинистых пород сопоставлена с результатами исследований поглощений ионов и растворителя, скорости сорбции растворителя и изменениями водородного показателя среды в течение опыта (таблица 5.6).

Анализ полученных данных показывает, что время разрушения глинистых пород в водных растворах электролитов уменьшается с увеличением концентрации электролитов в направлении снижения поглощения ионов и растворителя, конечных значений pH растворов перед разрушением образца и увеличения скорости поглощения растворителя. Выявлено также, что растворы электролитов, имеющие общий анион и катионы равной валентности, оказывают примерно одинаковое влияние на интенсивность разрушения глины.

Как видно из таблицы 5.5 (ряды 1, 2), разупрочняющее действие водных растворов хлоридов усиливается с увеличением валентности содержащихся в них катионов. Это согласуется с теорией взаимодействия дисперсных полярных поверхностей с полярными жидкостями: скорость разрушения глинистой породы в жидкой среде должна быть тем больше, чем выше валентность компенсирующего иона и концентрация раствора: оба эти фактора уменьшают толщину водной пленки и способствуют агрегации частиц.

Таблица 5.6 – Изменение pH 0,1%-ных растворов электролитов в процессе разрушения в их среде образцов глинистых пород

Электролит	Значения pH растворов			
	исходное	через 20 мин	через 40 мин	перед разрушением образцов
NaOH	12,20	12,00	11,00	10,67
Na ₂ CO ₃	10,80	10,80	10,90	10,90
NaCl	6,58	8,50	9,05	9,53
Na ₂ SO ₄	6,06	6,65	6,82	7,54
Na ₂ Cr ₂ O ₇	4,25	4,65	4,90	5,45
KCl	6,84	8,52	9,15	9,76
BaCl ₂	5,70	6,63	7,84	8,53
MgCl ₂	5,43	6,54	7,68	8,05
CaCl ₂	5,67	6,72	6,86	7,77
FeCl ₃	2,37	2,74	2,86	3,05

Нужно сказать, что установленные закономерности только в некоторых случаях согласуются с промысловыми наблюдениями. Чаше же практика бу-

рения показывает, что ингибирующее действие раствора с увеличением валентности катиона повышается. Причина этого кажущегося несоответствия становится понятной при сопоставлении данных таблицы 5.5 с результатами исследований, приведенными на рисунке 5.7 «а». Как видно, при содержании влаги в глине более трех молекулярных слоев картина разрушающего действия на нее растворов электролитов меняется. Интенсивность деформирования образцов в этом случае уменьшается при повышении концентрации раствора и увеличения валентности катиона. Следовательно, подбор ингибирующих компонентов при разработке рецептур растворов должен осуществляться с обязательным учетом естественной влажности глинистых пород. Критическое значение влажности соответствует трем значениям параметра n , характеризующего энергетическое состояние влаги в породе.

Если естественная влажность породы выше критической, то разупрочняющее действие раствора может быть снижено с увеличением его концентрации и валентности содержащегося в нем катиона.

При влажности породы ниже критической эффект снижения разупрочняющего действия раствора достигается уменьшением его концентрации и валентности катиона.

5.9 Влияние скорости пропитки и диэлектрической проницаемости жидкой среды на понижение прочности горных пород

Для получения оптимальных условий проводки скважин необходимо, чтобы взаимодействие бурового раствора с горными породами обеспечивало необходимую устойчивость их в стенках скважины и одновременно способствовало понижению прочности при разрушении на забое. Поэтому при разработке рецептур растворов нужно стремиться к тому, чтобы усилить проявление эффекта понижения прочности на забое и ослабить или исключить его вредное влияние на породу в стенках скважины.

С учетом большой избирательности проявления этого эффекта, зависимости его от вида структурных связей и минерального состава породы, характера напряженного состояния и других факторов можно предположить, что эта задача в принципе разрешима. Ее реальность обуславливается тем, что в стенках скважины приходится поддерживать устойчивость слабых горных пород, обычно с нарушенными в результате образования предельной области структурными связями. На забое же усиливать проявление эффекта понижения прочности целесообразно при бурении крепких пород с конденсационно-кристаллизационными (необратимыми) структурными связями.

Необходимо также подчеркнуть, что разрушение породы на забое характеризуется намного более благоприятными по сравнению с ее деформированием в стенках скважины условиями для сильного проявления эффекта понижения прочности: высокими локальными напряжениями, ударно-циклическими нагрузками и малыми отрезками пути, который должна преодолеть активная жидкая среда к зоне разрушения. Для правильного прогнозирования оптимальных с этой точки зрения рецептур буровых растворов необходимо знать, какие из их свойств являются определяющими для проявления эффекта понижения прочности горных пород. В частности, на его проявление должны оказывать влияние смачиваемость, степень сродства породы и жидкой среды.

Хорошее смачивание поверхности твердого тела и быстрое растекание жидкости внутри макро- и микротрещин – одно из необходимых условий понижения прочности. Использование косинуса краевого угла в качестве количественной оценки смачиваемости для большинства горных пород невозможно из-за того, что жидкость ими впитывается. В результате образующийся мениск определенной кривизны оказывается недоступным для наблюдений. Здесь более приемлем метод пропитки. Сущность его сводится к измерению скорости падения столба жидкости, расположенной над образцом породы. Эта скорость определяется уравнением вида

$$\frac{dh}{dt} = -kh_0 e^{-kt}, \quad (5.30)$$

где k – константа скорости пропитки, размерность которой при $t=0$ является величиной, обратной времени; h_0 – начальная высота жидкости над образцом породы; h – высота жидкости над породой в момент времени t .

После интегрирования и сопоставления с уравнением линейной скорости движения жидкости вдоль оси образца породы находим, что

$$k = \frac{\delta_{12} \cos \theta r}{2\pi\eta l_0^2}, \quad (5.31)$$

где δ_{12} – поверхностное натяжение жидкости на границе с газом; θ – краевой угол смачивания; η – вязкость жидкости; r – радиус пор; l_0 – расстояние, пройденное жидкостью в породе за время опыта.

Таким образом, при постоянных значениях δ_{12} , r , h константа скорости пропитки зависит только от косинуса краевого угла смачивания.

С другой стороны, на основании известного уравнения Юнга

$$\cos \theta = \frac{\delta_{32} - \delta_{31}}{\delta_{12}}, \quad (5.32)$$

где δ_{32} , δ_{31} – поверхностное натяжение твердого тела на границе соответственно с газом и жидкостью.

После подстановки значения $\cos \theta$ в уравнение (5.31) получим

$$k = \frac{\delta_{32} - \delta_{31}}{\eta} \frac{r}{2\pi l_0^2}. \quad (5.33)$$

Отсюда следует, что при постоянных r , η и l_0 константа скорости пропитки – это функция энергии смачивания, являющейся движущей силой при адсорбционном увлажнении породы. Таким образом, константа k приобретает ясный физический смысл.

Для исключения влияния на результаты опытов изменений гидростатического давления столба жидкости над породой и повышения точности измерений был сконструирован специальный прибор (рисунок 5.11).

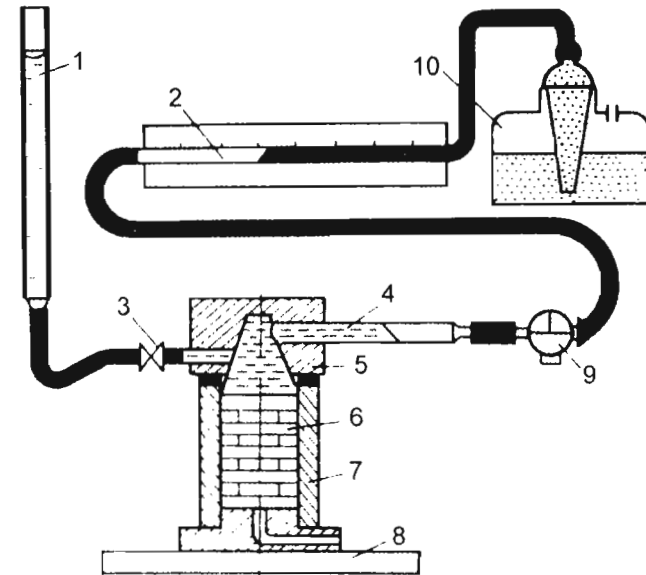


Рисунок 5.11 – Схема прибора для определения скорости пропитки

Прибор представляет собой металлическую гильзу 7, в которую впрессован образец породы 6. Сверху гильза закрывается пробкой 5 с винченным в нее металлическим капилляром 4. С помощью скобы и винта (на рисунке не показаны) пробка и гильза крепятся на основании 8. Измерительная часть состоит из горизонтального измерительного капилляра 2, закрепленного на шкале, и широкодонного сосуда 10.

Константу определяют следующим образом. Испытуемой жидкостью из дозатора 1 при открытом зажиме 3 заполняют пространство над породой и рабочий капилляр 4. Трехходовой кран находится в таком положении, чтобы пространство внутри рабочего капилляра соединялось с атмосферой; одновременно перекрывается сообщение с атмосферой измерительного капилляра. При этом жидкость (в нашем случае подкрашенный спирт) в измерительном капилляре должна находиться в начале шкалы. После того как жидкость из дозатора заполнит прибор, зажим 3 закрывают и поворотом трехходового крана 9 соединяют между собой измерительный и рабочий капилляры. Процесс пропитки контролируют по шкале измерительного капилляра.

Расстояние l_p , пройденное испытуемой жидкостью в рабочем капилляре за время t , определится уравнением

$$l_p = l'_p e^{-kt}. \quad (5.34)$$

Так как рабочий и измерительные капилляры сообщаются между собой, то отношение $l_p/l_n = \text{const}$, где l_n – расстояние, пройденное контрольной жидкостью в измерительном капилляре также за время t . Тогда

$$l_n = l'_n e^{-kt} \quad (5.35)$$

Измерительная шкала прибора сделана «обратной», т.е. нулевая точка находится в левом положении на шкале. Это позволяет во время опыта снимать непосредственно значение l_n . Чувствительность прибора зависит от соотношения диаметров рабочего и измерительного капилляров. Согласно уравнению неразрывности потока с уменьшением диаметра измерительного капилляра точность измерений повышается.

На основании данных измерений константу скорости пропитки определяют графически как тангенс угла наклона прямой, получаемой спрямлением кривой зависимости $l_n(t)$.

Одновременно готовили и испытывали на одноосное сжатие образцы пород при контакте с жидкостью с интенсивностью напряжений $i = 0,3$.

По результатам опытов построили график зависимости времени разрушения образцов гидрослюдистой глины в жидкостях различной природы

от константы скорости пропитки (рисунок 5.12). Полученная зависимость удовлетворительно аппроксимируется уравнением

$$t_p = bk^{-1.2}, \quad (5.36)$$

где $b = 0,8$ – опытный коэффициент.

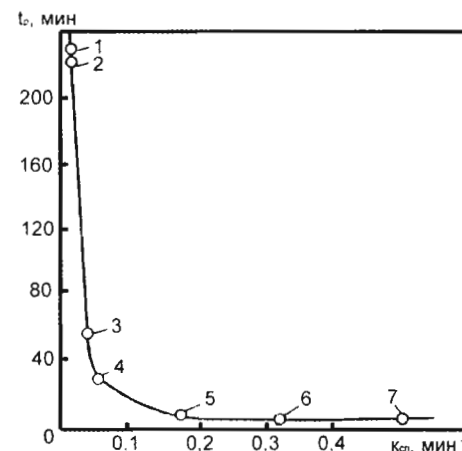


Рисунок 5.12 – Зависимость времени разрушения t_p образцов гидрослюдистой глины при одноосном сжатии ($i=0,3$) в жидких средах от константы скорости пропитки: 1 – вода; 2 – вода + 25% ацетона; 3 – вода + 50% ацетона; 4 – вода + 2% NaCl; 5 – вода + 10% NaCl; 6 – вода + 75% ацетона; 7 – ацетон, этанол

Из рисунка 5.12 видно, что разрушение образцов существенно зависит от константы скорости пропитки только на участке изменения k от 0,01 до 0,05 мин⁻¹. Здесь связь имеет практически обратно пропорциональный характер. Время разрушения образцов уменьшается примерно в 10 раз. Дальнейшее увеличение константы скорости пропитки, особенно при значениях более 0,15 мин⁻¹, практически не сказывается на понижении прочности породы.

Кроме того, были изучены зависимости $t_p(k)$ для керосина и скипидара. Установлено, что эти жидкости характеризуются высокими значениями константы скорости пропитки ($k = 0,48 \div 0,50$ мин⁻¹). Однако они не оказали заметного влияния на разупрочнение образцов гидрослюдистой глины

в течение 7 сут опыта. Следовательно, для получения эффекта понижения прочности одного условия смачивания породы недостаточно. Поэтому нами исследовано влияние диэлектрической проницаемости жидких сред на кратковременную прочность искусственных карбонатных образцов. В качестве исходных материалов для их изготовления использовали мел, песок, цемент. Меняя соотношение этих компонентов, можно было получать образцы с заданными карбонатностью, прочностью и проницаемостью.

Исходные компоненты подготавливали следующим образом. Мел высушивали до постоянной массы при 105°C , просеивали на сите $0,25 \cdot 10^{-3}$ м и помещали в эксикатор. Просеиванием выделяли фракцию песка $(0,25-0,50) \cdot 10^{-3}$ м, промывали в проточной воде, высушивали до постоянной массы при 105°C и помещали в эксикатор. Тампонажный цемент после просеивания на сите $0,25 \cdot 10^{-3}$ м также помещали в эксикатор.

На основании предварительных опытов приняли следующее соотношение (в %): цемент 22, песок 22, мел 30 и вода 26. После тщательного перемешивания раствор укладывали в специальные формы и уплотняли на виброплощадке. Затем формы устанавливали на выверенную по уровню горизонтальную площадку и выдерживали под постоянно увлажняемой тканью. Через сутки выпрессовывали образцы из форм. При нормальных условиях они набирали практически постоянную прочность через 28 сут. Для ускорения процесса их пропаривали в камере при температуре 80°C в течение 20 ч. Перед испытанием образцы высушивали до постоянной массы при температуре 105°C , а затем в течение 2 сут насыщали соответствующими жидкостями. Для испытаний были подобраны жидкости с известными значениями диэлектрической проницаемости, так как достоверное определение этого параметра для водных растворов представляет сложную задачу. По данным опытов построили график (рисунок 5.13). Полученная зависимость $\sigma'_0(\epsilon)$ удовлетворительно аппроксимируется уравнением вида

$$\sigma'_0 = \sigma_0 - 5,3 \ln \epsilon, \quad (5.37)$$

где σ_0 , σ'_0 – кратковременная прочность породы соответственно на воздухе и в жидкой среде; 5,3 – опытный коэффициент в размерности напряжений.

Результаты этих исследований хорошо подтверждают правильность высказанного выше предположения о возможности использования диэлектрической проницаемости в качестве одного из параметров оценки разупрочняющего действия жидкой среды на горные породы. Убедительно также иллюстрируется верность суждения об увеличении эффекта понижения прочности с повышением диэлектрической проницаемости среды.

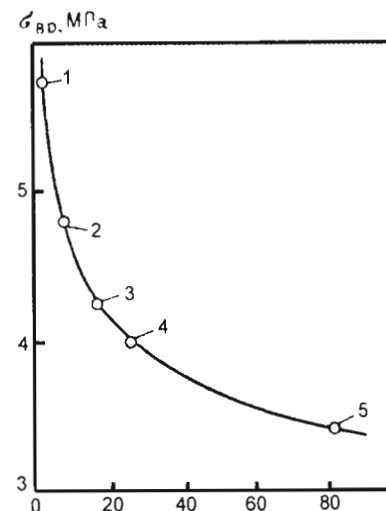


Рисунок 5.13 – Зависимость прочности карбонатных образцов от диэлектрической проницаемости среды: 1 – воздух; 2 – хлороформ; 3 – изопропиловый спирт; 4 – этанол; 5 – вода

Таким образом, кроме ионообменных процессов, на разупрочнение породы сильное влияние могут оказывать скорость пропитки и диэлектрическая проницаемость жидкой среды. В частности, в диапазоне проведенных исследований наибольший эффект понижения прочности породы достигается при использовании растворов, вступающих с ней в активное физико-химическое взаимодействие, с константой скорости пропитки не менее $0,1 \text{ мин}^{-1}$ и диэлектрической проницаемостью, равной 40 и более. Установленные закономерности следует учитывать при разработке рецептур буровых растворов.

5.10 Роль растворения в понижении прочности горных пород с необратимыми связями

При изучении природы понижения прочности горных пород в жидких средах важно учитывать влияние на этот процесс кинетики растворения.

Для решения поставленной задачи использовали способ определения растворимости горных пород, который в отличие от общепринятых позволяет учитывать влияние на процесс растворения напряженного состояния породы. Необходимость учета этого фактора продиктована тем, что на кинетику ее растворения при прочих одинаковых условиях могут оказать сильное влияние зависящие от уровня действующих напряжений энергетическая возбужденность кристаллических решеток и степень измельчения составляющих ее минералов. В связи с этим процесс растворения нагруженной породы наиболее интенсивно должен идти в местах наибольшего проявления эффективных напряжений, т.е. по структурным связям, и в местах концентраторов напряжений типа трещин (трещины и микротрещины, остроконечные пустоты и включения).

Эти предположения проверили путем испытаний искусственных карбонатных образцов в растворах соляной кислоты.

Коэффициент, учитывающий влияние растворения на деформирование образцов в условиях одноосного сжатия, определяли по формуле

$$k_p = \frac{\varepsilon_{и} t_k}{\varepsilon_k t_{и}}, \quad (5.38)$$

где $\varepsilon_{и}$ – относительная продольная деформация образца в исследуемом растворителе за время опыта $t_{и}$; ε_k – относительная продольная деформация образца в контрольном, взятом для сравнения, растворителе за время опыта t_k .

Образцы готовили по методике, изложенной в предыдущем параграфе. Одновременно осуществляли контроль за растворением карбонатной составляющей образца по изменению концентрации соляной кислоты в ходе эксперимента. Кислотность раствора определяли титрованием 0,1 Н раствором едкого натра.

По уравнению реакции карбоната кальция с соляной кислотой рассчитывали количество карбонатной породы (в пересчете на CaCO_3), перешедшей в раствор $\text{CaCO}_3 + 2\text{HCl} \rightarrow \text{CaCl}_2 + \text{H}_2\text{O} + \text{CO}_2$,

$$\Delta m = \frac{V_{\text{HCl}}(C_0 - C) \cdot 100}{73}, \quad (5.39)$$

где V_{HCl} – объем раствора кислоты; C_0 – начальная концентрация кислоты; C – концентрация кислоты в момент взятия пробы.

Концентрацию соляной кислоты определяли по формуле

$$C_{\text{HCl}} = \frac{V_{\text{NaOH}} M_{\text{HCl}} H_{\text{NaOH}}}{V_{\text{HCl}}}, \quad (5.40)$$

где V_{HCl} – объем пробы раствора кислоты; M_{HCl} – молекулярная масса HCl ; H_{NaOH} – нормальность раствора едкого натра; V_{NaOH} – объем раствора NaOH , пошедшего на титрование.

На основании испытаний установлено, что изменение массы образца подчиняется экспоненциальной зависимости и описывается известным уравнением

$$m = m_0 e^{-k_{\text{cp}} t}, \quad (5.41)$$

где m_0 , m – масса образца соответственно начальная и через время t опыта; k_{cp} – константа скорости растворения. По графику зависимости $\ln m(t)$ определяли фактическую константу скорости растворения по формуле

$$k_{\text{cp}} = \frac{\ln m_0 - \ln m}{t}. \quad (5.42)$$

Зависимость $\ln m(t)$ – прямолинейна для больших концентраций кислоты (15 и 20%). Для низких значений концентрации кислоты (5 и 10%) линейная зависимость сохраняется только в течение 15 мин, а далее реакция сильно замедляется. Это происходит, видимо, вследствие того, что нерастворимые в соляной кислоте компоненты песок и частично цемент сохраняют свою форму в виде рыхлой массы и затрудняют проникновение кислоты внутрь образца. При высоких же концентрациях кислоты реакция протекает бурно и частицы песка и цемента отделяются от поверхности образца, обеспечивая постоянный контакт кислоты с его растворимой частью.

За контрольный опыт приняли деформацию образцов в 20%-ном растворе кислоты. Результаты опытов представлены на рисунках 5.14–5.16.

Из рисунка 5.14 видно, что изменение уровня напряжений от нуля до 0,9 приводит к увеличению константы скорости растворения от $4,75 \cdot 10^2$ до $7,75 \cdot 10^2$ мин⁻¹, т.е. более чем в 1,5 раза. Данные рисунка 5.15 показывают, что коэффициент, учитывающий влияние процесса растворения на разупрочнение породы, при повышении уровня напряжений от 0,3 до 0,9 изменяется для 20%-го раствора соляной кислоты примерно в 3 раза. В то же время масса образца (рисунок 5.16) через 6 мин после начала опыта изменялась примерно на 16 г при $i = 0,3$ и на 22 г для $i = 0,9$, т.е. непропорционально коэффициенту k_p . Это несоответствие, вероятно, является следствием того, что в нагруженной породе растворение идет в первую очередь в тех ее частях, где интенсивность напряжений наибольшая.

Установленные закономерности согласуются с представлениями физико-химической механики, согласно которым на кинетику растворения должны оказывать влияние энергетическая возбужденность кристаллических решеток и степень измельчения породы.

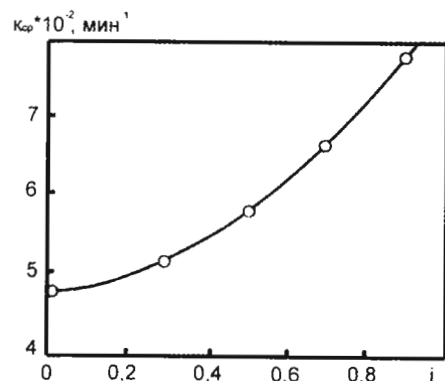


Рисунок 5.14 – Зависимость константы скорости растворения карбонатных образцов в 20%-ном растворе соляной кислоты от уровня напряжений

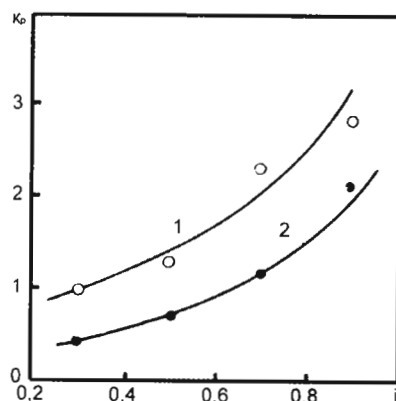


Рисунок 5.15 – Зависимость коэффициента, учитывающего влияние растворения на разупрочнение карбонатных образцов в 20%-ных (кривая 1) и 10%-ных (кривая 2) растворах соляной кислоты, от уровня напряжений

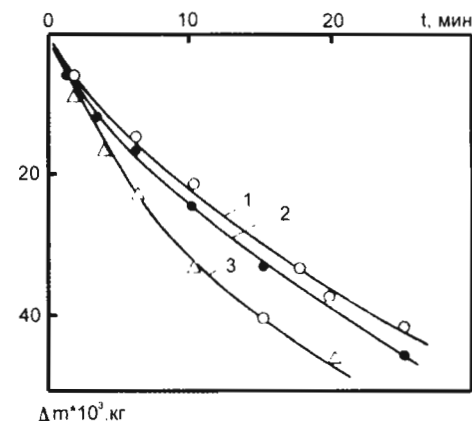


Рисунок 5.16 – Изменение массы карбонатных образцов, деформируемых в 20%-ном растворе соляной кислоты в условиях одноосного сжатия при уровнях напряжений, равных нулю (кривая 1), 0,3 (кривая 2) и 0,9 (кривая 3)

Результаты исследований подтверждаются промысловыми наблюдениями за характером кавернообразования в соленых отложениях: интенсивность растворения здесь идет быстрее в кровле и подошве пласта, т.е. в тех местах, где неупругое деформирование в наибольшей степени сопровождается разрыхлением и измельчением породы.

Вывод о необходимости учета напряженного состояния при лабораторном определении растворимости породы можно сделать и на основании анализа данных таблицы 5.7.

В качестве жидкости растворения при лабораторных исследованиях использовали насыщенный NaCl буровой раствор, однотипный с применявшимися при бурении скв. 2-С Чернинская и 1-В Дроздовская Припятской впадины.

Плотность фильтрата составляла $1,17 \cdot 10^3 \text{ кг/м}^3$. Скорость растворения каменной соли в стенках скважины определяли с использованием данных повторной кавернометрии по формуле

$$v_p = Q/(Ft), \quad (5.43)$$

где Q – масса растворившейся в скважине соли; $F = \pi \left(\frac{D_n + D_k}{2} \right) h$ – площадь

растворения (D_n, D_k – начальный и конечный диаметры скважины; h – мощность соленосной толщи); t – время растворения породы.

Таблица 5.7 – Сравнительные данные испытания растворимости образцов каменной соли в буровом растворе ($T=30^{\circ}\text{C}$)

Место проведения исследований	Интервал отбора керна, м	Время растворения, сут	Площадь растворения, см^2	Масса растворившейся соли, г	Средняя скорость растворения $\text{г}/(\text{см}^2 \cdot \text{сут})$
Скв. 2-С Чернинская	950–960	10	87920	369264	0,420
Скв. 1-В Дроздовская	680–690	19	110685	639288	0,304
	680–690	25	115395	1029982	0,357
	750–760	19	115486	102997	0,469
	750–760	25	12105	1450350	0,483
Лабораторные опыты на ненагруженных образцах	950–960*	2,44	47	24	0,210
Лабораторные опыты при одноосном сжатии образцов	950–960*	2,86	44	49	0,392

* Образцы отобраны в скв. 2-С Чернинская.

Как видно, данные опытов с нагруженными образцами значительно ближе к реальным условиям.

Коэффициент k_p , вычисляемый по формуле (5.37), является параметром, по которому может быть выбран наиболее эффективный для данных условий и породы растворитель.

Значения этого коэффициента колеблются в широком диапазоне (таблица 5.8).

Когда ставится задача ускорить процесс растворения, то наиболее приемлемый для исследуемой породы растворитель, его концентрацию и время воздействия назначают исходя из наибольшего по величине безразмерного коэффициента растворимости.

Разработанный способ определения растворимости и установленные закономерности рекомендуется применять при решении различных инженерных задач, связанных с необходимостью изучения процессов растворения горных пород. В частности, при обосновании добычи полезных ископаемых подземным выщелачиванием, проектировании подземных нефтегазовых хранилищ, интенсификации притоков нефти кислотными обработками и др.

Таблица 5.8 – Изменение коэффициента растворения образцов каменной соли в буровых растворах ($T=18\div 20^{\circ}\text{C}$)

Номер раствора	Состав раствора	$k_p \cdot 10^3$
1	Вода	1000
2	Вода + 20% дружковского порошка	880
3	Раствор № 2 + 10% ССБ + 1,5% крахмального реагента	760
4	Раствор № 3 + 10% NaCl	580
5	Раствор № 3 + 20% NaCl	320
6	Раствор № 3 + 30% NaCl	260
7	Обратная эмульсия: 35% дизтоплива + 15% гудрона + 10% мела + 40% рассола	12
8	ИБР: 18% битума + 51,5% дизтоплива + 30% извести + 0,5% сульфонола	0,1

5.11 Набухание и его влияние на устойчивость глинистых пород

Набухание – это процесс увеличения объема и массы вещества при взаимодействии его с растворителем. Мерой его служит степень набухания [159]

$$\alpha = \frac{V - V_0}{V_0}, \quad (5.44)$$

где V и V_0 – конечный и начальный объемы набухающего тела. Набухание может быть ограниченным и неограниченным. В первом случае α достигает пре-

дельного значения, во втором набухание переходит в растворение. При набухании разделяют две стадии. Первая характеризуется выделением теплоты Q и малой степенью набухания. Для второй стадии характерно большое набухание и малое выделение тепла. Вторая стадия, видимо, слабо связана с энергетическими процессами, процесс набухания при $T = const$ и $p = const$ имеет вид

$$\Delta G = \Delta H - T\Delta s < 0, \quad (5.45)$$

где ΔH – изменение энтальпии; T – температура, Δs – изменение энтропии.

На первой стадии энтропия не изменяется или даже уменьшается ($\Delta s \leq 0$). Энтальпия на первой стадии сильно возрастает, при этом выделяется тепловая энергия. На второй стадии $\Delta H \approx 0$, т.е. энтальпия практически не меняется, но возрастает энтропия. Таким образом, вторая стадия характеризуется структурными, а не энергетическими факторами. Механизм второй стадии объясняется в общем увеличением энтропии системы в результате роста числа возможных конфигураций, образуемых водой на поверхности.

Кинетические процессы структурообразования дисперсных систем подчиняются уравнению Ерофеева – Колмогорова

$$\sigma = 1 - e^{-\lambda t^m}, \quad (5.46)$$

где σ – доля прочности структур твердения (для молекул связанной воды с поверхностью); $m = const$; λ – коэффициент, изменяющийся по закону

$$\lambda = \lambda_0 e^{-E/RT} \quad (5.47)$$

(E – кажущаяся энергия активации; R – газовая постоянная; T – температура).

Для процессов набухания при постоянной температуре это уравнение можно написать в виде (для глин)

$$V = V_0 (1 - e^{-\lambda t}), \quad (5.48)$$

где V_0 – максимальный (набухающий) объем системы; V – прирост объема; t – время.

Для неограниченного набухания нужно пользоваться степенными, а не экспоненциальными функциями

$$\frac{dV}{dt} = k(V_0 - V)^n. \quad (5.49)$$

Процессы набухания дают много информации о диффузионных процессах пропитки, структурообразования, физико-химических свойствах буровых растворов. Но набухание дает неполную информацию о разупрочняющем действии буровых растворов на стенки скважины, так как оно полностью игнорирует целый класс процессов, в которых происходит разупрочнение горной породы. Поэтому применять набухание нужно в основном для исследования физико-химических свойств глины и буровых растворов. Существуют два пути исследования набухаемости: определение либо количества жидкости, поглощенной веществом, либо изменения объема.

Набухание принято оценивать по коэффициенту набухаемости k . По методике К. Ф. Жигача и А. И. Ярова

$$k = \frac{\gamma \alpha}{q} + \operatorname{tg} \beta - 1, \quad (5.50)$$

где γ – плотность глины; q – масса навески; $\operatorname{tg} \beta$ и α – коэффициенты, определяемые следующим образом.

Снимают зависимость: начальный объем навески – конечный объем при одинаковой массе навесок. Из полученной зависимости находят α и $\operatorname{tg} \beta$ (α – объем набухшей пробы при нулевом объеме навески).

По коэффициенту k находят набухаемость глин в буровых растворах и оценивают качество этих растворов. При увеличении плотности глинопошка прессованием можно добиться равенства его плотностей и физической плотности глины. В этом случае пустот в навеске практически не будет и коэффициент $\alpha = 0$. Выражение (5.50) будет выглядеть так:

$$k \cong \operatorname{tg} \beta - 1 \cong \frac{V_m}{V_0} - 1. \quad (5.51)$$

В этом случае упрощается методика проведения эксперимента. Нет необходимости определять зависимость, указанную выше. Коэффициент k находят отношением объема набухшей пробы к начальному объему пробы. Отпадает необходимость в проведении серии экспериментов, возрастают скорости набухания глины, состояние глин приближается к естественным условиям залегания глинистых пород. В порошках все стадии набухания интегрируются, так как вода поступает в межпакетное пространство пластинок глины одновременно по всему объему. В прессованных же образцах вода за несколько десятков секунд поступает почти во все части образца.

Глубина пропитки определяется давлением заземленного воздуха по формуле

$$l_{\text{пр}} = \frac{-p_k}{-p_k + p_0} l, \quad (5.52)$$

где l – толщина образца; p_k – капиллярное давление; p_0 – атмосферное давление.

Используя фундаментальное уравнение Гиббса

$$T \cdot ds = dU - \left(p_{j=1} dV_{j=1} - p_{j=2} dV_{j=2} + \sigma dw + \sum_i \mu_i dN_i \right), \quad (5.53)$$

можно получить формулу для расчета капиллярного давления [159].

В (5.53) T и s – температура и энтропия системы; U – внутренняя энергия; p_j и V_j – давление и объем j -й фазы; σ – поверхностное натяжение; ω – межфазная поверхность; μ_i и N_i – химический потенциал и число молей i -го компонента системы.

Внутренняя энергия системы U относительно экстенсивных переменных w, s, V_1, V_2, N_i является однородной функцией и поэтому уравнение (5.53) можно проинтегрировать

$$Ts = U + \sum_{j=1}^2 p_j V_j - \sum_{i=1}^2 \mu_i N_i - \sigma w. \quad (5.54)$$

В условиях термодинамического равновесия $\sum \mu_i N_i = 0$ и внутренняя энергия закрытой системы принимает минимальное значение при фиксированных энтропии ($ds = 0$) и объеме ($dV = 0$), т.е. первая производная

$$(dU)_{s,V} = 0. \quad (5.55)$$

Отсюда

$$dU = -p_1 dV_1 - p_2 dV_2 + \sigma dw = 0, \quad (5.56)$$

где

$$dV_1 = -dV_2; \quad p = p_1 = p_2 = \sigma dw / dV. \quad (5.57)$$

Используя соотношение между дифференциалами поверхности и ограничиваемого этой поверхностью объема (Лемма – Бертрана)

$$dw = \left(\frac{1}{R_1} + \frac{1}{R_2} \right) dV, \quad (5.58)$$

где R_1 и R_2 – главные радиусы кривизны, находим для сферической поверхности ($R_1 = R_2 = R$) уравнение Лапласа

$$p = 2\sigma / R. \quad (5.59)$$

Уравнение Лапласа показывает, что в условиях термодинамического равновесия температура и химические потенциалы постоянны по объему системы, а давление меняется при переходе от одной фазы к другой.

Таким образом, в результате смачивания капилляра образуется искривленная поверхность (мениск), давление над которой p_2 будет понижено по сравнению с давлением у плоской поверхности p_1 и возникает выталкивающая сила, поднимающая жидкость в капилляре h до тех пор, пока не уравнивается с гидростатическим давлением $p_1 - p_2 = qh(p_2 - p_1)$, т.е. $p_1 - p_2 = 2\sigma / R = qh(p_2 - p_1)$.

Перейдя от радиуса мениска R к радиусу капилляра r : $R = r / \cos \theta$ и учтя $p_2 \gg p_1$ (плотность жидкости больше плотности пара), получим для высоты капиллярного поднятия уравнение Жюрена

$$h = 2\sigma \cos \theta / r q p_2. \quad (5.60)$$

В случае полного смачивания ($\cos \theta \approx 1$) это уравнение примет вид

$$h = 2\sigma / r q p_2. \quad (5.61)$$

В порошках по сравнению с таблетками поры более крупные, поэтому глубина пропитки меньше. Так, для капилляра с $r = 10^{-5}$ м $l_{\text{пр}} = 0,1l$. Поэтому у порошка слой, соприкасающийся с влагой, быстро пропитывается на эту глубину, но дальнейшей пропитке мешает заземленный воздух. Далее пропитка порошка осуществляется по микропорам зерен, для которых механизм капиллярной пропитки не работает. В прессованных образцах крупные поры раздавлены, максимум распределенных пор по размерам смещен в сторону меньших пор и, как следствие, возрастает глубина пропитки. Так, для пор с размером $r = 10^{-7}$ м $l_{\text{пр}} \approx l$, т.е. весь образец пропитывается влагой, поэтому уже через несколько десятков секунд весь объем образца участвует в набухании. В этом еще одно преимущество прессованных образцов над порошками. Это преимущество проявляется в том, что если существуют какие-то кинетические особенности набухания, то в прессованных образцах они не интегрируются во времени и пространстве, т.е. данный метод более информативен.

В решении проблемы физико-химического взаимодействия буровых растворов с горными породами явлению набухания уделяется большее внимание. Глубоко связанное с природой и структурой вещества, это явление позволяет с некоторыми приближениями оценивать влияние различных факторов на такие свойства глин, как лиофильность, пластичность, связность, размокаемость, водопроницаемость и другие, которые прямо или косвенно могут сказываться на формировании напряженно-деформированного состояния и влажностного равновесия около скважины.

В связи с этим многие авторы рекомендуют параметры набухания в качестве надежных критериев разупрочняющего действия буровых растворов на горные породы. Исследования этого направления обобщены в работах В. Д. Городнова. Отмечается, что в противоположность набуханию методы более полного моделирования скважинных условий не дают объективной характеристики истинного воздействия фильтратов промысловых жидкостей на изменение свойств глинистых пород, и следовательно, на устойчивость стенок скважины, сложенных этими породами. Однако убедительных экспериментальных данных в пользу этого заключения не приводится. Успешное применение методов моделирования для исследования механизма разупрочнения горных пород и прогнозирования оптимальных составов и свойств буровых растворов свидетельствует о другом.

Даже из общих соображений представляется неправомерной попытка свести многосторонние явления в скважине, обусловленные горным давлением и контактом горной породы с буровым раствором, к одному процессу набухания. Напряженно-деформированное состояние и влажностное равновесие глинистых пород около скважины обусловлено действием многих факторов, в том числе интенсивностью напряжений, дифференциальным давлением, растворением структурных связей, адсорбционными, осмотическими и капиллярными силами.

В зависимости от сложившихся условий проявление каждого из этих факторов будет различным. С тем или иным приближением они учитываются в методах моделирования. В основе же набухания лежат только осмотическое и адсорбционное (пленочное) всасывания. Поэтому набухание должно рассматриваться не в противовес, а как частный случай более общих, интегральных методов оценок влияния буровых растворов на разупрочнение горных пород. Конечно, при определенном уровне гидратационного взаимодействия глины с фильтратом можно допустить, что роль адсорбционных и осмотических сил может стать преобладающей. В этом случае параметры набухания, видимо, могут служить основой для прогнозирования поведения породы в стенках скважины.

Таким образом, имеется настоятельная необходимость определения действительных возможностей метода набухания в сопоставлении с методами моделирования. Существующая неопределенность может дезориентировать специалистов и привести к тому, что производству будут рекомендованы рецептуры растворов, не снижающие разупрочнение горных пород, а напротив, стимулирующие осложнения.

С учетом большой научно-практической значимости решения этого вопроса, нами были проведены специальные исследования. Для опытов использовали глину с удельной поверхностью $S_0 = 142 \text{ м}^2/\text{г}$ и аргиллит, отобранный в виде шлама из скв. 100 Гусиная Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции.

Разупрочняющее действие растворов определяли по коэффициенту устойчивости и времени разрушения глинистых образцов в их среде в условиях одноосного сжатия по методике, изложенной в работе [186]. Для того чтобы исключить влияние конденсационно-кристаллизационных связей, образцы готовили с нарушенной структурой путем прессования в разъемной матрице при давлении 300 МПа и скорости 1,2–1,4 МПа/с. Для получения заданной влажности порошкообразную глину выдерживали над соответствующей солью набора Обермиллера. Коэффициент устойчивости определяли по методике [186], а степень набухания k_2 , период набухания z и скорость набухания $w_{cp} = k_2/z$ – по методике Жигача-Ярова. Нагрузка на поршень прибора площадью 5,3 см² составляла $10 \pm 3 \text{ г}$, навеска высушенной до постоянной массы глины 2 г. После достижения максимального набухания пробы глины исследовали на коническом пластометре для определения предельного напряжения сдвига P_m . Полученные параметры использовали для расчета обобщенного показателя устойчивости c_0 по методике В. Д. Городнова.

Результаты выполненных исследований приведены на рисунках 5.17, 5.18 и в таблице 5.9.

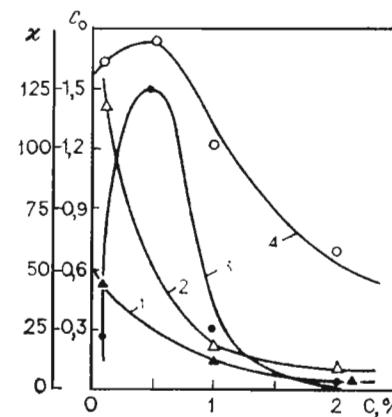


Рисунок 5.17 – Зависимости между коэффициентом устойчивости χ , обобщенным показателем c_0 и концентрацией C растворов Na_2SO_4 (1 – χ ; 2 – χ) и Na_2CO_3 (3 – c_0 ; 4 – χ)

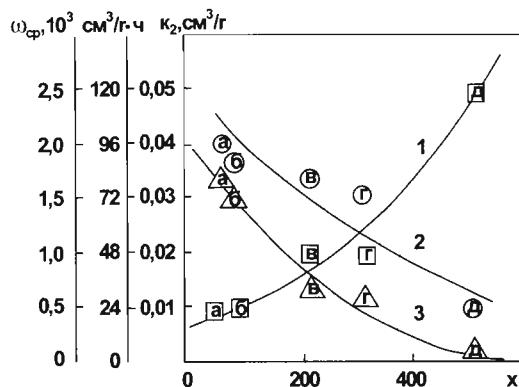


Рисунок 5.18 – Зависимости между показателями набухания и коэффициентом устойчивости аргиллита скв. 100 Гусиная Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции в фильтрах буровых растворов при $i = 0,3$: Состав фильтра, %: а – NaCl 10 + Na₂CO₃ 0,5 + КМЦ 1; б – лигносульфонатный реагент 17,58 + NaCl 21,97 + Na₂CO₃ 0,44; в – гипс 1,5 + оксил 1,5 + NaOH 0,2 + КССБ 2; г – силикат натрия 5 + NaCl 5 + КМЦ 1; д – КОН 0,377 + лигносульфонатный реагент 16 + KCl 5,66

Таблица 5.9 – Зависимость показателей набухания глины от концентрации водных растворов электролитов

Концентрация в пересчете на сухое вещество, %	Показатели набухания					
	$k_2, \text{см}^3/\text{г}$	$z, \text{ч}$	$w_{\text{кр}} \cdot 10^3, \text{см}^3/(\text{г} \cdot \text{ч})$	$P_m \cdot 10^{-2}, \text{Па}$	$c_0 \cdot 10^2$	$\aleph$
1	2	3	4	5	6	7
NaCl						
0	1,21	984	1,23	136	–	–
1	0,80	72	1,11	115	101	5,4
5	0,69	48	1,44	110	59	2,7
10	0,65	48	1,35	86	55	1,8
20	0,56	24	2,33	71	14	1,5
Na ₂ Cr ₂ O ₇						
0	1,21	984	1,23	136	–	–

Продолжение таблицы 5.9

1	2	3	4	5	6	7
0,01	0,48	432	1,10	112	101,6	134
0,05	0,56	96	5,80	77	2,5	88
0,10	0,10	48	2,90	66	0,4	65
Na ₂ CO ₃						
0	1,21	984	1,23	136	–	–
0,1	0,73	336	2,1	115	28	139,7
0,5	0,71	744	0,9	120,4	155,8	145,2
1,0	0,74	336	2,2	105,8	24,2	123,4
2,0	0,76	192	4,0	88,7	6,2	61,2
Na ₂ SO ₄						
0	1,21	984	1,23	136	–	–
0,1	0,91	672	1,35	81,4	49,5	123,4
1,0	0,66	168	3,4	86,3	6,2	15,4
2,0	0,61	96	6,3	93,0	2,5	13,4
Na ₅ P ₃ O ₁₀						
0	1,21	984	1,23	136	–	–
0,1	0,87	408	2,1	55,1	0,136	142,4
0,5	0,82	2208	0,37	99,24	8,031	172,2
1,0	0,82	1560	0,52	83,2	3,37	185,2
2,0	0,84	1056	0,8	64,33	1,123	161,0

Анализ этих данных показывает, что влияние водных растворов электролитов на показатели набухания, P_m , c_0 и $\aleph$ одной и той же глины различно. Между показателями набухания и коэффициентом устойчивости $\aleph$ имеется определенная связь. При увеличении z и P_m и уменьшении $w_{\text{кр}}$ коэффициент устойчивости повышается. От степени набухания коэффициент устойчивости не зависит. Так, с ростом концентрации хлорида натрия, несмотря на то, что степень набухания снижается, коэффициент устойчивости $\aleph$ падает, так как возрастает скорость процесса набухания.

Из приведенных выше данных можно сказать о значительном влиянии скорости набухания на устойчивость глинистых пород, что подтверждается и выражением В.Д. Городнова для обобщенного показателя устойчивости

$$c_0 = \frac{P_{mf}}{P_{mv}} \left(\frac{w_{срв}}{w_{срф}} \right), \quad (5.62)$$

где индекс «ф» означает раствор электролита, «в» – дистиллированная вода.

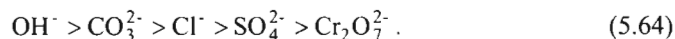
Обобщенный показатель c_0 и коэффициент устойчивости изменяются качественно одинаково, т.е. в рамках проведенных исследований их значения позволяют сделать равнозначную оценку влияния водных растворов на устойчивость глины.

При изучении влияния обменных катионов на набухание и разупрочнение глины был получен последовательный ряд:



С увеличением валентности катионов резко ускоряется процесс набухания и снижается устойчивость образцов бентонита.

По влиянию на набухание и разупрочнение глин анионы солей располагаются в следующем порядке:



Результаты проведенных опытов показывают, что последовательные ряды обменных катионов и анионов по набуханию и разупрочнению глины полностью совпадают. Следовательно, показатели набухания не только не противоречат, а, напротив, подчеркивают практическую значимость информации, полученной при исследовании деформируемости образцов глинистых пород в жидкой среде.

Однако указанные факторы не всегда являются определяющими в разупрочнении глинистых пород. На основании исследований П. А. Ребиндера и его школы можно предположить три принципиально различных механизма разупрочняющего влияния бурового раствора на горные породы: 1) понижение уровня поверхностной энергии в результате адсорбции, 2) формирование новых структурных связей, 3) изменение трения между частицами породы и прижимающимися друг к другу стенками трещин.

Фильтрат раствора может проникать в породу не только по поровым каналам, микротрещинам и дефектам структуры, но и путем диффузии вещества среды в кристаллическую решетку составляющих ее материалов. Эти факторы набуханием не охватываются. Сказанное убедительно иллюстрируется результатами исследований при интенсивности напряжений $i = 0,7$, показанными на рисунке 5.19. Как видно, практически не вызывающие набухания жидкие среды совершенно различным образом действуют на деформирование глинистых образцов. Керосин и дизельное топливо за время опыта не оказали заметного разупрочняющего влияния, в то же время однотипные с ними по набуханию ацетон и этиловый спирт вызвали быстрое разрушение образцов.

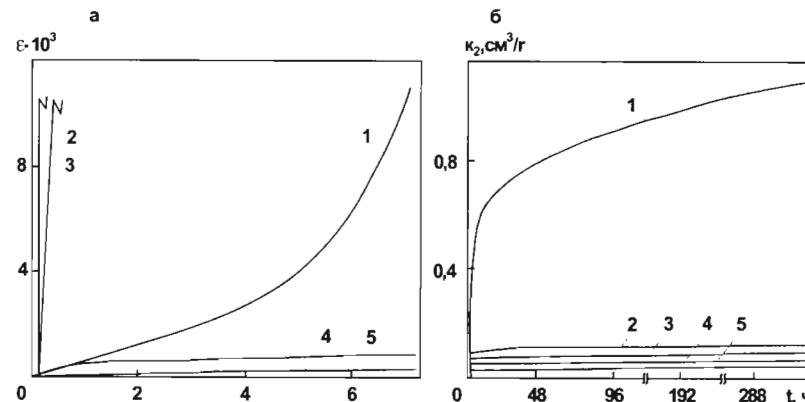


Рисунок 5.19 – Кривые деформирования при одноосном сжатии (а) и кинетики набухания глины (б) в дистиллированной воде (1), ацетоне (2), этиловом спирте (3), керосине (4) и дизельном топливе (5)

Кроме перечисленных факторов, на процессы взаимодействия глины с фильтром раствора сильное влияние могут оказать ее начальная влажность и пористость.

Из полученных нами данных, приведенных в таблице 5.10, видно, что в зависимости от исходной влажности показатели набухания глины, в том числе и обобщенный коэффициент устойчивости c_0 , могут существенно изменяться. Это обстоятельство также не учитывается при определении показателей набухания.

На основании изложенного можно сделать заключение, что использование данных набухания может привести к ошибочному заключению о действительных последствиях воздействия бурового раствора на устойчивость глинистых пород в стенках скважины.

Таблица 5.10 – Зависимость показателей набухания от влажности глины

Показатели	Влажность, %					
	0	5	8,4	12	16	20
$k_2, \text{см}^3/\text{г}$	$\frac{1,21}{0,24}$	$\frac{0,740}{0,25}$	$\frac{0,64}{0,25}$	$\frac{0,44}{0,25}$	$\frac{0,3}{0,18}$	$\frac{-}{0,09}$

Продолжение таблицы 5.10

Показатели	Влажность, %					
	0	5	8,4	12	16	20
$z, \text{ч}$	$\frac{0,24}{984}$	$\frac{672}{72}$	$\frac{768}{72}$	$\frac{912}{72}$	$\frac{1008}{72}$	$\frac{-}{48}$
$w_{\text{ср}} \cdot 10^3, \text{см}^3/(\text{г} \cdot \text{ч})$	$\frac{1,23}{3,3}$	$\frac{1,1}{3,5}$	$\frac{0,83}{3,5}$	$\frac{0,48}{3,5}$	$\frac{0,3}{2,5}$	$\frac{-}{1,9}$
$P_m \cdot 10^{-2}, \text{Па}$	$\frac{136}{74}$	$\frac{64,8}{54,4}$	$\frac{56,4}{58,2}$	$\frac{81,2}{67,7}$	$\frac{89,6}{185,4}$	$\frac{-}{212}$
$c_0 \cdot 10^2$	—	$\frac{-}{8,3}$	$\frac{-}{5,2}$	$\frac{-}{1,6}$	$\frac{-}{2,9}$	—

Примечание: в числителе — для дистиллированной воды, в знаменателе — для насыщенного раствора NaCl.

ГЛАВА 6

УПРАВЛЕНИЕ УСТОЙЧИВОСТЬЮ ГОРНЫХ ПОРОД В СТЕНКАХ СКВАЖИНЫ

6.1 Краткий исторический обзор

Рассмотрение работ, посвященных решению проблемы обеспечения устойчивости горных пород при бурении скважин, мы произведем, соблюдая по возможности, некоторую хронологическую последовательность. Ф.Ф. Лаптев и Б.С. Шаров [84, 85] на основе выполненных исследований делают заключение, что разрушение глинистых пород в стенках скважины происходит в результате капиллярного всасывания воды и неравномерного набухания глин. Это приводит к возникновению внутренних напряжений между набухшей и сухой породой. Кинетика и степень гидратации глин зависит от их минералогического состава, естественной влажности, концентрации электролитов и ПАВ в фильтрате буровых растворов.

По мнению М.А. Завацкого [47, 48] при бурении в интервалах глинистых пород глинистый раствор не глинизирует и не укрепляет стенки скважины, а, напротив, смачивает и размывает их. При наличии трещиноватых и листоватых глинистых пород он способствует их расслоению и оползанию.

В работе [166] для предупреждения обвалов рекомендуется применение утяжеленных глинистых растворов с минимальным содержанием воды.

А.А. Линеvский [89, 90] считал, что обвалы пород вызываются проявлениями горного давления. По его мнению, тектоническая нарушенность способствует обвалам, но имеет второстепенное значение. Проявления горного давления в форме обвалов наблюдается при снижении удельного веса или уровня раствора в скважине. Н.М. Шерстнев [165] на основании анализа опыта бурения скважин в условиях Азербайджана и данных лабораторных исследований сделал заключение, что устойчивость глинистых пород в наибольшей степени зависит от их взаимодействия с фильтратом бурового раствора. Причем низкая водоотдача не предотвращает осложнений. Разупрочнение неразмочающих глинистых пород, по его мнению, происходит в результате действия расклинивающего давления фильтрата бурового раствора, проникающего в породу по плоскостям напластования.

Дж. Томир [149] считал, что деформация и разрушение глинистых пород в скважине происходит в результате проявления горного давления. А такие факторы, как тектонические нарушения, остаточные напряжения в породе в результате тектонических подвижек и разбухание глин играют второстепенную роль. Им также допускается возможность деформации стенок скважины из-за аномалий пластовых давлений и влажности пород. По его мнению, неустойчивым поведением глинистых пород можно успешно управлять путем подбора соответствующих параметров глинистого раствора.

А. А. Шамсиев [158] на основании обстоятельного изучения природы осложнений, сопровождающихся обвалами пород при бурении нефтяных и газовых скважин, пришел к выводу, что во всех случаях обвалов, решающей их причиной являются напряжения в породе и недостаточное сопротивление обваливающихся пород этим напряжениям. Большое значение в обвалообразовании он придавал тектоническим нарушениям. По его мнению, в зонах обваливающихся глин, после проводки через них скважины, возникает упругая деформация и, когда разность напряжений в породе, слагающей стенки скважин, превышает разрушающее напряжение в условиях всесторонней напряженности, происходит обвалообразование. Для устранения этих явлений он рекомендовал применять утяжеленные растворы с минимальной водоотдачей. Во многих глинах наблюдается значительная сопротивляемость возникающим напряжениям. А. А. Шамсиев считал, что это происходит из-за их способности к пластической деформации и набуханию, вследствие чего вокруг скважины образуется несущая зона, предохраняющая стенки от обрушения. Кроме того, по его мнению, в набухающих глинах имеется более благоприятная картина распределения напряжений в околоскважинной зоне. Поэтому на самом деле причиной обвалов является не набухание глин, а переход деформации за пределы прочности этих глин. Осложнения, называемые обвалами, он рекомендовал подразделять на три вида: осыпи пород, сужение ствола скважины и обвалы.

Н. Л. Денисов [34] также считал фильтрацию воды из бурового раствора второстепенной причиной перехода пород в неустойчивое состояние. Главное заключалось в изменении их напряженного состояния вследствие проявления горного давления. Основным мероприятием предотвращения осложнений, в том числе и набухания глин, является увеличение удельного веса раствора. По его мнению, набухание глин происходит при любой, самой незначительной фильтрации, поэтому положительная роль растворов с малой водоотдачей он объяснял особенностями их реологических свойств.

Ю. В. Вадецкий [19] отмечал зависимость интенсивности осыпей глинистых сланцев (аргиллитов) от толщины пласта, диаметра скважины и водоотдачи бурового раствора. Авторы [91] на основе выполненных исследований показали, что повышение давления раствора увеличивает время устойчивого состояния глинистых пород.

Для всех испытанных растворов время устойчивого состояния увеличивалось пропорционально давлению:

$$t = KP_{\gamma}; \quad K = \operatorname{tg} \alpha; \quad t = P_{\gamma} \operatorname{tg} \alpha,$$

где $\operatorname{tg} \alpha$ – угол наклона прямой зависимости $t = f(P_{\gamma})$ к оси абсцисс; P_{γ} – давление столба раствора.

В процессе испытаний было также выявлено, что с увеличением давления скорость фильтрации по всему сечению опытных образцов набухающих глин уменьшалась.

Было выдвинуто предложение, что в соответствии с результатами исследований Р. И. Щищенко и А. М. Аванесова, этот факт можно объяснить сжимаемостью глинистой корки под действием давления. Следовательно, повышение устойчивости набухающих глин с увеличением гидравлического давления происходит не только вследствие противодействия напряжениям в стенках скважины, но и в результате замедления процессов физико-химического взаимодействия породы с буровым раствором.

При опытах на образцах ненабухающих глинистых пород (аргиллитов) было установлено существенное влияние давления жидкости на их устойчивость. Для определения его величин была предложена оригинальная методика, суть которой заключается в следующем.

Исходя из предпосылки, что в ненабухающих глинах устойчивость будет обеспечена при выполнении неравенства

$$P_{\Gamma} \geq P_{\gamma} + P_{\text{pg}} + P_{\text{lg}}, \quad (6.1)$$

где P_{Γ} – вертикальное горное давление; P_{γ} – давление столба раствора; P_{pg} – расклинивающее давление жидкости; P_{lg} – гидродинамическое давление при СПО и промывках.

В случае лабораторных исследований $P_{\text{lg}} = 0$, тогда

$$P_{\Gamma} \geq P_{\gamma} + P_{\text{pg}}. \quad (6.2)$$

Справедливость неравенства (6.2) подтверждена данными лабораторных испытаний.

В случае $P_{\Gamma} > P_{\gamma} + P_{\text{pg}}$, образцы сохраняли длительную устойчивость (в течение нескольких суток). При повышении гидравлического давления до некоторой определенной величины наступало разрушение образца, хотя значение вертикального (горного) давления оставалось неизменным.

Величина критического расклинивающего давления жидкости, определяется как разность между горным и гидравлическим давлением (давлением столба раствора).

Показано, что расклинивающее давление зависит только от физико-химических свойств промывочной жидкости (бурового раствора) и породы глинистой породы.

Определены значения расклинивающих давлений P_{pg} для различных растворов (таблица 6.1) при гидравлических давлениях от 98–176 до 660–820 бар и глубине скважины от 2400 до 5000 м.

Таблица 6.1 – Определение расклинивающих давлений

№ п/п	Характеристика раствора	P_{pg} , бар
1	Вода водопродная	424
2	2% раствор УЩР	596
3	1% раствор КМЦ-500	292
4	5% раствор $CaCl_2$	400
5	Необработанный глинистый раствор	396
6	Глинистый раствор, обработанный 1% КМЦ-500	286
7	Глинистый раствор, обработанный 2% УЩР	579

С учетом неравенства (6.2) предложена формула для определения удельного веса бурового раствора при известной величине расклинивающего давления.

$$\gamma_k = \frac{1}{b} \left[\gamma_n - \frac{10}{H} (P_{pg} + P_{rg}) \right], \quad (6.3)$$

где γ_n – удельный вес породы; H – глубина скважины; $b = 0,981$ – коэффициент перевода атмосфер в бары.

Как видно из таблицы 6.1 величины расклинивающего давления глинистых растворов близки к значениям расклинивающих давлений водных растворов реагентов. Однако опытами было установлено, что время устойчивого состояния образца в глинистых растворах в несколько раз больше, чем в водных растворах реагентов. Это можно объяснить тем, что скорость проникновения фильтрата из глинистого раствора в глинистый образец меньше, чем скорость проникновения водных растворов реагентов.

На основании выполненных исследований был сделан вывод, что, снижая водоотдачу бурового раствора, можно сильно замедлить разрушение глини-

стых пород в стенках скважин, но не предотвратить его, если не отрегулировать плотность раствора. В случае бурения в ненабухающих глинистых сланцах (аргиллитах) при выборе рационального метода химической обработки рекомендовано стремиться к уменьшению значения расклинивающего давления и водоотдачи промывочной жидкости, обращая внимание на величину удельного веса, так как путем снижения его можно повысить устойчивость породы.

В работе [92] приведены результаты исследований влияния высокой температуры на прочностные свойства набухающих и ненабухающих глин. Показано, что повышение температуры снижает условные пределы прочности и текучести пород. Устойчивость образцов в растворах, обработанных стабилизаторами (КМЦ, СЭЦ) с увеличением температуры до 100°C уменьшалась незначительно, тогда как в растворах с УЩР она резко падала и становилась меньше, чем даже для необработанного раствора.

При температуре выше 150°C время устойчивого состояния образцов во всех растворах резко уменьшалось. Величина расклинивающего давления жидкости при повышении температуры до 100°C во всех случаях увеличивалась незначительно (таблица 6.2). С повышением температуры до 150°C она резко возрастала, стремясь к расклинивающему давлению воды. Растворы же на нефтяной основе при температуре до 150°C никакого влияния на прочностные свойства испытанных образцов не оказывали.

Таблица 6.2 – Влияние температуры на величину расклинивающих давлений

№ п/п	Характеристика раствора	Расклинивающее давление, бар, при температуре:		
		20°C	100°C	150°C
1	Необработанный глинистый раствор	396	488	610
2	Глинистый раствор, обработанный КМЦ	286	355	595
3	Глинистый раствор, обработанный СЭЦ	290	360	603
4	Глинистый раствор, обработанный УЩР	579	615	645
5	Силикатно-глинистый раствор	240	251	500

Увеличение величины расклинивающего давления с повышением температуры объяснено тем, что при этом адсорбция реагентов, применяемых для обработки растворов на поверхности аргиллитов, уменьшается, а при температуре 150°C вообще практически не имеет места.

Авторы [86], изучая влияние давления и температуры на взаимодействие промывочных жидкостей с глинистыми породами сделали заключение, что по-

вышение удельного веса промывочной жидкости не всегда способствует росту устойчивости глинистых пород в скважине. Повышение давления в некоторых глинистых породах в случае водных растворов вызывает увеличение проникновения фильтрата и самой промывочной жидкости в породу и ослабление прочности последней. Повышение температуры интенсифицирует процесс, усиливает воздействие водных растворов на глинистые породы и увеличивает скорость их обвалообразования. Выявлено также, что причина не только в кинетике фильтрации, но и в том, как будет вести себя фильтрат по отношению к породе. К примеру, фильтрат силикатного и известкового растворов в меньшей степени разупрочняет породу, а растворов с УЩР – в большей.

Высказывается мнение [125], что повышение давления в скважине может вызвать гидроразрыв породы, а это, естественно, будет способствовать уменьшению ее устойчивости, поэтому высокий удельный вес раствора в определенных геологических условиях будет способствовать осложненности ствола.

Оценка напряженного состояния пород около скважины впервые была осуществлена в 1925 г. А. Н. Динником. При решении задачи использовано известное уравнение Ламе для толстостенного цилиндра.

В последующем С. Г. Лехницкий [88] дополнил это решение учетом давления столба жидкости в скважине, а Б. В. Байдюк и Л. А. Шрейнер [8–10] предложили уравнения, в которых учитывается влияние порового давления жидкости в породе:

$$\left. \begin{aligned} \sigma_z &= -\gamma H + A P_{\text{пор}} , \\ \sigma_r &= -\frac{\mu}{1-\mu} \left(1 - \frac{a^2}{r^2} \right) \gamma H - \gamma_p H \frac{a^2}{r^2} + A P_{\text{пор}} , \\ \sigma_\theta &= -\frac{\mu}{1-\mu} \left(1 + \frac{a^2}{r^2} \right) \gamma H - \gamma_p H \frac{a^2}{r^2} + A P_{\text{пор}} \end{aligned} \right\} \quad (6.4)$$

где $P_{\text{пор}}$ – поровое (пластовое) давление; A – коэффициент передачи давления.

Предельное напряженное состояние породы можно оценивать через октаэдрические напряжения: нормальное $\sigma_{\text{окт}}$ и касательные $\tau_{\text{окт}}$. Б. В. Байдюк и Л. А. Шрейнер [9, 10] показали, что зависимость $\tau_{\text{окт}} = f(\sigma_{\text{окт}})$ близка к параболической

$$B \tau_{\text{окт}}^2 = \sigma_{\text{окт}} + B . \quad (6.5)$$

Параметры B и B характеризуют прочностные свойства породы. Для глини они могут быть определены методом вдавливания плоского цилиндрического штампа или по данным испытаний породы на одноосное сжатие.

По зависимости между октаэдрическими напряжениями определяется критическая глубина залегания пород и удельный вес бурового раствора, обеспечивающий их устойчивость. Параметры B и B параболы (6.5) зависят от влажности. Для практического пользования предложена формула, учитывающая эту зависимость

$$B_w = B_0 \exp \frac{W}{W_{\text{кр}}} ; \quad B_w = (1 + 0,16 B_w K_w) \frac{KW}{3} . \quad (6.6)$$

Результаты теоретических исследований А. Н. Динника и С. Г. Лехницкого были подтверждены данными экспериментальных опытов. Г. Н. Покровского и И. В. Федорова [117], выполненных в 1939 году на моделях скважины из прозрачного материала-желатина. Было установлено, что концентрация напряжений приурочена к зоне, размер которой равен внутреннему диаметру скважины. Ими же впервые экспериментально исследовано влияние на устойчивость образцов-моделей скважин из керна глинистых пород ряда факторов, в том числе перепада горного и гидростатического давлений.

В работе [137] предпринята попытка выявить характер зависимости поперечного размера каверн от времени, прошедшего с момента вскрытия породы, и номинального диаметра ствола скважины. Исследования выполнены путем анализа статистических данных по 289 кавернограммам, полученным в 87-ми скважинах. Установлено, что процесс формирования каверн подразделяется на два этапа. Первый этап, продолжающийся примерно около 30 суток, характеризуется непрерывным увеличением диаметра каверн. На втором этапе наступает стабилизация, которую авторы рассматривают как состояние, близкое к положению динамического равновесия между непрерывным «вытеканием» в ствол скважины и дискретным обрушением глинистых пород. Приведенная ими зависимость показывает, что между размерами каверн и номинальным диаметром ствола существует линейная связь.

Анализируя влияние реологических свойств горных пород на устойчивость стенок скважин, авторы [86] делают заключение, что удельный вес буровых растворов оказывает существенное воздействие на осевые, радиальные и кольцевые напряжения.

Оптимальный вес бурового раствора, обеспечивающего устойчивость пород в процессе бурения, рекомендовано выбирать с учетом параметров их ползучести при одноосном сжатии, определяемыми с использованием наследственного закона Больцмана–Вольтера для слабосингулярного ядра типа Абеля.

Л. К. Мухин и В. М. Соловьев [107], исследуя зависимость пластических деформаций искусственных образцов NaCl и KCl от буровых растворов, установили, что природа раствора оказывает существенное влияние на способность солей к пластическому течению. Причем скорость пластического течения наименьшая в растворах на углеродной основе и наибольшая – при использовании растворов на водной основе. И еще примечательный факт: из всех испытанных неводных буровых растворов менее всего на скорость течения солей оказывало влияние дизельное топливо, предварительно осушенное хлористым кальцием.

Л. К. Мухин [106], анализируя состояние проблемы, отмечает, что породы, слагающие стенки скважин, в процессе их вскрытия испытывают высокие напряжения в результате проявления горного давления и изменяют свои свойства под действием буровых растворов. Обработка буровых растворов на водной основе защитными коллоидами и электролитами, активно взаимодействующими с глинистыми породами, позволяет несколько уменьшить интенсивность осложнений, но не предотвратить их. При взаимодействии с фильтрами буровых растворов на водной основе влажность глинистых пород увеличивается, что всегда приводит к снижению их прочности. Радикальной мерой, предупреждающей увлажнение глин, является применение для промывки скважин растворов на углеводородной основе. Однако, поскольку они являются специальными (предназначены для вскрытия продуктивных пластов) и дорогостоящими, применять их целесообразно в тех случаях, когда бурение с промывкой растворами на водной основе малоэффективно или невозможно.

В. Д. Городнов, исследуя физико-химические методы предупреждения осложнений в бурении, в качестве основной причины неустойчивого поведения глинистых пород в стенках скважины выделяет набухание. При разработке мероприятий борьбы с каверно- и обвалообразованием он рекомендует учитывать естественную влажность глинистых пород. По его мнению, устойчивость малоувлажненных глинистых пород обеспечивается при использовании газообразных агентов и специальных промывочных жидкостей: растворов на нефтяной основе и инертных эмульсий. Среднеувлажненные глинистые породы целесообразно разбуривать с применением растворов, обладающих крепящим действием (гипсовые, хлоркальциевые, малосиликатные и др.) и имеющих минимальную водоотдачу. В сильноувлажненных глинах наиболее рационально применять утяжеленные растворы с низкой водоотдачей, содержащих в фильтрате химические вещества, способствующие увеличению предельного напряжения сдвига, уменьшению структурно-адсорбционных деформаций. Для сильноувлажненных сланцев и аргиллитов требования остаются теми же, кроме плотности – она должна поддерживаться на минимально допустимом уровне.

Большой интерес для понимания процессов в скважине, связанных с неустойчивым поведением пород, представляют исследования осмотических явлений в системе «скважина – околоскважинная зона» [26, 104].

Методика определения и прогнозирования проявлений осмоса в скважинах изложена в работе С. М. Гамзатова [26]. Характер действия осмоса на устойчивость пород в стенках скважины зависит от коэффициента минерализации в приствольной зоне α , представляющий собой отношение минерализации пластовой (поровой) воды C_n к минерализации фильтрата бурового раствора C_p .

$$\alpha = \frac{C_n}{C_p}. \quad (6.7)$$

Этот коэффициент можно выразить также через отношение разности удельных весов

$$\alpha = \frac{\gamma_n - \gamma_v}{\gamma_p - \gamma_v}, \quad (6.8)$$

где γ_n , γ_p , γ_v – удельный вес пластовой жидкости, фильтрата бурового раствора и пресной воды соответственно. Из сущности осмотических процессов следует, что при $\alpha = 1$ в приствольной зоне должно наступить осмотическое равновесие; если $\alpha > 1$, должен происходить переток воды из скважины в породу, а при $\alpha < 1$ в противоположном направлении.

Следовательно, когда $\alpha > 1$, будет происходить дополнительное увлажнение глинистых пород и, как следствие, их разупрочнение. При $\alpha < 1$ возможно при наличии полупроницаемой перегородки обезвоживание и уплотнение пород, что будет способствовать повышению их устойчивости.

При рассмотрении механизма проявления осмоса С. М. Гамзатов в околоскважинной зоне выделяет три слоя:

- Первый слой взаимодействует непосредственно со всеми компонентами бурового раствора, находящимися в диссоциированном состоянии в дисперсной среде, а также с частицами дисперсной фазы, имеющими размеры, сопоставимые с размерами поровых каналов. Толщина этого слоя может колебаться от нескольких миллиметров до нескольких сантиметров.

- Второй слой не вступает во взаимодействие со многими компонентами бурового раствора. Толщина его может достигать нескольких десятков сантиметров. Между породой и дисперсионной средой бурового раствора в этом слое могут идти диффузионные и осмотические процессы.

• В третьем слое порода сохраняет свои естественные свойства в течение всего периода бурения. Она не вступает ни в какое взаимодействие с буровым раствором.

Одновременно интенсивно велись исследования по оценке влияния на напряженно-деформированное состояние горных пород в околоскважинной зоне температуры и гидродинамических воздействий [2, 11, 18, 86, 92, 94, 148 и др.].

Таким образом, даже далеко неполный перечень выполненных исследований позволяет сделать вывод о том, насколько сложная научно-техническая проблема стоит перед наукой и практикой бурения скважин на нефть и газ в районах, характеризующихся тяжелыми формами проявлений горного давления. Эти работы стали тем фундаментом, благодаря которому мы сегодня имеем более или менее ясные, хотя в большинстве своем качественные, представления о процессах и явлениях, происходящих в околоскважинной зоне при вскрытии горного массива. По крайней мере, нам понятно, что бороться с неустойчивостью слабых горных пород в стенках скважины необходимо, не только выбирая соответствующие технологические параметры буровых растворов, но и регулируя физико-химические процессы их взаимодействия с породами в призабойной области.

6.2 Определение необходимой плотности бурового раствора

В соответствии с рассмотренным механизмом проявлений горного давления утяжеление бурового раствора снижает результирующее напряжение, действующее на горную породу в стенках скважины, и тем самым способствует сохранению их устойчивости.

В настоящее время предложен ряд формул для определения плотности раствора, обеспечивающего устойчивость пород в стенках скважины. При выводе этих формул использованы различные условия перехода пород в предельное состояние.

Б. В. Байдюк и Л. А. Шрейнер (1958) предложили уравнение

$$\rho_p = \rho_n - \sqrt{\frac{15\rho_n gh - 15B_0}{A_0 h}}, \quad (6.9)$$

где A_0 , B_0 – параметры, определяемые по данным кратковременных испытаний породы на одноосное сжатие и вдавливание пуансона; h – глубина залегания породы.

Н. С. Тимофеев, Р. Б. Вугин и Р. С. Яремийчук (1972) рекомендуют пользоваться другой формулой Б. В. Байдюка и Л. А. Шрейнера

$$\rho_p = \rho_n - \frac{1}{\sqrt{3}} \frac{\sigma_0}{h}. \quad (6.10)$$

Зависимость 6.10 получается при использовании энергетической теории прочности Губера.

Г. А. Стрелец и Б. С. Филатов (1970), характеризуя предельное состояние породы условием пластичности Треска – Сен-Венана, предложили формулу

$$\rho_p = \rho_n - \frac{\tau_r}{h}. \quad (6.11)$$

При использовании условия пластичности Губера – Мизеса – Генки для расчета плотности раствора нами получено выражение

$$\rho_u = \rho_p - \frac{1}{\sqrt{3}} \frac{\sigma_r}{h}. \quad (6.12)$$

Буровой раствор с плотностью, рассчитанной по рассмотренным формулам, должен обеспечивать устойчивость стенок в пределах упругих деформаций. В то же время, как показывает практика бурения, нормальная проводка скважины, имеющей в разрезе пластически деформирующиеся породы, во многих случаях может быть осуществлена и при наличии некоторого неупругого деформирования этих пород. Это возможно потому, что смещения в результате этих деформаций компенсируются кавернообразованием.

И. К. Майоров и Н. П. Гребенников предложили эмпирическую формулу для расчета плотности раствора с учетом возможных радиальных смещений стенок скважины

$$\rho_p = \rho_n - 5,8 \frac{\sigma_r}{h} \left(\ln \frac{G}{\sigma_r} - 1,1 \right). \quad (6.13)$$

Использование этой формулы ограничено условием $u/a = 0,035$, полученным путем анализа промысловых данных (u – конечное радиальное смещение стенок ствола при неупругих деформациях пород около скважины; a – начальный радиус ствола скважины).

Формула для расчета плотности раствора, учитывающая реологические процессы около скважины и кавернообразование, получена нами на основании следующих соображений. Проводка скважины при скорости сужения ее ствола $v_\phi > 0$ может нормально осуществляться в том случае, когда скорость кавернообразования $v_k \geq v_\phi$.

Скорость сужения ствола скважины v_ϕ , при которой возможно бурение без осложнений в интервалах пластически деформирующих пород, с учетом кавернообразования находится с помощью выражения

$$v_\phi = \frac{D_n - D_{\min}}{2t_6}, \quad (6.14)$$

где D_n – диаметр ствола скважины перед началом работ (бурение ниже интервала залегания пластических пород, спуск обсадной колонны или испытателя пластов, электрометрические исследования и др.); $D_{\min}$ – минимально допустимый диаметр ствола скважины, при котором обеспечивается беспрепятственное прохождение долота, муфты обсадных труб, геофизических приборов и др. в интервале пластичных пород; t_6 – планируемое безопасное время выполнения технологических операций.

Решая совместно уравнения (2.36) и (6.14), получаем следующую формулу для расчета плотности раствора, обеспечивающего требуемую устойчивость горных пород в стенках скважины

$$\rho_p = \rho_n - \frac{2}{\sqrt{3}} \frac{\sigma_T}{gh} \ln \left[\frac{(D_n - D_{\min}) \eta_0}{1,05 a t_6 \sigma_T} + 1,65 \right]. \quad (6.15)$$

Зависимость 6.15 имеет важное практическое значение, так как поддерживать плотность раствора, определяемую по формулам (6.9) – (6.12) невыгодно и не всегда возможно. Тяжелые растворы увеличивают гидродинамические нагрузки на стенки скважины, снижая устойчивость слагающих их горных пород, и могут привести к гидроразрыву пластов. Кроме того, тяжелые растворы ухудшают работу породоразрушающих инструментов и требуют дополнительных затрат времени и материалов на их приготовление и обработку. Борьба с сужением ствола утяжелением раствора невозможна, если в разрезе скважины имеются поглощающие горизонты. Поэтому к утяжелению бурового раствора как методу управления проявлениями горного давления нужно прибегать только в тех случаях, когда исчерпаны другие возможности.

В связи с изложенным ценными являются способы, позволяющие осуществлять нормальную проводку скважины с применением буровых растворов, плотность которых регламентируется только пластовыми давлениями. При этом в первую очередь должны быть использованы физико-химические факторы воздействия на породу и развитие предельной области, т.е. выбран определенный тип бурового раствора с минимальным разупрочняющим действием, позволяющий сформировать около скважины защитную оболочку (зону динамического равновесия).

6.3 Оценка разупрочняющего действия бурового раствора

Для реализации физико-химических факторов управления проявлениями горного давления необходимо, чтобы специалисты имели на вооружении надежный метод оценки совместимости буровых растворов с горными породами.

На основании специально проведенных исследований установлено, что цель количественного прогнозирования поведения горных пород при контакте с буровым раствором достигается путем испытания деформирования образцов породы в его среде в условиях одноосного сжатия при интенсивности напряжений и температуре (100°C), соответствующих глубине залегания изучаемого пласта [24, 186].

Эти испытания отличаются от методов набухания большей информативностью, а от опытов на образцах-моделях скважин простотой, оперативностью и доступностью.

Испытания выполняют на установке рычажного типа (рисунок 6.1), в которой поддерживается постоянная в течение опыта нагрузка и осуществляется регистрация деформирования образцов с помощью записывающего устройства.

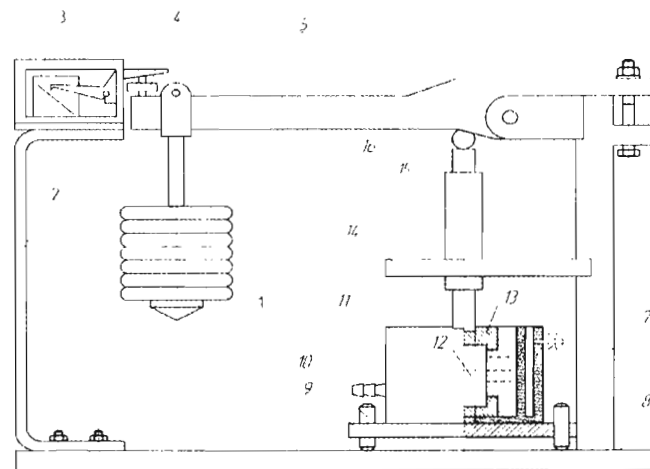


Рисунок 6.1 – Экспериментальная установка для исследования влияния буровых растворов на деформируемость образцов горных пород в условиях одноосного сжатия при температуре до 100°C .

1 – груз; 2 – стойка; 3 – записывающее устройство; 4 – регулировочный винт; 5 – рычаг; 6 – натяжной болт; 7 – стойка; 8 – основание; 9 – плита; 10 – шпилька; 11 – сосуд для жидкости с термостатирующей рубашкой; 12 – образец горной породы; 13 – вкладыш; 14 – кронштейн; 15 – плунжерная пара; 16 – шарик

Глубина залегания породы учитывается через интенсивность напряжений $i = \sigma_\phi / \sigma_o$ (σ_ϕ – напряжение испытания образцов; σ_o – их кратковременная прочность). С этой целью в соответствии с гипотезой прочности Губера определяют критическую глубину $h_{кр}$, на которой порода в стенке скважины перейдет в предельное состояние

$$h_{кр} = \frac{1}{\sqrt{3}} \frac{\sigma_o}{g(\rho_n - \rho_p)}. \quad (6.16)$$

Для глубины $h < h_{кр}$ напряжение испытания вычисляют по формуле

$$\sigma_\phi = \frac{1}{3} \sigma_o \frac{h}{h_{кр}}. \quad (6.17)$$

В случае $h > h_{кр}$ принимают

$$\sigma_\phi = \frac{1}{\sqrt{3}} \sigma_o. \quad (6.18)$$

На основании опытных данных коэффициент устойчивости $\aleph$, учитывающий разупрочняющее действие раствора, определяют по формуле

$$\aleph = \frac{\varepsilon_n t_p}{\varepsilon_p t_n}, \quad (6.19)$$

где ε_n , ε_p – абсолютные значения предельных деформаций образцов породы за время испытания соответственно в контрольной жидкости и буровом растворе; t_p – время испытания образца в буровом растворе; t_n – время от момента нагружения до разрушения образца в контрольной жидкости.

В качестве контрольной жидкости или жидкости сравнения в зависимости от цели испытаний можно использовать дистиллированную воду или раствор из бурящейся скважины.

Коэффициент устойчивости может изменяться в широком диапазоне: от единицы в контрольной жидкости до 5000 и более в растворах на углеводородной основе. Его значение может быть и меньше единицы, если разупрочняющее действие испытуемого раствора будет больше, чем контрольной жидкости.

Буровой раствор с наибольшим значением коэффициента устойчивости обеспечит максимальную устойчивость горной породы в стенках скважины.

Если кернового материала достаточно, то испытания выполняют на естественных образцах, которые готовят с соблюдением принятых в горной механике требований.

При отсутствии необходимого количества представительного керна для опытов готовят искусственные образцы. В этом случае для определения режима прессования образцов по керну, шламу и геофизическим данным определяют плотность и влажность пород из подлежащих изучению интервалов.

Отобранный материал (непредставительный керн или шлам) высушивают до воздушно-сухого состояния, измельчают, просеивают через сито с размерами ячейки не более 1 мм и увлажняют до естественной влажности. Из этого материала в специальной пресс-форме (лучше в разъемной) готовят образцы с определенным режимом прессования. Плотность искусственного должна соответствовать плотности породы в условиях ее залегания. Например, для получения искусственных образцов нужного качества из глинистых пород и каменной соли достаточно поддерживать следующий режим прессования: давление 250–300 МПа, скорость нагружения и снятия нагрузки 1,2–1,4 МПа/с.

Согласно существующим представлениям процессы физико-химического взаимодействия горных пород с буровыми растворами могут значительно зависеть от температуры и уровня напряжений, что подтверждается и результатами изложенных ниже исследований.

Для изучения влияния температуры образцы бентонита деформировали в дистиллированной воде и 5%-ном растворе NaCl при изменении температуры от 22 до 85°C в условиях одноосного сжатия и уровне напряжений, равном 0,3. Результаты этих исследований представлены на рисунке 6.2. Как видно, температура оказывает существенное влияние на разупрочнение образцов. В исследованном интервале изменений температуры время от их загрузки до разрушения сокращается от 13 до 2 ч в дистиллированной воде и от 3 до 0,4 ч в растворе NaCl.

Особенно интенсивно разупрочнение образцов происходит при повышении температуры примерно до 70°C. Это связано, видимо, с тем, что в этом случае удаляются молекулы воды с базальных поверхностей минеральных частиц.

Для удаления же влаги углов и сколов требуется повысить температуру до 250°C, поэтому увеличение температуры от 70 до 85°C практически не сказывается на прочности образцов.

Можно также предположить, что дальнейшее повышение температуры до какого-то критического значения, например, до удаления влаги углов и сколов, может уменьшить устойчивость образцов не больше чем на 2 ч в первом случае и на 0,4 ч – во втором. Следовательно, в большинстве опытов можно ограничиться моделированием температуры до 100°C. Этот вывод имеет важное практическое значение, поскольку испытания при более высокой температуре приходится выполнять в камерах высокого давления, что связано с отмеченным выше трудностями.

Зависимости коэффициента устойчивости глинистых пород от уровня напряжений показаны на рисунке 6.3. Коэффициент $\aleph$ рассчитывали по

формуле (6.19) при условии $\varepsilon_n = \varepsilon_{0,2}$ и $t_n = t_{0,2}$, где $\varepsilon_{0,2}$, $t_{0,2}$ – соответственно относительная деформация и время разрушения образцов в дистиллированной воде при уровне напряжений 0,2.

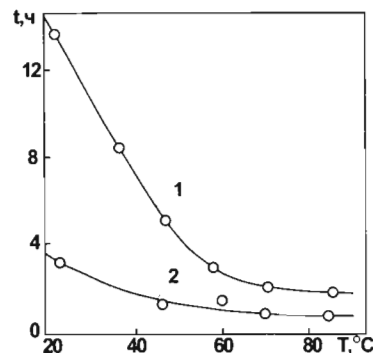


Рисунок 6.2 – Зависимость устойчивости образцов бентонита от температуры: 1 – дистиллированная вода; 2 – 0,5% NaCl

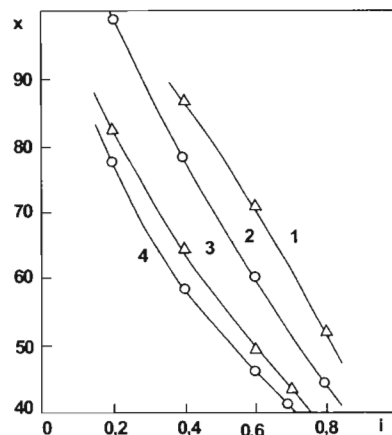


Рисунок 6.3 – Зависимость коэффициента устойчивости образцов глинистых пород от уровня напряжений: 1 – гидрослюдистая глина в насыщенном растворе NaCl; 2 – ас-кангельский бентонит в дистиллированной воде; 3 – гидрослюдистая глина в дистиллированной воде; 4 – ас-кангельский бентонит в насыщенном растворе

Данные рисунка 6.3 свидетельствуют о необходимости моделирования уровня напряжений при количественной оценке коэффициента устойчивости для различных глубин залегания породы. Нужно подчеркнуть, что при достаточно малой интенсивности напряжений порода, увлажненная фильтратом бурового раствора, может сохранять устойчивость в стенках скважины. С течением времени ее устойчивость может быть повышена в результате регулирования процессов, способствующих увеличению прочности породы. Этого можно достичь путем подбора соответствующих рецептов буровых растворов.

Из рисунка 6.3 видно, что зависимости $N(i)$ для глинистых пород различного минералогического состава изменяются практически по одинаковым законам. Отсюда следует важный в практическом отношении вывод: когда ставится задача сравнительного изучения влияния какого-либо фактора на разупрочнение породы, то исследования можно выполнять при любых уровнях напряжений. В этом случае уровень напряжений задают, исходя из возможностей экспериментальной установки, удобства и чистоты выполнения опытов. С учетом этого излагаемые ниже сравнительные исследования выполнены в основном при уровнях напряжений 0,2–0,4.

Установлено [24, 186], что данные опытов, как в условиях одноосного сжатия, так и при сложном напряженном состоянии в полых образцах-моделях скважин, позволяют дать одинаковую оценку влияния буровых растворов на процесс деформирования породы. Это свидетельствует о возможности получения качественно одинаковой информации при различных схемах нагружения. Для количественного сопоставления необходимо, чтобы интенсивность напряжений при сравнительных испытаниях была одинаковой. Определение интенсивности напряжений в применяемых схемах испытания с использованием образцов-моделей скважин связано со значительными, часто непреодолимыми трудностями. Задача упрощается с моделированием сложного напряженного состояния по методу Кармана. Этот метод позволяет выполнять испытания в классе напряженных состояний $\sigma_1 = p_r > \sigma_2 = \sigma_3 = p_r > 0$ и моделировать поровое давление ($\sigma_1, \sigma_2, \sigma_3$ – главные нормальные напряжения; p_r, p_r – горное давление и давление бурового раствора).

Разработанная для этих целей установка включает (рисунок 6.4) насос высокого давления 1, бачок для жидкости 2, манометр 3, предохранительный клапан 4, гидравлический пресс 5, камеру высокого давления (КВД) 6, пульт управления гидравлическим прессом 7, центрирующую плиту 8, ручной насос 9 для подачи жидкости испытания (бурового раствора), блок вентилей 10, ручной насос для предварительного давления 11 в системе и соединительные трубопроводы [186].

Центральное нагружение испытуемого образца породы обеспечивается креплением корпуса КВД на центрирующей плите 8, смонтированной между направляющими гидравлического пресса.

Температура моделируется съемной термобашкой, в которую при необходимости помещают КВД. Герметичность резьбовых соединений и отверстия под шток обеспечиваются самоуплотняющимися фторопластовыми манжетами.

Соединение муфты с корпусом КВД позволяет заменять разрушенный образец породы за 2–3 мин. Для удобства удаления продуктов разрушения его помещают в съемную кассету. Технические данные установки позволяют выполнять испытания с моделированием температуры до 200°C и давления до 100 МПа.

Отработан следующий порядок проведения опытов. В корпус КВД, закрепленный на центрирующей плите, устанавливают помещенный в кассету образец породы. С помощью рукояток навинчивают муфту с головкой на корпус КВД. Опускают верхнюю плиту гидравлического пресса до соприкосновения с предохранительной головкой штока КВД и отжатия последнего в крайнее нижнее положение до соприкосновения с образцом породы.

При открытых вентилях *I*, *III*, *IV* ручным насосом *II* (рисунок 6.4) создают в системе давление 20 МПа. Затем при открытых вентилях *V* и *IV* ручным насосом *9* заполняют КВД буровым раствором (жидкостью испытания), закрывают вентиль *IV* и поднимают давление в КВД также до 20 МПа. Далее открывают вентиль *IV* и насосом *I* во всей системе создают необходимое давление. Включением в работу пресса *5* нагружают образец со скоростью 5–10 МПа/с до разрушения. Результаты опыта фиксируют в журнале наблюдений. После разрушения образца давление в системе стравливают (в КВД до нуля, в остальной части системы до 20 МПа) и камеру готовят к новому опыту.

Результаты сравнительных испытаний приведены в таблице 6.3. В качестве эталонного раствора использовали бентонитовый.

Таблица 6.3 – Коэффициент устойчивости образцов аргиллита в среде буровых растворов

Тип раствора	Напряженное состояние	
	простое	сложное
Бентонитовый, стабилизированный УЩР и КМЦ	5,6	6,0
Среднеминерализованный бентонитовый, стабилизированный КССБ-1 и КМЦ	16,8	16,2
Хлоркальциевый бентонитовый, стабилизированный КССБ-1	44,2	47,0
Известково-бентонитовый, стабилизированный УЩР	60,0	58,7

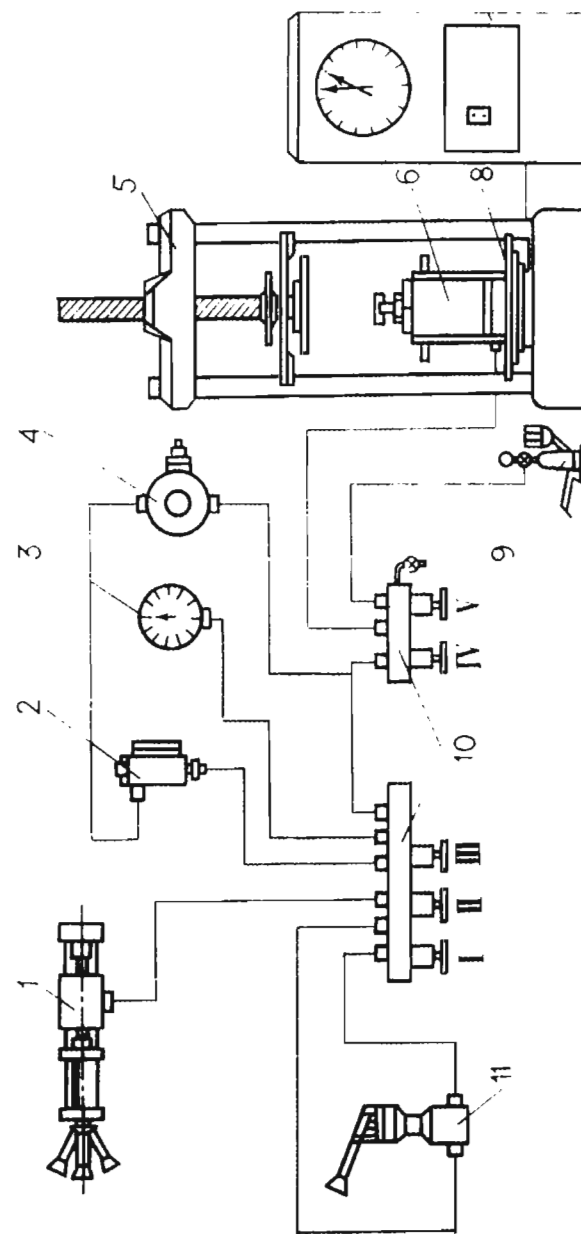


Рисунок 6.4 – Схема экспериментальной установки для изучения влияния буровых растворов на устойчивость горных пород с моделированием сложного напряженного состояния:

1 – насос высокого давления; 2 – бакоч для жидкости; 3 – манометр; 4 – клапан; 5 – пресс; 6 – КВД; 7 – пуллет пресса; 8 – центрирующая плита; 9 – ручной насос для раствора испытания; 10 – блоки вентилей; 11 – ручной насос предварительного нагнетания

Из данных таблицы 6.3 видно, что результаты опытов, получаемые как при одноосном сжатии, так и в условиях объемного напряженного состояния, позволяют практически одинаковым образом количественно сравнивать между собой растворы по разупрочняющему действию. Наблюдающееся некоторое расхождение объясняется чрезвычайной сложностью проведения подобных опытов в камерах высокого давления.

При сильном разупрочняющем действии жидкости такие опыты вообще не удаются. Поэтому за эталонную жидкость при этих испытаниях был взят бентонитовый раствор. В то же время испытания в условиях одноосного сжатия при той же информативности отличаются простотой, доступностью и оперативностью.

Следует подчеркнуть, что рассмотренные методы не позволяют прогнозировать время устойчивого состояния породы в стенках скважины. Методы одноосного сжатия и объемного напряженного состояния дают возможность с помощью формулы (6.19) только количественно сравнивать растворы по разупрочняющему действию.

Результаты испытаний на одноосное сжатие соответствует худшим условиям деформирования породы в растворе, чем в стенках скважины. Не учитываемое в этих опытах «упрочнение» породы от объемного нагружения может быть существенным. Это хорошо иллюстрируется данными проведенных нами исследований. В связи со сложностью работы в камерах высокого давления с глинистыми породами, для опытов готовили высокопрочные песчаные образцы. Для этого с помощью набора сит заготавливали песок фракции 0,25–1,0 мм, к девяти частям которого добавляли одну часть смазки УС-1 с отвердителем и тщательно перемешивали до получения однородной массы. Из этого материала готовили образцы прессованием при 250 МПа в специальной пресс-форме. Скорость нарастания и снятия давления прессования поддерживали в пределах 1,2–1,4 МПа/с. Извлеченный из пресс-формы образец помещали в термощкаф, где выдерживали при температуре около 105°C в течение 20 ч. Диаметр и высота образцов были приняты равными 40 мм.

Изготовленные образцы подвергали визуальному осмотру и контрольному обмеру. При наличии сколов, трещин и значительных отклонений по плотности и геометрическим размерам определяли по стандартным методикам проницаемость по воздуху, временное сопротивление разрушению и коэффициент вариации прочности.

Изменением фракции песка получали образцы с диапазоном изменения прочности на одноосное сжатие от 30 до 150 МПа и проницаемости от нуля до 0,4 мкм² при коэффициенте вариации прочности 5–7%.

Результаты испытаний представлены на рисунках 6.5 и 6.6. Здесь μ – проницаемость породы; p_y – давление жидкости в камере высокого давления; $k_y = \sigma'_y / \sigma_0$ – коэффициент «упрочнения» образцов; σ_0 , σ'_y – кратковременная прочность образцов при давлении в камере, равном соответственно нулю и 80 МПа.

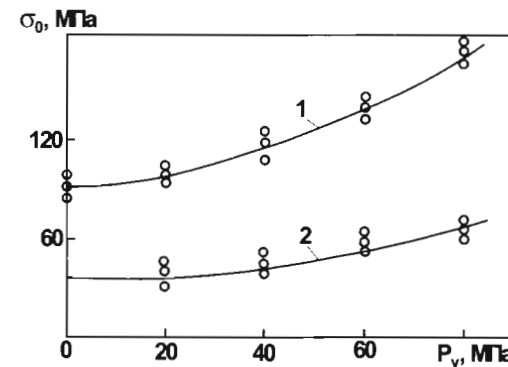


Рисунок 6.5 – Зависимость прочности образцов породы с различной проницаемостью от давления воды в КВД:

$$1 - \mu = (0 \div 30) \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2; 2 - \mu = (145 \div 185) \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$$

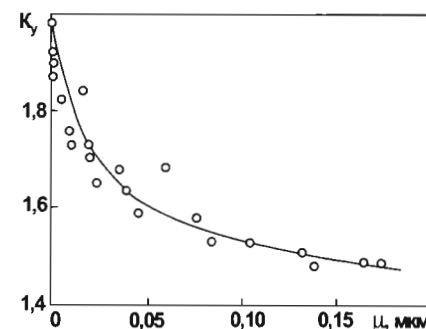


Рисунок 6.6 – Зависимость «упрочнения» горной породы от ее проницаемости

Анализ рисунка 6.5 показывает, что с повышением гидростатического давления кратковременная прочность образцов возрастает. Однако, как видно из наклона кривых 1 и 2, интенсивность ее роста с увеличением проницаемости образцов уменьшается. Из рисунка 6.6 видно, что эффект повышения прочности образцов от гидростатического давления особенно сильно сказывается в диапазоне изменения их проницаемости от 0,1 мкм² до нуля.

У образцов с $\mu = 0,1$ мкм² зависимость $k_y(\mu)$ в исследованном диапазоне изменения проницаемости имеет линейный характер с малым углом наклона к оси абсцисс. Если допустить, что этот характер сохраняется вплоть до пересечения кривой $k_y(\mu)$ с этой осью, то экстраполированием можно найти значение проницаемости породы, при котором $k_y = 1$, т.е. эффект упрочнения отсутствует. Она будет равна примерно 0,9 мкм².

Снижение эффекта упрочнения в этом случае можно объяснить тем, что с увеличением проницаемости породы скорость уменьшения дифференциального давления возрастает. Интенсивность этого процесса для породы с данной проницаемостью при прочих равных условиях определяется плотностью, водоотдачей и вязкостью бурового раствора в забойных условиях, а также энергией смачивания породы его фильтратом. Все эти параметры управляемы.

На основании лабораторных испытаний с использованием рассмотренной установки можно выбрать такие параметры раствора, когда эффект упрочнения породы на забое от его действия будет минимальным или исчезнет вовсе.

В результате этих исследований могут быть определены при различных значениях температуры количественные зависимости $\sigma_{пр}$ (ρ_p , T , B , Δp , μ , i , $\Delta\delta$ и др.), где ρ_p , T , B – плотность, вязкость и водоотдача бурового раствора; i – интенсивность напряжений; Δp – дифференциальное давление; $\Delta\delta$ – энергия смачивания породы фильтратов бурового раствора.

Эти зависимости позволяют обоснованно регламентировать технологические параметры буровых растворов, обеспечивающие оптимальные условия разрушения горных пород на забое.

6.4 Борьба с тяжелыми формами проявления горного давления в открытом стволе заменой бурового раствора

В ряде случаев, как показывает практика бурения, предупредить или снизить кавернообразование и сужение ствола скважины можно только заменой раствора. Однако явления и процессы, обусловленные заменой раствора в открытом стволе, изучены недостаточно. Существует мнение, что при определенных условиях они могут интенсифицировать осыпи и обвалы терригенных пород. В связи с этим важное значение приобретает разработка методов прогноза отрицательных последствий такого перехода. Ниже изложены результаты исследований в этом направлении применительно к условиям бурения нефтегазопромысловых скважин в северной части Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции.

Содержание пород в геологическом разрезе данного района до глубины 4500 м характеризуется следующим образом (в %): глины 17–20, аргил-

литы 10–12, алевролиты 12–15, песчаники 10–15, известняки 20–40, мергели 4–5, доломиты 4–7 и ангидриты 3–7.

По характеру вскрываемых пород весь разрез условно можно разделить на две толщи: верхнюю – терригенную и нижнюю – карбонатно-терригенную. Терригенная толща на 65% сложена глинистыми породами, карбонатно-терригенная – в основном карбонатными породами с содержанием глинистого материала до 30%.

Осложнения в виде кавернообразования приурочены к интервалам залегания глинистых пород.

В минералогическом отношении глины терригенной толщи полиминерального состава представлены гидрослюдой, монтмориллонитом, каолинитом и другими разновидностями глин, а карбонатно-терригенной – гидрослюдой.

Образцы для лабораторных опытов готовили по изложенной в работе [186] методике из порошкообразной гидрослюдистой глины с гигроскопической влажностью 2,8% и удельной поверхностью 60 м²/г.

Испытание образцов проводили с соблюдением условий: схема напряженного состояния – одноосное сжатие; интенсивность напряжений $i = 0,3$; деформирование образцов в водопроводной воде с последующим переходом на ИЭР; деформирование образцов в ИЭР с последующим переходом на водопроводную воду. В процессе опытов определяли влажность глины после разрушения образцов. В качестве жидкой среды использовали водопроводную воду и ИЭР состава (в %): нефть и дизтопливо (3:2) 55,3; битум высокоокисленный 8,5; эмультал 4,2; глинопорошок 4; водная фаза 30%.

Данные первой серии опытов, выполненных в ИЭР с пресной водной фазой, представлены на рисунке 6.7 в виде графика: относительная продольная деформация образца ϵ – время деформирования t . Анализ кривых показывает, что переход на ИЭР замедляет процесс деформирования глинистых образцов, причем время их разрушения увеличивается с уменьшением продолжительности предварительного деформирования в воде. Деформирование же образцов в ИЭР практически не сказывается на их последующей устойчивости в воде (ср. кривые 1 и 6).

В связи с тем, что активность водной фазы растворов на углеводородной основе может оказывать существенное влияние на устойчивость глинистых пород, во второй серии опытов образцы испытывали в ИЭР с водной фазой, насыщенной CaCl_2 . Полученные кривые $\epsilon_x(t)$ качественно подобны кривым на рисунке 6.7.

Представление о количественном влиянии активности водной фазы ИЭР на устойчивость глинистых образцов дают зависимости $m(t_p)$, приведенные на рисунке 6.8. Здесь $m = t_p/t_b$ – коэффициент относительной устойчивости породы; t_p – время разрушения образцов в воде с добавкой ИЭР; t_b – время разрушения образцов в воде; t_n – время предварительного деформирования образцов в воде.

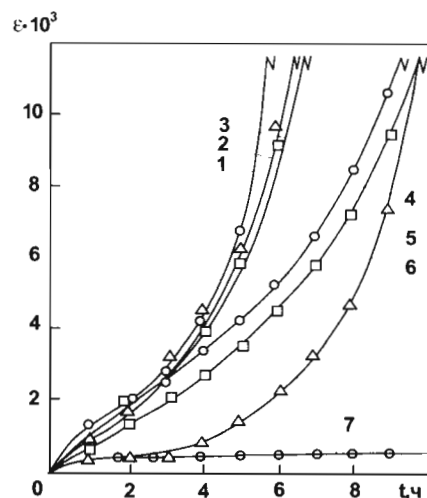


Рисунок 6.7 – Кривые деформирования образцов гидрослюдистой глины в жидких средах. Продолжительность выдерживания: 1 – в воде; 2 – 3 ч в воде, затем в ИЭР; 3 – 2 ч в воде, затем в ИЭР; 4 – 1 ч в воде, затем в ИЭР; 5 – 0,5 ч в воде, затем в ИЭР; 6 – 3 ч в ИЭР, затем в воде; 7 – в ИЭР

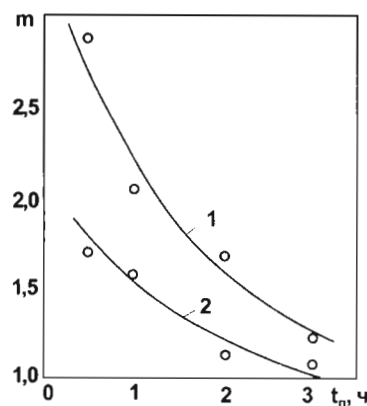


Рисунок 6.8 – Изменение относительной устойчивости m образцов гидрослюдистой глины в ИЭР с водной фазой, насыщенной CaCl_2 (кривая 1), и пресной водной фазой (кривая 2) в зависимости от времени t_n их предварительного деформирования в воде

Как видно, положительное влияние активности водной фазы ИЭР на устойчивость глины по мере увлажнения последней снижается. Так, если для $t_n = 0,5$ ч отношение коэффициента m в ИЭР с CaCl_2 к его значению в ИЭР с пресной водной фазой равно 1,75, то для $t_n = 3$ ч это отношение составляет уже 1,15. Видимо, после увлажнения глины до какого-то критического значения активность водной фазы ИЭР перестает играть сколько-нибудь заметную роль в ее устойчивости. Можно предположить, что это значение должно быть близко к влажности, соответствующей $n \sim 6$, при которой порода практически полностью теряет несущую способность.

Расчеты показывают, что критическая влажность взятой для испытания глины равна 10,8%. Фактическая влажность ее после разрушения образцов, предварительно деформированных в воде в течение 0,5–1 ч составляла 10,6–11,7%, т.е. была близкой к критической, что подтверждает выдвинутое предположение.

Лабораторные исследования позволили сделать заключение, что переход в открытом стволе скважины с глинистого раствора на ИЭР не предотвратит кавернообразования. Оно будет продолжаться в глинистых породах, увлажненных в результате контакта с глинистым раствором или имеющих естественную влажность в пределах $n \geq 3$. Однако его интенсивность и конечные размеры каверн не будут больше, чем при бурении с промывкой глинистым раствором.

Активность водной фазы ИЭР оказывает заметное положительное влияние на устойчивость глинистых пород, имеющих влажность, соответствующую $n < 6$.

После замены в открытом стволе инвертного эмульсионного раствора глинистым интенсивность кавернообразования в интервалах неустойчивых пород будет практически такой же, как и при вскрытии их на глинистом растворе.

Полученные результаты сопоставили с промысловыми наблюдениями. В рассматриваемом районе были пробурены четыре скважины с заменой глинистых растворов инвертно-эмульсионным в карбонатно-терригенной толще.

Глинистые растворы имели следующие показатели: плотность $(1,15 \div 1,25) \cdot 10^3$ кг/м³, условную вязкость 40–60 с, водоотдачу 6–15 см³ за 30 мин., CHC_{10} 5–10 Па, pH 8–10. При бурении использовали ИЭР с водной фазой, насыщенной CaCl_2 . Все скважины в интервале применения ИЭР бурили долотами диаметром 0,19 м. Данные о глубинах спуска промежуточной колонны, перехода на ИЭР и проведении кавернометрии по этим скважинам приведены в таблице 6.4.

Анализ данных кавернометрии показывает, что в терригентных отложениях, вскрытых с применением ИЭР, диаметр ствола скважины близок к номинальному. Однако в интервалах, пробуренных с использованием глинистого раствора, кавернообразование после перехода на ИЭР не прекращалось. Так, в скв. 31 Ярейюская в интервале 1200–1260 м через 2 мес. после замены глинистого раствора инвертным диаметры каверн увеличились от 0,25–0,30 до 0,35–0,55 м. В скв. 39 Лаявожская после замены раствора за

3,3 мес. диаметры каверн также увеличились в интервалах 2044–2045, 2048–2050 и 2057–2059 м от 0,20 до 0,22 м, а в интервалах 20–2077 и 2084–2090 м – от 0,21 до 0,29 м. Подобная картина наблюдалась и в скв. 19 Вайневская, где после перехода из ИЭР диаметры каверн в интервале 2164–2208 м увеличились от 0,22–0,25 до 0,28–0,35 м.

Таблица 6.4 – Данные по скважинам, пробуренным с переходом на ИЭР

Номер скважины, месторождение	Глубина, м			Мощность интервала, пробуренного с применением глинистого раствора после спуска обсадной колонны, м
	спуска промежуточной колонны	перехода на ИЭР	проведения кавернометрии	
31 Ярейюская	1200	1260	2163	69
39 Лаявожская	1045	2193	2491	1148
19 Вайневская	798	2254	2254	1156
7 Василковская	1624	1644	2455	20

Обратную замену ИЭР глинистым раствором провели в скв. 31 Ярейюская перед проведением геофизических работ. В результате началось кавернообразование в интервалах 1477–1480, 1487–1490 и 1750–1754 м, сложенных глинистыми породами. Однако в целом интенсивность кавернообразования и размеры каверн в отмеченных интервалах не были больше, чем в скважинах, пробуренных в сопоставимых условиях с применением глинистого раствора. По промысловым данным при бурении с использованием глинистого раствора диаметр каверн в неустойчивых породах этого района за тот же промежуток времени увеличивается в 2–3 раза по сравнению с номинальным.

Таким образом, промысловые наблюдения подтверждают выводы, сделанные по данным лабораторных опытов.

Результаты выполненных исследований послужили основанием для рекомендации перехода на ИЭР в открытом стволе скв. 32 Южно-Хыльчююская. К моменту перехода она имела забой 2007 м. В нее была спущена обсадная колонна диаметром 0,219 м на глубину 1690,7 м. При бурении интервала от башмака колонны до 2007 м применяли глинистый раствор. Его замена диктовалась необходимостью улучшения качества вскрытия продуктивных отложений в интервале 2135–2160 м.

Перед началом операции приготовили 150 м³ ИЭР с водной фазой, насыщенной CaCl₂, с параметрами: плотность 1,16·10³ кг/м³, условная вязкость

120 с, водоотдача 0, СНС₁₋₁₀ 2,1/2,4 Па, электростабильность более 250 В. Его состав соответствовал раствору, испытанному в лабораторных условиях; раствор заменили по стандартной методике.

С применением ИЭР пробурили 377 м в интервале 2007–2384 м. При бурении никаких осложнений, связанных с неустойчивостью глинистых пород, отмечено не было. Однако из сравнения кавернограмм 1 (до перехода на ИЭР) и 2 (после перехода на ИЭР), приведенных на рисунке 6.9 видно, что кавернообразование в интервалах, вскрытых на глинистом растворе, происходило и после перехода на ИЭР. Таким образом, и опыт бурения скв. 32 Южно-Хыльчююская также подтвердил ранее сделанные выводы.

Изложенное показывает, что по данным лабораторных опытов, выполненных в соответствии с описанной в настоящем разделе методикой, можно правильно прогнозировать отрицательные последствия перехода в открытом стволе на раствор другого типа и, следовательно, однозначно оценить целесообразность проведения этой операции в конкретных условиях.

Замена раствора в открытом стволе позволяет успешно решать вопросы вскрытия продуктивных пластов и предупреждения осложнений, связанных с неустойчивостью горных пород в стенках скважины.

6.5 Уменьшение скорости сужения ствола скважины удалением горных пород из предельной области

В соответствии с рассмотренным механизмом проявления горного давления в скважине скорость сужения ствола в пластически деформирующихся породах зависит от скорости развития предельной области. После достижения предельной областью конечных размеров и выдавливания в ствол скважины объема породы, равного разнице объемов породы, заключенной в ней до и после перехода в предельное состояние, сужение ствола должно прекратиться. Это положение справедливо при неизменных начальных условиях. На практике же из-за возможных вертикальных подвижек горного массива и физико-химического воздействия раствора на породы процесс не стабилизируется, поэтому предельная область может увеличиваться непрерывно, однако интенсивность его развития со временем снижается. Уменьшается и связанная с ней скорость сужения ствола. При определенных размерах предельной области она может стать настолько незначительной, что не будет мешать нормальной проводке скважины.

Таким образом, если из предельной области заблаговременно убрать «излишний» для нового состояния объем породы, то скважину можно бурить без осложнений (посадок, проработок, затяжек и прихватов), не прибегая к утяжелению раствора.

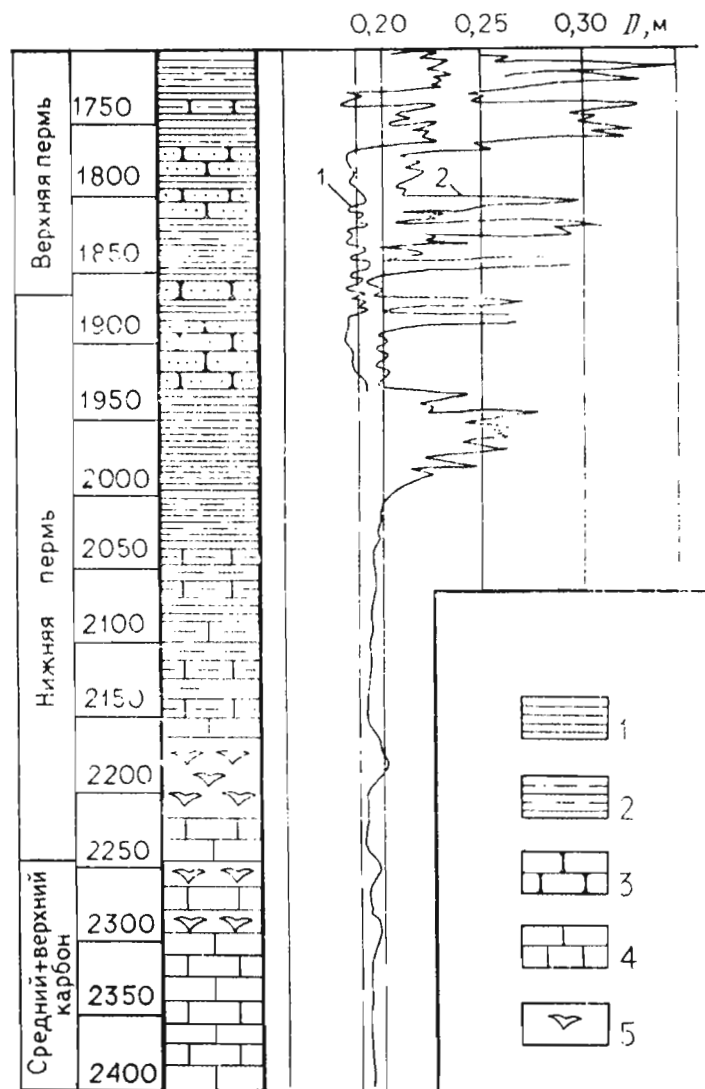


Рисунок 6.9 – Кавернограммы ствола до и после перехода на ИЭР:
1 – глина; 2 – алевролит; 3 – песчаник; 4 – известняк; 5 – рифогенный известняк

Для этого по результатам повторной кавернометрии находят скорость сужения ствола скважины в интервале залегания пластичной породы. Первое измерение кавернометром проводят после тщательной проработки и промывки ствола скважины, второе – через некоторый промежуток времени t , в течение которого скважина находится в покое.

Скорость сужения ствола вычисляют по формуле

$$v = \frac{D_1 - D_2}{2t}, \quad (6.20)$$

где D_1, D_2 – диаметры ствола скважины до удаления породы соответственно при начальном и повторном измерениях кавернометром.

По данным промысловых исследований определяют предел текучести пластичной породы при одноосном сжатии. С этой целью ствол скважины в интервале сужения прорабатывают и промывают. Затем бурильную колонну поднимают в башмак колонны, закрывают превентор и повышают давление раствора на пластичные породы (на 5–10% от первоначального), выжидают в течение определенного времени, которому в конкретной скважине соответствует время, требуемое для спуска-подъема и отработки долота с учетом запаса времени на проведение ремонтных и вспомогательных работ. После этого бурильную колонну спускают в опасную зону. Если при этом будут посадки колонны, то описанные выше работы повторяют до тех пор, пока после очередного повышения давления заметных сужений ствола скважины не будет обнаружено.

Предел текучести породы от рассчитывают по формуле

$$\sigma_r = \sqrt{3}(p_r - p'_p), \quad (6.21)$$

где p_r – горное давление; p'_p – давление столба бурового раствора, при котором обеспечивается устойчивость пластичных пород.

По формуле (2.28) определяют радиус предельной области.

Рассчитывают объем породы, подлежащий удалению

$$\Delta V = \pi h(m-1)(R^2 - a^2), \quad (6.22)$$

где h – толщина пласта; $m = V_2/V_1$ – коэффициент разрыхления, учитывающий увеличение объема породы при переходе в предельное состояние (для оценочных расчетов можно принимать $m = 1,05 \div 1,15$); V_1, V_2 – объем породы в предельной области до и после перехода в предельное состояние.

Затем оценивают технологическую возможность удаления расчетного объема породы ΔV и экономическую целесообразность удаления всего этого объема или какой-то его части.

Для удаления породы из зоны сужения ствола могут быть использованы механические и гидравлические расширители различного типа [64, 177, 178].

В качестве примера на рисунке 6.10 показана схема гидравлического расширителя-кольмататора. Он прост по устройству и может быть изготовлен в механической мастерской буровой организации.

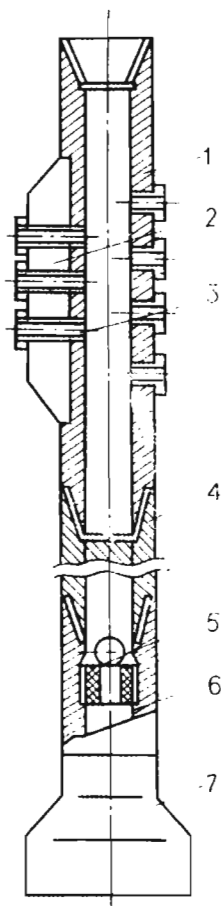


Рисунок 6.10 – Гидравлический расширитель-кольмататор:

1 – корпус; 2 – лопасти (три под углом 120°); 3 – насадки;
4 – удлинитель; 5 – шаровой клапан; 6 – переводник; 7 – долото

Корпус, удлинитель и переводник изготавливают из утяжеленных буровых труб. В качестве гидромониторных насадок применяют насадки гидropескоструйных перфораторов и гидромониторных долот. Количество и диаметр их проходного отверстия определяют с таким расчетом, чтобы обеспечить необходимую скорость истечения струи при заданной подаче буровых насосов.

Насадки лопастей включаются в работу, когда требуется размыть ствол (при удалении породы из предельной области), а насадки корпуса – в случае управляемой кольматации зон аномальных пластовых давлений.

Операцию по размытию или кольматации осуществляют следующим образом.

После сборки и проверки приспособление без шара клапана спускают до кровли интервала обработки. Восстанавливают циркуляцию и прорабатывают ствол в обычном режиме. Поднимают буровую колонну выше опасной зоны, прекращают промывку, отвинчивают рабочую трубу, бросают шар клапана в буровую колонну и восстанавливают циркуляцию.

Когда шар сядет на седло клапана (этот момент хорошо фиксируется по повышению давления на насосах), приступают к размытию или кольматации пласта.

В соответствии с поставленной целью регулируют подачу насосов. Медленно вращая буровую колонну, опускают и поднимают ее в интервале обработки со скоростью 3–4 м/с.

Процесс размытия контролируют, измеряя плотность бурового раствора и количество выносимого шлама. Фактический объем породы ΔV_{ϕ} , удаленной из зоны сужения, приближенно оценивают с помощью выражения

$$\Delta V_{\phi} = V_p \left(\frac{\rho_p'' - \rho_p'}{\rho_n - \rho_p'} + G_{\text{ш}} \right), \quad (6.23)$$

где V – общий объем раствора, закачанного в скважину в процессе размытия; ρ_p' , ρ_p'' – плотность раствора соответственно до и после размытия; $G_{\text{ш}}$ – объем шлама в единице объема циркулирующего раствора.

Эффективность кольматации оценивают по повышению давления поглощения, которое обычно увеличивается на 5–10 МПа [64].

6.6 Управление кавернообразованием

Практика бурения показывает, что наиболее интенсивно каверны образуются в толщах соляных и глинистых пород. Поскольку они осложняют проходку скважины, для борьбы с ними разрабатываются различные методы.

Применяя специальные буровые растворы, особенно хлормagneвые и на углеводородной основе, можно резко сократить процесс кавернооб-

разования в этих отложениях и одновременно несколько увеличить критическую глубину перехода пород в предельное состояние в результате действия горного давления.

Для борьбы с сужением ствола в этом случае буровой раствор приходится утяжелять. Причем в случае полного подавления кавернообразования в интервалах пластически деформирующихся пород противодействие раствора должно обеспечивать устойчивость стенок скважины в пределах упругих деформаций, что, как было уже отмечено, невыгодно и не всегда возможно. Поэтому применение дорогостоящих специальных растворов не всегда оптимально. При этом в некоторых случаях борьба с сужением ствола скважины может еще более осложниться, поскольку до использования специального раствора оно частично или полностью было скомпенсировано кавернообразованием. В связи с этим во многих случаях затраты как на борьбу с сужением стволов скважин, так и с кавернообразованием могут быть существенно снижены при направленном использовании кавернообразования.

Условие для использования кавернообразования записывается в виде

$$2D_z < D_c = k_k D_d \leq D_m + 2\delta_m, \quad (6.24)$$

где D_z , D_c , D_d , D_m – диаметры соответственно замка бурильной трубы, скважины, долота и муфты обсадной трубы, $k_k = D_c/D_d$ – коэффициент кавернообразования; δ_m – принятый зазор между муфтой обсадной трубы и стенкой скважины.

Условие $2D_z > D_c$ позволяет избежать установки в два ряда бурильных труб при двойном сломе бурильной колонны, а при $D_c = D_m + 2\delta_m$ отпадает необходимость в расширении ствола перед спуском колонны.

Когда в разрезе скважины имеются одновременно пластически деформирующиеся породы и поглощающие пласты, то во многих случаях бурение может быть успешным только при условии $v_k \geq v$ (здесь v_k , v – скорости, соответственно кавернообразования и сужения ствола).

Снизить затраты на борьбу с кавернообразованием и добиться выполнения условия $2D_z > D_c$ при $v_k > v$ можно путем перехода на бурение скважины опережающим стволом. В соляных толщах направленно использовать кавернообразование выгодно и при $D_c < D_m + 2\delta_m$ перед спуском обсадной колонны.

Однако эффективность способа направленного использования кавернообразования уменьшается, когда естественное кавернообразование не обеспечивает получения проектного диаметра ствола без расширения. Кроме того, чтобы нормально бурить скважину в тех интервалах части разреза, где скорость сужения ствола превосходит скорость кавернообразования, приходится прибегать к утяжелению бурового раствора, что еще более ухудшает технико-экономические показатели бурения.

Эти недостатки устраняются регулированием процесса растворения солевых пород на стенках скважины при введении в буровой раствор расчетного объема пресной воды.

Требуемую концентрацию соли в буровом растворе определяют по формуле

$$C_0 = \frac{\rho_n - c_n N}{n - N}, \quad (6.25)$$

где $n = \frac{C_n - C}{\rho - C}$; $N = \exp\left(-\frac{\rho - C}{C_n - C} \frac{v_p F}{\rho g}\right)$; $F = \sum f$ – суммарная площадь растворения.

Скорость растворения, необходимую для получения заданного диаметра скважины за время t , определяют по формуле

$$v_p = Q/Ft, \quad (6.26)$$

где Q – объем растворившейся соли.

В результате специальных исследований нами разработана методика определения параметров управления размерами каверн и осуществления процесса растворения солевых пород, в которой используются простые зависимости, данные лабораторных опытов и промысловых наблюдений.

Согласно методике на основании технико-экономического анализа определяют оптимальный диаметр D_1 и время t бурения опережающего ствола. Например, при бурении под обсадные колонны диаметром 0,219 и 0,245 м вместо долот диаметром 0,269 и 0,295 м применяют долота диаметром 0,190 или 0,216 м.

Вычисляют скорость v_p растворения солевых пород на стенках скважины, обеспечивающую получение проектного диаметра ствола к моменту спуска обсадной колонны

$$v_p = v - v_k, \quad (6.27)$$

где v – скорость развития каверн, необходимая для получения проектного диаметра ствола скважины; v_k – скорость естественного кавернообразования при сложившейся в районе работ технологии бурения.

С другой стороны, на основании уравнений материального баланса

$$v_p = \frac{\rho}{2t} (D_2 - D_1 + \Delta D + k't), \quad (6.28)$$

где ΔD – приращение диаметра ствола за время t в результате естественного кавернообразования; $k' = \frac{\sqrt{3}}{2} \frac{\sigma_r}{\eta_0} \times D_1 \left(0,61 \exp \frac{p_r - p_p}{1,15 \sigma_r} - 1\right)$ – коэффициент,

учитывающий уменьшение объема скважины из-за вязкопластического течения солевых пород.

Реологические свойства σ_r и η_0 солевой породы определяют на основании опытных испытаний ее ползучести.

Скорость естественного кавернообразования находят по формуле

$$v_k = \frac{\rho_c \Delta D}{2t} \quad (6.29)$$

Приращение диаметра ствола ΔD за время t определяют по результатам повторной кавернометрии.

Растворяющую способность бурового раствора регулируют его опреснением. Концентрацию соли в буровом растворе, который закачивают в скважину, вычисляют по формуле (6.25).

Общий объем пресной воды, который необходимо ввести в буровой раствор для получения проектного диаметра скважины, определяют с помощью выражения

$$V = \frac{\pi \rho_c h_c [2(D_2^2 - D_1^2) - D_3^2 - (D_1 + \Delta D)^2]}{4G_c} \quad (6.30)$$

где G_c – количество воды, необходимое для насыщения 1 м³ пресной воды в условиях скважины; h_c – суммарная мощность солевых пород в разрезе скважины; $D_3 = D_2 - k'_1$.

Пример. Соленосная толща мощностью 3000 м, представленная каменной солью, залегает в интервале 920–3920 м. Определить необходимую скорость растворения и количество воды для опреснения раствора при следующих данных: $\rho_c = 2,17 \cdot 10^3$ кг/м³; влажность каменной соли 0,3%; $\sigma_r = 11,6$ МПа; $\rho_p = 1,32 \cdot 10^3$ кг/м³; $D_1 = 0,19$ м; $D_2 = 0,27$ м; $G = 350$ кг; $t = 300$ сут; $v_k = 0,51$ кг/м² сут; $\eta_0 = 2,1 \cdot 10^9$ МПа с; $\rho_n = 2,2 \cdot 10^3$ кг/м³.

Подставляя исходные данные в формулы (6.27) и (6.29), получаем: $v_p = 0,39$ кг/м² сут и $V = 430$ м³. Отсюда ежесуточный ввод пресной воды в буровой раствор должен составлять 1,4–1,5 м³.

Фактический диаметр ствола скважины контролируют по данным кавернометрии, которую для этой цели проводят через каждые 50–60 сут после вскрытия соленосных отложений.

Опыт управления кавернообразованием в соленосных отложениях Припятской впадины с применением изложенной технологии показывает, что она позволяет значительно повысить скорости бурения и снизить стоимость буровых ра-

бот (таблица 6.5). Так, по опытным скв. 2 Судовицкая и 1 Искровская получена экономия соответственно 240,3 и 262,0 тыс. руб. в ценах 1974 г. В то же время в сопоставимых условиях по скв. 5 Березинская, взятой для сравнения, допущено удорожание на 34,1 тыс. руб. В этой скважине из-за сужений ствола в каменной соли проводили проработки. С глубины 3930 м они настолько участились, что для обеспечения нормального процесса бурения потребовалось утяжелить раствор до $(1,48 \div 1,50) \cdot 10^3$ кг/м³. Новая же технология, как видно из таблицы 6.5, позволила бурить опытные скважины на этих глубинах с применением раствора плотностью $(1,28 \div 1,32) \cdot 10^3$ кг/м³, т.е. без утяжеления.

Таблица 6.5 – Сведения по опытным скважинам

Показатели	Технология бурения		
	без опреснения	с опреснением	
Скважина	5 Березинская	2 Судовицкая	1 Искровская
Глубина, м	4579	4601	5161
Мощность отложений, м:			
надсолевых	910	1574	1160
верхней соли	2104	1786	2676
межсолевых	660	685	714
нижней соли	553	373	321
надсолевых	352	189	290
Фактическая конструкция:			
кондуктор:			
диаметр, м	0,426	0,426	0,426
глубина спуска, м	141	125	144
промежуточная колонна:			
диаметр, м	0,324	0,324	0,324
глубина спуска, м	846	1215	902
Диаметр долота, м	0,394	0,394	0,394
Интервал бурения, м	0–890	0–1213	0–1209
	0,295 890–1795	0,269 1213–1472	0,216 1209–4958
	0,269 1795–4420	0,215 1472–4593	0,190 4958–5161
Диаметр долота, м	0,190	0,190	–
Интервал бурения, м	4420–4579	4593–4601	–

Продолжение таблицы 6.5

Показатели	Технология бурения		
	без опреснения	с опреснением	
Плотность раствора при бурении в интервале от 3950 м до забоя, 10^3 кг/м^3	1,48–1,50	1,30–1,32	1,28–1,30
Скорости бурения:			
механическая, м/ч	0,93	1,27	1,24
коммерческая, м/ст.-мес	337	485	443
Стоимость работ, тыс. руб. (1974г.):			
сметная	1048,9	965,6	1200,0
фактическая	1083,0	725,3	938,0

Интересен опыт применения разработанной технологии в скв. 4 Березинская этого района. Фактический разрез скважины представлен надсолевыми до 978 м, верхней солью в интервале 978–2620 м, межсолевыми 2620–3216 м, нижней солью 3216–3898 м и подсолевыми отложениями 3898–3988 м.

После спуска промежуточной колонны диаметром 0,324 м на глубину 924 м скважину углубляли долотами диаметром 0,269 м. Отложения верхней соли и межсолевые бурили с применением раствора, имеющего плотность $(1,30 \div 1,32) \cdot 10^3 \text{ кг/м}^3$, вязкость 50–60 с и водоотдачу 8–10 см^3 за 30 мин, без осложнений. В нижней соли, в интервалах каменной соли и пластичных глин наблюдались сужения ствола. Их интенсивность увеличилась при попытке снизить плотность раствора до $(1,20 \div 1,22) \cdot 10^3 \text{ кг/м}^3$ перед вскрытием подсолевых отложений. После анализа состояния ствола скважины нами было предложено перекрыть нижнюю соль обсадной колонной-лайнром диаметром 0,219 м с установкой ее в интервале 3062–3862 м, а сужение в верхней соли по мере необходимости компенсировать, регулируя соленасыщенность бурового раствора по изложенной выше методике. Спуск колонны и последующее бурение скважины до заданной глубины были проведены успешно.

Приведенные результаты позволяют рекомендовать технологию бурения соленосных отложений с опреснением буровых растворов для широкого применения в практике буровых работ.

6.7 Необходимость учета циклических термогидродинамических нагрузок

Одной из причин, вызывающих потерю устойчивости горных пород в стенках скважины, могут быть циклические термогидродинамические нагрузки. Это положение подтверждается практическими наблюдениями. Установлено, что при обеспечении физико-химических условий устойчивости и достаточном противодавлении столба раствора на стенках скважины они со временем начинают разрушаться.

В некоторых случаях осложнения, обусловленные термогидродинамическими нагрузками, могут проявляться еще более интенсивно, чем осложнения, вызванные другими причинами. Поэтому выявлению их закономерностей должно уделяться большое внимание. В настоящее время накоплен довольно представительный теоретический и экспериментальный материал по этому вопросу.

Нужно сказать, что важность учета термогидродинамических нагрузок с глубиной скважин возрастает. Это и понятно, так как при этом увеличиваются температурные и гидравлические перепады.

В настоящее время предложен ряд зависимостей для определения гидродинамического давления и температуры бурового раствора при бурении.

Для оценки гидродинамического давления при спуске-подъеме буровой колонны рекомендуется применять эмпирическую формулу А. К. Козодоя, А. В. Зубарева и В. С. Федорова

$$\Delta p = \frac{a_0 u_{\max} l}{d^2 (\beta^2 - 1)}, \quad (6.31)$$

где $\beta = D/d$ (D – диаметр скважины; d – наружный диаметр буровых труб); a_0 – опытный коэффициент, учитывающий влияние состояния ствола, параметры раствора и режим его течения, а также инерционную составляющую гидродинамического импульса; $u_{\max}$ – максимальная скорость спуска-подъема; l – длина колонны.

На основании промысловых исследований Г. А. Ковтунов получил, что $a_0 = 7,1$; с достаточной степенью точности это значение можно использовать в практических расчетах.

Температуру на забое скважины в процессе промывки рассчитывают по формуле Г. Г. Полякова

$$T = T_z - \Delta T_z, \quad (6.32)$$

где T_z – температура на забое перед началом промывки (по данным геофизических исследований через 6–8 ч после прекращения циркуляции);

$$\Delta T_3 = T_3 \frac{\sqrt[6]{Q}(0,58 + H10^{-4}) - 1}{\sqrt[6]{Q}(0,58 + H10^{-4})}, \quad (6.33)$$

где Q – подача насосов; H – глубина скважины.

В результате исследований установлено, что температура на забое снижается значительно. Темп и амплитуда снижения определяются многими факторами: теплофизическими свойствами горных пород, геотермическим градиентом, расходом, температурой и теплофизическими свойствами раствора, временем циркуляции и др.

При применяемых конструкциях скважин и подаче насосов 30–40 л/с температура на забое стабилизируется в течение первых двух часов. Выявлено также, что забойная температура за время спускоподъемных операций (10–15 ч) может отличаться от естественной температуры пород на данной глубине на 8–10°C. После прекращения циркуляции интенсивность роста температуры на забое колеблется в пределах 5–10°C на каждый час.

Исследованиями Д.А. Гохфельда, Э.М. Сулейманова и Л.М. Матвиенко показано, что разрушающее действие зависит не от количества циклонагрузок на стенки скважины, а от их величины. Имеются критические значения давлений и температуры, выше которых их колебания приводят к прогрессирующему разрушению. Значения же нагрузок ниже критических практически никакой роли не играют.

Названными авторами предложены уравнения, с помощью которых М.К. Сеид-Рза, С.Д. Бабаев и Э.М. Сулейманов рассчитали (рисунок 6.11) пределы изменения термогидродинамических нагрузок в скважине по приведенным ниже исходным данным:

Глубина скважины, м	1000–5000
Коэффициент бокового распора	0,30–0,75
Коэффициент Пуассона	0,22–0,42
Коэффициент линейного расширения, 1/°C	(5–0,5) · 10 ⁻⁵
Модуль Юнга, МПа	1000–3900
Предел текучести породы, МПа	20–40
Коэффициент температурного изменения предела текучести, 1/°C	0,01–0,08
Плотность горной породы, кг/м ³	2200–2600

Полученные значения изменения термогидродинамических нагрузок являются минимальными, поскольку при расчетах рассматривали одну и ту же зону наименьшей устойчивости на самой стенке скважины, т.е. при $r = a$.

В данном случае влияния взаимно сокращаются и таким образом размеры самой скважины (диаметр долот) значения не имеют.

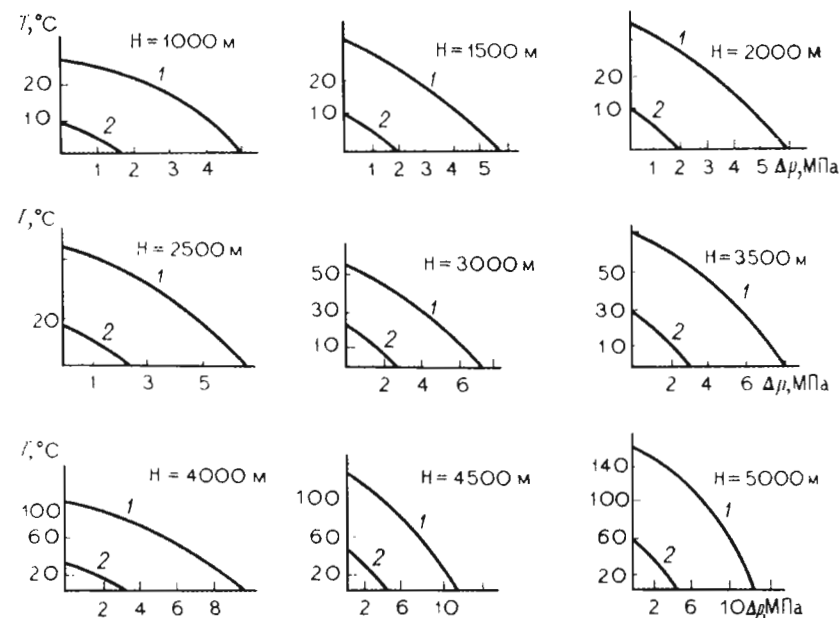


Рисунок 6.11 – Рекомендуемые пределы изменения термогидродинамических нагрузок в скважине:
1, 2 – области безопасного варьирования термогидродинамических нагрузок соответственно без учета разупрочняющего влияния бурового раствора и с его учетом

В расчетах, данные которых приведены на рисунке 6.11, разупрочняющее действие раствора на породы не учитывается.

Сопоставление же экспериментальных данных с теоретическими показывает, что физико-химическое влияние бурового раствора уменьшает область устойчивого состояния (приспособляемости) породы примерно в 3 раза. Поэтому для сохранения устойчивости горных пород в стенках скважины рекомендуется не превышать температуру и давление на величины, приведенные на рисунке 6.11 в области 2.

Глубокий анализ работ и обширные исследования влияния гидродинамических нагрузок на приствольную область скважины выполнены Н.С. Тимофеевым, Р.Б. Вугиным и Р.С. Яремичуком [148]. Ими впервые была экспериментально подтверждена возможность усталостного разрушения пород, составляющих стенки скважины, от циклических колебаний давления в столбе бурового раствора при спуско-подъемных операциях и циклического характера изменения температурного режима

как следствие промывки скважины. Выявлено, что с ростом глубин скважины число циклов воздействия температурных напряжений возрастает по параболической зависимости. С увеличением противодавления на стенки скважины на данной глубине число циклов до начала термоусталостного разрушения породы уменьшается в обратном пропорциональной зависимости. Характер, величина и начало развития термоусталостных трещин существенно зависят от пластических свойств породы: чем пластичнее порода, тем большее число циклов смен тепловых режимов необходимо при одинаковых величинах температурных напряжений до появления усталостных напряжений. Наиболее легко образующимися термоусталостными трещинами являются радиальные. Число циклов до начала образования термоусталостных трещин пропорционально отношению кольцевых напряжений. По результатам экспериментальных исследований авторы установили, что потеря прочности пород на стенках ствола соответствует числу циклов, которое возникает при проводке скважины на глубину 3–5 тыс.м. Отмечено также, что, хотя термоупругие колебания напряженного состояния околоскважинной зоны не вызывают в большинстве случаев усталостной потери прочности, они несомненно способствуют разупрочнению пород. При совокупности воздействия температурных и циклических гидравлических импульсов вероятность проявления усталостных процессов значительно выше, чем в случае действия одних только гидродинамических воздействий. Предложенные авторами экспресс-методики позволяют определять критические состояния материалов в условиях сложнапряженного состояния по небольшому числу параметров.

Знание закономерностей термоусталостного разрушения горных пород позволяет более обоснованно проектировать конструкции скважин, способы бурения и режимы спуско-подъемных операций.

6.8 Номограмма оценки устойчивости горных пород в стенках скважины

На основании выполненных нами исследований [24, 62, 64 и др.], для практических определений плотности раствора ρ_p предложена номограмма (рисунок 6.12). При известных ρ_m и η_0 номограмма позволяет на стадии проектирования технологических параметров оценить возможность сужения ствола скважины в интервалах пластически деформирующихся пород и определить плотность раствора, необходимую для сохранения устойчивости ствола скважины. Номограмма построена на основе зависимости

$$\bar{v} = \frac{\sqrt{3}}{2} \left(0,61 \exp \frac{\bar{p}}{1,15} - 1 \right), \quad (6.34)$$

где $\bar{v}$ и $\bar{p}$ – безразмерные переменные, $\bar{v} = \frac{v \eta_0}{a \sigma_T}$; $\bar{p} = \frac{p_1 - p_0}{\sigma_T}$.

Параметр $\bar{v}$ (a , следовательно, и v) имеет значение при условии выполнения следующего неравенства

$$0,61 \exp \frac{\bar{p}}{1,15} \geq 1 (\bar{p} \geq 0,568) \quad \text{или} \quad \sigma_1 \geq 1,7(p_1 - p_p). \quad (6.35)$$

Из этого условия следует, что для любой величины $p_1 - p_p$ существует критический предел текучести горных пород, при меньших значениях которого будет происходить сужение ствола скважины. Значение $p = 0,568$ является нижним пределом применимости зависимости (6.34). Если допустить, что радиус предельной области $R \approx 10a$, то верхнее значение $p \leq 4$.

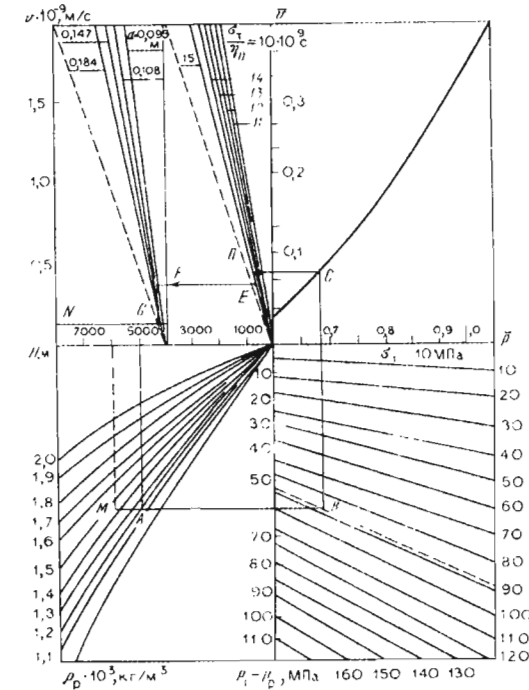


Рисунок 6.12 – Номограмма для определения устойчивости горных пород в стенках скважины при $0,568 < p < 1,0$

Номограмма дана для интервала изменения $\bar{p}$ от 0,568 до 1,0 как наиболее часто встречающегося.

Ее преимуществом является минимум исходных параметров, а также решение как прямой задачи – определение скорости сужения ствола, так и обратной – определение необходимой плотности раствора.

6.9 Управляемое кольматирование стенок скважин

Одним из перспективных направлений поддержания устойчивости пород в стенках скважины является управляемое кольматирование. Нами были проведены исследования по определению возможностей и перспективы применения этого метода с учетом напряженно-деформированного состояния горных пород, их прочностных и фильтрационных характеристик [64, 177, 178].

На рисунке 6.13 представлена принятая схема напряженно-деформированного состояния приствольной зоны с кольматационным слоем.

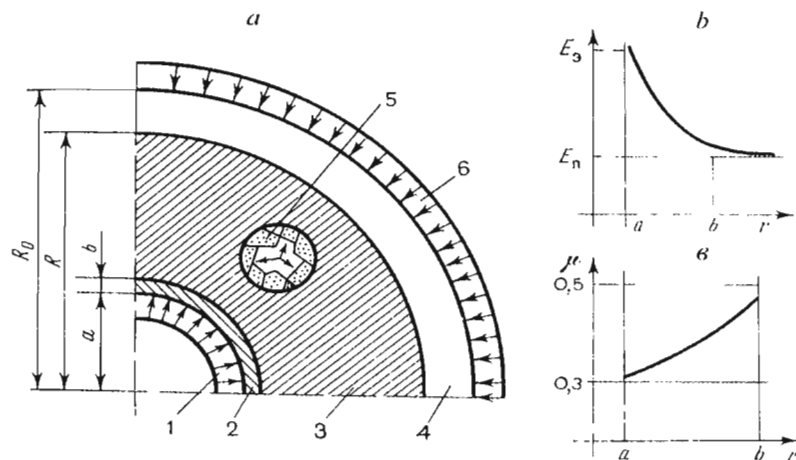


Рисунок 6.13 – Номограмма для определения коэффициентов аномальности пластового давления: а) элемент горного массива в приствольной зоне: 1 – давление бурового раствора; 2 – упрочненный слой; 3 – предельная область; 4 – горный массив; 5 – поровое давление; б) горное давление в нетронутом горном массиве; в) характер изменения модуля Юнга породы; г) характер изменения коэффициента Пуассона породы

В системе «горный массив – скважина» действуют две основные силы: давление в скважине (гидростатическое) и горное давление массива. В предельной области выделяется упрочненный слой b , сформированный под действием струи промывочной жидкости и имеющей прочностную характеристику, изменяющуюся от $\sigma_{пр}$ на стенке скважины до $\sigma_{пр}^1$ на внутренней границе слоя. Степень упрочнения стенки скважины зависит от начального напряженно-деформированного состояния, прочностных характеристик горных пород и технологических режимов струйной обработки.

Создание защитного слоя (экрана) достигается применением целенаправленной струйной обработки стенок скважины, в результате которой происходит управляемое кольматирование горных пород. Используется энергия струи промывочной жидкости, вытекающей из насадок специального струйного переводника (рисунок 6.14), устанавливаемого над долотом. «Упрочнение» пород происходит вследствие закупоривания трещин и пор частицами твердой фазы бурового раствора.

Выполненные исследования показали, что параметрами, оказывающими непосредственно влияние на степень упрочнения стенок скважины, является в первую очередь скорость истечения промывочной жидкости из насадки

$$v = Q/S, \quad (6.36)$$

где Q – расход промывочной жидкости; S – суммарная площадь сечения промывочных отверстий.

В конкретных случаях площадь промывочных отверстий

$$S = S_{\text{дол}} + S_{\text{пер}} = (S_1 + S_2 + S_3) + (S'_1 + S'_2), \quad (6.37)$$

где $S_{\text{дол}}$ – площадь промывочных отверстий долота; $S_{\text{пер}}$ – площадь насадок специального переводника; S_1, S_2, S_3 – площади сечений промывочных отверстий долота; S'_1, S'_2 – площади сечений промывочных отверстий переводника.

Данная схема предусматривает использование трех насадок в долоте и двух в переводнике. Скорость истечения регулируют изменением расхода и варьируют количеством и диаметрами насадок.

А. К. Козодоев и другими было использовано уравнение Эйлера и получены формулы для определения силы удара струи о стенку скважины F и динамического давления струи p_d

$$F = \rho S_n v^2 (1 - \cos \alpha), \quad (6.38)$$

$$p_d = \rho v^2 / 2, \quad (6.39)$$

где ρ – плотность промывочной жидкости; S_n – площадь выходного отверстия насадки; v – начальная скорость гидромониторной струи; α – угол изменения направления движения струи при отражении от стенки ($\alpha = 120^\circ$).

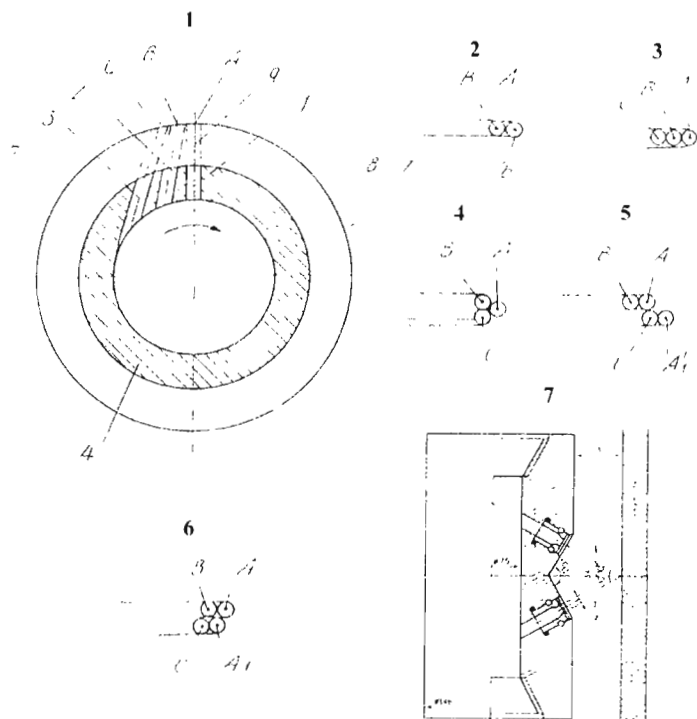


Рисунок 6.14 – Схема управляемого кольматирования стенок скважины:

1 – кольмататор, поперечный разрез; 2–4 – линейное размещение точек пересечения осей струи с поверхностью стенки скважины; 5, 6 – размещение точек при использовании двух струй максимальной интенсивности; 7 – струйный переводник

Как указывалось ранее, одним из направлений поддержания устойчивости пород в стенках скважины является управляемое кольматирование. В результате его создается слой в горной породе, обладающий пониженными фильтрационными и повышенными прочностными свойствами. Такой «экран» позволяет ограничить число факторов, влияющих на снижение устойчивости ствола скважины, в частности, в какой-то степени исключить физико-химическое взаимодействие горных пород с буровыми растворами. Одним из способов формирования экранизирующего слоя является способ целенаправленного воздействия струи бурового раствора на стенку скважины [64, 177, 178].

Создание защитного слоя (экрана) достигается применением целенаправленной управляемой струйной обработки стенок скважин, в результате которой происходит кольматирование горных пород. «Упрочнение» пород происходит вследствие закупоривания фильтрационных путей (трещин) и пор частицами твердой фазы бурового раствора.

По вопросу обработки (кольматации) стенок скважины были проанализированы известные технические решения, у которых было выявлено ряд недостатков, таких как неравномерная обработка стенки скважины, ведущая к появлению участков повышенной проницаемости и снижению изолирующих свойств кольматированного слоя горной породы.

При воздействии на стенку скважины сближающимися струями было предложено использовать струи разной интенсивности – разной скорости истечения из насадок (рисунок 6.14) и направлять их таким образом, чтобы точки пересечения осей струй со стенкой располагались одна за другой в порядке убывания интенсивности по следу струи наибольшей интенсивности. Были рассмотрены два варианта. В первом варианте, по крайней мере, две точки, расположенные по следу струи наибольшей интенсивности, смещают в разные стороны от оси этого следа. В другом варианте используют две струи максимальной интенсивности и направляют их таким образом, чтобы точка пересечения одной из струй со стенкой была смещена относительно оси следа другой.

Такие новые технологические приемы в каждой обрабатываемой точке поверхности скважины обеспечивают плавное падение давления, а не его скачок. Реакция стенки снижается. Стенка деформируется, в основном, в сторону ее механического уплотнения. Предотвращается откол породы и увеличивается время действия струй, т.е. время насыщения стенки глинистыми частицами, и улучшаются, таким образом, условия для этого процесса. Этому же способствует и снижение реакции стенки, предотвращение откола частиц породы. Расширяется зона воздействия струй на стенку. Что еще больше повышает равномерность ее обработки, следовательно, и качество этой обработки.

На рисунке 6.14 представлена схема управляемого кольматирования стенок скважины: 1 – кольмататор, поперечный разрез; 2–4 – линейное размещение точек пересечения осей струй с поверхностью стенки скважины; 5 и 6 – схема размещения точек при использовании двух струй максимальной интенсивности.

Кольмататор представляет собой комплект гидромониторных насадок 1, 2 и 3, установленных, например, в наддолотном переводнике 4 (для упрощения показаны только отверстия насадок). Насадки рассчитаны на различную интенсивность струй. Наибольшая интенсивность – у насадки 1. Это легко может обеспечиваться, например, различной формой или длиной их каналов.

Насадки могут располагаться как в одной плоскости, например, в плоскости поперечного сечения кольмататора (вид 1), так и быть смещенными по

высоте. Насадки устанавливаются таким образом, что оси их сближаются у стенки 5, не пересекаясь. Оси пересекаются со стенкой в точках, размещенных одна за другой по мере убывания интенсивности струй, подаваемых через насадки, за точкой оси насадки наиболее интенсивной струи. Для удобства ориентации осей и оптимизации процесса кольматации насадки могут быть регулируемыми по положению их осей. Варианты направлений осей насадок демонстрируют точки А, А₁, В и С пересечения осей со стенкой 5 скважины. А и А₁ – точки осей насадок струй максимальной интенсивности, точки В и С – от осей насадок струй меньшей интенсивности. Каждая точка показана в центре зоны 6 (вид 2) взаимодействия кольматирующих струй, подаваемых через насадки, со стенкой 5 скважины. В этом взаимодействии образуется след 7 с осью 8 от струи 9 максимальной интенсивности.

При лабораторных экспериментах регулировали положение и направление насадок (вид 2, 3). В точку А направляли струю максимальной интенсивности. В точки В и С – струи меньшей интенсивности. В процессе вращения кольмататора (по стрелке на рисунке) каждая точка обрабатываемой поверхности (стенки скважины) вначале попадала под струю 9 (вид 2 с осью в точке А), воспринимала ее механическое ударное действие и отбрасывала глинистые частицы от струи. После прохода точки А оси этой струи обрабатываемая поверхность попадала под действие струй меньшей интенсивности (точки В и С). Это уменьшало упругую реакцию поверхности (стенки), уменьшало растягивающие напряжения, обусловленные снижением давления после воздействия струи максимальной интенсивности. Она уплотнялась, а прочность кольматированного слоя значительно возрастала. Одновременно увеличивалось время насыщения поверхности глинистыми частицами, что еще больше повышало качество обработки.

При дальнейших экспериментах оси насадок разместили таким образом (вид 4), что струи меньшей интенсивности подавали в точки В и С, смещенные относительно оси следа струи 9 максимальной интенсивности. Это расширило полосу взаимодействия струй со стенкой скважины, т.к. эта полоса (показана пунктиром) шире следа струи, проходящей через насадку 1.

Эксперименты показали, что если мощность бурового насоса достаточна, возможно использование одновременно двух струй максимальной интенсивности (вид 5, 6 точка А и А₁) в сочетании со следующими за ними струями меньшей интенсивности (точки В и С). При этом интенсивность каждой струи (точки А и А₁) может быть меньше интенсивности аналогичной струи (вид 1, 2), но возрастает равномерность обработки стенки, а в результате и кольматационный эффект.

Использование данного способа позволило снизить проницаемость скважин при бурении на нефть и газ, уменьшить поглощение бурового рас-

гвора стенками скважины, предотвратить осложнения при бурении и увеличить нефте- и газоотдачу пласта.

Способ может быть применим для изоляции пластов.

Разработаны физико-математическая модель и расчетная схема для определения состояния системы «скважина – горный массив» при наличии экрана. Для математической формулировки задачи неравномерный характер распределения проникающего кольматанта в поры горной породы отражен в зависимостях коэффициента Пуассона (μ) и модуля Юнга (E) от глубины проникновения (r)

$$E = E(r), \quad \mu = \mu(r).$$

При некоторых средних значениях E , μ использованы уравнения Ляме для толстостенных труб

$$\begin{aligned} \sigma_r &= \frac{a^2 P_p - (a+b)^2 P_{пл}}{(a+b)^2 - a^2} - \frac{1}{r^2} \frac{a^2 (a+b)^2 (P_p - P_{пл})}{(a+b)^2 - a^2}, \\ \sigma_\theta &= \frac{a^2 + P_p - (a+b)^2 P_{пл}}{(a+b)^2 - a^2} - \frac{1}{r^2} \frac{a^2 (a+b)^2 (P_p - P_{пл})}{(a+b)^2 - a^2}, \end{aligned} \quad (6.40)$$

где σ_r и σ_θ – радиальные и кольцевые напряжения соответственно; a – радиус скважины, мм; b – толщина экрана, мм; P_p и $P_{пл}$ – давления бурового раствора и пластовое, МПа.

Состояние устойчивости системы «горный массив–скважина» при наличии пластов с различными давлениями записывается в виде

$$P_{пл1} - \sigma_\tau \frac{1 - \bar{a}^2}{\sqrt{3}} \leq P_p \leq P_{пл2} + \sigma_\tau \frac{1 - \bar{a}^2}{\sqrt{3}}, \quad (6.41)$$

где $\bar{a}$ – безразмерная переменная $\bar{a} = a/b$ (отношение радиуса скважины к толщине экрана).

Используя это условие, можно формировать защитный экран с заданными свойствами, регулируя технологические параметры и наличие твердой фазы в буровом растворе. Результаты промысловых испытаний подтверждают возможность управления устойчивостью горных пород указанным способом.

Лабораторные и промысловые эксперименты подтвердили повышение устойчивости закольматированных интервалов при репрессии на 5–7 МПа и при депрессии на 2–3 МПа. Это позволяет вскрывать одновременно ранее технологически несовместимые интервалы.

На основе полученных зависимостей нами выполнены расчеты и построена номограмма, которая позволяет оперативно проектировать технологические параметры струйной обработки для конкретных условий (рисунок 6.15).

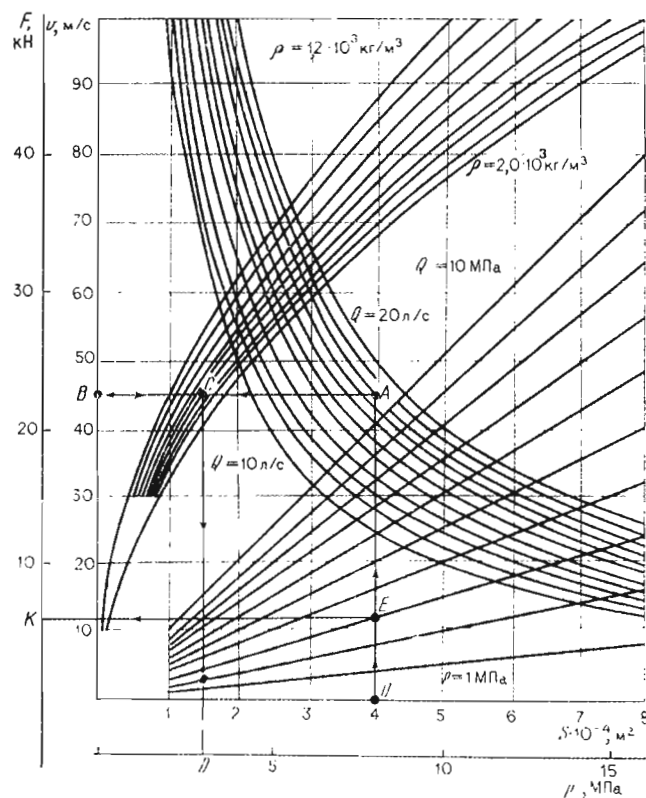


Рисунок 6.15 – Номограмма для расчета параметров струи

Перед включением струйного переводника в компоновку проверяют его основные параметры (диаметр насадок, угол наклона) и техническое состояние. Углубление начинают при расчетном режиме. При вскрытии интервалов, имеющих различные градиенты пластового давления, каждый предыдущий интервал проверяют на давление методом поэтапных опрессовок.

В процессе проведения работ необходимо осуществлять контроль параметров упрочнения ствола скважины. С этой целью используют комплекс методов: акустический каротаж, кавернометрию, микрометоды, газовый каротаж.

Реализация технологии по повышению устойчивости горных пород позволяет: упростить конструкцию скважины, предотвратить осложнения, связанные с устойчивостью стенок скважины, бурить в режиме равновесия или в депрессионном режиме, повысить скорость проходки и качество вскрытия продуктивных горизонтов.

Значительное преимущество метода струйной обработки – совмещение с основным технологическим процессом бурения, кроме того, он не требует дополнительных затрат времени и средств и легко реализуется на практике.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Абдуллаев Р. М. Влияние реологических свойств горных пород на устойчивость стенок скважин/Р. М. Абдуллаев, А. А. Иманов, Т. Х. Сулейманов//Нефтяное хозяйство. – 1972. – № 7.
2. Алиев М. Г. Оценка термоупругих напряжений пород стенок необсаженной скважины/М. Г. Алиев, А. А. Баймурзаев//Нефтяное хозяйство. – 1966. – № 10.
3. Амиян В. А., Васильева Н. П. Вскрытие и освоение нефтегазовых пластов. – М.: Недра, 1972.
4. Амиян В. А., Уголев В. С. Физико-химические методы повышения производительности скважин. – М.: Недра, 1970.
5. Аникиев К. А. Аномально высокие давления в нефтяных и газовых месторождениях. – М.: Недра, 1964.
6. Бабалян Г. А. Вопросы механики нефтеотдачи. – Баку: Азнефтеиздат, 1961.
7. Бабалян Г. А. К физико-химическим основам применения ПАВ в бурении скважин для интенсификации добычи нефти и увеличения нефтеотдачи пластов//Труды совещания по применению ПАВ в нефтяной промышленности. – М.: Гостоптехиздат, 1961.
8. Байдюк Б. В. Механические свойства горных пород при высоких температурах и давлениях. – М.: Гостоптехиздат, 1963.
9. Байдюк Б. В., Шрейнер Л. А. Влияние напряженного состояния и влажности на устойчивость глинистых пород в скважинах//Тр. ин-та АН СССР, Нефтепромысловое дело. Том 11. – 1958.
10. Байдюк Б. В. Расчет устойчивости горных пород в скважинах/Б. В. Байдюк, Л. А. Шрейнер//Вопросы деформации и разрушения горных пород при бурении. – М.: ГосИНТИ, 1961.
11. Байдюк Б. В. Исследование влияния температуры на устойчивость стенок скважин при установившихся тепловых режимах/Б. В. Байдюк, Р. С. Яремийчук//Нефтяное хозяйство. – 1969. – № 8.
12. Баклашов И. В., Картозия Б. А. Механика горных пород. – М.: Недра, 1975.
13. Безухов Н. И. Основы теории упругости, пластичности и ползучести. – М.: Высшая школа, 1968.
14. Белов В. И. Давление горных пород на стенки вертикальных шахт//Труды ДИИ, выпуск 15. – Ханты-Мансийск, 1940.
15. Беляев Н. М. Сопротивление материалов. – М.: Гостоптехиздат, 1958.
16. Богатов Б. А., Войтенко В. С., Киреев А. М. Перспективы скважинной добычи полезных ископаемых в Беларуси. – Минск: Технопринт, 2004.
17. Богомолов Г. В. и др. Гидродинамика и геотермия нефтяных структур. – Минск: Наука и техника, 1975.
18. Булатов А. И. Освоение скважин. Справочное пособие/А. И. Булатов, Ю. Д. Качмар, П. П. Макаренко и Р. С. Яремийчук. – М.: Недра, 1999.
19. Булатов В. В. Температурные напряжения стенок скважин//Нефтяное хозяйство. – 1965. – № 2.
20. Вадецкий Ю. В. Бурение скважин с промывкой водой. – М.: Гостоптехиздат, 1958.
21. Вадецкий Ю. В. и др. Особенности вскрытия, испытания и опробования трещинных коллекторов. – М.: Недра, 1973.
22. Винарский М. С., Выстороп В. К. Выбор тампонирующих материалов в соответствии с размерами основных каналов поглощающего пласта//Бурение. – 1971. – № 7.
23. Воздвиженский Б. И. и др. Физико-механические свойства горных пород и влияние их на эффективность бурения. – М.: Недра, 1973.
24. Войтенко В. С., Киреев А. М., Первушин Г. Г. Проблемы устойчивости скважин на больших глубинах/Деформирование и разрушение горных пород: Сб.ст. – Бишкек: Илим, 1990.
25. Гайворовский А. А. Крепление скважин и разобщение пластов. – М.: Недра, 1981.
26. Гамзатов С. М. Методика определения и прогнозирования осмотических явлений в скважинах//Бурение. – 1973. – № 10.
27. Головкин В. Н. Оборудование для приготовления и очистки промысловых жидкостей. – М.: Недра, 1978.
28. Гольдштейн М. Н. Механические свойства грунтов. – М.: Стройиздат, 1973.
29. Грунтоведение/Е. М. Сергеев, Г. А. Голодковская, Р. С. Зиангиров и др., изд. 4-е. – М.: МГУ, 1973.
30. Грязнов Г. С. Конструкции газовых скважин в районах многолетнемерзлых пород. – М.: Недра, 1978.
31. Давыдов С. С. Расчет и проектирование подземных конструкций. – М.: Госстройиздат, 1950.
32. Даныш Д. В. Расчет скорости сужения ствола скважины в пластичных породах/Д. В. Даныш, Е. Г. Леонов, Б. С. Филатов//Нефтяное хозяйство. – 1972. – № 6.
33. Девдариани Ю. С. Теоретическое и экспериментальное исследование некоторых схем волновой гидравлической передачи энергии (диссертация). – Тбилиси, 1946.
34. Денисов Н. Л. О природе деформации глинистых пород. – М.: Изд-во Минречфлота, 1951.

35. Дерпгольц В. Ф. Вода во вселенной. – Л.: Недра, 1971.
36. Дерягин Б. В., Чураев Н. В. Изотерма расклинающего давления пленок воды на поверхности кварца/Доклад АН СССР. Том 207. – 1972. – № 3.
37. Джапаридзе Г. Н. Физико-химическая и энергетическая характеристика процесса образования поверхности конденсированных веществ. – Тбилиси: Мецнисреба, 1976.
38. Джонс П. Д. Механика нефтяного пласта. – М.: Гостопиздат, 1947.
39. Динник А. Н. Статьи по горному делу. – Углетехиздат, 1957.
40. Добрынин В. М. Деформация и изменения физических свойств коллекторов нефти и газа. – М.: Недра, 1970.
41. Еремеев Ю. А. К расчету обсадных труб на смятие неравномерным давлением соляных пород/Ю. А. Еремеев, Е. Г. Леонов, Б. С. Филатов//Бурение газовых и газоконденсатных скважин. – 1974. – № 3.
42. Еремеев Ю. А. О сопротивляемости обсадных труб неравномерному сминающему давлению соляных пород/Ю. А. Еремеев, Е. Г. Леонов, Б. С. Филатов //Нефтяное хозяйство. – 1974. – № 1.
43. Ержанов Ж. С., Векслер Ю. А. Ползучесть и разрушение горных пород/Доклады на 3-ей Всесоюзной конференции по физическим свойствам горных пород при высоких термодинамических параметрах. – Киев: Наукова думка, 1971.
44. Ержанов Ж. С. О долговечности горных пород в условиях всестороннего сжатия/Ж. С. Ержанов, А. С. Сагинов, Ю. А. Векслер//Физико-технические проблемы разработки железных ископаемых. – 1972. – № 1.
45. Желтов Ю. П. Деформация горных пород. – М.: Недра, 1966.
46. Желтов Ю. П., Христианович С. А. О гидравлическом разрыве нефтеносного пласта/Изв. АН СССР. Отделение технических наук. – 1955. – № 5.
47. Завацкий М. А. Бурение в обваливающих зонах//Азербайджанское нефтяное хозяйство. – 1936. – № 5.
48. Завацкий М. А. Режим бурения нефтяных скважин. – Азнефтеиздат, 1945.
49. Здановский А. В. Галургия. – Л.: Химия, 1972.
50. Зонтаг Г., Штрэнге К. Коагуляция и устойчивость дисперсных систем. – Л.: Химия, 1973.
51. Зотов Г. А. и др. Эксплуатация скважин в неустойчивых коллекторах. – М.: Недра, 1987.
52. Инструкция по расчету обсадных колонн для нефтяных и газовых скважин. – М.: АО ВНИИТнефть, 1997.
53. Карманский А. Т. К вопросу о физической природе снижения прочности горных пород при их увлажнении//Физические свойства горных пород при высоких давлениях и температурах. – Тбилиси: ВНИМИ, 1974.

54. Касперский Б. В. Влияние перепада давления и проницаемости пористой среды на скорость фильтрации утяжеленных промысловых жидкостей//Бурение. – 1970. – № 26.
55. Касперский Б. В. Исследование закупоривающей способности утяжеленных буровых растворов на щелевых моделях/Б. В. Касперский, Б. Д. Панов//Бурение. – 1971. – № 5.
56. Кацауров И. Н. Горное давление в вертикальных стволах. – М.: Госгортехиздат, 1961.
57. Кацауров И. Н. Горное давление, выпуск 2. Механика горных пород. – М.: МГИ, 1972.
58. Киреев А. М. Некоторые вопросы проводки глубоких разведочных скважин в зонах АВПД на Харасавейской площади: Сб. НТО «Горное». – Тюмень, 1979.
59. Киреев А. М. Изменение регламента на механическую скорость бурения в зонах АВПД: Сб. научн. тр. ЗапСибНИГНИ. – Тюмень, 1983.
60. Киреев А. М. Ликвидация поглощений промысловой жидкости путем закачки соляробентонитовой смеси: Сб. научн. тр. ЗапСибНИГНИ. – Тюмень, 1984.
61. Киреев А. М. Особенности вскрытия зон АВПД на Уренгойской площади: Сб. научн. тр. ЗапСибНИГНИ. – Тюмень, 1984.
62. Киреев А. М. Оценка устойчивости ствола скважины при бурении в сложных геологических условиях: Сб. НТО «Горное». – Тюмень, 1985.
63. Киреев А. М. Особенности управления проявлениями горного давления при вызове и интенсификации притоков в сложных горно-геологических условиях//Бюллетень БГА. – 2001. – № 1 (5).
64. Киреев А. М. Разработка и исследование технологий и технических средств управления горным давлением при строительстве скважин: Дис. канд. техн. наук; 25.00.15 – Защищена 13.12.2002; Утв. 14.02.2003; 088480 – М., 2003.
65. Киреев В. А. Курс физической химии, изд. 3-е. – М.: Химия, 1975.
66. Кистер Э. Г. Химическая обработка буровых растворов. – М.: Недра, 1972.
67. Клугман И. Ю. Дизлектрическая проницаемость электролитов// Физическая химия. Том 54. – 1986. – № 8.
68. Котяхов Ф. И. Основы физики нефтяного пласта. – М.: Гостоптехиздат, 1956.
69. Котяхов Ф. И. Характеристика карбонатных коллекторов//Геология и нефтеносность территории Белоруссии и сложных районов. – Минск: Наука и техника, 1969.
70. Кравченко Б. И. Современные методические приемы и технические решения при заканчивании скважин в условиях деформации и кольматации фильтрационных путей/Б. И. Кравченко, А. М. Киреев//Бюллетень БГА. – Минск. – 2001. – № 1 (5).

71. Кравченко Б. И. Методические приемы и технические решения при заканчивании скважин в условиях деформации и колюматации фильтрационных путей/Б. И. Кравченко, А. М. Киреев, Н. Н. Светашов// Проблемы развития топливно-энергетического комплекса Западной Сибири на современном этапе: Тез. докл. Всерос. науч.-техн. конф., Тюмень, 21-22 ноября 2001 г./ТюмГНГУ. – Тюмень, 2001.
72. Крепление высокотемпературных скважин в коррозионно-активных средах/В. М. Кравцов, Ю. С. Кузнецов, М. Р. Мавлютов, Ф. А. Агзамов. – М.: Недра, 1987.
73. Круглицкий Н. Н. Основы физико-химической механики. Часть I. Киев: Вища школа, 1975.
74. Крупенников Г. А. Методы изучения горного давления и его проявлений//Горное дело: Энциклопедический справочник. Том 5. – М., 1958.
75. Крупенников Г. А. О направлениях и постановке аналитических исследований в механике горных пород//Физико-технические проблемы разработки полезных ископаемых. – 1966. – № 2.
76. Крупенников Г. А. и др. Взаимодействие массивов горных пород с крепью вертикальных выработок. – М.: Недра, 1966.
77. Крупенников Г. А. Об основных причинах нарушений крепей стволов в Донбассе/Г. А. Крупенников, Г. А. Давыдович//Уголь Украины. – 1957. – № 3.
78. Крупенников Г. А. и др. Распределение напряжений в породных массивах. – М.: Недра, 1972.
79. Крылов В. И. Изоляция поглощающих пластов в глубоких скважинах. – М.: Недра, 1980.
80. Крытов Г. М. О несущей способности крепи подземных выработок кругового и сводчатого очертания/Научные труды Харьковского горного ин-та. – Харьков: Изд-во Харьковского Гос. ун-та, 1960.
81. Кульчицкий Л. И. Роль воды в формировании свойств глинистых пород. – М.: Недра, 1975.
82. Кульчицкий Л. И. Влияние аномальной вязкости поровых растворов в микрокапиллярах глин на процесс диффузионного переноса ионов/Л. И. Кульчицкий, Ю. Г. Ткаченко//Коллоидный журнал. – 1975. – № 5, XXXVII.
83. Кульчицкий Л. И., Усъяров О. Г. Физико-химические основы формирования свойств глинистых пород. – М.: Недра, 1981.
84. Лаптев Ф. Ф. Взаимодействие растворов силиката натрия с глинами//Борьба с обвалами при бурении нефтяных скважин. – ОНТИ НКТП СССР, 1937.
85. Лаптев Ф. Ф. Определение размокаемости глин/Ф. Ф. Лаптев, В. С. Шаров//Нефтяное хозяйство. – 1934. – № 11.
86. Леонидов В. И. Влияние давления и температуры на взаимодействие промысловых жидкостей с глинистыми породами/В. И. Леонидов, К. Ф. Жигач, Л. К. Мухин//Нефть и газ: Изв. высш. учеб. заведений. – 1962. – № 5.

87. Леонов Е. Г. О физико-химическом воздействии бурового раствора на напряженно-деформированное состояние горных пород в стенках скважин/Е. Г. Леонов, В. С. Войтенко//Геология и разведка. – 1977. – № 3.
88. Лехницкий С. Г. Определение напряжений в упругом изотропном массиве вблизи вертикальной цилиндрической выработки круглого сечения//Изв. АН СССР, ОНТ. – 1938. – № 7.
89. Линевский А. А. Борьба с обвалами в бурящихся скважинах. – БТЭН ЦИМнефть, 1949.
90. Линевский А. А. Глинистые растворы в бурении. – Баку, 1940.
91. Лопатин В. А. Влияние гидравлического давления на устойчивость глинистых пород при бурении скважин/В. А. Лопатин, Л. К. Мухин, К. Ф. Жигач//Нефть и газ: Изв. высш. учеб. заведений. – 1964. – № 6.
92. Лопатин В. А. К вопросу устойчивости глинистых пород при бурении глубоких скважин с высокими забойными температурами/В. А. Лопатин, Л. К. Мухин, К. Ф. Жигач//Нефть и газ: Изв. высш. учеб. заведений. – 1964. – № 7.
93. Максимов А. П. О величине горного давления на крепь шахтного ствола и о толщине крепи//Шахтное строительство. – 1958. – № 7.
94. Малачиханов Т. Б., Матаев Г. А. Влияние скорости спуска обсадных колонн на целостность ствола скважины//Нефтяная и газовая промышленность Средней Азии: Сб. ст., выпуск 5. – Ашхабад: ТуркмениНТИ, 1967.
95. Мамедов А. А. К вопросу смятия обсадных колонн/А. А. Мамедов, Н. М. Алиев//Азербайджанское нефтяное хозяйство. – 1984. – № 5.
96. Маньковский Г. И. Горная геомеханика и теория состояния горных пород//Вестн. АН СССР. – 1963. – № 5.
97. Маскет М. Физические основы технологии добычи нефти. – М.: Гостехиздат, 1953.
98. Матвеев Б. В., Карташов Ю. М., Беллад И. Г. Руководство по испытаниям горных пород на боковой распор. – Л.: Изд-во ВНИМИ, 1969.
99. Медведский Р. И. Строительство и эксплуатация скважин на нефть и газ в вечномёрзлых породах. – М.: Недра, 1987.
100. Методика глушения скважин при газонефтепроявлениях. – М., 1979.
101. Методика предупреждения осложнений при бурении скважин. – Саратов: Нижне-Волжский НИИ геол. и геофиз., 1982.
102. Минеев Б. П., Сидоров Н. А. Практическое руководство по испытанию скважин. – М.: Недра, 1981.
103. Михайлов Н. И. Выделение закольматированных пластов комплексом промыслово-геофизических методов/Н. И. Михайлов, Р. А. Резванов, А. И. Леонидова//Нефтегазовая геология и геофизика. – 1976. – № 7.
104. Мовсумов и др. О возможности реализации осмотических процессов при бурении скважин//Нефть и газ: Изв. высш. учеб. заведений. – 1972. – № 2.

105. Мотаев Г. А. О сопротивляемости обсадных колонн внешнему давлению в неустойчивых породах/Г. А. Мотаев, И. И. Падва, А. П. Уланкин, Т. Б. Малачиханов//Нефть и газ: Изв. высш. учеб. заведений. – 1984. – № 8.
106. Мухин Л. К. Буровые растворы на углеводородной основе для бурения в осложненных условиях и вскрытия продуктивных стволов: Автореф. докт. дис. – М., 1971.
107. Мухин Л. К. Влияние буровых растворов на пластическое течение искусственных образцов солей NaCl и KCl/Л. К. Мухин, В. М. Соловьев//Бурение. – 1971. – № 5.
108. Мухин Л. К. Приготовление искусственных кернов горных пород/Л. К. Мухин, В. М. Соловьев//Бурение. – 1970. – Выпуск 1.
109. Мухин Л. К. Физико-химическая модель пристволенной зоны скважины, пробуренной в неустойчивых отложениях/Л. К. Мухин, В. М. Соловьев, В. Н. Глабунченко//Бурение. – 1980. – № 6.
110. Мыслюк М. А. О выборе величины депрессии при испытании трещинных коллекторов в процессе бурения/М. А. Мыслюк, В. Г. Ясов, Р. С. Яремичук//Нефть и газ: Изв. высш. учеб. заведений. – 1983. – № 7.
111. Нарушения обсадных колонн в соленосных отложениях/Г. А. Стрелец, Б. С. Филатов, В. З. Лубан, Ю. А. Еремеев//Нефтяное хозяйство. – 1970. – № 2.
112. Овнатанов Г. Т. Вскрытие и обработка пласта. – М.: Недра, 1964.
113. Овнатанов Г. Т. Вскрытие и обработка пласта. – М.: Недра, 1970.
114. Орлов Л. И. и др. Влияние промывочной жидкости на физические свойства коллекторов нефти и газа. – М.: Недра. – 1975.
115. Панасюк В. В. О важнейших задачах исследований по физико-химической механике конструктивных материалов//ФХММ. Том 10. – 1974. – № 4.
116. Партон В. З., Черепанов Г. П. Механика разрушения//Механика в СССР за 50 лет. Том 3. – М.: Наука, 1972.
117. Покровский Г. Н. Исследование устойчивости буровых скважин в лабораторных моделях/Г. Н. Покровский, И. В. Федоров//Изв. АН СССР, ОТН. – 1939. – № 2.
118. Покровский Н. М. О толщине крепи стволов вертикальных шахт//Уголь. – 1947. – № 5.
119. Проскуряков К. М. и др. Физико-механические свойства соляных пород. – Л.: Недра, 1973.
120. Протодяконов М. М. Давление горных пород на рудничное крепление. Гл. I. Давление горных пород. – Гонти, 1931.
121. Протодяконов М. М. Давление горных пород на рудничную крепь. – Екатеринбург, 1907.
122. Проявкин Е. Т. Давление горных пород и крепь стволов. – Углетехиздат, 1958.

123. Развитие исследований адсорбционного понижения прочности твердых тел в работах П. А. Ребиндера и его школы/Е. Д. Шукин, Ю. В. Горюнов, Н. В. Перцов, Л. С. Брюханова//ФХММ. Том 14. – 1978. – № 4.
124. Райтбурд Ц. М. Современные представления о системе «глинистые минералы – катионы – связанная вода»/Ц. М. Райтбурд, М. В. Слонимская//Связанная вода в дисперсных системах, выпуск 1. – М.: МГУ, 1970.
125. Расизаде Я. М., Курбанов С. Г. Гидравлический разрыв пласта и вопросы осложнений при бурении скважин. – Азнефтеиздат, 1960.
126. Ребиндер П. А. Поверхностно-активные вещества, их значение и применение в нефтяной промышленности//Применение поверхностно-активных веществ в нефтяной промышленности. – М.: Ростоптехиздат, 1961.
127. Ребиндер П. А. Поверхностные явления в дисперсных системах//Коллоидная химия. Том 1. – М.: Наука, 1978.
128. Ребиндер П. А. Физико-химическая механика. – М.: Знание. Сер. IV. – 1958. – №№ 39, 40.
129. Ребиндер П. А. Физико-химическая механика//Коллоидная химия. Том 2. – М.: Наука, 1979.
130. Ребиндер П. А. Физико-химия флотационных процессов. – М., Свердловск: ГОСИНТИ, 1963.
131. Ребиндер П. А. и др. Понизители твердости в бурении. – М., Л.: Изд-во АН СССР, 1944.
132. Ребиндер П. А., Шукин Е. Д. Поверхностные явления в твердых телах в процессах их деформации и разрушения: (Успехи физических наук). Том 108. Выпуски 1-4. – М., 1972.
133. Руппенейт К. В. и др. Расчет крепи шахтных стволов. – М.: Изд-во АН СССР, 1962.
134. Сеид-Рза М. К. и др. Устойчивость стенок скважин. – М.: Недра, 1981.
135. Семенов Ю. В., Войтенко В. С. и др. Испытание нефтегазоразведочных скважин в колонне. – М.: Недра, 1983.
136. Сидоровский В. А. Вскрытие пластов и повышение продуктивности скважин. – М.: Недра, 1978.
137. Симоненков Н. Д. Влияние диаметра бурения и фактора времени на процесс кавернообразования/Н. Д. Симоненков, А. И. Тованец, Г. И. Журавлев и др.//Вопросы геологии и бурения нефтяных и газовых скважин: Сб. ст., выпуск 2. – Элиста, 1972.
138. Симонянц Л. Е. Исследование статической прочности пристволенной части необсаженной скважины/Л. Е. Симонянц, С. А. Кеворков, Н. И. Фесенко//Нефть и газ: Изв. высш. учеб. заведений. – 1970. – № 9.
139. Смехов Е. М. Закономерности развития трещиноватости горных пород и трещинные коллекторы. – Л.: Гостоптехиздат, 1961.
140. Сорочан Е. А. Строительство сооружений на набухающих грунтах. – М.: Стройиздат, 1974.

141. Спивак А. И., Попов А. Н. Разрушение горных пород при бурении скважин. – М.: Недра, 1979.
142. Справочник физических констант горных пород. – М.: Недра, 1969.
143. Стасюк М. Е. Выбор оптимального режима эксплуатации скважин в сложнопостроенных коллекторах/М. Е. Стасюк, В. А. Коротенко//Нефть и газ: Изв. высш. учеб. заведений. – 2001. – № 6.
144. Степанянц А. К. Вскрытие продуктивных пластов. – М.: Недра, 1968.
145. Стрелец Г. А. Нарушение обсадных колонн в соленосных отложениях/Г. А. Стрелец, Б. С. Филатов, В. З. Zubин, Ю. А. Еремеев//Нефтяное хозяйство. – 1970. – № 2.
146. Терентьев В. Д. Деформация обсадных колонн в толще каменной соли. – М.: ВНИИОЭНГ, 1980.
147. Тимофеев Н. С. Перспективы технологии бурения глубоких разведочных скважин опережающим стволом/Н. С. Тимофеев, М. И. Ворожбитов, Д. М. Губерман//Нефтяное хозяйство. – 1971. – № 8.
148. Тимофеев Н. С. и др. Усталостная прочность стенок скважин. – М.: Недра, 1972.
149. Томир Дж. Неустойчивое поведение глинистых пород в стволе скважины и его регулирование путем соответствующих параметров глинистого раствора//IV Международный конгресс. Том 2. – ГТИ, 1956.
150. Триацкий В. М. Определение скорости сужения стенок скважин, сложенных сжимаемыми вязкопластичными породами/В. М. Триацкий, Е. Г. Леонов//Горный журнал. – 1980. – № 5.
151. Трофимук А. А. К вопросу об оценке емкости трещиноватых нефтяных коллекторов//Нефтяное хозяйство. – 1955. – № 7.
152. Федорцов В. К. Прогнозирование давления гидравлического разрыва пород при сооружении глубоких скважин в Западной Сибири/В. К. Федорцов, А. П. Клевцур, В. Н. Нестеров, В. Т. Питкевич и др.//Совершенствование геологопромысловых исследований при испытании промысловых пластов: Сб. науч. тр. ЗапСибНИГНИ, выпуск 127. – Тюмень, 1978.
153. Фертль У. Х. Аномальные пластовые давления. – М.: Недра, 1980.
154. Христианович С. А. Исследование механизма гидравлического разрыва пласта//Труды ИГРГИ. Том 2. – М.: Изд-во АН СССР, 1960.
155. Цимбаревич П. М. О величинах горного давления в вертикальной выработке//Горный журнал. – 1933. – № 9.
156. Цитович Н. А. Механика грунтов. – М.: Высшая школа, 1979.
157. Чаповский Е. Г. Лабораторные работы по грунтоведению и механике грунтов. – М.: Недра, 1975.
158. Шамсиев А. А. Обвалы пород при бурении нефтяных и газовых скважин. – Баку: Азнефтеиздат, 1955.
159. Шантарин В. Д., Войтенко В. С. Физико-химия дисперсных систем. – М.: Недра, 1990.

160. Шацов Н. И. и др. Бурение нефтяных и газовых скважин. – М.: Гостоптехиздат, 1961.
161. Шевцов В. Д. Регулирование давления в бурящихся скважинах. – М.: Недра, 1984.
162. Шевяков Л. Д. Заметки о теории горного искусства//Горный журнал. – 1931. – № 7.
163. Шевяков Л. Д. Изб. груды. Тома 1-2. – М., 1968.
164. Шейттергер А. Э. Физика течения жидкости через пористые среды. – М.: Гостоптехиздат, 1960.
165. Шерстнев Н. М. К вопросу изучения причин обвалов//Азербайджанское нефтяное хозяйство. – 1956. – № 6.
166. Шищенко Р. И., Швейцер З. П.//Азербайджанское нефтяное хозяйство. – 1936. – № 4.
167. Яремичук Р. С., Качмар Ю. Д. Вскрытие продуктивных горизонтов и освоение скважин. – Львов: Вища школа/Изд-во при Львовском Ун-те, 1982.
168. Яремичук Р. С., Семак Г. Г. Обеспечение надежности и качества стволов глубоких скважин. – М.: Недра, 1982.
169. Ясашин А. М. Вскрытие, опробование и испытание пластов. – М.: Недра, 1979.
170. Ясов В. Г., Мыслук М. А. Об установившейся фильтрации несжимаемой вязкой жидкости в деформируемом трещиноватом пласте. – Львов: НТС. Высш. школа, 1980. – № 7.
171. А.с. 1030540 СССР, МКИ Е 21 В 43/28, 1980. Способ подземного выщелачивания подземных ископаемых/А. И. Бажал, В. А. Мамилев и др. (СССР).
172. А.с. 1240112 СССР, МКИ Е 21 В 43/25, 43/28, 1983. Способ повышения проницаемости горных пород/В. В. Ржевский, Л. И. Кантович и др. (СССР).
173. А.с. 1701896 СССР, МКИ Е 21 В 43/28, 43/25, 1989. Способ повышения проницаемости горных пород на месте залегания и устройство для его осуществления/А. И. Бажал, А. И. Зюгин и др. (СССР).
174. А.с. 1221307 СССР, МКИ Е 21 В 7/00. Способ ликвидации нефтегазопроявлений в скважине/О. Ю. Бергштейн, М. А. Великосельский, А. М. Киреев и др. (СССР). – № 3775662/22-03: Заявлено 27.07.1984; Оpubл. 30.03.1986. Бюл. № 12.
175. А.с. 1680943 СССР, МКИ Е 21 В 21/08. Способ бурения скважин/В. С. Войтенко, О. Б. Качалов, А. М. Киреев и др. (СССР). – № 4703404/03: Заявлено 09.06.1989; Оpubл. 30.09.1991. Бюл. № 36.
176. Патент 2815, Республика Беларусь, МКИ Е 21 В 43/28, 43/25. Способ повышения проницаемости пластов и устройство для его осуществления/В. В. Войтенко, В. С. Войтенко и др. (Республика Беларусь). – № 961101: Заявлено 03.12.1996; Оpubл. 30.06.1999.

177. Патент 2060353 РФ, МПК Е 21 В 21/00. Способ кольматации стенок скважин/О.В. Воинов, А.М. Киреев, Л.Н. Тетеревятников (Россия). – № 93003239/03: Заявлено 18.01.1993; Опубл. 20.05.1996. Бюл. № 14.
178. Патент 2065024 РФ, МПК Е 21 В 21/00. Способ бурения с кольматацией/О.В. Воинов, А.М. Киреев, Л.Н. Тетеревятников (Россия). – № 930087882/03: Заявлено 16.02.1993; Опубл. 08.10.1996. Бюл. № 37.
179. Hofer K. The results of reological studies potach mines International Cong. on Strata Control, 4-th, N.-Y., 4-8V, 1964.
180. Hofer K. Untersuchungen über Verformungen um Hohlräume im visco-elastisch-plastischen Medien. Bergakademie, 1964, №3, BA-16.
181. Kutilek M. A New Method for Soil Specific Surface Determination. Ustav vedecotechiekyen Informaci MZLVH rochik (XXXV) Rostlinna Vyroba, 1962, № 6.
182. Mohr F. Gebirgsdruck und Aucbau. "Glükanf", 1952, Babb, Nr 27/2b.
183. Parker J. How Moisture Affects Mine Openings. Engineering and Mining Journal, 1966, v. 167, № 11.
184. Przibram K. Über die Rekristallisation des Stein-Saalzes. Zeitschrift für Physik, 1931, v. 67.
185. Salustowicz A. Neue Anschauung über den Spannung und Fermänderungszustand im Gebirge in der Nachbarschaft bergmünischer Hohlräume. Internationale Gebirgsdrucktagung 1958, Leipzig, Vorträge, S.5, bis 11. Dt. Akad. Wiss. Berlin-Sebt Bergbau-Berlin Akad. verl. 1958.
186. Voitenko V.S./Applied geomechanics in drilling. – Oxford IBH Publishing Co. PVT Ltd. New delhi, Bombay. Calcutta, 1995.
187. Патент 2139408 РФ, МПК Е 21 В 33/12. Механический пакер/В.В. Кислицин, С.Г. Малицкий, Н.Н. Светашов, А.М. Киреев (Россия). – № 98110092/03: Заявлено 25.05.1998; Опубл. 10.10.1999. Бюл. № 28.
188. Патент 2148700 РФ, МПК Е 21 В 33/12. Механический пакер/В.Д. Холодюк (Украина), А.М. Киреев, В.В. Кислицин, Н.Н. Светашов (Россия). – № 98113542/03: Заявлено 07.07.1998; Опубл. 10.05.2000. Бюл. № 13.
189. Патент 2128279 РФ, МПК Е 21 В 33/12. Надувной гидравлический пакер/В.В. Кислицин, Н.Н. Светашов, В.П. Сыропятов, А.М. Киреев (Россия). – № 97110144/03: Заявлено 16.06.1997; Опубл. 27.03.1999. Бюл. № 9.
190. Патент 2175048 РФ, МПК Е 21 В 23/00. Противополетное устройство/А.М. Киреев, Н.Н. Светашов, А.К. Бондаренко, С.Г. Малицкий (Россия). – № 2000101223/03: Заявлено 12.01.2000; Опубл. 20.10.2001. Бюл. № 29.
191. Патент 2187698 РФ, МПК F 04 В 41/00, 41/06. Передвижная азотно-компрес-сорная станция/Ю.Г. Антониади, А.М. Киреев, Н.Н. Светашов (Россия). – № 2001109583/06: Заявлено 09.04.2001; Опубл. 20.08.2002. Бюл. № 23.

СОДЕРЖАНИЕ

ПРЕДИСЛОВИЕ	3
--------------------------	----------

ВВЕДЕНИЕ	5
-----------------------	----------

ОСНОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ	8
-----------------------------------	----------

ГЛАВА 1

Прогнозирование проявлений горного давления	9
--	----------

1.1 Общие сведения	9
1.2 Краткий обзор гипотез горного давления	13
1.3 Анализ данных о состоянии вертикальных шахтных стволов и сопоставление расчетных методов	29

ГЛАВА 2

Напряженно-деформированное состояние

горных пород около скважины	39
--	-----------

2.1 Напряженное состояние нетронутого горного массива.....	39
2.2 Гипотеза проявлений горного давления в скважине.....	45
2.3 Прогноз смещения стенок скважины.....	52
2.3.1 Расчетная схема.	52
2.3.2 Определение размеров предельной области	53
2.3.3 Расчет скорости сужения ствола при аппроксимации горных пород несжимаемой вязкопластической средой.....	56
2.3.4 Расчет скорости сужения ствола при аппроксимации горных пород сжимаемой вязкопластической средой.....	57
2.4 Сопоставление результатов теоретических исследований с про-мысловыми наблюдениями.....	61

ГЛАВА 3**Реологические свойства горных пород**

и методы их определения.....	66
3.1 Общие сведения	66
3.2 Характеристика структурных связей в горных породах.....	67
3.3 Прочность горных пород	72
3.4 Реологические модели и уравнения.....	78
3.5 Определение реологических свойств горных пород при простом нагружении	84
3.6 Определение реологических свойств горных пород с моделированием сложного напряженного состояния.....	95
3.7 Определение предела текучести и вязкости горных пород по данным натурных исследований	101
3.8 Построение паспорта прочности горных пород	103
3.9 Влияние температуры, влажности и примеси глины на реологические свойства каменной соли	105

ГЛАВА 4**Элементы физико-химической механики горных пород**

4.1 Поверхностная энергия	117
4.2 Адсорбция на границе «твердое тело – жидкость»	120
4.3 Мицеллообразование и катионный обмен	123
4.4 Смачивание и капиллярное давление	127
4.5 Формы связи воды в горных породах	131
4.5.1 Механизм образования связанной воды.....	132
4.5.2 Прочносвязанная вода.....	135
4.5.3 Слабосвязанная вода	139
4.5.4 Кристаллизационная и химически связанная вода	142
4.6 Диффузия и осмотические явления в горных породах	143
4.7 Расклинивающее давление тонких слоев воды	149
4.8 Адсорбционное разупрочнение горных пород	153

ГЛАВА 5**Физико-химические явления в процессах деформации**

и разрушения горных пород	161
5.1 Скважина как термодинамическая система	161
5.2 Энергетика влаги в системе «скважина — горный массив»	165
5.3 Экспресс-метод оценки энергии связи влаги в дисперсной среде бурового раствора.....	172

5.4 Влияние энергии связи влаги на механические свойства глинистых пород	174
5.5 Влияние осмотического массопереноса на деформацию и разрушение горных пород	176
5.6 Зависимость устойчивости глинистых пород от количества прочносвязанной воды	179
5.7 Закономерности поглощения ионов из водных растворов электролитов.....	183
5.8 Понижение прочности горных пород с различными структурными связями в жидких средах	186
5.9 Влияние скорости пропитки и диэлектрической проницаемости жидкой среды на понижение прочности горных пород	193
5.10 Роль растворения в понижении прочности горных пород с необратимыми связями.....	199
5.11 Набухание и его влияние на устойчивость глинистых пород.....	205

ГЛАВА 6**Управление устойчивостью горных пород**

в стенках скважины	217
6.1 Краткий исторический обзор.....	217
6.2 Определение необходимой плотности бурового раствора.....	226
6.3 Оценка разупрочняющего действия бурового раствора.....	229
6.4 Борьба с тяжелыми формами проявления горного давления в открытом стволе заменой бурового раствора.....	238
6.5 Уменьшение скорости сужения ствола скважины удалением горных пород из предельной области.....	243
6.6 Управление кавернообразованием.....	247
6.7 Необходимость учета циклических термогидродинамических нагрузок	253
6.8 Номограмма оценки устойчивости горных пород в стенках скважины	256
6.9 Управляемое кольматирование стенок скважин	258

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	266
-------------------------------	------------