

В. С. ВОЙТЕНКО

УПРАВЛЕНИЕ ГОРНЫМ ДАВЛЕНИЕМ ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН



МОСКВА «НЕДРА» 1985

Войтенко В. С. Управление горным давлением при бурении скважин. — М.: Недра, 1985.—181 с.

Посвящена актуальной проблеме — борьбе с нарушениями устойчивости стенок скважин. Рассмотрены вопросы управления горным давлением в скважинах с использованием основных положений и методов горной и физико-химической механики. Изложен механизм проявления горного давления в скважинах. Проанализировано влияние различных факторов на физико-механические свойства горных пород, характер и интенсивность проявления горного давления в скважинах. Предложены инженерные способы управления горным давлением: методика выбора бурового раствора; удаление породы из предельной области; направленное использование кавернообразования; предупреждение нарушений обсадных колонн.

Для инженерно-технических работников буровых предприятий нефтяной и газовой промышленности.

Табл. 15, ил. 68, список лит. — 42 назв.

Рецензент — канд. техн. наук *Б. В. Байдюк (ВНИИБТ)*.

ПРЕДИСЛОВИЕ

Бурение скважин на нефть, газ и другие виды минерального сырья связано с нарушением естественного состояния горных пород. Неизбежным следствием такого нарушения являются механические процессы в породных массивах, обусловленные проявлениями горного давления. В зависимости от определяющих факторов проявления горного давления могут заканчиваться либо на стадии формирования нового локального поля напряжений около скважины, либо образованием в пристволенной зоне некоторой предельной области (области пониженных напряжений), в которой горные породы могут претерпевать все виды неупругих деформаций — от хрупкого разрушения до вязкопластического течения. Последний, наиболее тяжелый вид проявления горного давления сопровождается изменением формы и размеров поперечного сечения ствола скважины и, как следствие, кавернообразованием, проработками, затяжками, прихватами и нарушениями бурильных и обсадных колонн.

Работы по борьбе с этими осложнениями длительны, трудоемки, требуют больших материальных затрат и нередко заканчиваются потерей скважины. Управляя горным давлением, т. е. направленно изменяя напряженно-деформированное состояние горных пород около скважины, можно предупредить эти осложнения или существенно снизить затраты на их ликвидацию.

Детальные наблюдения за проявлениями горного давления при бурении глубоких скважин должны преследовать три основные цели: районирование, т. е. указание и картирование степени опасности районов буровых работ в отношении возможности возникновения тяжелых форм проявлений горного давления с привязкой их к определенным комплексам пород; поиски путей прогноза проявлений горного давления в отдельных скважинах по глубине и интенсивности; предупреждение и предотвращение последствий проявлений горного давления.

Горное давление, исследование различных форм его проявления составляет предмет горной геомеханики — науки о механических свойствах породных массивов и механических процессах, происходящих в них при ведении горных работ. Вопросы управления горным давлением, базирующиеся на положениях этой науки, в наибольшей степени разработаны в горном деле, прежде всего из-за необходимости обеспечения безопасных условий для работающих в подземных горных выработках. Однако прямой перенос в практику бурения имеющихся в этой области решений невозможен.

В глубоком бурении проблема управления горным давлением приобретает новое звучание. Если в горном деле она сводится

В основном к поддержанию подземных выработок изменением их конфигурации, геометрических размеров и прочности крепей, то применительно к бурению рассматривается новый аспект этой проблемы — направленно воздействовать на напряженно-деформированное состояние горных пород около скважины можно не только изменением ее конструкции и времени проводки, но и противодействием бурового раствора, а также регулированием физико-химических процессов при взаимодействии его с горными породами. Если влияние плотности бурового раствора на напряженно-деформированное состояние горного массива около скважины понятно и поддается хотя бы приближенной количественной оценке, то физико-химическая сторона этой проблемы остается еще не решенной.

Физико-химическое взаимодействие бурового раствора с горными породами есть физико-химия явлений и процессов, протекающих на поверхностях раздела фаз твердое тело — жидкость и в объеме этих фаз. Поэтому разработка способов управления горным давлением в буровых скважинах должна осуществляться не только на базе фундаментальных положений науки о горном давлении, но и с учетом достижений и методов физико-химической механики, которые позволяют установить зависимости механических свойств горных пород, особенностей протекающих в них процессов деформации и разрушения от совокупности механических факторов, температуры, состава, структуры и физико-химического взаимодействия с окружающей средой.

На характер и интенсивность проявлений горного давления влияют многие факторы. Некоторые из них действуют постоянно и повсеместно, другие — временно и локально. Многие из этих факторов пока не поддаются количественной оценке. Поэтому задача управления горным давлением должна решаться в первую очередь путем выяснения качественной стороны процессов и явлений, происходящих около скважины, с тем чтобы установить, какие из действующих факторов являются главными и какими из них в данных условиях можно пренебречь. Полученные представления о механизме этих процессов могут служить основанием для разработки методов количественных оценок.

Проблема управления горным давлением применительно к задачам глубокого бурения является многогранной. Она предполагает разработку научных основ и методов влияния на напряженно-деформированное состояние горного массива не только с целью поддержания устойчивости стенок скважины, но и для создания благоприятных условий разрушения горных пород на забое, получения и интенсификации притоков нефти и газа из продуктивных пластов.

В настоящей работе была поставлена задача: на базе методов и результатов горной и физико-химической механики выявить качественные особенности механических процессов, характер и интенсивность их проявления в пристволенной зоне в зависимости от определяющих факторов и показать возможность раз-

работки и эффективного применения в практике бурения инженерных способов управления горным давлением, чтобы сохранить целостность открытых и закрепленных стволов буровых скважин. В связи с поставленной задачей был проведен критический анализ состояния проблемы, на основании которого для изложения в книге были отобраны методы и результаты, представляющие, по мнению автора, наибольший интерес для проводки скважин.

В основу книги положены результаты исследований автора, выполненных за последние 10 лет в БелНИГРИ, ВНИГНИ и под руководством Б. С. Филатова и Е. Г. Леонова в МИНХ и ГП.

ОСНОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

p_r — горное давление	η_c — пластическая вязкость горной породы при сдвиге
p_p — давление столба бурового раствора	η_o — пластическая вязкость горной породы при одноосном сжатии
ρ_n — плотность горной породы	η_m — пластическая вязкость горной породы по методу шарика
ρ_p — плотность бурового раствора	R — радиус предельной области
g — ускорение свободного падения	a — начальный радиус ствола скважины
μ — коэффициент Пуассона	r — текущий радиус
φ — угол внутреннего трения горной породы	h — глубина залегания породы
λ — коэффициент бокового распора	$\sigma_z, \sigma_\theta, \sigma_r$ — главные нормальные напряжения соответственно осевое, кольцевое, радиальное
τ_T — предел текучести горной породы при сдвиге	σ_o, σ_p — прочность породы в условиях одноосного сжатия и растяжения соответственно
σ_T — предел текучести горной породы при одноосном сжатии	
C — напряжение сцепления горной породы	
m — коэффициент разрыхления горной породы при переходе в предельное состояние	

1. РАЗВИТИЕ ТЕОРЕТИЧЕСКИХ ПРЕДСТАВЛЕНИЙ О ГОРНОМ ДАВЛЕНИИ

Исследование проблемы рационального управления горным давлением — одно из главных самостоятельных направлений горной геомеханики (или механики горных пород). В настоящее время эта проблема в наибольшей степени изучена в горном деле. Интенсивность и глубина исследований вопросов горного давления в этой отрасли промышленности объясняются прежде всего повышенными требованиями к обеспечению безопасных условий для работающих в горных выработках, широкими возможностями проверок выдвигаемых гипотез путем визуальных наблюдений и инструментальных измерений, а также большими объемами работ и значительным периодом развития шахтостроительства сравнительно с бурением глубоких скважин.

Буровая скважина представляет собой разновидность вертикальной подземной горной выработки цилиндрической формы. От других подземных выработок она отличается рядом характерных признаков. При сравнительно малых поперечных размерах длина ее ствола измеряется тысячами метров. Горные породы на забое скважины разрушаются без доступа человека. На напряженно-деформированное состояние горных пород в окрестности скважины большое влияние оказывает буровой раствор, используемый для промывки.

Тем не менее, при современном уровне знаний трудно представить причины, которые могли бы обусловить различия в характере напряжений и деформаций горного массива около буровых скважин и вертикальных шахтных стволов. Например, широко используемая в теоретических исследованиях горного давления гипотеза плоских сечений справедлива в применении ко всем вертикальным выработкам. Все это имеет важное практическое значение, так как позволяет использовать разработки, имеющиеся в горном деле, для решения задач управления горным давлением при бурении нефтяных и газовых скважин. Современные достижения науки о горном давлении базируются на фундаментальных теоретических исследованиях отечественных и зарубежных ученых.

Эти исследования начались сравнительно недавно — с появления в 1907—1908 гг. работ М. М. Протодяконова и А. Леона. С тех пор на основе развития и изменения теоретических предпосылок и применяемых методов создавались все более близкие к действительности схемы напряженно-деформированного состояния горного массива в окрестности горной выработки.

Рассмотрение основных работ этого направления необходимо для правильного понимания механизма процессов, происходящих при вскрытии горного массива буровой скважиной.

1.1. ОСНОВНЫЕ МЕТОДЫ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ПРОЯВЛЕНИЙ ГОРНОГО ДАВЛЕНИЯ

Управление горным давлением возможно при наличии надежных методов прогнозирования его проявлений. Эти методы можно условно разделить на аналитические, инженерные и аналоговые.

В аналитических методах можно выделить три основных направления. Базой исследований первого направления служат гипотезы, основанные на представлениях строительной механики и сопротивления материалов. Здесь массив горных пород и крепь горной выработки рассматриваются отдельно, без учета их взаимодействия, свойства горного массива в теоретических решениях аппроксимируются сыпучей средой. В основу второго направления положена гипотеза деформаций. Здесь используются методы и теории механики сплошных сред: упругих изотропных, упругих анизотропных, вязкопластичных, упругопластичных и упругонаследственных. В исследованиях третьего направления решается упругопластическая задача с позиций потери устойчивости горного массива, сопровождающейся изменением формы выработки.

Инженерные методы исследований также можно разделить на три основных направления: базирующиеся на теории свода, эмпириоаналитические и эмпирические, использующие данные натуральных инструментальных измерений (работы ИГД им. А. А. Скочинского, ДонУГИ и др.), а также вероятностно-статистические.

Методы аналогии позволяют прогнозировать проявления горного давления до начала строительства горных выработок. Они основаны на выявлении и использовании зависимостей между геологическими, физико-механическими и производственно-техническими факторами.

Каждому из перечисленных методов прогнозирования проявлений горного давления присущи определенные преимущества и недостатки. Область применения того или иного метода 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. Аналитические методы из-за значительной идеализации горного массива часто оказываются малопригодными. В инженерных методах в большой степени учитывается реальная обстановка, поэтому они находят более широкое практическое применение. Однако эмпирический или эмпириоаналитический подход к решению задач ограничивает использование этих методов условиями отдельного объекта или геологического района.

В развитии науки о проявлениях горного давления можно выделить два существенно отличающихся этапа. На первом этапе представления о горном давлении и его природе формировались с помощью упрощенных схем — приближенных гипотез. Второй этап характеризуется применением для изучения напряженно-деформированного состояния горного массива около горной выра-

ботки и механизма взаимодействия крепи с горными породами методов механики сплошной среды.

При разработке методов прогнозирования проявлений на первом этапе горное давление принималось как некоторая статическая нагрузка, не зависящая от деформации горного массива, конструкции и материала крепи, технологии проходки и крепления выработки. Поэтому все исследования этого этапа объединены под общим названием «гипотезы сил».

На втором этапе в исследованиях преобладает «гипотеза деформаций», согласно которой деформации играют существенную роль в формировании нового поля напряжений около выработки, крепь активно взаимодействует с горным массивом и величина нагрузки на нее зависит от перемещений стенок выработки, допускаемых этой крепью. Поскольку деформации горных пород охватывают широкий диапазон от вязкого течения до хрупкого разрушения, то «гипотеза деформаций» имеет различные частные модификации, из которых наибольшее значение в настоящее время имеют гипотезы разрушения, упруговязкого деформирования и наследственной ползучести.

1.2. АНАЛИЗ ПРИБЛИЖЕННЫХ ГИПОТЕЗ ГОРНОГО ДАВЛЕНИЯ

С точки зрения строительства буровых скважин наибольший интерес представляют гипотезы восстановления естественного напряженного состояния горного массива и свода.

Гипотеза восстановления использовалась М. М. Протодяковым, П. М. Цимбаревичем, А. П. Максимовым и др. Природа горного давления в вертикальных горных выработках с привлечением гипотезы свода впервые рассматривалась в работе Л. Д. Шевякова, вышедшей в 1931 г. Он утверждал, что закономерности проявления горного давления почти не зависят от ориентирования выработки в горном массиве. Гипотезы свода для расчета давления на крепь ствола использовались в исследованиях М. Б. Бродского, К. Терцаги и др.

Предлагая методику определения толщины крепи вертикальных стволов, М. М. Протодяков в 1931 г. указывал, что «...исходя из представления о горных породах, как телах несвязанных, 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 выработки образуется сплюснутая конусообразная призма пород, которая и оказывает давление на крепь. Использование в расчетах средневзвешенного значения коэффициента крепости и аппроксимация устойчивых пород сыпучей средой является слабым местом методики. Приемлемые для практики результаты расчетов по этой методике получаются для неглубоких выработок при отсутствии в горном массиве пластов устойчивых прочных пород.

П. М. Цимбаревич считал, что проявление горного давления в виде нагрузки на крепь выработки происходит только в пластах, в которых из-за разрушения горных пород образуется область пониженных напряжений. Породы в этой области им аппроксимировались сыпучей средой. Поэтому принято, что нагрузку на крепь создают образующиеся в неустойчивых пластах сползающие призмы пород. Размеры каждой призмы определяются мощностью пласта и углом внутреннего трения разрушенной породы в области пониженных напряжений данного пласта. Считалось, что этот угол не должен превышать 45° .

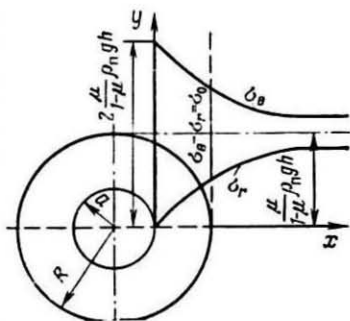


Рис. 1.1. Расчетная схема к определению радиуса пониженных напряжений (по П. М. Цимбаревичу)

Таким образом, П. М. Цимбаревич, как и М. М. Протодяконов, исходил из представления об образовании сползающей призмы, хотя и подошел к определению горного давления дифференцированно, учитывая слоистость горного массива. Он также отказался от использования средневзвешенного коэффициента крепости пород. Рассматривая породы как сыпучие среды, он их характеризует «углом внутреннего сопротивления». П. М. Цимбаревичем была также решена задача о размерах области пониженных напряжений (рис. 1.1). Для расчета принимается условие $\sigma_\theta - \sigma_r = \sigma_0$, в которое подставляются значения σ_θ и σ_r из известного решения С. Г. Лехницкого.

После преобразований получается следующее выражение для определения радиуса области пониженных напряжений:

$$R = a \sqrt{\frac{2\mu\rho_n g h}{(1-\mu)\sigma_0}}. \quad (1.1)$$

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

$$\Delta = (m-1) \left(\frac{a^2}{R^2} - 1 \right). \quad (1.2)$$

Прогрессивные для своего времени взгляды П. М. Цимбаревича на механизм проявления горного давления, его метод расчета

горного давления по основным положениям сохраняют свое значение и в настоящее время.

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

$$p_r = \frac{\rho_n g h (1 - \sin \varphi) - 2C \cos \varphi}{1 + \sin \varphi}. \quad (1.3)$$

Глубина устойчивого состояния пород рассчитывается по формуле

$$h_k = \frac{2C \cos \varphi}{\rho_n g (1 - \sin \varphi)}. \quad (1.4)$$

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

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 рис. 1.2. Если удалить крепь на участке ствола 1—2—3—4, то произойдет обрушение недостаточно прочных пород в объеме свода $ABCDE$. 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 $ABCD$ (рис. 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.

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: $p_r = \lambda \rho_n g h$.

Практика строительства и эксплуатации подземных сооружений показала, что механизм проявлений горного давления, основанный на гипотезе свода, лучше (по сравнению с гипотезой вос-

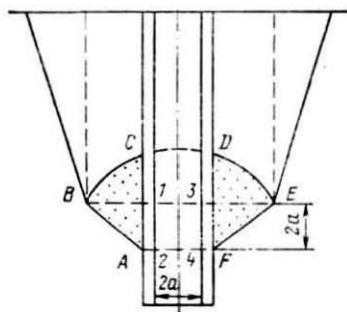


Рис. 1.2. Схема образования свода обрушения в вертикальной горной выработке (по М. П. Бродскому)

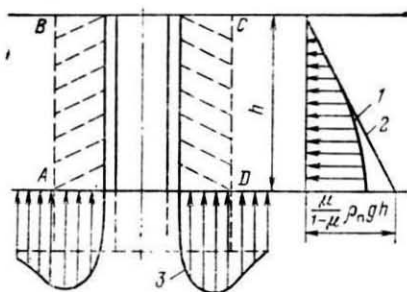


Рис. 1.3. Схема образования свода давления около вертикальной горной выработки (по К. Терцаги):
1 — давление на крепь; 2 — горизонтальные напряжения; 3 — вертикальные напряжения

становления) 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).

1.3. ИССЛЕДОВАНИЯ ФЕННЕРА — ЛАБАССА — ХИРАМАЦУ и ОКА

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 расхождение 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, характеризующейся только углом внутреннего трения. При решении использована гипотеза плоских сечений. Определение главных напряжений для принятой среды в «зоне текучести» выполнено с помощью кругов Мора. Предельное состояние породы описывается уравнением $\tau = \sigma_z \operatorname{tg} \varphi + C$, 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, $\rho_p = 2,4 \cdot 10^3$ кг/м³ и $h = 1000$ м, он получил распределение напряжений около выработки для трех значений коэффициента трения пород (рис. 1.4): $\operatorname{tg} \varphi = 0,75$ и $0,58$ (а) и $\operatorname{tg} \varphi = 0,35$ (б).

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	2,88а	6,33а	80а
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_∞ . 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 внутрен-

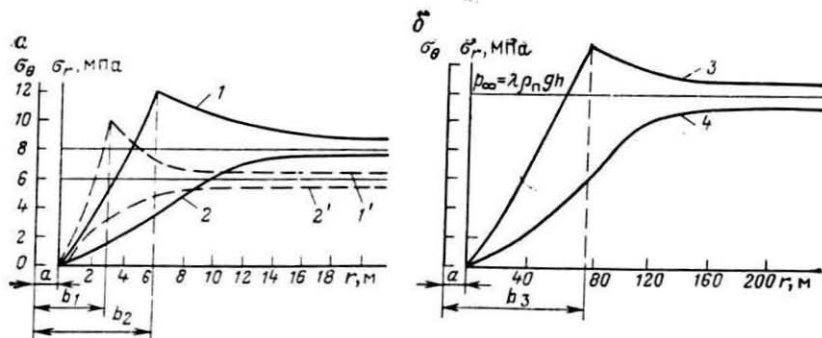


Рис. 1.4. Схема распределения напряжений около вертикальной горной выработки (по Р. Феннеру):

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

него трения пород — с его уменьшением область неупругих деформаций увеличивается.

Кроме того, размеры области неупругих деформаций зависят от глубины

$$R = a^{k-2} \sqrt{\frac{2\rho_n g h}{k(k-1)p_k}}, \quad (1.5)$$

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

$$\Delta V = (\sigma_r + \sigma_\theta + \sigma_z) \frac{m_n - 2}{m_n E}, \quad (1.6)$$

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 породы) причиной образования предельной области.

Пласты даже при невысоких коэффициентах объемного сжатия слагающих их пород аккумулируют значительную упругую энергию. 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: $\rho_p = 2,4 \cdot 10^3$ кг/м³; $\operatorname{tg} \varphi = 0,3535$; $h = 1000$ м; $a = 3$ м; $m_p = 5$; $E = 30\,000$ МПа.

В результате расчетов получено: $\Delta V = 0,00096$; $R = 480$ м; первоначальное увеличение объема на каждый метр ствола — примерно 173 м³; после уменьшения напряжений (при $p_k = 0,1$ МПа) — 96,3 м³. Разница $173 - 96,3 = 76,7$ м³ определяет количество породы, которое должно быть выдавлено в ствол выработки, 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. Лабасс 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

$$p_k = (p_\infty + C \operatorname{ctg} \varphi) (1 - \sin \varphi) \left(\frac{a}{r} \right)^{2 \sin \varphi / (1 - \sin \varphi)} - C \operatorname{ctg} \varphi. \quad (1.7)$$

Уменьшение давления на крепь с увеличением радиуса нарушенной зоны, что следует из формулы (1.7), А. Лабасс 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 определенной 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 выработку 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 впервые решена задача определения скорости сужения стенок вертикальной горной выработки. Соответствующее выражение имеет вид

$$v = B \frac{\sin \varphi}{1 + \sin \varphi} a^{\frac{-2 \sin \varphi}{1 - \sin \varphi}} (p_k - \sigma_p) \left(R^{\frac{1 + \sin \varphi}{1 - \sin \varphi}} - a^{\frac{1 + \sin \varphi}{1 - \sin \varphi}} \right), \quad (1.8)$$

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

$$R = a \left[\frac{(p_\infty - \sigma_p)(1 - \sin \varphi)}{p_k - \sigma_p} \right]^{\frac{1 - \sin \varphi}{2 \sin \varphi}}. \quad (1.9)$$

Согласно механизму проявления горного давления, предложенному Хирамацу и Ока, давление на крепь, в отличие от представлений А. Лабасса, со временем возрастает (рис. 1.5). Отмечается, что если при намерении навечно сохранить выработку рассчитать конечное давление на крепь, то оно станет равным горизонталь-

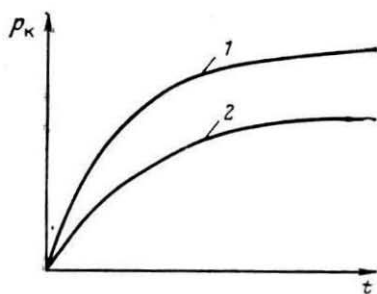


Рис. 1.5. График изменения давления на крепь во времени (по Хирамацу и Ока):

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

чения 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.

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 приближается 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 увеличивается. 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. Лабасса о самозаклинивании кусков породы и образовании сжатой оболочки в разрушенной зоне.

В последующие годы идеи Феннера — Лабасса — 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 про-

ной 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 рис. 1.5 видно, что интенсивность увели-

является в дополнительном перемещении пород и сужении сечений выработки;

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

в) статическое 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 ее 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.

1.4. ПРИЛОЖЕНИЯ ТЕОРИИ ПОЛЗУЧЕСТИ И НЕЛИНЕЙНЫХ УПРУГОВЯЗКИХ ДЕФОРМАЦИЙ К ИЗУЧЕНИЮ ГОРНОГО ДАВЛЕНИЯ

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 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

$$\left. \begin{aligned} \sigma_r(t) \\ \sigma_\theta(t) \end{aligned} \right\} = \pm \frac{a^2}{r^2} \lambda \rho_n g h; \quad \sigma_z = 0, \\ u(t) = - \frac{\bar{\mu} (1 + \bar{\mu}) a^2}{\bar{E} (1 - \bar{\mu}) r^2} \rho_n g h, \quad (1.10)$$

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

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

Анализ уравнений (1.10) 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 нагружается 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 напряжений — 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, характеризуемым упругими постоянными и ядром ползучести вида

$$\Gamma(t) = a_1 e^{-B_1 t} + a_2 e^{-B_2 t}, \quad (1.11)$$

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 раз-

работанности математического аппарата эта теория в механике горных пород применяется еще не так широко, как теория линейной наследственной ползучести.

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, определяющие его формирование, разделяют на две основных группы: действующие постоянно и повсеместно; действующие временно и локально [2, 19, 35].

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 породного 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 факторов разработаны более или менее удовлетворительно аналитические методы, 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 довольно 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 статическое, 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 (рис. 2.1), имеющий размеры, обеспечивающие эле-

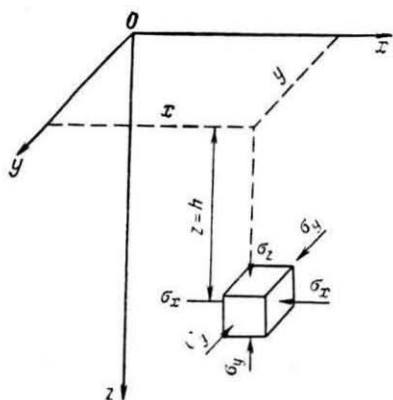


Рис. 2.1. Схема к определению напряженного состояния нетронутого горного массива

том 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, учи-

тывая, 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.

ментарный 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

$$\sigma_z = \rho_n g h, \quad \sigma_x = \sigma_y = \lambda \rho_n g h;$$

касательные напряжения

$$\tau_{xy} = \tau_{xz} = \tau_{yz} = 0. \quad (2.1)$$

Коэффициент бокового распора λ пород — важнейшая характеристика, определяющая распределение напряжений в нетрону-

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 $\lambda_y, \lambda_x, \lambda_z, \lambda_{xz}, \lambda_{xy}, \lambda_{zy}$ 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

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

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

$$\sigma_z = \int_0^h \gamma(z) dz + \sigma_z^*, \quad \sigma_y = \lambda_y \sigma_z + \sigma_y^*, \quad \sigma_x = \lambda_x \sigma_z + \sigma_x^*,$$

$$\tau_{xz} = \lambda_{xz} \sigma_z + \tau_{xz}^*, \quad \tau_{xy} = \lambda_{xy} \sigma_z + \tau_{xy}^*, \quad \tau_{zy} = \lambda_{zy} \sigma_z + \tau_{zy}^*, \quad (2.14)$$

где $\lambda_y, \lambda_x, \lambda_{xz}, \lambda_{xy}, \lambda_{zy}$ определяются с помощью формул (2.6) и (2.7); $\sigma_z^*, \sigma_x^*, \sigma_y^*, \tau_{xz}^*, \tau_{xy}^*, \tau_{zy}^*$ — 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. МЕХАНИЗМ ПРОЯВЛЕНИЯ ГОРНОГО ДАВЛЕНИЯ В СКВАЖИНЕ

На основании изложенных исследований можно дать следующую картину механизма проявления горного давления в скважине.

Горные породы в массиве всегда находятся в напряженном состоянии, количественной мерой которого является горное давление. Основным фактором, формирующим начальное поле напряжений горного массива, является сила тяжести.

Напряженное состояние горных пород связано с определенным запасом потенциальной упругой энергии, количество которой пропорционально объему и глубине залегания породы.

Переходя из одного напряженного состояния в другое, горные породы накапливают или отдают эту энергию, в последнем случае производится работа по перемещению частиц породы. Эти перемещения могут осуществляться или только около положения равновесия (происходить в пределах упругой деформации), или сопровождаться необратимыми деформациями. Горные породы рассматриваются как квазипластический материал, т. е. принимается, что их необратимое деформирование сопровождается нарушением сплошности: образованием микро- и макротрещин и разрывов; в пределах упругих деформаций могут образовываться микротрещины, «залечивающиеся» при снятии нагрузки. Работа по перемещению частиц породы приводит к уменьшению упругой энергии пласта в пределах влияния скважины.

Исходным также является представление о существовании в не-

тронутом горном массиве в большинстве случаев простого поля напряжений, сформированного в условиях приближенной изостазии. Причем последняя рассматривается как общая тенденция к равновесному состоянию квазипластических горных пород в гравитационном поле. Допускается, что в малых объемах горные породы могут быть структурно-неоднородными, а в больших объемах — в виде однородного материала, плотность которого зависит от глубины залегания. В нетронутом горном массиве при отсутствии современных тектонических движений уже на небольших глубинах горные породы находятся приближенно в состоянии равномерного всестороннего сжатия, т. е. их напряженное состояние может быть охарактеризовано как гидростатическое.

Если в процессе геологического развития это состояние по каким-либо причинам и нарушается, то за длительное время в результате квазипластических деформаций равновесное состояние восстанавливается. Правомерность этого положения для так называемых слабых малопрочных пород, с которыми связаны наиболее сильные и нежелательные формы проявления горного давления в буровых скважинах, не вызывает особых возражений. В результате приспособления к условиям всестороннего гидростатического сжатия горные породы приобретают соответствующие устойчивые свойства, в том числе определенную плотность и запас упругой энергии.

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

Перераспределение около горной выработки ранее существовавших напряжений — фундаментальное положение теории горного давления. Природные факторы так же, как и в случае нарушения равновесия тектоническими силами, начинают работу по восстановлению состояния изостазии. Из-за концентрации напряжений этот процесс около скважины идет более интенсивно, причем главное заключается не столько в повышении напряжений, сколько в том, что их распределение становится существенно отличным от гидростатического. Новые напряжения способствуют возникновению различно направленных деформаций.

С точки зрения нарушения наиболее опасными для горных пород являются растягивающие, а также сдвиговые напряжения. Когда несущая способность пород оказывается недостаточной, то около скважины образуется некоторая предельная область. Породы в этой области претерпевают весь спектр квазипластических деформаций от хрупкого разрушения до вязкопластического течения, в результате макро- и микротрещинообразования увеличиваются в объеме и перемещаются в ствол скважины. Напряжения в предельной области уменьшаются, поэтому такую область также называют областью пониженных напряжений. Происходит разрядка упругой энергии пласта. Граница концентрации напряжений по мере образования предельной области или смещается в

глубь горного массива, если квазипластические деформации сопровождаются главным образом разрушением пород, или остается на стенках скважины, если деформации имеют характер ползучести.

Схема распределения кольцевых и радиальных напряжений, для первого случая представлена на рис. 2.2. Эти процессы развиваются во времени и отражают различные формы проявления горного давления, которые либо заканчиваются на стадии обра-

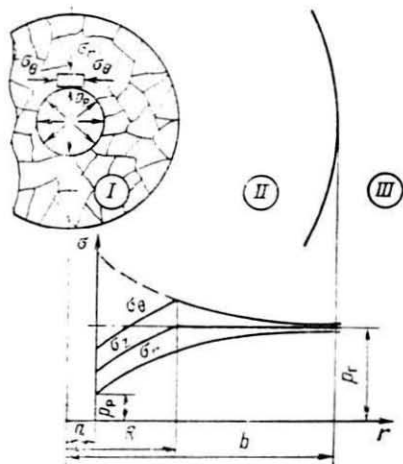
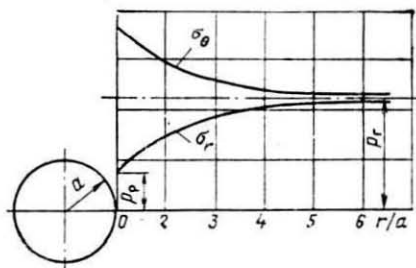


Рис. 2.2. Схема распределения напряжений около скважины:

I — предельная область (область неупругих деформаций горных пород); II — область упругих деформаций горных пород; III — нетронутый горный массив

Рис. 2.3. Схема распределения напряжений около скважины при $\lambda = 1$ (по С. Г. Лехницкому)



зования нового поля напряжений (при этом деформации горных пород остаются в пределах упругих), либо сопровождаются неупругими деформациями пород.

Неупругое квазипластическое деформирование пород в зависимости от определяющих факторов сопровождается кавернообразованием или сужением ствола скважины. Если ствол будет закреплен обсадной колонной, то в последнем случае на обсадные трубы начнут действовать дополнительные нагрузки. При неизменных начальных условиях образование предельной области через определенное время заканчивается и вместе с ним прекращаются осложнения, связанные с проявлениями горного давления. В частности, в случае незакрепленной скважины новое равновесное состояние наступит тогда, когда в ствол будет «выдавлен» объем породы, равный разности объемов породы, заключенной в предельной области до перехода ее в предельное состояние и после перехода (или пока не будет израсходован излишний для нового состояния запас упругой энергии пласта в пределах влияния скважины). После крепления скважины эта энергия частично или полностью (в зависимости от степени ее реализации в открытом стволе) будет передана в виде горного давления на обсадные трубы.

В реальных условиях эти процессы носят более сложный ха-

рактен из-за возможных вертикальных перемещений пород, вмещающих рассматриваемый пласт. Если допустить, что вышезалегающие породы под действием веса будут оседать, то процесс «выдавливания» пород в ствол скважины будет практически непрерывным, хотя и менее интенсивным по сравнению с начальным периодом. Вертикальные перемещения еще более усложняют работу обсадных колонн. Кроме того, напряженно-деформированное состояние горных пород вблизи скважины может в значительной степени изменяться вследствие физико-химического воздействия на них бурового раствора.

По аналогии с нетронутым горным массивом все факторы, определяющие формирование напряженно-деформированного состояния горных пород около скважины и, следовательно, характер и интенсивность проявления горного давления, целесообразно разделять на две основные группы: действующие постоянно и повсеместно и действующие временно и локально.

К первой группе следует отнести все факторы, формирующие начальное поле нетронутого горного массива: гравитационные силы, физико-механические свойства и структурно-механические особенности породных массивов, рельеф земной поверхности, космические факторы, тектонические и горообразовательные процессы, действие подземных и наземных вод; ко второй группе — факторы, обусловленные деятельностью человека: конструкция скважины, время ее проводки, воздействие бурового раствора на горные породы. Изменяя в нужном направлении параметры второй группы факторов, можно управлять горным давлением. Применение буровых растворов с этой точки зрения должно быть основано на количественной теории, которая позволяла бы рассчитывать их физико-химическое воздействие на напряженно-деформированное состояние горных пород около скважины. Разработка такой теории позволит одновременно устранить эмпиризм, прочно укоренившийся в вопросах создания новых химических реагентов и рецептов буровых растворов.

2.3. РАСПРЕДЕЛЕНИЕ НАПРЯЖЕНИЙ В ПОРОДАХ, ОКРУЖАЮЩИХ СКВАЖИНУ

Выполнено большое число исследований напряженного состояния пород около скважины. Одной из первых была работа С. Г. Лехницкого (1938 г.).

Горный массив им представлялся упругим и изотропным, а скважина — полым цилиндром, нагруженным внешним горным и внутренним гидравлическим давлениями. Были получены следующие широко используемые и в настоящее время уравнения:

$$\sigma_r = \lambda \left(1 - \frac{a^2}{r^2} \right) p_r + p_p \frac{a^2}{r^2}; \quad \sigma_\theta = \lambda \left(1 + \frac{a^2}{r^2} \right) p_r - p_p \frac{a^2}{r^2}; \quad \sigma_z = p_r. \quad (2.15)$$

Как видно из рис. 2.3, влияние скважины на напряженное состояние горного массива распространяется примерно на расстоя-

ние $(3-5)\alpha$ от ее центра. Значения коэффициентов концентрации напряжений $k_\theta = \sigma_\theta/p_r$ и $k_r = \sigma_r/p_r$ на указанном расстоянии становятся практически равными единице.

Коэффициент бокового давления оказывает определенное влияние на концентрацию напряжений по главным направлениям. В породах, имеющих меньший коэффициент бокового давления, кольцевые напряжения на контуре ствола скважины будут больше. Поэтому в стенках скважины, сложенных более прочными породами (песчаники, известняки, доломиты), следует ожидать большую концентрацию напряжений, чем в стенках, представленных более слабыми породами (солевые и глинистые). Кольцевые напряжения имеют наибольшие значения на контуре ствола и по мере удаления от скважины уменьшаются до величины напряжения в нетронутом горном массиве. Радиальные напряжения, наоборот, по мере удаления от скважины увеличиваются от значений на контуре ствола, равных давлению столба бурового раствора, до начальных в нетронутом горном массиве.

С точки зрения начала образования предельной области наибольшее значение имеют величины напряжений на контуре ствола. Из рассмотренной схемы разность между главными напряжениями максимальная на контуре ствола. Здесь порода находится в наихудших условиях нагружения. При $\sigma_r = 0$ это условие близко к одноосному сжатию.

Распределение напряжений в предельной области по мере ее образования можно найти, исходя из принятых условий наступления предельного равновесия и уравнений равновесия породы. Например, если условие предельного состояния выразить прямолинейной огибающей кругов Мора

$$\sigma_\theta = \frac{\sigma_r(1 + \sin \varphi) + 2\sigma_p \sin \varphi}{1 - \sin \varphi} \quad (2.16)$$

и уравнение равновесия породы в предельной области в цилиндрической системе координат записать в виде

$$\frac{\partial \sigma_r}{\partial r} + \frac{\sigma_r - \sigma_\theta}{r} = 0, \quad (2.17)$$

то, приняв при $r=a$ радиальное напряжение $\sigma_r = p_p$ и интегрируя уравнение (2.17) с учетом условия (2.16), можно получить следующие формулы для определения кольцевых и радиальных напряжений в предельной области:

$$\begin{aligned} \sigma_r &= (p_p + \sigma_o) \left(\frac{r}{a} \right)^{\frac{2 \sin \varphi}{1 - \sin \varphi}} - \sigma_p; \\ \sigma_\theta &= \frac{1 + \sin \varphi}{1 - \sin \varphi} (p_p + \sigma_p) \left(\frac{r}{a} \right)^{\frac{2 \sin \varphi}{1 - \sin \varphi}} + \frac{\sin \varphi - 1}{1 - \sin \varphi} \sigma_p. \end{aligned} \quad (2.18)$$

В случае аппроксимирования породы в предельной области пластической средой искомые напряжения легко определяются ре-

шением плоской задачи теории пластичности в цилиндрических координатах. При условии пластичности Треска — Сен-Венана распределение напряжений в предельной области будет выражено уравнениями

$$\sigma_r = p_p + 2\tau_T \ln \frac{r}{a}; \quad \sigma_\theta = \sigma_r + 2\tau_T; \quad \sigma_z = \sigma_r + \tau_T. \quad (2.19)$$

Согласно условию Треска — Сен-Венана, предел текучести материала при сдвиге τ_T представляет собой половину предела текучести при его сжатии σ_T , т. е. $\tau_T = 0,5\sigma_T$. Однако опытами доказано, что отношение τ_T/σ_T фактически является другим и колеблется в пределах от 0,55 до 0,60. В лучшем соответствии с экспериментальными данными находится условие пластичности Губера — Мизеса — Генки, согласно которому $\tau_T = 0,577\sigma_T$.

С использованием этого условия распределение напряжений около скважины после перехода породы в предельное состояние может быть найдено на основе известных из теории пластичности решений с помощью следующих выражений:

$$\sigma_r = p_p + \frac{2}{\sqrt{3}} \sigma_T \ln \frac{r}{a}; \quad \sigma_\theta = \sigma_r + \frac{2}{\sqrt{3}} \sigma_T; \quad \sigma_z = \sigma_r + \frac{1}{\sqrt{3}} \sigma_T. \quad (2.20)$$

2.4. ОПРЕДЕЛЕНИЕ РАДИУСА ПРЕДЕЛЬНОЙ ОБЛАСТИ

Распределение напряжений, основанное на положениях теории пластичности, будет иметь место только в предельной области. Предполагается, что за пределами этой области горный массив остается упругим и напряжения в нем описываются уравнениями (2.15). По условию сплошности среды напряжения при переходе через границу предельной и упругой области должны изменяться непрерывно.

С учетом этого условия на основании уравнений (2.18) — (2.20) можно получить соответственно следующие формулы для расчета радиуса предельной области [4, 10]:

$$R = a \left[\frac{(p_T - \sigma_p)(1 - \sin \varphi)}{p_p - \sigma_p} \right]^{\frac{1 - \sin \varphi}{2 \sin \varphi}}; \quad (2.21)$$

$$R = 0,61 a \exp \frac{p_T - p_p}{2\tau_T}; \quad (2.22)$$

$$R = 0,61 a \exp \frac{p_T - p_p}{1,15\sigma_T}. \quad (2.23)$$

Как видно из формул, радиус предельной области зависит от начального радиуса скважины, горного давления, давления столба бурового раствора и механических свойств породы.

По формулам (2.21) — (2.23) определяются конечные радиусы предельной области. В реальных условиях она развивается во времени с различной скоростью в зависимости от действующих напря-

жений и прочности горных пород. Так, по наблюдениям А. Лабасса, скорость развития предельной области в шахтах средней глубины изменяется от нескольких миллиметров в сутки в твердых породах до нескольких сантиметров в мягких.

К. Хефер 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 уменьшается. Этот вывод хорошо согласуется с изложенными выше положениями о механизме проявления горного давления в скважине.

В работе также показано, что радиус предельной области является затухающей функцией времени. Для каждого момента времени его значение можно рассчитать по формуле

$$R_{t_i} = a(R - a) \left[1 - \exp \left(-\frac{1}{t_0} t_i \right) \right], \quad (2.24)$$

где t_0 — время релаксации напряжений.

График этой зависимости приведен на рис. 2.4 при следующих исходных данных: $a=0,1$ м; $R=10$ м; $t_0=10$ сут.

В соответствии с этим рисунком развитие предельной области условно можно разделить на два этапа. Первый этап, продолжающийся около 20 сут после вскрытия породной толщи, характеризуется высокой скоростью образования предельной области. На втором этапе примерно в течение 60 сут скорость ее образования плавно снижается практически до нуля.

2.5. РАСЧЕТ СКОРОСТИ СУЖЕНИЯ СТенок СКВАЖИНЫ

Знать закономерности сужения стенок скважины необходимо для правильного планирования различных технологических операций (спуска обсадных колонн, проведения электрометрических исследований, испытания продуктивных пластов в открытом стволе и др.), выделения интервалов, опасных в отношении смятия обсадных колонн, и расчета таких важнейших параметров, как плотность бурового раствора и время безопасного ведения работ.

Скорость сужения стенок вертикальной горной выработки впервые определена Хирамацу и Ока. Применительно к скважинам важнейшие результаты в этом направлении получены в МИНХ и ГП им. И. М. Губкина [4, 10]. Задачу решали исходя из различных схем и предпосылок. В работе [4] за основу были приняты схема, показанная на рис. 2.2, и следующие предпосылки, выте-

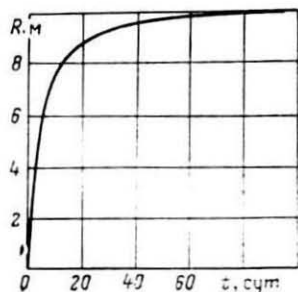


Рис. 2.4. График изменения радиуса предельной области во времени

кающие из анализа теоретических исследований и лабораторных данных.

Распределение напряжений в нетронутом массиве солевых и глинистых пород принято гидростатическим. Однако допускается, что после вскрытия этих пород некоторая часть напряжений (условный предел текучести) в них не релаксирует в течение определенного времени. Процесс деформирования пород при этом в диапазоне изменения градиентов скоростей деформирования, наблюдаемых в натуре, описывается законом Бингама. 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. Физико-химическое воздействие бурового раствора на напряженно-деформированное горного массива около скважины учитывается через влияние влажности на реологические свойства породы. Распределение напряжений около скважины в соответствии с принятыми допущениями описывается уравнениями (2.20). Принимая допущение о пропорциональности компонент деформации соответствующим компонентам девиатора напряжений, можно записать для интересующего нас направления

$$\frac{\partial \epsilon_r}{\partial t} = \frac{1}{\eta_0} \left[\sigma_r - \frac{1}{2} (\sigma_\theta + \sigma_z) \right]. \quad (2.25)$$

Компонента деформации ϵ_r в уравнении (2.25) при радиальном перемещении стенок скважины u выражается в виде $\epsilon_r = du/dr$, на основании чего будем иметь

$$\frac{\partial \epsilon_r}{\partial t} = \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{\partial u}{\partial r} \right) = \frac{\partial}{\partial r} \left(\frac{\partial u}{\partial t} \right). \quad (2.26)$$

Интегрируя уравнение (2.25) с учетом выражений (2.20) и (2.26), получаем

$$\frac{\partial u}{\partial t} = - \frac{\sqrt{3}}{2} \frac{\sigma_T}{\eta_0} r + A. \quad (2.27)$$

Для исключения постоянной интегрирования A принимаем, что $\frac{\partial u}{\partial t} = \left(\frac{\partial u}{\partial t} \right)_a$ при $r=a$ и $\frac{\partial u}{\partial t} = \left(\frac{\partial u}{\partial t} \right)_R$ при $r=R$.

После подстановки в (2.27) найдем

$$\left(\frac{\partial u}{\partial t} \right)_a - \left(\frac{\partial u}{\partial t} \right)_R = \frac{\sqrt{3}}{2} \frac{\sigma_T}{\eta_0} (R - a). \quad (2.28)$$

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

$$v = \frac{\sqrt{3}}{2} \frac{\sigma_T}{\eta_0} (R - a). \quad (2.29)$$

После подстановки в (2.29) значения радиуса R из (2.23) окончательная формула для приближенных расчетов скорости сужения стенок скважины примет вид

$$v = \frac{\sqrt{3}}{2} \frac{\sigma_T}{\eta_0} a \left(0,61 \exp \frac{p_T - p_p}{1,15 \sigma_T} - 1 \right). \quad (2.30)$$

При описании предельного состояния породы прямолинейной огибающей кругов Мора формула для определения скорости сужения ствола принимает вид [10]

$$v = \frac{1}{\eta_0} \frac{\sin \varphi}{1 + \sin \varphi} a^{\frac{-2 \sin \varphi}{1 + \sin \varphi}} (p_p - \sigma_p) \left(\frac{1 + \sin \varphi}{1 - \sin \varphi} - a^{\frac{1 + \sin \varphi}{1 - \sin \varphi}} \right), \quad (2.31)$$

в которой значение радиуса предельной области определяется выражением (2.21).

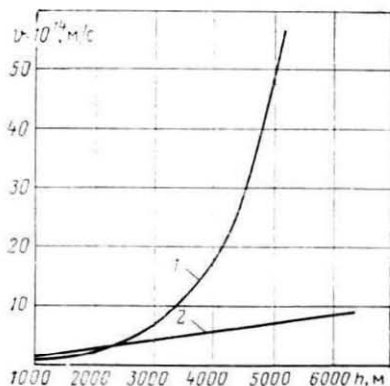


Рис. 2.5. Зависимость скорости сужения стенок ствола скважины в пластичных породах от глубины их залегания:

1 — по формуле (2.30); 2 — по формуле (2.31)

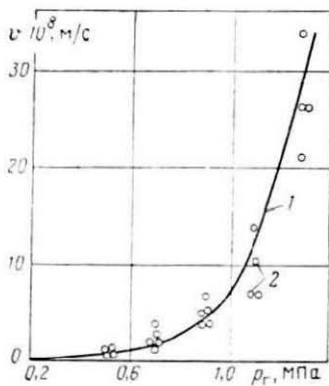


Рис. 2.6. Зависимость скорости сужения отверстия в образце-модели скважины из парафина от давления ($T = 14-16^\circ \text{C}$):

1 — кривая скорости при испытаниях ползучести парафина в условиях одноосного сжатия, полученная по формуле (2.30) при $\sigma_T = 0,2 \text{ МПа}$ и $\eta_0 = 1,38 \cdot 10^7 \text{ МПа} \cdot \text{с}$; 2 — значения скорости сужения отверстия, измеренные в образцах-моделях скважины

На рис. 2.5 приведены зависимости скорости сужения ствола скважины от глубины залегания горных пород при расчетах по формулам (2.30) и (2.31). Исходные данные: $\rho_p = 2,3 \cdot 10^3 \text{ кг/м}^3$; $\rho_r = 1,2 \cdot 10^3 \text{ кг/м}^3$; $\sigma_p = 0,5 \text{ МПа}$; $a = 0,1 \text{ м}$; $\varphi = 10^\circ$; $\sigma_T = 11 \text{ МПа}$; $\eta_0 = 1,5 \cdot 10^9 \text{ МПа} \cdot \text{с}$. Результаты расчетов по формуле (2.30) удовлетворительно согласуются с натурными наблюдениями.

Экспериментальная проверка этой зависимости заключалась в

изучении сужения отверстий в полых цилиндрических образцах-моделях скважин, изготовленных из парафина, и проведении испытания ползучести парафина в условиях одноосного сжатия. Результаты этих исследований (рис. 2.6) также показали хорошую сходимости значений скорости, вычисленных по формуле (2.30), с данными опытов. На основании изложенного эта зависимость рекомендована для инженерных расчетов.

3. 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-химическая 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.

3.1. 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 и 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; эта работа переходит в потенциальную энергию поверхностной частицы. Из этого следует, что все частицы в поверхностном слое обладают большим запасом энергии, чем внутренние частицы, и на поверхности твердого тела сосредоточивается 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 [20]

$$A = (F_S - F_V) N, \quad (3.1)$$

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:

$$\delta = \frac{A}{S} = (F_S - F_V) \frac{N}{S} = (F_S - F_V) n_1, \quad (3.2)$$

где $n_1 = N/S$ — 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

$$U = U_1 + U_2 + \delta_y S, \quad (3.3)$$

откуда

$$\delta_y = \frac{U - (U_1 + U_2)}{S} = \frac{U_S}{S}, \quad (3.4)$$

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 рис. 3.1 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.

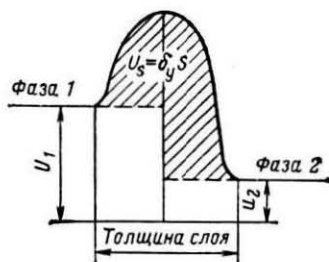


Рис. 3.1. Схема сгущения энергии на поверхности раздела двух фаз

3.2. 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

$$\Gamma = -\partial\delta/\mu_k, \quad (3.5)$$

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

$$\mu_i = \left(\frac{\partial \Phi}{\partial n_i} \right)_{p, T, n_1, \dots, n_{i-1}, n_i, n_{i+1}, \dots, n_{N_K}}, \quad (3.6)$$

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 (3.6) приводится к виду

$$\Gamma = - \frac{C}{RT} \frac{\partial \delta}{\partial C}, \quad (3.7)$$

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

На твердом адсорбенте возможны три случая адсорбции:

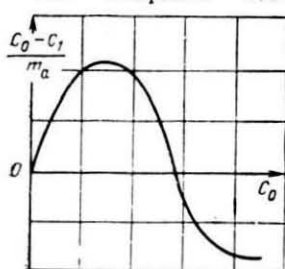


Рис. 3.2. Изотерма адсорбции из раствора

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_v , молекулярно адсорбированного из раствора, можно определить по формуле [22]

$$Q_v = \frac{(C_0 - C_1) V}{m_a}, \quad (3.8)$$

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 адсорбата описывается изотермой адсорбции (рис. 3.2). Из рис. 3.2 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 , характеризующаяся диэлектрической проницаемостью ϵ_C , будет находиться между полярностью веществ A и B , 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 ($\epsilon_B = 81$) — толуол ($\epsilon_T = 2,4$) поверхностно-активным веществом является анилин ($\epsilon_A = 7,3$), а на границе толуол ($\epsilon_T = 2,4$) — воздух ($\epsilon_0 = 1$) анилин несколько повышает поверхностное натяжение, следовательно, поверхностно-активным веществом в данном случае является уже толуол, растворимый в анилине.

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 электронеутральность 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.

3.3. 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,

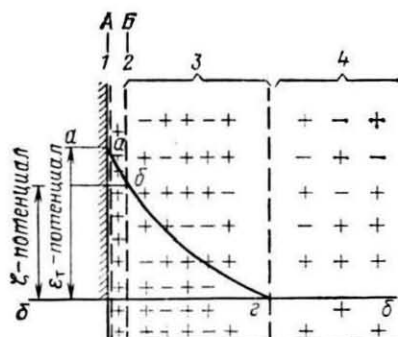


Рис. 3.3. Схема двойного электрического слоя (д.э.с.) на границе раздела поверхностей минеральной частицы и раствора электролита:

1 — отрицательно заряженная поверхность твердой частицы; 2 — неподвижный или адсорбционный слой противоионов (слой Штерна); 3 — диффузный слой (слой Гун); 4 — свободный раствор; a — уровень потенциала в твердой частице; $a-b$ — падение потенциала в неподвижной части д.э.с.; $b-\xi$ — падение потенциала в подвижной части д.э.с.; ξ — потенциал — электростатический потенциал; ϵ_t — полный термодинамический потенциал; горизонтальная линия $\delta-\delta$ — уровень потенциала в свободном растворе; A — граница раздела между твердой частицей и жидкой средой; B — граница между неподвижной и подвижной частями д.э.с.

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 (рис. 3.3). Первый слой отвечает заряду минеральной частицы, примыкает к ее ядру и является замкнутым. Заряд минеральной частицы может быть определен на основании правила Коэна. 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 Коэна частицы глины имеют

отрицательный заряд, так как их 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 реакции 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.

Исследования природы обменных реакций показывают, что обмен ионов совершается как в диффузном и адсорбционных слоях мицелл, так и в кристаллической решетке самих минеральных частиц, следовательно, механизм катионного обмена в большой степени зависит от кристаллических решеток минералов [9]. 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 (рис. 3, 4, а). Поэтому емкость поглощения каолинита небольшая: $(3-15)10^{-3}$ моль/100 г. 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 (рис. 3.4, б). В связи с этим емкость поглощения гидрослюд значительно превышает емкость поглощения каолинита и составляет $(10-40)10^{-3}$ моль/100 г.

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 гидро-

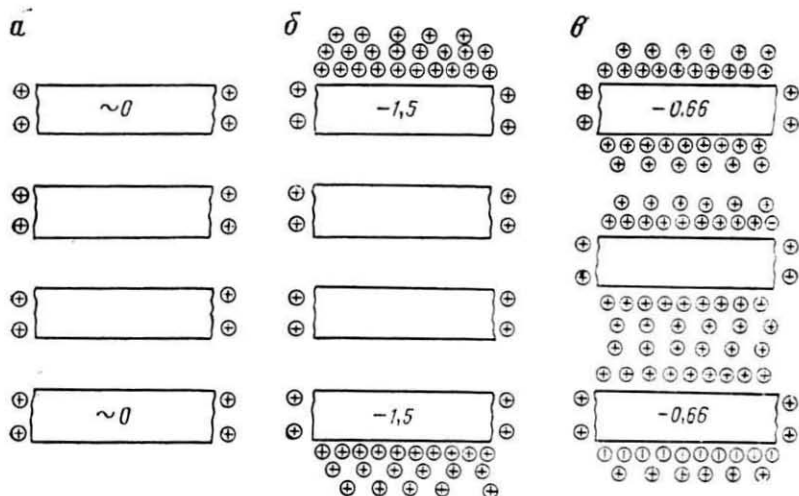


Рис. 3.4. Схема катионного обмена на частицах каолинита (а), гидрослюда (б) и монтмориллонита (в):

а, б — экстрамицеллярный обмен; в — интрамицеллярный обмен

слюд. Однако из-за подвижного характера кристаллической решетки доступными для обменных реакций оказываются не только внешние, но и внутренние стороны частиц (рис. 3.4, в).

Емкость поглощения при одновременном действии механизма экстра- и интрамицеллярного обмена наибольшая. Для монтмориллонита она составляет $(80-150)10^{-3}$ 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: катион³⁺ > катион²⁺ > катион⁺. Есть и исключения из этого ряда. Вследствие селекции ионы H^+ и NH_4^+ ведут себя anomalно. Количество слабосвязанной воды в зависимости от состава обменных катионов (если не учитывать аномальность ионов H^+ и NH_4^+) изменяется согласно правилу: катион⁺ > 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, гидрослюдастые глины), роль обменных катионов с этой точки зрения становится второстепенной.

3.4. СМАЧИВАНИЕ И КАПИЛЛЯРНОЕ ДАВЛЕНИЕ

Явление смачивания возникает в результате взаимодействия молекул твердой поверхности и жидкости. Рассмотрим эти процессы на границе раздела трех фаз (рис. 3.5): твердое тело (3) — жидкость (1) — газ (2). При неполном смачивании жидкая поверхность раздела пересекает твердую поверхность по некоторой ли-

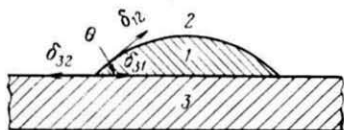


Рис. 3.5. Схема образования краевого угла

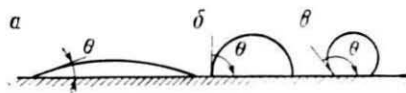


Рис. 3.6. Различные случаи неполного смачивания:

а — $\theta < 90^\circ$; б — $\theta = 90^\circ$; в — $\theta > 90^\circ$

нии, называемой периметром смачивания, и образует с ней краевой угол смачивания θ . Равновесное значение краевого угла определяют из выражения

$$B = \cos \theta = \frac{\delta_{32} - \delta_{31}}{\delta_{12}}, \quad (3.9)$$

где δ_{12} , δ_{32} и δ_{31} — поверхностное натяжение поверхностей раздела соответственно жидкость — газ; твердое тело — газ, твердое тело — жидкость.

Из уравнения (3.9) видно, что при достижении равновесия краевой угол смачивания зависит только от молекулярной природы поверхности раздела и не зависит от размеров капли и пузырька.

Зависимость (3.9) 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 (3.9) 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 $B = -1$ (рис. 3.6).

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 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 таким 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 существен-

ное влияние на количество поступающего в нее фильтрата 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

$$p = \frac{2 \delta \cos \theta}{r}, \quad (3.10)$$

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 (3.10) справедливо только при больших радиусах пор, намного превосходящих толщину адсорбционной пленки [26]. В горных породах капиллярной проводимостью обладают только поры между микроагрегатами, так как поры внутри микроагрегатов целиком заполнены связанной водой.

3.5. 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 табл. 3.1 [9], их прочностные свойства значительно зависят от содержания связанной воды, изучение которой имеет большое практическое значение.

Таблица 3.1

Зависимость свойств глин от типа содержащейся в них воды

Тип воды в глин		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

3.5.1. 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 [11].

С. Хендриксом и М. Джефферсоном впервые было высказано предположение о наличии водородной связи молекул воды с ионами кислорода или гидроксидов 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 реализацию 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 $(1,2-2,4) \cdot 10^3$ кг/м³.

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 [7]. 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 мо-

тут 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.

3.5.2. 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 рис. 3.7, хорошо видно, что с увеличением давления влажность глинистых пород уменьшается, но лишь до определенного значения [9]. 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 (эбулископическая точка).

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

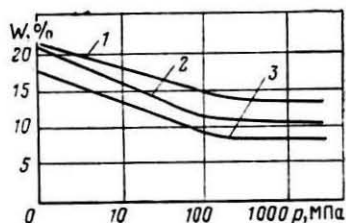


Рис. 3.7. Зависимость влажности горных пород от давления
1 — глина полиминерального состава; 2 — каолиновая глина; 3 — средний полиминеральный суглинок

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 и 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 °С.

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 °С, причем величина температуры удаления зависит от состава обменных катионов: для натриевых глин она более 90 °С, а для кальциевых — более 120 °С. 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 ОН и О 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 $G_b = 3 \cdot 10^{-11}$ 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

$$h_b = G_b / \rho_g S_0. \quad (3.11)$$

Поделив толщину пленки h_b на диаметр молекулы воды, получим число молекулярных слоев

$$N = h_b / 2,76 \cdot 10^{-10}. \quad (3.12)$$

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 [9], 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 °С.

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.

3.5.3. 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 [24].

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. Захаваевой (рис. 3.8). 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.

Опыты по уменьшению поверхностного заряда частиц глины были выполнены под руководством М. Н. Гольдштейна [7]. Было установлено, что снижение заряда частиц вплоть до достижения почти нулевого ζ -потенциала приводит к уменьшению сопротивления фильтрации. По мнению автора [7], 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 относятся 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 °С. 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

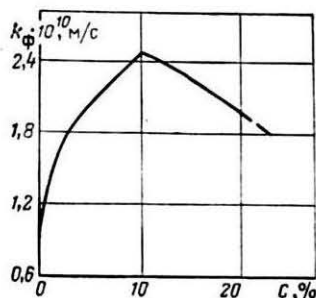


Рис. 3.8. Зависимость коэффициента фильтрации монтмориллонитовой глины от концентрации раствора NaCl

почти не отличается от свободной воды. Вместе с прочно- и слабо-связанной водой первой формы обуславливает набухание породы [37].

М. Н. Гольдштейн получил данные (табл. 3.2) о содержании связанной воды в некоторых породах (в % к массе скелета породы).

Таблица 3.2

Содержание связанной воды в некоторых породах
(по М. Н. Гольдштейну)

Порода	Содержание фракций, 10 ⁻³ м			Содержание воды, %			Температура замора- живания, °С	Отношение содер- жания незамёрзшей воды к связанной, %
	1-0,1	0,1-0,005	0,005	связанной	незамёрзшей	слабосвязан- ной		
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

Принимая приближенно количество незамёрзшей воды равным количеству прочносвязанной, автор находит содержание слабосвязанной воды как разность между содержанием связанной и незамёрзшей воды. Поскольку прямая связь между содержанием связанной и незамёрзшей 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.

Хемосорбцию прочносвязанной воды можно представить как присоединение с помощью водородных связей, образующихся при диссоциации воды ионов OH^- и H_2O , 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).

3.5.4. Кристаллизационная и химически связанная вода

Кристаллизационной называют воду, входящую в состав минералов типа $\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$. 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 прогревания при температуре 82°C . Удаление кристаллизационной воды оказывает существенное влияние на физико-механические свойства минерала.

Химически связанная, или конституционная вода входит в гидраты типа гидроокисей $\text{Ca}(\text{OH})_2$. В результате химической реакции ее молекулы распадаются на ионы H^+ и OH^- , 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°C . После выделения химически связанной воды минерал распадается.

3.6. 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 кол-

лоидных размеров. Диффузия ионов — очень медленный процесс. Перенос веществ в результате этого процесса описывается первым законом диффузии Фика

$$dm = -D \frac{dC}{dx} S dt, \quad (3.13)$$

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 (3.13) 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

$$D = AkT/\eta, \quad (3.14)$$

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 $A=1/6\pi r$. Тогда коэффициент диффузии

$$D = kT/6\pi\eta r. \quad (3.15)$$

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 [9], что с уменьшением пористости происходит закономерное уменьшение коэффициента диффузии. Коэффициент диффузии связных пород при их пластической консистенции, несмотря на различие минералогического и гранулометрического составов и плотности, колеблется в пределах $(5-10)10^{-11} \text{ м}^2/\text{с}$. 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 пред-

ставляет 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

$$dp_{\text{осм}} = i\beta_{\text{п}}RTdC, \quad (3.16)$$

где i — изотонический коэффициент; $\beta_{\text{п}}$ — коэффициент полупроницаемости.

Давление, развиваемое поровым раствором при осмотическом всасывании влаги, можно определить по уравнению Вант-Гоффа

$$p_{\text{осм}} = RT(C_{\text{п}} - 2C_{\text{н}}), \quad (3.17)$$

где $C_{\text{п}}$ и $C_{\text{н}}$ — 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 концент-

рации свыше 20 % происходит нормальный осмос. Л. И. Кульчицкий и Ю. Г. Ткаченко [23] 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 его 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: $v_b = k \operatorname{grad} \psi$, где v_b — 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 электроосмоти-

ческое течение под действием приложенного электрического поля описывается выражением

$$v_0 = \frac{\zeta \epsilon_p \Delta U}{4\pi \eta_p \Delta L}, \quad (3.18)$$

где v_0 — скорость электроосмотического течения; ζ — электрокинетический (дзета) потенциал; ϵ_p — диэлектрическая проницаемость раствора; ΔU — напряжение постоянного электрического поля; ΔL — расстояние между электродами; η_p — вязкость раствора.

Электрокинетический потенциал — важная физико-химическая

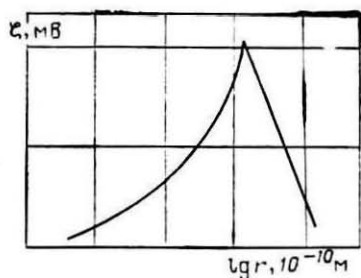


Рис. 3.9. Зависимость ζ -потенциала от радиуса пор (по О. Н. Григорову)

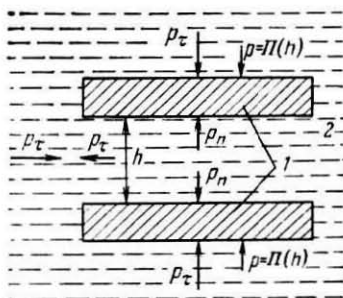


Рис. 3.10. Схема механизма расклинивающего давления тонкого слоя жидкости:

1 — подвижные плоские стенки; 2 — свободная (массивная) жидкость

характеристика поверхности твердого тела, находящейся в равновесии с поровым раствором. Его величина определяется толщиной диффузного слоя (см. рис. 3.3). 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

(рис. 3.9). 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. Холодницкого, Л. И. Кульчицкого и Ю. Г. Ткаченко. Ими 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.

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 глины 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 каолинистых глинах разной плотности зависимость коэффициента диффузии от концентрации электролита незначительна и ею можно практически пренебречь; для монтмориллонитовых и некоторых высокодисперсных гидрослюдистых глины 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 $(1,2-4,3) 10^{-10}$ м²/с.

3.7. 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

$$\Pi = -\Delta p = -df/dh_v, \quad (3.19)$$

где Π — расклинивающее давление; f — дополнительная избыточная свободная энергия слоя толщиной h_v 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 рис. 3.10. В отличие от свободной воды тонкий слой жидкости характеризуется двумя давлениями: нормальным p_n и тангенциальным p_τ . Внутри такого слоя существует неравенство $p_n \neq p_\tau$, 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_τ . Давление же, оказываемое слоем на ограничивающие его твердые поверхности, $p_n \neq p_\tau$. Поэтому для случая, когда слой находится в равновесии с массивной жидкостью (рис. 3.10), для сохранения равновесия подвижных стенок необходимо приложить к ним дополнительное давление $\Pi_{h_v} = p_n - p_\tau$, которое и будет характеризовать расклинивающее давление слоя.

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 состав-

ляющую можно отождествить с дисперсионной составляющей. Отличительной особенностью этой составляющей является то, что ее можно объяснить как результат и 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_0 по спектральным характеристикам веществ. Из этой формулы следуют два предельных случая:

$$\Pi_0 = k_1/h_b^3 \text{ и } \Pi_0 = k_2/h_b^4, \quad (3.20)$$

где k_1, k_2 — константы, определяемые физическими свойствами вещества прослойки и заключающей ее фазы.

Первая из зависимостей (3.20) 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

$$\Pi_0 = -A_r/6\pi h_b^3, \quad (3.21)$$

где A_r — константа Гамакера, а знак соответствует определению по формуле (3.19).

Вторая зависимость (3.20) соответствует области больших толщин ($h_b > 3 \cdot 10^{-8}$ м), или области «запаздывающего» дисперсионного взаимодействия. Промежуточная область описывается более сложной зависимостью $\Pi_0(h_b)$.

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 [17]

$$\Pi_e = k \exp(-\kappa h_b), \quad (3.22)$$

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 радиус»), которая характеризу-

ет 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 рис. 3.11, 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.

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 [12] 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.

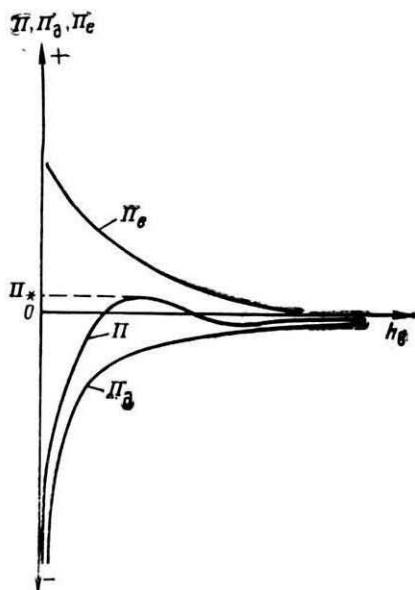


Рис. 3.11. Изотермы расклинивающего давления и его составляющих

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 Н, ограничена величиной удельной поверхности и размерами пор. Результатом действия в породе сил расклинивания адсорбированных пленок воды является набухание.

3.8. 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.

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: $\sigma_0 = \sqrt{E \delta_T / l}$, где δ_T — 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 [33].

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 $\delta_{\text{п}}$ — поверхностная энергия породы, а $\delta_{\text{ж}}$ — поверхностная энергия граничного слоя между минеральными частицами породы и жидкостью. При $\delta_{\text{ж}} < \delta_{\text{п}}$ для смоченной породы потребуется меньшая работа для образования новых поверхностей, чем для сухой породы, а при $\delta_{\text{ж}} > \delta_{\text{п}}$ — 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 аб-

солютно 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 межатомного 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 когда 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 $\Delta\delta_h = \delta_h(0) - \delta_h(\Gamma)$, где $\delta_h(0)$ — энергия поверхности, не покрытой адсорбционным слоем, в момент ее образования при разрушении; $\delta_h(\Gamma)$ — энергия той же поверхности, покрытой адсорбционным слоем данной степени уплотнения.

Приведенное уравнение выражает также величину двухмерного давления адсорбционного слоя относительно длины его линейной границы. Это давление, в частности, возникает в самых узких ме-

стах микрошелей, 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 микрошелли. Это обеспечивает весьма быстрое проникновение адсорбционных слоев понизителей твердости в микрошелли, 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 обоим 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 породам 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 «упроч-

няющего» 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 [18] по исследованию влияния на прочность горных пород диэлектрической постоянной насыщающих сред. Для опытов были взяты жид-

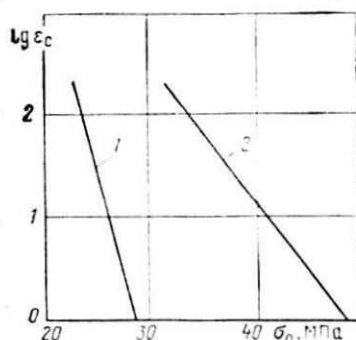


Рис. 3.12. Зависимость прочности образцов известняка и кварцевого песчаника от диэлектрической проницаемости насыщающей среды:
1 — кварцевый песчаник; 2 — известняк

кости 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 (рис. 3.12). Получено уравнение вида: $\epsilon_c = D e^{-B \sigma_0}$, где ϵ_c — диэлектрическая постоянная насыщающей среды; D и B — константы материала; σ_0 — прочность материала для данной среды.

Исследования показали, что наибольший эффект снижения прочности пород достигается при насыщении средой с большой 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 [13].

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 де-

формировании 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. Шукин и В. И. Лихтман указывают, что попытки объяснить понижение прочности расклинивающим давлением тонких слоев в жидкостях, 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.

4. ВЛИЯНИЕ ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИХ ФАКТОРОВ НА ПРОЯВЛЕНИЯ ГОРНОГО ДАВЛЕНИЯ

Физико-химическое воздействие бурового раствора на напряженно-деформированное состояние горных пород около скважины может сказываться как непосредственно — изменением действующих напряжений, так и опосредованно — влиянием на реологические параметры пород.

В реальных условиях эти процессы протекают одновременно с превалированием того или иного из них в зависимости от конкретной обстановки. Напряжения в горной породе и ее механические свойства взаимообусловлены, т. е. изменение механических свойств влечет за собой изменение напряжений, и наоборот.

Процессы, происходящие в системе скважина — окружающий ее горный массив или буровой раствор — горные породы в стенках скважины, сопровождаются превращением энергии и переходом системы из одного состояния равновесия в другое. Для характеристики состояния этой системы и установления критериев, определяющих возможность перехода ее из одного состояния в другое, полезно использовать термодинамический анализ и энергетические функции.

4.1. 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 подверженную влиянию внешних сил.

В зависимости от характера изоляции системы условия ее термодинамического равновесия выражаются различными способами [6, 20], из которых вытекают частные 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

$$\Delta E = E_2 - E_1 = Q - A, \quad (4.1)$$

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 направления 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.

В соответствии с [26] 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, тож-

дественный 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 всасываний влаги. С позиций термодинамики объем всасывающей системы при постоянной температуре может увеличиваться только вследствие изменения энтропии системы. В случае тепловой энергии интенсивной величиной является температура, 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.

$$(Q/T_{\text{сист}}) + (Q'/T_{\text{ср}}) > 0. \quad (4.2)$$

Учитывая, что изменение энтропии равно отношению количества выделяющегося тепла к температуре, на основании (4.2) 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

$$\Delta S_{\text{ср}}^* = - \left[\frac{\Delta(E + pV)}{T} \right]_{\text{сист}}. \quad (4.3)$$

Решив совместно (4.2) — (4.3), получим

$$\Delta E_{\text{сист}} + p\Delta V - T\Delta S_{\text{сист}}^* \leq 0. \quad (4.4)$$

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 (4.4) можно написать

$$\Delta \bar{G} \approx \Delta E - T\Delta S^*. \quad (4.5)$$

Это уравнение определяет функцию свободной энергии $\Delta \bar{G}$. 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 изменяются также влажность и тепловой режим. С увеличением гидростатического давления свободная энергия возрастает (при постоянной температуре) по закону

$$\left(\frac{d\bar{G}}{dp} \right)_T = V, \text{ или (при } V = 1) d\bar{G} = dp. \quad (4.6)$$

При увеличении температуры эта энергия снижается. Если $p = \text{const}$, то этот процесс подчиняется уравнению $\Delta \bar{G} = -S \cdot dt$. 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

$$E_g = \delta S + U_r V, \quad (4.7)$$

где U_r — гравитационная энергия на единицу объема системы; V — объем системы.

После деления на V вместо (4.7) можно записать

$$E_g/V = \delta S_0 + U_r. \quad (4.8)$$

Первое слагаемое этого уравнения обусловлено наличием поверхности раздела на границе фаз породы, а второе — действием сил тяготения

$$MgH = V\rho gH = Vp. \quad (4.9)$$

С учетом (4.9) уравнение (4.8) принимает вид

$$E_g/V = \delta S_0 + p. \quad (4.10)$$

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 увеличиваются общая пористость системы, размеры частиц и пор между ними, а также потенциал влажности. 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.

4.2. ОЦЕНКА ГИДРАТАЦИОННЫХ НАПРЯЖЕНИЙ В ГОРНЫХ ПОРОДАХ, СЛАГАЮЩИХ СТЕНКИ СКВАЖИНЫ

С термодинамической точки зрения увлажнение породы, контактирующей с буровым раствором, связано с тем, что свободная энергия системы горная порода — буровой раствор при этом уменьшается. Очевидно, порода будет увлажняться до тех пор, пока этот процесс будет способствовать уменьшению свободной энергии системы. Адсорбционное и осмотическое увлажнение могут вызвать увеличение объема породы. Если возможность деформирования породы при этом будет ограничена, то в ней могут развиваться дополнительные напряжения. В дальнейшем эти напряжения мы будем называть гидратационными, чтобы подчеркнуть отличие их природы от напряжений, вызванных горным давлением.

В соответствии с теорией полимолекулярной адсорбции Поляни сила, обуславливающая проникновение воды в глину, должна зависеть от уровня энергетических связей, образуемых молекулами воды с глинистыми 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 глинистой частицы.

Уровень энергии связей последующих молекулярных слоев, образующихся в пределах действия адсорбционных сил, будет уменьшаться по мере удаления от поверхности раздела фаз вплоть до нулевых значений в свободной воде. Если допустить, что энергия связи молекул воды с глинистой частицей изменяется при переходе от одного молекулярного слоя к другому на одну и ту же долю энергии в предшествующем слое, то энергия связи в любом адсорбированном слое воды может быть определена уравнением

$$E_n = E_{\max} g_E^{n-1}, \quad (4.11)$$

где E_n — энергия связей молекул воды с породой в n -ом молекулярном слое; $E_{\max}$ — энергия связей молекул воды с породой в первом молекулярном слое (ее значение является максимальным и соответствует термодинамическому потенциалу); g_E — градиент снижения энергии связей молекул воды при переходе от одного молекулярного слоя к другому.

Полагая гидратационные напряжения, развивающиеся в породе при адсорбционном всасывании воды, пропорциональными энергии образующихся связей, по аналогии с уравнением (4.11) запишем

$$p_{an} = p_{a\max} g_r^{n-1}, \quad (4.12)$$

где p_{an} , $p_{a\max}$ — гидратационные напряжения соответственно в n -м и первом от поверхности глинистой частицы молекулярных слоях; g_r — градиент снижения гидратационных напряжений при переходе от одного молекулярного слоя к другому.

На основании закона Лапласа при полном смачивании породы

$$p_{a \max} = \frac{2(\delta_{32} - \delta_{31})}{d} > \frac{2\delta_{12}}{d}, \quad (4.13)$$

где δ_{32} — δ_{31} — натяжение смачивания породы; δ_{32} — поверхностное натяжение породы на границе с воздухом; δ_{31} — поверхностное натяжение породы на границе с жидкостью; δ_{12} — поверхностное натяжение воды (для нормальных условий $\delta_{12} = 7,3 \cdot 10^{-2}$ Н/м); d — наименьший диаметр порового канала, м (для воды $d = 2d_m$, где $d_m = 2,76 \cdot 10^{-10}$ м — диаметр молекулы воды).

После подстановки численных значений с учетом 5 % сжимаемости воды на каждые 100 МПа получим $p_{a \max} > 230$ МПа.

Верхнее значение максимального гидратационного напряжения определим с использованием следующих предпосылок.

В состоянии равновесия химический потенциал в закрытом объеме системы горная порода — буровой раствор при изотермических условиях должен быть одинаков, т. е. $\mu_p = \mu_r$, где μ_p , μ_r — химические потенциалы соответственно порового и бурового растворов. В случае $\mu_p \neq \mu_r$ для уравнивания системы к породе и буровому раствору необходимо приложить такие давления, чтобы их разница компенсировала гидратационные напряжения p_a в породе. При этом работа по перемещению одного моля жидкости вследствие неравенства химических потенциалов должна быть равна перемещению мольного объема V_m жидкости, обусловленной разностью приложенных давлений. С учетом сказанного на основании физической химии [20]

$$p_a = - \frac{RT}{V_m} \ln \frac{p_p}{p_r}, \quad (4.14)$$

где p_p , p_r — давление пара соответственно над породой и буровым раствором.

Термодинамические характеристики p_p и p_r практически неопределимы. С достаточным для буровой практики приближением можно принять, что $p_p/p_r = W_0$, где W_0 — равновесная влажность породы над раствором.

После подстановки получим формулу для расчета гидратационных напряжений в породе при адсорбционном всасывании воды

$$p_a = - \frac{RT}{V_m} \ln W_0. \quad (4.15)$$

Результаты определений равновесной влажности глинистых пород представлены в табл. 4.1.

Расчеты по формуле (4.15) с использованием этих данных показывают, что предельные значения гидратационных напряжений достигают 1000 МПа. С учетом 5 % сжимаемости воды $p_{a \max} = 860$ МПа.

При известных весовой влажности G и удельной поверхности

Равновесная влажность глинистых пород, %

Порода	Насыщенные растворы солей								
	K_2SO_4	Na_2SO_4	KCl	NaCl	NH_4NO_3	Ca $(NO_3)_2$	K_2CO_3	CaCl ₂	К-ацетат
Аскангельский бентонит	18,80	16,36	12,48	10,76	8,76	10,76	5,60	4,25	3,77
Гидрослюдистая глина	6,78	5,12	3,50	2,79	2,28	2,75	1,70	1,40	1,22
Аргиллит	2,73	2,35	1,80	1,52	1,31	1,51	1,01	0,85	0,69
Каолиновая глина	5,0	1,16	1,09	0,76	0,52	0,70	0,30	0,38	0,14

S_0 породы число молекулярных слоев жидкости в ней определяется выражением

$$n = G/G_M S_0, \quad (4.16)$$

где G_M — количество жидкости, идущее на формирование 1 м² молекулярного слоя (для воды $G_M = 3 \cdot 10^{-7}$ кг).

Согласно М. Кутилеку, отношение удельной поверхности породы к величине молекулярной адсорбции $S_0/W_M = 0,361$. Принимая, что $g_r = S_0/W_M = 0,361$ (W_M — молекулярная адсорбция воды в граммах на 100 г породы при влажности воздуха 20 %), после подстановки в уравнение (4.12) численных значений $p_{a \max}$ с учетом выражения (4.16) получаем

$$p_{an} = 230 (0,361) \frac{G}{G_M S_0} - 1, \quad (4.17)$$

$$p'_{an} = 860 (0,361) \frac{G}{G_M S_0} - 1. \quad (4.18)$$

По этим формулам рассчитываются гидратационные напряжения в любом молекулярном слое по нижнему и верхнему пределам. Как видно из рис. 4.1, примерно до давления 200 МПа работы сжатия и адсорбционного всасывания при расчете по верхнему пределу практически совпадают, при дальнейшем увеличении давления кривые 2 и 3 расслаиваются. Это, видимо, связано с тем, что с увеличением давления сверх некоторого его значения все большая часть сжимающих напряжений воспринимается скелетом минеральных частиц породы. Сопоставление кривых 1 и 2, рассчитанных по формулам (4.17) и (4.18), с кривой 3 давления отжима воды из породы показывает, что формула (4.17) отвечает реальным условиям.

На рис. 4.1 приведены также данные экспериментальных исследований зависимостей прочностных свойств глины с $S_0 = 142$ м²/г от содержания воды. Угол внутреннего трения ϕ при различных значениях влажности глины определяли на сдвиговом приборе ДорНИИ по методике [42], вязкость $\eta_{ш}$ — по результатам вда-

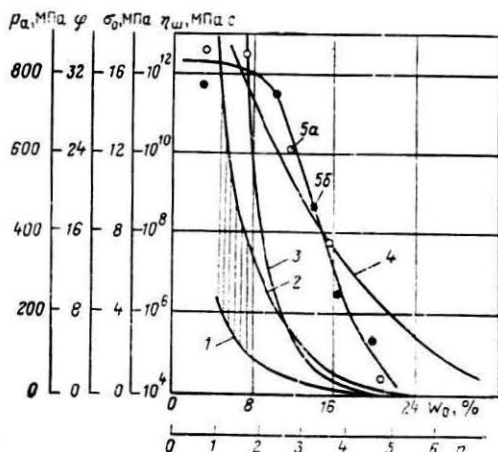


Рис. 4.1. Зависимости гидратационных напряжений p_a (кривые 1 и 2), рассчитанных соответственно по формулам (4.17) и (4.18), давления отжима воды из породы (кривая 3), вязкости (кривая 4), временного сопротивления разрушению при одноосном сжатии (кривая 5a) и угла внутреннего трения (кривая 5b) от относительной влажности W_0 и числа молекулярных слоев воды

ливания шарика (кривая 4) способом, изложенным в работе [41].

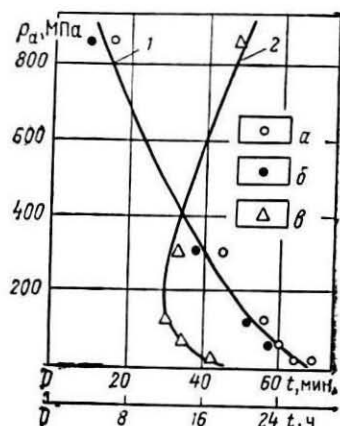
Анализ расположения кривых 2, 3 и 4 позволяет предположить, что вязкость глины тесным образом связана с особыми свойствами адсорбированной воды: данные как по кратковременной прочности, так и по углу внутреннего трения породы ложатся на одну кривую. Это свидетельствует о том, что на разрушение породы в обеих схемах ее нагружения влияют касательные напряжения. Изменения содержания воды в глине в пределах слоя Штерна (два молекулярных слоя) практически не сказываются на ее прочности.

Слой Штерна характеризуется высокой упорядоченностью молекул воды, являющейся результатом действия мощных адсорбционных сил. Вода в этом слое по свойствам приближается к твердому телу. Ее пластическая вязкость и сдвиговые напряжения, видимо, сопоставимы с соответствующими характеристиками глины. Сдвиговая прочность и пластическая вязкость связанной воды препятствуют дополнительному увлажнению глины и снижают разрушительное действие гидратационных напряжений при адсорбционном всасывании воды.

Энергия связи воды как фактор устойчивости глинистых пород играет двойную роль: способствуя увлажнению и развитию гидратационных напряжений, она стимулирует разрушение породы, а увеличивая реологические параметры адсорбционной воды вплоть до придания ей свойств твердого тела, она противодействует поступлению воды и проявлению разрушающих гидратационных напряжений и тем самым способствует сохранению устойчивости породы. При равном числе молекулярных слоев роль особых свойств связанной воды в сохранении устойчивости должна быть

Рис. 4.2. Зависимости гидратационных напряжений P_a , рассчитанных по формуле (4.18), от времени разрушения образцов глинистых пород в дистиллированной воде в условиях одноосного нагружения ($T=18-20^\circ\text{C}$, уровень напряжений $i=\sigma_f/\sigma_0=0,2$, где σ_f — фактическое напряжение испытания образцов):

a — аргиллит с $S_0=25 \text{ м}^2/\text{г}$ (t в мин); b — глина с $S_0=45 \text{ м}^2/\text{г}$ (t в мин); $в$ — глина с $S_0=142 \text{ м}^2/\text{г}$ (t в ч)



более существенной в глинистой породе с большей удельной поверхностью.

В глинистых породах с малой удельной поверхностью связывающее действие адсорбированной воды уменьшается из-за снижения числа контактов между минеральными частицами, а разрушительное действие гидратационных напряжений, напротив, увеличивается.

Как видно из рис. 4.2, устойчивость образцов глин, характеризующихся малым значением удельной поверхности, с увеличением гидратационных напряжений уменьшается практически по линейному закону, причем время от момента их нагружения до разрушения во много раз меньше времени разрушения образцов глины с большей удельной поверхностью. Устойчивость образцов глин с $S_0=142 \text{ м}^2/\text{г}$ при влажности, соответствующей содержанию в ней воды в пределах одного молекулярного слоя, несмотря на вероятность проявления мощных гидратационных сил (см. рис. 4.1, кривая 2; рис. 4.2, кривая 2), сравнительно высока.

В этом случае, видимо, большие значения реологических параметров связанной воды в первом молекулярном слое противодействуют адсорбционному всасыванию свободной воды в породе и проявлению в ней гидратационных напряжений. С увеличением исходной влажности образцов прочностная характеристика связанной воды падает и все в большей степени сказывается разрушительная роль гидратационных сил. Однако при влажности больше трех молекулярных слоев темп снижения гидратационных напряжений, вероятно, опережает скорость уменьшения реологических свойств связанной воды, что проявляется в увеличении устойчивости образцов. Возможно также, что при таком содержании воды в глине более активно включаются в работу осмотические силы дегидратации [36].

Таким образом, характер проявления разрушительного действия гидратационных напряжений зависит не только от исходной влажности, но и от удельной поверхности глины. Так, влажность,

соответствующая трем молекулярным слоям, является оптимальной для проявления этих напряжений в глинах с $S_0 = 142 \text{ м}^2/\text{г}$. В аргиллитах же и глинах с $S_0 = 45 \text{ м}^2/\text{г}$ такой особенности не наблюдается (см. рис. 4.2, кривая 1). Поэтому, зная естественную влажность и удельную поверхность и определив по формуле (4.21) ожидаемые гидратационные напряжения, можно прогнозировать их поведение в стенках скважины при увлажнении фильтратом бурового раствора. При прочих равных условиях устойчивость этих пород будет тем меньшей, чем большие гидратационные напряжения будут получены при расчетах по указанной формуле.

Прогнозирование устойчивости глин с большей удельной поверхностью должно быть основано на лабораторных исследованиях деформирования их образцов в условиях контакта с буровым раствором [3, 28, 36]. Особое внимание при этом должно быть уделено соответствию вещественного состава, плотности и влажности образцов этим свойствам глины в условиях естественного залегания.

Согласно выполненным исследованиям, гидратационные напряжения в породе могут достигать сотен мегапаскалей. С практической точки зрения важно знать, какая часть этих напряжений может быть реализована в условиях скважины.

4.3. РОЛЬ ГИДРАТАЦИОННЫХ НАПРЯЖЕНИЙ В ПРОЯВЛЕНИЯХ ГОРНОГО ДАВЛЕНИЯ

В соответствии с выполненными исследованиями для рассмотрения механизма формирования напряженно-деформированного состояния и влажностного равновесия около скважины выделим на некоторой глубине элементарный объем породы, не имеющей цементных связей и заполненной поровой водой. Примем, что в рассматриваемом элементарном объеме породы наряду со связанной имеется свободная вода. В нетронутом горном массиве этот объем породы нагружен равномерным всесторонним сжимающим давлением, равным геостатическому p_r . Очевидно, что пока поровая жидкость не получит возможности истекать в окружающую среду (внешний резервуар), она будет воспринимать приложенную нагрузку полностью и порода деформироваться не будет. Если же поровая жидкость получит возможность истекать во внешний резервуар, давление в котором примем равным пластовому давлению p_n (на глубине залегания элементарного объема породы), то процесс сжатия породы можно рассматривать как фильтрационный, сопровождающийся постепенным перераспределением напряжений со свободной породой воды на связанную в местах наибольшего сближения частиц породы, т. е. на породный скелет. Полное напряжение при этом будет равно сумме напряжений в скелете породы σ_s (эффективное напряжение) и пластового давления p_n :

$$p_r = \sigma_s + p_n. \quad (4.19)$$

При сжатии породы напряжение σ_z будет равно нулю до тех пор, пока расстояние между минеральными частицами не уменьшится до размера, равного двойной толщине связанной воды. После этого напряжение σ_z начнет возрастать под действием сопротивления адсорбционных пленок деформированию и уменьшению их толщины в результате сжимающих напряжений ($p_r - p_n$). Когда из породы будет отжата вся свободная вода, $\sigma_z = p_r$. Уменьшение толщины и деформирование адсорбционных пленок при отжатии связанной воды приводит к неравновесному состоянию системы. Уравновешивая сжимающую нагрузку, адсорбционные пленки постоянно стремятся восстановить свою первоначальную форму и толщину. При этом если химический потенциал в поровой жидкости будет больше, чем во внешнем резервуаре, вода этого резервуара будет стремиться проникнуть в породу. Это усилие также будет направлено на восстановление и, возможно, увеличение толщины пленки даже против первоначальных размеров. Эти процессы проявляются в виде рассмотренных в предыдущем параграфе гидратационных напряжений.

На основании изложенного, учитывая (4.19), а также наличие присущих реальным породам цементных связей через напряжение растяжения породы σ_r , состояние влажностного равновесия в нетронутом горном массиве можно записать в виде уравнения

$$\sigma_z + \sigma_p = \frac{RT}{V_m} \ln a'_r, \quad (4.20)$$

где a'_r — термодинамическая активность, учитывающая соотношение химических потенциалов жидкости в рассматриваемой породе и вмещающих ее пластах.

Проведение скважины наряду с изменением поля напряжений нарушает влажностное равновесие нетронутого массива. Одновременно с локальным полем напряжений около скважины формируется новое влажностное состояние. Основными факторами, влияющими на его формирование, являются новые неравномерные сжимающие напряжения и соотношение между химическими потенциалами поровой воды и бурового раствора, определяемые термодинамической активностью a_T'' .

Главные напряжения, действующие на стенке скважины, без учета физико-химического взаимодействия бурового раствора с породой определяются на основании уравнений (2.15) и (2.20) следующими выражениями:

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

$$\sigma_r = p_p; \quad \sigma_\theta = 2p_r - p_p; \quad \sigma_z = p_r, \quad (4.21)$$

б) после образования предельной области

$$\sigma_r = p_p; \quad \sigma_\theta = p_p + \frac{2}{\sqrt{3}} \sigma_r; \quad \sigma_z = p_p + \frac{1}{\sqrt{3}} \sigma_r. \quad (4.22)$$

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:

$$0 \leq k_r = \frac{p_p}{p_r} < 1; \quad 1 < k_\theta = \frac{2p_r - p_p}{p_r} \leq 2; \quad k_z = \frac{\sigma_z}{p_r} = 1. \quad (4.23)$$

После образования предельной области при

$$0 \leq p_p \leq p_r - \frac{1}{\sqrt{3}} \sigma_T.$$

и $\sigma_T < \sigma_r$ будем иметь

$$\begin{aligned} 0 \leq k_r = \frac{p_p}{p_r} < 1; \quad 0 < k_\theta = \frac{p_p + \frac{2}{\sqrt{3}} \sigma_T}{p_r} < 2; \quad 0 < k_z = \\ = \frac{p + \frac{1}{\sqrt{3}} \sigma_T}{p_r} \leq 1. \end{aligned} \quad (4.24)$$

Если при вскрытии горного массива скважиной будет обеспечено условие $a_T'' = a_T'$, то буровой раствор или его фильтрат будет всасываться в породу по направлению действия тех напряжений, для которых коэффициент концентрации напряжений будет меньше единицы. В области упругих деформаций таким будет направление радиального напряжения, а после образования предельной области — кроме того, направления кольцевого и осевого напряжений. Участки с коэффициентами концентраций напряжений, большими единицы, должны обезвоживаться.

Состояние влажностного равновесия около скважины описывается уравнением

$$\sigma_{\max} - \sigma_{\min} + \sigma_p = \frac{RT}{V_M} \ln a_T'' + p_p, \quad (4.25)$$

где $\sigma_{\max}$, $\sigma_{\min}$ — максимальное и минимальное главные напряжения, действующие на породу.

Для области упругих деформаций породы $\sigma_{\max} = 2p_r - p_p$ и $\sigma_{\min} = p_p$, а после перехода ее в предельное состояние $\sigma_{\max} = p_p + \frac{2}{\sqrt{3}} \sigma_T$ и $\sigma_{\min} = p_p$. После подстановки этих значений в (4.25) и

с учетом (4.19) получим:

для упругой области

$$2\sigma_p + \sigma_p = \frac{RT}{V_M} \ln a_T'' + 2\Delta p + p_p, \quad (4.26)$$

где $\Delta p = p_p - p_n$ — дифференциальное давление; для предельной области

$$\sigma_p + \frac{2}{\sqrt{3}} \sigma_T = \frac{RT}{V_M} \ln a_T'' + p_p. \quad (4.27)$$

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

В рамках плоской задачи предельное состояние породы около скважины, согласно условию Губера — Мизеса — Генки, описывается уравнением

$$\sigma_{\theta} - \sigma_r = \frac{2}{\sqrt{3}} \sigma_T. \quad (4.28)$$

При увлажнении породы это уравнение примет вид

$$\sigma_{\theta w} - \sigma_{rw} = \frac{2}{\sqrt{3}} \sigma_{Tw}, \quad (4.29)$$

где $\sigma_{\theta w}$, σ_{rw} — соответственно кольцевое и радиальное главные напряжения после увлажнения породы; σ_{Tw} — предел текучести при одноосном сжатии породы, увлажненной фильтратом бурового раствора. Разница $(\sigma_{\theta} - \sigma_r) - (\sigma_{\theta w} - \sigma_{rw}) = \frac{2}{\sqrt{3}} (\sigma_T - \sigma_{Tw})$ будет

характеризовать ту часть гидратационного напряжения, которая может быть реализована в виде изменения напряжений около скважины. Поскольку обычно $\sigma_{Tw} < \sigma_T$, то $\sigma_{\theta w} - \sigma_{rw} < \sigma_{\theta} - \sigma_r$. Таким образом, если порода уже находится в предельном состоянии, то ее увлажнение будет способствовать только снижению действующих напряжений.

Если порода находится в области упругих деформаций, т. е. $\sigma_{\theta} - \sigma_r < \frac{2}{\sqrt{3}} \sigma_T$, 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, Дж. Паркером экспериментально было установлено, что напряжение в глинистых породах вследствие увлажнения превышало 70 МПа. Для определения, насколько реальна эта величина в натурных условиях, им были поставлены в шахте специальные опыты, 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.

Таким образом, чтобы уменьшить интенсивность проявления горного давления в результате разупрочнения пород, особенно сухих глин, от действия гидратационных напряжений, необходимо использовать все возможные меры по предупреждению дополнительного их увлажнения.

4.4. МЕТОДИКА ОЦЕНКИ ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ НА ГОРНЫЕ ПОРОДЫ

Разработка методов, позволяющих по данным лабораторных исследований оценить поведение горных пород в стенках нефтяных и газовых скважин и достоверно прогнозировать наиболее оптимальные состав и свойства буровых растворов — важнейшая проблема бурения. Из-за отсутствия приемлемых для инженерной практики методов в буровых организациях до настоящего времени рецептуры растворов подбирают только опытным путем, исходя из общих представлений о механизме разрушения пород под влиянием среды, ориентируясь на стандартные технологические параметры. Неудачно выбранная рецептура (а вероятность ошибок при таком подходе велика) создает аварийные ситуации и может настолько осложнить ствол скважины, что дальнейшая ее проводка станет невозможной.

В научно-исследовательских институтах для предварительной оценки влияния растворов на горные породы обычно используют метод набухания [8] или разрабатывают методы моделирования глубинных условий [27, 28, 40].

Стремление приблизить условия испытания горных пород к условиям скважины приводит к необходимости создания сложного оборудования. Предпосылкой поиска этих методов является отсутствие необходимых знаний об основных факторах, определяющих взаимодействие системы горная порода — буровой раствор, которые могли бы быть достаточными для предсказания поведения горных пород при любых условиях воздействия на них внешних сил. Задача моделирования всех факторов, определяющих напряженно-деформированное состояние горных пород, контактирующих с буровым раствором, по-видимому, вообще не разрешима хотя бы потому, что многие из этих факторов не поддаются количественной оценке. Из этого нельзя делать вывод о том, что моделирования сложных условий скважины следует избегать. Результаты этих испытаний как раз и позволяют установить минимум определяющих факторов. Здесь имеется в виду другое: из-за громоздкости оборудования и трудоемкости испытаний широкое применение в практике метода моделирования глубинных условий ограничено.

Трудности, связанные с полным моделированием процессов около скважины, обусловили попытки разработать способ прогнозирования поведения горных пород по показателям набухания. В этом случае предполагается коррелируемость между параметрами набухания породы и устойчивостью ее в стенках скважины применительно к любым условиям внешнего механического и физико-химического воздействия. Эти попытки выражают другую крайность — сведение многосторонних явлений в скважине, обусловленных горным давлением и контактом горной породы с буровым раствором, к одному процессу набухания. При этом, например, не учитывается такой фактор, как фактор напряжений, который интенсифицирует все физико-химические процессы взаимодействия

деформируемого твердого тела и среды. Кроме того, область применения этого метода ограничена практически набухающими породами.

Исследованиями [3] показано, что цель прогнозирования поведения горных пород при контакте с буровым раствором достигается путем испытаний деформирования образцов горных пород в среде буровых растворов в условиях одноосного сжатия.

Этот метод выгодно отличается от методов «полного» моделирования простотой и обеспечивает основные условия разупрочняющего действия жидкой среды на деформируемое твердое тело: интенсивность напряжений, протекание адсорбционных, диффузионных и капиллярных процессов, образование новых химических связей. Хорошая сходимость лабораторных данных с промышленными послужила основанием для постановки специальных исследований, в результате которых была разработана излагаемая ниже методика оценки физико-химического воздействия буровых растворов на горные породы в стенках скважины.

Согласно методике по керну, шламу и геофизическим данным определяют плотность и естественную влажность породы из неопределенных интервалов. Затем отобранный из скважины керн и шлам высушивают до воздушно-сухого состояния, измельчают, просеивают через сито с размером ячейки не больше 1 мм и увлажняют до естественной влажности. Из этого материала в разъемной пресс-форме готовят искусственные образцы. Режим прессования задают, исходя из необходимости получения образцов заданной плотности с минимальным значением коэффициента вариации прочности. Например, из гидрослюдистой глины с гигроскопической влажностью получают образцы плотностью $2,4 \cdot 10^3 \text{ кг/м}^3$ и коэффициентом вариации прочности менее 5% при давлении прессования 300 МПа и скорости прессования 1,2—1,4 МПа/с. Готовые образцы помещают в эксикатор, где выдерживают для снятия остаточных напряжений перед испытанием. Если керна материала достаточно, то к испытаниям готовят естественные образцы.

Перед испытанием определяют коэффициент вариации прочности образцов и их кратковременную прочность $\sigma_0 = P/F$, где P — нагрузка, разрушающая образец при быстром нагружении; F — площадь поперечного сечения образца. По коэффициенту вариации прочности устанавливают количество повторных опытов для получения достоверных результатов, а по напряжению σ_0 — интенсивность напряжений или фактическое напряжение σ_f испытания образцов. Порядок определения σ_f следующий. Определяют критическую глубину h_k , на которой порода в скважине разрушается и переходит в предельное состояние

$$h_k = \frac{1}{\sqrt{3}} \frac{\sigma_0}{g(\rho_n - \rho_p)}, \quad (4.30)$$

где ρ_n — средневзвешенное значение плотности горных пород, залегающих в интервале от h_k до поверхности земли; ρ_p — плотность бурового раствора.

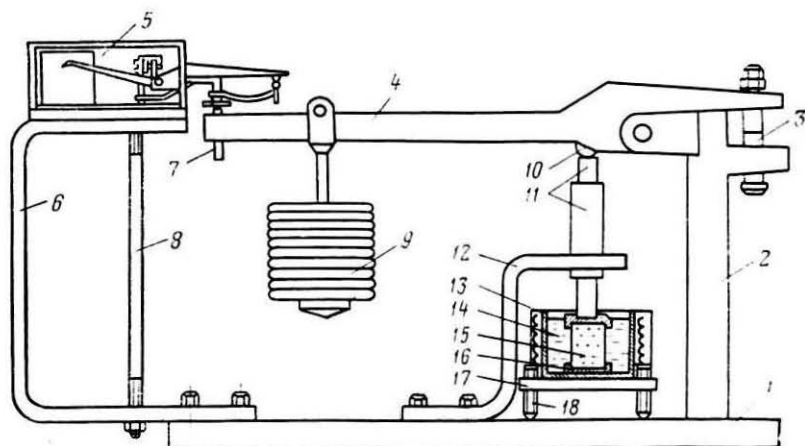


Рис. 4.3. Экспериментальная установка для исследования влияния буровых растворов на образцы горных пород, деформируемых в их среде в условиях одноосного сжатия при температуре до 90 °С

Для глубин $h < h_k$ напряжение σ_f вычисляют по формуле

$$\sigma_f = \frac{1}{\sqrt{3}} \sigma_0 \frac{h}{h_k}, \quad (4.31)$$

где h — глубина залегания исследуемой породы.

Если $h \geq h_k$, то

$$\sigma_f = \frac{1}{\sqrt{3}} \sigma_0. \quad (4.32)$$

Уравнения (4.30) — (4.32) получены на основании условия Губера для оценки предельного состояния горных пород в стенках скважины. Испытания выполняют на экспериментальной установке (рис. 4.3). Она состоит из основания 1, стойки 2 с шарнирно закрепленным рычагом 4. На рычаге в масштабе нанесены специальные риски для точной установки наборного груза 9. Нагрузка на образец породы 15 передается через плунжерную пару 11, вмонтированную в кронштейн 12. Образец породы устанавливают в специальные вкладыши 16 и помещают в сосуд для жидкости 14 с термостатирующей рубашкой 13. Для сопоставимости результатов испытаний на образцах, имеющих различные геометрические размеры, необходимо, чтобы отношение объема жидкости в сосуде к объему образца породы было постоянным. Чтобы изменение концентрации компонентов в жидкости из-за проникновения их в образец в процессе опыта было несущественным, это отношение можно принять равным десяти. Плита 17, на которой располагается сосуд для жидкости 14, может подниматься и опускаться с помощью шпилек 18. Кривая деформирования образца регистрируется записывающим устройством 5, установленным на фигурной

стойке 6 с болтом жесткости 8. Для перемещения стрелки записывающего устройства в нужное положение служит регулировочный винт 7.

Рекомендуется следующий порядок исследований. На диаграмме записывающего устройства 5 отмечают дату испытания, номер испытуемого образца породы и тип бурового раствора. Регулировочный винт 7 ввинчивают до упора в гнездо рычага 4. Завинчиванием гайки болта 3 рычаг 4 поднимают таким образом, чтобы стрелка записывающего устройства 5 находилась в верхнем положении. Образец породы помещают в сосуд для жидкости, который устанавливают на плиту 17. Для обеспечения центрального нагружения образец устанавливают так, чтобы шток плунжерной пары попал в углубление верхнего вкладыша. Завинчивая шпильки 18, образец поднимают до тех пор, пока шарик 10 не будет плотно прижат к рычагу 4 в специальном углублении. Горизонтальность основания 1 и плиты 17 проверяют уровнем. После установки необходимого груза рычаг 4 опускают, отвинчивая гайку болта 3, и нагружают образец. При этом левая часть рычага 4 и стрелка записывающего устройства 5 немного опускаются. Регулировочным винтом 7 стрелку вновь возвращают в верхнее положение. Затем в сосуд 14 заливают испытуемый раствор заданной температуры. Если ее значение выше комнатной, то одновременно в работу включается термостатирующее устройство.

По данным испытания в координатах относительная продольная деформация ϵ — время t строят графики зависимостей $\epsilon(t)$ для каждого типа раствора. На основании этих графиков определяют коэффициенты устойчивости κ образцов горной породы в среде испытанных буровых растворов

$$\kappa = \frac{\epsilon_{\text{в}}}{\epsilon_{\text{р}}} \frac{t_{\text{р}}}{t_{\text{в}}}, \quad (4.33)$$

где $\epsilon_{\text{в}}$, $\epsilon_{\text{р}}$ — относительные продольные деформации образцов породы за время испытания соответственно в дистиллированной воде и буровом растворе; $t_{\text{р}}$ — время испытания образца в буровом растворе; $t_{\text{в}}$ — время от момента нагружения до разрушения образца в дистиллированной воде.

Раствор с максимальным значением коэффициента κ будет наиболее эффективным с точки зрения обеспечения устойчивости испытанной горной породы в стенках скважины.

4.5. СОПОСТАВЛЕНИЕ ПОКАЗАТЕЛЕЙ НАБУХАНИЯ И УСТОЙЧИВОСТИ ГЛИНИСТЫХ ПОРОД

В решении проблемы физико-химического взаимодействия буровых растворов с горными породами большое внимание уделяется изучению явления набухания. Глубоко связанное с природой и структурой вещества, это явление позволяет оценивать с некоторым приближением влияние различных факторов на такие свойства глин, как лиофильность, пластичность, связность, размокае-

мость, водопроницаемость и др., 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 критериев разупрочняющего действия буровых растворов на горные породы. Исследования этого направления обобщены в монографии [8]. В этой работе отмечается, что в отличие от показателей набухания методы более полного моделирования скважинных условий не дают объективной характеристики истинного воздействия фильтратов промывочных 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 [36]. 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 моделируются в работах [3, 28, 36]. В основе же набухания лежат только осмотическое и адсорбционное (пленочное) всасывания [7]. Поэтому метод набухания должен 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 раствора роль адсорбционных и осмотических сил может стать преобладающей. В этом случае параметры набухания, видимо, могут служить основой достоверного предсказания ее поведения в стенках скважины.

Таким образом, имеется настоятельная необходимость определения действительных возможностей методов 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.

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 коэффици-

енту устойчивости и времени разрушения глинистых образцов в их среде в условиях одноосного сжатия по изложенной выше методике. 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 κ вычисляли по формуле (4.33). Степень набухания k_2 , период набухания z и скорость набухания $\omega_{\text{ср}} = k_2/z$ определяли по методике Жигача — Ярова [8]. Нагрузка на поршень прибора площадью 5,3 см² составляла 1000 ± 30 мН, навеска высушенной до постоянного веса 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 C_0 . Анализ данных, приведенных на рис. 4.4, 4.5 и в табл. 4.2, 4.3, показывает следующее.

Таблица 4.2

Показатели набухания глины в растворе NaCl

Показатели	Концентрация NaCl, %				
	0	1	5	10	20
k_2 , см ³ /г	1,21	0,80	0,69	0,65	0,56
z , ч	984	72	48	48	24
$\omega_{\text{ср}}$ 10 ³ , см ³ /г·ч	1,23	1,11	1,44	1,35	2,33
P_m 10 ² , Па	136	115	110	86	71
C_0 10 ³	—	10,1	5,9	5,5	1,4
κ	—	5,4	2,7	1,8	1,5

Между коэффициентом устойчивости κ и параметрами z , $\omega_{\text{ср}}$ и P_m имеется тесная связь: его значения повышаются при увеличении z и P_m и уменьшении $\omega_{\text{ср}}$. От степени набухания k_2 такой зависимости не наблюдается: коэффициент κ может уменьшаться как при снижении (см. табл. 4.2), так и увеличении (см. рис. 4.5 и табл. 4.3)

Таблица 4.3

Показатели набухания глины в растворе Na₂Cr₂O₇

Показатели	Концентрация Na ₂ Cr ₂ O ₇ , %			
	0	0,01	0,05	0,10
k_2 , см ³ /г	1,21	0,48	0,56	0,62
z , ч	984	432	96	48
$\omega_{\text{ср}}$ 10 ³ , см ³ /г·ч	1,23	1,1	5,8	12,9
P_m 10 ² , Па	136	112	77	66
C_0 10 ³	—	10,16	0,2	0,04
κ	—	134	88	65

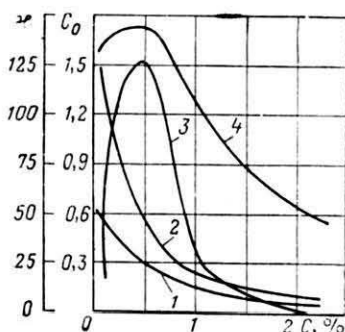
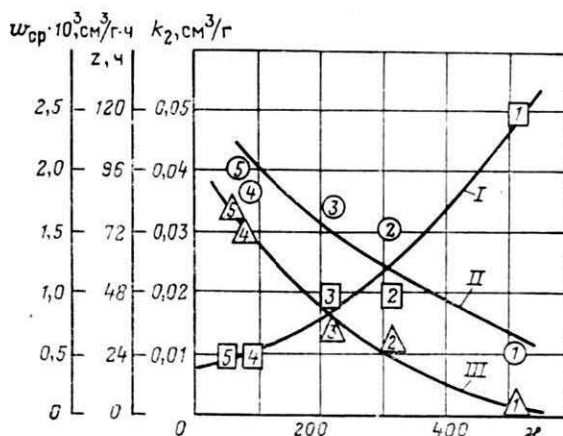


Рис. 4.4. Зависимость между z , C_0 и C растворов Na_2SO_4 (1, 2) и Na_2CO_3 (3, 4) для глин с $S_0 = 142 \text{ м}^2/\text{г}$: 1, 3 — C_0 (C); 2, 4 — z (C)

Рис. 4.5. Зависимость между показателями набухания и коэффициентом устойчивости аргиллита (скв. 100 Гусинная) в фильтратах буровых растворов ($i=0,3$):
I — z (%); II — k_2 (%); III — $w_{\text{ср}}$ (%)



Обозначение на рис. 4.5			Состав фильтрата, %
△ ① □			NaCl 10; Na_2CO_3 0,5; КМЦ 1,0
△ ② □			Лигносulfонатный реагент 17,58; NaCl 22,0; Na_2CO_3 0,44
△ ③ □			Гипс 1,5; оксил 1,5; NaOH 0,2; КССБ 2,0
△ ④ □			Силикат натрия 5,0; NaCl 5,0; КМЦ 1,0
△ ⑤ □			KOH 0,377; лигносульфонатный реагент 16,0; KCl 5,66

степени набухания. Обобщенный показатель C_0 и коэффициент устойчивости z изменяются качественно одинаково, т. е. в рамках проведенных исследований их значения позволяют сделать равнозначную оценку влияния водных растворов на устойчивость глин. Следовательно, показатели набухания не только не противоречат, а напротив, подчеркивают практическую значимость информации,

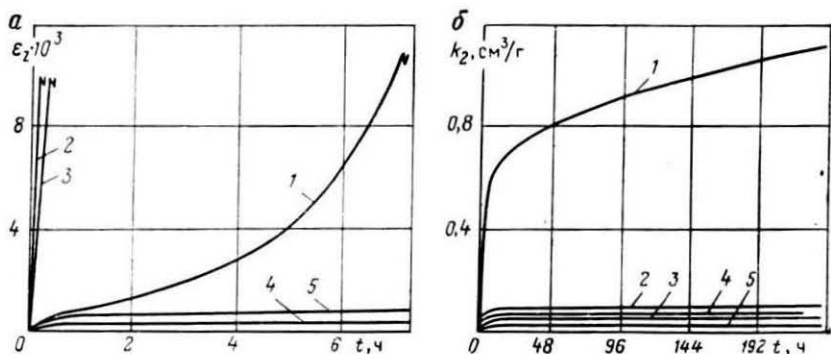


Рис. 4.6. Кривые деформирования (а) при одноосном сжатии ($i=0,7$) и кинетика набухания глины (б) в дистиллированной воде 1, ацетоне 2, этиловом спирте 3, керосине 4 и дизельном топливе 5

получаемой при исследовании деформируемости образцов глинистых пород в жидкой среде.

Однако гидратационно-связывающие эффекты не всегда являются определяющими в разупрочнении глинистых пород. Так, на основании исследований [13, 30] можно предположить три принципиально различных механизма разупрочняющего влияния бурового раствора на горные породы, которые характеризуются: понижением уровня поверхностной энергии в результате адсорбции (этот процесс является первичным и универсальным); формированием новых структурных связей; изменением трения между частицами породы и прижимающимися друг к другу стенками трещин.

Проникновение фильтрата раствора или его ингредиентов в породу может осуществляться не только по поровым каналам, микротрещинам и дефектам структуры, но и путем диффузии вещества среды в кристаллическую решетку составляющих ее минералов. Взаимодействие фильтрата с породой усиливается при энергетическом возбуждении. Именно поэтому величина адсорбционного облегчения деформации и понижения прочности значительно зависит от интенсивности и времени действия напряжений. При этом для наибольшего проявления эффекта разупрочнения необходимо, чтобы деформации в породе были за пределом упругости, а время контакта ее с раствором — достаточным для покрытия новых поверхностей адсорбционными слоями и диффузионного проникновения среды в решетку кристаллов и структурных изменений. Рассмотренная область возможного взаимодействия раствора с глинистыми породами набуханием не охватывается.

Сказанное выше достаточно убедительно иллюстрируется результатами исследований. Как видно из рис. 4.6, практически не вызывающие набухания жидкие среды совершенно по-разному 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

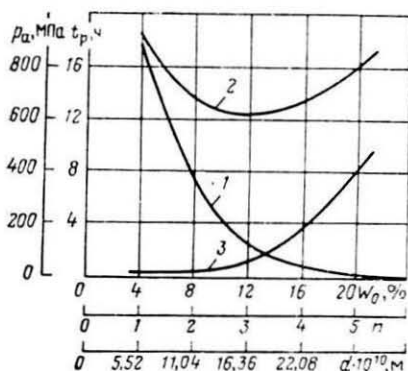


Рис. 4.7. Зависимости гидратационного напряжения (кривая 1), рассчитанного по формуле (4.18), и времени разрушения образцов в жидкой среде (кривая 2 — дистиллированная вода, кривая 3 — насыщенный раствор NaCl) от влажности W_0 , числа молекулярных слоев n и диаметра d поровых каналов в глин с $S_0 = 142 \text{ м}^2/\text{г}$

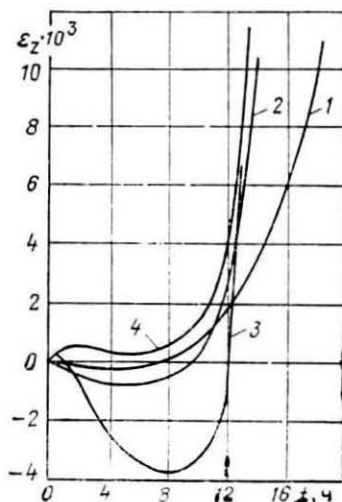


Рис. 4.8. Кривые деформирования в дистиллированной воде образцов глины ($S_0 = 142 \text{ м}^2/\text{г}$, $i = 0,2$) с влажностью, %:
1 — 4,3; 2 — 7,6; 3 — 12,2; 4 — 15,7

ацетон и этиловый спирт вызывали стремительное разупрочнение образцов.

Кроме перечисленных факторов, на процессы взаимодействия глины с фильтратом раствора сильное влияние может оказать ее начальная влажность (табл. 4.4).

Таблица 4.4
Показатели набухания глины в дистиллированной воде

Показатели	Влажность навески глины, %				
	0	5	8	12	16
$k_2, \text{см}^3/\text{г}$	1,21	0,74	0,64	0,44	0,3
$z, \text{ч}$	984	672	768	912	1008
$w_{\text{ср}} 10^3, \text{см}^3/\text{г} \cdot \text{ч}$	1,23	1,10	0,83	0,48	0,3
$P_m 10^2, \text{Па}$	136	64,8	56,4	81,2	89,6

На рис. 4.7 (кривая 1) приведена рассчитанная по формуле (4.15) зависимость. При уровне энергии связи адсорбционной воды, соответствующей образованию первого молекулярного слоя, значения p_a достигают 1000 МПа. Предельные значения осмотического давления $p_{\text{осм}}$ согласно уравнению Вант-Гоффа (3.21) в условиях скважины могут составить примерно 20 МПа.

Средняя величина дифференциального давления Δp в практике бурения обычно не превышает 5 МПа. Если принять за единицу вклад, вносимый в изменение влажностного равновесия и напряженно-деформируемого состояния породы в стенках скважины дифференциальным давлением, то доля адсорбционных и осмотических сил определится соотношением $p_a : p_{осм} : \Delta p = 200 : 4 : 1$, т. е. доля адсорбционных сил будет явно преобладающей.

Развитию столь мощных адсорбционных напряжений будут мешать, особенно на стадии образования первых двух молекулярных слоев (слой Штерна), особые свойства (прочность на сдвиг и повышенная вязкость) прочносвязанной воды [3, 4, 7]. Эти свойства являются причиной того, что осмотические силы начинают проявляться на стадии появления в породе рыхлосвязанной воды. Анализ хода кривых 2 и 3 (см. рис. 4.7) хорошо подтверждает сказанное. Так, несмотря на вероятность значительных гидратационных напряжений, устойчивость образцов глины с влажностью 4,3 % в дистиллированной воде наибольшая (кривая 2, рис. 4.7).

При влажности 12,2 % создаются наиболее благоприятные условия для набухания глины (кривая 3, рис. 4.8) и развития разупрочняющих гидратационных напряжений. Устойчивость образцов в этом случае минимальная. Однако при увеличении содержания влаги ($W_0 > 12\%$) темп снижения гидратационных напряжений, видимо, опережает уменьшение реологических свойств связанной воды и устойчивость образцов возрастает.

Возможен и другой механизм. Например, из-за появления рыхлосвязанной 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. Возникший градиент концентрации обуславливает осмотическую дегидратацию. На проявление сил осмотической дегидратации при влажности 12,2 % и более указывает ход кривой 3 (см. рис. 4.7). Не исключено также, что диссоциированные глинистые частицы выполняют роль защитной пленки и тем самым уменьшают скорость увлажнения и разупрочнения образцов.

Таким образом, интенсивность проявления адсорбционных и осмотических сил, лежащих в основе набухания, значительно зависит от начальной влажности и плотности глинистой породы, что также не учитывается методом набухания. Показатели набухания могут способствовать качественно правильной оценке поведения глинистых пород, когда определяющую роль в их устойчивости играют адсорбционные и осмотические силы. Поскольку невозможно заранее достоверно предсказать, какие факторы в разупрочнении глинистых пород в реальных условиях будут главными, то использование показателей набухания может привести к ошибочному заключению о действительных последствиях воздействия бурового раствора на их устойчивость. Поэтому для надежного прогнозирования должна применяться информация, получаемая методами приближенного моделирования.

4.6. ВЛИЯНИЕ РАСТВОРОВ ЭЛЕКТРОЛИТОВ НА ДЕФОРМИРУЕМОСТЬ ГЛИНИСТЫХ ПОРОД

Установление закономерностей влияния растворов электролитов на разупрочнение глин имеет важное значение для решения проблемы надежного прогнозирования оптимальных составов буровых растворов, обеспечивающих успешную проводку скважин и высокие темпы бурения.

Для испытания были выбраны аскангельский бентонит и уемская гидрослюда — глины преимущественно монтмориллонитового и гидрослюдистого минеральных составов. Эти группы минералов имеют электрически неуравновешенные кристаллические решетки, отличаются высокой адсорбционной способностью [9, 34] и широко представлены в разрезе глубоких скважин. Поэтому результаты исследований этих глин имеют обобщающий характер. В качестве жидких сред использовали водные растворы электролитов калия, натрия, а также хлоридов, сульфатов и гидроокисей щелочных и щелочно-земельных металлов, которые рекомендуются и часто применяются в практике бурения для ингибирования и управления осмотическими явлениями в системе буровой раствор — горная порода [21].

Разупрочняющее действие растворов оценивали по коэффициенту устойчивости и времени разрушения глинистых образцов в их среде в условиях одноосного сжатия. Чтобы исключить влияние конденсационно-кристаллизационных связей, образцы готовили с нарушенной структурой прессованием в разъемной матрице при давлении 300 МПа и скорости 1,2—1,4 МПа/с. Коэффициент устойчивости вычисляли по формуле (4.33).

Поскольку взаимодействие водных растворов с глинистыми породами сопровождается мощными гидратационно-связывающими эффектами, по методике [8] было изучено влияние адсорбции — поглощения ионов и рН среды на их набухание и обобщенный показатель устойчивости C_0 .

В результате исследований установлено, что степень набухания аскангельского бентонита и уемской гидрослюды в водных растворах хлоридов щелочных и щелочно-земельных металлов увеличивается в направлении уменьшения валентности катионов, согласно ряду

$$K^+ > Na^+ > Ba^{2+} > Mg^{2+} > Ca^{2+} > Fe^{3+}, \quad (4.34)$$

а в ряду анионов водных растворов электролитов калия и натрия — справа налево

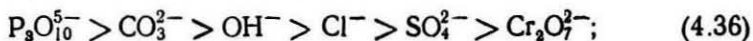
$$P_3O_{10}^{5-} > CO_3^{2-} > OH^- > Cl^- > SO_4^{2-} > Cr_2O_7^{2-}. \quad (4.35)$$

Из сопоставления этих рядов с результатами, полученными при изучении влияния на набухание серигюхского бентонита адсорбированных ионов [1], вытекает, что влияние катионов и анионов на степень набухания глин не зависит от того, входят ли они перво-

начально в состав ионообменного комплекса или же находятся в водном растворе.

При исследовании деформируемости образцов аскангельского бентонита и уемской гидрослюды в среде гомогенных водных растворов электролитов щелочных и щелочно-земельных металлов были получены последовательные зависимости снижения устойчивости образцов от вида катиона и аниона. Так, в ряду анионов электролитов калия и натрия устойчивость образцов снижается в направлении:

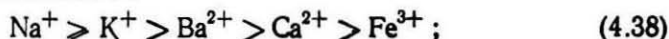
для электролитов группы натрия



для электролитов группы калия



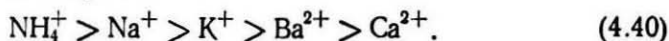
Устойчивость образцов в водных растворах хлоридов, сульфатов и гидроокисей щелочных и щелочно-земельных металлов последовательно снижается в ряду их катионов в направлении увеличения валентности. Так, в ряду катионов хлоридов нами получена следующая зависимость:



в ряду катионов сульфатов



в ряду катионов гидроокисей



Сравнение рядов (4.34) и (4.38), (4.35) и (4.36) показывает, что катионы и анионы электролитов, повышающие водоудерживающую способность глин, определяемую числом и силой связей, которые молекула воды может образовывать с адсорбентом, в этом же направлении увеличивают и их устойчивость.

Раздельная оценка разупрочняющего эффекта катионов и анионов затруднена тем, что их действие может проявляться одновременно в зависимости от межионного взаимодействия в растворе, отрицательной и положительной гидратации при связывании молекул воды и т. д. Однако интегральное определение позволяет выявить следующую важную закономерность (табл. 4.5): растворы электролитов, имеющие общий анион и катионы равной валентности, оказывают примерно одинаковое влияние на устойчивость глинистых образцов. Так, близким по эффективности действием обладают электролиты NaCl и KCl ; CaCl_2 и BaCl_2 ; Na_2CO_3 и K_2CO_3 .

На деформирование глинистой породы могут влиять характер и величина поглощения как растворенного вещества, так и растворителя. Характер и величина поглощения катионов определяется реакционной способностью глин (удельной поверхностью, обмен-

Время разрушения образцов аскангельского бентонита (в ч) в растворах электролитов

Электролит	Концентрация электролита, % (по массе)			
	0,1	0,5	1,0	2,0
NaCl	12,0	3,0	0,87	0,60
KCl	11,8	3,0	0,87	0,50
CaCl ₂	10,13	1,53	0,41	0,25
BaCl ₂	10,50	2,36	0,33	0,50
Na ₂ CO ₃	14,3	15,3	12,7	7,3
K ₂ CO ₃	14,0	14,7	11,8	10,7

ной емкостью, минеральным составом, кристаллической структурой и т. д.) и типом аниона, в паре с которым выступает катион (в случае гомогенного раствора).

Установлено (рис. 4.9), что поглощение натрия на аскангель-

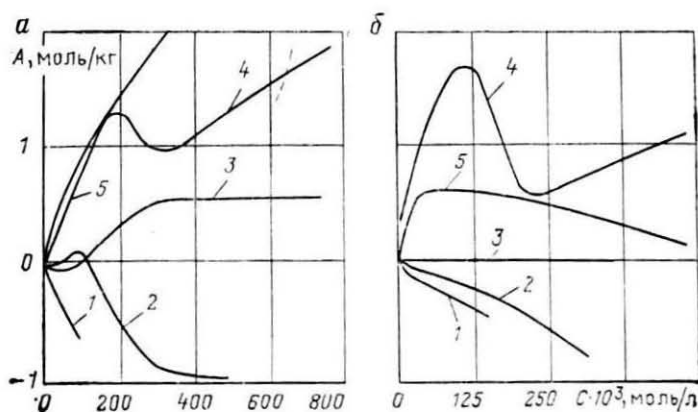


Рис. 4.9. Изотермы поглощения ионов из растворов электролитов натрия аскангельским бентонитом:

а — поглощение катиона Na⁺: 1 — Na₂Cr₂O₇; 2 — Na₂SO₄; 3 — NaCl; 4 — NaOH; 5 — Na₂CO₃; б — поглощение анионов: 1 — Cr₂O₇²⁻; 2 — SO₄²⁻; 3 — Cl⁻; 4 — CO₃²⁻; 5 — OH⁻

ском бентоните из растворов электролитов уменьшается в направлении от Na₂CO₃ к Na₂Cr₂O₇:

$$\text{Na}_2\text{CO}_3 > \text{NaOH} > \text{NaCl} + \text{Na}_2\text{SO}_4 > \text{Na}_2\text{Cr}_2\text{O}_7. \quad (4.41)$$

Направление, в котором уменьшается поглощение анионов натрия (рис. 4.9, б), практически совпадает с этим рядом, т. е.:

$$\text{OH}^- > \text{CO}_3^{2-} > \text{Cl}^- > \text{SO}_4^{2-} > \text{Cr}_2\text{O}_7^{2-}. \quad (4.42)$$

Исходя из качественной картины поглощения можно сделать вывод, что для NaOH и Na_2CO_3 характерна положительная молекулярная адсорбция (у NaOH двойной слой адсорбированных ионов); для NaCl — катионообменная положительная адсорбция (поглощение Cl^- равно нулю); для Na_2CO_3 и $\text{Na}_2\text{Cr}_2\text{O}_7$ — отрицательная молекулярная адсорбция, которая, как и всякое снижение поглощения ионов при увеличении равновесной концентрации, связана с поглощением растворителя (адсорбцией воды). Аналогичные зависимости поглощения ионов из растворов электролитов натрия установлены и для уемской гидрослюды.

Значения pH исходных растворов электролитов натрия уменьшается в направлении от NaOH к $\text{Na}_2\text{Cr}_2\text{O}_7$:

$$\frac{\text{NaOH}}{12,20} > \frac{\text{Na}_2\text{CO}_3}{8,80} > \frac{\text{Na}_2\text{SO}_4}{6,50} > \frac{\text{NaCl}}{5,58} > \frac{\text{Na}_2\text{Cr}_2\text{O}_7}{4,25} \quad (4.43)$$

(значения pH взяты для 0,1 %-ных растворов).

Сопоставление расположения анионов в ряду (4.36) с зависимостями (4.41) — (4.43) показывает, что снижение pH исходных растворов сопровождается уменьшением поглощения ионов и снижением устойчивости глинистых образцов. Однако имеется некоторое несоответствие в расположении электролитов NaCl и NaOH в ряду (4.43) сравнительно с рядами (4.41) и (4.36). Например, для исходного раствора NaCl значение $\text{pH}=5,58$, а для Na_2CO_3 — 6,5. Несмотря на это, поглощение Na^+ и устойчивость образцов в растворе NaCl превосходит поглощение Na^+ и устойчивость образцов в растворе Na_2SO_4 .

Таблица 4.6

Изменение pH 0,1 %-ных растворов электролитов натрия в процессе деформирования образцов уемской гидрослюды

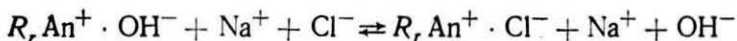
Электролит	Значение pH раствора			
	исходное	через 20 мин	через 40 мин	перед разрушением образца
NaCl	5,58	8,50	9,05	9,53
NaCO_3	8,80	9,50	10,90	10,90
NaOH	12,20	12,00	11,00	10,67

Это несоответствие объясняется тем (табл. 4.6), что в процессе деформирования образцов значения pH растворов не остаются на уровне исходных, а изменяются во времени.

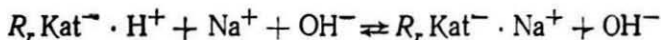
Фактические значения pH растворов электролитов натрия перед разрушением образцов уменьшаются в направлении от Na_2CO_3 к $\text{Na}_2\text{Cr}_2\text{O}_7$, а расположение электролитов в ряду (4.44) полностью соответствует их расположению в рядах (4.36) и (4.41)

$$\frac{\text{Na}_2\text{CO}_3}{10,90} > \frac{\text{NaOH}}{10,67} > \frac{\text{NaCl}}{9,53} > \frac{\text{Na}_2\text{SO}_4}{6,50} > \frac{\text{Na}_2\text{Cr}_2\text{O}_7}{4,25} \quad (4.44)$$

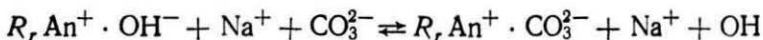
Поглощение ионов из растворов электролитов на глинах представляет собой процесс обмена, происходящего строго в эквивалентных количествах, и для NaCl , NaOH и Na_2CO_3 может быть описана стехиометрическими уравнениями:



(появление группы OH^- в растворе обуславливает увеличение его рН);

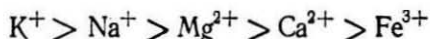


(в результате нейтрализации рН исходного раствора снижается);



(в результате ионного обмена между анионами щелочного характера рН исходного раствора несколько возрастает, так как OH^- обладает более ярко выраженными щелочными свойствами), где R — каркас глинистой частицы, не участвующий в обмене; Kat^- , An^+ — соответственно фиксированные катионы и анионы каркаса, нейтрализуемые подвижными (обменными) ионами. Поскольку анионо- и катионообменные процессы идут одновременно, то снижение или повышение рН раствора по сравнению с исходным его значением свидетельствует о преобладании одного из процессов. Аналогичные явления установлены и в растворах электролитов калия.

В растворах хлоридов щелочных и щелочно-земельных металлов поглощение катионов уменьшается в направлении от K^+ к Fe^{3+}



(поглощение хлора во всех случаях равно нулю).

Из рис. 4.10 следует, что по характеру адсорбция является катионообменной и за исключением Fe^{3+} положительной; рН исходных растворов электролитов уменьшается в направлении от KCl к FeCl_3 и при концентрации 0,1 % (по массе) имеет следующие значения:

$$\frac{\text{KCl}}{6,20} > \frac{\text{CaCl}_2}{5,67} > \frac{\text{NaCl}}{5,58} > \frac{\text{MgCl}_2}{5,43} > \frac{\text{FeCl}_3}{2,37} \quad (4.46)$$

В электролитах группы хлора так же, как и в группе натрия, отмечается общее снижение устойчивости глинистых образцов при уменьшении рН исходных растворов и снижении поглощения катионов [см. ряды (4.41), (4.45) и (4.46)]. Несоответствие положения CaCl_2 в ряду (4.49) в сравнении с рядами (4.38) и (4.45) объясняется, как и в (4.43), изменением рН растворов во времени (табл. 4.7).

Фактические значения рН растворов хлоридов перед разрушением образцов уменьшаются в том же направлении, что и в ряду

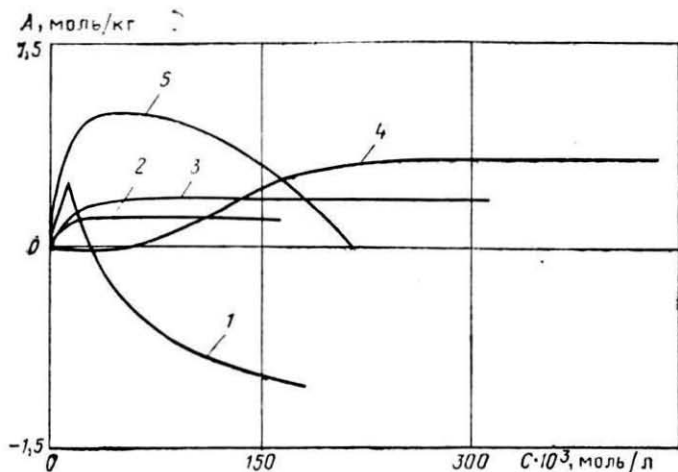


Рис. 4.10. Изотермы поглощения катионов из растворов хлоридов аскагельским бентонитом:

1 — Fe^{3+} ; 2 — Ca^{2+} ; 3 — Mg^{2+} ; 4 — Na^{+} ; 5 — K^{+}

Таблица 4.7

Изменение pH 0,1-ных растворов электролита в процессе деформирования глинистых образцов

Электролит	Значение pH растворов			
	исходное	через 20 мин	через 40 мин	перед разрушением образца
KCl	6,20	8,52	9,15	9,76
NaCl	5,58	8,50	9,05	9,53
CaCl_2	5,67	6,72	6,86	7,77
FeCl_3	2,37	2,74	2,86	3,05
MgCl_2	5,43	6,54	7,68	8,05

(4.46), однако расположение электролитов в данном случае соответствует их расположению в рядах (4.38) и (4.45)

$$\frac{\text{KCl}}{9,76} > \frac{\text{NaCl}}{9,53} > \frac{\text{MgCl}_2}{8,05} > \frac{\text{CaCl}}{7,77} > \frac{\text{FeCl}_3}{3,05} \quad (4.47)$$

Изменение pH растворов электролитов, контактирующих с глинами, прослеживается до концентрации 1—2 % (по массе). Выше этих концентраций и при переходе к электролитам с большей валентностью катиона наблюдаемые явления исчезают вследствие увеличения ионной силы раствора и его активности. В этом случае возрастает скорость абсорбции растворителя (воды), что сопровождается, как видно из табл. 4.8, снижением обобщенного показателя устойчивости S_0 и коэффициента устойчивости κ , причем с уменьшением pH исходных растворов интенсивность роста ско-

Таблица 4.8

Устойчивость образцов уемской глины в растворах электролитов

Электролит	рН исходного раствора	Концентрация, % (по массе)	Скорость абсорбции растворителя, 10^3 см/г·ч	Период абсорбции растворителя, ч	Коэффициент устойчивости	
					$C_0 \cdot 10^3$	κ
NaCl	5,8	1	11	72	1,0	5,4
	5,6	5	14	48	0,6	2,7
	5,6	10	16	48	0,5	1,8
	5,6	20	24	24	0,1	1,4
Na ₂ SO ₄	6,5	0,1	1,0	672	49,5	123,5
	6,4	0,5	3,0	216	—	—
	6,3	1,0	4,0	168	6,2	15,4
	6,3	2,0	7,0	96	2,5	13,4
Na ₂ CO ₃	8,8	0,1	2,1	336	28,0	140,0
	8,9	0,5	1,0	744	155,8	145,2
	8,9	1,0	2,2	336	24,2	123,4
	9,0	2,0	4,0	192	6,2	61,2
Na ₅ P ₃ O ₁₀	8,8	0,1	2,1	408	13,6	142,5
	9,5	0,5	0,4	1810	803	172,2
	9,5	1,0	0,5	1506	338	185,2
	9,5	2,0	0,8	1056	112	161,0

рости абсорбции растворителя и снижения параметров C_0 и κ увеличивается.

Напротив, чем выше рН исходного раствора электролита и ниже его константа ионизации, тем медленнее происходит абсорбция растворителя, выше скорость поглощения ионов и больше значения коэффициентов устойчивости C_0 и κ (в табл. 4.8 это переход от NaCl к Na₅P₃O₁₀).

Таким образом, подбирая с учетом установленных закономерностей соответствующие электролиты для буровых растворов, можно активно влиять на адсорбционно-связывающие эффекты и управлять устойчивостью глинистых пород в стенках скважины.

4.7. ИССЛЕДОВАНИЕ АДСОРБЦИОННОГО ПОНИЖЕНИЯ ПРОЧНОСТИ ГОРНЫХ ПОРОД

Адсорбционное понижение прочности горных пород на забое скважины следует рассматривать как один из основных резервов повышения скоростей бурения. Об этом свидетельствуют обнадеживающие результаты исследований, получаемые в области физико-химической механики материалов [30, 33].

Первые промышленные методы использования адсорбционного разупрочнения для повышения интенсивности бурения горных пород были разработаны еще в 30-х годах. Однако в практике бурения, особенно глубоких скважин, они распространения не получили. Это обусловлено сложностью проблемы, а также недостаточным объемом теоретических и экспериментальных исследований, которые позволили бы создать удовлетворительную картину проявления адсорбционного эффекта при разрушении горных пород с различными структурными связями. Основополагающими в исследованиях этого эффекта являются труды П. А. Ребиндера и его школы. Анализ их результатов позволяет в первом приближении дать представления о механизме поведения деформируемой горной породы, контактирующей с буровым раствором, и сформулировать некоторые исходные положения физико-химической механики применительно к рассматриваемой проблеме.

По характеру взаимодействия с твердым телом жидкие среды (при заданных температуре, давлении, структуре тела и т. п.) делятся на три группы: неактивные, т. е. не влияющие на свойства тела; физически-активные (или поверхностно-активные), которые изменяют свойства тела, не вступая с ним в химическое взаимодействие; химически-активные (или коррозионно-активные), которые изменяют свойства тела в результате образования химических связей.

Облегчают и ускоряют процессы механического разрушения горных пород те жидкости, которые хорошо их смачивают или содержат вещества, способные адсорбироваться на образующихся в процессе деформации поверхностях. Жидкости, которые не смачивают породу и не содержат адсорбирующих добавок, наоборот, затрудняют ее разрушение.

Фильтрат раствора или его ингредиенты могут проникать в породу по поровым каналам, микротрещинам, дефектам структуры и путем диффузии. Для прочности породы первостепенное значение имеет влияние поверхностно-активной среды на изменение ее свойств в окрестности вершин дефектов типа трещин. Роль поровых каналов заключается в подводе жидкости к тем местам микротрещин, где их размер становится равным двойному слою связанной воды. Дальше вновь возникающие поверхности быстро покрываются мономолекулярными слоями по механизму адсорбции. Эти слои проникают в глубь породы вплоть до тех мест, где их продвижению начинает препятствовать стерический фактор, обусловленный тем, что размер трещины становится меньше размера адсорбирующихся атомов и молекул.

Взаимодействие данного фильтрата с данной породой усиливается при их энергетическом возбуждении. Именно поэтому величина адсорбционного облегчения деформации и понижения прочности значительно зависят от температуры, интенсивности и времени действия напряжений, а также от химического состава, вида структурных связей и удельной поверхности горной породы. При этом для наибольшего проявления эффекта разупрочнения необ-

ходимо, чтобы деформации в породе были за пределом упругости, а время контакта ее с раствором — достаточным для покрытия новых поверхностей адсорбционными слоями, диффузионного проникновения и структурных изменений.

Важными для практики бурения особенностями рассматриваемых процессов являются специфическая избирательность адсорбционного влияния среды и сильная зависимость их от условий протекания. Знание этих особенностей позволит направленно усиливать адсорбционный эффект при разрушении породы на забое и одновременно ослаблять разупрочняющее действие на нее в стенках скважины.

В рамках изложенного в качестве модели для изучения влияния раствора на деформируемость и разрушение горных пород можно принять сплошную среду с определенными реологическими свойствами (упругопластичная, вязкопластичная и т. п.), ослабленную 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 трещиноподобных дефектах, так как именно эти явления определяют напряженно-деформированное состояние породы в целом. Предполагается также, что деформируемая порода может разрушаться одновременно в результате отрыва и смещения. 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 или время от момента нагружения до разрушения модели.

Модели пород с кристаллизационно-конденсационными структурными связями готовили в виде цементно-песчаных образцов-балочек. Смесь цемент — песок в соотношении 1 : 1 с водоцементным отношением 0,4 помещали в формы-балочки и подвергали вибрации на виброплощадке. Через сутки образцы вынимали из формы и хранили в воде 28 сут. Перед испытанием они сутки находились на воздухе при комнатной температуре. Образцы испытывали на изгиб по стандартной методике на приборе МИИ-100. Перед разрушением образец в течение 10 мин выдерживали в исследуемой среде. Результаты испытаний сведены в табл. 4.9.

Как видно из табл. 4.9, в сравнении с воздухом разупрочняющее влияние исследованных сред в режиме кратковременного изгиба не установлено. Наоборот, 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

Результаты испытания на изгиб цементно-песчаных образцов

Среда	Предел прочности образцов-балочек при изгибе, МПа			
	Номер образца			Среднеарифметическое значение
	1	2	3	
Воздух	3,3	3,5	3,1	3,3
Дистиллированная вода	5,6	6,6	6,3	6,2
То же + 0,5% скипидара	5,8	5,7	7,9	6,4
» + 1,5% »	7,7	—	6,2	7,0
» + 3,0% »	5,8	6,8	6,8	6,5
» + 0,5% сульфатного мыла	7,1	—	6,9	7,0
» + 1,0% »	6,5	6,2	7,6	6,7
Дизельное топливо	3,1	3,9	3,3	3,4

упрочняющим действием процессов гидратации, протекающих в микротрещинах зоны предразрушения при проникновении в них воды. Добавка к воде ПАВ (скипидара и сульфатного мыла) усиливают эти процессы, что видно из сопоставления разрушающих напряжений в воде и воде с добавками. Результаты разрушения балочек в инертной среде (дизельное топливо) подтверждают это предположение.

Модели пород с коагуляционными структурами готовили из бентонитовой и гидрослюдистой глины и испытывали по методике, изложенной в п. 4.4 настоящей работы.

Влияние изменения энергетического уровня на взаимодействие системы порода — фильтрат бурового раствора исследовали путем нагревания среды. Образцы бентонита деформировали в дистиллированной воде в диапазоне температурных значений от 22 до 85 °С. Температура оказывает существенное влияние на разупрочнение образцов, причем в исследованном интервале изменений температуры время от их загрузки до разрушения сокращается от 13 до 2 ч. Дальнейшее повышение температуры от 85 °С до какого-то предельного значения может уменьшить устойчивость образцов бентонита не больше чем на 2 ч. Следовательно, в опытах можно ограничиться моделированием температуры до 100 °С. Этот вывод имеет важное практическое значение, поскольку испытания при более высокой температуре приходится выполнять в камерах высокого давления, что связано с известными трудностями.

Данные опытов по исследованию влияния химических реагентов и ПАВ на разрушение образцов гидрослюдистой глины приведены на рис. 4.11. Образцы имели прочность 26 МПа, влажность 2,27 %. Нагрузка испытания составила 0,3 от разрушающей. Анализ полученных результатов показывает следующее. Характер действия поверхностно-активных веществ имеет общие черты: с увеличением концентрации C до определенной величины устойчивость

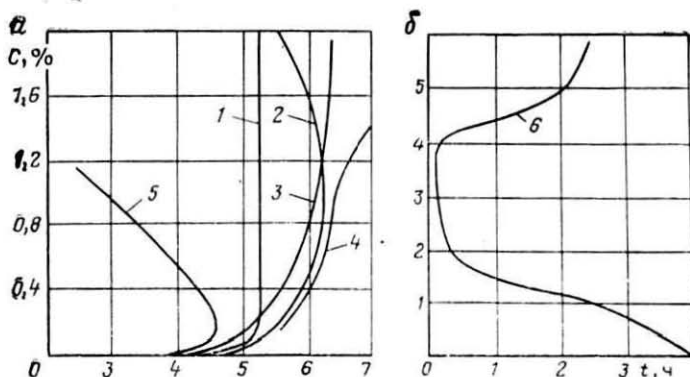


Рис. 4.11. Зависимость времени разрушения образцов гидрослюдистой глины от концентрации растворов:

1 — КМЦ-600, 2 — сульфатного мыла, 3 — бардяного концентрата жидкого (БКЖ), 4 — гипана, 5 — сульфонола, 6 — жидкого стекла

образцов возрастает, а затем (при дальнейшем повышении их содержания в растворе) снижается.

Для сульфатного мыла предельная концентрация составляет около 1 %, для сульфонола — примерно 0,2 %. 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 наиболее сильно в диапазоне изменения концентраций 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 (рис. 4.11, б) с концентрацией до 4 % преобладает механизм адсорбционного разупрочнения. В более концентрированных растворах усиливаются процессы силикатирования [21] и устойчивость образцов увеличивается.

Результаты опытов по изучению характера разупрочняющего действия электролитов представлены на рис. 4.12. Исследования выполнены на образцах, изготовленных из бентонита с влажностью 3,95 %. Интенсивность напряжений составляла 0,3 от кратковременной прочности, равной 29,5 МПа. Как видно из рис. 4.12, зависимости между временем разрушения образцов t и концентрациями C растворов NaCl , NaOH , CaCl_2 и FeCl_3 имеют практически одинаковый характер. Эффективность разупрочняющего действия возрастает с увеличением валентности катиона: $\text{Fe}^{3+} > \text{Ca}^{2+} > \text{Na}^+$. 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 0,25 до 0,45 %, для солей FeCl_3 и

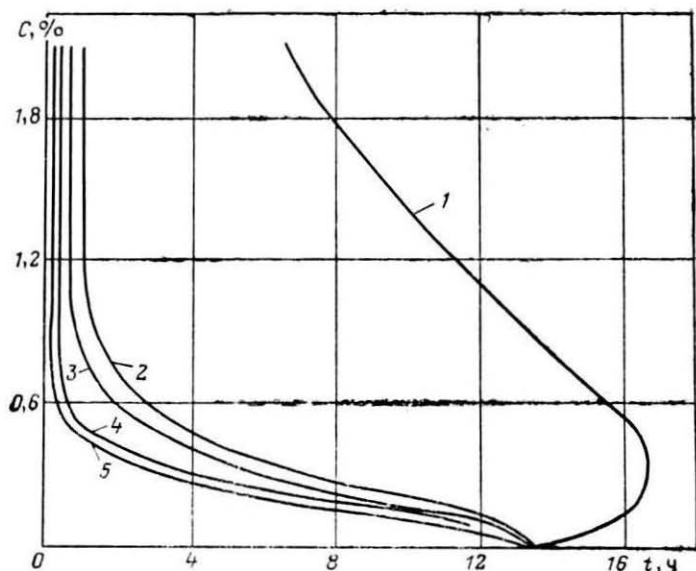


Рис. 4.12. График влияния электролитов на разрушение образцов бентонита:

1 — Na_2CO_3 ; 2 — NaOH ; 3 — NaCl ; 4 — CaCl_2 ; 5 — FeCl_3

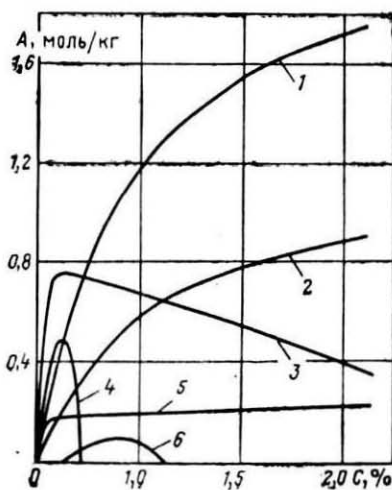


Рис. 4.13. Изотермы поглощения бентонитом ионов из растворов электролитов:

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

CaCl_2 — от 0,3 до 0,9 %. При дальнейшем увеличении концентрации вплоть до 2,1 % разупрочняющее действие электролитов стабилизируется, что, по-видимому, связано с особенностями поглощения катионов. Так, из сопоставления рис. 4.12 и 4.13 видно, что оптимальные разупрочняющие концентрации электролитов совпадают с участками кривых изотерм, где поглощение идет наиболее интенсивно.

Иначе ведут себя растворы Na_2CO_3 (см. рис. 4.12, 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. Стабилизации процесса при концентрации 2,1 % и более здесь не наблюдается. Причиной упрочнения образцов является, видимо, поглощение CO_3^{2-} с образованием нерастворимых соединений, максимум которой отмечается именно при концентрации электролита 0,3 % (рис. 4.13, кривая 3). В дальнейшем все в большей степени сказывается разупрочняющее действие Na^+ (рис. 4.13, кривые 1, 3). Противоположным влиянием поглощения 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 %.

Выполненные исследования показывают, что задача адсорбционного облегчения разупрочнения породы на забое разрешима. Для этого необходимо применять буровые растворы с определенным составом и свойствами. При их регламентировании рекомендуется пользоваться предложенной методикой оценки физико-химического взаимодействия растворов с горными породами.

5. ФИЗИКО-МЕХАНИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА ГОРНЫХ ПОРОД И МЕТОДЫ ИХ ОПРЕДЕЛЕНИЯ

Важнейшими из факторов, определяющих характер и интенсивность проявления горного давления около скважины, являются физико-механические свойства горных пород, слагающих ее стенки.

Основной объем глубокого бурения выполняется в осадочных породах. Среди осадочных толщ наиболее интенсивные проявления горного давления, сопровождающиеся изменением формы и размеров поперечного сечения ствола скважины, происходят в солевых и глинистых породах, поэтому здесь будут рассмотрены существенные свойства именно этих пород.

В зависимости от многих факторов горные породы, как и все реальные тела, могут проявлять различные деформационные свойства: упругость, пластичность, ползучесть и вязкость (течение). Факторы, определяющие механические свойства горных пород, условно разделяются на четыре основные группы: 1) зависящие от материала (структура, текстура, минералого-петрографический состав, крупность зерен, состав и свойства цемента, вид структурных связей); 2) определяемые особенностями испытываемых образцов (абсолютные размеры, форма, условия на контактах); 3) внешней среды (влажность, температура); 4) зависящие от характера механического нагружения породы. Механические свойства пород нельзя считать какими-то установившимися «константами»; константы должны быть увязаны с условиями их определения.

Методы определения физико-механических свойств горных пород и применяемая при этом аппаратура достаточно широко представлены в специальной литературе.

5.1. ОСНОВНЫЕ ВИДЫ ВНУТРИКРИСТАЛЛИЧЕСКИХ И СТРУКТУРНЫХ СВЯЗЕЙ В ГОРНЫХ ПОРОДАХ

Физико-механические свойства горных пород во многом обусловлены как связями между атомами составляющих их минералов, так и структурными связями. В кристаллической решетке минералов могут существовать ионные, ковалентные, металлические, водородные и молекулярные (остаточные) связи. При различной электроотрицательности (способности захватывать электроны) атомов минерала валентные электроны от атома с меньшей электроотрицательностью переходят к атому с большей электроотрицательностью. В результате образуются два противоположно заряженных 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 молеку-

лярная 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 преобладания 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. Воз-

никает 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 образованием 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 или при осаждении в поровом пространстве коллоидного кремнезема (или гидроокисей 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 $(0,5—3,5) 10^{-10}$ 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 более сложные. Здесь наряду со 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 ха-

рактера. 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 слаборазрушающимися 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 мезоструктуры 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 их 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.

Другой разновидностью является 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 гидратационным 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 предыдущей 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 разновидности 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, аргиллитоподобные 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 [9]. Они встречаются на поверхности минералов в виде пленок толщиной до $(0,05—0,5)10^{-6}$ м. Эти ферромагнитные пленки обладают жесткими магнитными моментами. Вектор намагниченности пленки располагается в ее плоскости. Если магнитная пленка, например, 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.

5.2. НЕКОТОРЫЕ ЗАКОНОМЕРНОСТИ ДЕФОРМИРОВАНИЯ ГОРНЫХ ПОРОД

В основе проявления прочности лежит энергия, порождаемая при конденсации свободных молекул в жидкости, и энергия, порождаемая в процессе кристаллизации жидкостей [13]. Прочность материала и характер его деформации зависят как от особенностей соединения в нем атомных остатков и их упорядоченной взаимной ориентации в энергетическом и структурном отношениях, электронном строении и характеристике самих 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, к проявлению сил их притяжения при растяжении, к охрупчиванию при скоростном нагружении или к сложным сочетаниям в объеме тех или иных взаимодействий, имеющих, например, место при усталостной деформации, когда различную характеристику могли бы иметь амплитуда деформации 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 пластического характера деформации к хрупкому разрыву.

Экспериментальные исследования показывают, что фактическая прочность твердых тел оказывается на два-три порядка меньше теоретической, соответствующей идеальному молекулярному порядку [31]. Это обусловлено наличием в них различных структурных образований типа зерен, микротрещин, 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 на современном уровне развития науки приносят механике скорее косвенную, чем прямую пользу. Поэтому наряду с исследованиями физической природы прочности развивается феноменологический анализ процессов деформирования и разрушения на основе различных моделей, отражающих наиболее существенные стороны этих явлений.

В настоящее время не существует единой теории деформирования и разрушения, пригодной для всех материалов. По мнению Ю. Н. Работнова, такой теории вообще не может быть. Однако разработано много частных теорий, которые более или менее полно описывают поведение некоторых классов материалов в определенных условиях.

Основы теорий деформирования и разрушения твердых тел заложены исследованиями Кулона, Сен-Венана, Мора и Гриффитса. При этом в работах Кулона, Сен-Венана и Мора было положено начало теории предельного равновесия, а в работах Гриффитса — теории хрупкого разрушения. Доведенные многочисленными ис-

следователями до совершенства, эти теории, составляющие фундамент современной механики разрушения, теоретически описывают различные свойства процессов деформирования и разрушения, в той или иной мере присущие всем твердым телам. Их практическое значение выходит далеко за рамки определения прочности и несущей способности конструкций. Основные положения этих теорий широко применяются во многих областях практической деятельности, в том числе и в вопросах деформирования и разрушения горных пород. Для механики характерно стремление к описанию основных черт явления деформирования и разрушения в рамках строго сформулированных и достаточно общих реологических моделей.

5.2.1. Реологические модели и уравнения их состояния

Исследованием различных видов деформаций в зависимости от вызывающих их напряжений занимается реология. Перед рассмотрением реологических моделей целесообразно остановиться на некоторых основных положениях этой науки.

Деформацией называется относительное смещение частиц материального тела, при котором не нарушается непрерывность самого тела. Если под действием конечных сил деформация тела увеличивается во времени непрерывно и необратимо, то это означает, что материал течет. Пластическое течение возникает только в том случае, когда силы превышают некоторый предел — предел текучести материала, вязкое течение происходит под действием любых сил, однако с уменьшением их скорость деформации снижается. При снятии нагрузки деформация частично исчезает, эта деформация называется упругой. Следовательно, величину упругой деформации можно установить только путем разгрузки деформированного 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 σ и деформацию ϵ зависимостью $\sigma = \epsilon E$; коэффициент поперечного расширения (коэффициент Пуассона) μ — относительные продольную и поперечные деформации зависимостью $\epsilon_{\text{поп}} = -\mu \epsilon_{\text{пр}}$; 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 $p_0 = -\epsilon_0 K$. Показатели деформационных свойств в пределах справедливости закона Гука связаны между собой следующими зависимостями:

$$K = \frac{E}{3(1 - 2\mu)} = \frac{EG}{3(3G - E)}; \quad (5.1)$$

$$G = \frac{E}{2(1 + \mu)} = \frac{9K - E}{3KE}; \quad (5.2)$$

$$E = \frac{9KG}{3K + G} = 3K(1 - 2\mu); \quad (5.3)$$

$$\mu = \frac{E}{2G} - 1 = \frac{3K - E}{6K}. \quad (5.4)$$

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. На основании ее положений бетон можно рассматривать как жидкость с периодом релаксации $\sim 10^6$ с, а воду — как твердое тело со временем релаксации $\sim 10^{-10}$ 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 [13]. И, наоборот, твердые тела ведут себя как жидкости при медленной деформации. Поэтому считается, что 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 (символ H), пластического тела Сен-Венана (символ StV) и ньютоновой жидкости (символ 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 в следующем виде: $R_\Phi(T_n, T_d) = 0$ (R_Φ — реологическая функция; T_n — тензор напряжений; T_d — девиатор напряжений).

В случае $T_n = 0$ частицы тела не взаимодействуют друг с дру-

гом; 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 составлена 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) $K = H/N$.

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 табл. 5.1.

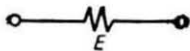
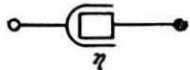
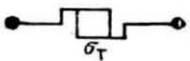
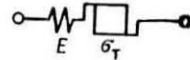
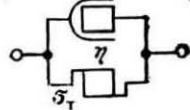
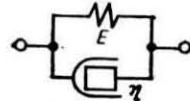
Одни исследователи придают моделям большое значение, считая задачу описания свойств изучаемой среды решенной, если найдена адекватная реологическая модель. В действительности эта модель является лишь аналогией, но не средством объяснения явления. По мнению Ю. Н. Работнова, в структуре материала невозможно указать реальных носителей свойств идеальной упругости или идеальной вязкости. Если иногда и удается выделить структурные элементы, которым могут быть приписаны упругие или вязкие свойства, то их реальные связи и реальное взаимодействие очень далеки от идеальных тел. Другие исследователи недооценивают метод моделей. На самом деле часто для решения поставленной задачи от модели не требуется полного совпадения ее свойств со свойствами реального тела. В то же время модель позволяет выявить логическое и структурное сходство между системами, свойства которых хорошо известны, с системами подобными, но с неизвестными свойствами. Во многих случаях достаточно сходства между моделью и ее реальным объектом только в определенных отношениях (аналогично, например, сходству между картой и местностью).

В конкретных условиях основная сложность заключается в искусстве разумного подбора наиболее простой модели, дающей требуемое объяснение и описание наблюдаемого на опыте реологического явления. Справедливость выводов, сделанных на основании моделей, должна быть проверена натурными наблюдениями.

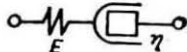
Правильный выбор реологической модели является определяющим при решении проблемы разрушения и прочности твердого тела.

Таблица 5.1

Реологические модели и уравнения их состояния

Среда	Условное обозначение	Закон деформирования	Деформация ползучести
Линейно-упругая (тело Гука)		$\sigma = E\varepsilon$	$\varepsilon = \frac{1}{E} \sigma$
Вязкая (тело Ньютона)		$\sigma = \eta \dot{\varepsilon}$	$\dot{\varepsilon} = \frac{1}{\eta} \sigma t$
Жестко-пластичная (тело Сен-Венана)		при $\sigma > \sigma_T$ $\varepsilon = 0$	при $\varepsilon > 0$ $\sigma = \sigma_T$
Уругопластичная		при $\sigma < \sigma_T$ $\sigma = E\varepsilon$ при $\varepsilon > \frac{\sigma_T}{E}$ $\sigma = \sigma_T$	при $\sigma < \sigma_T$ $\varepsilon = \frac{1}{E} \sigma$
Вязкопластичная (тело Бингама)		при $\sigma < \sigma_T$ $\varepsilon = 0$, $\dot{\varepsilon} = 0$; при $\sigma > \sigma_T$ $\sigma - \sigma_T = \eta \dot{\varepsilon}$	при $\sigma \geq \sigma_T$ $\varepsilon = \frac{1}{\eta} (\sigma - \sigma_T) t$
Уруговязкая с запаздывающей упругостью (тело Кельвина-Фойгта)		$\sigma = E\varepsilon + \eta \dot{\varepsilon}$	$\varepsilon = \frac{1}{E} \sigma (1 - e^{-Et/\eta})$

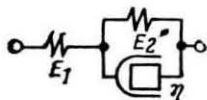
Упруговязкая, релаксирующая
(тело Максвелла)



$$\dot{\varepsilon} = \frac{1}{E} \dot{\sigma} + \frac{1}{\eta} \sigma$$

$$\varepsilon = \frac{1}{E} \sigma + \frac{1}{\eta} \sigma t$$

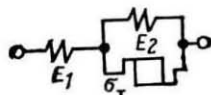
Сложная упруговязкая (ползучая) (тело Ишлинского)



$$\sigma + \frac{\eta}{E_1 + E_2} \dot{\sigma} = \frac{E_1 E_2}{E_1 + E_2} + \frac{\eta E_1}{E_1 + E_2} \dot{\varepsilon}$$

$$\varepsilon = \frac{E_1 + E_2}{E_1 \cdot E_2} \sigma \times \left(1 - \frac{E_1}{E_1 + E_2} e^{-\frac{E_1}{\eta} t}\right)$$

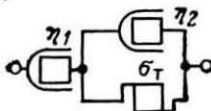
Сложная упругопластичная



$$\begin{aligned} \text{при } \sigma < \sigma_T \quad \sigma &= E_1 \varepsilon \\ \text{при } \sigma \geq \sigma_T \quad \dot{\varepsilon} &= \frac{1}{E_1} \dot{\sigma} + \frac{1}{E_2} \times \\ &\quad \times (\sigma - \sigma_T) \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{при } \sigma < \sigma_T \quad \varepsilon &= \frac{1}{E_1} \sigma \\ \text{при } \sigma \geq \sigma_T \quad \varepsilon &= \frac{E_1 + E_2}{E_1 E_2} \sigma - \\ &= \frac{\sigma_T}{E_2} \end{aligned}$$

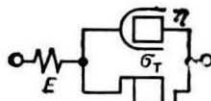
Сложная вязкопластичная



$$\begin{aligned} \text{при } \sigma < \sigma_T \quad \sigma &= \eta_1 \dot{\varepsilon} \\ \text{при } \sigma \geq \sigma_T \quad \dot{\varepsilon} &= \frac{1}{\eta} \dot{\sigma} + \frac{1}{\eta} \times \\ &\quad \times (\sigma - \sigma_T) \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{при } \sigma < \sigma_T \quad \varepsilon &= \frac{1}{\eta_1} \sigma t \\ \text{при } \sigma \geq \sigma_T \quad \varepsilon &= \frac{\eta_1 + \eta_2}{\eta_1 \eta_2} \sigma t - \frac{\sigma_1}{\eta_2} t \end{aligned}$$

Вязкоупругопластичная



$$\begin{aligned} \text{при } \sigma < \sigma_T \quad \sigma &= E \varepsilon \\ \text{при } \sigma \geq \sigma_T \quad \dot{\varepsilon} &= \frac{1}{E} \dot{\sigma} + \frac{1}{\eta} \times \\ &\quad \times (\sigma - \sigma_T) \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{при } \sigma < \sigma_T \quad \varepsilon &= \frac{1}{E} \sigma \\ \text{при } \sigma \geq \sigma_T \quad \varepsilon &= \frac{1}{E} \sigma + \frac{1}{\eta} (\sigma - \sigma_T) t \end{aligned}$$

Сложная вязкоупругопластичная
(тело Шведова)



$$\dot{\varepsilon} = \frac{1}{E_1} \dot{\sigma} + \frac{(\sigma - \sigma_T)}{E_2} + \frac{\sigma - \sigma_T}{\eta}$$

$$\varepsilon = \frac{E_1 + E_2}{E_1 E_2} \sigma - \frac{\sigma_T}{E_2} + \frac{1}{\eta} (\sigma - \sigma_T) t$$

5.2.2. Теории прочности

Как было уже отмечено, прочность — одно из фундаментальных реологических свойств твердого тела, характеризующих его несущую способность. Горные породы могут потерять несущую способность вследствие пластической деформации или хрупкого разрушения. Пластическая деформация происходит в результате сдвига, но разрушение может происходить и путем отрыва. В реальных условиях прочность твердого тела может зависеть от следующих основных факторов: материала, формы и размеров тела, времени, способа приложения нагрузки, числа циклов нагрузки, температуры, параметров, определяющих степень влияния внешней среды, скорости и предыстории деформирования.

На практике оказывается, что существует некоторая переходная зона изменения этих факторов, которая отделяет область вязкого (пластического) разрушения от области хрупкого. В области вязкого разрушения прочность рассчитывают либо по теории предельного равновесия, либо по теориям прочности. Каждая из теорий прочности учитывает лишь часть факторов, влияющих на разрушение твердых тел. Предполагается, что тело разрушается, как только в некоторой его точке определенная комбинация параметров напряжения, деформаций, температуры и времени достигнет критического значения [31].

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

Для оценки предельного состояния горных пород наиболее широко используются теории Мора, Надаи, Треска — Сен-Венана и Губера — Мизеса — Генки. Согласно теории Мора, горные породы разрушаются под действием касательных напряжений, а само разрушение носит характер сдвига по площадкам, на которых достигается предельное состояние. Величина предельного касательного напряжения является функцией нормального напряжения, действующего на площадке скольжения. Напряженное состояние в точке Мор предложил оценивать построением круговой диаграммы напряжений. Для нескольких видов напряженного состояния: одно-, двух- или трехосного определяются значения разрушающих напряжений, которые изображаются в виде кругов на совмещенной диаграмме. Все семейство кругов имеет общую огибающую, уравнение которой записывается в виде

$$\frac{\sigma_1 - \sigma_3}{2} = f\left(\frac{\sigma_1 + \sigma_3}{2}\right), \quad (5.5)$$

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

$$\sigma_{\text{окт}} = \frac{1}{3} (\sigma_1 + \sigma_2 + \sigma_3); \quad (5.6)$$

$$\tau_{\text{окт}} = \frac{1}{3} \sqrt{(\sigma_1 - \sigma_2)^2 + (\sigma_2 - \sigma_3)^2 + (\sigma_3 - \sigma_1)^2}, \quad (5.7)$$

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

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

$$\tau_{\text{max}} = (\sigma_1 - \sigma_3)/2 = \tau_T. \quad (5.8)$$

При сжатии или растяжении $\sigma_1 = \sigma_T$, $\sigma_3 = 0$ и $\tau_T = \sigma_T/2$. Поэтому для этого случая условие (5.8) приводится к виду

$$\sigma_1 - \sigma_3 = \sigma_T. \quad (5.9)$$

При опытной проверке условия пластичности Треска — Сен-Венана были обнаружены систематические отклонения. В частности, оказалось, что $\tau_T/\sigma_T \neq 0,5$, а колеблется от 0,55 до 0,60. Было также установлено, что среднее главное напряжение, не учитываемое условиями (5.8) и (5.9), 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, независимо от него Мизес, а позднее Генки предложили в качестве условия пластичности принять достижение октаэдрическим касательным напряжением некоторого предельного значения $k_{\text{п}}$. Согласно этому положению, в пластическом состоянии

$$\tau_{\text{окт}} = \frac{1}{3} \sqrt{(\sigma_1 - \sigma_2)^2 + (\sigma_2 - \sigma_3)^2 + (\sigma_3 - \sigma_1)^2} = k_{\text{п}}. \quad (5.10)$$

При сжатии или растяжении, когда $\sigma_1 = \sigma_T$, $\sigma_2 = \sigma_3 = 0$, выражение (5.11) примет вид:

$$\tau_{\text{окт}} = \frac{\sqrt{2}}{3} \sigma_T = k_{\text{п}}. \quad (5.11)$$

На основании (5.11) условие пластичности Губера — Мизеса — Генки запишется в следующей форме:

$$(\sigma_1 - \sigma_2)^2 + (\sigma_2 - \sigma_3)^2 + (\sigma_3 - \sigma_1)^2 = 2\sigma_T^2. \quad (5.12)$$

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

$$\tau_T = \sigma_T / \sqrt{3} \approx 0,557 \sigma_T. \quad (5.13)$$

В. В. Ржевский и Г. Я. Новик показали, что оценка предельного состояния горных пород по условию (5.12) достаточно хорошо согласуется с опытом. На этом основании это условие было использовано нами для расчетов напряжений около скважины, радиуса предельной области и скорости сужения стенок скважины.

5.3. ИЗГОТОВЛЕНИЕ И ПОДГОТОВКА ОБРАЗЦОВ ГОРНЫХ ПОРОД ДЛЯ ИСПЫТАНИЯ НА ОДНООСНОЕ СЖАТИЕ

5.3.1. Общие требования

При лабораторных исследованиях физико-механических свойств горных пород для получения наиболее достоверных данных важное значение имеет правильная методика изготовления и подготовки образцов пород к испытаниям. Согласно лабораторной практике на прочность породы при одноосном сжатии могут оказывать влияние форма и вертикальный размер образцов, масштабный фактор, скорость нагружения, способ приложения нагрузки и чистота обработки опорных граней образца.

Количественная характеристика влияния каждого из этих факторов на уменьшение или увеличение определяемой величины предела прочности различна. Например, чистотой обработки образцов можно изменить эту величину на 25—30 %. Примерно на такую же величину изменяется прочность образцов при отсутствии смазки их торцов, изменении скорости приложения нагрузки в 10^6 раз, а также при наличии эксцентриситета. В случае изменения вертикального размера образца в пределах l/d от 1 до 5 (где l — высота образца; d — диаметр образца) его прочность может изменяться 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 крупных, уменьшается из-за всякого рода поверхностных ослаблений, имеющих место в процессе изготовления и обработки образцов.

Тем не менее, несмотря на эти факторы, уменьшающие прочность образцов малых размеров, обширные исследования масштабного эффекта на горных породах в большинстве случаев показывают увеличение прочности с уменьшением размеров образцов.

Это расхождение объясняется тем, что в образцах меньшего 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 кернов, полученных при глубоком бурении, в подземных выработках и на блоках горных пород, добытых любым способом, но без применения взрывных работ. Керна 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. Гигроскопические 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 согласно соотношению

$$P = \bar{\sigma}_{\max} / \bar{\sigma}_{\min} \leq 1,5, \quad (5.14)$$

причем принимается во внимание, что

$$P = \frac{100 + (2V/n)}{100 - (2V/n)}, \quad (5.15)$$

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

При исследовании n образцов среднеарифметическое значение прочности

$$\bar{\sigma} = \Sigma \sigma_i / n, \quad (5.16)$$

а среднеквадратическая погрешность

$$\bar{\Delta} = \sqrt{\Sigma (\sigma_i - \bar{\sigma})^2 / (n - 1)}, \quad (5.17)$$

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

Исходя из величины коэффициента вариации, выбирается 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 от этих величин для диаметра и высоты допускаются в пределах $(40-45)10^{-3}$ м и до 5 % для отношения 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 $d_0 > 2 \cdot 10^{-2}$ 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 полированы, 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

$$\sigma_0 = P_{\max}/F, \quad (5.18)$$

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

$$\sigma_0 = \frac{9\sigma_N}{7 + 2\frac{d}{l}}, \quad (5.19)$$

где σ_N — прочность на сжатие, определенная на образце с $l/d \neq 1$.

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

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 испытаниям 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.

5.3.2. Методика изготовления искусственных образцов

В настоящее время еще нет общепризнанных критериев, которыми можно было бы руководствоваться при изготовлении искусственных образцов. Так, М. К. Сеид-Рза с сотрудниками предлагает готовить образцы при давлении прессования, равном геостатическому давлению на глубине залегания изучаемой породы [40]. Б. В. Байдюк, Л. К. Мухин и Г. А. Стрелец считают, что режим прессования должен быть таким, чтобы искусственные образцы по пористости и механическим свойствам были одинаковыми с естественными образцами, изготовленными из керна.

Отсутствие единых критериев делает несопоставимыми результаты испытаний на искусственных образцах, выполненных различными исследователями. Для выработки основных принципов изготовления нами были проведены специальные исследования. В частности, изучалось влияние на свойства искусственных образцов давления и скорости прессования, гранулометрического состава исходного материала и продолжительности хранения после изготовления. В качестве исходного материала были выбраны каменная

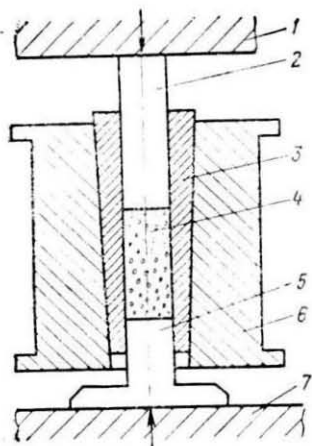


Рис. 5.1. Пресс-форма для изготовления искусственных образцов горных пород:

1, 7 — верхняя и нижняя плиты пресса; 2, 5 — верхний и нижний штоки; 3 — конусные клинья; 4 — материал для изготовления образца породы; 6 — корпус

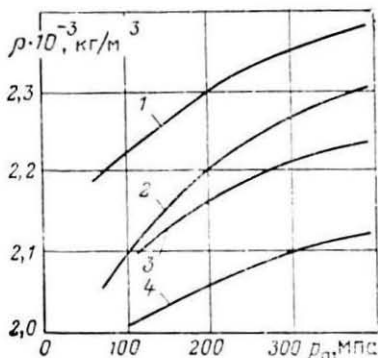


Рис. 5.2. Зависимость плотности искусственных образцов от давления прессования при скорости прессования и снятия нагрузки 1,2—1,4 МПа/с: 1 — аргиллит; 2 — гидрослюдистая глина; 3 — бентонит; 4 — каменная соль

соль и глина, с которыми связаны наиболее тяжелые формы проявления горного давления.

Для прессования образцов была изготовлена специальная пресс-форма (рис. 5.1). Внутреннее отверстие корпуса выполняется с конусностью 1:30. Конусные клинья изготавливаются в следующем порядке. Вначале выполняется заготовка с плюсовым допуском на наружный размер с учетом сокращения его после разреза заготовки. Из тех же соображений внутреннее отверстие заготовки выполняется диаметром меньшим, чем диаметр искусственного образца. Затем заготовка разрезается вдоль на три части фрезой под углом 120°. Полученные части скрепляются по торцам точечной сваркой. Внутренний диаметр доводится до заданной величины. Выполняется наружная конусность клиньев подгонкой по месту в корпусе пресс-формы. После этого сварка с торцов убирается.

Зависимость плотности искусственных образцов от давления их прессования показана на рис. 5.2.

Интересно отметить (рис. 5.3), что прочность образцов каменной соли имеет максимум при давлении прессования около 400 МПа. При дальнейшем увеличении давления прессования она уменьшается: при давлении прессования 600 МПа получаются образцы с прочностью, равной прочности образцов, полученных при давлении 250 МПа.

Снижение прочности с увеличением давления прессования от 400 до 600 МПа можно объяснить, видимо, тем, что в области огромных давлений трещины в образце образуются более интен-

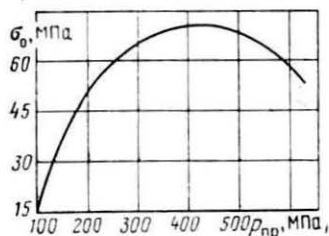


Рис. 5.3. Зависимость прочности на одноосное сжатие искусственных образцов каменной соли от давления прессования

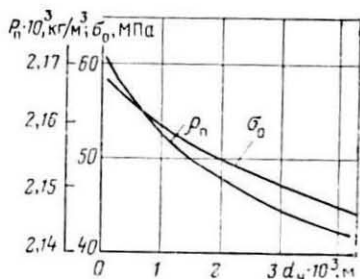
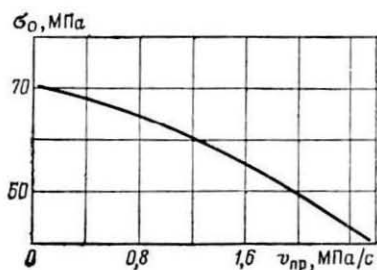


Рис. 5.4. Зависимость свойств искусственных образцов каменной соли от диаметра частиц исходного материала

сивно под действием сил реакции при снятии нагрузки и извлечении образца из пресс-формы. Существенное влияние на физико-механические свойства образцов оказывает диаметр частиц исходного материала (рис. 5.4). В процессе исследований было также установлено, что при заданном давлении с уменьшением скорости прессования прочность образцов растет (рис. 5.5).

На основании полученных результатов нельзя согласиться с предложением готовить образцы при давлении прессования, равном геостатическому. Например, чтобы в соответствии с этим предложением получить образцы каменной соли, залегающей на глуби-

Рис. 5.5. Зависимость прочности искусственных образцов каменной соли от скорости прессования ($T=18-22^\circ\text{C}$; $W=0,04\%$; $p_{\text{пр}}=235\text{ МПа}$)



не 700 м, необходимо давление прессования около 16 МПа. В этом случае при скорости прессования 1,2—1,4 МПа/с будут получены образцы с плотностью $\rho_0=1,5 \cdot 10^3\text{ кг/м}^3$. В то же время хорошо известно, что плотность каменной соли на глубинах 100—700 м колеблется в пределах от $1,93 \cdot 10^3$ до $2,18 \cdot 10^3\text{ кг/м}^3$, составляя в основном $2,13 \cdot 10^3$ — $2,17 \cdot 10^3\text{ кг/м}^3$ [32]. Прочность образцов каменной соли с плотностью $\rho_0=1,5 \cdot 10^3\text{ кг/м}^3$ близка к нулю, а у образцов с $\rho_0=2,13 \cdot 10^3\text{ кг/м}^3$ она составляет 60 МПа. Таким образом, при давлении прессования, равном геостатическому, будут получаться образцы с физико-механическими свойствами, резко отличающимися от свойств каменной соли в массиве.

Конечно, если при заданном давлении увеличивать время прессования, то, как это следует из рис. 5.5, плотность, а вместе с ней

и прочность искусственных образцов будут расти. В принципе и при давлении прессования, равном геостатическому, можно получить образцы с плотностью, соответствующей плотности породы на данной глубине, если время прессования будет достаточным. Однако это время сопоставимо с временем формирования залежи и моделировать его практически невозможно.

Неоправданно также стремление приблизить искусственные образцы по физико-механическим свойствам к естественным образцам, поскольку последние не являются эталоном породы в массиве. Хорошо известно, что свойства одной и той же породы в керне и массиве могут резко различаться. По мнению М. М. Протодяконова (младшего), основная причина этого различия заключается в том, что трещиноватость керна и массива неодинакова.

Если взять каменную соль, то можно предположить, что количество трещин в естественном керне будет больше, чем в массиве. Даже при незначительном всестороннем давлении кристаллы соли могут срашиваться друг с другом, поэтому трещины, образующиеся в массиве каменной соли, с течением времени (при отсутствии заполнения их другими породами) должны заживать и каменная соль в массиве должна быть монолитной. В естественном образце трещины появляются при отборе керна из массива, а также в процессе изготовления. Во многих случаях из-за большого числа трещин керн, из которого готовится образец, рассыпается.

Условия изготовления искусственного образца каменной соли таковы, что количество трещин в нем минимально. По трещиноватости он более сходен с массивом, чем естественный образец. На основании этого можно предположить, что и по прочностной характеристике искусственный образец каменной соли будет ближе к массиву. Этот вывод имеет хорошее подтверждение. Так, прочность на одноосное сжатие естественных образцов каменной соли с плотностью $(2,13—2,17) 10^3 \text{ кг/м}^3$ составляет 35—45 МПа, а прочность искусственных с такой же плотностью 60 МПа. Натурными измерениями в шахтах установлено, что отношение прочности каменной соли в массиве к прочности изготовленного из нее естественного образца составляет примерно 1,5.

Из этого следует, что прочность на сжатие каменной соли с указанной выше плотностью в массиве будет равна 60—67,5 МПа, т. е. практически совпадает с прочностью искусственных образцов. Таким образом, и механические свойства естественных образцов горных пород не могут служить критериями при изготовлении искусственных образцов. На основании выполненных нами исследований в качестве таких критериев могут быть рекомендованы плотность, влажность и вещественный состав породы. Для определения этих параметров породы должны использоваться керн, шлам и данные геофизических исследований.

Успешность испытаний, в частности ползучести материала, обуславливается однотипностью по свойствам изготовленных образцов. Об однотипности искусственных образцов, имеющих оди-

наковые плотность, вещественный состав и влажность, можно судить и по коэффициенту вариации прочности. Этот коэффициент для естественных образцов превышает 30 %, что в соответствии с требованиями стандарта определяет необходимость испытания больше девяти образцов для получения искомой характеристики породы. Это чрезвычайно затрудняет длительные исследования горных пород. Искусственные образцы в этом отношении обладают большим преимуществом: при правильном режиме их изготовления коэффициент вариации прочности для них составляет 3—7 % (рис. 5.6).

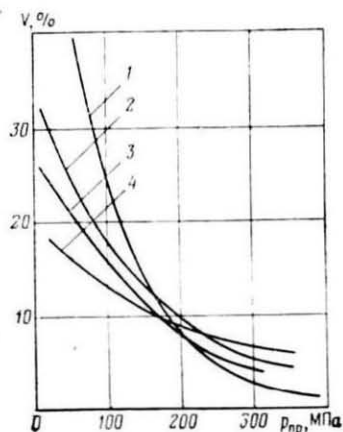


Рис. 5.6. Зависимость коэффициента вариации прочности искусственных образцов от давления прессования при скорости прессования и снятия нагрузки 1,2—1,4 МПа/с:

1 — каменная соль; 2 — гидрослюдистая глина; 3 — аргиллит; 4 — бентонит

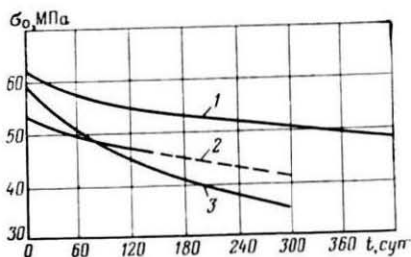


Рис. 5.7 Зависимость прочности прессованных образцов каменной соли от продолжительности их хранения ($T = 15 \div 25^\circ\text{C}$):

1 — отожженные при $T = 600^\circ\text{C}$ образцы, изготовленные из каменной соли шахты № 3 управления «Артемсоль» ($W = 0,04\%$, $p_{пр} = 235$ МПа); 2, 3 — неотожженные образцы из каменной соли Роменского штока ($W = 0,04\%$): 2 — $p_{пр} = 235$ МПа; 3 — $p_{пр} = 280$ МПа

Искусственный образец, изготовленный прессованием, обладает избытком потенциальной энергии, т. е. находится в термодинамически неустойчивом состоянии. Переход кристаллического тела в более устойчивое состояние сопровождается самопроизвольными процессами рекристаллизации, которые могут изменить механические свойства материала. Поэтому при подготовке образцов к испытаниям важно знать, насколько существенны эти изменения за период от изготовления до начала испытания образцов. Необходимо также выяснить, в какой степени может сказаться различие в термодинамическом состоянии образцов на их реологических параметрах. Такие исследования были нами выполнены применительно к образцам каменной соли. Термодинамические состояния образцов направленно изменяли их отжигом.

Образцы отжигали в муфельной печи с терморегулятором. Режим отжига был следующий. После закладки образца включали печь и устанавливали терморегулятор на температуру 200°C ; по

мере нагревания образцов температуру повышали. При температуре 200, 300, 400 и 500 °C после срабатывания терморегулятора образцы выдерживали в течение 20 мин, а при конечной температуре, равной 600 °C, — в течение 2 ч. Затем печь отключали и образцы остывали в ней до комнатной температуры в течение 12 ч.

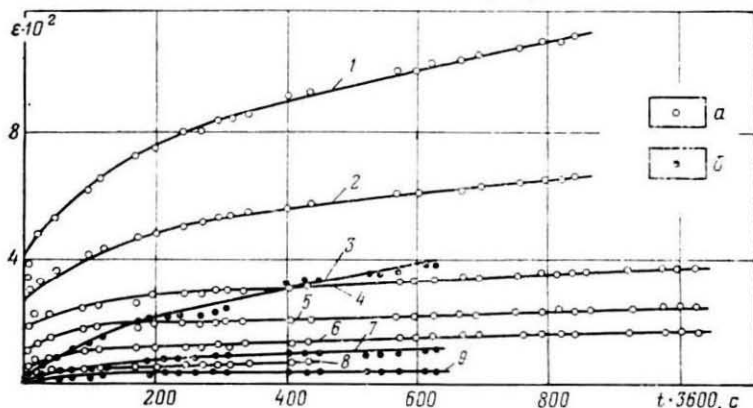


Рис. 5.8. Кривые ползучести образцов каменной соли в условиях одноосного сжатия ($T=18-22^{\circ}\text{C}$, $W=0,08\%$).

Напряжение испытания — образцов, МПа: 1, 3 — 36; 2 — 30; 4, 7 — 24; 5 — 18; 6, 9 — 12; 8 — 6; а — отожженные образцы, $\sigma_0=60,2$ МПа; б — неотожженные образцы, $\sigma_0=61,2$ МПа

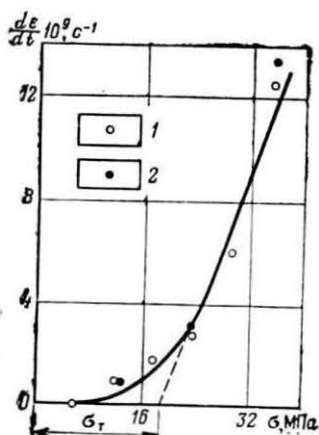


Рис. 5.9. Реологическая кривая каменной соли:

1 — образцы, отожженные при 600 °C; 2 — образцы, нагруженные через 48 ч после прессования

Как видно из рис. 5.7, прочность как отожженных, так и неотожженных образцов с течением времени постепенно уменьшается, что согласуется с результатами исследований по рекристаллизации каменной соли.

Для выяснения характера длительного деформирования каменной соли, находящейся в разных термодинамических состояниях, была испытана ползучесть серии изготовленных из нее отожженных и неотожженных образцов (рис. 5.8). Длительность деформирования этих образцов различна на первой стадии. По аналогии с металлами его можно объяснить тем, что количество дислокаций у неотожженных образцов много больше, чем у отожженных, что и определяет большую начальную деформацию последних.

В процессе дальнейшего деформирования количество нарушений кристаллического строения у образцов обоих типов начинает выравниваться и в стадии установившейся ползучести они деформируются примерно одинаково. Если по кривым ползучести рис. 5.8 построить реологическую кривую, то можно убедиться, что точки, отражающие зависимость $de/dt(\sigma)$ как для отоженных, так и для неотоженных образцов, располагаются около одной кривой (рис. 5.9).

На основании этих исследований можно сделать вывод о том, что реологические свойства каменной соли можно определять как на отоженных, так и на неотоженных перед испытаниями образцах. Это имеет важное практическое значение, поскольку отжиг образцов каменной соли, имеющих примеси других пород, может привести к необратимым изменениям свойств этих примесей и, следовательно, самих образцов.

5.4. ВЫБОР СПОСОБА ЛАБОРАТОРНОГО ОПРЕДЕЛЕНИЯ РЕОЛОГИЧЕСКИХ СВОЙСТВ ГОРНЫХ ПОРОД

Реологические свойства пород определяют на основании испытания их ползучести. Разработаны различные методы проведения таких испытаний. 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 исключает 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 $1:7$; величину пролета рекомендуется принимать равной $0,14$ м.

Испытания ползучести материалов в условиях одноосного сжатия и поперечного изгиба отличаются простотой, возможностью поддержания в течение длительного времени однородного напряженного состояния и измерения 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 удобными являются испытания

ползучести на одноосное сжатие цилиндрических образцов. На основании математических решений, учитывающих с тем или иным приближением действительные условия нагружения породы, результаты простых испытаний ползучести используются при расчетах устойчивости горных сооружений, в том числе и близких по конфигурации к буровым скважинам вертикальных шахтных стволов.

В нефтяных научно-исследовательских институтах этот фактор простоты и надежности, к сожалению, недооценивается. Здесь образцы испытывают на ползучесть при сложных напряженных состояниях. Это объясняется естественным стремлением приблизить условия лабораторных испытаний к скважинным условиям. Преимущества и недостатки различных схем сложного нагружения образцов пород довольно подробно рассмотрены в работах различных авторов. Одна из применяемых схем соответствует известной схеме Кармана, в которой цилиндрический образец породы сжимается осевой нагрузкой с поддержанием бокового 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.

К недостаткам испытаний ползучести горных пород в объемном напряженном состоянии следует отнести прежде всего сложность проведения опытов и громоздкость применяемого оборудования. Для измерений деформаций при этом приходится применять тензометрию — малонадежный при длительных испытаниях и сравнительно дорогой способ измерений. Чтобы построить реологическую кривую для определения предела текучести и пластической вязкости породы по данным испытания ее ползучести на образцах-моделях скважин, требуются трудоемкие расчеты по вычислению кольцевой компоненты деформации, изменения объема образца, октаэдрического касательного напряжения и градиента деформации. В результате вероятность ошибок в определении реологических параметров породы возрастает.

В работе [41] изложен метод определения вязкости слабых грунтов по результатам вдавливания в него стального шара. На основании этих испытаний вязкость породы может быть вычислена по формуле

$$\eta_{\text{ш}} = R_{\text{ш}}/1,5\pi d_{\text{ш}}v_{\text{ш}}, \quad (5.20)$$

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

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

Установлено, что в зависимости от скорости деформирования

кристаллического тела его части могут перемещаться либо по границам зерен, либо по плоскостям скольжений внутри зерен. При этом, как было отмечено, 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 может оказывать градиент скорости их деформирования. Поэтому при любых методах лабораторного испытания ползучести необходимо поддерживать градиент скорости деформирования равным или близким по значению к величинам, наблюдаемым в природе. Применительно к деформированию горных пород в стенках скважин это условие можно записать в виде

$$\frac{de}{dt} = \frac{v_m}{R_m - a_m} = \frac{v_{ш}}{d_{ш}} = \frac{v}{R - a}, \quad (5.21)$$

где $\frac{de}{dt}$; $\frac{v_m}{R_m - a_m}$; $\frac{v_{ш}}{d_{ш}}$; $\frac{v}{R - a}$ — градиенты скорости деформирования породы соответственно при одноосном сжатии, в образце-модели скважины, при вдавливании шарика и в скважине; v_m — скорость сужения отверстия образца-модели скважины; R_m , a_m — радиусы образца-модели скважины соответственно предельной области и начальный (отверстия).

Согласно измерениям в скважинах, скорость сужения ствола в каменной соли на глубинах 2000—4000 м при плотности бурового раствора $(1,35—1,45) \cdot 10^3$ кг/м³ колеблется в пределах от $0,5 \cdot 10^{-9}$ до $29 \cdot 10^{-9}$ м/с. Если принять $a = 0,1$ м и $R = 5a$, то градиент скорости $v/(R - a) = 10^{-9} \div 10^{-7}$ с⁻¹. При $R > 5a$ этот градиент будет еще меньше. В соответствии со скоростями сужений ствола в каменной соли v градиент $\frac{v_{ш}}{d_{ш}} = \frac{v}{d_T}$ для применяемых размеров обсадных труб диаметром d_T также должен составлять $10^{-9}—10^{-8}$ с⁻¹.

Испытывать ползучесть породы в камерах высокого давления и методом вдавливания шарика с поддержанием градиентов скоростей деформирования в указанном диапазоне очень трудно. Минимальное значение градиента скорости деформирования каменной соли при этих методах обычно составляет $10^{-4}—10^{-6}$ с⁻¹, т. е. на несколько порядков больше градиентов, наблюдаемых в природе. Наиболее близкие к реальным условиям градиенты деформирования обеспечиваются при испытании ползучести каменной соли на одноосное сжатие. Например, в наших опытах значение этого градиента было равно $10^{-7}—10^{-9}$ с⁻¹, что практически совпадает с градиентом скорости деформирования каменной соли в скважине.

5.5. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПРЕДЕЛА ТЕКУЧЕСТИ И ВЯЗКОСТИ ГОРНЫХ ПОРОД ПО ДАННЫМ ИССЛЕДОВАНИЙ ПОЛЗУЧЕСТИ

Правильная интерпретация экспериментальных данных при реологических исследованиях — основа успешного применения в практике полученных результатов. Для многих материалов, в том чис-

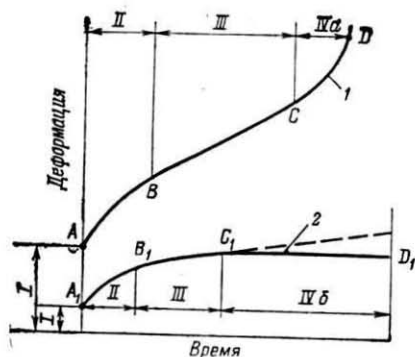


Рис. 5.10. Схема развития деформаций горных пород во времени

щееся разрушением материала (кривая 1, рис. 5.10); б) затухание ползучести, в конце этой стадии наступает равновесное состояние системы образец—нагрузка и процесс ползучести стабилизируется (кривая 2, рис. 5.10).

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 стремление 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.

Так, величина смещения 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) составят 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 руководство-

ле и горных пород, процесс ползучести условно можно разделить на четыре стадии (рис. 5.10): I стадия — мгновенная деформация, возникающая сразу после приложения нагрузки, она 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, заканчиваю-

ваться 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 соблюдать 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 линейности требует, чтобы деформация от напряжения $\sigma = \sigma' + \sigma''$ 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

$$\frac{d\varepsilon}{dt} = \frac{\sigma - \sigma_T}{\eta_0} \quad (\sigma > \sigma_T); \quad \varepsilon = \frac{1}{E} \sigma \quad (\sigma < \sigma_T). \quad (5.22)$$

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 (5.22) — 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 (рис. 5.11, а). Для хорошего расслоения кривых ползучести фактическое напряжение для каждого образца в одной серии опытов необходимо определять по формуле

$$\sigma = i\sigma_0/10, \quad (5.23)$$

где $i = 1, 2, 3, \dots, 10$.

Полученные кривые ползучести $\varepsilon(t)$ используются для построения реологической кривой $\frac{d\varepsilon}{dt}(\sigma)$. Реологическая кривая (рис. 5.11, б) строится следующим образом:

а) для каждой кривой графика семейства кривых ползучести

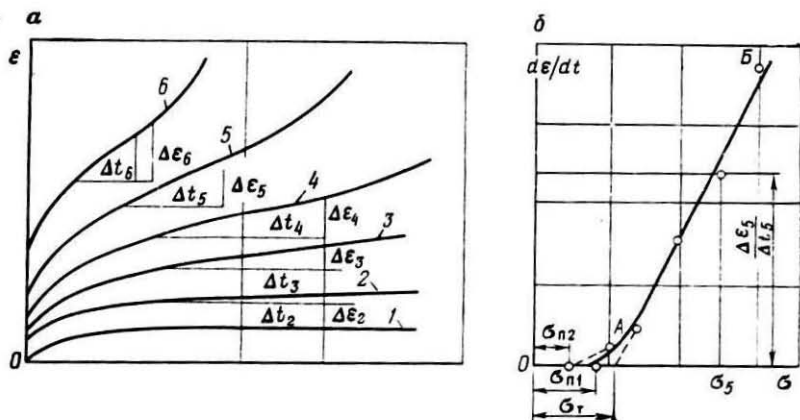


Рис. 5.11. Реологическая кривая материала на основании обработки кривых его ползучести:

a — кривые ползучести при различных напряжениях; b — реологическая кривая; $1 - \sigma_1 = 0,1 \sigma_0$; $2 - \sigma_2 = 0,2 \sigma_0$; $3 - \sigma_3 = 0,3 \sigma_0$; $4 - \sigma_4 = 0,4 \sigma_0$; $5 - \sigma_5 = 0,5 \sigma_0$; $6 - \sigma_6 = 0,6 \sigma_0$

выбирается интервал времени Δt , соответствующий стадии установившейся ползучести;

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

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

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

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

$$\eta_0 = (\sigma - \sigma_r) / \frac{d\epsilon}{dt}. \quad (5.24)$$

Необходимо отметить, что понятие предел текучести породы еще не определено. 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 является также и 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 измерений деформаций и длительности опытов.

Это положение хорошо согласуется с практикой. Для примера на рис. 5.11, б показаны два предела ползучести $\sigma_{п1}$ и $\sigma_{п2}$, которые могут быть получены для одного и того же материала в условиях одноосного сжатия, если изменять длительность испытаний ползучести или применять для регистрации деформаций приборы различной точности. Предел ползучести $\sigma_{п2}$ будет получен при более длительном опыте или при более точных измерениях.

Наличие «пределных» 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. Скопления 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 превалирующими, 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 на-

пряжении 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 величиной вязкости породы.

Реологические кривые, из которых получают значения вязкости, могут быть построены по данным испытания ползучести породы при самых различных схемах нагружения, в частности, в условиях одноосного сжатия, сдвига и при вдавливании шарика. Но не следует отождествлять друг с другом пластические вязкости породы, получаемые при этих испытаниях. Зависимость между значениями вязкости породы при одноосном сжатии и сдвиге может быть получена на основе аналогии между следующими уравнениями состояния, описывающими процесс деформирования:

$$\gamma = \tau/G, \dot{\gamma} = \tau/\eta_c; \quad \varepsilon = \sigma/E, \dot{\varepsilon} = \sigma/\eta_o. \quad (5.25)$$

Между модулями упругости G и E существует зависимость (5.2). В соответствии с этой зависимостью на основании аналогии уравнений (5.25) можно записать

$$\eta_c = \frac{\eta_o}{2(1+\mu)}. \quad (5.26)$$

Полагая для вязкопластического состояния породы $\mu = 1/2$, получаем $\eta_c = (1/3)\eta_o$.

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

$$\eta_{ш} \approx \eta_c = (1/3)\eta_o.$$

Расчеты по результатам определения пластической вязкости каменной соли в условиях одноосного сжатия и при вдавливании стальных шариков (рис. 5.12) показывают, что в диапазоне изменения градиента скорости от 10^{-9} до 10^{-7} с $^{-1}$ фактическая связь между $\eta_{ш}$ и η_o имеет вид: $\eta_{ш} = 0,14 \eta_o$.

Приведенные выше величины $\eta_{ш}$ отличаются примерно в 2 раза. Это можно объяснить тем, что вдавливание шарика не совсем соответствует сдвигу. Лабораторные исследования реологических свойств пород отличаются длительностью и требуют специального оборудования. Результаты этих исследований не всегда удовлет-

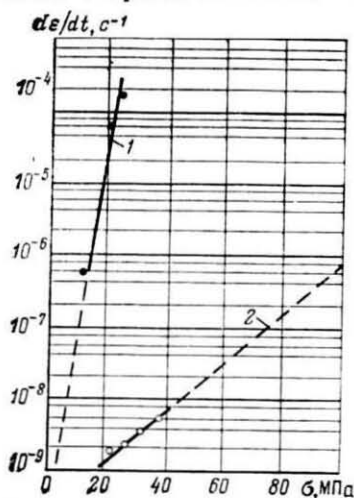


Рис. 5.12. Реологические кривые каменной соли:

1 — при вдавливании шарика (по данным Ю. А. Еремеева); 2 — в условиях одноосного сжатия при $T = 100^\circ\text{C}$

воряют требованиям практики, так как механические свойства горных пород в образцах, испытываемых в лаборатории, и в горном массиве могут существенно различаться. 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.

5.6. МЕТОДИКА ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПРЕДЕЛА ТЕКУЧЕСТИ И ВЯЗКОСТИ ГОРНЫХ ПОРОД ПО ДАННЫМ ИССЛЕДОВАНИЙ В СКВАЖИНЕ

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 измеряется диаметр ствола скважины в интервале изучаемой породы. Начальное измерение проводится после тщательной проработки и промывки ствола скважины. После выдержки максимально возможного промежутка времени диаметр ствола замеряют второй раз. На основании результатов этих измерений рассчитывается скорость сужения стенок скважины

$$v_{\phi} = \frac{D_{\max} - D_{\min}}{2t} \quad (5.27)$$

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

Определяется гидростатическое давление на породу, обеспечивающее ее длительную устойчивость. Для этого ствол скважины в интервале сужения прорабатывают и промывают. Затем бурильный инструмент поднимают 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 ему соответствует время, которое требуется для спуска-подъема бурильного инструмента и отработку 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 имеются, 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 давле-

ние, 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 породы σ_T определяют с помощью уравнения

$$\sigma_T = \sqrt{3} (p_r - p_p), \quad (5.28)$$

которое получается из зависимости (2.30) при $v=0$. На основании этой же зависимости и формулы (5.27) получают следующее выражение для расчета по промысловым данным вязкости породы:

$$\eta_0 = \sqrt{3} \frac{\sigma_T t}{D_{\max} - D_{\min}} a \left(0,61 \exp \frac{p_r - p_p}{1,15 \sigma_T} - 1 \right). \quad (5.29)$$

Проверка эффективности методики для практических расчетов была выполнена следующим образом. 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 (2.30) рассчитали скорости сужения стенок скважин в этих породах по ряду других скважин и сравнили их с фактическими скоростями v_f , измеренными в этих же скважинах, а также со скоростями v_m , полученными в лабораторных условиях на моделях скважин. Рассчитанные по формуле (2.30) лабораторные и фактические данные нанесли на график $v \left(\frac{p_r - p_p}{\sigma_T} \right)$ (рис. 5.13).

Кривые рассчитаны по формуле (2.30) при $\sigma_T = 5,3$ МПа, $\eta_0 = 2 \cdot 10^7$ МПа·с (рис. 5.13, а) и $\sigma_T = 6$ МПа, $\eta_0 = 2,6 \cdot 10^7$ МПа·с (рис. 5.13, б).

Анализ приведенных данных показывает хорошую сходимость значений скорости сужения ствола скважины, рассчитанных по формуле (2.30), 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 (2.30). Практическое применение методики иллюстрируется следующими примерами.

Пример 1. В скв. 1 Северо-Бобровицкой Припятского прогиба на глубине 3420—3422 м встречены пластичные глины. Требуется определить σ_T и η_0 этих глин при следующих исходных данных: начальный радиус скважины $a = 0,269$ м; плотность бурового раствора в скважине $p_p = 1,3 \cdot 10^3$ кг/м³. Деформирование глин приводит к сужению стенок скважины, которое проявляется в виде затяжек бурильного инструмента и проработках; средневзвешенная плотность залегающих выше горных пород составляет примерно $p_r = 2,2 \cdot 10^3$ кг/м³.

Решение

1. Из опыта борьбы с сужением стволов в данном районе плотность раствора, обеспечивающего длительную устойчивость пластичных глин, принимаем равной $2,1 \cdot 10^3$ кг/м³.

Вычисляя $p_r = 2,1 \cdot 10^3 \cdot 10 \cdot 3421 \approx 72$ МПа, $p_r = 2,2 \cdot 10^3 \cdot 10 \cdot 3421 \approx 75$ МПа и подставляя эти данные в формулу (5.28), получаем: $\sigma_T = \sqrt{3}(75 - 72) = 5,2$ МПа.

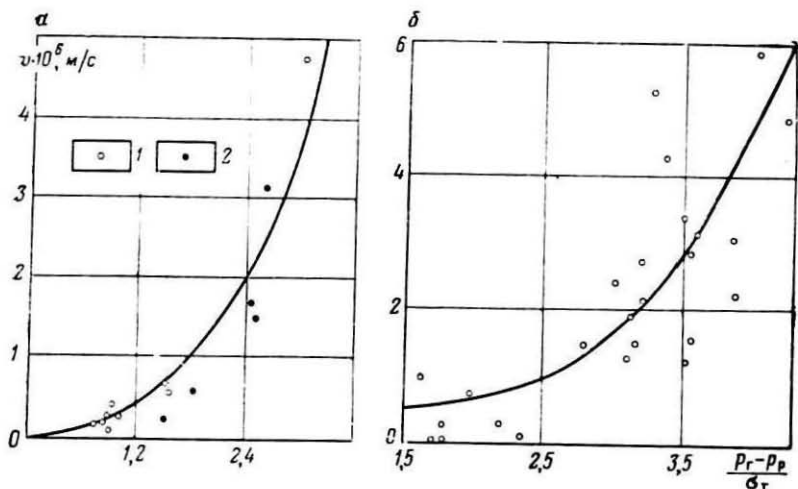


Рис. 5.13. Зависимости скорости сужения стволов скважин Днепровской впадины в бишофите (а) и в пластичных глинах Речицкой площади Припятской впадины (б) от соотношения $(p_r - p_p)/\sigma_T$:

1 — данные лабораторных испытаний; 2 — данные измерений в скважинах

2. С помощью повторной кавернометрии определяем (рис. 5.14), что диаметр скважины при начальном измерении $D_{\max} = 0,219 \text{ м}$, а при конечном измерении, проведенном через $t = 26 \text{ ч}$ $D_{\min} = 0,14 \text{ м}$. На основании этих данных по формуле (5.27) вычисляем фактическую скорость сужения стенок скважины

$$v_{\phi} = \frac{0,219 - 0,140}{2 \cdot 26 \cdot 3600 \cdot 60} = 4,2 \cdot 10^{-6} \text{ м/с}.$$

3. Подставляя исходные и полученные в результате вычислений данные в формулу (5.29), определяем пластическую вязкость глины

$$\eta_0 = \frac{\sqrt{3}}{2} \frac{5,2}{4,2 \cdot 10^{-6}} \frac{0,269}{2} \left(0,61 \exp \frac{75,0 - 44,6}{1,15 \cdot 5,2} \right) = 1,3 \cdot 10^8 \text{ МПа} \cdot \text{с}.$$

Пример 2. В скв. Березинская Припятского прогиба в соленосных отложениях встречены пропластки пластичных глин. Необходимо определить контактное давление этих глин на обсадные трубы при угле обхвата последних $\phi = 50^\circ$. Исходные данные: глубина скважины 3920 м; интервалы: установки обсадных труб 3920—3140 м, залегания пропластков пластичных глин 3460—3590 м; плотность бурового раствора: перед спуском колонны $1,32 \cdot 10^3 \text{ кг/м}^3$,

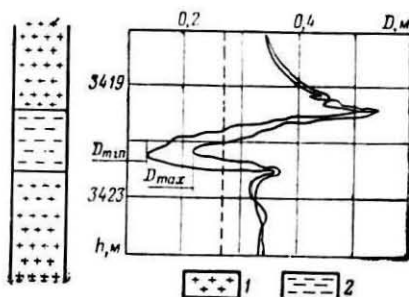


Рис. 5.14. Кавернограмма по скв. 1 Северо-Бобровицкая Припятской впадины (данные повторной кавернометрии):

1 — соль; 2 — глина

обеспечивающего длительную устойчивость пластичных глин $2,1 \cdot 10^3$ кг/м³, средневзвешенная плотность вышележающих пород $2,2 \cdot 10^3$ кг/м³.

Решение

1. Вычисляем p_p и p_r и, подставляя их значения в формулу (5.28), получаем:

для глубины 3460 м

$$p_p = 2,1 \cdot 10^3 \cdot 10 \cdot 3460 = 72,9 \text{ МПа},$$

$$p_r = 2,2 \cdot 10^3 \cdot 10 \cdot 3460 = 76,1 \text{ МПа},$$

$$\sigma_T = \sqrt{3} (76,1 - 72,9) = 5,5 \text{ МПа};$$

для глубины 3590 м

$$p_p = 2,1 \cdot 10^3 \cdot 10 \cdot 3590 = 75,2 \text{ МПа},$$

$$p_r = 2,2 \cdot 10^3 \cdot 10 \cdot 3590 = 79 \text{ МПа},$$

$$\sigma_T = \sqrt{3} (79,0 - 75,2) = 6,6 \text{ МПа}.$$

2. Определяем контактное давление горных пород на обсадные трубы: для глубины 3460 м

$$q = 3 \cdot 0,577 \cdot 5,5 = 9,4 \text{ МПа};$$

для глубины 3590 м

$$q = 3 \cdot 0,577 \cdot 6,6 = 11,3 \text{ МПа}.$$

5.7. ПОСТРОЕНИЕ ПАСПОРТА ПРОЧНОСТИ ГОРНЫХ ПОРОД

Для построения огибающей предельных кругов Мора (паспорта прочности) горных пород в настоящее время наиболее широко применяются 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 огибающей 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 рис. 5.15.

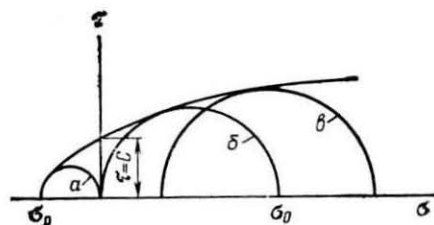


Рис. 5.15. Паспорт прочности горной породы:

а — одноосное растяжение; б — 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 используется специальная установка, представляющая собой камеру высокого давления, внутрь которой помещается 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 $\sigma_2 = \sigma_3$ определяется предельная величина главного напряжения σ_1 . Предельные круги напряжений и огибающая к ним строятся по разности максимальной и минимальной величин главных напряжений.

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

$$y = y_{\max} \left(\frac{x^2}{x^2 + a_0^2} \right)^{3/8}, \quad (5.30)$$

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; a_0 — параметр формы огибающей кругов напряжений Мора.

На основании постоянства отношения $\tau_{\max}/a_0$ уравнение (5.30) приводится к безразмерной форме

$$l_0 = \left(\frac{k_0^2}{k_0^2 + 1} \right)^{3/8}, \quad (5.31)$$

где $k_0 = x/a_0$ — расчетный параметр.

В соответствии с экспериментальными данными допускается, что $\tau_{\max}/a_0 = 0,73$. 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 величину максимальных касательных напряжений $\tau_{\max}$ при $\sigma = \infty$: $\tau_{\max} = 0,73a_0$.

Из справочных таблиц находят безразмерную координату точки касания кругов Мора для одноосного растяжения и сжатия $k_1 + q_1 = k_2 - q_2$, где k_1 и k_2 — безразмерные координаты центров кругов Мора для трехосного растяжения и одноосного сжатия.

Определяют величину сопротивления породы трехосному растяжению $\sigma_{т.р} = a_0(k_1 + q_1)$.

Из справочных таблиц находят для различных значений $k_0 = x/a_0$ координаты нескольких точек кривой в системе $\tau(y)$ и $\sigma(x)$ и строят огибающую кривую.

6. РЕЗУЛЬТАТЫ ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ МЕХАНИЧЕСКИХ СВОЙСТВ СОЛЕВЫХ И ГЛИНИСТЫХ ПОРОД

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 отобранных образцов показал, что они представлены в основном солью NaCl с незначительной примесью (до 1 %) других солей и нерастворимого остатка (табл. 6.1). Поэтому в соответствии с изложенной выше методикой нужное количество образцов готовили из поваренной соли с размером зерен 1—3 мм. Когда ставилась задача изучить влияние 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 влажности. Для этого в эксикатор засыпали поваренную соль и заливали рассолом так, чтобы он частично выступал над солью. В эту смесь закладывали предварительно завернутые в марлевую ткань образцы, подготавливаемые к испытанию. Полное увлажнение образцов каменной соли происходит за 5—6 сут. Среднее значение максимальной влажности составляет 1,1 %. Такую же величину влажности имели образцы, которые специально выдерживали в рассоле в течение 2 мес.

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

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

Таблица 6.1

Химический состав каменной соли в скважинах Припятской впадины, %

Скважина	Интервал отбора проб, м	Наличие сужения ствола	NaCl	KCl	CaSO ₄	CaCl ₂	MgCl	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 отобраны с помощью боковых грунтоносов.

Глинистые породы для испытаний из скважин отбирали в виде шлама (воротыщенская глина и осыпавшиеся глины Речицкой площади Припятской впадины) и в пастоборазном состоянии (пластичные глины ливенского горизонта Припятской впадины). Химические составы этих глин (в %) приведены ниже.

SiO ₂	$\frac{42,52^*}{38,20}$	CaO	$\frac{10,23}{8,55}$	K ₂ O	$\frac{2,20}{3,36}$
TiO ₂	$\frac{0,55}{0,74}$	MgO	$\frac{2,41}{6,88}$	Na ₂ O	$\frac{5,90}{2,81}$
Al ₂ O ₃	$\frac{8,98}{12,90}$	MnO	$\frac{0,10}{0,04}$	SO ₃	$\frac{1,98}{2,66}$
Fe ₂ O ₃	$\frac{4,67}{3,01}$	P ₂ O ₅	$\frac{0,11}{0,08}$		

* В числителе—химический состав воротыщенской глины, в знаменателе—то же пластичной глины ливенского горизонта.

Перед изготовлением образцов из глин последние высушивали до воздушно-сухого состояния ($W=2,5 \div 3,5\%$), измельчали и просеивали через сито с диаметром отверстий 2 мм. В соответствии с возможностями прессового оборудования и рекомендованной методикой был принят следующий режим прессования образцов: $p_{пр}=235$ МПа, $v_{пр}=1,2 \div 1,4$ МПа/с. Плотность полученных образцов составляла $(2,3—2,4) \cdot 10^3$ кг/м³ для глин и $(2,13—2,15) \cdot 10^3$ кг/м³ для каменной соли, а их коэффициент вариации прочности не превышал 3—7 %. В связи с этим параметры породы определяли по результатам испытания двух-трех образцов.

Образцы из пластичных глин ливенского горизонта 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 размер 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 $d_s=6,7d_z$, где d_z — средний диаметр минерального зерна. Размеры образцов-моделей скважин определяли на основании условий геометрического подобия [39]: $d_n \geq 5d_s$; $l_0/\sqrt{F_0} \geq 0,7$, где d_n , d_s — наружный и внутренний диаметры образца; F_0 , l_0 — площадь поперечного сечения и высота образца.

В соответствии с изложенным и на основании рассмотренных выше положений 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, $d_s=8$ мм, $l_0=50$ мм, $l_0/\sqrt{F_0}=1,15$ сплошных цилиндрических для оп-

ределения 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 шести-секционный пресс.

К нему были сконструированы и изготовлены специальные приставки для изучения ползучести горных пород в условиях одноосного сжатия при повышенной температуре и влажности, исследования влияния буровых растворов на деформирование образцов горных пород в условиях одноосного сжатия и длительного деформирования горных пород при контакте с буровым раствором в условиях сложного напряженного состояния.

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.

6.1. ВЛИЯНИЕ ТЕМПЕРАТУРЫ, ВЛАЖНОСТИ И ПРИМЕСИ ГЛИНЫ НА ПРОЧНОСТЬ И ПОЛЗУЧЕСТЬ КАМЕННОЙ СОЛИ

Экспериментальными исследованиями влияния температуры на прочность каменной соли установлено, что прочность ее с повышением температуры от 20 до $100\text{--}150^\circ\text{C}$ 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. При $T > 150^\circ\text{C}$ этот эффект становится несущественным или полностью исчезает. Пластические же свойства каменной соли с увеличением температуры нагревания непрерывно улучшаются.

Увлажнение снижает прочность каменной соли. Особенно резко (примерно в 2 раза) это происходит при повышении влажности каменной соли от $0,04$ до $0,3\%$.

При дальнейшем увлажнении до значений максимальной влажности $1,1\%$ прочность снижается всего на 20% . Продольная деформация образцов с увеличением влажности до $0,5\%$ быстро уменьшается, а по мере дальнейшего увлажнения остается прак-

тически неизменной. В процессе исследований было также установлено, что примеси глины в изученном диапазоне от нуля до 8 % снижают прочность каменной соли примерно в 1,5 раза.

Характерные кривые ползучести образцов каменной соли и полученные на их основе кривые напряжение — деформация приведены на рис. 6.1. Как видно из этих данных, зависимость $\epsilon(\sigma)$ для

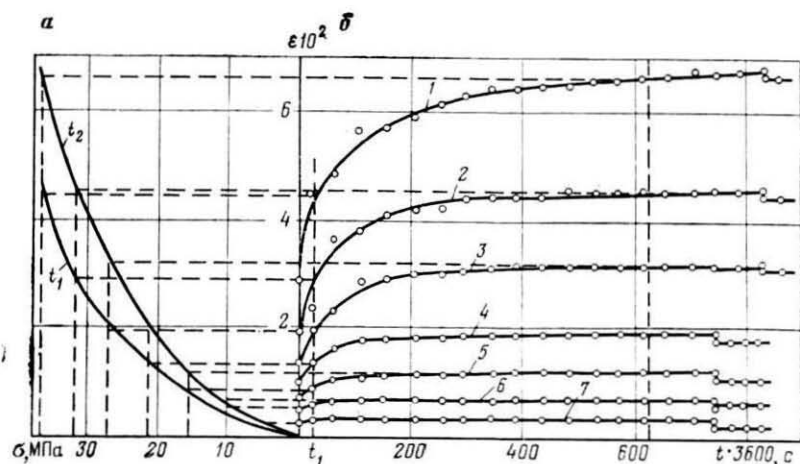


Рис. 6.1. Кривые напряжение — деформация в разные моменты времени (а) и характерные кривые ползучести (б) образцов каменной соли ($T=18-20^{\circ}\text{C}$ и влажности $W=0,04\%$).

Напряжение испытания, МПа: 1 — 37,8; 2 — 32,4; 3 — 27; 4 — 22; 5 — 16,2; 6 — 10,8; 7 — 5,4; 8 — 6,2

каменной соли является нелинейной. При строгом описании процесса она должна быть аппроксимирована функцией вида

$$\sigma = A(t) \epsilon^n,$$

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

Однако с достаточным приближением в практических расчетах бурения эта зависимость может быть заменена линейной.

Из приведенных данных (рис. 6.1, 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 нежелательно.

Зависимость ползучести каменной соли от температуры была исследована при влажности образцов $W \leq 0,04\%$ и средних значениях температуры 20, 100, 150 и 210°C , а от влажности — при комнатной температуре и значениях влажности 0,04; 0,08; 0,13 и 1,1 %.

На основании кривых ползучести были построены реологиче-

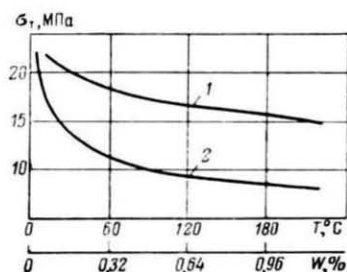
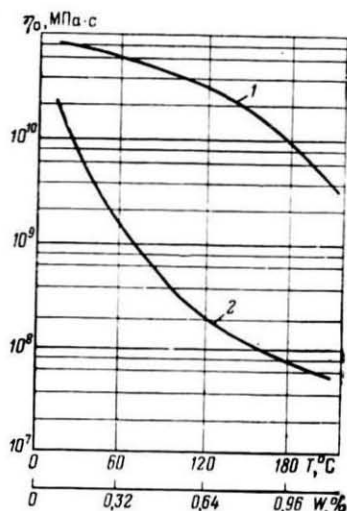


Рис. 6.2. Зависимость предела текучести каменной соли от температуры при $W=0,04\%$ (кривая 1) и от влажности при $T=18\div 20^\circ\text{C}$ (кривая 2)

Рис. 6.3. Зависимость пластической вязкости каменной соли от температуры при $W=0,04\%$ (кривая 1) и влажности при $T=18\div 20^\circ\text{C}$ (кривая 2)



ские кривые, из которых получены зависимости $\sigma_t(T, W)$ и $\eta_0(T, W)$, приведенные на рис. 6.2 и 6.3.

Установлено также, что между пределом текучести и прочностью каменной соли в условиях одноосного сжатия существует связь $\sigma_t = (0,25 \div 0,35) \sigma_0$ — для температуры; $\sigma_t = (0,32 \div 0,36) \sigma_0$ — для влажности. Из полученных данных следует, что на реологические свойства каменной соли влажность влияет в значительно большей степени, чем температура.

Влияние примеси глины на ползучесть каменной соли было исследовано при комнатной температуре и влажности образцов $W=0,08\%$. Анализ полученных данных показал, что равномерно распределенная примесь глины снижает пластические свойства каменной соли. Это согласуется с представлениями физики твердого тела, согласно которым всякие посторонние примеси искажают кристаллическую решетку и снижают пластичность тела. Примеси, действуя, как «шипы», препятствуют скольжению. Опыты на кристаллах каменной соли показывают, что примеси увеличивают пределы их текучести и прочности.

Таким образом, в изученном диапазоне следует ожидать, что деформирование в чистых разностях каменной соли будет более существенным. Однако если сравнить кривые ползучести образцов с добавкой 2 % глины с кривыми ползучести образцов с добавкой 8 % глины, можно установить, что с увеличением содержания примеси глины скорость ползучести каменной соли растет. Это происходит, вероятно, вследствие того что с увеличением содержания в каменной соли глина вместо роли «шипов» все в большей степени начинает выполнять роль «смазки» по плоскостям скольжения и тем самым облегчает процесс деформирования.

Из этих данных можно сделать вывод, что проявление горного давления в форме изменения размеров поперечного сечения ствола скважины в каменной соли с равномерно распределенной примесью до 4—8 % глины и влажностью до 0,08 % будет менее интенсивным, чем в чистых разностях каменной соли. Однако при увлажнении заглинизированная каменная соль разрушается в большей степени вследствие более быстрого растворения и диспергирования глинистой составляющей [16].

Когда глина залегает в каменной соли в виде прослоек (мощностью от нескольких десятых миллиметра до десятков сантиметров), сопротивление деформированию и разрушению такой смешанной породы будет определяться механическими свойствами более слабой породы. Это положение справедливо и для случая, когда вместо глин прослойки будут представлены другими слабыми породами — бишофитом, карналлитом и т. д.

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. Однако дать количественную оценку роли слоистости в формировании напряжений и деформаций около скважины в каждом конкретном случае пока не представляется возможным.

6.2. ВЛИЯНИЕ ВЛАЖНОСТИ НА МЕХАНИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА ГЛИНЫ

Напряжение сцепления C и угол трения φ пластичных глин ливенского горизонта Припятской впадины при различных значениях влажности определяли на сдвиговом приборе ДорНИИ по методике испытания образцов с нарушенной структурой. Вязкость этих глин находили с помощью формулы (5.18) по результатам вдавливания в них стальных шариков диаметрами 6 и 19 мм.

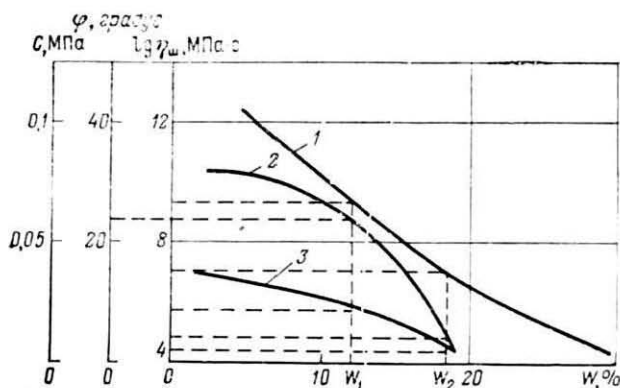


Рис. 6.4. Зависимости вязкости по шарикам $\eta_{ш}$ (кривая 1), угла внутреннего трения φ (кривая 2) и напряжения сцепления C (кривая 3) пластичной глины ливенского горизонта Припятской впадины от влажности

В результате исследований были получены линии предельного состояния этих глин при различных значениях весовой влажности, на основании которых построены зависимости $C(W)$ и $\varphi(W)$, приведенные на рис. 6.4. Зависимость $\eta_{ш}(W)$ определяли по методу вдавливания шарика. Предварительно была исследована инвариантность этого способа по отношению к диаметру шарика. Результаты этих исследований показали, что в изученных диапазонах изменения влажности и размеров шариков вязкость глины не зависит от диаметра шарика.

Как видно из рис. 6.4, влажность оказывает существенное влияние на механические свойства глин и, следовательно, на их переход в предельное состояние. Поэтому при разбуhrивании толщ глинистых пород должны быть приняты все возможные меры для их обезвоживания или, в крайнем случае, меры по предупреждению их увлажнения.

6.3. ДЕФОРМИРОВАНИЕ ОБРАЗЦОВ КАМЕННОЙ СОЛИ И ГЛИНЫ В СРЕДЕ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ В УСЛОВИЯХ ОДНООСНОГО И ОБЪЕМНОГО СЖАТИЯ

Испытания деформирования каменной соли и ворытшкенской глины в условиях одноосного сжатия и сложного напряженного состояния были выполнены с помощью приставок к рычажному прессу. Цель этих исследований — установить, имеется ли сходство в процессах деформирования образцов горных пород при контакте с буровым раствором в различных условиях нагружения.

Результаты опытов представлены на рис. 6.5 и 6.6. Из них можно сделать вывод о том, что кривые деформирования, полученные как в условиях одноосного сжатия, так и при сложном напряженном состоянии в полых образцах, позволяют дать одинаковую

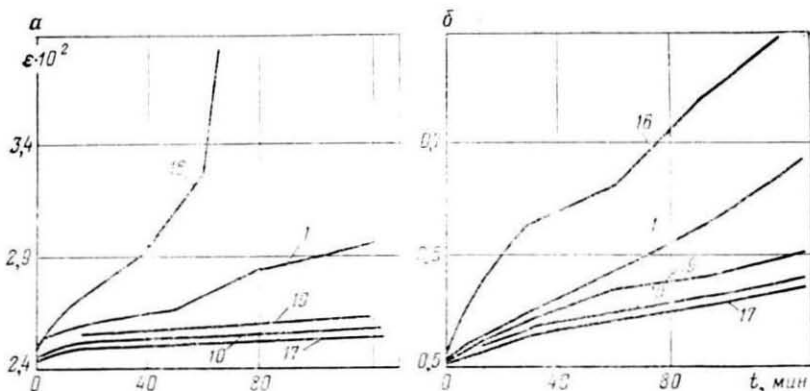


Рис. 6.5. Кривые деформирования образцов каменной соли в среде буровых растворов:

а — в условиях одноосного сжатия ($\sigma_2 = 0.4 \sigma_0$); б — в условиях сложного напряженного состояния ($\sigma_2 = 0.7 \sigma_0$)

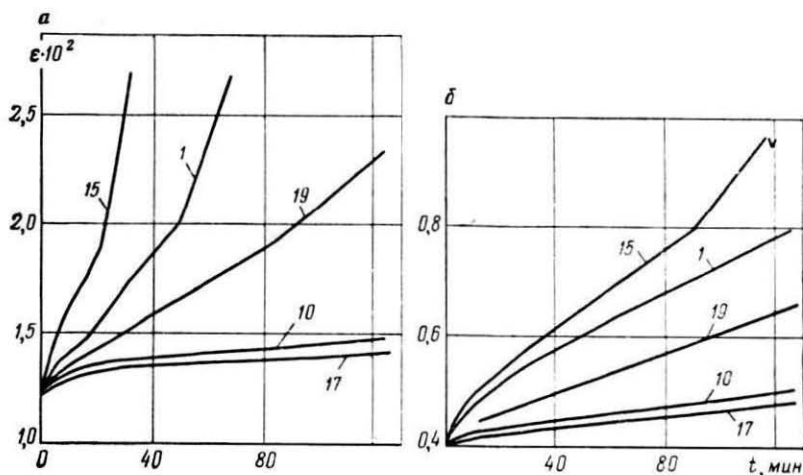


Рис. 6.6. Кривые деформирования образцов воротышенской глины в среде буровых растворов:

a — в условиях одноосного сжатия ($\sigma_z = 0.4 \sigma_0$); b — в условиях сложного напряженного состояния ($\sigma_z = 0.7 \sigma_0$)

оценку влияния буровых растворов на процесс деформирования образцов исследуемых пород. Этот вывод имеет важнейшее практическое значение, так как показывает возможность получения одинаковой информации о влиянии бурового раствора на деформирование горной породы, несмотря на различные схемы ее нагружения.

Из этого также следует, что моделирование с помощью полых образцов условий, якобы существующих в скважине, при сравнении действия различных жидкостей на горные породы с точки зрения получаемой информации не дает никаких преимуществ перед более простым испытанием образцов на одноосное сжатие.

7. ИНЖЕНЕРНЫЕ МЕТОДЫ УПРАВЛЕНИЯ ГОРНЫМ ДАВЛЕНИЕМ

Проявления горного давления, сопровождающиеся изменением формы и размеров поперечного сечения ствола скважины, приводят к увеличению объемов буровых и цементных растворов, желобообразованию, проработкам, затяжкам, прихватам и двойным сломам бурильных и обсадных колонн, забуриванию вторых стволов и смятию обсадных труб. Работы по борьбе с этими осложнениями, как правило, длительны, трудоемки, требуют больших материальных затрат и нередко заканчиваются потерей скважины. Управляя горным давлением, т. е. направленно изменяя напряженно-деформированное состояние горных пород около скважи-

ны, можно предупредить эти осложнения или существенно снизить затраты на их ликвидацию.

Рассмотренные выше исследования позволяют предложить ряд достаточно простых и доступных для инженерной практики методов управления горным давлением в буровых скважинах. Применение того или иного метода управления горным давлением в каждом случае должно быть обоснованно, так как их эффективность зависит от конкретных условий.

7.1. ВЫБОР БУРОВОГО РАСТВОРА

Буровой раствор — один из главных факторов, позволяющих направленно влиять на состояние горных пород в стенках скважины. Этого можно добиться регулированием физико-химических факторов взаимодействия фильтрата бурового раствора с горными породами или изменением плотности бурового раствора. Поскольку увеличение плотности бурового раствора отрицательно сказывается на процессе разрушения горных пород в забойных условиях, в первую очередь должны быть использованы физико-химические факторы — выбран определенный тип бурового раствора с соответствующими качествами.

7.1.1. Эффективность выбора буровых растворов по кривым деформирования образцов горных пород в условиях одноосного сжатия

Лабораторные данные об оценке влияния буровых растворов по кривым деформирования в их среде образцов горных пород в условиях одноосного сжатия хорошо согласуются с промысловыми наблюдениями. Например, вскрытие аргиллитов, встречающихся как в надсолевой части разреза, так и в соленосных отложениях Припятской впадины, сопровождается осыпями и обвалами, которые приводят к длительным пророботкам, промывкам, затяжкам и прихватам бурильного инструмента.

Так, при бурении скв. 11 Речицкая в интервале 2033—2400 м на проработку затратили 238 ч и на промывку 53 ч, что в общей сложности составило около 80 % затрат времени на бурение этого интервала. Аналогичный характер имели осложнения и при разбуривании аргиллитов в скв. 77, 158 и 159 этой площади. В скв. 158 Речицкая особенно интенсивное осыпание аргиллитов наблюдалось с глубины 1651 м. Оно привело к ликвидации скважины.

Для изучения влияния буровых растворов на деформирование аргиллитов последние отобрали в виде шлама при бурении скв. 159 Речицкая. По рассмотренной выше методике из этого шлама были изготовлены искусственные образцы. Результаты исследований приведены на рис. 7.1. Состав и основные параметры сравниваемых буровых растворов представлены в табл. 7.1. Типы буровых растворов, применявшихся при бурении в надсолевых отложениях в скв. 11, 77, 158 и 159 Речицкой площади, приведены в табл. 7.2;

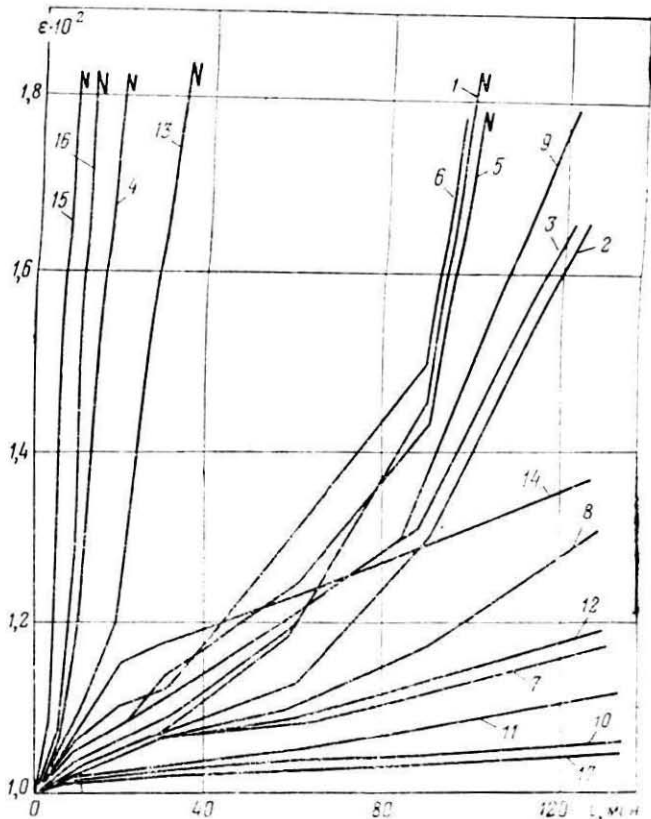


Рис. 7.1. Кривые деформирования образцов аргиллитов Речницкой площади Припятской впадины в среде буровых растворов в условиях одноосного сжатия ($T = 18 \div 22^\circ\text{C}$, $\sigma_z = 0,4\sigma_0$)

здесь же представлены данные по кавернообразованию и времени открытого состояния интервалов, в которых происходило осыпание аргиллитов.

Из анализа этих данных прослеживается зависимость между положением кривой деформирования образца в среде того или иного бурового раствора и коэффициентом кавернообразования $K_k = D_{\phi}/D_d$ (где D_{ϕ} — средний диаметр ствола скважины по кавернограмме, D_d — диаметр долота). Так, при бурении первого ствола в скв. 158 Речницкая в интервале 1370—1480 м (со слабой интенсивностью осыпания аргиллита) с применением глинистого раствора, обработанного КССБ и КМЦ, коэффициент кавернообразования составил 1,3 (п. 3, табл. 7.2). При бурении второго ствола в этом же интервале, когда глинистый раствор обрабатывали КССБ, КМЦ и оксидом, этот коэффициент примерно за такой же период открытого состояния интервала составил 1,0 (п. 4, табл. 7.2).

Состав и основные параметры сравниваемых буровых растворов

Таблица 7.1

№ п/п	Среда	№ кривой деформиро- вания на рис. 6.5, 6.6 и 7.1	Параметры раствора				
			Плотность, кг/м³	Вязкость по СПВ-5, с	Фильтра- ция за 30 мин, см³	pH	СНС ₁ /10, Па
1	Глинистый раствор из дружковского глинопорошка	4	1300	25	40	7,3	2,6/2,9
2	Раствор № 1+30% NaCl +10% ССБ +1,5% крахмального реагента	1	1320	60	12	5,1	1,6/2,7
3	Раствор № 1+15% NaCl +10% ССБ +1,5% крахмального реагента	18	1260	60	13	5,2	2,0/2,6
4	Раствор № 2+2% CaCl ₂	2	1320	85	12	5,5	1,9/2,6
5	Раствор № 4+15% нефти	3	1280	65	12	5,2	2,2/3,4
6	Глинистый раствор из бентонита	9	1040	25	16	8,8	12,4/20,8
7	Раствор № 6+2% КССБ + 0,1% КМЦ-500	6	1040	25	12	6,2	0/0,5
8	Раствор № 6+2% КССБ + 0,3% КМЦ-500 +1% окзила	8	1040	25	10	8,5	0/0,5
9	Раствор № 6+4% КССБ + 0,2% КМЦ-500	5	1060	60	8	7,6	3,0/3,9
10	Раствор № 6+4% КССБ + 0,5% КМЦ-500 +2% окзила	7	1060	45	5	11,4	0/0,5
11	Бука; раствор № 2+30% бурого угля +1,5% гипса +2% NaOH	12	1320	105	14	9,2	12,7/18,1
12	Раствор гидрогелевый из MgCl ₂ ·6H ₂ O +1,5% NaOH +0,2% КМЦ-500	19	1300	40	40	6,4	0/0
13	Раствор № 1+7% MgSO ₄ +45% CaCl ₂ +10% КССБ	13	1300	Не течет	40	8,0	12,8/21,4
14	Раствор № 1+6% CaCl ₂ +6,5% CaSO ₄ +1% КМЦ-500 +20% битума в дизтопливе	14	1100	То же	16	9,1	4,5/9,8
15	ИБР: 18% битума в дизтопливе +30% CaCl ₂ +0,5% сульфо- нола	10	1120	85	0	—	0,2/0,9
16	Эмульсия: 35% дизтоплива +15% гудрона +40% рассола NaCl +10% мела	11	1080	100	3	—	4,5/6,0
17	Водопроводная вода	15	—	—	—	—	—
18	Насыщенный раствор NaCl	16	—	—	—	—	—
19	Воздух	17	—	—	—	—	—

Таблица 7.2

Состав и параметры буровых растворов

№ п/п	№ скважины	Интервал, м	Тип бурового раствора	№ кривой деформирования на рис. 7.1	Параметры раствора			K_K	Время от вскрытия интервала до проведения кавернометрии, сут	
					Плотность, кг/м³	Вязкость по СПВ-5, с	Фильтрация за 30 мин, см³		Кровля	Подошва
1	11	2033—2116	Глинистый раствор, обработанный ССБ-крахмальным реагентом и нефтью	2	1160	25—30	8—13	1,75	190	176
		2116—2256	То же	2	1140—1160	30	18—38	1,75	176	152
		2256—2357	»	2	1300	30—40	18—24	1,75	152	127
		2357—2366	»	2	1300—1260	36—29	10—21	1,75	127	103
		2366—2400	»	2	1300— 330	33—42	27—21	1,47	103	72
2	11	2400—2457	Б У К Л	12	130С	115—110	11—12	1,26	72	17
		2457—2510	»	12	1300—1220	110—130	12	1,26	17	12
3	158	1370—1480 (I ствол)	Глинистый раствор, обработанный КССБ и КМЦ	5	1,15—1,13	49—70	8—10	1,3	12	10
4	158	1370—1480 (II ствол)	То же	6	1,12—1,18	38—56	8—10	1,0	10	6
5	77	1170—1550	Глинистый раствор, обработанный ССБ-крахмальным реагентом, CaCl ₂ и нефтью	3	1,26—1,32	80— Не течет	8—10	1,35— —1,60	250	67
6	159	1760—2170	Глинистый раствор, обработанный ССБ-крахмальным реагентом и нефтью	—	1,12—1,40	30—60	4—6	2,1	90	30

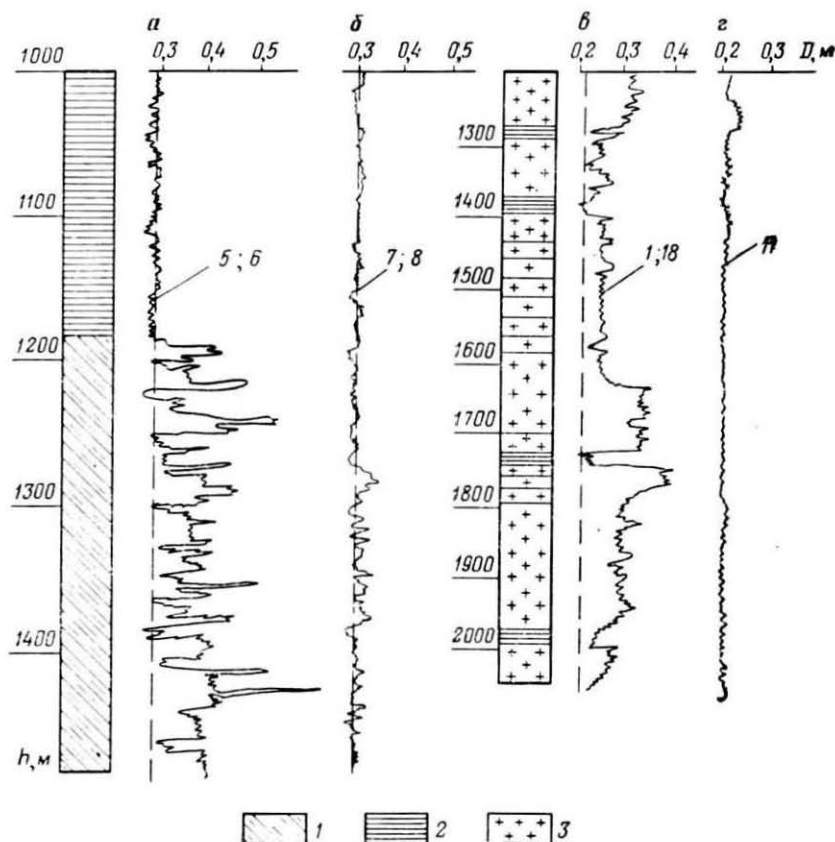


Рис. 7.2. Кавернограммы стволов скважины Речицкой площади:
 а — скв. 158 (I ствол), б — скв. 158 (II ствол), в — скв. 58, г — скв. 151; 1 — аргиллиты,
 2 — прочие несолевые породы, 3 — каменная соль

Это наглядно видно при сравнении кавернограмм, записанных в первом и втором стволах этой скважины (рис. 7.2, а и б).

Из рис. 7.1 видно, что глинистый раствор, аналогичный применявшемуся при бурении второго ствола (кривые 7, 8; п. 8, 10 табл. 7.1), в меньшей степени способствует деформированию образцов аргиллита, чем раствор, использованный при бурении первого ствола скважины (кривые 5, 6; п. 7, 9 табл. 7.1).

При вскрытии интервалов с интенсивным осыпанием аргиллитов осложнение не удавалось предотвратить применением различных видов обработок глинистого раствора. Так, на скв. 11 Речицкая многократными обработками глинистого раствора ССБ-крахмальным реагентом водоотдачу раствора снизили до 2 см³ за 30 мин. Однако и в этом случае осыпание аргиллитов было настолько сильным, что не позволило наращивать бурильный инстру-

мент. Малоэффективными оказались и дополнительные обработки нефтью глинистого раствора аналогичного типа в скв. 77 Речицкая (п. 5 табл. 7.2).

В скв. 11 Речицкая осложнение удалось ликвидировать только после замены глинистого раствора жидкостью БУКА (п. 2 табл. 7.2; п. 11 табл. 7.1). Этой жидкостью ствол скважины промывали в течение 7 ч. При дальнейшем бурении до глубины 2510 м проработок не было. Как видно из табл. 7.2, стабилизация ствола при бурении с использованием жидкости БУКА произошла при коэффициенте кавернообразования 1,26 (п. 2) против 1,75 в случае применения глинистого раствора (п. 1). По данным рис. 7.1 также можно сделать вывод о меньшем влиянии на деформирование аргиллитов жидкости БУКА (кривая 12) в сравнении с глинистыми растворами, обработанными ССБ-крахмальным реагентом, CaCl_2 и нефтью (кривые 1, 2, 3; п. 2, 4, 5 табл. 7.1).

Анализ кривых рис. 7.1 показывает, что основное влияние на деформирование аргиллитов оказывает тип раствора и реагентов, применяемых для его обработки. Так, жидкость БУКА (кривая 12; п. 11 табл. 7.1) и раствор, соответствующий кривой 14 рис. 7.1 (п. 14 табл. 7.1), оказывают малое влияние на деформирование образцов, несмотря на то что имеют большую водоотдачу по сравнению с глинистыми растворами (кривые 1, 2, 3; п. 2, 4, 5 табл. 7.1). Однако для одного типа раствора и реагентов с уменьшением водоотдачи устойчивость породы повышается (сравните кривые 7 и 8 рис. 7.1; п. 8 и 10 табл. 7.1).

Из всех испытанных растворов наименьшее влияние на деформирование аргиллитов оказывают растворы на углеводородной основе — ИБР и обращенная эмульсия, из солейстойких ингибированных растворов на водной основе — раствор на основе конденсированного гипса с добавкой битума и жидкости БУКА. Пресные и слабоминерализованные глинистые растворы, применяющиеся при бурении в надсолевых отложениях, меньше влияют на деформирование аргиллитов, если их обработать не только КССБ и КМЦ (кривые 5, 6 рис. 7.1), но и оксидом (кривые 7, 8 рис. 7.1).

Кривые деформирования, получаемые в условиях одноосного сжатия, позволяют также оценить раствор с точки зрения его влияния на увеличение размеров поперечного сечения ствола вследствие растворения солевых пород. Это положение подтверждается результатами исследований, приведенных на рис. 7.2, а, б. Целостность ствола в каменной соли сохраняется лучше при промывке эмульсией, чем при использовании глинистых растворов с разной степенью насыщения солью NaCl (ср. кавернограммы стволов скв. 58 и 151 Речицкой площади, рис. 7.2), что хорошо согласуется с результатами лабораторных испытаний (сопоставьте кривые 1 и 18 рис. 7.1. Конечно, здесь не следует исключать и разупрочняющее действие на каменную соль процесса увлажнения).

Простота проведения опытов, соответствие их результатов полученным при натурных исследованиях послужили основанием для разработки на базе одноосного сжатия методики, которая позво-

готовление и обработку. Борьба с сужением ствола утяжелением раствора невозможно, если в разрезе скважины имеются поглощающие горизонты. Поэтому к утяжелению бурового раствора как методу управления горным давлением нужно прибегать только в тех случаях, когда исчерпаны возможности других методов. Ценными являются способы управления горным давлением, позволяющие нормально бурить скважину с применением буровых растворов, плотность которых регламентируется только пластовыми давлениями.

7.2. УДАЛЕНИЕ ПОРОДЫ ИЗ ПРЕДЕЛЬНОЙ ОБЛАСТИ

Этот способ базируется на основных положениях рассмотренного в п. 2.2 механизма проявления горного давления в скважине. В соответствии с этими положениями скорость сужения ствола скважины 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 перехода в предельное состояние и после этого перехода, сужение должно прекратиться. В реальных условиях эти процессы носят более сложный характер из-за возможных вертикальных перемещений вмещающих рассматриваемый пласт пород и физико-химического воздействия бурового раствора на напряженно-деформированное состояние пород. В связи с этим предельная область может развиваться непрерывно, однако скорость этого развития со временем будет уменьшаться. Связанная с ней скорость сужения ствола скважины также должна уменьшаться. Эти положения хорошо согласуются с натурными наблюдениями.

Анализ случаев проявления пластичных глин в 35 скважинах Припятской впадины показал следующее. Интенсивность проявления горного давления в этих глинах зависит в основном от глубины их залегания и противодействия в стволе скважины, фильтрация бурового раствора существенного значения не имеет. Необходимость в проработках в интервалах пластичных глин во многих случаях исчезает без утяжеления бурового раствора, причем ее часто не возобновляют, если в последующем плотность бурового раствора снижается против того ее значения, при котором велись проработки.

Пластичные глины, как правило, проявляют себя сразу же после их вскрытия. При турбинном способе бурения это иногда приводит к прихвату долота, в то же время корпус турбобура может оставаться свободным. Поэтому на практике эти глины стали вскрывать только роторным способом, так как при этом легче обнаружить начальные признаки прихвата бурильного инструмента по увеличению вращающего момента на роторе. О характере изменения во времени проработок в пластичных глинах можно судить по рис. 7.3. На этом рисунке Σn_i — общая сумма прохождений бурильного инструмента мимо интервала пластичных глин; ΣN_i —

мент. Малоэффективными оказались и дополнительные обработки нефтью глинистого раствора аналогичного типа в скв. 77 Речицкая (п. 5 табл. 7.2).

В скв. 11 Речицкая осложнение удалось ликвидировать только после замены глинистого раствора жидкостью БУКА (п. 2 табл. 7.2; п. 11 табл. 7.1). Этой жидкостью ствол скважины промывали в течение 7 ч. При дальнейшем бурении до глубины 2510 м проработок не было. Как видно из табл. 7.2, стабилизация ствола при бурении с использованием жидкости БУКА произошла при коэффициенте кавернообразования 1,26 (п. 2) против 1,75 в случае применения глинистого раствора (п. 1). По данным рис. 7.1 также можно сделать вывод о меньшем влиянии на деформирование аргиллитов жидкости БУКА (кривая 12) в сравнении с глинистыми растворами, обработанными ССБ-крахмальным реагентом, CaCl_2 и нефтью (кривые 1, 2, 3; п. 2, 4, 5 табл. 7.1).

Анализ кривых рис. 7.1 показывает, что основное влияние на деформирование аргиллитов оказывает тип раствора и реагентов, применяемых для его обработки. Так, жидкость БУКА (кривая 12; п. 11 табл. 7.1) и раствор, соответствующий кривой 14 рис. 7.1 (п. 14 табл. 7.1), оказывают малое влияние на деформирование образцов, несмотря на то что имеют большую водоотдачу по сравнению с глинистыми растворами (кривые 1, 2, 3; п. 2, 4, 5 табл. 7.1). Однако для одного типа раствора и реагентов с уменьшением водоотдачи устойчивость породы повышается (сравните кривые 7 и 8 рис. 7.1; п. 8 и 10 табл. 7.1).

Из всех испытанных растворов наименьшее влияние на деформирование аргиллитов оказывают растворы на углеводородной основе — ИБР и обращенная эмульсия, из солевых ингибированных растворов на водной основе — раствор на основе конденсированного гипса с добавкой битума и жидкости БУКА. Пресные и слабоминерализованные глинистые растворы, применяющиеся при бурении в надсолевых отложениях, меньше влияют на деформирование аргиллитов, если их обработать не только КССБ и КМЦ (кривые 5, 6 рис. 7.1), но и оксидом (кривые 7, 8 рис. 7.1).

Кривые деформирования, получаемые в условиях одноосного сжатия, позволяют также оценить раствор с точки зрения его влияния на увеличение размеров поперечного сечения ствола вследствие растворения солевых пород. Это положение подтверждается результатами исследований, приведенных на рис. 7.2, а, б. Целостность ствола в каменной соли сохраняется лучше при промывке эмульсией, чем при использовании глинистых растворов с разной степенью насыщения солью NaCl (ср. кавернограммы стволов скв. 58 и 151 Речицкой площади, рис. 7.2), что хорошо согласуется с результатами лабораторных испытаний (сопоставьте кривые 1 и 18 рис. 7.1. Конечно, здесь не следует исключать и разрушающее действие на каменную соль процесса увлажнения).

Простота проведения опытов, соответствие их результатов полученным при натурных исследованиях послужили основанием для разработки на базе одноосного сжатия методики, которая позво-

готовление и обработку. Борьба с сужением ствола утяжелением раствора невозможно, если в разрезе скважины имеются поглощающие горизонты. Поэтому к утяжелению бурового раствора как методу управления горным давлением нужно прибегать только в тех случаях, когда исчерпаны возможности других методов. Ценными являются способы управления горным давлением, позволяющие нормально бурить скважину с применением буровых растворов, плотность которых регламентируется только пластовыми давлениями.

7.2. УДАЛЕНИЕ ПОРОДЫ ИЗ ПРЕДЕЛЬНОЙ ОБЛАСТИ

Этот способ базируется на основных положениях рассмотренного в п. 2.2 механизма проявления горного давления в скважине. В соответствии с этими положениями скорость сужения ствола скважины 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 перехода в предельное состояние и после этого перехода, сужение должно прекратиться. В реальных условиях эти процессы носят более сложный характер из-за возможных вертикальных перемещений вмещающих рассматриваемый пласт пород и физико-химического воздействия бурового раствора на напряженно-деформированное состояние пород. В связи с этим предельная область может развиваться непрерывно, однако скорость этого развития со временем будет уменьшаться. Связанная с ней скорость сужения ствола скважины также должна уменьшаться. Эти положения хорошо согласуются с натурными наблюдениями.

Анализ случаев проявления пластичных глин в 35 скважинах Припятской впадины показал следующее. Интенсивность проявления горного давления в этих глинах зависит в основном от глубины их залегания и противодействия в стволе скважины, фильтрация бурового раствора существенного значения не имеет. Необходимость в проработках в интервалах пластичных глин во многих случаях исчезает без утяжеления бурового раствора, причем ее часто не возобновляют, если в последующем плотность бурового раствора снижается против того ее значения, при котором велись проработки.

Пластичные глины, как правило, проявляют себя сразу же после их вскрытия. При турбинном способе бурения это иногда приводит к прихвату долота, в то же время корпус турбобура может оставаться свободным. Поэтому на практике эти глины стали вскрывать только роторным способом, так как при этом легче обнаружить начальные признаки прихвата бурильного инструмента по увеличению вращающего момента на роторе. О характере изменения во времени проработок в пластичных глинах можно судить по рис. 7.3. На этом рисунке ΣL_i — общая сумма прохождений бурильного инструмента мимо интервала пластичных глин; ΣN_i —

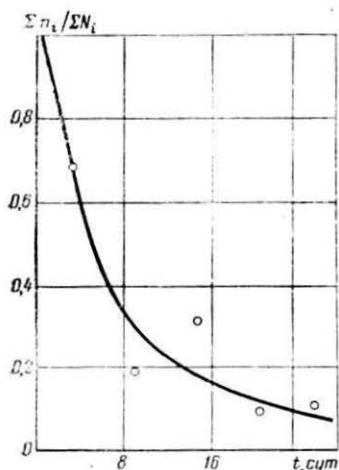


Рис. 7.3. График изменения интенсивности проработок в пластичных глинах ливенского горизонта Речицкой площади Припятской впадины во времени при $\rho_p = \text{const}$

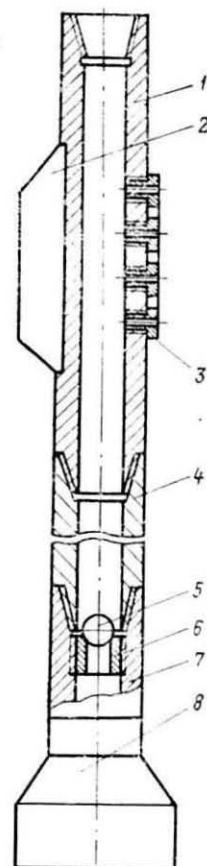


Рис. 7.4. Гидравлический расширитель: 1 — корпус; 2 — отклоняющая лопасть; 3 — гидромониторная насадка; 4 — удлинитель; 5 — шаровый клапан; 6 — седло клапана; 7 — переводник; 8 — долото

сумма прохождений, сопровождавшихся проработками. Прекращение проработок в пластичных глинах во время бурения не гарантирует того, что после крепления обсадные трубы, установленные в их интервале, не будут подвержены действию горного давления.

При определенных размерах предельной области интенсивность сужения ствола скважины может стать настолько малой, что не будет мешать ее нормальной проводке. Таким образом, если из предельной области убрать объем породы, равный разности объемов породы, заключенной в этой области до и после перехода ее в предельное состояние, то скважину можно бурить в пластичных породах без осложнений, не прибегая к утяжелению раствора.

Сущность метода заключается в следующем. По данным повторной кавернометрии находят фактическую скорость сужения ствола в интервале пластичных пород. Первое измерение каверномером проводят после тщательной проработки и промывки скважины, второе — через некоторый максимально возможный проме-

жуток времени, в течение которого скважина находится в покое. Скорость сужения ствола вычисляют по формуле (5.27).

На основании промысловых исследований в соответствии с изложенной ранее методикой определяют реологические свойства породы: предел текучести — по формуле (5.28) и пластическую вязкость — по формуле (5.29). С помощью зависимости (2.23) вычисляют конечный радиус предельной области. После этого рассчитывают объем породы, подлежащей удалению из предельной области

$$\Delta V = \pi h_n (m - 1) (R^2 - a^2), \quad (7.8)$$

где $m = V_2/V_1$ — коэффициент разрыхления (разуплотнения) породы при переходе в предельное состояние; V_1 , V_2 — объемы породы в предельной области соответственно до перехода в предельное состояние и после него.

Оценивается технологическая возможность удаления расчетного количества породы. Если объем породы ΔV существующими методами удалить нельзя, то определяют экономическую целесообразность удаления какой-то части этого объема. Удаление части рассчитанного объема дает относительно кратковременный эффект и может быть рекомендовано при подготовке ствола скважины к электрометрическим работам, спуску испытателя пластов или обсадной колонны.

Для удаления пород из предельной области могут быть использованы механические и гидравлические расширители различного типа. На рис. 7.4 показана схема используемого для этой цели гидравлического расширителя. Он прост в устройстве и может быть изготовлен в механической мастерской буровой организации.

Корпус, удлинитель и переводник расширителя изготавливают из утяжеленных буровых труб (УБТ). В качестве гидромониторных насадок расширителя могут быть использованы насадки гидрореспектрального перфоратора и гидромониторных долот. Количество гидромониторных насадок и диаметр их проходного отверстия определяют исходя из обеспечения максимальной скорости истечения струи при заданной подаче буровых насосов.

Размеры УБТ, используемых для изготовления деталей расширителя, и диаметр долота выбирают по номинальному диаметру ствола скважины.

После сборки гидравлический расширитель без шара шарового клапана спускают до кровли пластичных пород. Восстанавливают циркуляцию и прорабатывают ствол скважины в пластичных породах в обычном порядке. В конце проработки измеряют плотность бурового раствора. Поднимают буровую колонну выше опасной зоны, прекращают промывку, отвинчивают рабочую трубу, бросают шар шарового клапана в буровую колонну и восстанавливают циркуляцию. После посадки шара на седло клапана (этот момент хорошо фиксируется по повышению давления на насосах) приступают к размыву породы. Увеличивая расход бурового раствора, повышают давление на насосах до допустимого значения.

Медленно вращая, бурильную колонну поднимают и опускают несколько раз в интервале пластичных пород со скоростью 3—4 м/ч. Процесс размыва контролируют, измеряя плотность бурового раствора и количество выносимого шлама. Фактический объем породы ΔV_{ϕ} , удаленной из предельной области, приближенно оценивают выражением

$$\Delta V_{\phi} = V_p \left(\frac{\rho_p' - \rho_p}{\rho_{\pi} - \rho_p} + Q_{\text{ш}} \right), \quad (7.9)$$

где V_p — общий объем раствора, закачанного в скважину в процессе размыва; ρ_p, ρ_p' — плотность раствора соответственно до размыва и после него; $Q_{\text{ш}}$ — объем шлама, вынесенного единицей объема циркулирующего раствора.

После окончания размыва расширитель поднимают из скважины и проводят исследования каверномером для определения скорости сужения ствола по формуле (5.27). Если ожидаемый результат не получен, то работы по удалению породы повторяют в изложенной последовательности. Эффективность метода удаления породы из предельной области иллюстрируется следующими примерами.

Пример 1. В скв. 5 Северо-Калиновская на глубине 3010—3022 м были вскрыты пластичные глины, в которых наблюдались сужения ствола при $\rho_p = 1,36 \cdot 10^3 \text{ кг/м}^3$. Мощность пластичных глин составляла $h_{\pi} = 8 \text{ м}$ (без учета пропластка каменной соли), номинальный диаметр ствола скважины $D_n = 0,214 \text{ м}$.

Для оценки возможности применения способа удаления породы в скважине были проведены исследования, в результате которых получены следующие данные:

$$D_{\text{max}} = 0,214 \text{ м}; \quad D_{\text{min}} = 0,16 \text{ м}; \quad t = 12 \text{ ч};$$

$$v_{\phi} = \frac{0,214 - 0,160}{2 \cdot 12} = 2,3 \cdot 10^{-3} \text{ м/ч};$$

$$p_r = 2,2 \cdot 10^3 \cdot 10 \cdot 3016 = 66,5 \text{ МПа};$$

$$p_p' = 2,1 \cdot 10^3 \cdot 10 \cdot 3016 = 63,5 \text{ МПа};$$

$$\sigma_T = \sqrt{3} (66,5 - 63,5) = 5,2 \text{ МПа};$$

$$p_p = 1,36 \cdot 10^3 \cdot 10 \cdot 3016 = 40,8 \text{ МПа};$$

$$R = 0,61 \cdot 0,107 \exp \frac{66,5 - 40,8}{1,15 \cdot 5,2} = 2,6 \text{ м};$$

$$\Delta V = 3,14 \cdot 8 (1,1 - 1,0) (2,6^2 - 0,107^2) = 16,6 \text{ м}^3.$$

Анализ исходных данных показал, что объем породы $\Delta V = 16,6 \text{ м}^3$ можно удалить с помощью гидравлического расширителя. Операция была выполнена успешно. Плотность раствора перед размывом была равна $1,35 \cdot 10^3 \text{ м}^3$, после размыва увеличилась до $1,42 \cdot 10^3 \text{ м}^3$. Из скважины выносился шлам в виде частиц бледно-зеленой глины почти сферической формы диаметром до 4—5 мм. Однако объем шлама, приходящегося на единицу объема циркулирующего раствора, не был определен. Поэтому объем фактически удаленной породы расчи-

тали только на основании увеличения плотности раствора. Приняв плотность пластичных глин равной $2,4 \cdot 10^3 \text{ м}^3$, по формуле (7.9) получили

$$\Delta V_{\phi} = (0,785 \cdot 0,214^2 \cdot 1,5 + 60) \left(\frac{1420 - 1350}{2400 - 1350} \right) = 14,8 \text{ м}^3,$$

что близко к расчетному.

Согласно кавернометрии диаметр ствола скважины через 15 и 50 сут после размыва был близок к номинальному, т. е. цель размыва была достигнута. Кавернограммы ствола скважины до отбора породы из предельной области и после него приведены на рис. 7.5.

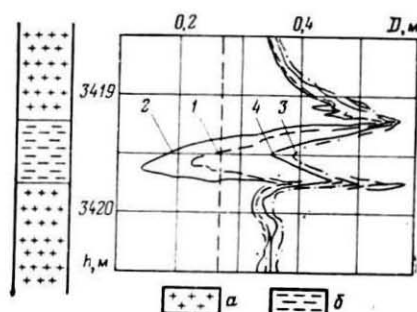
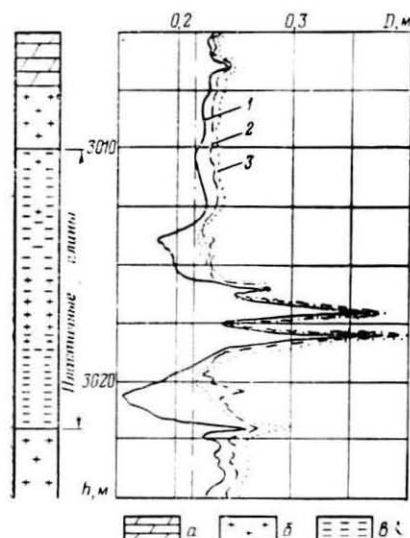


Рис. 7.6. Кавернограммы ствола скв. 1 Северо-Бобровицкой площади Припятской впадины в интервале пластичных пород:

а — каменная соль; б — глина

Рис. 7.5. Кавернограммы ствола скв. 5 Северо-Калиновская Припятской впадины в интервале пластичных глин:

1 — до удаления породы из предельной области, $\rho_p = 1,35 \cdot 10^3 \text{ кг/м}^3$; 2, 3 — после удаления породы из предельной области соответственно через 15 сут ($\rho_p = 1,4 \cdot 10^3 \text{ кг/м}^3$) и 50 сут ($\rho_p = 1,36 \cdot 10^3$); а — ангидрит, б — каменная соль, в — глина

В дальнейшем осложнения в пластичных глинах не наблюдались даже после снижения плотности бурового раствора до $1,32 \cdot 10^3 \text{ кг/м}^3$.

Пример 2. В скв. 1 Северо-Бобровицкая была удалена только часть рассчитанного объема породы. Пластичные глины здесь были встречены на глубине 3420—3422 м. При плотности бурового раствора $1,3 \cdot 10^3 \text{ кг/м}^3$ и фильтрации 8—10 см³ за 30 мин в этом интервале происходили постоянные сужения ствола скважины, приводившие к затяжкам бурильного инструмента и проработкам. При забое 3603 м возникла необходимость в спуске второй промежуточной колонны-хвостовика диаметром 0,219 м. Колонну планировали спустить двумя секциями: первую в интервале 3603—2800 м, вторую — в интервале 2800—1050 м.

Для предотвращения сужения ствола перед спуском обсадной колонны необходимо было утяжелить буровой раствор. Однако это требовало дополнительных затрат времени и, главное, лимитировалось отсутствием необходимого количества утяжелителя. После изучения всех обстоятельств было решено для обеспечения беспрепятственного прохождения обсадной колонны в интервале 3420—3422 м применить метод отбора породы из предельной области путем размыва пластичных глин гидромониторным расширителем (рис. 7.4). В соот-

ветствии с методикой были проведены предварительные исследования, в результате которых определены необходимые данные. Повторной кавернометрией было установлено, что диаметр ствола скважины в интервале пластичных глин при номинальном диаметре $D_d = 0,269$ м при первом измерении был равен 0,219 м (рис. 7.6, кривая 1) и 0,14 м при втором (рис. 7.6, кривая 2). Время между измерениями составляло 26 ч. Таким образом, скорость сужения ствола скважины перед началом работ составляла $v_\phi = (0,219 - 0,140) / 2 \cdot 26 = 1,4 \cdot 10^{-3}$ м/ч. На основании данных промысловых исследований определили, что $\sigma_r = 5,2$ МПа, $R = 13,7$ м и $\Delta V = 117$ м³ при коэффициенте разрыхления $m = 1,1$.

Удалить такой объем породы с помощью гидромониторного расширителя не представлялось возможным. Поэтому было решено удалением максимально возможной доли объема ΔV снизить скорость сужения ствола до допустимых значений. Для размыва спустили гидромониторное приспособление с четырьмя насадками с диаметром отверстий по 6 мм. Глубину 3420 м спуска приспособления зафиксировали по посадке инструмента.

С вращением бурильной колонны при нагрузке до 50 кН и давлении на насосе 5—6 МПа проработали интервал 3420—3422 м в течение 10 мин. Затем в бурильную колонну бросили шар расширителя и вновь восстановили циркуляцию. При посадке шара на гнездо клапана давление повысилось до 12—14 МПа при подаче насоса 25—27 л/с. Вращая инструмент с частотой 40 об/мин, интервал 3420—3422 м размывали три раза в течение 2 ч. После подъема приспособления повторной кавернометрией определили скорость сужения ствола.

При первом измерении диаметр ствола был равен 0,37 м (см. рис. 7.6, кривая 3) и при втором измерении, проведенном через 8 ч, — 0,36 м (см. рис. 7.6, кривая 4). Таким образом, скорость сужения ствола после размыва составила $v_\phi = (0,37 - 0,36) / 2 \cdot 8 = 0,6 \cdot 10^{-3}$ м/ч, т. е. уменьшилась по сравнению со значением до размыва в 2,3 раза. Приняв, что для пропуска 0,219-м муфты обсадной колонны достаточно иметь $D_{min} = D_d = 0,269$ м, вычислили время беспрепятственного прохождения обсадной колонны в интервале пластичных глин $t_6 = (0,360 - 0,269) / 2 \cdot 0,6 = 75$ ч.

Из опыта работ известно, что для спуска и цементирования первой секции обсадной колонны требовалось не более двух суток. Спуск и цементирование обсадной колонны прошли успешно.

Рассмотренные примеры показывают, что при определенных условиях управление горным давлением путем удаления пород из предельной области может быть эффективным средством выполнения различных технологических операций проводки скважин.

7.3. НАПРАВЛЕННОЕ ИСПОЛЬЗОВАНИЕ КАВЕРНООБРАЗОВАНИЯ

Метод основан на следующих основных положениях. Практика бурения показывает, что наиболее интенсивно каверны образуются в толщах солевых и глинистых пород. Применяя специальные буровые растворы, особенно хлормagneйные и на углеводородной основе, можно резко сократить процесс кавернообразования в этих отложениях и одновременно несколько увеличить критическую глубину перехода пород в предельное состояние. Однако эта мера не позволит предотвратить вязкопластическое течение пород, перешедших в предельное состояние в результате действия горного давления. Для борьбы с сужением ствола в этом случае буровой раствор приходится утяжелять. В случае полного предупреждения кавернообразования в интервалах пластических деформирующихся пород противодавление раствора должно обеспечивать устойчивость стенок скважины в пределах упругих деформаций, что, как было уже отмечено, невыгодно и не всегда возможно. Поэтому примене-

ние обычно дорогостоящих специальных растворов не всегда является оптимальным решением вопроса. В некоторых случаях борьба с сужением ствола скважины может осложниться, поскольку до использования специального раствора оно частично или полностью было скомпенсировано кавернообразованием. В связи с этим во многих случаях затраты на борьбу как с сужением стволов скважин, так и с кавернообразованием могут быть существенно снижены при направленном использовании кавернообразования. Условие для использования кавернообразования можно записать в виде

$$2D_3 > D_c = k_k D_d \leq D_m + 2\delta_m, \quad (7.10)$$

где D_3 , 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 $2D_3 > D_c$ 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 $2D > D_c$ при $v_k > v$ можно переходом на бурение скважины опережающим стволом [38]. В соляных толщах направленно использовать кавернообразование выгодно и при $D_c < D_m + 2\delta_m$ перед спуском обсадной колонны.

Соответствие размеров и конфигурации ствола в процессе формирования каверн в соленосных отложениях условию (7.10) было проверено на основании обширных кавернометрических исследований. В 30 скважинах Припятской впадины с глубинами 3000—5000 м в общей сложности было проведено 130 повторных измерений диаметра ствола. Обследуемые скважины бурили турбиннороторным способом с промывкой глинистыми растворами, насыщенными солью NaCl и обработанными ССБ-крахмальным реагентом. Показатели растворов составляли: $\rho_p = (1,3 \div 1,45) 10^3 \text{ кг/м}^3$; $T = 30 \div 60 \text{ с}$ по СПВ-5; $B = 10 \div 30 \text{ см}^3/30 \text{ мин}$; $\text{СНС}_{1/10} = (1-3)/(2-5) \text{ Па}$.

При обработке полученных данных было установлено, что по величине коэффициента кавернообразования k_k соленосная толща (суммарной мощностью по всем скважинам до 70 тыс. м) разделяется следующим образом: мощность разреза с $k_k \leq 1,35$ составляет примерно 75 %, для остальной части $k_k > 1,35$. Таким образом, если при направленном использовании кавернообразования вместо требуемых долот диаметром 0,295 или 0,269 м применить долота диаметром 0,214 м с бурильными трубами 0,114 м и замками типа ЗШ, то на основании полученных данных условию

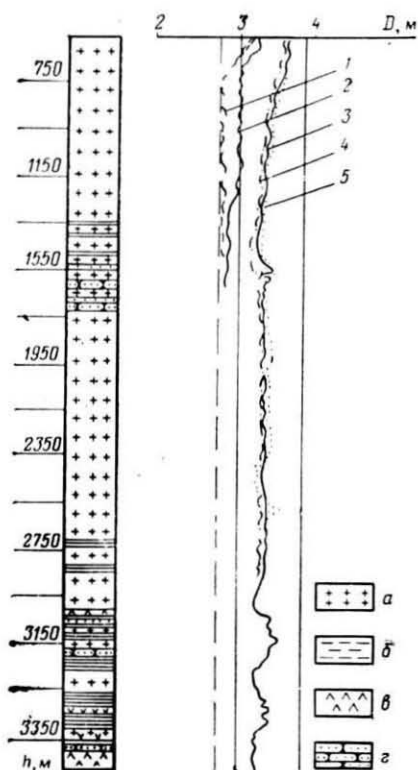
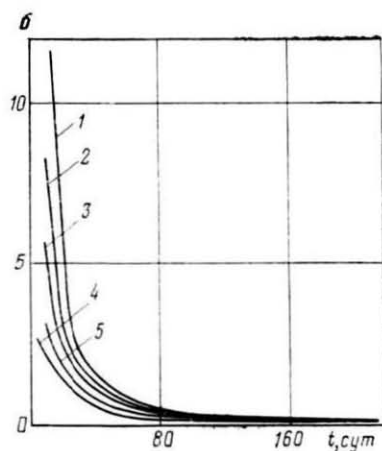
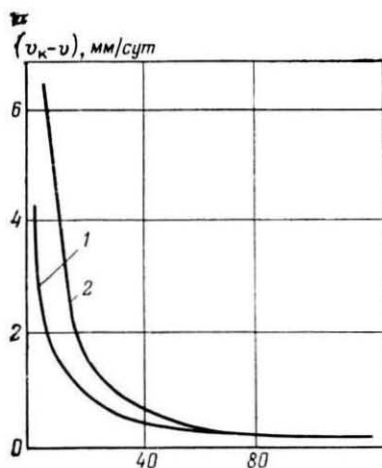


Рис. 7.7. Кавернограммы ствола скв. 88П Кенкияк Прикаспийской впадины.

Дата проведения кавернометрии: 1 — 29.05.69 г., 2 — 16.04.69 г., 3 — 5.08.69 г., 4 — 17.11.69 г., 5 — 7.05.70 г. а — каменная соль, б — глина, в — ангидрит, г — песчанник

Рис. 7.8. Графики изменения $(v_k - v)$ в соленосных отложениях во времени:

а — скв. 88П Кенкияк Прикаспийской впадины: 1 — 640—2400 м, 2 — 2480—3700 м; б — скв. 23 Южно-Вишанская Припятской впадины: 1 — 730—870 м, 2 — 870—1340 м, 3 — 1445—1794 м, 4 — 1829—2140 м, 5 — 2140—2420 м, 2475—2623 м



(7.10) будет соответствовать 75 % мощности изученного разреза.

В процессе исследований был также выявлен важный в практическом отношении факт: ствол скважины в соленосных отложениях часто характеризуется одинаковым коэффициентом кавернообразования на интервалах протяженностью до 1000—1500 м. Его продольное сечение близко к форме продольного сечения цилиндра, хотя промежуток времени между вскрытием верхней и нижней частей интервала может составлять 30—60 сут. Это хорошо иллюстрируется, например, данными кавернометрии по скв. 88П Кенкиак Прикаспийской впадины (рис. 7.7). Закономерности изменения диаметра ствола во времени можно проследить на примере скв. 23 Южно-Вишанская Припятской впадины и 88П Кенкиак. По данным кавернометрии в этих скважинах были построены зависимости ($v_k - v$) (t), приведенные на рис. 7.8. Анализ этих данных показывает, что процесс формирования каверн в соленосных толщах можно условно разделить на три этапа.

Первый этап, продолжавшийся около 20 сут после вскрытия толщи, характеризуется высокой скоростью кавернообразования, особенно в верхней ее части, быстрым снижением и выравниванием интенсивности кавернообразования по всем интервалам. На втором этапе примерно в течение 60 сут скорости кавернообразования плавно снижаются и выравниваются по всей мощности толщи. На третьем этапе для всех интервалов они становятся равными, составляя 0,5—0,1 мм/сут.

В процессе обработки результатов исследований было также установлено, что затухание кавернообразования во времени характерно и для глинистых пород. Видимо, по мере насыщения бурового раствора (через 200—300 м после вскрытия соляной толщи) солями растворение, играющее большую роль в процессах кавернообразования в солевых породах, утрачивает свое значение. После этого кавернообразование как в солевых, так и в глинистых породах определяется одинаковыми факторами.

Можно предположить, что скорость кавернообразования так же, как и скорость сужения ствола, связана с развитием предельной области и ее снижение во времени происходит вследствие изменения напряженно-деформированного состояния пород около скважины, уменьшения скорости восходящего потока бурового раствора, частичного удаления породы из предельной области и ослабления гидродинамических воздействий на стенку скважины при промывках и спускоподъемных операциях из-за увеличения поперечных размеров ствола скважины. Связь скорости кавернообразования с образованием предельной области около скважины хорошо прослеживается при сопоставлении рис. 7.8 с рис. 2.4.

При наличии в разрезе соленосных отложений значительных по мощности пластов прочных пород для получения наибольшего эффекта от направленного использования кавернообразования следует проектировать конструкцию скважины так, чтобы по возможности избежать необходимости расширять ствол в этих пластах. Это положение можно проиллюстрировать следующим примером.

При проводке глубоких разведочных скважин на площадях Припятской впадины часто проектируется конструкция, включающая четыре колонны: 0,426-м кондуктор, первую 0,325-(0,299)-м и вторую 0,219×0,245(0,219)-м промежуточные колонны.

Если под обсадную колонну диаметром 0,219×0,245 м бурить долотами диаметром 0,214 м, то при необходимости спуска этой колонны потребовалось бы расширить межсоловые отложения. Эти отложения мощностью около 400 м представлены прочными породами — известняками, доломитами и ангидритами. Избежать расширения межсоловых отложений можно, если установить в нижней части этой колонны обсадные трубы диаметром 168 мм, что и было успешно реализовано при бурении скв. 1 Борисовская.

Рассмотренный способ был внедрен с высокой эффективностью при бурении соленосных отложений в Припятской и Прикаспийской впадинах. При определенных условиях этот метод целесообразно сочетать в комплексе с другими методами. Например, при бурении скв. 4 Березинская возникла ситуация, когда регулировать состояние ствола кавернообразованием можно было только в верхней соленосной толще. В нижней соленосной толще в интервале 3920—3240 м скорость кавернообразования при этом была меньше скорости сужения. Оказать противодействие на стенки скважины утяжелением бурового раствора не представлялось возможным из-за наличия поглощающих пластов в подсоловых отложениях. Чтобы осуществлять дальнейшее углубление скважины без утяжеления раствора, было предложено перекрыть обсадной колонной-лайнром только интервал 3920—3140 м, оставив ствол открытым в интервале верхней соленосной толщи и частично в межсоловых отложениях. Это предложение было удачно реализовано и дальнейшая проводка скважины проходила без осложнений.

7.4. ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ НАРУШЕНИЙ ОБСАДНЫХ КОЛОНН В ИНТЕРВАЛАХ ПЛАСТИЧЕСКИ ДЕФОРМИРУЮЩИХСЯ ПОРОД

Повреждение обсадных колонн в пластически деформирующихся породах — одно из самых тяжелых осложнений при бурении на нефть и газ, что предопределяет актуальность проблемы обеспечения устойчивости обсадных колонн в интервалах залегания таких пород. Значение этой проблемы еще более возрастает в связи с существенным увеличением глубин скважин и разбуриванием в ряде районов залежей нефти и газа, перекрытых мощными соленосными толщами. В настоящее время зарегистрировано более 200 случаев нарушений обсадных колонн в соленосных толщах и пластичных глинах. Несмотря на интенсивные исследования в этом направлении, число повреждений обсадных колонн в этих отложениях продолжает оставаться высоким. Причину, по-видимому, следует искать в том, что схемы нагружения обсадных труб горным давлением, априорно принятые в рекомендуемых методиках их расчета, еще далеки от реальных условий. Нельзя исключать и

того, что в ряде случаев на практике не придается должного значения выявлению интервалов проявления горного давления в форме сужения ствола скважины, и обсадные трубы, предназначенные для перекрытия этих интервалов, рассчитываются без учета нагружения горным давлением. Поэтому задача сохранения целостности обсадных колонн в отложениях пластически деформирующихся пород по существу сводится к разработке способов выделения по разрезу скважины опасных в отношении нарушения обсадных колонн интервалов и методик расчета обсадных труб, в наибольшей степени учитывающих реальные условия их нагружения горным давлением.

7.4.1. Выделение опасных интервалов

На скважинах в районах ведения буровых работ с возможными проявлениями горного давления в форме сужений их стволов должны быть организованы специальные исследования. Цель этих исследований заключается в выявлении факта сужения ствола скважины, интервалов и характера сужений. В частности, рекомендуется после вскрытия пластичных пород через каждые 20—30 сут бурения проводить профилометрию (при наличии приборов радиусометрию) или кавернометрию всего открытого ствола скважины. В интервалах интенсивного проявления горного давления (заметные деформации стенок скважины) требуются более детальные исследования: замеры поперечного сечения ствола через 1—5 ч со снятием не менее трех точек. В этом случае желательно использовать приборы, в которых можно закрывать и открывать рычаги измерения с поверхности.

В долго простаивающих закрепленных скважинах необходимо проводить термометрию и резистивиметрию, вести наблюдение за возможными переливами жидкости из скважины. Если причиной этих переливов является деформирование пород в стенках скважины, то дебит их обычно составляет 3—4 л/ч. При этом следует определить интенсивность перелива во времени и, закрыв устье скважины, снять кривую восстановления давления. На основе анализа геологических материалов отобрать керн (или шлам) из неустойчивых интервалов для лабораторных исследований. При бурении необходимо контролировать состав фильтрата бурового раствора. Следует регулярно проверять техническое состояние обсадных колонн. Поинтервальная проверка их герметичности может быть проведена с помощью испытателя, схема которого приведена на рис. 7.9.

Собирают и регулируют испытатель колонн и заполняют его раствором бентонита с вязкостью «не течет». Затем на бурильных трубах спускают на требуемую глубину, доливая раствор через каждые 300—400 м. Закрывают верхний превентор. На верхнюю трубу навинчивают опрессовочную головку с краном и манометром высокого давления. Цементирующим агрегатом в колонне бурильных труб создают давление до 20 МПа. При этом нажим-

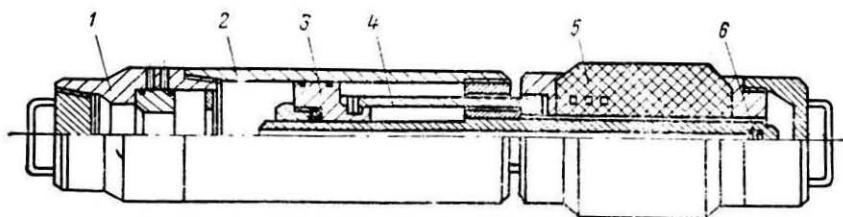


Рис. 7.9. Испытатель обсадных колонн на герметичность:

1 — корпус циркуляционного переводника; 2 — корпус испытателя; 3 — нажимной поршень; 4 — толкатель; 5 — резиновый элемент; 6 — диафрагма

ной поршень 3 и толкатель 4, передвигаясь вниз, сжимают резиновый элемент 5. В результате затрубное пространство пакуруется. На опрессовочной головке закрывают кран высокого давления и в затрубном пространстве в течение 30 мин выдерживают давление опрессовки. Если колонна герметична, то последовательно стравливают давление в затрубном и трубном пространствах. В бурильную колонну бросается шар, с помощью которого открывают отверстия циркуляционного переводника и поднимают испытатель. В случае герметичности испытанного участка колонны приспособление опускают на 50—100 м ниже места его прежней установки и повторяют операцию до определения места негерметичности обсадной колонны.

Если при спускоподъемных операциях в обсадной колонне, перекрывающей пластичные породы, будут обнаружены посадки или затяжки инструмента, то необходимо исследовать процесс деформирования колонны профилометрией. Уникальные в этом отношении исследования были выполнены нами на скв. 1 Березинская Припятской впадины. Бурение этой скважины было начато 16.12.1967 г. Надсолевую толщу вскрыли в интервале 0—941 м, верхнюю соль—941—3522 м, межсолевые отложения—3552—3643 м.

При бурении наблюдались заклинивания долот и проработки на больших интервалах (150—250 м), представленных каменной солью. Долота заклинивались на глубинах 3225, 3250 и 3446 м, их ликвидировали установкой ванн из пресной воды. Эти явления свидетельствовали о сужении ствола скважины в соленосной толще. В связи с этим были проведены специальные исследования, в результате которых выявлено следующее. Через 14 сут после спуска первой секции промежуточной колонны диаметром 0,219 м, установленной в интервале 2434—3638 м, был замечен перелив глинистого раствора из скважины дебитом до 5 л/ч. Этот перелив продолжался и после спуска второй секции обсадной колонны диаметром 0,245×0,219 м, установленной в интервале 0—2434 м.

При проведении спускоподъемных операций в колонне происходили посадки и затяжки бурильного инструмента: вначале в интервале 3500—3546 м, а затем на глубинах 3448, 3310 и 3278 м. Для снятия кривой восстановления давления на устье скважины

был смонтирован специальный прибор с записывающим устройством. Рост давления имел дискретный характер. Промежутки между очередными подъемами давления составляли от 0,5 до 3 ч. Характер подъема давления во времени был аналогичен характеру длительного деформирования образцов солевых пород в условиях одноосного сжатия. При плотности раствора в скважине $1,28 \cdot 10^3 \text{ кг/м}^3$ давление за 36 сут поднялось до 9,3 МПа.

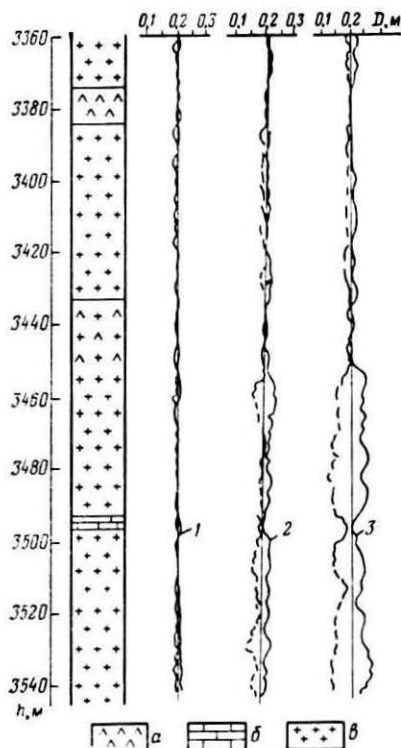
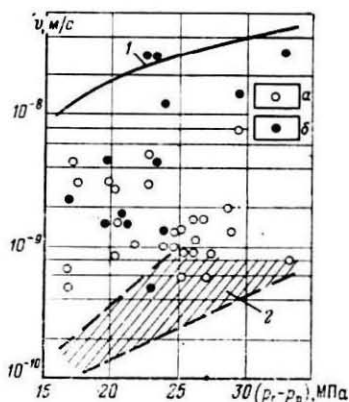


Рис. 7.10. Профилеграммы обсадной колонны в скв. 1 Березинская в разные моменты времени:
1 — 10.04.1969 г., 2 — 6.06.1969 г., 3 — 18.06.1969 г.; а — ангидрит, б — известняк, в — каменная соль

Рис. 7.11. Зависимость скорости сужения стволов скважин в каменной соли на площадях Припятской впадины от разности давлений:
а — $D_{\max} - D_{\min} > 2 \Delta p$; б — $D_{\max} - D_{\min} < 2 \Delta p$; 1 — расчетная кривая при $T = 20^\circ \text{C}$ и $W_{\max} = 0,3\%$; 2 — расчетная область



Наблюдение за деформированием обсадной колонны во времени было проведено с помощью повторной профилеметрии. В колонне через различные промежутки времени были сняты три профилеграммы (рис. 7.10). Анализ полученных данных показывает, что смятие обсадных труб носило прогрессирующий характер и было приурочено к интервалам, представленным каменной солью. Длительные работы по исправлению колонны оправками положительных результатов не дали и скважина была ликвидирована.

В соответствии с исследованиями [14, 15] опасность для колонны представляет не только сам факт нагружения горным давлением, но, даже в большей степени, скорость нагружения. Поэтому, с точки зрения нагружения обсадных колонн, опасными, сле-

дует считать те интервалы, в которых скорость деформирования пород превышает некоторое критическое значение. В связи с этим необходимо до спуска обсадной колонны уметь определять скорость сужения ствола скважины по всему разрезу пластически деформирующихся пород. При определенных условиях эта задача может быть решена методом повторной кавернометрии (профилометрии или радиусометрии). Однако возможности этого метода ограничены тем, что в реальных условиях обычно наряду с сужением ствола скважины идет процесс кавернообразования. По данным кавернометрии интервал сужения ствола можно выделить, когда скорость сужения ствола $v > v_k$. Определить скорость сужения в этом интервале можно только при условии $(v - v_k)t > 2\Delta_n$, если известна скорость кавернообразования v_k (Δ_n — погрешность каверномера; t — время между очередными измерениями).

Эти положения подтверждаются анализом данных повторной кавернометрии. Так, наложением кавернограмм сужение стволов в соленосных отложениях удалось выделить только в 12 из 30 обследованных скважин. В этих 12 скважинах было выделено 38 интервалов сужений. Скорость сужения ствола в них колебалась от $0,5 \cdot 10^{-9}$ до $29 \cdot 10^{-9}$ м/с. Поэтому наряду с повторной кавернометрией для выделения опасных интервалов рекомендуется применять расчетный метод, основанный на результатах лабораторных и теоретических исследований.

Сущность расчетного метода заключается в следующем. По результатам испытания ползучести породы в условиях одноосного сжатия при температуре и влажности, соответствующих условиям залегания, определяют предел текучести и пластическую вязкость породы. Подставляя полученные данные в формулу (2.30), вычисляют скорость сужения ствола скважины на глубине залегания изучаемой породы. Пригодность этого метода для практики оценивали следующим образом. На график в координатах скорость сужения ствола v — разность между горным давлением и давлением столба бурового раствора в скважине $p_r - p_p$ (рис. 7.11) нанесли результаты натурных исследований и данные расчетов по методике при условии $W \leq 0,04\%$ и $T(h)$; $T = 20^\circ\text{C}$ и $W_{\max} = 0,3\%$. Зависимости $\sigma_r(T, W)$ и $\eta_0(T, W)$ для расчетов были взяты по данным исследований, приведенных на рис. 6.2 и 6.3.

Анализ рис. 7.11 показывает, что расчеты по формуле (2.30) при $W_{\max} = 0,3\%$ и $T = 20^\circ\text{C}$ дают несколько завышенные (кривая 1), а при $W \leq 0,04\%$ и $T(h)$ — заниженные (область 2) значения скоростей сужения ствола по сравнению с данными кавернометрии. Однако, учитывая неопределенность многих факторов, в частности возможное влияние на измерения в скважинах процесса кавернообразования, совпадение расчетных и натурных данных можно считать удовлетворительным. Применительно к каменной соли расчеты следует вести по максимальному значению влажности, поскольку при этом получают верхние значения скоростей сужения ствола скважины (см. рис. 7.11, кривая 1), что определяет более тяжелые условия нагружения обсадных труб. Сле-

довательно, обсадные колонны, рассчитанные исходя из этих условий, будут работать более надежно.

Выделение интервалов возможного нагружения обсадных труб горным давлением — ответственный этап в подготовке исходных данных для их расчета. В случае правильной оценки ситуации в процессе этих исследований надежность работы обсадной колонны будет обеспечена, если для расчета обсадных труб будет применена методика, в наибольшей степени учитывающая условия их нагружения.

7.4.2. Расчет обсадных труб на смятие горным давлением

В настоящее время наибольшее распространение в практике получила методика, согласно которой сминающее давление $p_{см}$ для обсадных труб в пластичных породах определяют из выражения

$$p_{см} = p_r - p_v, \quad (7.11)$$

где p_r — полное горное давление; p_v — давление внутри колонны.

Г. А. Стрелец и Б. С. Филатов и др. [29] на основании обширного анализа причин повреждений и устойчивости обсадных колонн в соленосных отложениях предложили $p_{см}$ рассчитывать по формуле

$$p_{см} = p_r - p_v - \tau_t, \quad (7.12)$$

учитывающей наличие в породах предельного напряжения сдвига τ_t , не релаксирующего в течение времени, сопоставимого со сроком эксплуатации обсадной колонны. При расчетах по формулам (7.11) и (7.12) принимается, что давление горной породы на обсадную трубу передается по закону Паскаля. Практика показывает, что применение этих методик расчета не исключило всех случаев повреждения обсадных колонн.

Г. А. Еремеев, Е. Г. Леонов и Б. С. Филатов [14, 15] предложили методику, основанную на допущении негидростатического характера распределения давления на обсадные трубы при нагружении их деформирующими породами. Экспериментально было установлено, что наиболее тяжелые условия работы обсадной трубы в этом случае возникают при угле обхвата ее породами $\varphi = 50^\circ$. Минимальное сминающее критическое давление труб рассчитывается по формуле

$$p_{min} = \frac{2k_t [2k_t \sigma_{ст} - (p_n - p_v)] c_p}{0,63 + 0,77k_t}, \quad (7.13)$$

где $k_t = \sigma_t/d_c$ (σ_t — толщина стенки трубы, d_c — средний диаметр трубы); $\sigma_{ст}$ — предел текучести материала трубы; $p_n = \rho_p' gh$ — давление столба раствора за обсадной колонной; $p_{вр} = \rho_p'' gh$ — давление жидкости в колонне, рассчитываемое с учетом возможного опорожнения колонны (ρ_p' — плотность бурового раствора в скважине перед спуском колонны; ρ_p'' — минимальная плотность жид-

кости в колонне); $c_p = 0,85 - 1,0$ — коэффициент, учитывающий снижение сопротивляемости труб от действия растягивающих усилий.

Обсадная труба не будет смята горным давлением при условии $p_{\min} > q_k$, где q_k — контактное давление пластичной породы, определяемое из выражения

$$q_k = 3v\eta^*/d_n \quad (7.14)$$

или для приближенных расчетов $q_k = 3\tau_T = 3 \cdot 0,577\sigma_T$, где v — скорость сужения ствола скважины; η^* — эффективная вязкость породы; d_n — наружный диаметр обсадной трубы.

Эффективную вязкость η^* авторы предлагают определять методом вдавливания в керн, отобранный в пластичных породах, стальных шариков при градиенте скорости v/d_n , т. е. допускается, что $\eta^* \approx \eta_{\text{ш}}$.

Результаты исследований взаимодействия массивов горных пород с крепью вертикальных горных выработок, анализ промысловых данных о конфигурации открытых стволов скважин и характера нарушения обсадных колонн в них дают основание предположить, что схема негидростатического нагружения обсадных труб горным давлением является наиболее вероятной и общей для реальных условий. Однако состояние изученности проблемы пока не позволяет только на этом основании отдать предпочтение методике расчета, учитывающей негидростатический характер нагружения обсадных труб, так как она, как и первые две методики, базируется на априорных представлениях.

В связи с этим пригодность той или иной методики для практических расчетов, видимо, целесообразно оценивать по результатам анализа фактического состояния рассчитанных по различным методикам обсадных колонн в пластичных породах. При этом приемлемая для практики методика должна обеспечивать целостность обсадной колонны в течение всего срока ее эксплуатации без необоснованного завышения запаса прочности обсадных труб.

Такой анализ был выполнен [5] применительно к условиям Припятской впадины. В общей сложности было исследовано состояние обсадных колонн в 136 интервалах пластичных глин и каменной соли, из которых в 15 трубы были нарушены. В процессе исследований были определены коэффициенты запаса прочности на смятие обсадных труб горным давлением $k_1 = p_0/(p_r - p_s)$; $k_2 = p_0/(p_r - p_v - \tau_T)$; $k_3 = p_{\min}/q_k$, при расчетах соответственно по первой, второй и третьей методикам. Здесь p_0 — наружное давление, при котором напряжение в теле трубы достигает предела текучести.

Анализ полученных данных позволил сделать вывод о том, что надежность работы обсадных колонн при нагружении горным давлением обеспечивается только при расчетах по методике, учитывающей негидростатический характер давления их нагружения. При коэффициенте $k_3 \geq 1$ случаев нарушения обсадных колонн установлено не было, в то же время при $k_1 \geq 1$ нарушение обсадных колонн имелись в семи случаях, а при $k_2 \geq 1$ — в пяти.

Однако, как показали исследования, расчеты по этой методике из условия обхвата трубы породой при $\varphi=50^\circ$ (наиболее тяжелый случай нагружения) приводят к необоснованному завышению прочности обсадных труб: большинство из них сохраняют целостность при коэффициентах запаса прочности на смятие негидростатическим давлением горных пород существенно меньших единицы. Так, при $k_3 < 1$ было рассмотрено 69 случаев работы обсадных колонн в толщах каменной соли и 47 — в пластичных глинах. При этом в отложениях каменной соли не были нарушены колонны в 65 случаях, а в пластичных глинах — в 36 случаях. Причиной того что обсадные трубы сохраняют целостность при $k_3 < 1$, является, видимо, несоответствие принятой схемы нагружения реальным условиям. В частности, можно предположить, что «запайка» обсадных труб в горный массив (после чего условия их работы существенно облегчаются из-за эффекта «поддержки» трубы горными породами) происходит при угле обхвата $\varphi \neq 50^\circ$, когда фактическое сминающее критическое давление для трубы $p_\Phi > p_{\min}$.

Степень облегчения работы труб при этом можно учитывать введением специальных коэффициентов, получаемых на основании обработки промысловых данных. Тогда $p_\Phi = \beta_k p_{\min}$, где β_k — поправочный коэффициент.

На основании проведенных исследований при расчетах обсадных труб, предназначенных для крепления интервалов залегания соответственно каменной соли и пластичных глин, рекомендуется принимать значения поправочных коэффициентов $\beta_k = 3,8$ и $1,4$.

С учетом поправочных коэффициентов надежность работы обсадных колонн в пластичных породах будет обеспечена при условии $p_\Phi = \beta_k p_{\min} > q_k$.

При креплении скважин, в которых возможны проявления горного давления в форме сужения ствола, следует принимать все меры, чтобы нагружение труб горными породами по возможности было близким к гидростатическому: тщательная подготовка ствола, недопущение больших размеров каверн, центровка обсадной колонны, равномерное заполнение затрубного пространства тампонажным материалом и др.

Наряду с этим должны быть предъявлены особые требования к тампонажному материалу: способность к деформированию во времени тампонажного камня должна быть не меньше, чем у перекрываемых вязкопластичных горных пород.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Ахмадеев Р. Г. Особенности бурения скважин в глинистых породах. — ИНТ «Разработка нефтяных и газовых месторождений», 1977, № 9, с. 53—108.
2. Баклашов И. В., Картозия Б. А. Механика горных пород. М., Недра, 1975.
3. Войтенко В. С., Леонов Е. Г., Филатов Б. С. Выбор типа промывочной жидкости, обеспечивающей наибольшую устойчивость пород на стенках скважин. — РС «Бурение газовых и газоконденсатных скважин», 1976, № 2, с. 12—20.
4. Войтенко В. С., Леонов Е. Г., Филатов Б. С. Прогнозирование скорости сужения ствола и расчет важнейших технологических параметров при пластических деформациях пород, слагающих стенки скважины. — Нефтяное хозяйство, 1974, № 8, с. 21—24.
5. Войтенко В. С. Расчет обсадных труб на смятие давлением пластичных пород. — РС «Бурение газовых и газоконденсатных скважин», 1979, № 2, с. 23—26.
6. Воюцкий С. С. Курс коллоидной химии. 2-е изд. М., Химия, 1975.
7. Гольдштейн М. Н. Механические свойства грунтов. М., Стройиздат, 1973.
8. Горюнов В. Д. Физико-химические методы предупреждения осложнений в бурении. М., Недра, 1977.
9. Грунтоведение [Е. М. Сергеев, Г. А. Голодковская, Р. С. Зянгириш и др. 4-е изд. М., МГУ, 1973.
10. Даныш Д. В., Леонов Е. Г., Филатов Б. С. Расчет скорости сужения ствола скважины в пластичных породах. — Нефтяное хозяйство, 1972, № 6, с. 9—12.
11. Дерпгольц В. Ф. Вода во вселенной. Л., Недра, 1971.
12. Дерягин Б. В., Чураев Н. В. Изотерма расклинивающего давления пленок воды на поверхности кварца. Докл. АН СССР, т. 207, № 3, 1972, с. 572—575.
13. Джапаридзе Г. Н. Физико-химическая и энергетическая характеристика процесса образования поверхности конденсированных веществ. Тбилиси, Мецнисреба, 1976.
14. Еремеев Ю. А., Леонов Е. Г., Филатов Б. С. О сопротивляемости обсадных труб неравномерному сминающему давлению соляных пород. — Нефтяное хозяйство, 1974, № 1, с. 21—24.
15. Еремеев Ю. А., Леонов Е. Г., Филатов Б. С. К расчету обсадных труб на смятие неравномерным давлением соляных пород. — РС «Бурение газовых и газоконденсатных скважин», 1974, № 3, с. 21—28.
16. Здановский А. В. Галургия. Л., Химия, 1972.
17. Зонтаг Г., Штрэнге К. Коагуляция и устойчивость дисперсных систем. Л., Химия, 1973.
18. Карманский А. Т. К вопросу о физической природе снижения прочности горных пород при их увлажнении. — В кн.: Физические свойства горных пород при высоких давлениях и температурах. Тбилиси, ВНИМИ, 1974, с. 23—28.
19. Кацауров И. Н. Горное давление. Вып. II. Механика горных пород. М., МГИ, 1972.
20. Киреев В. А. Курс физической химии. Изд. 3-е. М., Химия, 1975.
21. Кистер Э. Г. Химическая обработка буровых растворов. М., Недра, 1972.
22. Круглицкий Н. Н. Основы физико-химической механики, ч. I. Киев, Вища школа, 1975.
23. Круглицкий Л. И., Ткаченко Ю. Г. Влияние аномальной вязкости порохов растворов в микрокапиллярах глин на процесс диффузионного переноса ионов. — Коллоидный журнал, 1975, № 5, XXXVII, с. 878—884.
24. Круглицкий Л. И. Роль воды в формировании свойств глинистых пород. М., Недра, 1975.
25. Леонов Е. Г., Войтенко В. С. О физико-химическом воздействии бурово-

го раствора на напряженно-деформированное состояние горных пород в стенках скважин. Изв. вузов, Геология и разведка, 1977, № 3, с. 117—121.

26. Мичурин Б. Н. Энергетика почвенной влаги. Л., Гидрометеониздат, 1975.

27. Мухин Л. К., Соловьев В. М. Приготовление искусственных кернов горных пород. — ТИ. «Бурение», 1970, вып. 1, с. 3—6.

28. Мухин Л. К., Соловьев В. М., Глабунченко В. Н. Физико-химическая модель пристольной зоны скважины, пробуренной в неустойчивых отложениях. — РНТС «Бурение», 1980, № 6, с. 37—39.

29. Нарушения обсадных колонн в соленосных отложениях / Г. А. Стрелец, Б. С. Филатов, В. З. Лубан, Ю. А. Еремеев. — Нефтяное хозяйство, 1970, № 2, с. 28—31.

30. Панасюк В. В. О важнейших задачах исследований по физико-химической механике конструкционных материалов. М., ФХММ., т. 10, № 4, 1974, с. 3—13.

31. Партон В. З., Черепанов Г. П. Механика разрушения. — В кн.: Механика в СССР за 50 лет, т. 3 М., Наука, 1972, с. 365—468.

32. Проскуряков К. М., Пермяков Р. С., Черников А. К. Физико-механические свойства соляных пород. Л., Недра, 1973.

33. 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. М., ФХММ, т. 14, № 4, 1978, с. 3—10.

34. Райтбурд Ц. М., Слонимская М. В. Современные представления о системе глинистые минералы — катионы — связанная вода. В кн.: Связанная вода в дисперсных системах, вып. 1, М., МГУ, 1970, с. 78—101.

35. Распределение напряжений в породных массивах / Г. А. Крупеников, Н. А. Филатов и др., М., Недра, 1972.

36. Сеид-Рза М. К., Исмаилов Ш. И., Орман Л. М. Устойчивость стенок скважин. М., Недра, 1981.

37. Сорочан Е. А. Строительство сооружений на набухающих грунтах. М., Стройиздат, 1974.

38. Тимофеев Н. С., Ворожбитов М. И., Губерман Д. М. Перспективы технологии бурения глубоких разведочных скважин опережающим стволом. — Нефтяное хозяйство, № 8, 1971, с. 1—4.

39. Тимофеев Н. С., Вугин Р. Б., Яремийчук Р. С. Усталостная прочность стенок скважин. М., Недра, 1972.

40. Устойчивость горных пород при бурении скважин на большие глубины / М. К. Сеид-Рза, М. М. Фаталиев, Т. Г. Фараджев и др., М., Недра, 1972.

41. Цитович Н. А. Механика грунтов. М., Высшая школа, 1979.

42. Чаповский Е. Г. Лабораторные работы по грунтоведению и механике грунтов. М., Недра, 1975.

СОДЕРЖАНИЕ

Предисловие	3
Основные обозначения	5
1. Развитие теоретических представлений о горном давлении	6
1.1. Основные методы прогнозирования проявлений горного давления	7
1.2. Анализ приближенных гипотез горного давления	8
1.3. Исследования Феннера — Лабасса — Хирамацу и Ока	11
1.4. Приложения теорий ползучести и нелинейных упруговязких деформаций к изучению горного давления	17
2. Напряженно-деформированное состояние горных пород около скважины	20
2.1. Напряженное состояние нетронутого горного массива	20
2.2. Механизм проявления горного давления в скважине	25
2.3. Распределение напряжений в породах, окружающих скважину	28
2.4. Определение радиуса предельной области	30
2.5. Расчет скорости сужения стенок скважины	31
3. Элементы физико-химической механики горных пород	34
3.1. Поверхностная энергия	35
3.2. Адсорбция на границе твердое тело — жидкость	37
3.3. Мицеллообразование и катионный обмен	40
3.4. Смачивание и капиллярное давление	43
3.5. Формы связи воды в горных породах	46
3.6. Диффузия и осмотические явления в горных породах	57
3.7. Расклинивающее давление тонких слоев воды	63
3.8. Адсорбционное разупрочнение горных пород	66
4. Влияние физико-химических факторов на проявления горного давления	73
4.1. Скважина как термодинамическая система	73
4.2. Оценка гидратационных напряжений в горных породах, слагающих стенки скважины	77
4.3. Роль гидратационных напряжений в проявлениях горного давления	82
4.4. Методика оценки физико-химического воздействия буровых растворов на горные породы	86
4.5. Сопоставление показателей набухания и устойчивости глинистых пород	89
4.6. Влияние растворов электролитов на деформируемость глинистых пород	96
4.7. Исследование адсорбционного понижения прочности горных пород	102
5. Физико-механические свойства горных пород и методы их определения	108
5.1. Основные виды внутрикристаллических и структурных связей в горных породах	109
5.2. Некоторые закономерности деформирования горных пород	114
5.3. Изготовление и подготовка образцов горных пород для испытания на одноосное сжатие	122
5.4. Выбор способа лабораторного определения реологических свойств горных пород	131
5.5. Определение предела текучести и вязкости горных пород по данным исследований ползучести	133
5.6. Методика определения предела текучести и вязкости горных пород по данным исследований в скважине	139

5.7. Построение паспорта прочности горных пород	142
6. Результаты экспериментальных исследований механических свойств солевых и глинистых пород	144
6.1. Влияние температуры, влажности и примеси глины на прочность и ползучесть каменной соли	147
6.2. Влияние влажности на механические свойства глины	150
6.3. Деформирование образцов каменной соли и глины в сре- де буровых растворов в условиях одноосного и объем- ного сжатия	151
7. Инженерные методы управления горным давлением	152
7.1. Выбор бурового раствора	153
7.2. Удаление породы из предельной области	161
7.3. Направленное использование кавернообразования	166
7.4. Предупреждение нарушений обсадных колонн в интерва- лах пластически деформирующихся пород	170
Список литературы	178

ВЛАДИМИР СЕРГЕЕВИЧ ВОЙТЕНКО

УПРАВЛЕНИЕ ГОРНЫМ ДАВЛЕНИЕМ ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН

Редактор издательства *Т. А. Чопорова*
Обложка художника *В. П. Христинина*
Художественный редактор *В. В. Шутько*
Технический редактор *А. В. Трофимов*
Корректор *Л. В. Сметанина*

ИБ № 6073

Сдано в набор 14.08.84. Подписано в печать 26.11.84. Т-22544. Формат 60×90/16.
Бумага книжно-журнальная. Гарнитура «Литературная». Печать высокая. Усл.-печ. л. 11,5.
Усл. кр.-отт. 11,75. Уч.-изд. л. 12,72. Тираж 3000 экз. Заказ 1698/391-5. Цена 65 коп.

Ордена «Знак Почета» издательство «Недра», 103633, Москва, К-12,
Третьяковский проезд, 1/19.

Московская типография № 6 Союзполиграфпрома при Государственном комитете СССР
по делам издательств, полиграфии и книжной торговли.
109088, Москва, Ж-88, Южнопортовая ул., 24.

Уважаемый товарищ!

ИЗДАТЕЛЬСТВО «НЕДРА»
ГОТОВИТ К ПЕЧАТИ — НОВЫЕ КНИГИ

ДЕДУСЕНКО Г. Я., ИВАННИКОВ В. И., ЛИПКЕС М. И.

Буровые растворы с малым содержанием твердой фазы

15 л. 75 к.

Рассмотрены все основные вопросы, связанные с характеристиками и приготовлением буровых растворов с малым содержанием твердой фазы. Большое внимание уделено регулированию их свойств и очистке. Освещен зарубежный опыт применения буровых растворов. Изложены принципы создания и регулирования растворов, полученных на основе отечественных химреагентов. Описано оборудование для глубокой очистки буровых растворов от твердых частиц на основе физико-химического метода.

Для инженерно-технических работников буровых предприятий нефтяной и газовой промышленности.



ГРЕЙ Д. Р., ДАРЛИ Х. С.

Состав и свойства буровых агентов (промывочных жидкостей)

Пер. с англ. 50 л. 3 р. 90 к.

Кратко изложена история развития промышленного применения буровых растворов. Подробно освещены состав и свойства различных буровых растворов, вопросы, связанные с их приготовлением и применением, с технологией ряда процессов промывки скважин. Рассмотрена реология буровых агентов. Уделено большое внимание органophilным глинам и растворам на их основе, химическим реагентам, выпускаемым в США для бурения. Показан научный и технический уровень в области буровых растворов и других буровых агентов, достигнутый в США.

Для инженерно-технических работников буровых предприятий нефтяной и газовой промышленности.

КОЗОРЕЗОВ А. А., ПОСРЕДНИКОВ В. К.

Экономика поисково-разведочного бурения на нефть и газ
15 л. 75 к.

Изложены методические основы определения экономической эффективности проведения поисково-разведочного бурения, строительно-монтажных работ и внедрения новой буровой техники. Рассмотрены вопросы планирования и экономического стимулирования поисково-разведочного бурения, приведены рекомендации по совершенствованию системы экономического стимулирования. Показаны пути дальнейшего развития технических средств, применение которых будет способствовать повышению производительности труда.

Для инженерно-технических работников буровых предприятий нефтяной и газовой промышленности.

МАЛЫШЕВ Д. Г.

Регулирование турбобуров.
11 л. 55 к.

Рассмотрены возможности регулирования рабочих параметров серийно выпускаемых турбобуров, в том числе и с решетками гидроторможения. Кратко изложены конструктивные особенности турбобуров. Описаны технология и эксплуатация турбобуров. Уделено внимание оборудованию и приспособлениям турборемонтных баз. Приведенный материал является обобщением опыта работы передовых буровых предприятий страны.

Для инженерно-технических работников, занимающихся бурением скважин, разработкой и конструированием турбобуров.

Интересующие Вас книги Вы можете приобрести в местных книжных магазинах, распространяющих научно-техническую литературу, или заказать через отдел «Книга — почтой» магазинов:

№ 17 — 199178, Ленинград, В. О., Средний проспект, 61;

№ 59 — 127412, Москва, Коровинское шоссе, 20

Издательство «Недра»

КОЗОРЕЗОВ А. А., ПОСРЕДНИКОВ В. К.

Экономика поисково-разведочного бурения на нефть и газ
15 л. 75 к.

Изложены методические основы определения экономической эффективности проведения поисково-разведочного бурения, строительно-монтажных работ и внедрения новой буровой техники. Рассмотрены вопросы планирования и экономического стимулирования поисково-разведочного бурения, приведены рекомендации по совершенствованию системы экономического стимулирования. Показаны пути дальнейшего развития технических средств, применение которых будет способствовать повышению производительности труда.

Для инженерно-технических работников буровых предприятий нефтяной и газовой промышленности.

МАЛЫШЕВ Д. Г.

Регулирование турбобуров.

11 л. 55 к.

Рассмотрены возможности регулирования рабочих параметров серийно выпускаемых турбобуров, в том числе и с решетками гидроторможения. Кратко изложены конструктивные особенности турбобуров. Описаны технология и эксплуатация турбобуров. Уделено внимание оборудованию и приспособлениям турборемонтных баз. Приведенный материал является обобщением опыта работы передовых буровых предприятий страны.

Для инженерно-технических работников, занимающихся бурением скважин, разработкой и конструированием турбобуров.

Интересующие Вас книги Вы можете приобрести в местных книжных магазинах, распространяющих научно-техническую литературу, или заказать через отдел «Книга — почтой» магазинов:

№ 17 — 199178, Ленинград, В. О., Средний проспект, 61;

№ 59 — 127412, Москва, Коровинское шоссе, 20

Издательство «Недра»