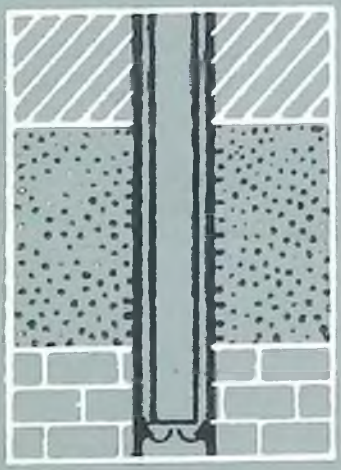
...24
У 81

# УСТОЙЧИВОСТЬ ГОРНЫХ ПОРОД

## ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН НА БОЛЬШИЕ ГЛУБИНЫ



622.24 | 23977
У 61
Устойчивость
черных пород
при бурении

Книга должна быть возвращена не позже указанного здесь срока

| Количество предыдущих выдач | |
|---|---|
| 3/IV 154 | |

68—1971

9005

622.2У
У81

# УСТОЙЧИВОСТЬ ГОРНЫХ ПОРОД ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН НА БОЛЬШИЕ ГЛУБИНЫ

23977

ИЗДАТЕЛЬСТВО «НЕДРА»
Москва 1972

УДК 622.24

**Устойчивость горных пород при бурении скважин на большие глубины.** Сеид-Раа М. К., Фаталиев М. Д., Фараджев Т. Г., Исмайылов Ш. И., Целовальников В. Ф. М., изд-во «Недра», 1972, стр. 272.

Рассматриваются вопросы оценки устойчивости и разрушения горных пород с целью выбора рациональной технологии бурения глубоких скважин в осложненных условиях. Изложены научные основы подхода к проектированию и выбору режимных параметров бурения, породоразрушающего инструмента на основе физико-механических характеристик горных пород, условий их залегания в недрах и технико-технологических возможностей бурения. Описаны пути повышения эффективности разрушения горных пород на забое и методы сохранения устойчивости стенок скважин.

Книга предназначена для инженерно-технических работников буровых предприятий нефтяной и газовой промышленности, а также для научных сотрудников нефтегазовых научно-исследовательских институтов.

Таблиц 38, иллюстраций 103, список литературы — 263 названия.

Авторы: М. К. СЕИД-РЗА, М. Д. ФАТАЛИЕВ, Т. Г. ФАРАДЖЕВ, Ш. И. ИСМАЙЫЛОВ, В. Ф. ЦЕЛОВАЛЬНИКОВ.

3—8—2
232—72

## ПРЕДИСЛОВИЕ

Изучение процессов разрушения горных пород при бурении глубоких скважин, а также вопросов сохранения их устойчивости на стенках скважин является весьма важной проблемой. Практика бурения глубоких скважин показывает, что с ростом глубины разработки резко падает скорость проходки и увеличиваются деформационные проявления в необсаженном стволе (набухание, сужение, вытекание, осыпи, обвалы и др.).

Деформационные процессы горных пород при их принудительном разрушении на забое и «самопроизвольном» выходе из состояния равновесия на стенках скважин протекают в сложных условиях физико-химического и термомеханического воздействия. Эти факторы оказывают существенное влияние на конечные механические и деформационные характеристики горных пород и их разрушение. До настоящего времени вопросы эффективного разрушения горных пород на забое и предупреждения деформационных осложнений рассматривались сугубо отдельно, хотя они имеют много общего.

В данной книге путем комплексных теоретических, экспериментальных и натурных исследований проанализированы условия, от которых зависят эффективное разрушение пород на забое и сохранение целостности и устойчивости ствола. На современном этапе развития техники и технологии бурения в отечественной и зарубежной практике благодаря комплексному подходу к изучению тех или иных явлений достигнуты значительные успехи. Вместе с тем многие вопросы еще в недостаточной степени изучены. Крайне недостаточно исследованы геологические свойства горных пород в условиях их нахождения на стенках скважины. До настоящего времени существуют различные мнения о природе и механизме суженій и кавернообразований. В литературе, посвященной бурению нефтяных и газовых скважин, большое внимание уделяется гидроразрыву пород и поглощениям. Однако в большинстве работ не находят отражения вопросы деформационного поведения пород.

Значительное возрастание гидродинамического давления с ростом глубины бурения вызывает необходимость изучения влияния его колебания на прочность пород, а также на устойчивость ствола в зависимости от времени бурения. Многие материалы очень чувствительны к перемене температуры. Не являются в этом смысле

исключением и горные породы, в частности глины. Однако имеющиеся сведения о влиянии температуры и ее колебаний на ползучесть и пластическое деформирование глинистых (высокопластичных) пород весьма ограничены. В связи с этим в работе делается попытка обобщить и проанализировать результаты имеющихся разрозненных исследований. Следует указать, что авторы не делали попыток строгого математического анализа некоторых вопросов, а ограничились лишь решением приближенными методами. Именно поэтому во многих случаях было необходимо подтверждение полученных аналитических решений экспериментально (в лаборатории) и натурно (на скважинах).

Так как экспериментальные данные представляют ценный материал, в книге довольно подробно описаны детали и особенности экспериментальных работ.

При постановке экспериментальных исследований учтена стоящая перед буровиками задача по освоению перспективных мезозойских отложений. Как известно, бурение на мезозойские отложения в Азербайджане на площадях Шорбулаг, Умбаки, Кайнарджа, Бузовны и другие встретило большие затруднения, вызванные низкими скоростями бурения и нарушением целостности глинистых отложений понта, коуна, майкопа, диатома и др. Основная экспериментально-исследовательская работа проведена с разностями глин указанных геологических подразделений, как наиболее неустойчивыми.

Бурение на мезозойские отложения в Азербайджане требует применения промывочной жидкости с высоким удельным весом (2,10—2,30 $Г/см^3$), что приводит к поглощениям и уходам вследствие гидроразрыва пласта. Как правило, несмотря на высокий удельный вес раствора, происходит интенсивное развитие хрупких и вязко-пластичных деформаций, на что указывает ряд признаков: затяжки, посадки, проработки и прихваты бурильного инструмента, вынос оскольчатого шлама (кусков породы), повышение давления на выкиде буровых насосов и т. п. В таких сложных условиях из-за отсутствия надлежащей методики возникают трудности при выборе рационального режима бурения, типа и параметров промывочной жидкости.

В связи с этим разработки и экспериментальные исследования авторы проводили с целью выбора наиболее рациональной технологии бурения в геологически осложненных условиях. Каждое новое положение авторы старались изложить с конкретными доказательствами и представить в развитии.

В основу книги положены результаты исследований авторов в лаборатории разрушения горных пород АзНИИбурнефти за период с 1960 по 1970 г. В нее вошли работы, выполненные совместно с М. А. Алиевым и Т. Г. Векиловым. Следует также указать, что при ее составлении приняты во внимание результаты большинства опубликованных работ в рассматриваемых областях.

Авторы глубоко признательны Н. А. Сидорову за ценные замечания, сделанные им при рецензировании книги.

## ГЛАВА 1

# ИЗУЧЕННОСТЬ ВОПРОСОВ РАЗРУШЕНИЯ ГОРНЫХ ПОРОД НА ЗАБОЕ И СТЕНКАХ БУРЯЩИХСЯ СКВАЖИН

## ИССЛЕДОВАНИЯ ПРОЦЕССА РАЗРУШЕНИЯ ГОРНЫХ ПОРОД НА ЗАБОЕ

Разработка научных основ разрушения горных пород на забое скважины начата сравнительно недавно. За последнее десятилетие проведены исследования, позволившие вплотную подойти к разработке обоснованных параметров режима бурения и геометрии долот, исходя из физико-механических свойств и условий залегания пород.

Обзор исследований в этой области можно найти в работах Ю. А. Розанова [1], Б. В. Байдюка [2], Л. Н. Розанова [3], И. С. Томашевской [4] и других [5—10]. Хотя некоторые из этих работ мало освещают вопросы бурения, тем не менее они объясняют ряд эффектов, вызванных высоким давлением и температурой, непосредственно влияющих на разрушение горных пород в скважине.

Известно, что определяющим видом деформации в процессах разрушения горных пород при бурении является деформация вдавливания. В области исследования горных пород методом вдавливания цилиндрического плоского штампа в условиях, имитирующих забойное давление, известны работы В. В. Булатова [11, 12], И. С. Финогенова [13—15], Л. Е. Симонянца, Б. А. Жлобинского и Е. Г. Лозгачева [16, 17], Б. В. Байдюка, Н. Н. Павловой и И. Д. Сферной [18—21], Г. В. Арцимовича [22, 23], Ю. Ф. Алексеева [24], Э. Д. Склярова [25], А. А. Шамсиева и Ф. А. Аскерова [26, 27], Р. Р. Алишаняна [28]. Некоторые методологические вопросы объемно-напряженного состояния горных пород рассматриваются также в работах М. М. Протодьяконова, Е. И. Ильницкой и В. И. Карпова [29], М. И. Койфмана и др. [30], Б. В. Матвеева [31], А. Бишопа и Д. Хенкеля [5].

Если в СССР общепринятым методом определения прочностных и пластических свойств является метод вдавливания плоского цилиндрического штампа, то за рубежом такие исследования в основном базируются на экспериментах с микродолотами, и прочностные свойства горных пород оцениваются на основании промысловых данных и стендовых испытаний [32, 33]. Сопоставление результатов этих работ и данных бурения показывают, что с определенной

погрешностью условия разрушения горных пород долотами можно моделировать единичным актом разрушения при динамическом вдавливании.

В работах [34, 35] указывается, что на сопротивляемость пород разрушению и на скорость проходки значительное влияние оказывает перепад давления в зонах разрушения.

В работе [36] показано, что величина усилий, удерживающих частицы на забое, существенным образом зависит от концентрации твердой фазы в растворе и распределения частиц по размерам. При отсутствии твердой фазы в растворе усилий, удерживающих частицы, практически нет. Для уменьшения величины этих усилий были рекомендованы различные битумные коллоидные эмульсии. Применение битумных эмульсионных растворов в десяти скважинах дало возможность получить такие же скорости проходки, как и при бурении с водой.

В работе [37] с целью получения высоких скоростей проходки и уменьшения опасности прихвата бурильного инструмента, возникающей за счет действия перепада давления, рекомендуется применять при бурении специальные коллоидные очищенные растворы. Благодаря высокой концентрации коллоидных частиц (размером менее 4,5 *мк*) и небольшому содержанию более крупных частиц (до 48 *мк*) замедляется фильтрация воды в пласт, что приводит к значительному уменьшению усилий, удерживающих частицы.

Исследователями в [38] рассматриваются вопросы разрушения породы, находящейся в сжатом состоянии, под действием сдвигающих усилий. По результатам этих исследований пластическое разрушение при трехосной нагрузке пород является хрупким с образованием трещин и возникновением сил трения, действующих вдоль плоскости сдвига. В работе отмечается, что одна из главных причин уменьшения технико-экономических показателей глубокого бурения — это действие избыточного перепада давления, приводящего к возникновению силы трения и способствующего ухудшению очистки забоя. При низком перепаде давления обломки разрушенной породы залегают рыхлым слоем в углублениях, образованных зубьями долота, и могут быть легко удалены струей жидкости. В случае же большого перепада давления разрушенные частицы залегают плотным слоем, в результате чего они повторно разрушаются и перемалываются.

Экспериментально установлено [39, 40], что с увеличением перепада давления от нуля до 280 *кГ/см*$^2$ критическая нагрузка, при которой обеспечивается образование углублений под зубом долота, для призматического зуба с площадью контакта 12,7 × 0,8 *мм*$^2$ в песчанике Береа увеличивается с 726 до 4360 *кГ*, примерно в шесть раз. Поэтому естественно предполагать, что для каждого перепада давления при бурении определенных пород имеются определенные критические усилия, обеспечивающие максимальное углубление зубьев долота. Если контактная нагрузка на долото при данном перепаде давления меньше критической, то хрупкого разрушения

пород (образования лунки) под зубом долота не происходит. Это приводит к значительному уменьшению технико-экономических показателей бурения. Так, в случае перепада давления до 700 *кГ/см*$^2$ бурение в рыхлых песках по своим технико-экономическим показателям не отличается от бурения в твердых доломитах.

Таким образом, из приведенного выше обзора работ следует, что процесс разрушения горных пород главным образом зависит не от гидростатического давления, как это полагают некоторые исследователи [11, 12, 16, 17 и др.], а от перепада давления в зонах разрушения. Поэтому при экспериментальных исследованиях в условиях всестороннего давления изолирование поверхностей образцов, а также создание гидростатического давления механическим путем следует считать методически неверным, так как в подобном случае горные породы при разрушении испытывают вместо перепада давления в зонах разрушения полное гидростатическое давление, которое благоприятствует получению завышенных данных по прочностным и пластическим свойствам пород.

Необходимо отметить, что в последнее время придается первостепенное значение изучению напряженного состояния забоя. Этот вопрос в основном решается двумя путями: теоретическим и экспериментальным — на основании методов фотоупругости.

Результаты исследований напряженного состояния забоя методом фотоупругости представлены в работах Р. М. Эйгелеса [41], А. С. Гришина [42], Л. Н. Насонова [43], С. Танданада и Г. Л. Гартмана [44], А. М. Владимирского [45]. Ввиду того что точное теоретическое решение данного вопроса затруднительно, в литературе появились работы, отражающие напряженное состояние пород для частных случаев [11, 12, 46]. Однако в этих работах не учитывается влияние физико-химических свойств промывочной жидкости на процесс разрушения горных пород, несмотря на то, что экспериментально доказано существенное влияние этого фактора [34—40, 47—50].

Для проектирования режимов бурения большое значение имеет оценка пластических свойств горных пород. Однако по существующей методике [51] невозможно отличить высокопластичную породу от высокопористой. Пластичность этих типов пород условно принимают равной бесконечности, тогда как эти породы имеют вполне определенный коэффициент пластичности. В работах [52—54] дается новая методика определения коэффициента пластичности горных пород с учетом их пористости и коэффициента динамичности процесса разрушения.

## МЕТОДЫ БОРЬБЫ С ДЕФОРМАЦИЕЙ СТВОЛА

Вопросами деформации горных пород, слагающих стенки скважин, и выявления условий их длительной устойчивости с целью успешной проводки скважин при минимальных затратах средств

и времени занимаются уже свыше трех десятилетий. И это не случайно, так как в данном случае приходится встречаться с многочисленными факторами, влияющими в каждом конкретном случае в различных сочетаниях.

Впервые с сильным деформированием горных пород в скважинах, проявившимся в виде обвалов, осыпей и т. п., у нас в СССР буровики столкнулись в 20—30-х годах на площадях Грознефти и Азнефти еще во времена канатного бурения. Катастрофические обвалы, в сильной степени тормозившие нормальное разбуривание богатых нефтеносных площадей, а подчас не позволявшие осуществлять дальнейшее углубление скважин, вызвали необходимость срочной разработки мероприятий по их предупреждению. Разработка таких мероприятий была поручена четырем научно-исследовательским институтам нашей страны (институт ВОДГЕО, институт им. Карпова, ГрозНИИ, АзНИИ).

Было установлено, что тяжелым обвалам в основном подвержены сланцевые глины, в особенности если они залегают вблизи тектонических нарушений. В то время большинство исследователей склонно было считать, что обвалы на этих площадях происходят в результате неоднородности по структуре и минералогическому составу, перемятости обваливающихся глин и наличия в них широкой сети микро- и макротрещин.

Позднее было доказано, что обвалообразование происходит и при отсутствии тектонических нарушений. Многие исследователи стали считать, что основная причина обвалообразования заключается не только в геологических, но и механических и физико-химических свойствах глин. Исследователи начали уделять особое внимание таким факторам, как фильтрация [55], набухание [56, 57], размокание [58, 59] и напряженное состояние [60, 61] пород.

Появилось мнение о непригодности обычных (водных) глинистых растворов при бурении зон обвалов. Так, например, В. С. Федоров, основываясь на теоретических исследованиях, пришел к заключению, что вода глинистого раствора, аккумулируясь в порах и трещинах породы, вызывает ее вспучивание, а затем и осыпание под действием сил тяжести. Им было предложено в качестве промывочной жидкости применять при проходке зон обвалов беспарафиновый мазут. Примерно такой же точки зрения придерживались В. А. Каргин, А. И. Байбаев, В. Н. Касаточкин, Ф. Ф. Лаптев, В. С. Шаров, И. М. Малый и другие, рекомендуя силикатные растворы, уменьшающие набухание и размокание глины.

Немного позднее В. С. Федоровым и В. С. Барановым были проведены промышленные испытания глинистого раствора с гидрофобной эмульсией из крекинг остатков. Однако использование гидрофобной эмульсии усилило развитие обвалов (стали деформироваться и выпадать в скважину вследствие проникновения эмульсии по плоскостям напластования и их смазывания даже ранее устойчивые породы). Проведенный промысловый эксперимент внес некоторую ясность в природу обвалов. Дальнейшее развитие методов борьбы с ними

пошло по пути химической обработки растворов с доведением водоотдачи до минимума (В. С. Баранов и З. П. Букс). Широкое применение получила обработка глинистого раствора химическими реагентами (УЩР, сульфитцеллюлозным экстрактом и едким натрием, КМЦ и т. п.). Были получены хорошие результаты на ряде площадей Азербайджана, Чечено-Ингушской АССР и др.

Опыты с гидрофобной эмульсией и с применением химически обработанных растворов показали, что набухание и размокание не являются основными причинами деформационных проявлений. Что касается смазки трещин и плоскостей напластования, то и она, как одна из основных причин, не является единственной, поскольку и химические методы борьбы нередко не устраняли обвалов. Поэтому Р. И. Шищенко и П. З. Швейцер [61], придавая большое значение напряженному состоянию глин в скважине, рекомендовали утяжеление глинистых растворов при проходке обваливающихся зон. Внедрение утяжеленных растворов дало положительные результаты, но опять-таки не во всех случаях.

Анализируя результаты применения химически обработанных и утяжеленных глинистых растворов, ряд авторов [62, 63 и др.] пришел к выводу о необходимости одновременной химической обработки и утяжеления глинистых растворов. Это мероприятие дало наилучшие результаты, но полностью обвалы не исключило.

Механические способы предупреждения деформирования и обрушения ствола, а именно — бурение под давлением бросовыми долотами и на колонне обсадных труб, цементирование зон обвалов с последующим перебуриванием, также не дали желаемых результатов.

Касаясь зарубежного опыта, в частности американского, можно отметить, что там работы, связанные с предупреждением и устранением деформирования ствола, с самого начала велись в направлении разработки различных рецептур промывочных жидкостей. Так, еще в 1921 г. В. К. Строудом [64] была осуществлена первая попытка предотвращения выбросов, а следовательно, и разрушения ствола путем регулирования удельного веса глинистого раствора специальными добавками. Но в то время он не придавал особого значения физико-химическим свойствам горных пород и фильтрационным свойствам раствора, хотя и отмечал важность его закупоривающих свойств.

Примерно к середине 30-х годов в американской практике стали применяться силикатнонатриевые растворы. В это же время были предложены растворы на нефтяной основе.

Для снижения водоотдачи глинистых растворов в 1935—1936 гг. был предложен крахмал. С целью увеличения вязкости и предупреждения выпадения утяжелителя стали применять щелочные реагенты. На первом этапе борьбы с осложнениями деформационного типа в американской практике также нашли применение таниновые вещества. Но стопроцентного успеха в предупреждении обвалов к тому времени, так же как и в СССР, достигнуто не было.

## МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ СОСТОЯНИЯ ГОРНЫХ ПОРОД, ОКРУЖАЮЩИХ СКВАЖИНУ

При разработке новых площадей Азербайджана, Туркмении, Краснодарского края, Татарии и Поволжья вновь встретились с осложнениями, связанными с деформированием горных пород приствольной зоны, которые по-прежнему препятствовали успешной проводке скважин. Но благодаря более качественной химической обработке глинистых растворов с применением новых реагентов, утяжеления и других мероприятий проводка скважин все же в основном осуществлялась успешно, так как степень деформационных осложнений намного снижалась.

Большой вклад в познание причин и особенностей деформационных проявлений в стволе скважин, а также в разработку рецептур глинистого раствора внесли работы Н. С. Тимофеева, Н. И. Титкова, С. Н. Ятрова, Э. Г. Кистера, Б. В. Байдюка, А. А. Шамшева, Н. М. Шерстнева, Г. Я. Дедусенко, Л. К. Мухина, И. Б. Аделя, Ю. В. Вадецкого, М. А. Геймана, Г. Н. Хангильдина, Н. А. Сидорова, Г. А. Ковтунова, В. П. Банатова, В. И. Леонидова, А. И. Пенькова, Л. Е. Симонянца и многих других.

За последние десять лет появилось много работ, посвященных обвалам, осыпям и другим деформационным проявлениям, однако, как и прежде, мнения исследователей расходятся. Одни специалисты (А. А. Лишевский, А. А. Шамшев и др.) основную роль в развитии деформаций отводят напряженному состоянию пород и действию тектонических сил, рекомендуя при этом уравновешивать давление, которое испытывали горные породы до вскрытия их скважиной; другие (В. С. Баранов, Г. Н. Хангильдин, С. Н. Ятров, В. П. Банатов и др.) отдают предпочтение действию фильтрата промывочной жидкости, предлагая снижать водоотдачу до минимума; третьи (Н. И. Шацов, Б. В. Байдюк, М. А. Гейман, Н. М. Шерстнев и др.) признают совместное действие этих факторов и предлагают применять растворы с минимальной водоотдачей и таким удельным весом, который создавал бы равновесное состояние пород на стенках скважины. В связи с этим (для снижения физико-химического взаимодействия) получили распространение сульфит-солевые, эмульсионные, четырехкомпонентные растворы, предложенные С. Н. Ятровым, шламовые растворы, обработанные УЩР; известковые, силикатные, силикатно-солевые растворы, растворы, обработанные КМЦ, КССБ, $CaCl_2$, растворы на нефтяной основе и т. п.

С целью снижения действия напряженного состояния предложен ряд методик для определения глубины пластического деформирования пород и допустимого удельного веса промывочной жидкости. Кроме того, разработаны химические методы крепления стенок скважины путем закачки определенных порций жидкостей и газов, вступающих в химическую реакцию с породой, методы физического и электрохимического крепления [65], метод обработки электрическим током промывочной жидкости [66], благодаря которому воз-

можно отфильтровывание свободной воды из порового пространства, и др. Однако многие из них пока еще не получили должного признания и распространения.

Вопрос сохранения устойчивости стенок бурящихся скважин в связи с ростом их глубин и осложнений деформационного типа привлекает внимание многих исследователей и буровиков. Основной целью исследований является определение рациональных условий, которые при различных сочетаниях геологических, технологических и производственных факторов смогли бы обеспечить устойчивость стенок скважин на весь период бурения.

Изучение механики деформирования стенок скважин в настоящее время ведется при помощи аналитических, экспериментальных и промысловых исследований.

При решении задач устойчивости и деформирования стенок скважин в АзНИИбурнефти использовался комплексный метод, охватывающий все три названных вида исследований. Накопленные в институте материалы убедительно доказали целесообразность использования комплексного подхода к решению задач устойчивости стенок скважин.

Аналитические исследования, базирующиеся в основном на методах механики сплошной, однородной и сыпучей сред, на методах нелинейной теории упругости, теории предельного равновесия, теорий ползучести и вязко-пластического течения, теории устойчивости упруго-пластического равновесия и т. п., представлены в работах А. Н. Динника [67], К. Терцаги [68], С. Г. Лехницкого [69], М. М. Протодьяконова [70], Н. М. Покровского [71], Ю. А. Песляка и К. В. Руппенейта [72], Ф. А. Белаенко [73], Л. В. Ершова [74], В. Г. Березанцева [75], Б. В. Байдюка и Л. А. Шрейнера [76], Д. Н. Кузьмичева [77], А. А. Шамшева [46], Я. М. Расизаде и С. Г. Курбанова [78] и др.

С момента выхода в свет работ А. Н. Динника (1925 г.) наблюдается постоянное изменение и уточнение некоторых подходов к использованию строгих аналитических методов исследований напряженного состояния вертикального ствола и его деформаций. Еще в 1938 г. С. Г. Лехницкий, учитывая, что формулы Динника справедливы для выработок, не заполненных жидкостью, вывел обобщающее математическое решение задачи о распределении напряжений вокруг вертикальной выработки [69], которое дало возможность определять напряжения и в выработке, заполненной жидкостью.

В 1926 г. Шмидтом сделана попытка рассчитать напряженное состояние вокруг выработки для материалов, не подчиняющихся закону Гука. Выведенные им формулы очень сложны, но благодаря составленным графикам и таблицам их в известной мере можно применять на практике [68]. Более удачный подход к оценке предельного напряжения состояния пород, окружающих вертикальную выработку, нашел С. Карманс [79], определявший графическим путем, заключающимся в нахождении точек пересечения предельной

кривой для данного материала с прямой зависимости напряжений, построенной на основании упругой задачи Ляме.

Заслуживает внимания работа, выполненная А. С. Строгановым [80], в которой исследуется вопрос о напряженном состоянии в условиях плоской деформации полого кругового цилиндра, подверженного внутреннему давлению при заданных перемещениях. Однако применение результатов решений также осложнено в связи с отсутствием сведений по некоторым коэффициентам.

А. А. Шамшев [46], рассматривая предельное напряженное состояние вокруг вертикальной цилиндрической выемки, использовал уравнение равновесия сыпучей среды. Исходя из уравнения для радиальных напряжений, он вывел выражение для определения удельного веса раствора, способного поддерживать стенки скважины в устойчивом состоянии. Из теоретических предпосылок А. А. Шамшева вытекает вывод о том, что с увеличением глубины скважины требуемое значение удельного веса промывочной жидкости уменьшается. Данный вывод во многих случаях не согласуется с практикой бурения глубоких скважин и требует корректировки. Та же задача, но для других условий, решена Б. В. Байдюком и Л. А. Шрейнером [76]. Используя выводы С. Г. Лехницкого, они в приближенной форме вывели формулы по определению предельной глубины, на которой сохраняется устойчивое состояние горных пород на стенках скважины, а также выражения для удельного веса жидкости, необходимой для этой цели.

Из данной работы следует, что при прочих равных условиях удельный вес промывочной жидкости необходимо увеличивать с глубиной. Однако расчетные данные критических значений удельного веса промывочной жидкости не всегда согласуются с практикой проводки скважин, указывающей на возможность пластического течения глинистых пород и каменной соли на значительно более низких горизонтах, чем это дают расчеты [81].

В монографии [81] для определения удельного веса раствора авторы рекомендуют уравнение

$$\gamma = A_t \gamma_n - \frac{B_t}{h} \varepsilon,$$

где $A_t$ и $B_t$ — экспериментальные коэффициенты, учитывающие процессы ползучести и релаксации напряжений в проходимых породах; $\gamma_n$ — удельный вес породы; $\varepsilon$ — деформация; $h$ — глубина рассматриваемого слоя породы.

Коэффициент $A_t$ (коэффициент бокового распора) характеризует связь между боковой и осевой нагрузками при отсутствии деформации внутрь скважины, т. е. при $\varepsilon = 0$, а коэффициент $B_t$ (коэффициент разгрузки) показывает величину снижения бокового распора при наличии относительной деформации $\varepsilon$ на глубине $h$ рассматриваемого слоя пород. Экспериментально эти коэффициенты можно определить на специальной установке по методике, разработанной Б. В. Матвеевым. Этой методикой предусматривается возможность

длительного деформирования испытуемых образцов горных пород, что отражает влияние ползучести и релаксационных процессов, развивающихся в горных породах со временем. Безусловно данная методика снижает погрешности в расчетах, но и она не лишена недостатков. В частности, она не учитывает возможного отсутствия осесимметрии ствола, фильтрации промывочной жидкости через поры и трещины в глубь массива, колебаний гидродинамического давления и перепада температур в скважине, воздействия бурильного инструмента и, на наш взгляд, такого важного процесса, как коркообразование.

С ростом глубины бурения нередко возникают трудности, обусловленные нахождением пород в состоянии пластического течения. Это требует определения ожидаемой глубины пород, находящихся в состоянии пластического течения или хрупкого разрушения с целью заблаговременной разработки необходимой технологии бурения и подготовки соответствующего оборудования. Авторы той же работы для определения глубины таких пород предлагают полуэмпирические зависимости, включающие минимально задаваемую величину бокового давления, при котором начинается пластическое течение, и предел прочности на одноосное сжатие.

Формула для определения глубины пород, находящихся в состоянии хрупкого разрушения, основана на предположении, что осыпание и обрушение в скважине происходят по законам разрушения образца из той же породы при одноосном нагружении. По всей вероятности, это не отвечает действительности, так как закономерности разрушения резко видоизменяются при сложно-напряженном состоянии пород.

Большой вклад в теорию гидравлического разрыва нефтяного пласта, а также в теорию трещинообразования в стволе применительно к процессам нефтедобычи внесли С. А. Христианович, Г. И. Баренблатт, Ю. Л. Желтов и др. Развитие теории механизма гидравлического разрыва пластов применительно уже к процессам бурения (в целях сохранения целостности и устойчивости ствола) нашло отражение в работах А. Х. Мирзаджанзаде, М. К. Сеид-Рза, А. А. Мовсумова [82—84], Я. М. Расизаде и С. Г. Курбанова [78], Н. А. Сидорова и Г. А. Ковтунова [85] и др.

В настоящее время в связи с ростом глубины скважин особое внимание уделяется температурным напряжениям в приствольной зоне, которые оказывают, как показали исследования, значительное влияние на время устойчивого состояния горных пород. Так, В. С. Томаном [86] предложены приближенные уравнения для определения горизонтальных, радиальных и тангенциальных температурных напряжений в стволе скважины.

Термоупругие напряжения вокруг ствола скважины при малом времени воздействия температуры и без учета периодичности циркуляции промывочной жидкости, осуществляющей конвекцию тепла, рассматривались Я. М. Расизаде [78]. Подобная попытка (при стационарной постановке задачи) сделана В. В. Булатовым [87]. Однако

наибольший интерес с точки зрения устойчивости выработки представляет определение термоупругих напряжений в нестационарных условиях.

В наиболее обобщенной постановке вопрос устойчивости толстостенного цилиндра с учетом упрочнения рассматривал Д. Р. Бленд [88]. В монографии [89] он изложил теорию линейных вязко-упругих сред с бесконечным спектром релаксации.

Используя методы указанных работ, можно решить многие задачи устойчивости ствола, а также вопрос приспособляемости в случае циклического нагружения. Определение температурных напряжений применительно к буровой скважине приводится в работе [90].

Горные породы в стволе скважины, оставаясь какое-то время в необсаженном состоянии, подвергаются действию эффективных сил, представляющих разность горного (бокового) давления и противодавления. В результате длительного воздействия этих сил в стволе развиваются процессы ползучести и релаксации напряжений, приводящие к изменению прочностных и пластических свойств пород со временем.

Теория ползучести достаточно хорошо разработана для металлов, главным образом при длительном испытании образцов на растяжение при постоянной нагрузке и повышенных температурах. В последнее время широко используется дислокационная теория ползучести кристаллического и поликристаллических материалов и горных пород [91—93]. Благодаря применению теории дислокации для качественного и количественного анализов, удалось объяснить различные явления неупругости и пластичности, т. е. явления гистерезиса при знакопеременных нагрузках, усталостного разрушения, упрочнения и ползучести, релаксации напряжений, внутреннего трения и др.

В разработке математической теории ползучести металлоконструкций в условиях сложно-напряженного состояния, динамической ползучести и ползучести при циклических нагрузках заслуженное место занимают труды Л. М. Качанова [94] и Ю. Н. Работнова [95]. В этих работах (в отличие от других) приводится методика определения времени до разрушения образцов металлоконструкций. Однако подобные исследования для горных пород применительно к стволу скважины до настоящего времени не проведены.

Своими трудами Н. Х. Арутюнян [96], М. И. Улицкий [97], О. Я. Берг [98], Т. К. Гансен [99], И. Е. Прокопович [100] внесли большой вклад в разработку математической теории ползучести бетона и железобетона. Следует отметить, что некоторые общие закономерности для бетона могут быть применены также для горных пород.

Разработке математической теории ползучести пород шахтного ствола и вопросам методики определения реологических свойств горных пород посвящены труды Н. Я. Денисова [101], Н. А. Ребиндера [102], Н. Г. Гончарова [103], М. И. Розовского [104, 105], П. В. Журавлева и А. Ф. Захаревича [106]; особо следует отметить последовательные работы по теории ползучести шахтного ствола

Ж. С. Ержавова [107] и некоторые работы в области методики оценки реологических параметров горных пород [108—115].

Так как горные породы ствола скважин подвергаются действию циклического колебания давления и перепада температуры, можно заключить, что в зависимости от абсолютной величины переменного напряжения породы могут испытывать динамическую ползучесть и усталость. Следовательно, без существенной корректировки результаты описанных работ не могут быть применены в бурении.

Подводя итоги теоретическим решениям задач устойчивости стенок скважин, необходимо отметить, что многие из них еще далеки от практического применения. Выработка приемлемого аналитического способа определения напряжений и деформаций, а также условий длительного устойчивого состояния открытого ствола с учетом основных факторов, характеризующих его состояние, будет иметь безусловно большое практическое значение при выборе технологии бурения.

В последнее время в горной промышленности и бурении стали применяться современные методы — математическое моделирование процессов с последующим решением задач на ЭВМ методами линейного и нелинейного программирования [41, 116—119]. Несомненно, использование современного аппарата для анализа устойчивости ствола глубоких скважин ускорит решение основных проблем бурения скважин в осложненных условиях.

Экспериментальные исследования нарушения устойчивости стенок скважин составляют на современном этапе определенные трудности. Эти затруднения связаны главным образом с отсутствием достаточного количества экспериментальных данных по проверке применимости теорий прочности и пластичности к горным породам и выявлению влияния на их поведение горного, бокового и гидростатического давлений, физико-химического воздействия промывочной жидкости, фактора времени и др. Поэтому экспериментальным исследованиям в этом направлении в настоящее время придается особое значение. Эксперименты проводятся на образцах горных пород, изготовленных либо из кернового материала, либо из пород, выходящих на поверхность, либо искусственным путем, причем в общепринятых условиях объемно-напряженного состояния пород и соответствующих температур. Исследуемые образцы имеют в основном цилиндрическую форму и плоско-параллельные торцы, при этом одни исследователи строят свои работы на испытаниях сплошных, а другие — полых цилиндров.

Б. В. Байдюк и Л. А. Шрейнер [120], а также некоторые зарубежные исследователи [121—123] для установления влияния всестороннего давления на прочностные и пластические свойства горных пород испытывали сплошные цилиндрические образцы в условиях всестороннего сжатия (в специальной бомбе высокого давления).

В этих работах наступление предельного напряженного состояния пород (начало хрупкого разрушения или пластического течения) определяется по форме кривой нагрузка — деформация.

При таких испытаниях получаемые данные дают возможность построить кривую предельного напряженного состояния и выявить прочностную зависимость материала от сжимающих напряжений. Однако следует отметить, что по данной методике приствольная зона скважины не моделируется, а лишь испытываются сплошные цилиндрические образцы при всестороннем давлении, что полностью не выражает напряженного состояния скважины. По данной методике параметр А. Надаи [124], характеризующий влияние среднего по величине нормального напряжения, равен постоянной величине. Следовательно, данная методика не позволяет создавать три разных по величине главных нормальных напряжения, на что указывают авторы в работе [125], отмечая необходимость параллельного проведения исследований на полых образцах.

В АзНИИбурнефти для оценки устойчивости пород в скважинах в 1959 г. была создана установка, позволяющая приближенно моделировать приствольную зону скважины на полых цилиндрических образцах. Эта установка позволила создать три вида главных нормальных напряжений, разных по величине [126]. Экспериментами на установке было выявлено, что хрупкое разрушение пород в моделях соответствует случаям отсутствия противодавления во внутренней полости. Во всех остальных случаях наблюдалось сужение внутренней полости модели (пластическая деформация с упрочнением) вплоть до ее смыкания. На основании этих опытов для карачухурской и зыхской глин предельное напряженное состояние породы выразилось в виде прямой линии:

$$\tau = A - B\sigma.$$

Коэффициенты $A$ и $B$ увязывались с сопротивлением этих пород на одноосное сжатие ($\sigma_c$) и растяжение ($\sigma_p$) при помощи выражений

$$A = \frac{2\sqrt{2}\,\sigma_p\sigma_c}{3(\sigma_p+\sigma_c)},\quad B = \sqrt{2}\,\frac{\sigma_c-\sigma_p}{\sigma_c+\sigma_p}.$$

Результаты этих опытов подтвердили уменьшение устойчивости пород в скважинах с увеличением глубины, а также возможность сужения ствола скважины при бурении. В настоящее время экспериментальные исследования, моделирующие состояние горных пород на стенках скважин путем испытаний полых образцов в условиях, приближенных к скважинам, получают все большее развитие и признание. В этом отношении достаточно указать на работы [127—131], в которых последовательно совершенствуется методика эксперимента и расширяется область самих исследований.

Промысловые, натурные исследования и наблюдения базируются на анализе данных бурения на площадях, характеризующихся различными геолого-техническими условиями бурения. Сравнительный анализ данных бурения, измерения величин сужений и кавернообразований, исследования выносимого шлама и кернового материала, фотографирования ствола и т. п. позволяют судить о физико-меха-

нических свойствах проходимых пород, их структуре и состоянии, влиянии технологических факторов и т. д. Подобного рода исследования не могут дать исчерпывающего ответа, но вместе с теоретическими и лабораторными исследованиями позволяют создать полное представление о природе и механизме деформационных изменений ствола скважины.

## ВЛИЯНИЕ КОЛЕБАНИЯ ДАВЛЕНИЯ НА ЦЕЛОСТНОСТЬ И УСТОЙЧИВОСТЬ ГОРНЫХ ПОРОД В СКВАЖИНЕ

В процессе бурения при выполнении различных технологических операций возникающие давления могут быть значительно больше или меньше действующего давления промывочного агента при его статическом состоянии в скважине. В результате этого забой и стенки скважины в подобном случае воспринимают либо дополнительные давления, либо депрессии, приводящие со временем к развитию деформаций.

Вопросу колебаний гидродинамического давления посвящено достаточно большое число работ отечественных и зарубежных исследователей [82—84, 132].

Обобщая результаты всех проведенных в этой области работ, гидродинамическое равновесие стенок скважины при выполнении различных операций бурения можно выразить следующим уравнением:

$$p_{пл} \leqslant \gamma z + \sum p_{пот} \leqslant p_{г.р},$$

где $p_{пл}$ — давление пластовой жидкости или газа; $z$ — глубина скважины; $\gamma$ — удельный вес промывочной жидкости; $\sum p_{пот}$ — суммарная потеря давления при выполнении различных технологических операций бурения; $p_{г.р}$ — давление гидравлического разрыва пласта.

Для предупреждения выбросов и поглощений промывочной жидкости следует создавать определенные противодавления, так как при $(\gamma z + \sum p_{пот}) < p_{пл}$ могут возникнуть выбросы или обвалы пород, а при $(\gamma z + \sum p_{пот}) > p_{г.р}$ — трещины гидравлического разрыва, вызывающие уходы промывочной жидкости. Необходимо отметить, что в нефтепромысловой практике гидравлический разрыв пласта является методом интенсификации добычи нефти, а при бурении скважин этот процесс приводит к осложнениям ствола. Учитывая положительное и отрицательное значения гидравлического разрыва пласта, изучению его механизма посвящают свои теоретические и экспериментальные работы многие отечественные и зарубежные исследователи.

С. А. Христианович и др. [133] считают, что при наличии начальной трещины (фактически нетрещиноватых осадочных пород нет) под воздействием гидродинамических давлений в трещине возникают настолько большие напряжения, что их не способен выдержать ни

один хрупкий материал. Действие разрывающей жидкости в этом случае подобно действию клина.

С целью установления ориентации трещин, образующихся при гидравлическом разрыве пласта (ГРП), определения их ширины, протяженности, а также изучения других вопросов механизма разрыва пласта было осуществлено непосредственно визуальное обследование трещин путем проходки подземных выработок в зону забоя скважины. Результаты промысловых опытов [134, 135] показали, что при ГРП могут образовываться трещины как вертикальной, так и горизонтальной ориентации в зависимости от естественного напряжения пласта и способа осуществления разрыва. В ранних исследованиях предполагалось, что для создания ГРП необходимо дополнительное давление, которое бы превышало горное. Однако тогда нельзя объяснить получение трещин при давлении, меньшем горного давления, что было установлено на ряде месторождений [136] в процессе внедрения ГРП и при бурении нефтяных и газовых скважин. Согласно гипотезе С. А. Христиановича о разгрузке горного давления вблизи скважины вследствие пластической деформации во время бурения малопрочных пород происходит уменьшение местных напряжений, что влияет на последующие проведения ГРП, снижая давление разрыва.

Значительно уменьшает давление разрыва действующее на пласт переменное давление. На этом и основан метод переменных давлений, применяемый, в частности, на промыслах Чечено-Ингушской АССР для разрыва пластов с низкой проницаемостью при небольших давлениях [137].

Развитие теории механизма гидравлического разрыва пластов применительно к процессам бурения, а также теории предотвращения гидроразрыва нашло отражение в трудах А. Х. Мирзаджанзаде, М. К. Сеид-Рза, А. А. Мовсумова, Т. Г. Фараджева, М. Д. Фаталиева, Г. Т. Гасанова [83, 84, 138—140], Я. М. Расизаде и С. Г. Курбанова [78], Н. А. Сидорова и Г. А. Ковтунова [85] и др.

Многие авторы указывают, что одной из основных причин поглощения и ухода промывочной жидкости в пласт является возникающая разность между пластовым давлением и противодавлением жидкости в стволе. Поэтому необходимо изучать ГРП при бурении скважин, чтобы хотя бы приблизительно знать тот опасный предел давления, при котором происходит разрыв пласта.

В. Ф. Роджерс [64], основываясь на измерениях Н. Е. Гойнса [141], указывает, что изменение гидродинамического давления в скважине велико и эквивалентно росту удельного веса промывочной жидкости при следующих операциях: а) вследствие циркуляции жидкости (прирост удельного веса 0,024 *Г/см*³); б) вследствие быстрого разрушения структуры при восстановлении циркуляции жидкости (0,048 *Г/см*³); в) в связи с расхаживанием долота при проработке ствола (0,252 *Г/см*³); г) при быстром спуске бурильных труб в скважину — 11—15 *сек* на одну свечу длиной 27,4 *м* (0,168 *Г/см*³).

На основании промысловых наблюдений [138] установлено, что большинство (около 70%) поглощений при проводке скважин происходит в процессе проработки ствола скважины. Таким образом, одним из самых опасных процессов при проводке скважин в отношении роста гидродинамических давлений является проработка ствола.

Исследованию изменения гидродинамического давления при вращении бурильного инструмента посвящены теоретические и экспериментальные работы А. Х. Мирзаджанзаде, М. К. Сеид-Рза и других [82—84], а также экспериментальные работы А. С. Шарутина Б. И. Есьмана [142]. В результате экспериментальных исследований в скважине было установлено, что при вращении бурильного инструмента в основном происходит увеличение гидродинамического давления. Однако в некоторых случаях наблюдается и его уменьшение. Поэтому вопрос выявления общего характера изменения гидродинамического давления при вращении бурильного инструмента пока остается открытым.

## ВЛИЯНИЕ ТЕМПЕРАТУРЫ НА ДЕФОРМИРОВАНИЕ ГОРНЫХ ПОРОД

В процессе бурения скважин промывочная жидкость прокачивается к забою скважины по бурильным трубам, а от забоя направляется к поверхности по кольцевому пространству между стенками ствола и бурильными трубами. В скважине глубиной в несколько тысяч метров температура породы на забое будет достаточно высокой, в то время как у устья — относительно низкой.

В процессе циркуляции промывочная жидкость воспринимает тепло от породы и разбуренных ее частиц в нижней части ствола скважин и теряет его при приближении к поверхности, а также в наземной циркуляционной системе. При прекращении циркуляции промывочный раствор в верхней части скважины охлаждается, а в нижней — нагревается. Вместе с тем при прекращении циркуляции в глубоких скважинах промывочный раствор может и не приобрести температуры, соответствующей геотермическому градиенту, даже в течение 2—3 месяцев. В зависимости от скорости и продолжительности промывки, а также от глубины скважины изменение температуры окружающих пород может доходить до нескольких десятков градусов.

Г. Г. Поляков [143], рассматривая вопрос о температурном режиме в бурящихся скважинах, пришел к выводу о том, что в процессе промывки скважин температура на забое значительно снижается и определяется расходом промывочной жидкости, временем прокачки, глубиной скважины, температурой и свойствами промывочного раствора, закачиваемого в скважину, а также теплофизическими свойствами горных пород. На основе промысловых данных автор устанавливает, что закачка холодного раствора в скважину вызывает дополнительное снижение температуры на забое, а забойная

температура скважины после прекращения циркуляции раствора может отличаться от естественной на 8—10° С. Рост температуры на забое с момента прекращения циркуляции в течение первых часов составляет в среднем 5—10° С за каждый час. Дальнейший рост температуры до естественной происходит [144, 145] гораздо медленнее и, как подтверждается другими работами, может продолжаться в течение месяца. В другой своей работе Г. Г. Поляков [146] дает номограммы для определения забойных температур в бурящихся скважинах. Автору удалось на основании исследований для установившихся процессов (под установившимся процессом понимается стабилизация температуры на устье и забое, которая наступает обычно при циркуляции раствора после прокачки 1,5—2,0 объемов скважины либо через 6—8 ч после прекращения циркуляции) получить зависимость температуры при циркулирующем глинистом растворе (а также при прекращении циркуляции) на устье и забое скважин от глубины, расхода промывочной жидкости.

И. А. Карманов в своей работе [147] сообщает, что во время циркуляции глинистого раствора температура стенок скважин практически такая же, как и температура раствора.

Значительный интерес представляет работа К. Д. Саундерса и А. Д. Топпинга [148], в которой рассматриваются вопросы термического напряжения вокруг необсаженного ствола скважины.

Необходимо отметить работу М. Г. Алиева и др. [149], в которой приводятся исследования термонапряженного состояния горных пород, слагающих стенки скважины и находящихся в упругом состоянии, при радиальном перепаде температур. Авторами определены напряжения в зависимости от совокупности геологотехнических факторов. В данной работе учитывается влияние как внешних нагрузок, так и неравномерного распределения температуры.

В работе Я. М. Расизаде и С. Г. Курбанова [78] говорится о том, что одним из факторов, способствующих обвалам стенок скважины, является разрыв пород вследствие их охлаждения циркулирующей промывочной жидкостью. Для качественной оценки возможности разрыва пород, слагающих стенки бурящейся скважины, вследствие ее охлаждения, авторами использовано решение, полученное Л. С. Лейбензоном, которое не подтвердилось экспериментальными исследованиями. Здесь следует отметить работу И. П. Мельничука и В. М. Фокеева [150], которые, используя метод Л. А. Шрейнера, изучили влияние изменения температуры нагрева на твердость горных пород. Ввиду того что многие породы становятся пластичными при нагревании до 400° С и выше, авторами за основную прочностную характеристику принимается предел текучести, который прослеживается при всех температурах нагрева пород. Экспериментальным путем им удалось установить, что интенсивное понижение предела текучести происходит в интервале температуры 250—800° С, так как после нагрева горных пород до этой температуры и последующего охлаждения предел текучести для различных горных пород уменьшается в 1,16—2 раза. В рассматриваемой работе дана матема-

тическая зависимость предела текучести от температуры предварительного нагрева:

$$P_т = P'_т e^{-c(t-20)^2},$$

где $P_т$ — предел текучести после нагревания до определенной температуры и охлаждения; $P'_т$ — предел текучести при комнатной температуре (20° С); $c$ — коэффициент, зависящий от состава породы, степени выветренности, пористости и других факторов.

Помимо определения механических свойств пород по методу вдавливания штампа, авторами [150] оценивалось влияние температуры на временное сопротивление породы раздавливанию; это позволило установить, что временное сопротивление одноосному сжатию мрамора, кварцевого альбитофира с повышением температуры нагрева понижается несколько медленнее, чем предел текучести.

В заключение авторы отмечают, что для повышения эффективности разрушения горных пород механическим способом целесообразно их предварительно нагревать.

И. П. Мельничук [151] экспериментальным путем изучил влияние температуры на предел текучести, пластичность и временное сопротивление горных пород одноосному сжатию.

Нельзя согласиться с выводом автора о том, что повышение температуры промывочной жидкости при термическом бурении может отрицательно влиять на устойчивость ствола. Для этого необходимы специальные исследования, которые бы позволили изучить влияние не только абсолютных величин температуры, но и ее перепада на забое и стенках ствола, а также колебания его.

ГЛАВА 2

# НЕКОТОРЫЕ СВЕДЕНИЯ О ФИЗИКО-МЕХАНИЧЕСКИХ, РЕОЛОГИЧЕСКИХ СВОЙСТВАХ ГОРНЫХ ПОРОД И МЕХАНИЗМЕ ИХ ДЕФОРМИРОВАНИЯ

## ПОНЯТИЯ О ПРОЦЕССАХ ДЕФОРМИРОВАНИЯ ГОРНЫХ ПОРОД

### Механизм деформаций

Горные породы являются упруго-вязко-пластичными материалами. С ростом силового воздействия все породы последовательно испытывают дилатацию (изменение объема тела за счет уплотнения и сокращения пор) и деформацию. С прекращением дилатации породы переходят в деформирование с тремя его стадиями: упругое, вязко-пластическое и разрушение. Отсюда каждая горная порода в зависимости от усилий, в которых происходит ее деформация, может проявлять себя либо как упругий, либо как хрупкий, либо как вязко-пластичный материал.

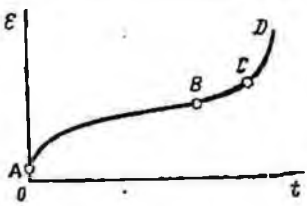



Рис. 1. Типичная кривая деформирования пород со временем. $OA$ — $(\varepsilon_1 + \varepsilon_2)$; $AB$ — $\varepsilon_2$; $BC$ — $\varepsilon_4$; $CD$ — $\varepsilon_3$.

Механизм вязко-пластической деформации можно выразить тремя группами подвижек: межзерновым скольжением, трансляцией и перекристаллизацией.

Под межзерновым скольжением подразумевается смещение отдельных зерен и частиц горной породы относительно друг друга. Под трансляцией понимают скольжение одного слоя кристаллической решетки минерала относительно другого. И, наконец, под перекристаллизацией подразумевают искажение и изменения кристаллической решетки.

Дальнейший рост силового воздействия приводит к полному разрушению горной породы. При этом хрупкое разрушение обычно может проявляться в трех видах: отрыве, скалывании и срезе.

Экспериментальными исследованиями установлено, что горные породы, как и другие материалы, могут изменять форму и деформироваться — «течь» при сравнительно малых напряжениях в случае длительно действующих переменных и постоянных нагрузок. Такое явление получило название ползучести. Таким образом, можно за-

ключить, что полная деформация горных пород состоит из следующих компонентов (рис. 1):

$$\varepsilon = \varepsilon_1 + \varepsilon_2 + \varepsilon_3 + \varepsilon_4 + \varepsilon_5,$$

где $\varepsilon_1$ — уплотнение и сокращение пор; $\varepsilon_2$ — упругие деформации; $\varepsilon_3$ — ползучесть (вязко-пластические деформации первого рода); $\varepsilon_4$ — пластические деформации второго рода; $\varepsilon_5$ — псевдопластические деформации и хрупкое разрушение.

### Равновесные и неравновесные деформации

Равновесным состоянием тела называют такое состояние, при котором оно может находиться неограниченно долго в покое. При этом состоянии размеры тела, его температура и величина внешних приложенных к нему сил остаются постоянными. Тела, находящиеся в одном равновесном состоянии, путем резкого или постепенного изменения внешних сил и температуры окружающей среды можно перевести в другое равновесное состояние. Если данный процесс протекает очень медленно, то можно представить, что тело проходит через ряд равновесных состояний, непрерывно переходящих одно в другое. Подобный процесс деформирования тела называется равновесным процессом.

Если процесс изменения состояния тела состоит из ряда неравновесных изменений, следующих одно за другим, его называют неравновесным процессом. В качестве примера равновесного процесса можно указать на упругую деформацию, а неравновесного процесса — на деформацию ползучести.

### Обратимые и необратимые процессы деформации. Релаксация и время релаксации

Равновесный процесс деформации, как правило, может протекать и в обратном направлении и таким образом являться обратимым. Однако если система, совершающая равновесный процесс, характеризуется наличием односторонних связей, то такой процесс, несмотря на свой равновесный характер, будет необратим [152]. Неравновесные процессы всегда необратимы, и, следовательно, деформация ползучести ствола скважины также является необратимой. Таким образом, в зависимости от характера проходимых пород и напряженного состояния деформация стенок ствола скважины может быть обратимой и необратимой.

Как известно, сопротивляемость некоторых горных пород зависит от скоростей деформации. В подобном случае сопротивления называются вязкими и, естественно, что процесс вязкого течения, как неравновесный, является и необратимым процессом.

Особенность процесса изменения формы и размеров горных пород заключается в том, что одна и та же сила может вызывать упругую (обратимую) и вязкую (необратимую) деформацию. При этом следует

указать, что степень проявления тех или иных свойств зависит от отношения времени наблюдения к так называемому времени релаксации, при котором происходит уменьшение напряжений при постоянной (фиксированной) деформации. Время релаксации различно для различных горных пород и является их важнейшей характеристикой.

Для воды время релаксации ($\tau$) составляет $10^{-11}$ *сек*. Следовательно, при времени $t < \tau$ вода ведет себя практически как твердое упругое тело, обладающее сопротивлением сдвига. Время релаксации для стекла при обычных температурах измеряется уже порядком столетия, поэтому в кратковременных опытах стекло ведет себя как твердое упругое тело. А вообще силикатные массы, образующие внешнюю оболочку земли, находятся в состоянии медленного вязкого течения.

Следовательно, понятия «жидкий» или «твердый» слишком относительны. В зависимости от длительности воздействия нагрузок упругость на сдвиг маскируется текучестью либо наоборот [153].

В случае идеально упругого тела касательное напряжение линейно связано с упругой деформацией сдвига $\gamma_y$, т. е.

$$\sigma = G\gamma_y, \tag{1}$$

где $G$ — модуль сдвига.

В случае вязкой деформации

$$\frac{d\gamma_п}{dt} = \frac{\sigma}{\eta}, \tag{2}$$

где $\eta$ — коэффициент вязкости.

Дифференцируя (1) по $t$ и учитывая (2), получим:

$$\frac{d\gamma_y}{dt} + \frac{d\gamma_п}{dt} = \frac{d\gamma}{dt} = \frac{1}{G}\frac{d\sigma}{dt} + \frac{\sigma}{\eta}. \tag{3}$$

Если деформация во времени не изменяется, то $\frac{d\gamma}{dt} = 0$ и, следовательно,

$$\frac{1}{G}\frac{d\sigma}{dt} + \frac{\sigma}{\eta} = 0, \tag{4}$$

откуда

$$\sigma = \sigma_0 e^{-\frac{Gt}{\eta}}, \tag{5}$$

где $\sigma_0$ — сопротивляемость пород разрушению в атмосферных условиях.

Таким образом, напряжения уменьшаются со временем.

Данный процесс и называется релаксацией напряжений. Время релаксации

$$\tau = \eta/G. \tag{6}$$

Как видно из формулы (6), наиболее вязкие материалы характеризуются большим временем релаксации. Так, например, для сили-

катных масс, образующих земную кору, время релаксации измеряется тысячелетиями, модуль упругости на сдвиг ($G$) имеет величину порядка 100 000 $кГ/см^2$, поэтому коэффициент вязкости для них

$$\eta = lG = (10^5 \div 10^{10}\ сек) \cdot 10^5\ кГ/см^2 = 10^{10} \div 10^{15}\ \frac{кГ \cdot сек}{см^2}.$$

Таким образом, горные породы обладают в основном большим коэффициентом вязкости. В некоторых породах силы вязкости соизмеримы с упругими силами и учет последних необходим.

Таблица 1

| Материал | Коэффициент вязкости $\eta$, *пз* | Время релаксации $\tau \cdot 10^{-3}$ *сек* |
|---|---|---|
| Асфальт при 20° С | $10^7$ | — |
| Лед | $10^{13}$ | 0,05 |
| Исландский шпат при 18° С | $10^{16}$ | 1,00 |
| Зелентофенский известняк | $10^{21}$ | $10^5$ |
| Песчаники | $(2{,}34 \div 3{,}52) \cdot 10^{10}$ | $1{,}72 \div 2{,}59$ |
| Песчанистые сланцы | $(2{,}15 \div 7{,}16) \cdot 10^{10}$ | $2{,}59 \div 8{,}64$ |
| Глинистые сланцы | $(15 \div 20) \cdot 10^{10}$ | $25{,}92 \div 34{,}56$ |
| Плотные глины | — | $8{,}64 \div 17{,}28$ |

Коэффициент вязкости и время релаксации некоторых материалов и горных пород, заимствованных из работ [72, 152], приведены в табл. 1.

Коэффициент вязкости горных пород в общем виде зависит от температуры и давления.

## Прочность горных пород

Разрушение горных пород представляет сложный процесс образования и развития несмыкающихся микроразрывов и трещин. Если сопротивляемость образованию предельных упругих деформаций определяет предел упругости, то сопротивляемость протеканию полной деформации определяет предел прочности горных пород.

Поскольку развитие полной деформации зависит от времени действия внешних усилий, то и сопротивляемость (прочность) горных пород зависит от этого фактора. Следовательно, пределы упругости и прочности также зависят от времени. При длительном времени действия усилий, стремящемся к бесконечности (если разрушение горной породы достигается в зоне предельных упругих деформаций), пределы упругости и прочности совпадают по величине. Обычно этот предел называют пределом длительного сопротивления (прочности).

### Прочность горных пород при циклических нагрузках

В общем случае характер изменения напряжений во времени при нагрузке и разгрузке горных пород может быть самым различным. Кроме того, при повторных нагрузках также могут изменяться прочностные и пластические свойства пород. При напряжениях и скоростях изменения напряженного состояния по величине меньших или равных величине первой нагрузки, происходит упрочнение горных пород. Если повысить напряжение или же понизить скорость изменения напряженного состояния, необратимая деформация снова возрастает и упрочнение частично будет устранено.

По данным [154] частота приложения нагрузок отражается на величине необратимой деформации только в тех случаях, когда продолжительность между нагрузками меньше времени, которое требуется для полного восстановления обратимой части деформации. При этом увеличение частоты воздействия напряжений приводит к уменьшению деформации.

Как уже указывалось, в условиях скважины возможны деформации и разрушения ствола от технологически присущих процессу бурения циклических нагрузок и разгрузок. В условиях скважины даже возможно возникновение нелинейного резонанса, который возникает в случае, если частота колебания давления или температуры совпадает с одной из гармоник колебания стенок ствола.

Анализ промысловых данных, приведенных в работах [83, 84], показывает, что стенки ствола разрываются при значительно меньших давлениях, чем горное давление. Безусловно, этому благоприятствует наличие естественных трещин и дефектов в пласте. Но в основном это является свидетельством усталостного характера разрыва ствола скважин, так как в условиях всестороннего давления дефекты и трещины закрыты под действием большого давления.

## ПОНЯТИЯ О ТВЕРДОСТИ МАТЕРИАЛОВ

Для определения твердости существует множество приборов, однако все они дают относительное понятие о твердости материалов. Эмпирические величины твердости, получаемые на этих приборах, трудно сопоставимы. Накопленные до настоящего времени экспериментальные материалы доказывают, что эмпирическая твердость зависит не только от характеристики материала, но и от способов измерения твердости. Все предложенные методы определения твердости в основном можно классифицировать в две группы, основанные: 1) на принципе царапания; 2) на деформации смятия.

Необходимо указать, что прочность и твердость не синонимы. Прочность различным исследователям представляется как сопротивление материалов различным видам деформации, а твердость объясняется по-разному [155].

Некоторые исследователи считают, что твердость относится к физическим свойствам, и сравнивают это понятие с модулем упругости.

В зависимости от характера деформации применяют способы определения твердости, основанные: 1) на упругих деформациях; 2) на пластических деформациях; 3) на упруго-пластических деформациях; 4) на местном царапании материала; 5) на износе.

По методу приложения нагрузки эти способы делятся на способы с приложением нагрузки статического характера и способы с приложением нагрузки динамического вида.

## ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПРОЧНОСТНЫХ И ПЛАСТИЧЕСКИХ СВОЙСТВ ГОРНЫХ ПОРОД ПРИ АТМОСФЕРНЫХ УСЛОВИЯХ

В процессе разрушения горной породы шарошечными долотами наиболее характерным видом деформации является вдавливание. Поэтому из существующих методов определения механических свойств горных пород (метод толчения, метод одноосного сжатия

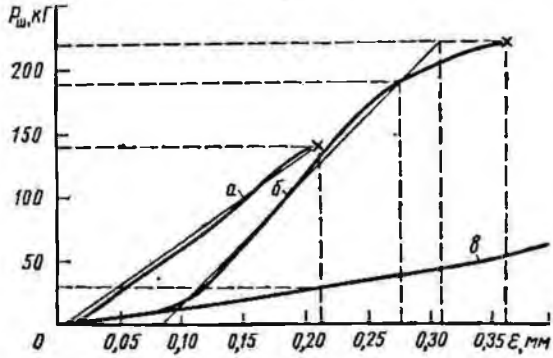



Рис. 2. Типичные кривые нагрузка — деформация.
*а* — для упруго-хрупких пород; *б* — для упруго-пластичных пород; *в* — для пород, не дающих общего хрупкого разрушения.

и др.) в бурении скважин наиболее широкое применение нашел метод вдавливания штампа, разработанный в ИГ и РГИ АН СССР под руководством Л. А. Шрейнера [51].

Для изучения деформационного характера каждой породы предварительно проводят один или два пробных опыта, а затем несколько рабочих испытаний.

На рис. 2 приведены наиболее характерные кривые деформации для упруго-хрупких (кривая *а*), упруго-пластичных (кривая *б*) и не дающих общего хрупкого разрушения (кривая *в*) пород.

По кривой нагрузка — деформация определяются прочностные свойства пород (твердость):

$$P_ш = \frac{P_р}{F_ш}, \tag{7}$$

где $P_ш$ — твердость по штампу в *кГ/мм*²; $P_р$ — нагрузка в момент разрушения в *кГ*; $F_ш$ — площадь штампа в *мм*².

Предел текучести

$$P_т = \frac{P'_т}{F_ш}, \tag{8}$$

где $P'_т$ — нагрузка, соответствующая пределу текучести, в *кГ*.

Коэффициент пластичности определяется как отношение общей работы разрушения к работе упругих деформаций (рис. 3):

$$k_п = \frac{A_{общ}}{A_у} = \frac{пл.\ OABCO}{пл.\ OMNO}; \qquad (9)$$

здесь $A_{общ}$ — общая работа, затраченная до разрушения; $A_у$ — вся работа упругих деформаций.

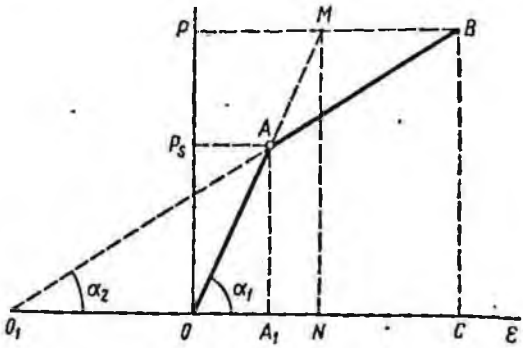



Рис. 3. Геометрическое построение для определения коэффициента пластичности

Модуль упругости

$$E = \frac{P(1-\mu^2)}{d_ш \varepsilon_у}, \qquad (10)$$

где $E$ — модуль упругости в $кГ/см^2$; $P$ — нагрузка, взятая для произвольной точки кривой в упругой области, в $кГ$; $\varepsilon_у$ — деформация, соответствующая нагрузке $P$, в $см$; $d_ш$ — диаметр штампа в $см$; $\mu$ — коэффициент Пуассона, значение которого для горных пород в среднем принимается равным 0,25.

Следует отметить, что поскольку породы, слагающие разрезы нефтяных и газовых месторождений Азербайджана и других южных районов страны, являются в основном глинистыми и при вдавливании штампа почти не деформируются, при подсчете модуля упругости и значений $A_{общ}$ и $A_у$ влияние собственной деформации штампа не учитывается.

Удельную контактную работу разрушения можно определить из выражения

$$A_{уд.\ к} = \frac{A_{общ}}{F_ш} = \frac{P_ш^2 (1-\mu^2)\pi d_ш}{8E} k_п, \qquad (11)$$

а удельную объемную работу разрушения — из выражения

$$A_{об} = \frac{A_{общ}}{V},$$

где $V$ — средний объем одной лунки.

Таблица 2

| Интервал отбора керна, м | Плотность пород $\rho$, г/см³ | Предел текучести $P_т$, кГ/см² | Твердость $P_ш$, кГ/см² | Модуль упругости $E$, кГ/см² | Модуль упрочнения $E_1$, кГ/см² | Деформационные углы, град | | Коэффициент пластичности | | Порода |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | | | $\alpha_1$ | $\alpha_2$ | $k'_п$ | $k_п$ | |
| **Площадь Мишовдаг, скв. 140** | | | | | | | | | | |
| 188—194 | 2,02 | 3,70 | — | 5 600 | 2067 | 27 | 8 | 3,47 | ∞ | Глины, глинистые алевриты и мергели |
| 290—296 | 2,16 | 6,25 | — | 13 165 | 6412 | 26 | 10 | 2,07 | ∞ | |
| 389—395 | 2,18 | 6,00 | — | 6 450 | 3390 | 22 | 12 | 1,90 | ∞ | |
| 485—494 | 2,20 | 4,70 | — | 9 906 | 5060 | 42 | 26 | 2,00 | ∞ | |
| 605—611 | 2,36 | 6,40 | — | 6 500 | 2300 | 25 | 13 | 2,46 | ∞ | То же |
| 669—676 | 2,41 | 10,20 | — | 10 500 | 4200 | 22 | 11 | 3,10 | ∞ | » |
| **Площадь о. Свиной (Санги-Муган), скв. 8** | | | | | | | | | | |
| 184—190 | 2,01 | 9,10 | — | 5 515 | 2060 | — | — | 2,68 | ∞ | Алевритовая глина |
| 224—231 | 1,96 | 5,44 | — | 4 837 | 2330 | — | — | 2,08 | ∞ | То же |
| 330—337 | 1,99 | 11,57 | — | 4 713 | 1875 | — | — | 2,52 | ∞ | Глина |
| 400—407 | 2,01 | 12,48 | — | 4 960 | 1475 | — | — | 3,37 | ∞ | » |
| 451—458 | 1,97 | 9,21 | — | 4 754 | 1540 | — | — | 3,08 | ∞ | » |
| 666—672 | 2,20 | 7,03 | — | 5 106 | 1370 | — | — | 3,75 | ∞ | Алевролитовая глина |
| 788—794 | 2,00 | 16,82 | — | 7 408 | 4640 | — | — | 1,60 | ∞ | Глинистый алеврит |
| 885—892 | 1,98 | 13,04 | — | 8 557 | 2720 | — | — | 3,16 | ∞ | Глина |
| 941—949 | 2,12 | 8,62 | 13,6 | 6 160 | 5500 | — | — | 1,12 | 1,27 | » |
| 1004—1001 | 2,13 | 21,87 | 29,0 | 10 340 | 2240 | — | — | 4,64 | 3,29 | » |
| 1094—1100 | 2,20 | 12,69 | 29,5 | 12 130 | 3000 | — | — | 4,40 | 2,36 | Алевритовая глина |
| **Площадь Хыдырлы, скв. 48** | | | | | | | | | | |
| 105—112 | 1,92 | 4,33 | — | 3 646 | 1646 | 12 | 6 | 1,99 | ∞ | Светло-серые глины с зернистыми алевритовыми частицами |
| 284—291 | 2,10 | 5,50 | — | 4 580 | 1765 | 13 | 5 | 2,64 | ∞ | |
| 389—396 | 2,01 | 4,20 | — | 4 120 | 1424 | 17 | 6 | 3,14 | ∞ | |
| 429—436 | 2,17 | 5,00 | — | 2 681 | 533 | 10 | 2 | 5,04 | ∞ | |
| 592—600 | 2,17 | 6,20 | — | 4 300 | 1900 | 10 | 5 | 2,12 | ∞ | |
| 680—700 | 2,24 | 7,10 | — | 6 500 | 3400 | 25 | 13 | 4,12 | ∞ | |
| **Площадь о. Обливной, скв. 7** | | | | | | | | | | |
| 100—105 | 1,94 | 1,51 | — | 2 010 | 1300 | 91 | 6 | 2,80 | ∞ | Темно-синие глины |
| 200—203 | 1,93 | 1,52 | — | 2 506 | 1010 | 20 | 10 | 2,70 | ∞ | |
| 300—304 | 2,10 | 1,60 | — | 2 560 | 1350 | 17 | 9 | 3,01 | ∞ | То же |
| 401—410 | 1,97 | 2,86 | — | 3 375 | 1067 | 11 | 4 | 2,83 | ∞ | » |
| 509—518 | 1,98 | 5,60 | — | 3 020 | 2180 | 11 | 8 | 1,38 | ∞ | » |
| 663—674 | 1,99 | 4,10 | — | 7 317 | 2203 | 22 | 8 | 3,47 | ∞ | » |
| 692—701 | 2,06 | 7,00 | — | 6 260 | 2230 | 21 | 8 | 2,81 | ∞ | » |
| 756—765 | 2,11 | 7,30 | — | 6 503 | 2173 | 22 | 8 | 3,11 | ∞ | » |
| 801—809 | 2,20 | 6,60 | — | 13 060 | 2470 | 26 | 8 | 2,75 | ∞ | » |
| **Площадь Хыдырлы, скв. 43** | | | | | | | | | | |
| 334—341 | 2,76 | 2,70 | — | 1 250 | 375 | 8 | 3 | 2,95 | ∞ | Светло-серые глины |
| 390—397 | 2,26 | 2,25 | — | 2 410 | 845 | 16 | 5 | 3,20 | ∞ | |
| 446—453 | 2,20 | 3,37 | — | 4 620 | 210 | 26 | 5 | 1,18 | ∞ | То же |
| 532—539 | — | 4,25 | — | 4 440 | 1050 | 27 | 7 | 4,13 | ∞ | » |
| 539—546 | 2,19 | 5,40 | — | 5 300 | 1900 | 31 | 13 | 2,60 | ∞ | » |

Авторы монографии [51], предполагая, что объем разрушенной лунки равен

$$V=\frac{\pi d_{ш}^{3}}{8},$$

получили следующую формулу для удельной объемной работы разрушения:

$$A_{об}=\frac{P_{ш}^{2}\pi(1-\mu^{2})}{4E}k_{п}. \qquad (12)$$

Из формулы видно, что удельная объемная работа разрушения не зависит от диаметра штампа. Однако исследования Ю. Ф. Алексеева [156] показали, что значения, вычисленные по формуле (12), отличаются от фактических, и поэтому желательно значение $A_{об}$ определять путем непосредственного измерения объема лунки.

В табл. 2 приведены характерные результаты механических испытаний пород перспективных разведочных площадей, полученные по методике Л. А. Шрейнера. Из табл. 2 следует, что породы, слагающие разрезы нефтяных и газовых месторождений Азербайджана, в основном глинистые и при вдавливании штампа не дают общего хрупкого разрушения. Для данной группы пород Л. А. Шрейнер предлагает за меру твердости принять предел текучести, а коэффициент пластичности условно считать равным бесконечности. Однако при этих допущениях величины твердости, коэффициента пластичности, а также удельно-контактной и объемной работ разрушения будут носить весьма условный характер, не отражающий действительного их значения для данной категории пород. Поэтому естественно, что в условиях, когда процесс пластической деформации протекает при возрастающих нагрузках, выбираемая величина осевой нагрузки на долото с учетом предела текучести разбуриваемых пород будет значительно ниже.

Установлено, что почти весь разрез продуктивной толщи Азербайджана, за исключением свит перерыва, надкирмакинской песчанистой (НКП), подкирмакинской (ПК) и калинской (КаС), представлен породами, не дающими общего хрупкого разрушения. В практике бурения проводку скважин в этих породах в основном осуществляют трехшарошечными долотами с крупным зубом марки М и С. Как было указано выше, хрупкие и хрупко-пластичные породы в условиях всестороннего давления после определенного предела не дают общего хрупкого разрушения. Следовательно, определение коэффициента пластичности горных пород по методу Л. А. Шрейнера не будет полностью отвечать требованиям современного глубокого бурения.

На основе экспериментальных данных нами предложен метод определения коэффициента пластичных горных пород, не дающих общего хрупкого разрушения при вдавливании штампа.

## ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОЭФФИЦИЕНТА ПЛАСТИЧНОСТИ ГОРНЫХ ПОРОД

Способ оценки пластичности горных пород, не дающих общего хрупкого разрушения под штампом, основывается на определении деформационных углов и коэффициента пористости, поскольку деформационные углы в какой-то мере определяют упругие и пластические свойства пород [10], а пористость — величину необратимой деформации. Так как деформация породы под штампом сопровождается их уплотнением за счет сокращения пор, то деформация в основном является необратимой.

Экспериментальные исследования И. С. Финогенова [15] и других показывают, что с увеличением коэффициента пористости коэффициент пластичности растет. Однако в этих работах не учитываются все показатели деформационных характеристик пород, и поэтому невозможно судить о влиянии отдельных факторов на величину коэффициента пластичности.

Представляет определенный интерес теоретическое исследование данного вопроса и вывода формул для определения коэффициента пластичности всех групп пород. Полагаем, что напряжения породы как в упругой, так и пластической области зависят от деформации линейно, т. е. принимается линейный закон упрочнения.

Согласно методике Л. А. Шрейнера [51], коэффициент пластичности $k_п$ графически определяется отношением общей работы разрушения (пл. $OABCO$ на рис. 3) к полной работе упругих деформаций (пл. $OMNO$), т. е.

$$k_п = \frac{\text{пл. } OABCO}{\text{пл. } OMNO} = \frac{\text{пл. } OAA_1O + \text{пл. } A_1ABCA_1}{\text{пл. } OMNO}. \qquad (13)$$

При помощи упругих параметров пород и деформационных углов ($\alpha_1$ и $\alpha_2$) указанные площади можно выразить в следующем виде:

$$\text{пл. } OAA_1O = \frac{1}{2} OA_1AA_1 = \frac{1}{2} P_s^2 \operatorname{ctg} \alpha_1;$$

$$\text{пл. } A_1ABCA_1 = \frac{1}{2}(AA_1 + BC)(OC - OA_1) = \frac{1}{2}(P_s + P)(\varepsilon - \varepsilon_s), \qquad (14)$$

$$\text{пл. } OMNO = \frac{1}{2} P^2 \operatorname{ctg} \alpha_1,$$

где $\varepsilon_s$ — упругая деформация, соответствующая нагрузке $P_s$; $P_s$ — нагрузка, отвечающая пределу текучести пород при вдавливании; $\varepsilon$ — полная деформация при нагрузке $P$, соответствующей глубине вдавливания $l$.

Подставив значения (14) в уравнение (13), получим [1]:

$$k_п = \frac{P_s^2 \operatorname{ctg} \alpha_1 + (P_s + P)(\varepsilon - \varepsilon_s)}{P^2 \operatorname{ctg} \alpha_1} \qquad (15)$$

---

[1] При этом необходимо учесть, что $\operatorname{ctg} \alpha_1$ и $\operatorname{ctg} \alpha_2$ имеют размерность *кГ/мм*.

Известно, что при невозможности бокового расширения кривая уплотнения пород (компрессионная кривая) подчиняется уравнению [157]:

$$m = m_н - (1 + m_н)\,\varepsilon'_p; \tag{16}$$

здесь $m_н$ — начальная пористость пород; $m$ — пористость пород после уплотнения; $\varepsilon'_p$ — безразмерная необратимая деформация, равная $\varepsilon_p/d_ш$ ($d_ш$ — диаметр штампа, $\varepsilon_p$ — пластическая необратимая деформация).

Если полагать, что процесс вдавливания плоского цилиндрического штампа происходит при невозможности бокового расширения пород, и вдавливание штампа в пластической области происходит в основном за счет сокращения пор, из выражения (16) можем определить пластическую деформацию

$$\varepsilon_p = \varepsilon - \varepsilon_s = d_ш\left(\frac{m_н - m}{1 + m_н}\right). \tag{17}$$

С другой стороны, с учетом рис. 3 можно написать

$$\varepsilon_p = \varepsilon - \varepsilon_s = (P - P_s)\operatorname{ctg}\alpha_2. \tag{18}$$

Приравнивая выражения (17) и (18), получим

$$P = P_s + d_ш\left(\frac{m_н - m}{1 + m_н}\right)\operatorname{tg}\alpha_2 = \varepsilon_s \operatorname{tg}\alpha_1 + d_ш\left(\frac{m_н - m}{1 + m_н}\right)\operatorname{tg}\alpha_2. \tag{19}$$

С учетом уравнений (17) и (19) из выражения (15) найдем:

$$k_п = \operatorname{tg}\alpha_1 \operatorname{ctg}\alpha_2 - \frac{(\operatorname{tg}\alpha_1 \operatorname{ctg}\alpha_2 - 1)}{\left[1 + \frac{d_ш}{\varepsilon_s \operatorname{tg}\alpha_1 \operatorname{ctg}\alpha_2}\left(\frac{m_н - m}{1 + m_н}\right)\right]^2}. \tag{20}$$

Из выражения (20) следует, что коэффициент пластичности упругопластичных пород зависит от упругих параметров $\varepsilon_s$, диаметра штампа $d_ш$, пористости $m_н$ и $m$ и деформационных углов $\alpha_1$ и $\alpha_2$.

Однако для определения коэффициента пластичности по выражению (20) нужно знать величину конечной пористости пород под штампом $m$, которую очень трудно определить. Поэтому для определения $m$ будем полагать, что $m = tm_н$; тогда из выражения (16) будем иметь

$$tm_н = m_н - (1 + m_н)\,\varepsilon'_p;$$

отсюда

$$t = 1 - \left(1 + \frac{1}{m_н}\right)\varepsilon'_p = 1 - \left(1 + \frac{1}{m_н}\right)\frac{\varepsilon_p}{d_ш}. \tag{21}$$

Следовательно, определяя пористость пород $m_н$ и из диаграммы нагрузка — деформация пластическую деформацию $\varepsilon_p$, можно найти конечную пористость пород (под штампом) или коэффициент $t$. Учитывая значение последнего, из выражения (20) получим

$$k_п = \operatorname{tg}\alpha_1 \operatorname{ctg}\alpha_2 - \frac{(\operatorname{tg}\alpha_1 \operatorname{ctg}\alpha_2 - 1)}{\left[1 + \frac{m_н d_ш}{\operatorname{tg}\alpha_1 \operatorname{ctg}\alpha_2}\left(\frac{1 - t}{1 + m_н}\right)\right]^2}. \tag{22}$$

Таким образом, коэффициент пластичности не зависит от фактора хрупкого разрушения под штампом и определяется лишь глубиной вдавливания штампа ($\varepsilon = \varepsilon_s + \varepsilon_p$), пористостью пород и деформационными углами.

Данная методика может быть применена для всех групп пород. Например, для упруго-хрупких пород $\alpha_1 = \alpha_2 = \alpha$ и соответственно $k_п = 1$.

Очевидно, что при $m_н = 0$ $k_п = 1$, что соответствует абсолютно плотному и твердому телу, а при бесконечно большом диаметре штампа, т. е. если $\alpha = \infty$,

$$k_п = k'_п = \frac{O_1C}{ON} = \operatorname{tg}\alpha_1 \operatorname{ctg}\alpha_2 = \frac{\operatorname{tg}\alpha_1}{\operatorname{tg}\alpha_2} = \frac{E}{E_1}, \qquad (23)$$

где $k'_п$ — коэффициент пластичности пород, предложенный в работах [10, 53]; $E$ — модуль упругости при вдавливании; $E_1$ — модуль упрочнения при вдавливании.

Таким образом, при бесконечно большом диаметре штампа, который соответствует геологическому уплотнению горных пород в массиве, коэффициент пластичности зависит только от деформационных углов, определяемых из диаграммы нагрузка — деформация для всех групп пород.

По нашему мнению, коэффициент пластичности пород, определенный из выражения (23), соответствует пластичности пород в их естественном залегании в разрезе нефтяных и газовых месторождений. Поэтому выражение (23) является наиболее обобщенным по сравнению с выражением (22) и может быть применено для оценки пластичности горных пород в естественных условиях.

Преимуществом данного графо-аналитического метода определения коэффициента пластичности является то, что в нем все основные параметры участвуют в явном виде, и он применим для всех групп пород, включая и породы, не дающие общего хрупкого разрушения при вдавливании штампов.

Из формулы (22) следует, что коэффициент пластичности увеличивается с увеличением пористости пород и значения $\operatorname{tg}\alpha_1 \operatorname{ctg}\alpha_2$. При постоянных значениях пористости, диаметра штампа и безразмерной упругой деформации коэффициент пластичности зависит только от деформационных углов ($\alpha_1$ и $\alpha_2$), которые и характеризуют упругие и пластические свойства пород.

Представляет определенный интерес установление характера взаимосвязи между коэффициентом пластичности пород и скоростью нагрузки. Было доказано [158], что пластичность материалов существенным образом зависит от скорости нагрузки. При высоких ее скоростях (ввиду отсутствия достаточного времени для деформирования горных пород) даже типичные пластичные материалы ведут себя как хрупкие породы.

Будем полагать, что порода под действием ударной силы как в упругой, так и в пластической области деформируется по линейному закону. В качестве расчетного элемента рассмотрим отдельный

столб породы, на верхний торец которого действует динамическая сила, возникающая от удара зубьев долота. Под действием ударных нагрузок в столбе возникает волна сжатия, распространяющаяся в глубь его и вызывающая продольные колебания. Поперечные деформации в столбе породы отсутствуют в силу взаимодействия его с массивом породы.

Если давление, возникающее под действием ударных нагрузок, не превышает предела текучести пород, то скорость распространения волны сжатия в направлении удара равна скорости звука и составляет

$$a_0 = \sqrt{\frac{E}{\rho}}, \tag{24}$$

где $E$ — модуль сжатия пород при невозможности бокового расширения столба; $\rho$ — плотность пород.

Если давление, возникающее в столбе породы, превышает предел текучести, то в нем возникает пластическая деформация, скорость распространения волн которой определяется по формуле

$$a_1 = \sqrt{\frac{E_1}{\rho}}, \tag{25}$$

где $E_1$ — модуль упрочнения пород.

Если учесть, что эффективное разрушение горных пород осуществляется лишь тогда, когда удельная нагрузка на забой превышает предел текучести пород, для рассматриваемого случая выражения напряжения и скорости деформирования будут иметь следующий вид:

$$\begin{gathered} \sigma = \sigma_s + E_1(\varepsilon' - \varepsilon_s'), \\ v_0 = \varepsilon_s' a_0 + a_1(\varepsilon' - \varepsilon_s'). \end{gathered} \tag{26}$$

Произведя преобразования, получим:

$$v_0 = a_0\left[\frac{\sigma_s}{E} + \frac{a_1}{a_0}(\varepsilon' - \varepsilon_s')\right]. \tag{26'}$$

Учитывая, что отношение модуля упругости к модулю упрочнения равно динамическому коэффициенту пластичности $k_д$ [52], согласно которому можно написать $\frac{a_1}{a_0} = \sqrt{\frac{E}{E_1}} = \sqrt{\frac{1}{k_д}}$, получим выражение

$$\frac{v_0}{a_0} = \frac{\sigma_s}{E} + \frac{\varepsilon' - \varepsilon_s'}{\sqrt{k_д}} = \frac{\sigma_s}{a_0^2\rho} + \frac{\varepsilon' - \varepsilon_s'}{\sqrt{k_д}}. \tag{27}$$

Обозначив величину $\frac{\sigma_s}{a_0\rho}$ через $v_s$ и определив из выражения [27] коэффициент пластичности, будем иметь

$$k_д = \left[\frac{a_0(\varepsilon' - \varepsilon_s')}{v_0 - v_s}\right]^2, \tag{28}$$

или

$$k_д = \left(\frac{a_0}{a_1}\right)^2.$$

Если учесть, что общая деформация и ее скорость представляют собой сумму упругих и пластических составляющих, то можно написать:

$$\varepsilon' = \varepsilon'_s + \varepsilon'_p,$$
$$v_0 = v_s + v_p. \qquad (29)$$

Подставив значения последних в выражение коэффициента пластичности, будем иметь:

$$k_д = \frac{(\varepsilon'_p/\varepsilon'_s)^2}{(v_p/v_s)^2}. \qquad (30)$$

Таким образом, динамический коэффициент пластичности горных пород прямо пропорционален квадрату пластической деформации и обратно пропорционален квадрату скорости пластической деформации.

Преобразуя выражение статического коэффициента пластичности, приведенного нами в работе [52],

$$k_{ст} = k'_п = \frac{E}{E_1} = \frac{\left(\frac{\varepsilon'}{\varepsilon'_s} - 1\right)}{\left(\frac{\sigma}{\sigma_s} - 1\right)} \qquad (31)$$

и полагая $(\varepsilon'_p/\varepsilon'_s)_д = \beta\,(\varepsilon'_p/\varepsilon'_s)_{ст}$, можем найти корреляционную связь между динамическим и статическим коэффициентами пластичности:

$$k_д = \beta^2 k^2_{ст} \left(\frac{v_s}{\sigma_s}\right)^2 \left(\frac{\sigma_p}{v_p}\right)^2, \qquad (32)$$

где $\beta$ — опытный коэффициент динамичности.

Данный метод определения коэффициента пластичности является попыткой усовершенствования метода Л. А. Шрейнера и применение его представляет определенный интерес при проектировании режима бурения. Коэффициенты пластичности ($k'_п$), определенные по новой методике, приведены в табл. 2.

## МЕТОД ОПРЕДЕЛЕНИЯ ОСЕВОЙ НАГРУЗКИ НА ДОЛОТО ПРИ БУРЕНИИ ПОРОД, НЕ ДАЮЩИХ ОБЩЕГО ХРУПКОГО РАЗРУШЕНИЯ

Осевую нагрузку на долото при разбуривании высокопластичных пород необходимо определять, исходя из значения максимального контактного давления, соответствующего максимальному погружению зубцов.

Максимальное контактное давление (см. рис. 3)

$$p_{max} = P_т + E_1(\varepsilon_{max} - \varepsilon_s),$$

где $\varepsilon_{max}$ и $\varepsilon_s$ — соответственно безразмерные значения максимальной и упругой деформаций; $P_т = \varepsilon_s E$ — предел текучести породы.

Подставив значение $P_т$ в последнее выражение, после преобразований получим:

$$p_{max} = \varepsilon_s E \left[ 1 + \frac{E_1 (\varepsilon_{max} - \varepsilon_s)}{\varepsilon_s E} \right],$$

или

$$p_{max} = P_т \left[ 1 + \frac{1}{k'_п} \left( \frac{\varepsilon_{max}}{\varepsilon_s} - 1 \right) \right]. \qquad (33)$$

Как видно из выражения (33), максимальное контактное давление зависит не только от предела текучести пород и соотношения безразмерных деформаций, но и от коэффициента пластичности.

Для определения конкретного значения осевой нагрузки на долото необходимо оценить отношение $\varepsilon_{max}/\varepsilon_s$. Результаты наших опытов показали, что в высокопластичных глинистых породах упругая безразмерная деформация $\varepsilon'_s = P_т/E$ при различных диаметрах штампа в среднем колеблется в пределах $0{,}1 \div 0{,}4$.

Максимальная безразмерная деформация вдавливания

$$\varepsilon_{max} = \delta_t / 2d_1.$$

Здесь $\delta_t$ — максимальная глубина внедрения зубьев долота в пластичные глинистые породы; $2d_1$ — приведенный диаметр штампа, определяемый из равенства удельных давлений клиновидного зуба и плоского цилиндрического штампа, т. е.

$$\pi d_1^2 = f + 2\delta_t b \operatorname{tg} \frac{\alpha}{2}, \qquad (34)$$

где $f$ — начальная площадь контакта зуба; $b$ — ширина зуба; $\alpha$ — угол заострения зубьев.

Исходя из условий эффективного процесса разрушения, при котором максимальное внедрение зуба долота в породу должно быть не менее $\delta_t = 5/6 h_z$, где $h_z$ — минимальная высота зубьев на венце шарошки (8,0—30 *мм*), и принимая начальную площадь контакта зуба современных долот $f = 0{,}1 \div 0{,}5$ *см*², можем определить максимальную величину безразмерной деформации вдавливания:

$$\varepsilon_{max} = \frac{\frac{5}{6} h_z}{1{,}128 \sqrt{f + 2 \cdot \frac{5}{6} h_z b \operatorname{tg} \frac{\alpha}{2}}}. \qquad (35)$$

Полагая, что в среднем $f = 0{,}3$ *см*², угол заострения $\alpha = 42°$ и ширина зубьев $b = 0{,}8 \div 2{,}0$ *см*, получаем:

$$\varepsilon_{max} = 0{,}7 \div 1{,}0.$$

Определив пределы отношения безразмерных параметров

$$\frac{\varepsilon_{max}}{\varepsilon_s} = \frac{0{,}7 \div 1{,}0}{0{,}1 \div 0{,}4} = 7{,}0 \div 2{,}5$$

и подставив их в выражение (34), будем иметь:

$$P_{max} = \left(1 + \frac{1,5 \div 6}{k'_п}\right) P_т. \qquad (36)$$

На основании выражения (36) осевая нагрузка на долото при бурении высокопластичных глинистых пород может быть определена по формуле

$$G = F_к P_{max} = P_т F_к \left(1 + \frac{1,5 \div 6}{k'_п}\right), \qquad (37)$$

где $F_к$ — контактная площадь долота.

Из выражения (37) следует, что осевая нагрузка на долото, определенная из условий предела текучести пород, меньше нагрузки, необходимой для обеспечения объемного разрушения, на величину

$$\Delta G = \frac{1,5 \div 6}{k'_п} P_т F_к. \qquad (38)$$

Естественно, что без учета этой величины невозможно нормировать процесс эффективного разрушения горных пород при проектировании режима бурения. Следует отметить, что предложенная методика позволяет также оценить удельно-контактную и объемную работы разрушения.

## СВЯЗИ МЕЖДУ МЕХАНИЧЕСКИМИ ХАРАКТЕРИСТИКАМИ ГОРНЫХ ПОРОД И ПРИРОДНЫМИ И ТЕХНИЧЕСКИМИ ФАКТОРАМИ

В результате изучения кернового материала установлено, что наиболее тесная корреляционная связь непосредственно между механическими характеристиками пород, а также между механическими характеристиками и глубиной их залегания наблюдается в глинистых породах; при этом наиболее влияющим на характеристику пород фактором является глубина залегания пород.

Породы, слагающие разрез площади о. Свиной до глубины 900 *м*, не дают общего разрушения при вдавливании штампа; с углублением от 941 до 1100 *м* глины переходят в сланцы, и наблюдается процесс общего разрушения (табл. 2). В этом интервале между твердостью и пределом текучести пород существует явная корреляционная связь вида $P_{тв} = 1,35P_т$. Также установлено, что предел текучести $P_т$, модуль упругости $E$ и модуль упрочнения $E_1$ пород с увеличением глубины их залегания увеличиваются (рис. 4), причем интенсивность увеличения модуля упругости больше по сравнению с модулем упрочнения (модуль упрочнения находили путем деления значения модуля упругости на коэффициент пластичности, определенный по предложенной нами методике).

Зная закономерности изменения модулей упругости и упрочнения с увеличением глубины залегания пород, мы можем определить

закономерность изменения коэффициента пластичности с увеличением глубины. Например, для пород о. Свиной эта зависимость имеет следующий вид:

$$k_п' = \frac{2900 + 5{,}4z}{1200 + z}. \qquad (39)$$

Из выражения (39) видно, что с увеличением глубины залегания породы $k_п'$ увеличивается. Например, при $z = 0$ $k_п' = 2{,}42$, а при

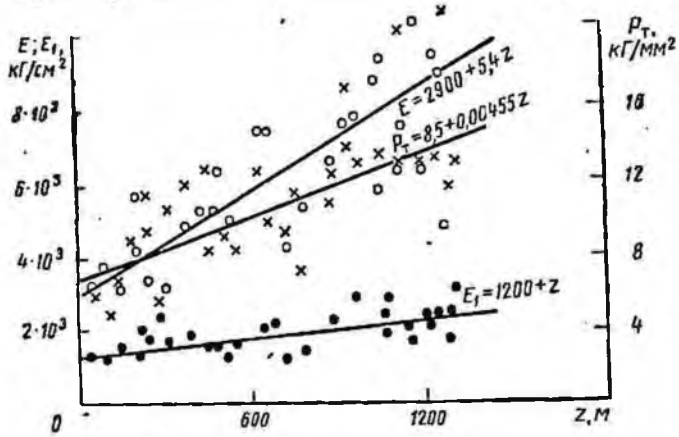



Рис. 4. Зависимости предела текучести, модулей упругости и упрочнения горных пород от глубины их залегания.

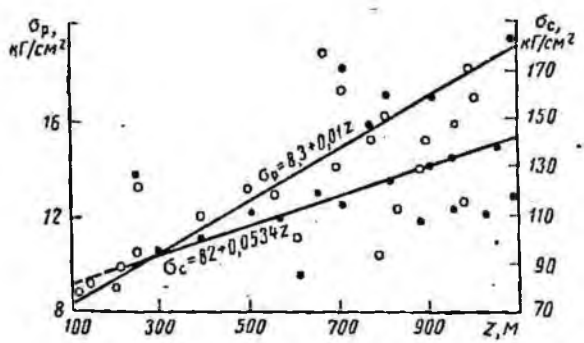



Рис. 5. Зависимости прочности пород на одноосное сжатие и растяжение от глубины их залегания.

$z = 1000$ *м* $k_п' = 3{,}8$. Изменение коэффициента пластичности пород с увеличением глубины их залегания объясняется повышением всестороннего горного давления, в результате чего породы приобретают большую пластичность.

Установлена связь между прочностью пород на одноосное сжатие и растяжение и глубиной их залегания (рис. 5). На рис. 6, 7 и 8 показан характер изменения механических свойств пород в зависимости от глубины их залегания для о. Обливной.

Известно, что поведение пород, рассматриваемое в диаграмме

нагрузка — деформация, в основном характеризуется углами $\alpha_1$ и $\alpha_2$.

Проведенные авторами исследования показали, что при одинаковых размерах штампа (все глинистые породы испытывались штампом диаметром $d_ш = 2{,}5$ *мм*, а более твердые породы — штампом диа-

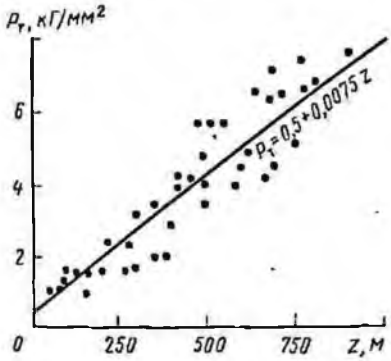



Рис. 6. Закономерность изменения предела текучести пород площади о. Обливной с ростом глубины их залегания.

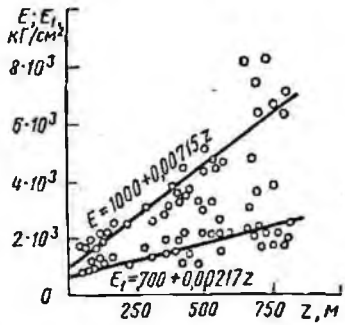



Рис. 7. Закономерности изменения модулей упругости и упрочнения пород площади о. Обливной с ростом глубины их залегания.

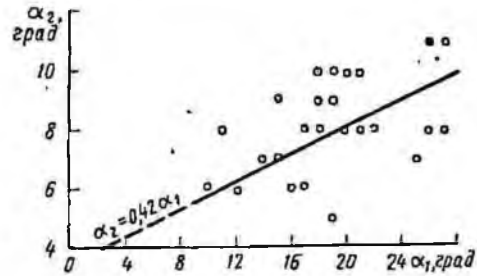



Рис. 8. Характер связи между деформационными углами $\alpha_1$ и $\alpha_2$.

метром $d_ш = 1{,}6$ *мм*) для глинистых пород существует тесная корреляционная связь между углами $\alpha_1$ и $\alpha_2$ вида $\alpha_2 = 0{,}45\alpha_1$.

Коэффициент пластичности глинистых пород Азербайджана в основном изменяется от 1,5 до 5 и изредка, в глубоко залегающих пластах, достигает 10—15.

## ГЛАВА 3

# МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ ДЕФОРМИРОВАНИЯ ГОРНЫХ ПОРОД В СКВАЖИНАХ. ОПИСАНИЕ ЛАБОРАТОРНЫХ УСТАНОВОК

## ЛАБОРАТОРНЫЕ МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЙ ДЕФОРМАЦИИ И РАЗРУШЕНИЯ ГОРНЫХ ПОРОД

Исследователи-буровики не имеют возможности наблюдать за деформацией горных пород непосредственно в скважинах. Этим и объясняется, что лабораторные методы исследований в настоящее время получили большое распространение. В лабораторной практике применяются следующие методы испытаний горных пород:

1) одноосного сжатия соосными пуансонами (метод Кузнецова);
2) вдавливания шарика (метод Цытовича);
3) вдавливания цилиндрического клина;
4) вдавливания плоского цилиндрического штампа (метод Шрейнера);
5) гидроразрыва образцов в соосных пуансонах;
6) сдвига при высоком нормальном сжатии (метод Бриджмена);
7) вдавливания плоского цилиндрического штампа в условиях всестороннего гидростатического давления;
8) сжатия в матрицах (метод Адамса);
9) продольного сжатия или растяжения в условиях всестороннего гидростатического давления (метод Кармана и Бекера);
10) кругового среза в условиях всестороннего гидростатического давления (метод Бриджмена и Егера);
11) изгиба в условиях всестороннего гидростатического давления;
12) кручения в условиях всестороннего гидростатического давления;
13) ударных нагрузок в условиях гидростатического давления;
14) испытания полых образцов в условиях плоскодеформированного состояния.

Главной особенностью большинства лабораторных методов исследования прочностных и деформационных свойств горных пород является создание сложно-напряженного состояния испытуемых образцов как наиболее отражающего условия их залегания в массиве.

В экспериментальных исследованиях, результаты которых будут описаны ниже, авторами были взяты за основу методы вдавлива-

ния штампа в атмосферных условиях и в условиях всестороннего гидростатического давления, метод продольного сжатия и метод испытания полых образцов в условиях плоскодеформированного состояния.

Учитывая, что в настоящее время не имеется стандартной аппаратуры по применению отдельных методов, в АзНИИбурнефти были созданы специальные установки. Ниже приводится описание их конструкций.

## УСТАНОВКА ПО ИССЛЕДОВАНИЮ ДЕФОРМАЦИЙ ГОРНЫХ ПОРОД НА ЗАБОЕ В УСЛОВИЯХ ВСЕСТОРОННЕГО ДАВЛЕНИЯ ДО 1000 *кГ/см²*

Стенд-установка (рис. 9) состоит из двух узлов: камеры высокого давления и мультипликатора. Основным узлом является камера высокого давления, представляющая собой толстостенный

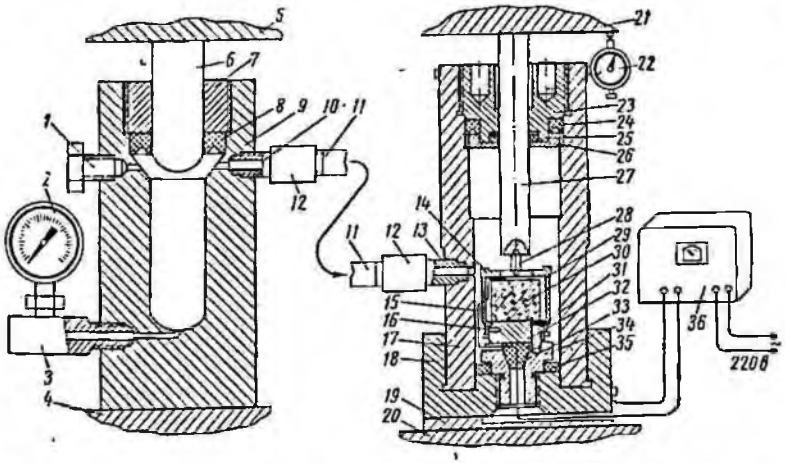



Рис. 9. Схема устройства стенда для изучения механических свойств и механизма разрушения горных пород методом вдавливания плоского цилиндрического штампа.

цилиндр *17*, в верхнюю часть которого ввинчена заглушка-направление *23*, в которой перемещается шток *27* с пуансоном *28*. Для создания герметичности резьбовую часть и отверстие под шток уплотняют резиновыми самоуплотняющими манжетами *24* и *25*, фиксирующимися резьбовой крышкой *26*.

На нижнюю часть цилиндра *17* навинчена крышка *18*, в которую ввинчен пьедестал *34* с электрическим выводом *15*, уплотненным в конусном канале *33* путем заливки смолой, разработанной в лаборатории крепления скважин АзНИИбурнефти. Электрический привод защищен от повреждения диском *19*.

Исследуемый образец породы *30* помещают на основание *32*, закрепленное на пьедестале тремя винтами *31*. Фиксация положения образца достигается посредством перемещения центратора *29* и

закрепления его в наружном положении двумя винтами *16*. Герметичность в нижней части цилиндра обеспечивается самоуплотняющей манжетой *35*. Камеру устанавливают между плитами *20* и *21* (30-тонной машины) для испытания на разрыв.

Давление в камере высокого давления создается нагнетанием жидкости из мультипликатора через штуцеры *10* и *13*, трубопровод *11* и уплотнительные гайки *12*. Мультипликатор устанавливают между плитами *4* и *5* 180-тонной машины для испытания на разрыв.

В корпус *9* мультипликатора ввинчена заглушка-направление *7*, в которой перемещается шток *6*. Уплотнение в камере мультипликатора создается при помощи манжеты *8*. Контрольный манометр *2* установлен на угольнике *3*. Резьбовая пробка *1* служит для выпуска воздуха.

Микронный индикатор *22* часового типа фиксирует глубину внедрения штампа, а вольтметр *36* типа ВК-77 сигнализирует о моменте соприкосновения пуансона *28* с породой *30* (при этом замыкается цепь: вольтметр *36*, электрический вывод *15*, медная фольга *14*, графитовая пленка, пуансон *28*, цилиндр *17* и вольтметр *36*). Рабочая камера, которая может заполняться различными жидкостями, соединяется с мультипликатором. В системе мультипликатора рабочей жидкостью является индустриальное масло. С подачей давления в камеру на образец от штампа (при том или ином гидростатическом давлении) с определенной скоростью передается продольная нагрузка и снимается диаграмма нагрузка — деформация.

Данная установка позволяет выполнять испытания образцов и по методу Кармана. В этом случае производится соответствующее переоборудование установки.

## ЛАБОРАТОРНАЯ УСТАНОВКА ПО ИССЛЕДОВАНИЮ ДЕФОРМАЦИЙ ГОРНЫХ ПОРОД НА СТЕНКАХ СКВАЖИНЫ (СПУМС-1)

Исследование деформаций горных пород непосредственно на стенках скважин представляет большую научную ценность и производственный интерес. Однако в настоящее время такие промысловые эксперименты неосуществимы из-за дороговизны и трудоемкости. Поэтому нами выбран метод испытания полых образцов в условиях плоскодеформированного состояния. Этот способ позволяет при небольших затратах и в короткие сроки проводить широкую серию экспериментальных работ по исследованию деформаций в стволе в различных сочетаниях основных геологотехнологических факторов.

Сконструированная установка позволяет воспроизводить следующие условия приствольной зоны: 1) горное давление; 2) противодавление и его колебания; 3) температуру образца и промывочной жидкости; 4) колебания перепада температуры; 5) физико-химическое воздействие той или иной промывочной жидкости на горную породу; 6) статическое и динамическое состояние агента, создающего противодавление; 7) длительное воздействие всех перечисленных факторов как в единичном, так и комплексном порядке.

Конструктивные особенности установки. В основу настоящей конструкции положены некоторые элементы установок В. И. Леонидова, В. А. Лопатина и Б. В. Байдюка. Установка (рис. 10) состоит из следующих основных узлов: а) рабочей камеры с электропечью; б) гидравлического пресса, создающего вертикальное давление на образец; в) цилиндров-нагревателей с электропечами для нагрева промывочного агента, прокачиваемого через образец; г) насосной группы для осуществления циркуляции промывочного агента; д) обвязки системы установки; е) щита управления насосами высокого давления (НВД); ж) щита управления электропечами; з) вспомогательных устройств.

Испытуемый образец *50* горной породы предварительно запрессовывается в толстостенную стальную обойму *48*, на которую легко одевается электропечь сопротивления *49* для поднятия температуры испытуемого образца до той или иной определенной величины и поддержания ее постоянной на протяжении эксперимента. Обойма имеет специальное отверстие для термопары *45*, сигнализирующей через гальванометр *31* о температуре образца с помощью электропроводов *32*, *33*, соединенных с источником питания.

Основное же назначение обоймы заключается в имитации бокового давления, находящегося, как известно, в прямой зависимости от горного давления. С обоих торцов обоймы вставляются специальные пуансоны — верхний *47* и нижний *53*, служащие для передачи вертикального (горного) давления на образец. Совместно с обоймой они образуют рабочую камеру. Герметичность между торцами образца и пуансонов создается за счет вертикального давления на образец. К пуансонам на резьбе крепятся специальные штативы *46*, служащие для установки индикаторов часового типа *51* с ценой деления 0,01 *мм*, фиксирующих сближение пуансонов, т. е. деформацию образца со временем. На боковой поверхности пуансонов имеется по одному отверстию со штуцерами для подсоединения обвязки, подводящей и отводящей промывочный агент. Эти отверстия соединены с центральными отверстиями пуансонов. Для замера температуры циркулирующего агента на нижнем пуансоне имеется специальный электроввод для термопары *52*, устанавливаемой внутри образца. Все это устройство (рабочая камера) со специальной центрирующей подставкой крепится на нижней плите гидравлического 50-тонного пресса *54*, марки ПСУ-50 (2ПГ-50), способного поддерживать в допускаемых пределах любую заданную нагрузку до 50 000 *кГ*. Пресс имеет индикатор нагрузки *55*, контролирующий вертикальную рабочую нагрузку на образец.

Цилиндры-нагреватели *37*, *40* представляют собой герметичные толстостенные стальные цилиндры, рассчитанные на давление до 1200 *кГ/см*$^2$ и служащие для помещения в них того или иного промывочного агента. Снаружи они имеют электропечи сопротивления *41* для подогрева промывочного агента до нужной температуры. Внутри цилиндров находятся самоуплотняющиеся поршни-разделители *36*, предохраняющие от смешения масла, нагнетаемого НВД

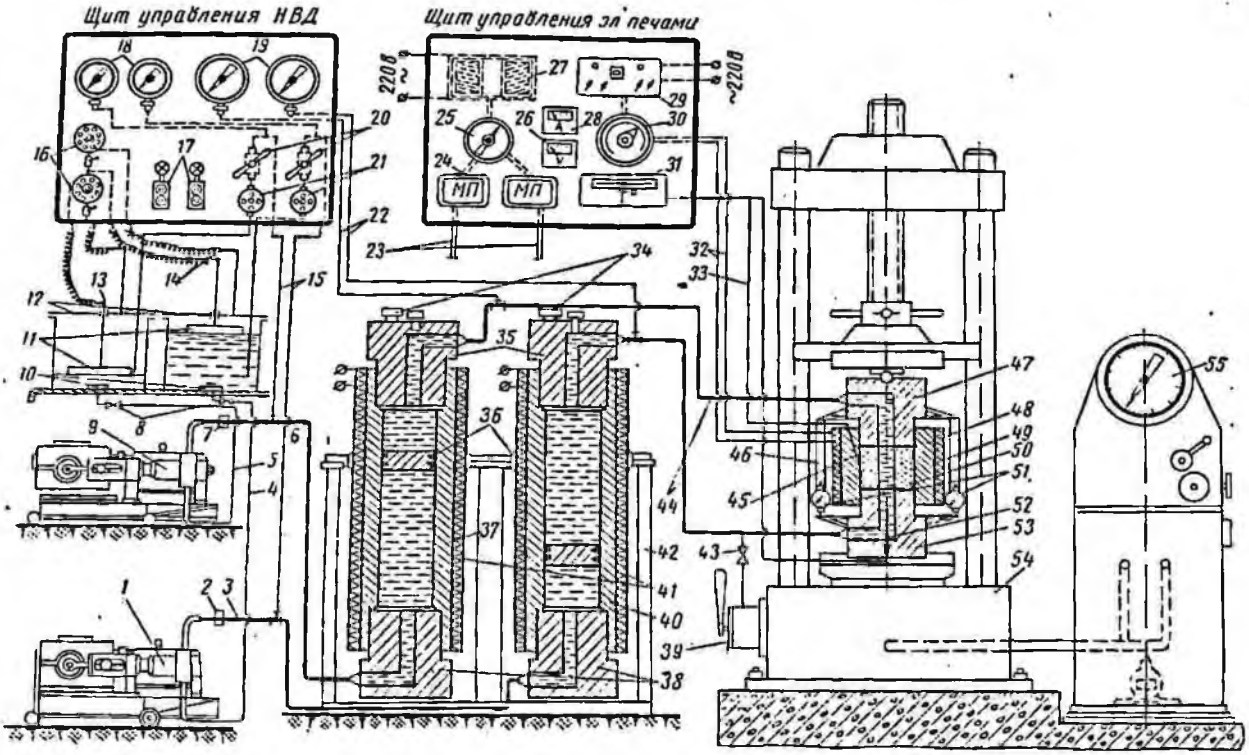



Рис. 10. Схема установки для исследования механизма и условий целостности и устойчивости горных пород методом приближенного моделирования.

с промывочным агентом, в процессе опыта циркулирующим через образец. Для ремонта, заполнения и смены промывочного агента цилиндры-нагреватели имеют верхние *35* и нижние *38* крышки (пробки). Уплотнение между пробками и телом цилиндров достигается установкой специальных прокладок из второпласта или термостойкой резины, хорошо выдерживающих температуру (в нашем случае до 200° С).

Описанные цилиндры устанавливаются на специальной подставке *42*, облегчающей их обслуживание. В рабочем положении (перед началом опыта) один из цилиндров (правый) полностью заполняется промывочным агентом, и поршень его находится в крайнем нижнем положении, а поршень другого (левого) — в крайнем верхнем положении, и полость под ним заполняется рабочей жидкостью НВД, в частности маловязким маслом. Для уменьшения теплоотдачи в окружающее пространство поверхности цилиндров, так же как поверхности рабочей камеры, термоизолированы асбестовым материалом.

Насосная группа состоит из двух плунжерных насосов *1* и *9* высокого давления (НВД) с электроприводом через червячный редуктор. Максимальное давление насосов 1500 *кГ/см²*, максимальная рабочая производительность 22 *л/ч*. Примечательным в конструкции НВД является возможность регулирования хода плунжера и, таким образом, производительности насосов; имеется также упруго-предохранительная муфта, отключающая работу насосной части при достижении максимально допустимого давления.

Обвязка системы установки состоит из: приемных линий *4*, *5* НВД, соединенных через вентили *8* и фильтры тонкой очистки *10* с емкостями *12*, заполненными рабочей жидкостью НВД; термоизолированных герметичных трубопроводов высокого давления, связывающих НВД с цилиндрами-нагревателями, или так называемых трубопроводов насосной части *3*, *6*; трубопроводов, связывающих цилиндры-нагреватели с рабочей камерой, или трубопроводов цилиндровой части *44*, а также трубопроводов сброса давления *15*. Кроме того, к системе обвязки относятся обратные клапаны *2*, *7*, различные фитинги, а также вентили высокого давления *20*, *21*, встроенные на щите управления НВД для регулирования давления в жидкостной системе установки путем перепуска рабочей жидкости НВД. При этом вентили *21* служат для более точного регулирования давления.

На щите управления НВД также расположены манометры *18*, связанные с насосной частью, и манометры *19*, связанные с цилиндровой частью установки (*22*); сирены *16* с отключателями сигнала о необходимости экстренного изменения направления движения промывочного агента, т. е. переключения НВД, для предупреждения подхода поршней-разделителей до упора в крышки цилиндров нагревателей и резкого повышения давления. Сирены включаются при помощи специальных контактных устройств *13*, *14* с поплавками *11*, установленными в приемных емкостях НВД. Включение сирен происходит попеременно при подходе поршней к нижней мертвой точке

и наполнении одной из емкостей. Кнопочные выключатели *17* НВД имеют контрольные лампы, указывающие на включение того или иного насоса, так как с целью безопасности экспериментов вся система установки, находящаяся под давлением, расположена за металлическими щитами (щиты управления НВД и электропечами), одновременно служащими, как видно из описания, местом расположения различных приборов. На щите управления электропечами смонтированы приборы и аппаратура для контроля и регулирования работы электропечей *41*, *49*.

Питание электропечей цилиндров-нагревателей производится одновременно через понижающий трансформатор *27* типа ТР-1. Благодаря переключателю *25* возможен нормальный и ускоренный разогрев электропечей *41*. Для наблюдения за напряжением и силой тока на щите установлены вольтметр *26* и амперметр *28*. Для поддержания температуры промывочной жидкости в заданных пределах в верхних крышках цилиндров-нагревателей имеются термореле *34* типа ТР-200 с пределами регулирования от 25 до 200° С, связанные через промежуточные реле *23* с магнитопускателями *24* электропечей. Электропечь для разогрева испытуемых образцов горных пород питается через стабилизатор *29* типа СН-350 и ЛАТР-1, служащий для регулирования температуры образца. Наблюдение за температурой образца осуществляется при помощи микровольтметров М-95 с шунтами, увеличивающими точность и пределы измерения. Микровольтметры получают сигналы от медно-константановых термопар *45*, *52*.

С целью полного заполнения перед опытом системы установки промывочной жидкостью и вытравливания воздуха установлен ручной поршневой насос *39*, связанный с системой установки через вентиль *43*, закрывающийся после прокачки.

Питание электрооборудования установки осуществляется от сети переменного тока 50 *гц* напряжением 380/220 *в*.

Порядок работы на установке и принцип ее действия. Перед началом испытаний систему цилиндров — нагревателей заполняют той или иной промывочной жидкостью, после чего собирают рабочую камеру с запрессованным в обойму образцом, которую затем соединяют с обвязкой цилиндровой части. Затем образец и промывочную жидкость нагревают до определенных температур, соответствующих глубине залегания испытуемой породы. После этого ручным насосом *39* в обвязку цилиндровой части и полость рабочей камеры из запасного бачка нагнетают ту же по свойствам промывочную жидкость, которая вытесняет воздух из системы обвязки цилиндровой части через специальные отверстия в верхних крышках цилиндров нагревателей, и система обвязки герметизируется.

Вслед за этим одновременно включают пресс для создания вертикального (горного) давления и НВД цилиндра-нагревателя, наполненного промывочной жидкостью, и создают необходимое горное давление и противодавление на образец таким образом, чтобы стенки

полости образца постоянно сохранялись в упругом состоянии. Под давлением масла, нагнетаемого одним из насосов, поршни перемещаются внутри цилиндров и постепенно вытесняют один — промывочную жидкость, перекачиваемую через рабочую камеру из одного цилиндра в другой, а другой — рабочую жидкость НВД.

Перепусканием промывочной жидкости из одного цилиндра в другой создается длительное ее воздействие на образец.

На протяжении опыта поддерживается постоянной температура образца и промывочной жидкости и ведется постоянное наблюдение за деформацией образца, давлением пресса, противодавлением промывочной жидкости. По окончании испытания горное давление и противодавление снимают одновременно и с одинаковой скоростью так, чтобы сохранить образец с размерами, приобретенными в результате эксперимента. О степени влияния того или иного фактора судят по величине и характеру вертикальной и радиальной деформаций (радиальная деформация образца замеряется по окончанию опыта).

По степени и характеру деформаций образца можно судить о качественной картине деформаций, происходящих с данной породой непосредственно в скважине, а также о возможностях применения той или иной промывочной жидкости.

В целом сконструированная установка позволяет изучать:

1) механизм деформирования полых образцов в условиях, приближенных к скважинам, в частности ползучести при постоянных и переменных нагрузках;

2) изменения полости образцов в контакте с различными жидкостями при тех или иных заданных условиях;

3) механизм образования трещин вследствие гидроразрыва;

4) длительную прочность полых образцов;

5) механизм коркообразования и влияние глинистой корки на поведение полых образцов;

6) прочностные свойства корок;

7) фильтрационные свойства промывочных жидкостей;

8) применяемость промывочных жидкостей для различных пород;

9) отдельное и комплексное влияние воздействующих факторов и т. п.

закрепления его в наружном положении двумя винтами *16*. Герметичность в нижней части цилиндра обеспечивается самоуплотняющей манжетой *35*. Камеру устанавливают между плитами *20* и *21* (30-тонной машины) для испытания на разрыв.

Давление в камере высокого давления создается нагнетанием жидкости из мультипликатора через штуцеры *10* и *13*, трубопровод *11* и уплотнительные гайки *12*. Мультипликатор устанавливают между плитами *4* и *5* 180-тонной машины для испытания на разрыв.

В корпус *9* мультипликатора ввинчена заглушка-направление *7*, в которой перемещается шток *6*. Уплотнение в камере мультипликатора создается при помощи манжеты *8*. Контрольный манометр *2* установлен на угольнике *3*. Резьбовая пробка *1* служит для выпуска воздуха.

Микронный индикатор *22* часового типа фиксирует глубину внедрения штампа, а вольтметр *36* типа ВК-77 сигнализирует о моменте соприкосновения пуансона *28* с породой *30* (при этом замыкается цепь: вольтметр *36*, электрический вывод *15*, медная фольга *14*, графитовая пленка, пуансон *28*, цилиндр *17* и вольтметр *36*). Рабочая камера, которая может заполняться различными жидкостями, соединяется с мультипликатором. В системе мультипликатора рабочей жидкостью является индустриальное масло. С подачей давления в камеру на образец от штампа (при том или ином гидростатическом давлении) с определенной скоростью передается продольная нагрузка и снимается диаграмма нагрузка — деформация.

Данная установка позволяет выполнять испытания образцов и по методу Кармана. В этом случае производится соответствующее переоборудование установки.

## ЛАБОРАТОРНАЯ УСТАНОВКА ПО ИССЛЕДОВАНИЮ ДЕФОРМАЦИЙ ГОРНЫХ ПОРОД НА СТЕНКАХ СКВАЖИНЫ (СПУМС-1)

Исследование деформаций горных пород непосредственно на стенках скважин представляет большую научную ценность и производственный интерес. Однако в настоящее время такие промысловые эксперименты неосуществимы из-за дороговизны и трудоемкости. Поэтому нами выбран метод испытания полых образцов в условиях плоскодеформированного состояния. Этот способ позволяет при небольших затратах и в короткие сроки проводить широкую серию экспериментальных работ по исследованию деформаций в стволе в различных сочетаниях основных геологотехнологических факторов.

Сконструированная установка позволяет воспроизводить следующие условия приствольной зоны: 1) горное давление; 2) противодавление и его колебания; 3) температуру образца и промывочной жидкости; 4) колебания перепада температуры; 5) физико-химическое воздействие той или иной промывочной жидкости на горную породу; 6) статическое и динамическое состояние агента, создающего противодавление; 7) длительное воздействие всех перечисленных факторов как в единичном, так и комплексном порядке.

Конструктивные особенности установки. В основу настоящей конструкции положены некоторые элементы установок В. И. Леонидова, В. А. Лопатина и Б. В. Байдюка. Установка (рис. 10) состоит из следующих основных узлов: а) рабочей камеры с электропечью; б) гидравлического пресса, создающего вертикальное давление на образец; в) цилиндров-нагревателей с электропечами для нагрева промывочного агента, прокачиваемого через образец; г) насосной группы для осуществления циркуляции промывочного агента; д) обвязки системы установки; е) щита управления насосами высокого давления (НВД); ж) щита управления электропечами; з) вспомогательных устройств.

Испытуемый образец *50* горной породы предварительно запрессовывается в толстостенную стальную обойму *48*, на которую легко одевается электропечь сопротивления *49* для поднятия температуры испытуемого образца до той или иной определенной величины и поддержания ее постоянной на протяжении эксперимента. Обойма имеет специальное отверстие для термопары *45*, сигнализирующей через гальванометр *31* о температуре образца с помощью электропроводов *32*, *33*, соединенных с источником питания.

Основное же назначение обоймы заключается в имитации бокового давления, находящегося, как известно, в прямой зависимости от горного давления. С обоих торцов обоймы вставляются специальные пуансоны — верхний *47* и нижний *53*, служащие для передачи вертикального (горного) давления на образец. Совместно с обоймой они образуют рабочую камеру. Герметичность между торцами образца и пуансонов создается за счет вертикального давления на образец. К пуансонам на резьбе крепятся специальные штативы *46*, служащие для установки индикаторов часового типа *51* с ценой деления 0,01 *мм*, фиксирующих сближение пуансонов, т. е. деформацию образца со временем. На боковой поверхности пуансонов имеется по одному отверстию со штуцерами для подсоединения обвязки, подводящей и отводящей промывочный агент. Эти отверстия соединены с центральными отверстиями пуансонов. Для замера температуры циркулирующего агента на нижнем пуансоне имеется специальный электроввод для термопары *52*, устанавливаемой внутри образца. Все это устройство (рабочая камера) со специальной центрирующей подставкой крепится на нижней плите гидравлического 50-тонного пресса *54*, марки ПСУ-50 (2ПГ-50), способного поддерживать в допускаемых пределах любую заданную нагрузку до 50 000 *кГ*. Пресс имеет индикатор нагрузки *55*, контролирующий вертикальную рабочую нагрузку на образец.

Цилиндры-нагреватели *37*, *40* представляют собой герметичные толстостенные стальные цилиндры, рассчитанные на давление до 1200 *кГ/см*$^2$ и служащие для помещения в них того или иного промывочного агента. Снаружи они имеют электропечи сопротивления *41* для подогрева промывочного агента до нужной температуры. Внутри цилиндров находятся самоуплотняющиеся поршни-разделители *36*, предохраняющие от смешения масла, нагнетаемого НВД

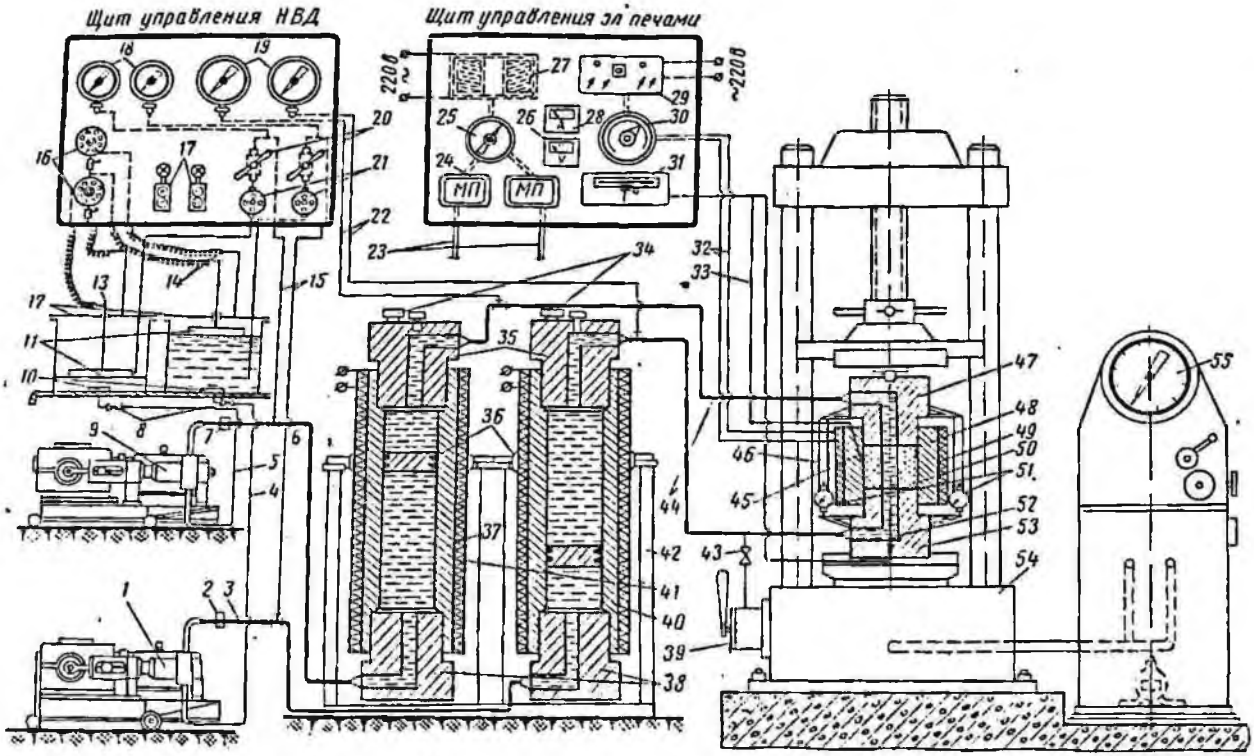



Рис. 10. Схема установки для исследования механизма и условий целостности и устойчивости горных пород методом приближенного моделирования.

с промывочным агентом, в процессе опыта циркулирующим через образец. Для ремонта, заполнения и смены промывочного агента цилиндры-нагреватели имеют верхние *35* и нижние *38* крышки (пробки). Уплотнение между пробками и телом цилиндров достигается установкой специальных прокладок из второпласта или термостойкой резины, хорошо выдерживающих температуру (в нашем случае до 200° С).

Описанные цилиндры устанавливаются на специальной подставке *42*, облегчающей их обслуживание. В рабочем положении (перед началом опыта) один из цилиндров (правый) полностью заполняется промывочным агентом, и поршень его находится в крайнем нижнем положении, а поршень другого (левого) — в крайнем верхнем положении, и полость под ним заполняется рабочей жидкостью НВД, в частности маловязким маслом. Для уменьшения теплоотдачи в окружающее пространство поверхности цилиндров, так же как поверхности рабочей камеры, термоизолированы асбестовым материалом.

Насосная группа состоит из двух плунжерных насосов *1* и *9* высокого давления (НВД) с электроприводом через червячный редуктор. Максимальное давление насосов 1500 *кГ/см²*, максимальная рабочая производительность 22 *л/ч*. Примечательным в конструкции НВД является возможность регулирования хода плунжера и, таким образом, производительности насосов; имеется также упруго-предохранительная муфта, отключающая работу насосной части при достижении максимально допустимого давления.

Обвязка системы установки состоит из: приемных линий *4*, *5* НВД, соединенных через вентили *8* и фильтры тонкой очистки *10* с емкостями *12*, заполненными рабочей жидкостью НВД; термоизолированных герметичных трубопроводов высокого давления, связывающих НВД с цилиндрами-нагревателями, или так называемых трубопроводов насосной части *3*, *6*; трубопроводов, связывающих цилиндры-нагреватели с рабочей камерой, или трубопроводов цилиндровой части *44*, а также трубопроводов сброса давления *15*. Кроме того, к системе обвязки относятся обратные клапаны *2*, *7*, различные фитинги, а также вентили высокого давления *20*, *21*, встроенные на щите управления НВД для регулирования давления в жидкостной системе установки путем перепуска рабочей жидкости НВД. При этом вентили *21* служат для более точного регулирования давления.

На щите управления НВД также расположены манометры *18*, связанные с насосной частью, и манометры *19*, связанные с цилиндровой частью установки (*22*); сирены *16* с отключателями сигнала о необходимости экстренного изменения направления движения промывочного агента, т. е. переключения НВД, для предупреждения подхода поршней-разделителей до упора в крышки цилиндров нагревателей и резкого повышения давления. Сирены включаются при помощи специальных контактных устройств *13*, *14* с поплавками *11*, установленными в приемных емкостях НВД. Включение сирен происходит попеременно при подходе поршней к нижней мертвой точке

и наполнении одной из емкостей. Кнопочные выключатели *17* НВД имеют контрольные лампы, указывающие на включение того или иного насоса, так как с целью безопасности экспериментов вся система установки, находящаяся под давлением, расположена за металлическими щитами (щиты управления НВД и электропечами), одновременно служащими, как видно из описания, местом расположения различных приборов. На щите управления электропечами смонтированы приборы и аппаратура для контроля и регулирования работы электропечей *41*, *49*.

Питание электропечей цилиндров-нагревателей производится одновременно через понижающий трансформатор *27* типа ТР-1. Благодаря переключателю *25* возможен нормальный и ускоренный разогрев электропечей *41*. Для наблюдения за напряжением и силой тока на щите установлены вольтметр *26* и амперметр *28*. Для поддержания температуры промывочной жидкости в заданных пределах в верхних крышках цилиндров-нагревателей имеются термореле *34* типа ТР-200 с пределами регулирования от 25 до 200° С, связанные через промежуточные реле *23* с магнитопускателями *24* электропечей. Электропечь для разогрева испытуемых образцов горных пород питается через стабилизатор *29* типа СН-350 и ЛАТР-1, служащий для регулирования температуры образца. Наблюдение за температурой образца осуществляется при помощи микровольтметров М-95 с шунтами, увеличивающими точность и пределы измерения. Микровольтметры получают сигналы от медно-константановых термопар *45*, *52*.

С целью полного заполнения перед опытом системы установки промывочной жидкостью и вытравливания воздуха установлен ручной поршневой насос *39*, связанный с системой установки через вентиль *43*, закрывающийся после прокачки.

Питание электрооборудования установки осуществляется от сети переменного тока 50 *гц* напряжением 380/220 *в*.

Порядок работы на установке и принцип ее действия. Перед началом испытаний систему цилиндров — нагревателей заполняют той или иной промывочной жидкостью, после чего собирают рабочую камеру с запрессованным в обойму образцом, которую затем соединяют с обвязкой цилиндровой части. Затем образец и промывочную жидкость нагревают до определенных температур, соответствующих глубине залегания испытуемой породы. После этого ручным насосом *39* в обвязку цилиндровой части и полость рабочей камеры из запасного бачка нагнетают ту же по свойствам промывочную жидкость, которая вытесняет воздух из системы обвязки цилиндровой части через специальные отверстия в верхних крышках цилиндров нагревателей, и система обвязки герметизируется.

Вслед за этим одновременно включают пресс для создания вертикального (горного) давления и НВД цилиндра-нагревателя, наполненного промывочной жидкостью, и создают необходимое горное давление и противодавление на образец таким образом, чтобы стенки

полости образца постоянно сохранялись в упругом состоянии. Под давлением масла, нагнетаемого одним из насосов, поршни перемещаются внутри цилиндров и постепенно вытесняют один — промывочную жидкость, перекачиваемую через рабочую камеру из одного цилиндра в другой, а другой — рабочую жидкость НВД.

Перепусканием промывочной жидкости из одного цилиндра в другой создается длительное ее воздействие на образец.

На протяжении опыта поддерживается постоянной температура образца и промывочной жидкости и ведется постоянное наблюдение за деформацией образца, давлением пресса, противодавлением промывочной жидкости. По окончании испытания горное давление и противодавление снимают одновременно и с одинаковой скоростью так, чтобы сохранить образец с размерами, приобретенными в результате эксперимента. О степени влияния того или иного фактора судят по величине и характеру вертикальной и радиальной деформаций (радиальная деформация образца замеряется по окончанию опыта).

По степени и характеру деформаций образца можно судить о качественной картине деформаций, происходящих с данной породой непосредственно в скважине, а также о возможностях применения той или иной промывочной жидкости.

В целом сконструированная установка позволяет изучать:

1) механизм деформирования полых образцов в условиях, приближенных к скважинам, в частности ползучести при постоянных и переменных нагрузках;

2) изменения полости образцов в контакте с различными жидкостями при тех или иных заданных условиях;

3) механизм образования трещин вследствие гидроразрыва;

4) длительную прочность полых образцов;

5) механизм коркообразования и влияние глинистой корки на поведение полых образцов;

6) прочностные свойства корок;

7) фильтрационные свойства промывочных жидкостей;

8) применяемость промывочных жидкостей для различных пород;

9) отдельное и комплексное влияние воздействующих факторов и т. п.

## ГЛАВА 4

# ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ФАКТОРОВ, ВЛИЯЮЩИХ НА СОСТОЯНИЕ И РАЗРУШЕНИЕ ГОРНЫХ ПОРОД НА ЗАБОЕ

## ИССЛЕДОВАНИЕ НАПРЯЖЕННОГО СОСТОЯНИЯ ГОРНЫХ ПОРОД В УСЛОВИЯХ ЗАБОЯ СКВАЖИНЫ

Сопротивляемость пород разрушению с увеличением глубины их залегания возрастает, поэтому определенный интерес представляет оценка величин напряжений, испытываемых породой в результате действия всестороннего давления и температуры, а также механического воздействия долота.

По напряженному состоянию забоя рассмотрены лишь отдельные вопросы [42, 46]. Но и влияние качества промывочной жидкости на процесс разрушения горных пород изучено мало, несмотря на то, что экспериментально доказано [49, 159, 160] большое влияние этого фактора.

Еще в 1952 г. А. Ф. Афанасьев [161] на основании экспериментальных данных высказал мнение о том, что горные породы в условиях их разрушения на забое скважины не находятся в объемно-напряженном состоянии в пределах зоны разрушения и предразрушения. При этом автор утверждал, что при наличии капиллярного давления, величина которого оценивается 2000—2500 *кГ/см*², жидкость проникает в трещиноватые зоны забоя, образуемые долотом, и устраняет всестороннее давление в области разрушения. Данный вопрос привлек большое внимание специалистов бурения. Однако следует отметить, что до настоящего времени методика испытания горных пород в условиях всестороннего сжатия окончательно не отработана и существующие данные по прочностным и пластическим свойствам пород далеко не соответствуют истине. Например, В. В. Булатов [11, 12] при экспериментах по определению механических свойств пород в условиях высокого давления полностью изолировал боковые и торцевые поверхности образца от воздействия жидкости, в результате чего ввиду упрочняемости пород под действием полного гидростатического давления данные по прочностным и пластическим свойствам пород получились завышенными по сравнению с данными разрушения пород долотом на забое.

В условиях забоя скважины порода в процессе разрушения не изолирована от воздействия промывочной жидкости, а корка (по экспериментальным данным Н. М. Шерстнева [162] и В. Ф. Роджерса [64]) не успевает образоваться на забое, пока его разрушает долото, так как для образования корки на забое по данным указанных авторов требуется минимум 30 *мин*, что в несколько десятков раз превышает время, необходимое для вращения долота на один оборот. Следовательно, в процессе разрушения жидкость фильтруется сквозь забой, что приводит к уравновешиванию гидростатического давления в пределах глубин проникновения жидкости.

Полное и частичное уравновешивание давления, как показали наши исследования, зависит главным образом от физико-механических свойств промывочной жидкости, параметров бурения (глубины разрушения на один оборот долота и скорости его вращения) и от характеристики разбуриваемой породы — пористости и проницаемости.

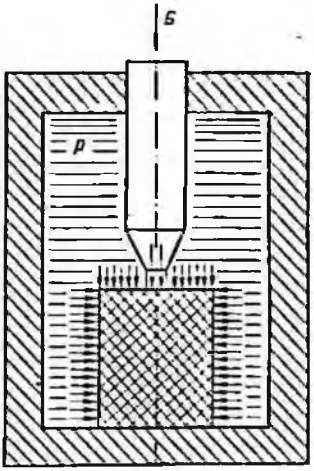


Рис. 11. Схема внедрения штампа в образец горной породы и распределение жидкостного давления (p).

Если в процессе разрушения пород на забое скорость фильтрации выше скорости внедрения режущих частей долота, то эффект упрочнения пород от действия гидростатического давления, а также эффект всестороннего давления почти полностью устраняются. И наоборот, если внедрение долота во много раз опережает фильтрацию жидкостной фазы глинистого раствора в зону забоя, названные эффекты проявляются почти полностью. Указанное положение хорошо подтверждается экспериментальными данными [163], полученными нами при испытании различных типов пород в установке высокого давления (см. рис. 9). Методика проведения эксперимента заключалась в следующем. Из кернового материала или блоков пород, выходящих на поверхность, путем механической обработки изготавливали серию однотипных цилиндрических образцов диаметром 30 *мм* и высотой 40—42 *мм* с плоскопараллельными торцами. После нанесения на боковую поверхность и на один из торцов образца клея БФ-2 (для изоляции этих частей от физико-химического воздействия жидкостной среды) и просыхания, его помещали в камеру (рис. 11). После создания необходимого всестороннего давления, которое затем поддерживалось постоянным в течение опыта, производилось вдавливание в образец штампа; причем вдавливание штампа в зависимости от характеристики породы производилось по-разному: в хрупкие породы — до появления лунки под штампом, фиксируемого по падению нагрузки на штамп, а в породы, не дающие

общего хрупкого разрушения под штампом [51], — до полученной определенной величины деформации.

По полученным данным для каждой породы — образца строили график зависимости деформации от нагрузки (при постоянном давлении), на основании которого определяли механические свойства пород. Эксперименты проводили для разных пород при различных по величине давлениях (до 1000 *кГ/см²*) и в среде различных жидкостей, а затем сравнивали графики нагрузка — деформация для одной и той же породы, полученные при постоянном диаметре штампа.

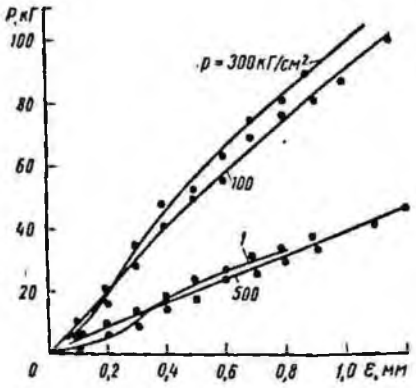



Рис. 12. Графики нагрузка — деформация при различных значениях всестороннего давления (площадь Мадраса, продуктивная толща, скв. 21, интервал 42—48 м, $d_ш$ = 2,5 мм).

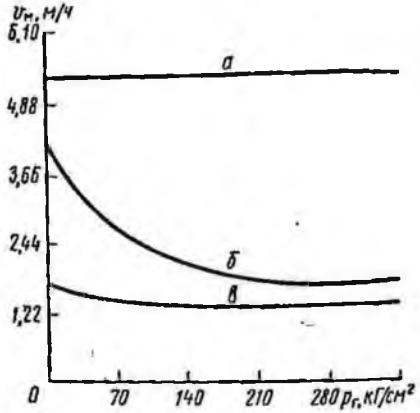



Рис. 13. Кривые изменения скорости проходки в зависимости от гидростатического давления.
*а* — для высокопроницаемого известняка; *б* — для слабопроницаемого глинистого сланца; *в* — для мрамора.

В качестве жидкости были взяты индустриальное масло с вязкостью при атмосферном давлении и температуре 20° С 100—120 *сст* и консистентная смазка с вязкостью при 20° С 4500 *сст*.

Полученные для мелкозернистого песчаника продуктивной толщи площади Мадраса графики представлены на рис. 12. Из графиков видно, что с увеличением всестороннего давления нагрузка, необходимая для деформирования пород на одну и ту же величину, растет. Однако интенсивность роста нагрузки постепенно уменьшается, а при давлении 500 *кГ/см²* порода деформируется, как при нагрузках, необходимых для внедрения штампа в атмосферных условиях. Следовательно, с увеличением всестороннего давления происходит уравновешивание давления на поверхности образца и в порах. Интенсивность процесса уравновешивания гидростатического давления в порах растет с повышением величины давления (так как пропитка пропорциональна давлению), продолжительности испытания, проницаемости пород и с уменьшением вязкости жидкости, созда-

ющей давление. То же самое наблюдается в процессе бурения. На рис. 13 представлены экспериментальные данные [159] изменения скорости проходки в зависимости от давления для высокопроницаемого известняка, слабопроницаемого глинистого сланца и мрамора. Скорость проходки при бурении известняка не зависит от давления, так как благодаря высокой проницаемости пород давление внутри породы уравновешивается полностью. При бурении глинистого сланца скорость проходки уменьшается с увеличением давления до 210 *кГ/см*$^2$ и затем почти не зависит от давления. Аналогичная картина наблюдается при бурении мрамора. Это объясняется тем, что сланец и мрамор по сравнению с известняком являются слабопроницаемыми, и поэтому при бурении частично происходит упрочнение породы. При давлении 210 *кГ/см*$^2$ достигается полное уравновешивание давления в порах, и скорость проходки в дальнейшем остается постоянной.

Таким образом, на поведение пород и на их напряженное состояние оказывает влияние не полное гидростатическое давление, как считают некоторые исследователи, а дифференциальное давление на поверхности образца и в порах.

Рассмотрим напряженное состояние горных пород при вдавливании цилиндрического плоского штампа в условиях всестороннего давления. Расчет будем вести для двух наиболее возможных случаев:

1) образец полностью изолирован от воздействия жидкости, что соответствует непроницаемой и наиболее прочной породе;

2) боковые и нижние торцы образцов изолированы, а верхние открыты — наиболее реальный случай, имитирующий вдавливание зубьев долота на забое в условиях скважины.

Напряженное состояние горных пород под штампом на оси симметрии для случая постоянства контактного напряжения определяется следующими величинами [51]:

$$\sigma_z' = P_ш\left[\frac{z^3}{\sqrt{(d_ш^2+z^2)^3}} - 1\right],$$

$$\sigma_r' = \sigma_\theta' = \frac{P_ш}{2}\left[\frac{2(1+\mu)\,z}{\sqrt{d_ш^2+z^2}} - \frac{z^3}{\sqrt{(d_ш^2+z^2)^3}} - (1+2\mu)\right], \qquad (1)$$

$$\tau' = \frac{\sigma_r'-\sigma_z'}{2} = \frac{P_ш}{2}\left[\frac{1-2\mu}{2} + \frac{(1+\mu)\,z}{\sqrt{d_ш^2+z^2}} - \frac{1{,}5z^3}{\sqrt{(d_ш^2+z^2)^3}}\right],$$

где $P_ш = G/\pi d^2$ — контактное напряжение под штампом; $G$ — нагрузка на штамп; $d_ш$ — диаметр штампа; $\mu$ — коэффициент Пуассона; $\sigma_z'$ — нормальное вертикальное напряжение; $\sigma_r'$ и $\sigma_\theta'$ — нормальное радиальное и тангенциальное напряжения; $\tau'$ — касательное напряжение.

Так как по первой схеме испытания не происходит уравновешивания давления, то во всех сечениях образца $p_г = \text{const}$.

Суммарное напряжение от гидростатического давления и воздействия штампа будет равно

$$\sigma_z = p_г\left[\frac{z^3}{\sqrt{(R^2+z^2)^3}} - 1\right] + P_ш\left[\frac{z^3}{\sqrt{(d_ш^2+z^2)^3}} - 1\right],$$

$$\sigma_r = \sigma_\theta = \frac{p_г}{2}\left[\frac{2(1+\mu)z}{\sqrt{R^2+z^2}} - \frac{z^3}{\sqrt{(R^2+z^2)^3}} - (1+2\mu)\right] +$$

$$+\frac{P_ш}{2}\left[\frac{2(1+\mu)z}{\sqrt{d_ш^2+z^2}} - \frac{z^3}{\sqrt{(d_ш^2+z^2)^3}} - (1+2\mu)\right],$$

$$\tau = \frac{p_г}{2}\left[\frac{1-2\mu}{2} + \frac{(1+\mu)z}{\sqrt{R^2+z^2}} - \frac{1{,}5z^3}{\sqrt{(R^2+z^2)^3}}\right] + \qquad (2)$$

$$+\frac{P_ш}{2}\left[\frac{1-2\mu}{2} + \frac{(1+\mu)z}{\sqrt{d_ш^2+z^2}} - \frac{1{,}5z^3}{\sqrt{(d_ш^2+z^2)^3}}\right].$$

Так как нас интересуют результирующие напряжения под штампом с условием $R = d_ш$, то, учитывая последнее, получим формулы:

$$\sigma_z = (p_г + P_ш)\left[\frac{z^3}{(d_ш^2+z^2)^3} - 1\right],$$

$$\sigma_r = \sigma_\theta = \frac{1}{2}(p_г + P_ш)\left[\frac{2(1+\mu)z}{\sqrt{d_ш^2+z^2}} - \frac{z^3}{\sqrt{(d_ш^2+z^2)^3}} - (1+2\mu)\right], \qquad (3)$$

$$\tau = \frac{1}{2}(p_г + P_ш)\left[\frac{1-2\mu}{2} + \frac{(1+\mu)z}{\sqrt{d_ш^2+z^2}} - \frac{1{,}5z^3}{\sqrt{(d_ш^2+z^2)^3}}\right].$$

Ввиду того, что верхний торец образца обнажен во втором случае по кольцевой поверхности образца, вокруг штампа будет фильтроваться жидкость и уравновешивать гидростатическое давление в порах. Поэтому порода будет сжиматься под действием лишь дифференциального давления в области проникновения жидкости, а не полного гидростатического давления, как в первом случае.

На основании общего закона фильтрации и уравнения баланса объема отфильтровавшейся жидкости за время $t$ до определенной глубины $z$ породы можно написать

$$\frac{\pi}{4}(D^2 - d_ш^2)\frac{k_{пр}}{\eta}\frac{\Delta p}{z}t = \frac{\pi}{4}(D^2 - d_ш^2)m_0 z, \qquad (4)$$

где $D$ — диаметр образца; $\Delta p$ — дифференциальное давление в области проникновения жидкости; $\eta$ — вязкость жидкости, создающей давление; $k_{пр}$ — проницаемость пород; $m_0$ — пористость пород; $t$ — время проникновения жидкости; $z$ — глубина проникновения жидкости.

В уравнении (4) не учитывается объем вытесненной жидкости под штампом, как величина малая, по сравнению с объемом отфильтровавшейся жидкости, поэтому

$$\Delta p = \frac{m_0\eta}{k_{пр}t}z^2. \qquad (5)$$

Однако исследования С. А. Роза [164] показали, что закон Дарси остается справедливым только для песчаных пород. В глинистых породах для отфильтрования жидкости сквозь породу требуется дополнительное давление. Чтобы выражение (5) оставалось в силе для всех пород, надо написать:

$$\Delta p = p_г - p_н - p_{доп}, \qquad (6)$$

где $p_г$ — гидростатическое давление на поверхности образца; $p_н$ — давление насыщения жидкости в порах на глубине фильтрации; $p_{доп}$ — дополнительное давление, необходимое для начала фильтрации в малопроницаемых породах типа глинистых.

Справедливость исследований С. А. Роза подтверждается также нашими экспериментальными данными, приведенными на рис. 12, согласно которым рост давления до 300 *кГ/см²* приводит к увеличению сопротивляемости пород разрушению. Однако дальнейший рост давления приводит к уменьшению механических показателей пород. Следовательно, для малопроницаемых пород типа глинистых $p_{доп} = 300 \div 320$ *кГ/см²*. Для глинистых пород понтической свиты дополнительное давление достигает 600—650 *кГ/см²* ввиду слабой проницаемости пород. Данные для остальных пород приведены в табл. 3.

Таблица 3

| Показатели | Мадраса | | Бегимдаг | Нахичевань | Урал |
|---|---|---|---|---|---|
| | глина понтического яруса | глинистый песчаник продуктивной толщи | плотный глинистый мергель | мрамор | |
| Номер скважины | 23 | 21 | 1 | Из обнажения | |
| Интервал отбора керна, *м* | 323—329 | 42—48 | 1297—1302 | — | — |
| Механические свойства: | | | | | |
| предел текучести, *кГ/мм²* | 23 | 5 | 19,50 | 72,50 | 57,50 |
| твердость, *кГ/мм²* | — | — | 24,30 | 75,00 | 67,50 |
| модуль Юнга $E \cdot 10^{-4}$, *кГ/см²* | 1 | 0,164 | 0,263 | 11,4 | 15 |
| коэффициент пластичности | ∞ | ∞ | 1,50 | 1,80 | 2,52 |
| Физические параметры: | | | | | |
| пористость, % | 31,4 | 25,8 | 11,2 | 0,8 | 6,6 |
| проницаемость, *мд* | 0,05 | 200 | 0,02 | 0,01 | 0,10 |
| предельное давление, после которого начинается фильтрация, *кГ/см²* | 600—650 | 300—320 | 750—800 | 780—800 | 550—560 |

Примечание. В качестве жидкости, создающей давление, использовано индустриальное масло марки 20 с вязкостью при атмосферном давлении и температуре 20° С 100 *сст*.

По результатам наших исследований величина дополнительного давления также в значительной степени зависит от вязкости жидкости, создающей давление, и роста гидростатического давления. Согласно установленным [165—167] данным, с ростом давления увеличивается вязкость жидкости, уплотняется порода и уменьшаются ее поры и проницаемость.

Подставив значения дифференциального давления в выражение (3), получим формулу напряжений под штампом для второго случая:

$$\sigma_z = \left(P_ш + \frac{\eta m_0 z^2}{k_{пр} t}\right)\left[\frac{z^3}{\sqrt{(d_ш^2 + z^2)^3}} - 1\right],$$

$$\sigma_r = \sigma_\theta = \frac{1}{2}\left(P_ш + \frac{\eta m_0 z^2}{k_{пр} t}\right)\left[\frac{2(1+\mu)z}{\sqrt{d_ш^2 + z^2}} - \frac{z^3}{\sqrt{(d_ш^2 + z^2)^3}} - (1 + 2\mu)\right], \quad (7)$$

$$\tau = \frac{1}{2}\left(P_ш + \frac{\eta m_0 z^2}{k_{пр} t}\right)\left[\frac{1-2\mu}{2} + \frac{(1+\mu)z}{\sqrt{d_ш^2 + z^2}} - \frac{1{,}5z^3}{\sqrt{(d_ш^2 + z^2)^3}}\right].$$

Из выражений (3) и (6) следует, что при $z > 0$ все главные нормальные напряжения уменьшаются, причем темп уменьшения $\sigma_z$ намного меньше, чем радиальных и тангенциальных напряжений. Данное обстоятельство наблюдается как для изолированного, так и неизолированного образца. В последнем случае темп убывания главных нормальных напряжений меньше, чем в первом. Поэтому касательные напряжения увеличиваются и достигают максимума на некоторой глубине $z_{кр}$, а затем также уменьшаются. Критическая глубина, при которой $\tau$ получает максимальное значение, для случая изолированного образца, определяется из условия $\partial\tau/\partial z = 0$:

$$z_{кр} = d_ш \sqrt{\frac{2(1+\mu)}{7-2\mu}}. \quad (8)$$

Следовательно, в случае испытания изолированного образца $z_{кр}$ не зависит от всестороннего и контактного давления. В случае неизолированного образца $z_{кр} = f(P_ш, \eta, m_0, k_{пр}, t, \mu, d_ш)$. Аргументы этой функции определяются из алгебраического трансцендентного уравнения, полученного из выражения (6) при условии $\partial\tau/\partial z = 0$.

Графическое решение указанных выше уравнений относительно $z_{кр}$ представлено на рис. 14, из которого видно, что с увеличением твердости и проницаемости пород, а также с уменьшением вязкости жидкости критическая глубина, при которой возникает предельное напряженное состояние, увеличивается. В случае полного изолирования образца критическая глубина будет минимальной.

Данное положение хорошо подтверждается экспериментальными данными, приведенными на рис. 15, 16, 17.

На рис. 15 можно видеть, что с ростом давления $z_{кр}$ увеличивается, достигая максимума, а затем убывает, причем величина максимума значения $z_{кр}$ зависит как от физико-механических свойств пород, так и от вязкости жидкости.

С увеличением прочности пород и вязкости жидкости максимальное значение $z_{кр}$ смещается вправо, в сторону увеличения давления. С повышением вязкости жидкости максимальное значение $z_{кр}$ умень-

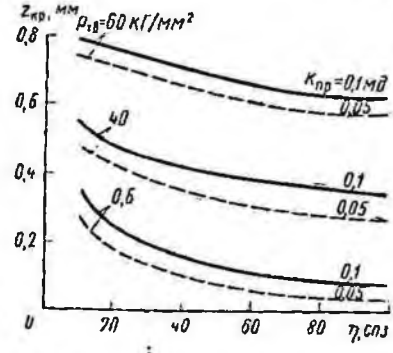



Рис. 14. Теоретическая зависимость критической глубины проникновения жидкости от ее вязкости.

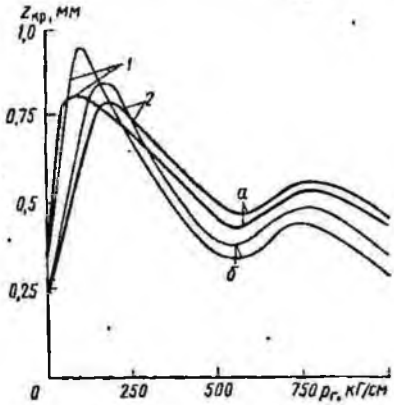



Рис. 15. Изменение критической глубины проникновения жидкости в зависимости от давления.

1 — белый уральский мрамор; 2 — черный уральский мрамор; а — консистентная смазка; б — веретенное масло.

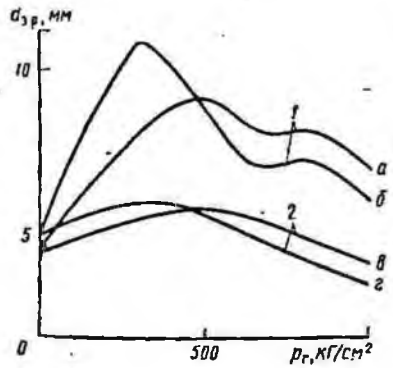



Рис. 16. Изменение диаметра зоны разрушения под штампом в зависимости от давления.

1 — веретенное масло; 2 — консистентная смазка; а, в — черный уральский мрамор; б, г — белый уральский мрамор.

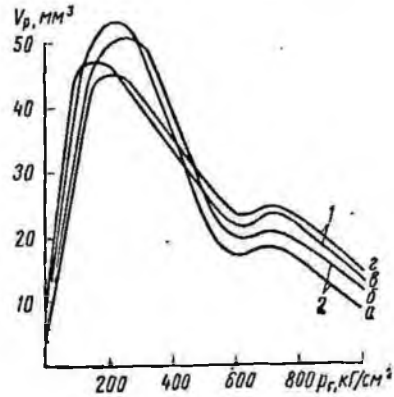



Рис. 17. Изменение объема разрушенной породы в зависимости от давления.

1 — консистентная смазка; 2 — веретенное масло; а, в — белый уральский мрамор; б, г — черный уральский мрамор.

шается и при дальнейшем росте давления интенсивность убывания $z_{кр}$ для высоковязкого масла протекает медленнее, чем для менее вязкого. При дальнейшем увеличении давления $z_{кр}$ убывает и, достигая минимума, вновь растет, получая второе максимальное значение при давлении 750—800 *кГ/см²*, после чего вновь падает. Однако значение второго максимума $z_{кр}$ почти вдвое меньше первого.

Зависимость диаметра зоны разрушения $d_{з.р}$ под штампом и объема разрушенной породы $V_р$ от давления представлена на рис. 16, 17. С увеличением давления диаметр зоны разрушения и объем разрушенной породы для белого и черного мрамора примерно в 2 и 10 раз выше значений их при испытаниях в атмосферных условиях. Причем рост вязкости приводит к наиболее сильному уменьшению диаметра зоны разрушения по сравнению с объемом разрушенной породы.

При полном изолировании образцов пород (это достигается покрытием поверхности образца вокруг штампа пластилином) все указанные параметры убывают гиперболически, не имея экстремальных точек.

Таким образом, механизм разрушения горных пород существенным образом зависит от распределения давления внутри пород. Поэтому следует все параметры разрушения увязывать не с величиной полного гидростатического давления, а со значением дифференциального давления, действующего на рассматриваемый элемент породы.

По зарубежным экспериментальным данным [160] именно сопротивляемость пород разрушению и скорость проходки зависят от разности давлений на забое и глубины разрушения. В этом случае

$$\sigma = \sigma_0 + a_0 (p_m - p_c)^{b_0}, \tag{9}$$

$$v_м = c_1 \varphi n^{0,8} \left[ \frac{G}{\sigma_0 + a_0 (p_m - p_c)^{b_0}} - c_2 \right]^a, \tag{10}$$

где $\sigma_0$ — сопротивляемость пород разрушению в атмосферных условиях; $a_0$ — постоянный коэффициент, характеризующий тип и вооружение долота; $p_m$ — давление над забоем скважины; $p_c$ — давление на глубине разрушения; $G$ — нагрузка на долото; $b_0$ — показатель степени (по данным [160] в интервале давлений $p_m - p_c = 200$ *кГ/см*², $b_0 = 1$); $\varphi$ — коэффициент, учитывающий уменьшение скорости проходки за счет угнетения разбуриваемых частиц, который в среднем равен 0,17—1,0, причем меньшие значения $\varphi$ характеризуют обыкновенные, а высокие значения — гидромониторные долота; $c_1$, $c_2$ и $a$ — коэффициенты, характеризующие долота.

Значения коэффициентов $a$, $a_0$, $c_1$ и $c_2$ приведены в табл. 4.

Таблица 4

| Долота | Диаметр долота, мм | $c_1$ | $c_2$ | $a$ | $a_0$ |
|---|---|---|---|---|---|
| Рекущие | 32 | 0,750 | 0,033 | 1,00 | 5,0 |
| Шарошечные | 105 | 0,104 | 0,000 | 1,25 | 5,5 |
| Алмазные | 93 | 0,113 | 0,000 | 1,00 | 6,5 |

Учитывая выражение (8) для рассматриваемой схемы испытания пород, можно написать

$$\sigma_{из} = \sigma_0' + a_0' p_г^{b_0'},$$
$$\sigma_{неиз} = \sigma_0' + a_0'' \left(\frac{\eta m_0 z^2}{k_{пр} t}\right)^{b_0'}, \qquad (11)$$

где $a_0'$, $b_0'$ — коэффициенты, характеризующие физико-механические свойства пород; $a_0''$, $b_0''$ — коэффициенты, характеризующие физико-механические свойства пород и реологические параметры раствора; $\sigma_{из}$, $\sigma_{неиз}$ — твердость пород соответственно в случае изолированного и неизолированного образца.

Экспериментальное исследование изменения механических свойств неизолированной понтической глины представлено на рис. 18. Так как понтическая глина является слабопроницаемой, рост давления

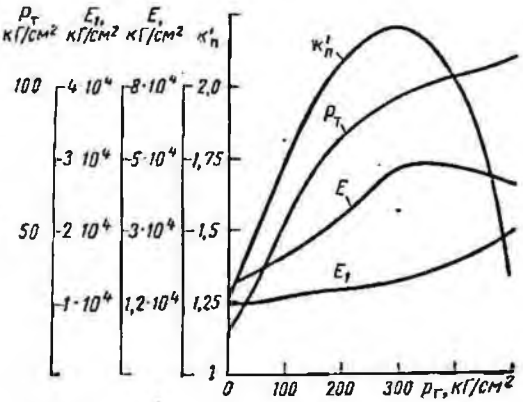



Рис. 18. Изменение механических свойств понтической глины с ростом всестороннего давления (площадь Мадраса, скв. 23, интервал 323—329 м).

до 300 *кГ/см²* приводит к ее упрочнению. Однако с ростом давления интенсивность увеличения механических показателей уменьшается, причем значения модуля Юнга ($E$) и коэффициента пластичности ($k_п'$) при давлении выше 300 *кГ/см²* падают, а величины предела текучести ($P_т$) и модуля упрочнения в области давления до 500 *кГ/см²* растут. Это объясняется тем, что при испытании данной породы фильтрация начинается лишь при давлении выше 300—350 *кГ/см²*. В дальнейшем же происходит уравновешивание давления в порах, вследствие чего уменьшаются механические показатели.

Согласно сказанному выше, скорость проходки в условиях забоя скважины существенно зависит от перепада давления в зонах разрушения, которое, в свою очередь, зависит от физических свойств пород, параметров промывочной жидкости, режимных параметров бурения. Определим величины перепада давления в зонах разрушения в зависимости от указанных факторов.

Для определения скорости фильтрации сквозь забой в первом приближении воспользуемся формулой Букингхама, в которую

подставим вместо значения радиуса трубы удвоенную величину гидравлического радиуса пор [168]. Формула Букингхама, выраженная через объемную скорость фильтрации $v_ф$, имеет следующий вид:

$$v_ф = \frac{r^2 \Delta p}{8\eta l}\left[1 - \frac{4}{3}\left(\frac{\Delta p}{\Delta p_0}\right) + \frac{1}{3}\left(\frac{\Delta p}{\Delta p_0}\right)^4\right], \quad (12)$$

где $\Delta p$ — перепад давления в зонах разрушения; $l$ — длина пути фильтрации; $\eta$ — структурная вязкость раствора; $\Delta p_0$ — перепад давления, затрачиваемого на преодоление предельного напряжения сдвига ($\tau_0$); $r$ — удвоенное значение гидравлического радиуса пор пород.

Гидравлический радиус пор породы определяется по формуле, предложенной в работе [138]:

$$r_п = \frac{1}{6}\sqrt{a\frac{k_{пр}}{m_0}}, \quad (13)$$

где $a$ — постоянный коэффициент.

По данным [138] $\Delta p_0$ можно определить по формуле

$$\Delta p_0 = \frac{\tau_0 l}{\beta}\sqrt{\frac{m_0}{2k_{пр}}}; \quad (14)$$

здесь $\beta$ — эмпирический коэффициент, учитывающий обтекаемость частиц, который можно приближенно найти так [169]:

$$\beta = 3 - \frac{160 k_{пр}(1 - m_0)}{m_0^3}. \quad (15)$$

Учитывая, что $v_ф = m_0 \frac{l}{t}$ и то, что жидкость за время, необходимое для внедрения долота на один оборот, должна проникать на глубину разрушения забоя ($s$), ибо в противном случае будут проявляться фильтрационные силы, приводящие к упрочнению пород, полагаем для эффективного разрушения $l \geqslant s$; при этом получаем

$$v_ф = \frac{m_0 n s}{60}, \quad (16)$$

где $n$ — число оборотов долота в минуту.

Отбрасывая последний член уравнения (11) как малую величину и решая полученное уравнение относительно $\Delta p$ с учетом выражений (12)—(15), будем иметь:

$$\Delta p = \frac{4}{3} s\left(0{,}9\,\frac{\eta m_0^2 s n}{a k_{пр}} + \frac{\tau_0}{\beta}\sqrt{\frac{m_0}{2k_{пр}}}\right). \quad (17)$$

Так как продолжительность фильтрации в условиях скважины является периодически мгновенной, перепад давления зависит также от режимных параметров бурения.

Это объясняется тем, что при больших скоростях вращения долота и при относительно вязкой промывочной жидкости последняя

не успевает заполнить свободное пространство забоя, и под долотом образуются вакуумные объемы. Этот эффект не только приводит к увеличению сопротивляемости пород разрушению, но и существенным образом ухудшает процесс очистки забоя от выбуренной породы.

С учетом выражения (16) можно определить сопротивляемость пород разрушению в условиях забоя скважины по следующей формуле:

$$\sigma_з = \sigma_0 + a_0 \left[ \frac{4}{3} s \left( 0{,}9 \frac{\eta m_0^2 sn}{\alpha k_{пр}} + \frac{\tau_0}{\beta} \sqrt{\frac{m_0}{2k_{пр}}} \right) \right]^{b_0}. \qquad (18)$$

При $\Delta p \leqslant 200$ *кГ/см²* по данным [160] $b_0 = 1$. Тогда

$$\sigma_з = \sigma_0 + \frac{4}{3} a_0 s \left( 0{,}9 \frac{\eta m_0^2 sn}{\alpha k_{пр}} + \frac{\tau_0}{\beta} \sqrt{\frac{m_0}{2k_{пр}}} \right). \qquad (18')$$

Таким образом; сопротивляемость пород разрушению в условиях забоя скважины, т. е. буримость пород, кроме режимных параметров

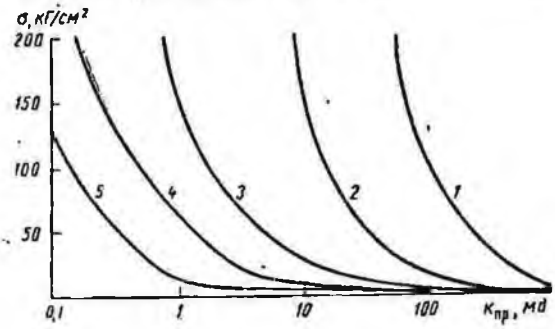



Рис. 19. Кривые зависимости сопротивляемости пород разрушению от проницаемости.

($s$, $n$) и типов долот ($a_0$, $\sigma_0$) существенно зависит от физических свойств пород и реологических параметров промывочной жидкости.

На рис. 19 представлен прирост сопротивляемости пород разрушению в условиях забоя скважины в зависимости от числа оборотов долота, глубины разрушения на один оборот, пористости и проницаемости пород, а также от вязкости промывочной жидкости. Исходными данными эксперимента были следующие:

| Кривые на рис. 19 | $s$, см/об | $\eta$, спз | $n$, об/мин | $m_0$ |
|---|---|---|---|---|
| 1 | 0,2 | 50 | 600 | 0,2 |
| 2 | 0,2 | 50 | 100 | 0,2 |
| 3 | 0,2 | 15 | 600 | 0,2 |
| 4 | 0,1 | 15 | 600 | 0,2 |
| 5 | 0,1 | 15 | 100 | 0,2 |

Согласно графическому материалу, сопротивляемость пород разрушению интенсивно возрастает с увеличением скорости внедрения

долота на один оборот, скорости вращения долота и вязкости промывочной жидкости.

Учитывая то, что увеличение глубины залегания пород приводит к уплотнению и сокращению их проницаемости, и то, что при глубоком бурении применяются растворы с высокими физико-механическими свойствами, уменьшение буримости пород, особенно при глубинах 3500—4000 *м* и более, следует объяснять только ростом сопротивляемости пород и ухудшением очистки забоя.

В этом случае особенно трудно очищать забой вследствие того, что вязко-пластичная жидкость, а также высокая скорость вращения долота способствуют прекращению фильтрации жидкости сквозь забой, в результате чего происходит упрочнение пород и прижатие разбуренной породы за счет перепада давления к забою, а это приводит к повторному их перемалыванию. Данный фактор показывает, что в условиях глубокого бурения следует контролировать параметры промывочной жидкости. Из изложенного выше можно сделать следующее заключение.

1. Поведение пород под разрушающим инструментом в условиях всестороннего давления существенным образом зависит как от физических свойств пород, так и от структурно-механических свойств жидкости, создающей давление.

2. В условиях всестороннего давления прочностные и пластические свойства пород при вдавливании штампа растут в том случае, если скорость фильтрации жидкости через верхний торец образца мала по сравнению со скоростью вдавливания штампа. Если фильтрация жидкости опережает внедрение штампа, то происходит частичное (или полное) уравновешивание гидростатического давления, приводящее к устранению эффекта упрочнения всесторонним давлением.

3. При полном уравновешивании гидростатического давления на поверхности образца и на глубине вдавливания штампа эффект упрочнения полностью устраняется, и порода деформируется как в атмосферных условиях.

4. В случае испытания изолированных, непроницаемых образцов или в случае проведения испытания в высоковязком масле эффект всестороннего упрочнения пород увеличивается и соответственно уменьшаются энергетические показатели разрушения пород.

5. В слабопроницаемых породах (или же при испытании пористых пород в высоковязкой среде) в отличие от закона Дарси наиболее активная фильтрация жидкости через поры пород начинается лишь по достижении определенной величины всестороннего давления, которая зависит от проницаемости пород и вязкости жидкости. Рост давления до этой величины приводит к упрочнению пород. С превышением этого давления происходит уравновешивание давления в порах и устранение эффекта всестороннего давления.

6. Энергетические показатели режима разрушения — критическая глубина, при которой возникает предельное напряженное состояние (глубина вдавливания штампа до хрупкого разрушения),

диаметр зоны разрушения и объем разрушенной породы с увеличением давления растут, достигая максимума, а затем убывают. Дальнейший рост давления приводит к уменьшению указанных показателей буримости, причем темп убывания при применении высоковязкого масла меньше, чем при использовании менее вязкого. От вязкости жидкости более интенсивно зависит величина диаметра зоны разрушения, чем глубина и объем разрушенной породы. При больших давлениях указанные энергетические параметры, достигая второго максимума, снова убывают. Однако абсолютное значение параметров второго максимума почти вдвое меньше первых экстремальных величин.

7. В условиях забоя скважины сопротивляемость пород разрушению и скорость проходки тесно связаны с перепадом давления, действующим в зонах разрушения. Наличие перепада давления приводит, во-первых, к упрочнению пород и уменьшению скорости проходки, во-вторых, к ухудшению очистки забоя от выбуренной породы.

8. Величина перепада давления в зонах разрушения зависит как от физических свойств пород, параметров разрушения забоя, так и от параметров промывочной жидкости.

## ИССЛЕДОВАНИЯ ВЛИЯНИЯ ВСЕСТОРОННЕГО ДАВЛЕНИЯ, А ТАКЖЕ ЖИДКОСТНОЙ СРЕДЫ НА ПРОЧНОСТНЫЕ СВОЙСТВА ГОРНЫХ ПОРОД И ИХ РАЗРУШЕНИЕ

В качестве объекта исследований был взят наиболее однородный хрупко-пластический мрамор [170]. С целью выявления влияния жидкости на его разрушение эксперименты проводились в различных жидкостных средах: в дистиллированной воде, в индустриальном масле с вязкостью при атмосферном давлении и температуре 20° С 130—150 *сст*, в консистентной смазке с вязкостью при атмосферном давлении и комнатной температуре 4050 *сст*. Эксперименты выполнялись при давлениях 1, 250, 500, 750 и 1000 *кГ/см*$^2$; затем результаты анализировались.

Для получения наиболее достоверных данных при идентичных условиях каждый опыт проводили 5—6 раз. При неоднократном получении одних и тех же результатов опыты прекращали.

Диаграммы нагрузка — деформация при давлениях 1, 250, 500, 750 и 1000 *кГ/см*$^2$ в дистиллированной воде, индустриальном масле и консистентной смазке приведены на рис. 20. Из рисунка видно, что величина усилий, соответствующих пределу текучести и твердости пород, растет с увеличением давления и вязкости жидкости. Однако интенсивность роста нагрузки с увеличением давления уменьшается, если рост давления не приводит к увеличению вязкости, создающей давление.

Например (рис. 20, *а*), при испытании мрамора в дистиллированной воде с ростом давления от 1 до 250 *кГ/см*$^2$ величина разрушающего усилия увеличивается в 1,53 раза. Дальнейший рост давления от 250 до 1000 *кГ/см*$^2$ приводит к уменьшению усилия в 1,1 раза.

Это объясняется тем, что с ростом давления увеличивается проникновение жидкости в породу и происходит уравновешивание гидростатического давления в этой области. Таким образом, рост показателей прочностных и пластических свойств пород зависит не от абсолютной величины гидростатического давления, а лишь от перепада давления в области проникновения жидкости. Указанные закономерности также подтверждаются кривыми нагрузка — деформация, снятыми в индустриальном масле (рис. 20, *б*) и консистентной смазке (рис. 20, *в*). Из-за малой проницаемости мрамора проникновение жидкости в водной среде начинается лишь по достижении 250 *кГ/см*², а в масляной среде — 500 *кГ/см*², поэтому рост давления до указанных величин приводит к увеличению прочностных показателей.

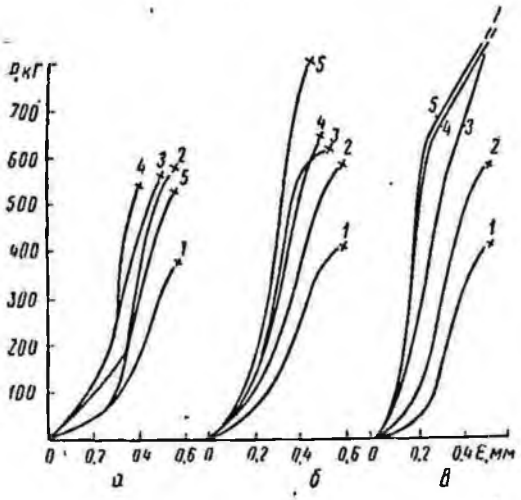



Рис. 20. Графики нагрузка — деформация для мрамора при разных величинах всестороннего давления и различных жидкостных средах.

Давление: *1* — 1 *кГ/см*², *2* — 250 *кГ/см*², *3* — 500 *кГ/см*², *4* — 750 *кГ/см*², *5* — 1000 *кГ/см*²; жидкостные среды: *а* — вода, *б* — индустриальное масло, *в* — консистентная смазка.

На рис. 20, *б* кривые давлений 500 и 750 *кГ/см*² почти совпадают, а кривая давления 1000 *кГ/см*² заметно отличается от предыдущих по величине разрушающего усилия. Это можно объяснить заметным увеличением вязкости индустриального масла в интервале давлений 750—1000 *кГ/см*².

В данной работе мы не ставили целью изучение изменения вязкости жидкостей в зависимости от давления. Имеется обширный материал по этому вопросу [165—167, 171], свидетельствующий о росте вязкости с увеличением давления. Как указывается в литературе [17], при давлении до 50 *кГ/см*² вязкость масла практически не изменяется; выше она увеличивается; чем больше давление, тем быстрее растет вязкость. Например, вязкость минеральных масел при увеличении давления до 600 *кГ/см*² возрастает по сравнению с атмосферными условиями в 6 раз, а при 1000 *кГ/см*² — в 20 раз. Оказывается, что чем сложнее химическое строение молекул жидкости, тем быстрее возрастает вязкость с ростом давления. Как было установлено [171],

вязкость воды с увеличением давления возрастает медленнее по сравнению с минеральными маслами.

Таким образом, ввиду заметного увеличения вязкости масел в диапазоне давлений 750—1000 *кГ/см²* рост давлений в этом интервале приводит к упрочнению пород.

На рис. 21 (кривые *б* и *в*) можно видеть, что предел текучести мрамора не уменьшается из-за нефильтруемости консистентной смазки и резкого увеличения вязкости индустриального масла с ростом давления.

На рис. 22 показаны закономерности изменения модуля упругости мрамора в зависимости от давления в различных средах. Как видно из рисунка, изменение модуля упругости в зависимости от

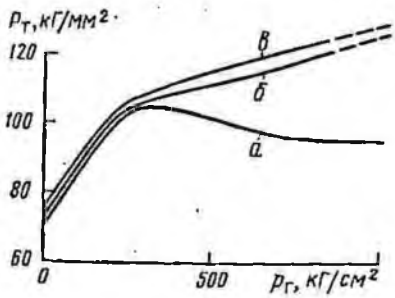



Рис. 21. Зависимость предела текучести мрамора от давления в различных средах.
*а* — дистиллированная вода; *б* — индустриальное масло; *в* — консистентная смазка.

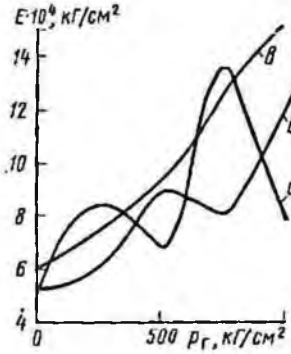



Рис. 22. Зависимость модуля упругости мрамора от давления в различных средах.
*а*, *б*, *в* см. в подписи к рис. 21.

давления в средах воды и масла имеет более сложный характер по сравнению с изменением модуля упругости в консистентной смазке. Это объясняется тем, что в случае контакта породы с маловязкой жидкостью повышение давления, с одной стороны, увеличивает скорость фильтрации, с другой, — увеличивая вязкость жидкости, уменьшает скорость фильтрации.

Например, с ростом давления до 250 *кГ/см²* модуль упругости в водной среде растет, а рост давления от 250 до 500 *кГ/см²* приводит к уменьшению модуля упругости ввиду проникновения жидкости и частичного уравновешивания внешнего давления. Дальнейший рост давления от 500 до 750 *кГ/см²* ввиду уже более заметного увеличения вязкости воды приводит к увеличению модуля упругости. Однако в области давления от 750 до 1000 *кГ/см²* рост вязкости воды не может компенсировать влияние проникновения жидкости, поэтому значение модуля упругости уменьшается.

В диапазоне давлений до 500 *кГ/см²* рост вязкости индустриального масла опережает проникновение его в породу, поэтому модуль

упругости в этом интервале давлений увеличивается, а в диапазоне давлений 500—750 *кГ/см²* наблюдается обратная картина.

На рис. 20, *в* можно видеть, что вследствие нефильтруемости консистентной смазки с ростом давления растет нагрузка, необходимая для деформации породы на одну и ту же величину. Кроме того, испытание мрамора в консистентной смазке показало, что, начиная с 500 *кГ/см²* и выше, при вдавливании под штампом хрупкого разрушения не наблюдается.

На основании графиков, приведенных на рис. 20, расчетным путем по методике Л. А. Шрейнера определена закономерность изменения предела текучести и модуля упругости мрамора в различных средах в зависимости от всестороннего давления. Указанные закономерности представлены на рис. 21 и 22.

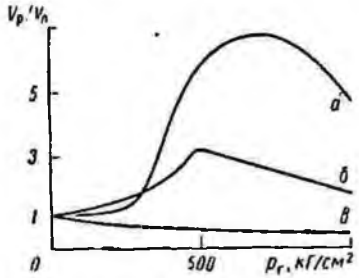



Рис. 23. Изменение отношения объема разрушенной породы ($V_p$) к объему разрушенной породы при атмосферных условиях ($V_0$) в различных средах в зависимости от давления.
*а, б, в* см. в подписи к рис. 21.

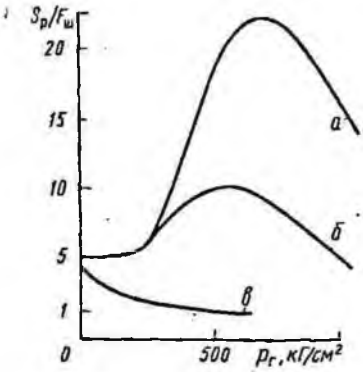



Рис. 24. Изменение отношения площади зоны разрушения ($S_p$) к площади штампа ($F_ш$) в различных средах в зависимости от давления.
*а, б, в* см. в подписи к рис. 21.

С увеличением всестороннего давления до 250 *кГ/см²* предел текучести мрамора (см. рис. 21) в различных средах растет, причем, чем выше вязкость жидкости, тем больше рост предела текучести. Рост давления свыше 250 *кГ/см²* приводит к более медленному увеличению предела текучести. Это объясняется тем, что максимальное упругое уплотнение мрамора под действием всестороннего давления происходит в основном до 250 *кГ/см²*. Дальнейшее повышение давления вызывает пластическое упрочнение породы, а также перераспределение напряжений под штампом вследствие проникновения жидкости.

Ввиду слабого влияния давления на вязкость воды рост давления от 250 до 1000 *кГ/см²* приводит к существенному уменьшению предела текучести мрамора; это объясняется частичным снижением эффекта внешнего всестороннего давления в результате проникновения воды в поры образца. Дальнейший рост давления обусловливает резкое увеличение вязкости масел и, следовательно, резкое увеличение значения модуля упругости. В высоковязкой консистентной

смазке с ростом давления значение модуля упругости растет особенно интенсивно в диапазоне давлений 500—1000 *кГ/см²*.

Величина всестороннего давления, а также качество жидкости оказывают сильное влияние на размеры зоны разрушения и объем разрушенной породы под штампом. В фильтрующейся жидкости (рис. 23, 24) с увеличением давления площадь зоны разрушения и объем разрушенной породы при вдавливании штампа растут до определенного значения, причем рост указанных параметров тем больше, чем меньше вязкость среды, создающей давление. Дальнейший рост давления по достижении максимума указанных параметров приводит к уменьшению этих величин. Например, в водной среде максимальное значение отношения $S_р/F_ш$ достигается при давлении 650 *кГ/см²*, а в масляной — при 550 *кГ/см²*. Отношения $S_р/F_ш$ в названных средах превышают таковые в атмосферных условиях соответственно в 4, 3 и 2 раза. Отношение $V_р/V_0$ для указанных выше сред достигает максимального значения при давлениях 500 *кГ/см²* (в масляной среде) и 700 *кГ/см²* (в водной среде), превышая отношение $V_р/V_0$ в атмосферных условиях соответственно в 6, 7 и 3 раза. Исключение составляет консистентная смазка. В этой среде ввиду ее нефильтруемости площадь зоны разрушения и объем разрушенной породы постоянно уменьшаются с ростом давления. В консистентной смазке уже при давлении 500 *кГ/см²* мрамор не дает общего хрупкого разрушения под штампом, и диаметр зоны разрушения равняется диаметру штампа.

Наиболее резкое увеличение площади и объема разрушенной породы в фильтрующейся жидкости наблюдается лишь после 250 *кГ/см²*, что в данном случае объясняется наиболее активным проникновением жидкости в поры пород, вследствие чего облегчаются условия их разрушения.

Работа разрушения, отнесенная к объему лунки и площади вдавливания под штампом, дает соответственно значения удельной объемной и контактной работ разрушения. Ввиду того, что работа разрушения зависит от твердости, упругости, пластичности пород и качества жидкости, находящейся в контакте с породой, удельная объемная и контактная работы разрушения также будут зависеть от этих параметров. Следовательно, параметры $A_V$ и $A_s$ являются наиболее обобщенными показателями, характеризующими буримость пород.

На рис. 25 и 26 представлены графики изменения удельной объемной и контактной работ разрушения в различных средах в зависимости от давления.

Удельная контактная работа разрушения в фильтрующейся среде по сравнению с удельной объемной работой разрушения мало зависит от роста давления, особенно в среде более вязких жидкостей. Значение удельной контактной работы в фильтрующейся среде растет с ростом давления, достигая максимума, затем убывает до минимума и вновь растет.

В консистентной же смазке наблюдается постоянный рост указанных выше параметров с увеличением давления. Причинами такой

сложной закономерности изменения параметров с ростом давления в основном являются изменение вязкости жидкостей в условиях давления и увеличение проникновения жидкости с ростом давления.

Сопоставление энергоемкости отдельного акта разрушения с энергоемкостью процесса разрушения горных пород в условиях забоя скважины показывает, что последняя в несколько десятков раз больше энергоемкости отдельного акта разрушения и еще больше при бурении в пластичных породах [172], что объясняется несовершенством процесса разрушения при бурении.

Проведенные исследования позволяют сделать определенные выводы.

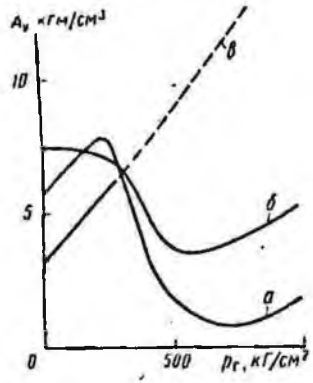



Рис. 25. Изменение удельной объемной работы разрушения в различных средах в зависимости от давления.

*а, б, в* см. в подписи к рис. 21.

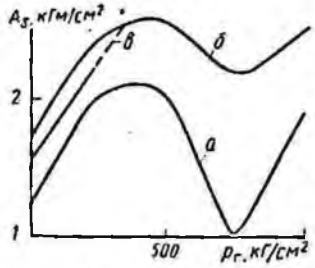



Рис. 26. Изменение удельной контактной работы разрушения в различных средах в зависимости от давления.

*а, б, в* см. в подписи к рис. 21.

1. При испытании пород в нефильтрующейся жидкости прочностные и пластические свойства растут в области исследованных давлений. При испытании пород в фильтрующейся жидкости прочностные и пластические свойства зависят как от физико-механических свойств пород, так и от вязкости жидкости.

2. Из прочностных и пластических свойств пород наиболее чувствительным к изменению давления является модуль упругости. Например, с ростом давления до 1000 *кГ/см*² значение предела текучести в водной среде увеличивается в 1,36 раза, а в масляной среде — в 1,82 раза, в то время как величина модуля упругости в указанных средах соответственно более чем в 1,84 и 2,6 раза.

3. В фильтрующейся среде с ростом давления до 500—750 *кГ/см*² увеличиваются площадь зоны разрушения и объем разрушенной породы под штампом, особенно сильно в диапазоне давлений 250—500 *кГ/см*². Далее указанные параметры, достигая максимума при давлении 500—750 *кГ/см*², убывают. Вязкость жидкости по сравнению с прочностными и пластическими свойствами пород оказывает наиболее сильное влияние на размеры и объем зоны разрушения.

4. В нефильтрующейся среде площадь зоны разрушения и объем разрушенной породы под штампом уменьшаются по гиперболиче-

скому закону, и при давлении 500 *кГ/см²* площадь зоны разрушения мрамора приравнивается к площади штампа.

5. В фильтрующейся среде удельная объемная и контактная работы разрушения с ростом давления увеличиваются, достигая максимума, затем убывают до минимума и вновь растут. Исключение составляет последовательное уменьшение удельной объемной работы разрушения в масляной среде, которая постепенно уменьшается до минимума и при давлениях свыше 750 *кГ/см²* вновь растет.

6. В нефильтрующейся среде удельная объемная и контактная работы разрушения постоянно растут по прямолинейному закону.

## МЕХАНИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА ПОРОД, ОПРЕДЕЛЕННЫЕ В УСЛОВИЯХ ВСЕСТОРОННЕГО СЖАТИЯ МЕТОДОМ ВДАВЛИВАНИЯ

Для определения механических свойств были отобраны керны из структурно-поисковых скважин на площади Мадраса-Чараган Шемахинского нефтегазоносного района.

Механические свойства определялись в условиях всестороннего давления методом вдавливания штампа.

Результаты испытаний образцов пород после их соответствующей обработки приведены в табл. 5.

Таблица 5

| Возраст | Литологический состав | Предел текучести $P_т$, *кГ/мм²* | | Карбонатность, % |
|---|---|---|---|---|
| | | при атмосферных условиях | при всестороннем давлении 1000 *кГ/см²* | |
| Продуктивная толща | Плотная неслоистая известковистая глина | 5,6—8,5 | 28—43 | 16,4 |
| Понт | То же | 4,6—13,5 | 23—68 | 15,6 |
| Мэотис | Плотная слоистая известковистая глина | 8,0—10,0 | 45—55 | 17,4 |
| Сармат | То же | 10,0—13,0 | 50—60 | 18,2 |
| Караган — конк | » | 9,0—12,0 | 50—56 | 16,5 |
| Чокрак | Плотная неслоистая известковистая глина | 13,5—15,5 | 55—68 | 22,0 |
| Майкоп | Плотная слоистая глина | 27,5—30,0 | 120—135 | 36.1 |
| Коуп | Плотный неслоистый алевролит | 32,0—40,0 | 130—140 | 38,9 |
| Сумгаит | Плотная слоистая известковистая глина | 41,0—47,0 | 140—150 | 42,4 |
| Верхний мел | Плотная неслоистая известковистая глина | 55,0—60,0 | 160 | 48,6 |

## ЗАКОНОМЕРНОСТИ ИЗМЕНЕНИЯ ОСНОВНЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ БУРИМОСТИ ПОРОД

С целью определения основных показателей буримости пород отдельных стратиграфических подразделений, установления зависимостей этих показателей от механических свойств пород, от способов

бурения, определения показателей буримости для пород, залегающих на глубине свыше 5000 *м*, нами собран и проанализирован фактический материал по отработке 50 тыс. долот по всем площадям Азербайджана.

Первичные данные проанализированы, математически обработаны, результаты их сведены в табл. 6.

При обработке данных бурения влияние типов и размеров долот исключено, так как, во-первых, число специальных долот (ДПР, гидромониторные и алмазные) по сравнению с общим числом

Таблица 6

| Возраст | Способ бурения | Интервал залегания, *м* | Твердость $\Gamma_{тв}$, кГ/мм² | Коэффициент пластичности $k_п$ (по методике Л. А. Шрейнера) | Средняя проходка на долото $h$, *м* | Средняя механическая скорость проходки $v_м$, *м/ч* | Категория буримости пород |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Современные, древнекаспийские отложения и бакинский ярус | Р<br>Т | 0—1000 | Менее 15 | ∞ | 119,6<br>730 | 17,6<br>47,7 | М |
| Апшеронский ярус | Р<br>Т | 0—2365 | 15—30 | ∞ | 177,5<br>81,0 | 11,8<br>6,0 | М |
| Акчагыльский ярус | Р | 600—1400 | 10—15 | ∞ | 63,1<br>38,8 | 3,9<br>3,2 | МС |
| Сураханская свита | Р<br>Т<br>Элб | 150—2820 | 15—30 | 1,5—∞ | 86,3<br>42<br>24 | 5,65<br>7,04<br>2,8 | МС |
| Сабунчинская свита | Р<br>Т<br>Элб | 100—3460 | 15—35 | 1,5—∞ | 52,0<br>22,8<br>25 | 6,5<br>3,65<br>4,2 | МС |
| Балаханская свита | Р<br>Т<br>Элб | 500—4200 | 20—40 | 1,3—3 | 55,6<br>17,8<br>7,7 | 9,7<br>3,9<br>1,85 | С |
| Свита перерыва | Р<br>Т<br>Элб | 500—4270 | 30—50 | 1—2 | 24,3<br>7,5<br>4,76 | 6,96<br>1,9<br>1,0 | ТК |
| Надкирмакинская глинистая свита | Р<br>Т | 1000—4500 | 25—40 | 1,3—5 | 36,2<br>14 | 3,3<br>2,23 | С |
| Кирмакинская свита | Р<br>Т | 1000—4800 | 50—70 | 1,2—3 | 33,4<br>25,4 | 4,56<br>4,92 | ТС |
| Подкирмакинская свита | Р<br>Т | 1000—4600 | 70—100 | 1—1,5 | 19,5<br>6,4 | 2,58<br>1,61 | К |
| Калинская свита | Р<br>Т | 1000—5300 | 70—90 | 1,5—3,5 | 8,8<br>3,6 | 1,64<br>0,94 | К |
| Понтический ярус | Р<br>Т | 1200—4300 и ниже | 25—45 | 1,6 | 27,4<br>11,1 | 2,74<br>2,62 | С |
| Диатомовая свита | Р<br>Т | 1200—4300 и ниже | 40—50 | 1,5—5 | 25,1<br>16,6 | 3,18<br>1,55 | ТС |

Примечания:
1. Способ бурения: Р—роторный, Т—турбинный, Элб—электробурение.
2. Наиболее эффективный способ бурения для современных, древнекаспийских отложений и бакинского яруса—турбинный, для всех остальных свит—роторный.

Таблица 7

| Шифр долота | Способ бурения: Роторный | | | | | Способ бурения: Турбинный | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | число долот, шт. | общая проходка, м | общее время механического бурения, ч | средняя механическая скорость бурения, м/ч | средняя проходка на долото, м | число долот, шт. | общая проходка, м | общее время механического бурения, ч | средняя механическая скорость бурения, м/ч | средняя проходка на долото, м |
| **Свита перерыва** | | | | | | | | | | |
| Б-269С | 36 | 109 | 176,75 | 0,62 | 3 | 445 | 2512,5 | 1912,5 | 1,32 | 5,7 |
| К-269СТ | — | — | — | — | — | 6 | 15 | 15 | 1,0 | 2,6 |
| ДЗП-11 | 4 | 87 | 27,2 | 3,2 | 21,8 | — | — | — | — | — |
| Б-269МГ | — | — | — | — | — | 9 | 106 | 69,8 | 1,52 | 11,8 |
| ОМ-180-269С | — | — | — | — | — | 14 | 28 | 32,75 | 0,84 | 2 |
| Б-243С | 10 | 156 | 105,0 | 1,48 | 15,6 | 28 | 203 | 82,75 | 2,46 | 7,26 |
| Б-243СГ | 8 | 196 | 77,25 | 2,54 | 24,5 | — | — | — | — | — |
| **Кирмакинская свита** | | | | | | | | | | |
| Б-269С | 91 | 233,5 | 519,5 | 0,45 | 2,6 | 343 | 2540 | 2555,2 | 1,0 | 7,4 |
| Б-269МГ | 1 | 6 | 7,5 | 0,7 | 6 | 12 | 190 | 111 | 1,71 | 15,8 |
| Б-243С | 14 | 223 | 191,4 | 1,16 | 15,9 | 199 | 1428 | 971,75 | 1,47 | 7,2 |
| ДЗП-10 | 1 | 1 | 1,75 | 0,69 | 1,0 | — | — | — | — | — |
| Алмазное-9 | — | — | — | — | — | 1 | 67 | 52,5 | 1,28 | 67 |
| Алмазное-8 | 4 | 144 | 301,25 | 0,48 | 32 | — | — | — | — | — |
| Б-190С | 30 | 200 | 298,75 | 0,75 | 6,7 | — | — | — | — | — |
| **Подкирмакинская свита** | | | | | | | | | | |
| Б-269С | 54 | 135 | 532 | 0,25 | 2,5 | 335 | 965 | 1227,25 | 0,79 | 2,9 |
| ОМ-180-269С | 1 | 1 | 22 | 0,04 | 1,0 | — | — | — | — | — |
| ДИР-11 | 5 | 18 | 98 | 0,18 | 3,6 | — | — | — | — | — |
| Б-243С | 7 | 18 | 44,75 | 0,4 | 2,5 | 124 | 363 | 436 | 0,88 | 2,9 |
| Алмазное-9 | — | — | — | — | — | 8 | 181 | 536,9 | 0,34 | 22,6 |
| Алмазное-8 | 1 | 26 | 77,75 | 0,33 | 26,0 | 3 | 13 | 74,17 | 0,17 | 4,3 |
| Б-190С | 4 | 21 | 40 | 0,52 | 5,25 | — | — | — | — | — |
| Алмазное МКТС | — | — | — | — | — | 1 | 55,5 | 132,5 | 0,42 | 55,5 |
| **Калинская свита** | | | | | | | | | | |
| Б-269С | — | — | — | — | — | 148 | 479 | 576,45 | 0,83 | 3,24 |
| Б-243С | — | — | — | — | — | 47 | 155 | 168,5 | 0,92 | 3,24 |
| Алмазное-9 | 1 | 4 | 15 | 0,26 | 4 | 441 | 444,9 | 444,9 | 0,99 | 110 |
| Б-190С | 86 | 423 | 400,25 | 1,06 | 4,9 | — | — | — | — | — |
| Б-214С | — | — | — | — | — | 1 | 6 | 2,4 | 2,8 | 6 |
| ДИР-8 | 19 | 251 | 566 | 0,44 | 13,2 | — | — | — | — | — |
| Алмазное-8 | 1 | 14 | 50,5 | 0,28 | 14 | — | — | — | — | — |

применяемых серийных долот составляет незначительный процент и, повторых, с увеличением глубины бурения показатели отдельных типов и размеров долот выравниваются (табл. 7). Это дает возможность оценить эффективность различных способов бурения независимо от применяемых типов и размеров долот и облегчает оценку буримости горных пород.

Для установления эффективности различных способов бурения в интервале 5000—10 000 *м* использовались зависимости показателей буримости пород от их твердости.

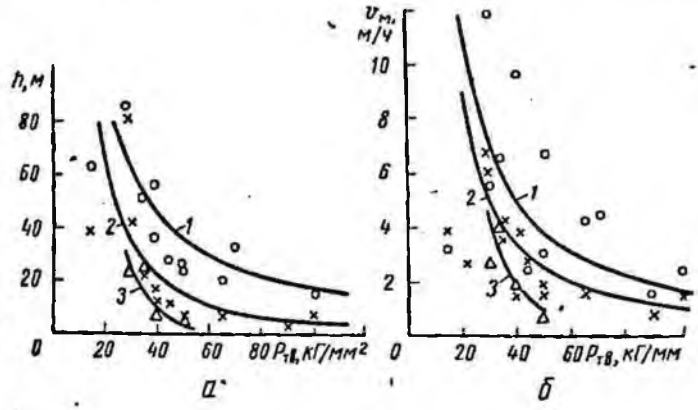



Рис. 27. Графики зависимости проходки (*а*) и механической скорости бурения (*б*) от твердости пород.

*1* — при роторном способе бурения; *2* — при турбинном способе бурения; *3* — при электробурении.

Из табл. 6 следует, что между механическими свойствами пород и показателями буримости имеется тесная гиперболическая корреляционная связь (рис. 27) вида

$$v_м^{n_1} P_{тв} = c_1,$$

$$h P_{тв}^{n_1} = c_2,$$

где $P_{тв}$ — твердость пород в *кГ/мм*²; $h$ — средняя проходка на долото в *м*; $v_м$ — средняя скорость проходки в *м/ч*; значения коэффициентов $n_1$, $n_2$, $c_1$, $c_2$ приведены в табл. 8.

Таблица 8

| Коэффициенты | Способ бурения | | |
|---|---|---|---|
| | роторный | турбинный | электробурение |
| $n_1$ | 1,21 | 1,32 | 2,97 |
| $c_1$ | 454,70 | 464,10 | 10 380,12 |
| $n_2$ | 1,08 | 1,80 | 4,48 |
| $c_2$ | 2553,11 | 17 910,21 | $144,5 \cdot 10^8$ |

Для района Падар при помощи установки высокого давления в АзНИИбурнефти в условиях, близких к забойным, определены твердости пород отдельных свит. По установленным закономерностям найдены средняя механическая скорость проходки и проходка на долото (табл. 9)

Таблица 9

| Возраст | Интервал залегания, м | Характеристика пород | | Средняя проходка на долото $h$, м | | Средняя скорость проходки $v_м$, м/ч | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | твердость $P_{тв}$, кГ/мм² | коэффициент пластичности $k_п$ | при роторном бурении | при турбинном бурении | при роторном бурении | при турбинном бурении |
| Кайнозой: | | | | | | | |
| чокрак . . . | 7800—3000 | 35—70 | 1,6—2,0 | 19,8 | 7,2 | 3,4 | 1,7 |
| майкоп . . . | 8000—8950 | 120—140 | 1,4—2,5 | 10,8 | 5,4 | 2,2 | 0,9 |
| коун . . . . | 8950—9300 | 125—140 | 1,5—3,0 | 10,8 | 5,4 | 2,2 | 0,9 |
| сумгаит . . . | 9300—9500 | 140—150 | 2,0—3,0 | 9,9 | 5,10 | 2,0 | 0,8 |
| Мезозой: | | | | | | | |
| мел . . . . . | 9500—10000 | 150—160 | 2,0—5,0 | 9,0 | 4,7 | 1,8 | 0,7 |
| юра . . . . | Ниже 10 000 | 160—200 | 1,8—4,5 | 4,5 | 3,6 | 1,2 | 0,3 |
| триас . . . . | — | Более 200 | 2,0—5,0 | Менее 4,5 | Менее 3,6 | Менее 1,2 | Менее 0,3 |

Примечание. Данные механических свойств пород являются ориентировочными.

Анализ табл. 6 и графиков на рис. 27 свидетельствует о том, что показатели роторного бурения (кроме верхних отложений до 1000 м) превышают показатели турбинного бурения и особенно электробурения, причем абсолютная величина разницы показателей бурения увеличивается с ростом глубины. Из табл. 9 следует, что если бурение скважин свыше 5000 м вести по существующей технике и технологии бурения, то показатели роторного способа также будут выше показателей турбинного способа и электробурения.

Следует отметить, что в интервале бурения до 1000 м применялись шарошечные долота. В случае применения долот режущего типа с гидромониторным эффектом результаты могли быть иными. Высокие показатели роторного способа бурения объясняются главным образом низкой скоростью вращения долота, что производительней, особенно при бурении в южных районах страны, где породы более пластичны. Высокая скорость вращения долота, во-первых, не дает возможности рационально использовать энергию удара, во-вторых, препятствует фильтрации жидкости вдоль забоя, в результате чего проявляется эффект всестороннего и гидростатического давлений, увеличивающих сопротивляемость пород разрушению. Кроме того, при этом сильно ухудшается процесс очистки забоя

непосредственно под долотом вследствие появления усилия, удерживающего разбуренные частицы на забое, величина которого растет с увеличением скорости вращения долота. Поэтому при больших глубинах (при величине твердости больше 40 $кГ/мм^2$) показатели роторного бурения сильно превышают показатели турбинного и электробурения, причем это превышение растет с увеличением твердости пород (с увеличением глубины бурения).

Уменьшение буримости с углублением скважины в основном объясняется уплотнением пород под действием всестороннего горного и гидростатического давлений, ограниченной мощностью забойных двигателей и роторных приводов, недостаточной прочностью бурового оборудования и инструмента, изменением физико-механических свойств промывочной жидкости и др. Однако более детальное изучение процесса разрушения горных пород в условиях, имитирующих забой скважины [49, 159], показало, что эффективность разрушения и очистка забоя от выбуренной породы зависят не только от абсолютной разности гидростатического и порового давлений, но и от закономерности распределения давления вдоль забоя скважины.

Экспериментально установлено [173], что эффект упрочнения под действием гидростатического давления не является обязательным для всех пород и во всех случаях. Эффект упрочнения проявляется лишь в том случае, если порода непроницаемая или жидкость, создающая давление, высоковязкая. В противном случае под действием гидростатического давления (перепада давления в скважине) жидкость проникает в поры пород и уравновешивает величину внешнего давления.

В случае полного уравновешивания эффект гидростатического и всестороннего давлений полностью устраняется; при частичном проникновении жидкости он будет зависеть от закономерности распределения давления в зонах разрушения и предразрушения.

С увеличением глубины залегания сокращаются поры и уменьшается проницаемость пород в результате уплотнения их под действием всестороннего горного давления. Рост глубины бурения требует применения промывочных жидкостей с высокими физико-механическими свойствами вследствие возникновения осложнений и неустойчивости горных пород у стенок скважины. Поэтому с углублением скважины процесс уравновешивания давления промывочной жидкости в зонах разрушения и предразрушения ослабляется, непрерывно растет эффект упрочнения горных пород и уменьшается их буримость.

Процесс уравновешивания гидростатического давления и устранение внешнего всестороннего и гидростатического давлений также существенным образом зависят от режимных параметров бурения, главным образом от скорости вращения долота, осевой нагрузки на долото и от количества и качества промывочной жидкости.

Как уже указывалось, при бурении на забое возникает дополнительное усилие, прижимающее разбуренные частицы к забою; это усилие возрастает с увеличением скорости вращения долота и осе-

вой нагрузки на долото и уменьшается с увеличением расхода промывочной жидкости и с приближением выхода раствора из сопла долота к плоскости забоя.

Указанная сила возникает в результате того, что при турбинном бурении промывочная жидкость не успевает заполнять новое свободное пространство, образуемое долотом на забое, и под долотом все время образуется вакуум. Поэтому в глубоком бурении нельзя ожидать совершенной очистки забоя, а разбуренные частицы все время подвергаются повторному перемалыванию, что снижает к. п. д. процесса разрушения горных пород и увеличивает износ долота.

Динамическое прижатие частиц к забою существенно уменьшается при бурении алмазными и гидромониторными долотами ввиду приближения выхода раствора к забою скважины.

Таким образом, при глубоком бурении нужно идти по пути существенного уменьшения скорости вращения долота (до 10—15 *об/мин* и менее), особенно в тех случаях, когда применяются растворы с высокими физико-механическими свойствами. Для уменьшения динамического прижатия разбуренных частиц пород при глубоком бурении необходимо применять гидромониторные или фрезерные долота алмазного типа, так как при этом можно существенно улучшить систему очистки забоя и тем самым уменьшить износ долота благодаря хорошему охлаждению, а явление повторного перемалывания частиц разбуренной породы исключить.

Как известно, у обычных серийных долот скорость струи промывочной жидкости, выходящей из сопла долот на поверхность забоя, близка к нулю, в то время как у гидромониторных и особенно алмазных долот она значительно возрастает и поэтому показатели бурения увеличиваются. Это можно объяснить не только гидромониторным эффектом первых и высокой износостойкостью алмазных долот, но главным образом и лучшей очисткой забоя.

По данным К. Гетлина [174], эффективность применения гидромониторных долот даже при бурении мягкой и средней крепости пород заключается лишь в улучшении системы очистки забоя, а не в разрушении его струей промывочной жидкости. Именно этим и объясняется применение за рубежом гидромониторных долот при бурении твердых и крепких пород с весьма большими нагрузками на долото и малыми скоростями вращения [175].

Таким образом, анализ фактических данных и экспериментальные исследования, проведенные в условиях, имитирующих забой скважины, показали, что ухудшение буримости пород с глубиной тесно связано со скоростью вращения долота и параметрами промывочной жидкости:

а) скорость вращения при современных способах бурения не соответствует параметрам промывочной жидкости, применяемой при глубоком бурении, особенно в геологически осложненных условиях;

б) большая скорость вращения долота препятствует проникновению жидкости в зоны разрушения и предразрушения пород,

в результате чего на разбуренные частицы действует дополнительное удерживающее усилие, что ухудшает процесс очистки забоя;

в) с увеличением скорости вращения долота уменьшается фильтрация по плоскости забоя, что приводит к увеличению сопротивляемости пород и ухудшению их буримости.

Для существенного увеличения буримости пород при глубоком бурении необходимо уменьшать скорость вращения долота до 10—15 *об/мин*, внедрять алмазные и гидромониторные долота и промывочные жидкости с наименьшей вязкостью, что даст возможность снизить отрицательное влияние эффекта давления в зонах разрушения.

## ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОПТИМАЛЬНОГО РАСХОДА ПРОМЫВОЧНОЙ ЖИДКОСТИ, ОБЕСПЕЧИВАЮЩЕГО СОВЕРШЕННУЮ ОЧИСТКУ ЗАБОЯ СКВАЖИНЫ В ЗОНАХ РАЗРУШЕНИЯ ГОРНЫХ ПОРОД

Эффективность разрушения горных пород при бурении существенным образом зависит от степени очистки забоя скважины от разрушенной породы. Вопрос очистки забоя приобретает важное значение при бурении глубоких скважин, где ограниченный расход бурового раствора ухудшает степень очистки. При этом форсирование режима бурения увеличением числа оборотов долота $n$ или осевой нагрузки $G$ не дает достаточного эффекта, так как в результате повторного перемалывания отколотых частиц уменьшается к. п. д. процесса разрушения породы, увеличивается износ породоразрушающего инструмента.

Форсирование бурения увеличением осевой нагрузки или числа оборотов долота целесообразно лишь в том случае, если количество подаваемой на забой промывочной жидкости обеспечивает немедленный вынос частиц разрушенной породы из-под набегающего зуба долота. Следовательно, для конкретных условий бурения максимальное значение механическая скорость будет иметь только при определенном сочетании расхода жидкости, скорости вращения и осевой нагрузки на долото. Это значение расхода и следует считать оптимальным. Несомненно, наряду с расходом циркулирующей жидкости, важное значение будут иметь и ее качественные показатели, особенно предельное напряжение сдвига $\tau_0$ и структурная вязкость $\eta$.

Рассмотрим механизм процесса разрушения забоя скважины в условиях совершенной очистки.

С углублением разрушающего инструмента за один оборот на величину $s$ за время $t$ промывочная жидкость должна проникнуть на глубину разрушения породы и уравновесить давление жидкости вокруг частиц в зоне разрушения. Если за время $t$ жидкость не успевает проникнуть на глубину $s$, то отколотые частицы будут прижиматься к забою под действием перепада давления и повторно перемалываться. Поэтому для качественной очистки забоя при бурении скорость внедрения разрушающего инструмента не должна превышать скорости проникновения промывочной жидкости в зону разрушения забоя [176].

Скорость проникновения глинистого раствора в зону разрушения забоя ($v_ф$) в первом приближении определяем по формуле Букингама, подставляя в нее вместо величины радиуса трубы удвоенное значение гидравлического радиуса пор [138]:

$$v_ф = \frac{r_п^2 \Delta p}{8\eta l}\left[1 - \frac{4}{3}\left(\frac{\Delta p_0}{\Delta p}\right) + \frac{1}{3}\left(\frac{\Delta p_0}{\Delta p}\right)^4\right], \qquad (19)$$

где $\Delta p$ — перепад давления; $l$ — длина пути фильтрации; $\eta$ — структурная вязкость раствора; $\Delta p_0$ — перепад давления, затрачиваемый на преодоление предельного напряжения сдвига глинистого раствора; $r_п$ — удвоенное значение гидравлического радиуса пор породы.

Гидравлический радиус пор породы определяем по формуле, предложенной в [168]:

$$r_п = \frac{1}{6}\sqrt{\frac{\alpha_0 k_{пр}}{m_0}}; \qquad (20)$$

здесь $\alpha_0$ — постоянный коэффициент, равный 72; $k_{пр}$ — проницаемость породы; $m_0$ — пористость породы.

Перепад давления, затрачиваемый на преодоление предельного напряжения сдвига глинистого раствора, для случая движения жидкости в пористой среде [169] определяем так:

$$\Delta p = \frac{\tau_0 l}{\beta}\sqrt{\frac{m_0}{2k_{пр}}}, \qquad (21)$$

где $\tau_0$ — предельное напряжение сдвига глинистого раствора; $\beta$ — коэффициент, учитывающий обтекаемость частиц.

А. Х. Мирзаджанзаде [169] дает следующую эмпирическую зависимость для определения $\beta$:

$$\beta = 3 - \frac{159{,}84 k_{пр}(1-m_0)^2}{m_0^3}; \qquad (22)$$

в данном уравнении $k_{пр}$ — проницаемость в $см^2$.

Перепад давления, действующего на забой скважины, в процессе бурения в проницаемых породах вычисляем по формуле

$$\Delta p = z\gamma + p_{к.\,п} - p_{пл}. \qquad (23)$$

Здесь $z$ — глубина бурения; $\gamma$ — удельный вес промывочной жидкости; $p_{пл}$ — пластовое давление; $p_{к.\,п}$ — потеря давления в кольцевом пространстве, определяемая по формуле Дарси-Вейсбаха,

$$p_{к.\,п} = \lambda\gamma\left(\frac{z}{D-d}\right)\frac{v^2}{2g} = 0{,}8\,\frac{\lambda_{к.\,п}\gamma z Q^2}{g(D-d)(D^2-d^2)^2}, \qquad (24)$$

где $Q$ — расход жидкости, циркулирующей в скважине; $g$ — ускорение силы тяжести; $D$ — диаметр скважины; $d$ — наружный диаметр бурильных труб; $\lambda_{к.\,п}$ — коэффициент гидравлических сопротивлений в кольцевом пространстве; $v$ — скорость восходящего потока.

Исследования Б. И. Мительмана [177] показали, что для случая структурного режима течения жидкости в кольцевом пространстве $\lambda_{к.\,п}$ можно определять по формуле

$$\lambda_{к.\,п} = \frac{80}{Re^*}, \tag{25}$$

где $Re^*$ — обобщенный критерий Рейнольдса.

По данным Б. И. Мительмана, при $Re^* \geqslant 1600$ в кольцевом пространстве скважины наблюдается переход из структурного режима течения жидкости в турбулентный. Хотя при бурении глубоких скважин, особенно в осложненных условиях, применяются растворы с высокими физико-механическими свойствами и при этом обычно в кольцевом пространстве наблюдается структурный режим течения, допускаем, что вынос разрушенной породы будет обеспечен даже при нижнем пределе турбулентности. Таким образом, при $Re^* = 1600$, т. е. при $\lambda_{к.\,п} = 0{,}05$, будем иметь

$$p_{к.\,п} = \frac{0{,}4\gamma z Q^2}{g(D-d)(D^2-d^2)}.$$

Предположим, что пластовое давление $p_{пл}$ определяем исходя из условия равновесия между пластом и скважиной [168] по формуле

$$p_{пл} = z\gamma + \frac{4\tau_0 z}{D-d}. \tag{26}$$

Подставляя значения $p_{к.\,п}$ и $p_{пл}$ в выражение (23), получаем

$$\Delta p = \frac{4\tau_0 z}{D-d}\left[\frac{0{,}01\gamma Q^2}{\tau_0 g (D^2-d^2)^2} - 1\right]. \tag{27}$$

Для перехода от средней объемной скорости фильтрации к средней истинной скорости $v_и$ полагаем

$$v_ф = m_0 v_и = m_0 \frac{l}{t},$$

где $t$ — продолжительность фильтрации.

Пренебрегая в формуле (19) последним членом в квадратных скобках ввиду малого его значения при больших перепадах давления и подставляя вместо входящих в нее параметров приведенные выше выражения, получаем

$$\frac{m_0 l}{t} = \frac{k_{пр}\alpha_0}{72 m_0 \eta l}\left\{\frac{4\tau_0 g z}{D-d}\left[\frac{0{,}01\gamma Q^2}{\tau_0 g (D^2-d^2)^2} - 1\right] - \frac{4}{3}\frac{\tau_0 l}{\beta}\sqrt{\frac{m_0}{2k_{пр}}}\right\}. \tag{28}$$

Преобразовав и решив уравнение (28) относительно $l$, получаем

$$l = \sqrt{\left(\frac{k_{пр}\alpha_0\tau_0 t}{108 m_0^2 \eta\beta}\sqrt{\frac{m_0}{2k_{пр}}}\right)^2 + \frac{k_{пр}\alpha_0\tau_0 z t}{108 m_0^2 \eta (D-d)}\left[\frac{0{,}01\gamma Q^2}{\tau_0 g (D^2-d^2)^2} - 1\right]} - \frac{k_{пр}\alpha_0\tau_0 t}{108 m_0^2 \eta\beta}\sqrt{\frac{m_0}{2k_{пр}}}. \tag{29}$$

Для обеспечения совершенной очистки забоя скважины глубина разрушения за время вращения долота на один оборот должна быть не больше глубины проникновения жидкости за то же время, т. е. $l \geqslant s$.

Исходя из этого условия для предельного случая и учитывая, что $t = \frac{60}{n}$ *сек*, из уравнения (29) определяем расход циркулирующей жидкости, обеспечивающий полное омывание отколотых частиц, т. е. проникновение жидкости на глубину разрушения:

$$Q = 10\,(D^2 - d^2) \times$$

$$\times \sqrt{\frac{0{,}3 m_0^2 g\eta\,(D-d)\,ns^2}{k_{пр}\alpha_0^2\gamma} + \frac{g\tau_0 s\,(D-d)}{3\beta z\gamma}\sqrt{\frac{m}{2k_{пр}}} + \frac{g\tau_0}{\gamma}}. \qquad (30)$$

Из выражения (30) следует, что расход, обеспечивающий полное омывание отколотых частиц породы на забое, зависит от параметров промывочной жидкости ($\gamma$, $\tau_0$ и $\eta$), глубины бурения и поперечных размеров кольцевого пространства ($z$, $D$, $d$), характеристики проходимых пород ($k_{пр}$, $m$) и режимных параметров бурения ($s$, $n$).

При выводе формулы (30) исходили из того, что для уравновешивания давления вокруг отколотой частицы необходимо проникновение жидкости на глубину разрушения. Однако для совершенной очистки забоя данного условия недостаточно, так как при этом не учитывается удерживающее отколотые частицы усилие, возникающее под действием перепада давления при фильтрации жидкости в зону разрушения породы [176].

Усилие, удерживающее частицы и возникающее от перепада давления при фильтрации жидкости в зону разрушения, преодолевается в основном увлекающим усилием при растекании струи на забое.

Величина увлекающего усилия, возникающего при растекании струи жидкости, выходящей из сопла, зависит от динамического давления в центре контакта струи с забоем, которое можно определить по формуле, предложенной в работе [178]:

$$p_э = 5{,}5\,(1 - \cos\varphi)\left(\frac{d_0}{d_0 + al_э}\right)^2 \frac{\gamma}{g}\left(\frac{Q}{\alpha_д f_д}\right)^2, \qquad (31)$$

где $\varphi$ — угол изменения направления движения струи при отражении от забоя ($90° \leqslant \varphi \leqslant 180°$); по данным А. К. Козодоя, в большинстве случаев $\varphi = 120°$ и соответственно $1 - \cos\varphi = 1{,}5$; $d_0$ — диаметр выходного отверстия насадки; $a$ — коэффициент гидравлического совершенства насадок, значение которого можно взять из работы [178]; $l_э$ — путь струи от насадки долота до забоя; $\alpha_д$ — коэффициент расхода, равный, по данным Б. И. Мительмана, в среднем 0,67; $f_д$ — суммарная площадь промывочных отверстий долота.

Тогда в общем случае величина отрывающего частицу усилия $P_{отр}$ может быть выражена формулой

$$P_{отр} = \psi p_э = 5{,}5\psi\,(1 - \cos\varphi)\left(\frac{d_0}{d_0 + al_э}\right)^2 \frac{\gamma}{g}\left(\frac{Q}{\alpha_д f_д}\right)^2, \qquad (32)$$

где $\psi < 1$ — безразмерный коэффициент, определяемый экспериментально.

Для обеспечения совершенной очистки забоя необходимо, чтобы отрывающее частицу усилие $P_{отр}$ было больше перепада давления при фильтрации жидкости на глубину разрушения породы $\Delta p_ф$, который может быть определен по выражению, получаемому из уравнения (19) без последнего члена в квадратной скобке,

$$\Delta p_ф = \frac{4}{3}\Delta p_0 + \frac{8v_ф\eta l}{r^2} = \frac{4}{3}s\left(\frac{\tau_0}{\beta}\sqrt{\frac{m_0}{2k_{пр}}} + 0{,}9\,\frac{m_0^2 sn\eta}{\alpha_0 k_{пр}}\right). \qquad (33)$$

Для обеспечения совершенной очистки забоя скважины необходимо, чтобы $l \geqslant s$ и $P_{отр} \geqslant \Delta p_ф$, поэтому для случая $P_{отр} = \Delta p_ф$

$$5{,}5\psi(1-\cos\varphi)\left(\frac{d_0}{d_0+al_з}\right)^2\frac{\gamma}{g}\left(\frac{Q_{опт}}{\alpha_д f_д}\right)^2 =$$

$$= \frac{4}{3}s\left(\frac{\tau_0}{\beta}\sqrt{\frac{m_0}{2k_{пр}}} + 0{,}9\,\frac{m_0^2\eta sn}{\alpha_0 k_{пр}}\right) \qquad (34)$$

или после преобразования и решения относительно параметров гидромониторной струи

$$d_0(d_0+al_з) = 1{,}57Q_{опт}\sqrt{\frac{\psi\gamma}{gs\left(\frac{\tau_0}{\beta}\sqrt{\frac{m_0}{2k_{пр}}} + 0{,}9\,\frac{m_0^2\eta sn}{\alpha_0 k_{пр}}\right)}}, \qquad (35)$$

где $Q_{опт}$ можно определить по формуле (30).

Таким образом, для совершенной очистки забоя, кроме создания оптимального расхода промывочной жидкости $Q_{опт}$, при котором полностью своевременно омываются отколотые частицы, необходимо еще подобрать соответствующее сочетание параметров гидромониторной струи ($d_0$, $Q$, $l_з$) для $Q_{опт}$, обеспечивающее окончательный отрыв и увеличение частиц, преодоление угнетающего их перепада давления, образующегося при непрерывном процессе фильтрации жидкости в зону разрушения.

Однако известно, что проникновение глинистого раствора ограничено размерами трещин в зоне разрушения. В процессе бурения в зону разрушения происходит в основном проникновение фильтрата и поверхностно-активных веществ, добавленных в глинистый раствор. Предлагаемая нами методика определения оптимального расхода жидкости может быть использована и в этом случае.

ГЛАВА 5

# ИССЛЕДОВАНИЯ ПО ВЫЯВЛЕНИЮ ВОЗМОЖНОСТЕЙ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ПРОЦЕССА РАЗРУШЕНИЯ ПОРОД В ГЛУБОКИХ СКВАЖИНАХ

## АНАЛИЗ МЕХАНИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК ПОРОД, ОТОБРАННЫХ ИЗ ГЛУБОКИХ СКВАЖИН, И ВЫЯВЛЕНИЕ ВОЗМОЖНОСТЕЙ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ПРОЦЕССА ИХ РАЗРУШЕНИЯ

Опыт проводки скважин глубиной свыше 3000—4000 *м* показывает, что на больших глубинах механическая скорость бурения и проходка на долото резко падают.

Для выявления причин падения показателей бурения глубоких скважин были изучены прочностные и пластические свойства разбуриваемых пород и сопоставлены показатели фактических и расчетных параметров режима бурения в определенных свитах.

Литологические пачки выбирали по однородности разбуриваемых пород, что в основном совпадало со стратиграфическим подразделением продуктивной толщи. Верхние глинистые стратиграфические подразделения совмещали в одну или две пачки, так как механические характеристики этих пород почти одинаковы.

В процессе исследований каждое стратиграфическое подразделение разбивали на три равные по мощности части (кровля, средняя часть и подошва), и значение механической характеристики всей мощности пласта определяли как среднее арифметическое.

Так как твердость пород является наиболее универсальным параметром, характеризующим совместно с контактным давлением механизм процесса разрушения, качественная характеристика механических свойств исследуемых пород определялась в основном по их твердости, а в случаях отсутствия общего хрупкого разрушения — по их пределу текучести.

Необходимую осевую нагрузку на долото, обеспечивающую объемное разрушение пород, в общем случае определяли по формуле

$$G_н \geqslant \alpha P_{тв} F_{min}, \qquad (1)$$

а для пород, не дающих общего хрупкого разрушения, в первом приближении по формуле

$$G_н \geqslant \beta P_т F_{min}, \qquad (2)$$

где $\alpha$ и $\beta$ — соответственно коэффициенты понижения твердости и предела текучести в условиях забоя скважины; $F_{min}$ — минимальная площадь контакта.

По данным В. С. Федорова, И. С. Финогенова и В. Г. Беликова [179, 180], в среднем $\alpha = 0{,}70$, а $\beta = 0{,}75$.

Метод определения осевой нагрузки, обеспечивающий максимальное погружение зубьев, для пород, не дающих общего хрупкого разрушения, подробно описан в следующем разделе.

Минимальная площадь контакта определяется следующим образом:

$$F_{min} = \frac{\eta_z D b_{min}}{2}, \qquad (3)$$

где $\eta_z$ — коэффициент перекрытия; $D$ — диаметр долота; $b_{min}$ — минимальная тупизна зубьев.

Значения $F_{min}$ для некоторых типов и размеров долот приведены в табл. 10.

Таблица 10

| Шифр долота | Минимальная площадь контакта с породой $F_{min}$, мм² | Общая площадь притупления зубьев $F_{общ}$, мм² | Минимальная тупизна зубьев $b_{min}$, мм | Шифр долота | Минимальная площадь контакта с породой $F_{min}$, мм² | Общая площадь притупления зубьев $F_{общ}$, мм² | Минимальная тупизна зубьев $b_{min}$, мм |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 1В-190С | 100 | 1397 | 1,0—0,26 | 3Б-269С | 265 | 4470 | 1,5—0,25 |
| 2В-190С | 102 | 1443 | 1,0—0,25 | К-269СТ | 198 | 3275 | 1,5—0,25 |
| 1В-190СТ | 145 | 2670 | 1,5—0,25 | 1В-295МЛ | 132 | 1838 | 1,0—0,25 |
| 1В-190Т | 121 | 1894 | 1,0—0,25 | 1В-295С | 160 | 3050 | 1,0—0,25 |
| СДС2-190Т | 146 | 3213 | 1,0—0,25 | 3Б-295С | 245 | 4250 | 1,5—0,25 |
| 3В-214С | 125 | 2140 | 1,0—0,25 | ОМ187-295С | 193 | 3660 | 1,25—0,25 |
| 1Б-243МЛ | 104 | 1505 | 1,0—0,25 | ОМ183-295Т | 242 | 5300 | 1,25—0,25 |
| АСГ9-243С | 115 | 2049 | 1,0—0,25 | СДС2-295Т | 334 | 6365 | 1,5—0,25 |
| 1В-243С | 115 | 1762 | 1,0—0,25 | К-295Т | 234 | 3990 | 1,25—0,25 |
| АСГ10-243Т | 115 | 2415 | 1,0—0,25 | 1В-295Т | 242 | 5300 | 1,25—0,25 |
| СВ-269МЛ | 286 | 3873 | 1,0—0,25 | | | | |

В табл. 11—14 приведены механическая характеристика пород отдельных стратиграфических подразделений, фактические и необходимые расчетные осевые нагрузки на долото, а также возможный механизм разрушения при бурении определенными долотами на различных площадях (Карадаг — табл. 11, о. Песчаный — табл. 12, о. Зыря — табл. 13, Бухта Ильича — табл. 14).

Следует отметить, что данные осевых нагрузок в основном характеризуют объемное разрушение хрупких и хрупко-пластичных пород, для которых необходима незначительная глубина внедрения зубьев. Что же касается пород, не дающих общего хрупкого

Таблица 11

| Возраст | Свойства пород | | | | Долота | | Осевая нагрузка на долото, т | | Возможный механизм разрушения |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | Предел текучести $P_т$, кГ/мм² | твердость $P_{тв}$, кГ/мм² | коэффициент пластичности по Шрейнеру $k_п$ | коэффициент пластичности по новой методике $k'_п$ | шифр | минимальная площадь контакта $F_{min}$, мм² | фактическая $G_ф$ | необходимая $G_н$ | |
| Апшеронский, акчагыльский ярусы | 10—25 | — | ∞ | 1,5—3,0 | 1Б-295МЛ | 132 | 3—4 | >1—2,5 | Объемный |
| Сурахано-сабунчинская свита | 25—40 | — | ∞ | 1,6—4,5 | — | 132 | 4—6 | >2,65—4,3 | Объемно-усталостный |
| Балаханская свита | 40—55 | 50—60 | 1,5—2,0 | 2,5—5,0 | 3Б-269С | 265 | 6—8 | >9,3—11,5 | Поверхностный |
| Свита перерыва | — | 67—74 | 1,0 | 1,0 | 3Б-269С | 265 | 8—12 | >12,5—14 | » |
| НКГ | 50—55 | 53—64 | 1,6—3,0 | 3,4—9,0 | 3Б-269МЛ | 286 | 10—12 | >11,6—13 | Усталостно-поверхностный |
| НКП | 55—60 | 60—68 | 1,43—2,12 | 3,5—7,5 | 3Б-269С | 265 | 10—12 | >11,2—12,7 | То же |
| КС | 60—65 | 65—75 | 1,5—2,0 | 3,2—7,0 | 3Б-269С | 265 | 10—12 | >12,5—14 | Поверхностный |

Таблица 13

| Возраст | Свойства пород | | | | Долота | | Осевая нагрузка на долото, $m$ | | | Возможный механизм разрушения |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | предел текучести $P_т$, кГ/мм² | твердость $P_{тв}$, кГ/мм² | коэффициент пластичности по Шрейнеру $k_п$ | коэффициент пластичности по новой методике $k_п^*$ | шифр* | минимальная площадь контакта $F_{min}$, мм² | фактическая $G_ф$ | необходимая $G_н$ | максимально-допустимая | |
| Апшеронский, акчагыльский ярусы | | | | | 11³/₄" 3-лопастные или | 2400 | 8—16 | >48 | — | Поверхностный |
| Сураханская свита | ≥25 | — | ∞ | 3 25 | 1В-295МЛ | 132 | 6—6 | 2,65 | 35 | Объемный |
| Сабунчинская свита | 27 | 38 | 2,0 | 3,00 | 1В-295МЛ | 132 | 6—10 | >3,5 | 35 | » |
| Балаханская свита | 39 | 47 | 2,3 | 5,15 | 3Б-269С | 265 | 8—10 | >9,0 | 25 | Объемно-усталостный |
| Свита перерыва | — | 66 | 1,0 | 1,00 | 3Б-269С | 265 | 10—12 | >12,3 | 25 | То же |
| НКГ | 63 | 70 | 1,8 | 5,50 | 3Б-269МЛ | 286 | 12—14 | >14,0 | 25 | Усталостный |
| НКП | 71 | 86 | 2,0 | 4,00 | 3Б-269С | 265 | 12—14 | >16,0 | 25 | Поверхностный |
| КС | 79 | 93 | 2,5 | 6,25 | 3Б-269С<br>1Б-190СТ | 265<br>145 | 13—15<br>8—10 | >17,3<br>9,5 | 25<br>12 | »<br>Объемно-усталостный |
| ПК | 100 | 122 | 1,9 | 3,72 | 1В-190СТ | 145 | 10—11 | >12,5 | 12 | Поверхностный |
| Кас | 121 | 140 | 2,7 | 7,65 | 1В-190СТ | 145 | 10—11 | >14,2 | 12 | » |

Таблица 12

| Возраст | Свойства пород | | | | Долота | | Осевая нагрузка на долото, т | | Возможный механизм разрушения |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | предел текучести $P_т$, кГ/мм² | твердость $P_{тв}$, кГ/мм² | коэффициент пластичности по Шрейнеру $k_п$ | коэффициент пластичности по новой методике $k'_п$ | шифр | минимальная площадь контакта $F_{min}$, мм² | фактическая $G_ф$ | необходимая $G_н$ | |
| Древнекаспийская свита, апшеронский, акчагыльский ярусы, сураханская свита | ≤15 | ∞ | | 2,7 | 1Б-295 | 132 | 5—6 | >1,56 | Объемный |
| Сабунчинская свита | 16 | 20 | 2,12 | 4,1 | 1Б-295 | 132 | 6—8 | >1,85 | » |
| Сураханская свита | 21 | 27 | 1,65 | 2,62 | 3Б-269 | 265 | 9—10 | >5,00 | » |
| Свита перерыва | — | 45 | 1 | 1 | 3Б-269С | 265 | 10—12 | >8,50 | » |
| НКГ | 46 | 55 | 3,12 | 8 | 3Б-269МЛ | 286 | 8—10 | >11,00 | Усталостно-поверхностный |
| НКП | 47,5 | 57 | 1,43 | 2,4 | 3Б-269С | 265 | 10—12 | >10,50 | Усталостный |
| КС | 71 | 80 | 1,9 | 5,1 | 3Б-269С | 265 | 10—12 | >15,00 | Поверхностный |
| ПК | — | 85 | 1 | 1 | 3Б-269С | 265 | 12—13 | >16,00 | » |
| Кас | 83 | 100 | 1,9 | 5,2 | 3Б-269С | 265 | 12—14 | >18,50 | » |

Таблица 11

| Возраст | Свойства пород | | | | Долота | | Осевая нагрузка на долото, $m$ | | Возможный механизм разрушения |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | предел текучести $P_т$, кГ/мм² | твердость $P_{тв}$, кГ/мм² | коэффициент пластичности по Шрейнеру $k_п$ | коэффициент пластичности по новой методике $k'_п$ | шифр | минимальная площадь контакта $F_{min}$, мм² | фактическая $G_ф$ | необходимая $G_н$ | |
| Апшеронский, акчагыльский ярусы | 17 | — | ∞ | 5,1 | 1Б-295МЛ | 132 | 5—6 | >1,66 | Объемный |
| Сураханская свита | — | — | — | — | — | — | — | — | — |
| Сабунчинская свита | 17 | 21 | 2,5 | 5,5 | 1Б-295МЛ | 132 | 6—8 | >2,00 | Объемный |
| Балаханская свита | 22 | 32 | 1,8 | 2,54 | 3Б-269С | 265 | 8—10 | >6,00 | » |
| Свита перерыва | — | 63,7 | 1 | 1 | — | 265 | 8—12 | >12,00 | Объемно-усталостный |
| НКГ | 48 | 55 | 2,12 | 6 | 3Б-269МЛ | 286 | 8—10 | >10,50 | Усталостный |
| НКП | 52 | 60 | 1,75 | 4,3 | 3Б-269С | 265 | 10—12 | >11,20 | » |
| КС | 64 | 70 | 3,1 | 12,5 | 3Б-269С | 265 | 8—12 | >13,00 | Поверхностный |
| НК | — | 64,4 | 1 | 1 | 3Б-269С | 265 | 12—14 | >12,00 | Усталостно-поверхностный |
| Кас | 70 | 86 | 2,5 | 5 | 3Б-269С | 265 | 12—14 | >16,00 | Поверхностный |

разрушения, то расчетные величины осевых нагрузок для них будут несколько заниженными. Необходимо также учесть, что по мере притупления зубьев за счет их износа для сохранения первоначального контактного давления нагрузку на долото надо увеличивать. Так, при износе зубьев по высоте на 20—30% в зависимости от угла их притупления нагрузка должна быть увеличена в 1,5—2 раза. Этот фактор необходимо учитывать при оценке возможного механизма разрушения горных пород.

Как видно из таблиц, при бурении на площадях Карадаг, о. Песчаный, о. Зыря серийными трехшарошечными долотами диаметром 190, 214, 243 и 269 *мм* условие для объемного разрушения различных пород, залегающих в интервале 3000—3500 *м* и более, не обеспечивается. Основной причиной этого, по нашему мнению, является несоответствие вооружения применяемых долот характеристикам пород, залегающих на глубине указанных интервалов бурения. К тому же при бурении трехшарошечными долотами диаметром 243, 214 и 190 *мм* (и менее) пород с твердостью более 100 *кГ/см*$^2$ невозможно обеспечить условия объемного разрушения забоя, так как необходимая осевая нагрузка превышает максимально допустимую нагрузку на долото (табл. 14).

Увеличение механической скорости проходки при бурении долотом типа М, по нашему мнению, объясняется большим шагом зубьев и большим коэффициентом скольжения по сравнению с долотом типа С. Увеличение коэффициента скольжения шарошек ведет к тому, что долото работает по принципу ударно-режуще-скалывающего действия, при котором улучшаются условия разрушения пластичных пород; увеличение шага зубьев приводит к увеличению времени их взаимодействия с породой и к уменьшению времени, необходимого для достижения разрушающей нагрузки [182, 183]. Следует еще раз отметить, что для увеличения эффективности разрушения горных пород при глубоком бурении породоразрушающий инструмент необходимо подбирать исходя из условий объемного разрушения в соответствии с характеристикой разбуриваемых пород. Например, зная закономерность изменения оптимальной осевой нагрузки в зависимости от оптимального расхода промывочной жидкости и сопоставляя ее с нагрузкой, получаемой по формуле (1), можно судить о целесообразности бурения определенных пород турбобурами.

На основании опытов, проведенных на площадях Бинагады и Шабандаг с применением турбобуров типа Т14М-9$^3/_4$" и Т12М1-6$^5/_8$" и долот № 12 и 8, А. Э. Кулиев [184] показал, что между оптимальной нагрузкой, воспринимаемой турбобурами, и расходом промывочной жидкости существует следующая зависимость:

$$G_{опт} = aQ^b, \tag{4}$$

где $a$ — опытный коэффициент, равный 0,06—0,07; $b$ — опытный коэффициент, зависящий от модели и состояния турбобура и долота, а также механических свойств пород, равный 1,3—1,4.

Расчеты показывают, что при среднем значении коэффициента $a = 0{,}065$, $b = 1{,}35$ и при расходах промывочной жидкости $Q = 18 \div 40$ *л/сек* оптимальная нагрузка на долото для рассмотренных конструкций турбобуров не превышает 3,35—9,35 *т*. При бурении серийными долотами диаметром 190, 214, 243 и 269 *мм* такой осевой нагрузкой можно обеспечить объемное разрушение пород с твердостью не более 40—50 *кГ/мм*$^2$.

## ОПРЕДЕЛЕНИЕ РАЦИОНАЛЬНОГО СПОСОБА БУРЕНИЯ И ПАРАМЕТРОВ РЕЖИМА ЕГО С УЧЕТОМ МЕХАНИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК РАЗБУРИВАЕМЫХ ПОРОД

### Вычисление рациональной глубины применения турбинного способа бурения

Обычно режимы турбинного бурения проектируются с учетом максимального использования мощности буровых насосов. При этом, однако, не учитывается эффективность использования передаваемой мощности для разрушения пород на забое. Очевидно, что рациональные режимы бурения, а также интервалы рационального применения того или иного способа бурения необходимо выбирать, исходя из физико-механических свойств разбуриваемых пород с учетом эффективного объемного процесса разрушения. Для этого необходимо знать величину необходимого (потребного) момента, обеспечивающего объемное разрушение при различных типах и размерах долот и физико-механических свойствах проходимых пород.

В. С. Федоровым [185] выведена формула по определению крутящего момента (в *кГм*), возникающего при бурении трехшарошечными долотами:

$$M_{\text{потр}} = \frac{1}{\eta_0}(M_{\text{р}} + M_h + M_{\text{ск}} + M_{\text{т}} + M_{\text{т. д}} + M_{\text{г}}), \qquad (5)$$

где $M_{\text{р}}$ — момент, обусловливаемый разрушением пород зубцами шарошек, в *кГм*

$$M_{\text{р}} = 4{,}68 \cdot 10^{-5} G \sqrt{\eta_z D \delta_t};$$

$M_h$ — момент, обусловливаемый вертикальными перемещениями долота из-за зубчатой поверхности шарошек, в *кГм*

$$M_h = 2{,}4 \cdot 10^{-4} m z_1 \left(d_{\text{ш}} - \frac{2}{3}\delta_t\right) \sin^2 \frac{\pi}{2mz_1} G;$$

$M_{\text{ск}}$ — момент, обусловливаемый скалыванием породы зубьями при наличии скольжения шарошек, в *кГм*

$$M_{\text{ск}} = 3{,}6 \cdot 10^{-2} \eta_z D \delta_t^2 \sigma \cos \alpha_z k_z;$$

$M_{\text{т}}$ — момент, обусловливаемый трением зубьев о породу при наличии скольжения шарошек, в *кГм*

$$M_{\text{т}} = 3{,}1 \cdot 10^{-5} \mu_1 (\eta_z D)^2 k_z b_{\text{эф}} \sigma;$$

$M_{т.д}$ — момент, обусловливаемый трением долота о стенки скважины, в *кГм*

$$M_{т.д} = 3{,}9 \cdot 10^{-4} e_ш \mu_1 DG \sin \alpha_z.$$

$M_г$ — момент, необходимый для преодоления сопротивления при вращении долота в глинистом растворе, в *кГм*

$$M_г = 2{,}2 \cdot 10^{-18} \gamma D^5 n.$$

Подсчеты показывают, что значением $M_г$, ввиду его незначительности по сравнению с остальными членами, можно пренебречь. Так как нас интересует потребный момент на долото, непосредственно используемый в процессе разрушения, предположим, что $M_{т.д} = 0$. Выражая потребный момент через основные параметры долота, породы и осевой нагрузки на долото, получаем:

$$M_{потр} = \frac{1}{\eta_0} \left[ \left( c_1 + c_2 m z_1 \sin^2 \frac{\pi}{2 m z_1} \right) G + (c_3 \cos \alpha_z + c_4 \mu_1) \sigma k_z \right], \qquad (6)$$

где

$$c_1 = 4{,}68 \cdot 10^{-5} \sqrt{\eta_z D \delta_t}; \quad c_2 = 2{,}4 \cdot 10^{-4} \left( d_ш - \frac{2}{3} \delta_t \right);$$

$$c_3 = 3{,}6 \cdot 10^{-2} \eta_z D \delta_t^{\phi}; \quad c_4 = 3{,}1 \cdot 10^{-5} (\eta_z D)^2 b_{эф}.$$

В формулах (5) и (6) $\delta_t$ — величина погружения зуба в породу в *мм*; $D$ — диаметр долота в *мм*; $d_ш$ — диаметр шарошки в *мм*; $G$ — нагрузка на долото в *кГ*; $b_{эф}$ — тупизна зубьев шарошек в *мм*; $\sigma$ — критическое напряжение породы в *кГ/мм*$^2$; $\eta$ — коэффициент перекрытия зубьев; $\mu_1$ — коэффициент трения зубьев шарошек о породу; $e_ш$ — число шарошек; $\alpha_z$ — угол заострения зубьев в *град*; $z_1$ — число зубьев на венце, соответствующем диаметру шарошки $d_ш$; $m$ — коэффициент, зависящий от расположения зубьев на шарошках; для расчета принимаем $m = 2$; $\eta_0$ — к. п. д. для нового долота, равный 0,96—0,98; $k_z$ — коэффициент скольжения шарошек; $\phi$ — показатель степени; в среднем принимаем его равным 0,5; $\gamma$ — удельный вес промывочной жидкости.

Согласно работе [185] принимаем для долот типа М $k_z = 0{,}15$; для долот типа С $k_z = 0{,}10$ и для долот типа СТ $k_z = 0{,}05$.

Так как нас интересует величина потребного момента в условиях максимального погружения зубьев в породу, т. е. погружения на величину не менее $\delta_t = (5/6) h_z$ ($h_z$ — минимальная высота зубьев на венце шарошки), то для этого необходимо соблюдать следующее условие:

$$G = G_{потр} = \beta F_{кон} P_т, \qquad (7)$$

где $F_{кон}$ — контактная поверхность долота, соответствующая

$$\delta_t = \frac{5}{6} h_z.$$

Если полагать, что каждый венец шарошки упирается на два зуба, то

$$F_{кон} = \frac{\eta_z D}{2l} \{2l\delta_1 \operatorname{tg} \alpha_z + l\delta_2 [\operatorname{tg}(\alpha_z + 2\varphi_z) + \operatorname{tg}(\alpha_z - 2\varphi_z)] + B_k\}. \quad (8)$$

Здесь

$$\delta_1 = \delta_l = \frac{5}{6} h_z; \quad \delta_2 = \delta_l - \eta_z \left(1 - \cos \frac{2\pi}{z_1}\right); \quad \varphi_z = \frac{\pi}{z_1};$$

$B_k$ — опорная поверхность верхних зубьев.

Учитывая условие (7), получаем окончательное выражение потребного момента

$$M_{потр} = \frac{\beta P_т}{\eta_0} \left[\left(c_1 + c_2 m z_1 \sin^2 \frac{2\pi}{2mz_1}\right) F_{кон} + (c_3 \cos \alpha_z + c_4 \mu_1) k_z\right]. \quad (9)$$

Из выражения (9) следует, что потребный момент для данного долота зависит главным образом от характеристики разбуриваемых пород ($P_т$, $\mu_1$, $\beta$).

Коэффициент трения зубьев шарошки о породу $\mu_1$ в жидкостной среде для различных пород изменяется в небольшом диапазоне, поэтому его можно считать постоянным и для глинистых пород равным 0,2.

Несомненно, что для каждого конкретного случая потребный момент будет зависеть от сопротивляемости пород. Имея данные $P_т = fz$ по стратиграфическим подразделениям или по всей глубине, можно определить закономерность изменения потребного момента в зависимости от глубины бурения. В качестве примера определен рациональный интервал глубины турбинного бурения для района о. Свиной (Санги-Муган), где весь разрез представлен в основном глинистыми породами.

Для указанного района выведена следующая зависимость изменения механических свойств пород с увеличением глубины: $P_т = 8{,}5 + 0{,}00455\, z$. Исследования показали, что данная закономерность остается в силе примерно до глубины 5000 *м*. Зная закономерность изменения сопротивляемости горных пород в зависимости от глубины бурения для определенных конструкции скважины, параметров промывочной жидкости, мощности буровой установки, конструкции бурильной колонны, обвязки насосов, найдем величину потребного момента, необходимого при бурении трехшарошечными долотами, и сопоставим ее с величиной момента, развиваемого на валу турбобура. Из выражения (9) получим

$$M_{потр} = A + Bz, \quad (10)$$

где $A$ — момент, не зависящий от глубины бурения; $B$ — величина прироста момента при углублении скважины на 1 *м*.

Расчетные параметры для долот № 8, 9, 10, 11 и 12 марок М, С и СТ приведены в табл. 15.

Таблица 15

| Расчетные параметры | Шифр долота | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | 1В-190С | 3Б-214С | 1В-243МЛ | 1В-243С | 3Б-269МЛ | К-269СТ | 1В-295МЛ | 1В-295С |
| $D$, *мм* | 190 | 214 | 243 | 243 | 269 | 269 | 295 | 295 |
| $d_ш$, *мм* | 120 | 138 | 162 | 162 | 170 | 161 | 190 | 190 |
| $h_{min}$, *мм* | 8,3 | 8,3 | 10,2 | 9,8 | 12,6 | 12,5 | 13,8 | 9,3 |
| $l$, *мм* | 12,3 | 12,0 | 10,2 | 10,2 | 10,5 | 9,0 | 9,5 | 12,0 |
| $z_{max}$ | 42 | 68 | 48 | 52 | 53 | 86 | 64 | 78 |
| $2\alpha_z$ | 39° 00′ | 37° 46′ | 44° 96′ | 37° 40′ | 38° 56′ | 42° 24′ | 46° 20′ | 37° 25′ |
| $\eta_z$ | 1,50 | 1,36 | 1,02 | 1,10 | 1,14 | 1,01 | 1,02 | 1,14 |
| $k_z$ | 0,10 | 0,10 | 0,15 | 0,10 | 0,15 | 0,05 | 0,15 | 0,10 |
| $F_{кон}$, *мм*$^2$ | 842 | 826 | 970 | 812 | 1362 | 1320 | 1712 | 1130 |
| $A$, *кГм* | 70 | 85 | 135 | 115 | 210 | 185 | 320 | 285 |
| $B$, *кГм/м* | 0,040 | 0,050 | 0,072 | 0,045 | 0,103 | 0,0853 | 0,1645 | 0,1325 |
| $b_{min}$, *мм* | 1,0 | 1,0 | 1,0 | 1,0 | 2,0 | 1,5 | 1,25 | 1,25 |

При рациональном режиме момент на валу турбобура

$$M_в = 716{,}2 \frac{W_т}{n} \eta_т, \tag{11}$$

где $W_т$ — максимально развиваемая мощность турбобура в *кГм/сек*; $n$ — число оборотов вала турбобура в *мин*; $\eta_т$ — к. п. д. турбобура.

При оптимальной производительности буровых насосов с учетом полной реализации подаваемой мощности и $n = n_{опт}$

$$W_т = W_{max} = \frac{k\gamma Q^3_{опт} \Delta p}{900 Q^2}. \tag{12}$$

Здесь $k$ — число ступеней турбобура; $\gamma$ — удельный вес промывочной жидкости в *Г/см*$^3$; $Q$ и $\Delta p$ — производительность насосов и соответственный перепад давления в *л/сек* и *кГ/см*$^2$; $Q_{опт}$ — оптимальная производительность насосов в *л/сек*, определяемая по формуле

$$Q_{опт} = \sqrt{\frac{p_{max}}{3\mu(\alpha_1 + \alpha_2 z)}}, \tag{13}$$

где $p_{max}$ — развиваемое максимальное давление насосов на глубине $z$ в *кГ/см*$^2$; $\alpha_1$ — коэффициент, характеризующий гидравлические сопротивления в манифольде и долоте; $\alpha_2$ — коэффициент, характеризующий гидравлические сопротивления в трубах, замках и затрубном пространстве; $\mu$ — коэффициент вязкости.

Из выражений (11) и (12) получим

$$M_в = 0{,}8\eta_т \frac{k\gamma \Delta p}{n_{опт} Q^2} Q^3_{опт}. \tag{14}$$

Число ступеней турбобура при полной реализации подаваемой мощности определяется по формуле [186]

$$k = \frac{240}{\Delta p} Q^2 (a_1 + a_2 z). \qquad (15)$$

Подставляя значения $k$ и $Q_{опт}$ в выражение (14), найдем

$$M_в = 63{,}6 \frac{Q p_{max}}{n} \eta_т, \qquad (16)$$

где $n$ — число оборотов вала турбобура, соответствующее значению $Q$.

Как видно из выражения (16), в условиях полной реализации мощности при плавном изменении числа ступеней с увеличением глубины бурения момент на валу турбобура остается постоянным; величина его определяется характеристикой турбобура ($Q$, $n$ и $\eta_т$) и допустимым давлением насосов ($p_{max}$).

Однако на практике с углублением скважины плавное увеличение числа ступеней турбобура осуществить невозможно, и поэтому оно выполняется ступенчато — путем применения серийных и секционных турбобуров.

Подставляя значение (13) в уравнение (14), а также принимая для современных турбин $\eta_т = 0{,}6$, можно определить закономерности изменения вращающего момента с углублением скважины по следующей формуле:

$$M_в = 0{,}16 \frac{k \Delta p p_{max}}{Q n (a_1 + a_2 z)}. \qquad (17)$$

Считая, что бурение ведется трехшарошечными долотами № 12, 11, 10, 9 и 8 марок М, С и СТ в сочетании с серийными и секционными турбобурами диаметрами 10″, 9″, 8″ и $7^1/_2$″ на 141-*мм* бурильных трубах с толщиной стенок 11 *мм*, с применением нормального глинистого раствора удельного веса 1,2 *Г/см*³, при максимальном давлении насосов $p_{max} = 150$ *кГ/см*², на основании выражений (10), (16) и (17) строим графическую зависимость изменения потребных моментов от глубины бурения (рис. 28).

На рис. 28 видно, что для данного сочетания долот с турбобурами до определенной глубины величина потребного момента меньше возможного развиваемого момента на валу турбобура. С увеличением глубины бурения, диаметра долота и с переходом от долота типа С к долоту типа М потребный момент увеличивается. Момент на валу турбобура при плавном изменении числа его ступеней не зависит от глубины, а при применении серийных и секционных турбобуров с увеличением глубины наблюдается общее его уменьшение, причем на определенной глубине у секционных турбобуров большее, чем у серийных.

При плавном изменении числа ступеней турбобура рациональную глубину применения турбинного способа бурения для конкретных

долот и турбобуров следует определять из выражений (10) и (16) по формуле

$$z_p = \frac{1}{B}\left(63{,}6\,\frac{\eta_T Q p_{max}}{n} - A\right). \qquad (18)$$

Таким образом, рациональную глубину применения турбобуров с обеспечиванием объемного разрушения пород можно увеличивать путем применения высокомоментных турбобуров, повышения рабочего давления буровых насосов и уменьшения потребного момента долота. Последнее можно достичь применением менее энергоемких долот (с меньшим шагом зубьев).

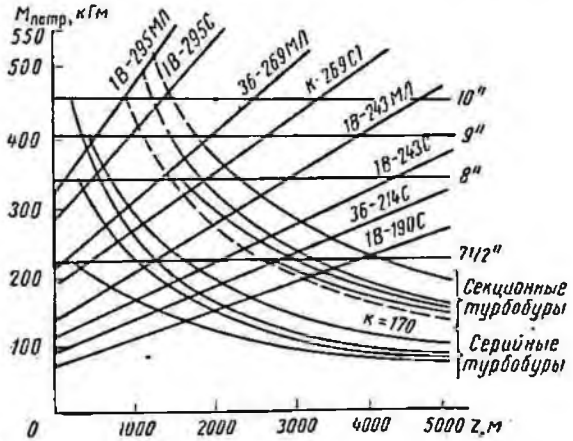



Рис. 28. Изменение потребного момента на валу турбобура при плавном изменении числа его ступеней в зависимости от глубины бурения на примере скв. 8 площади Санги-Муган.

Одним из рациональных вариантов уменьшения потребного момента долота при глубоком турбинном бурении следует считать применение алмазных и штыревых долот. Однако как отечественная, так и зарубежная практика применения алмазных долот при бурении твердых и крепких пород турбинным способом показала, что современные конструкции алмазных долот не соответствуют характеристике существующих турбобуров, или наоборот, а именно: в результате больших оборотов вала турбобуров алмазы охлаждаются недостаточно. Это приводит к местному перегреву [186, 187] и преждевременному выходу долот из строя.

Рациональную глубину применения турбобура с определенным числом ступеней следует вычислять из выражений (10) и (17):

$$z_p = \frac{-(A\alpha_2 + B\alpha_1) + \sqrt{(A\alpha_2 + B\alpha_1)^2 - 4B\alpha_2\left(A\alpha_1 - \frac{0{,}16 p_{max}\,\Delta pk}{Qn}\right)}}{2\alpha_2 B}. \qquad (19)$$

Из формулы следует, что с увеличением числа ступеней турбобура рациональная глубина его применения увеличивается.

Для обеспечения объемного разрушения горных пород число ступеней турбобура необходимо выбирать исходя из следующего условия: $z_p' < z_p$. При этом максимальное число ступеней определяется из выражений (15) и (18) по формуле

$$k_{max} = \frac{240}{\Delta p} Q^2 \left[ \frac{a_2}{B} \left( 63{,}6 \frac{\eta_T Q p_{max}}{n} - A \right) + a_1 \right], \qquad (20)$$

а минимальное число ступеней турбобура (в начале бурения) — из выражения (19) при условии $z_p' = 0$:

$$k_{min} = 6{,}25 a_1 A \frac{nQ}{\Delta p p_{max}}. \qquad (21)$$

В табл. 16 приведены значения $k_{max}$ и $k_{min}$ для различных сочетаний турбобуров и долот применительно к условиям бурения в районе о. Свиной (Санги-Муган).

Таблица 16

| Минимальное и максимальное число ступеней турбобура | Размер турбобура и шифры долот | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | 10" | | 9" | | 8" | | 7¹/₂" |
| | 1В-295МЛ | 1В-295С | 3Б-269МЛ | К-269СТ | 1В-243МЛ | 1В-243С | 3В-214С |
| $k_{min}$ | 52 | 46 | 44 | 39 | 30 | 25 | 40 |
| $k_{max}$ | 170 | 216 | 286 | 314 | 310 | 415 | 310 |

Анализ и расчеты показывают, что при бурении долотом 1В-295МЛ в сочетании с турбобуром диаметром 10" объемное разрушение пород происходит до глубины 860 *м*, и при этом нет необходимости применять турбобуры с числом ступеней больше чем 170 ($k_{max} = 170$).

Принимая во внимание рассмотренные выше условия, нецелесообразно начинать бурение с нулевой отметки турбобуром с числом ступеней меньше 52 ($k_{min} = 52$), так как при этом развиваемый момент на валу меньше момента, необходимого для объемного разрушения.

Турбобурами с числом ступеней $k < k_{min}$ можно осуществлять объемное разрушение породы путем увеличения момента на валу турбобура за счет повышения осевой нагрузки на долото. Однако при этом турбобур будет работать в режиме, близком к тормозному, при значительном уменьшении числа оборотов вала, что способствует резкому снижению механической скорости бурения.

Указанное выше явление наблюдается и в случаях, когда число ступеней $k_1$, $k_2$ не соответствует глубинам $z_1'$ и $z_2'$ и при $k > k_{max}$ (рис. 29). Турбобуром с числом ступеней $k > k_{max}$ можно работать только с глубины $z_2$, однако при этом не будет обеспечено объемное разрушение породы.

Следовательно, при бурении с определенным сочетанием турбобура и долота для обеспечения объемного разрушения породы число

ступеней турбобура необходимо изменять плавно или по крайней мере ступенчато, как показано на рис. 29. Однако осуществить такое регулирование ступеней на практике трудно, и поэтому объемное разрушение пород в интервале 0 — $z_2$ необходимо обеспечивать не путем изменения числа ступеней турбобура, а путем изменения типа и модели долота.

Ниже рациональной глубины, если позволяет конструкция скважины, следует переходить на другое сочетание турбобура и долота.

Рассмотренным выше методом можно определять рациональную глубину применения турбинного способа бурения для заданной конструкции скважины. Этим способом можно легко определять также целесообразность применения того или другого вида сочетания турбобура и долота для данной площади. Так, при бурении долотом 3Б-269МЛ в сочетании с серийным турбобуром диаметром 9″ объемное разрушение пород обеспечивается до глубины 900 *м*, а при бурении такими же двухсекционными турбобурами — до глубины 1880 *м*. При тех же условиях при переходе на бурение долотом 1В-243МЛ и серийным турбобуром диаметром 8″ рациональная глубина увеличивается до 1120 *м*, а при применении секционных турбобуров диаметром 8″ — до 2090 *м*.

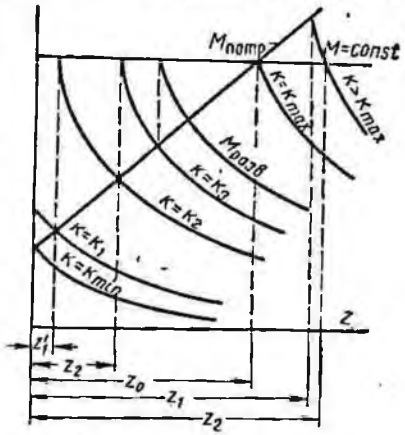



Рис. 29. Схема для определения и регулирования числа ступеней турбобура в зависимости от глубины бурения с учетом эффективного разрушения горных пород.

Применение турбобура диаметром 8″ в сочетании с долотом № 10 и 141-*мм* бурильных труб с замками 3Ш по сравнению с турбобурами диаметром 9″ с долотом № 11 и той же компоновкой труб дает возможность увеличить интервал бурения с объемным разрушением пород в скважине. Таким же способом можно определить целесообразность применения других сочетаний турбобуров и долот.

Г. И. Булах [188], определяя наиболее эффективную глубину применения турбинного способа бурения, придерживается следующей методики. Приравнивая гидравлическую мощность турбобура к максимальной мощности, подводимой к забою скважины, он устанавливает изменение числа ступеней турбобура в зависимости от глубины для данного сочетания долот и турбобура. Принимая постоянным число ступеней, он определяет наиболее эффективную глубину применения турбобура. Данная методика не учитывает влияния осевой нагрузки на долото, обеспечивающей максимально возможное внедрение разрушающего инструмента в породу, и является сугубо гидравлической. Кроме того, в методике Г. И. Булаха не учитываются такие объективные параметры, как характеристика разбуриваемых

пород, тип долота и другие, в результате чего определяемая глубина не увязывается с механизмом разрушения забоя скважины.

По Г. П. Булаху, рациональная глубина бурения при применении серийных турбобуров диаметром 10″ в сочетании с долотом № 12 равна 250 *м*. По предлагаемой нами методике рациональная глубина эффективного разрушения с учетом характеристики разбуриваемых пород и типа применяемых долот для района о. Свиной при бурении долотом 1В-295МЛ составляет 860 *м*, а при бурении долотом 1В-295С — 1320 *м*.

## Определение рациональной глубины применения роторного способа бурения

Эффективность турбинного способа бурения, как было показано, ввиду снижения мощности, подаваемой на забой, с увеличением глубины уменьшается. Например, при бурении в районе Санги-Муган 141-*мм* бурильными трубами с замками ЗШ с применением глинистого раствора удельного веса 1,2 *Г/см*³ при рабочем давлении буровых насосов 150 *кГ/см*² объемное разрушение породы можно обеспечить до следующих глубин: турбобуром Т12М3-10″ в сочетании с долотом 1В-295С — до 1500 *м*; турбобуром Т12М3-9″ в сочетании с долотом К-269СГ — до 2500 *м* и турбобуром Т12М3-8″ в сочетании с долотом 1В-243С — до 4250 *м* и т. д.

Ниже указанных глубин обеспечить объемное разрушение пород турбинным способом бурения невозможно, и поэтому необходимо переходить на более рациональный способ бурения. Известно, что при бурении глубоких скважин роторный способ имеет широкое применение. Поэтому представляют интерес установление области рационального применения этого способа бурения, разработка метода определения наиболее оптимальных параметров его режима и сравнение данных этого способа с данными турбинного способа бурения.

При роторном способе бурения передаваемый долоту момент можно определить из выражения

$$M_д = M_у - M_{пот}, \qquad (22)$$

где $M_у$ — установленный момент ротора в *кГ/м*; $M_{пот}$ — потери момента на вращение наземного оборудования и на холостое вращение колонны бурильных труб; эти потери определяются по формуле В. С. Федорова:

$$M_{пот} = 975\,(a_1 + a_2 n + c\gamma d^2_{нар} n^{0,7} z); \qquad (23)$$

здесь $a_1$, $a_2$, $c$ — постоянные коэффициенты; $d_{нар}$ — наружный диаметр бурильных труб в *мм*; $n$ — число оборотов ротора в *мин*; $\gamma$ — удельный вес жидкости в *Г/см*³.

При передаче энергии через двухмоторный редуктор $a_1 = 0{,}025$; при использовании текстропной передачи с двигателя $a_1 = 0{,}013$.

Если передача к ротору осуществляется через редуктор и четырехскоростную лебедку, то $a = 0{,}117$. Значение $a_2$ во всех случаях

равно 0,00012. Коэффициент $c$ зависит от искривления ствола скважины. Для вертикальных скважин, по данным В. С. Федорова, $c = 0{,}000188$.

Полагая, что

$$M_y = 716{,}2\frac{W_y}{n}, \qquad (24)$$

и подставляя значение потерь момента (23) в выражение (22), получаем:

$$M_x = 716{,}2\left[\frac{W_y}{n} - 1{,}36\,(a_1 - a_2 n + c\,\rho\, d_1^2 n^2 / \lambda)\right]. \qquad (25)$$

В случае применения комбинированной колонны бурильных труб момент, передаваемый на долото,

$$M_x = 716{,}2\left[\frac{W_y}{n} - 1{,}36\,[a_1 - a_2 n - c\,\rho\,(l_1 d_{н_1}^2 - l_2 d_{н_2}^2)\, n^2 / \lambda]\right], \qquad (26)$$

где $d_{н_1}$ и $d_{н_2}$ — диаметры нижней и верхней секций комбинированной колонны бурильных труб в *мм*; $l_1$ и $l_2$ — длина этих секций в *м*; $W_y$ — установленная мощность на валу турбобура в *квт*.

Как видно из выражений (25) и (26), при роторном способе бурения момент, передаваемый на долото, зависит от глубины скважины, числа оборотов ротора, удельного веса промывочной жидкости и диаметра бурильных труб.

Таким образом, если установленная мощность максимально допустимая, то единственной возможностью, способствующей увеличению передаваемого на забой, является уменьшение числа оборотов ротора с увеличением глубины бурения.

В частности, в США при бурении твердых пород глубоких скважин долотом № 9 при осевой нагрузке до 36 *Т* число оборотов ротора часто уменьшают до 30—60 *об/мин* [189]. Конечно, такой режим нерационален для разбуривания твердых пород, а применяется вынужденно для передачи на забой относительно большого момента [190]. С другой стороны, в роторном бурении число оборотов ротора ограничено усталостной прочностью бурильной колонны. Поэтому для обеспечения безопасного (безаварийного) бурения нужно исходить из условия усталостной прочности колонны:

$$M_д \leqslant M_{доп}, \qquad (27)$$

где $M_{доп}$ — допускаемый крутящий момент колонны бурильных труб, обеспечивающий безопасную ее работу в процессе бурения.

Следовательно, при роторном бурении условия обеспечения объемного разрушения нужно объединить с условиями безопасной работы бурильной колонны:

$$M_{потр} \leqslant M_д \leqslant M_{доп}. \qquad (28)$$

Следует отметить, что в отличие от предложенных ранее условий обеспечения объемного разрушения [51], действительных только

для хрупких и в некоторой степени для хрупко-пластичных пород, нами дается новый критерий, отвечающий требованиям разрушения пород всех трех групп.

В турбинном способе бурения этот критерий

$$M_д \geqslant M_{потр}. \tag{29}$$

При роторном способе бурения к этому условию следует еще добавить условия обеспечения безопасности работы бурильной колонны.

Допускаемый момент в верхнем сечении бурильных труб при совместном действии крутящих и растягивающих напряжений определяется из следующего условия прочности:

$$\sigma_{доп} = \sqrt{\sigma_р^2 + 4\tau_к^2}; \tag{30}$$

здесь $\sigma_{доп}$ — сложное (результирующее) напряжение; $\sigma_р$ — напряжение растяжения

$$\sigma_р = \frac{\gamma_м - \gamma}{10} z; \tag{31}$$

$\gamma_м$ — удельный вес материала труб; $\tau_к$ — напряжение кручения

$$\tau_к = \frac{M_{х.\,в} + M_{доп}}{W_0}; \tag{32}$$

$W_0$ — полярный момент сопротивления сечения колонны бурильных труб; $M_{х.\,в}$ — момент, затрачиваемый на холостое вращение колонны бурильных труб,

$$M_{х.\,в} = c\gamma d_н^2 n^{0,7} z \cdot 975. \tag{33}$$

В случае же применения комбинированной колонны бурильных труб

$$M_{х.\,в} = 975 c\gamma n^{0,7} (d_{н_1}^2 l + d_{н_2}^2 l_2). \tag{34}$$

Из выражений (30), (31) и (32) получим:

$$M_{доп} = \frac{W_0}{200} \sqrt{\sigma_{доп} - \left(\frac{\gamma_м - \gamma}{10} z\right)^2} - M_{х.\,в}. \tag{35}$$

При применении комбинированной колонны бурильных труб растягивающие напряжения в верхнем сечении определяются из следующего выражения:

$$\sigma_р = \frac{q_1 l_1 + q_2 l_2}{0,785 (D_2^2 - d_2^2)} = \frac{0,785 (D_1^2 - d_1^2)(\gamma_м - \gamma) l_1 + 0,785 (D_2^2 - d_2^2)(\gamma_м - \gamma) l_2}{10 \cdot 0,785 (D_2^2 - d_2^2)} =$$

$$= \left[\left(\frac{D_1^2 - d_1^2}{D_2^2 - d_2^2}\right) l_1 + l_2\right] \frac{\gamma_м - \gamma}{10}, \tag{36}$$

где $q_1$ и $q_2$ — вес 1 *м* соответственно нижней и верхней секций комбинированной колонны бурильных труб; $D_1$, $d_1$, $D_2$, $d_2$ — соответственно наружные и внутренние диаметры нижних и верхних секций комбинированной колонны.

Допускаемый момент при применении комбинированной колонны бурильных труб можно определить по следующей формуле:

$$M_{доп} = \frac{W_0}{200}\sqrt{\sigma^2_{доп} - \left[\left(\frac{D_1^2 - d_1^2}{D_2^2 - d_2^2}\right) l_1 + l_2\right]\left(\frac{\gamma_м - \gamma}{10}\right)^2} - M_{х.\,в}. \quad (37)$$

Как видно из выражений (10), (25), (35) и (37), моменты для конкретных условий бурения зависят только от глубины бурения. Совместное решение этих уравнений представлено на рис. 30 и 31. В расчетах принято, что бурение ведется ротором У7-520-3 мощностью

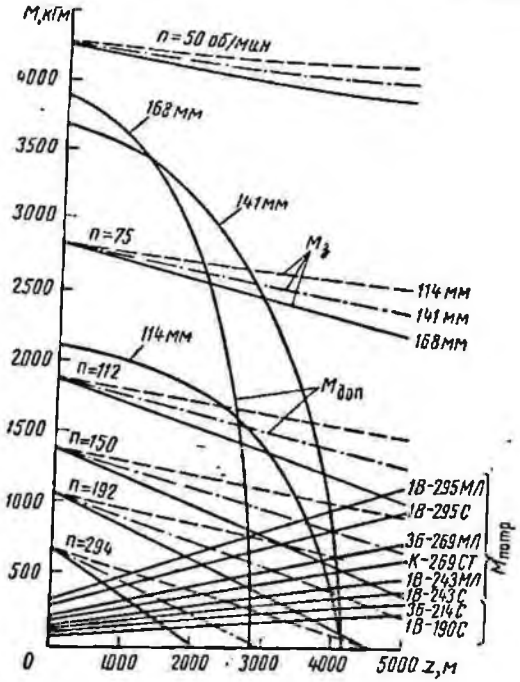



Рис. 30. Номограмма изменения потребного момента на долото, момента, прикладываемого к забою, и допускаемого момента в зависимости от глубины бурения для сплошной колонны бурильных труб (в роторном бурении для различных долот).

300 *л. с.* при скоростях вращения 50, 112, 192 и 294 *об/мин* с применением глинистого раствора удельного веса 1,2 *Г/см*³ и бурильных труб, указанных в табл. 17. При определении допускаемого момента, передаваемого на забой, коэффициент прочности бурильных труб принят равным 2. На рис. 30 видно, что с увеличением глубины бурения и скорости вращения бурильной колонны передаваемый долоту момент уменьшается по прямой линии, причем на одинаковых глубинах он особенно уменьшается при применении бурильных труб большого диаметра.

Допускаемый момент, передаваемый на колонну бурильных труб, с увеличением глубины также уменьшается по параболическому закону и для сплошной (некомбинированной) колонны практически не зависит от скорости вращения ротора. Например, для колонны

бурильных труб диаметром 114 и 141 *мм* из сталей марки Е предельная глубина бурения равна 4200 *м*, а для 168-*мм* колонны из сталей марки Д — 2875 *м*.

Таблица 17

| Размер труб, *мм* | Расчетные параметры труб | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| | наружный диаметр, *мм* | толщина стенки, *мм* | момент сопротивления сечения, $см^3$ | вес 1 *м*, *кг* | Марка |
| 168 | 168 | 9 | 340 | 41,0 | Д |
| 168 | 168 | 11 | 402 | 48,3 | Д |
| 141 | 141 | 9 | 233 | 34,0 | Е |
| 141 | 141 | 11 | 272 | 10,0 | Е |
| 114 | 114 | 8 | 133 | 24,0 | Е |
| 114 | 114 | 10 | 158 | 28,5 | Е |

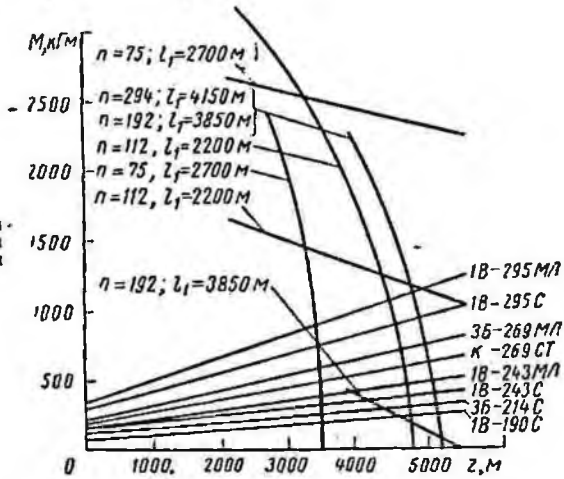



Рис. 31. Зависимость изменения моментов от глубины бурения для комбинированной колонны бурильных труб.

Из этих же данных следует, что предельная глубина бурения с применением высококачественных бурильных труб также увеличивается. На графиках видно, что линии потребного момента пересекаются с линиями передаваемого момента на разных глубинах и при разной скорости вращения бурильного инструмента. При этом с уменьшением скорости вращения указанные точки перемещаются в сторону увеличения глубины бурения. Точки пересечения линий моментов означают, что ниже соответствующих глубин при данной скорости вращения ротора ввиду ограниченной мощности последнего условия для объемного разрушения породы не обеспечиваются. Следовательно, для обеспечивания объемного разрушения единственной возможностью является регулирование скорости вращения ротора

с углублением скважин. Например, бурение ведется роторным способом долотом марки 1В-295МЛ с применением 168-*мм* бурильных труб. Для обеспечения объемного разрушения пород на забое скорость вращения ротора с углублением скважины необходимо регулировать следующим образом: $n = 294$ *об/мин* до глубины 750 *м*; $n = 192$ *об/мин* — до 1875 *м*; $n = 150$ *об/мин* — до 2900 *м*; $n = 112$ *об/мин* — до 4700 *м* и т. д.

Однако, исходя из условия $M_з \leqslant M_{доп}$ со скоростью $n = 150$ *об/мин* можно бурить лишь до глубины 2750 *м*, соответствующей точке пересечения линий моментов $M_з$ и $M_{доп}$, а не до глубины 2900 *м*.

При бурении ниже указанных глубин необходимо перейти на комбинированную колонну бурильных труб (168 *мм* и 141 *мм*). Для определения скорости вращения комбинированной колонны, соответствующей этому интервалу бурения, на рис. 31 представлена графическая зависимость изменения моментов от глубины бурения. Длину нижней секции комбинированной колонны $l_1$ определяли, исходя из условий ее прочности (см. рис. 30), а длину верхней секции исходя из разности глубины бурения $z$ и $l_2$. Так, при бурении 168- и 141-*мм* комбинированной колонной со скоростью вращения 75 *об/мин* длина нижней секции равна 2700 *м*. Указанной комбинированной колонной с долотом 1В-295МЛ можно вести бурение до глубины 3350 *м*, при этом длина верхней секции будет равна 650 *м*. Прочность отмеченной компоновки комбинированной колонны не позволяет вести бурение со скоростью вращения ротора свыше 112 *об/мин*, а при комбинированной колонне из 141- и 114-*мм* труб — выше 192 *об/мин* и т. д.

Следует отметить, что при соблюдении условия $M_{потр} \leqslant M_з \leqslant M_{доп}$ бурение ротором можно вести и при малых оборотах. Однако это может отразиться на механической скорости проходки. Поэтому при определении рациональной скорости вращения, кроме указанных факторов, следует учитывать как время взаимодействия зубьев шарошки с породой, так и очистку забоя от выбуренной породы.

Сравнение способов бурения показывает, что при глубоком бурении современные турбобуры в нижних интервалах не обеспечивают объемного разрушения горных пород, в то время как роторным способом бурения при одинаковых условиях можно осуществить объемное разрушение породы на бо́льших глубинах.

Для увеличения эффективности турбинного бурения глубоких скважин необходимо создать более мощные насосы и высокомоментные турбобуры, так как секционирование турбобуров при недостаточной мощности установленных насосов не даст ощутимой эффективности.

Учитывая опыт применения режуще-истирающих (фрезерных) долот [191], где помимо существенного увеличения проходки на долото при повышении числа оборотов наблюдается некоторое уменьшение потребного и удельного моментов на долото, а также целесообразность увеличения проходки на долото при глубоком бурении, эффективность турбинного бурения можно также повысить за счет

уменьшения потребного момента путем применения менее энергоемких фрезерных долот, снабженных резцами из твердых сплавов или алмазов.

Для увеличения эффективности роторного способа бурения глубоких скважин необходимо создать высококачественные бурильные трубы, мощный ротор, позволяющий регулировать скорости вращения бурильной колонны в широких диапазонах, и износостойкие режуще-истирающие (фрезерные) долота.

Одним из практически возможных вариантов изменения скорости вращения ротора в широких диапазонах может служить осуществление передачи на ротор посредством гидромуфт или гидротрансформаторов. Такой механизм передачи позволит полуавтоматически осуществлять оптимальный режим бурения, т. е. изменять число оборотов ротора в зависимости от осевой нагрузки на долото плавно и в широком интервале.

## ИССЛЕДОВАНИЕ РАСПРОСТРАНЕНИЯ УДАРНЫХ ВОЗМУЩЕНИЙ В УПРУГО-ПЛАСТИЧНЫХ ПОРОДАХ И ВЫЯВЛЕНИЕ ОСНОВНЫХ ИХ ЗАКОНОМЕРНОСТЕЙ ПРИ ДЕФОРМАЦИИ

Физико-механические свойства горных пород определяются при статических условиях. В последнее время появились отдельные работы, дающие возможность определять характеристику горных пород при динамических условиях [182, 192—194]. Однако эти работы не позволяют в достаточной мере выявить потенциальную возможность энергии удара в процессах разрушения горных пород.

Известно, что эффективность разрушения горных пород в значительной степени зависит от длительности действия нагрузки [41, 183, 192, 195, 196]. При недостаточном времени действия нагрузки на породы, даже при существенных ее значениях, механизм разрушения горной породы носит объемно-усталостный характер, и потенциальная энергия удара полностью не используется, особенно при разбуривании пластичных пород, так как для развития пластической деформации требуется определенное время.

Рассмотрим механизм развития и распространения пластической деформации в упруго-пластичных породах под действием динамической нагрузки, и поскольку цель данной задачи заключается в получении качественных выводов, решение ее представляем упрощенным.

В качестве расчетного элемента рассмотрим отдельный столб породы, на верхний конец которого действует кратковременная нагрузка, возрастающая со временем или мгновенно до максимальной величины и монотонно убывающая также со временем.

Согласно теории волн под действием ударной силы зубьев долота в столбе возникает волна сжатия, продвигающаяся в глубину и вызывающая развитие продольных колебаний. Поперечные деформации грунта отсутствуют [197].

Если величина удельной силы удара в этих условиях не превышает предела текучести пород, то деформация будет передаваться

со скоростью звука $a_0$, и частицы, находящиеся на расстоянии $x = a_0 t$ от его конца, в момент времени $t = x/a_0$ после удара скачкообразно приобретут максимальную деформацию, соответствующую максимальной удельной силе удара.

Если максимальное значение удельного давления на породу будет превосходить предел текучести, то картина распространения деформации будет совершенно иной: деформация рассматриваемой частицы с момента $t = x/a_0$ будет непрерывно возрастать по закону $\sigma = \sigma(\varepsilon)$ до некоторого значения, меньшего, чем максимальная

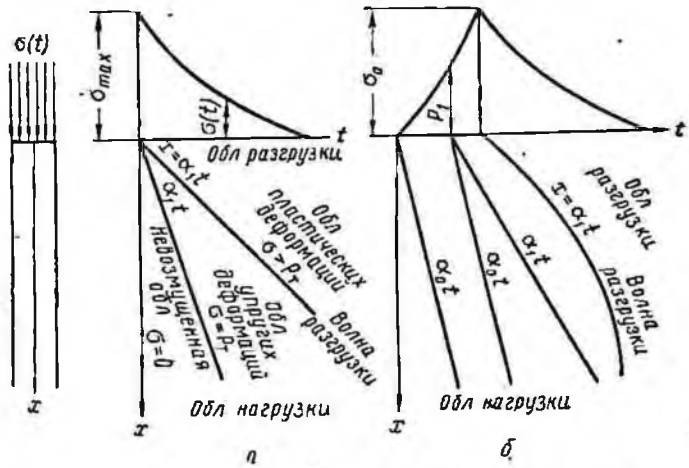



Рис. 32. Схема нагрузки и разгрузки упруго-пластичных пород.

*а* — нагрузка мгновенно возрастает до максимальной величины и монотонно убывает со временем (взрывное бурение); *б* — нагрузка в течение определенного времени монотонно возрастает, достигая своей максимальной величины, и монотонно убывает (бурение долотом ударного действия).

деформация конца, после чего будет уменьшаться по закону, зависящему как от характера уменьшения нагрузки на концы столба, так и от вида кривой $\sigma = \sigma(\varepsilon)$.

Таким образом, в плоскости $x$, $t$ для данного $x$ существует некоторое время $t$, после которого начинается разгрузка элемента (рис. 32). Кривая, по одну сторону от которой происходит нагрузка, а по другую — разгрузка столба пород, называется волной разгрузки [198].

Следуя Х. А. Рахматулину, выведем дифференциальное уравнение деформирования элемента столба породы после прохождения волны разгрузки. Для этого предположим, что порода однородная и подчиняется линейному закону упрочнения при деформировании.

Обозначим $\varepsilon_0(x)$ и $\sigma_0(x)$ соответственно деформацию и напряжение элементов столба породы на волне разгрузки. После прохождения волны разгрузки величина деформации элемента должна

уменьшаться, следовательно, будет отмечаться его разгрузка, при которой $\sigma$ и $\varepsilon$ связаны линейно:

$$\sigma - \sigma_0 = E(\varepsilon - \varepsilon_0), \tag{38}$$

где $E$ — модуль упругости горных пород.

С другой стороны, напряженное состояние упруго-пластичных материалов в условиях динамического напряжения и деформации описывается не линейным дифференциальным уравнением частных производных второго порядка, а носит волновой характер [198]:

$$\frac{\partial^2 u}{\partial t^2} = a^2 \frac{\partial^2 u}{\partial x^2}; \tag{39}$$

здесь $u$ — продольное смещение поперечного сечения столба породы.

Подставляя выражение (38) в выражение (39), получаем:

$$\frac{\partial^2 u}{\partial t^2} = a^2 \frac{\partial^2 u}{\partial x^2} + \frac{1}{\rho} \frac{d\sigma_0}{dx} - a_0^2 \frac{d\varepsilon}{dx}, \tag{40}$$

где $a_0 = E/\rho$; $\rho$ — плотность горных пород.

В уравнении (40), описывающем процесс деформирования за волной разгрузки, величина $\varepsilon_0(x)$ определяется после совместного решения дифференциальных уравнений, выражающих процесс деформирования в областях нагрузки и разгрузки при удовлетворении граничных условий как на конце столба породы, так и на волне разгрузки. Так как давление на конце столба породы возрастает скачкообразно, деформация до момента прихода волны разгрузки изменяется на основании следующих уравнений:

$$x/t = a(u_x); \quad u_t = -\psi(u_x).$$

Если $t = f(x)$ — уравнение волны разгрузки, то, очевидно, что

$$u_x = \varepsilon_0(x), \quad \frac{x}{f(x)} = a(\varepsilon_0), \quad u_t = -\psi(\varepsilon_0). \tag{41}$$

Если считать известной деформацию конца рассматриваемого элемента $\varepsilon(0, t) = \varepsilon(t)$, то можно определить решение уравнения (39) при сформулированных краевых условиях.

Общее решение уравнения (39) имеет вид:

$$u = F_1(a_0 t + x) + F_2(a_0 t - x) - \frac{1}{E} \int_0^x (\sigma_0 - \varepsilon_0 E)\, dx. \tag{42}$$

где $F_1$ и $F_2$ — площадь сечения рассматриваемого элемента соответственно в начале и конце.

Удовлетворяя граничному условию на конце $x = 0$, будем иметь

$$\varepsilon(t) = F_1'(a_0 t) - F_2'(a_0 t) - \frac{\sigma_0(0) - E\varepsilon_0(0)}{E},$$

откуда

$$F_1'(a_0t+x)=F_2'(a_0t-x)+\frac{\sigma_0(0)}{E}-\varepsilon_0(0)+\varepsilon\left(\frac{a_0t+x}{a_0}\right). \qquad (43)$$

Учитывая условия уравнения (41), можно получить следующее:

$$F_2'\left\{x\left[\frac{a_0}{a(\varepsilon_0)}+1\right]\right\}+F_2'\left\{x\left[\frac{a_0}{a(\varepsilon_0)}-1\right]\right\}=$$

$$=\varepsilon_0(0)-\frac{\sigma_0(0)}{E}-\int_0^{\varepsilon_0}\frac{a}{a_0}d\varepsilon-\varepsilon\left\{x\left[\frac{1}{a(\varepsilon_0)}+\frac{1}{a_0}\right]\right\}. \qquad (44)$$

Исключая $F_2'$, получаем следующее функциональное соотношение для определения $\varepsilon_0$:

$$\varepsilon_0(0)-\frac{\sigma_0(0)}{E}-\varepsilon\left(\frac{z}{a_0}\right)+\frac{1}{2}\int_0^{\varepsilon_0[x_1(z)]}\left(\frac{a^2}{a_0^2}-\frac{a}{a_0}\right)d\varepsilon=$$

$$=-\frac{1}{2}\int_0^{\varepsilon_0[x_2(z)]}\left(\frac{a_2}{a_0^2}+\frac{a}{a_0}\right)d\varepsilon, \qquad (45)$$

где

$$x_1\left\{\frac{a_0}{a[\varepsilon_0(x_1)]}+1\right\}=x_2\left\{\frac{a_0}{a[\varepsilon_0(x_2)]}-1\right\}=z;$$

$x_1$ и $x_2$ — координаты точек на волне разгрузки.

Соотношение (45) для случая так называемой схемы Прандтля было получено в работе [199] и использовано для решения прямой задачи — нахождение волны нагрузки по заданной зависимости давления $p(t)$.

В этом случае кривая $\sigma=f(\varepsilon)$ состоит из трех характерных частей: упругой ($\sigma=\varepsilon E$), пластической с резким падением отношения $d\sigma/d\varepsilon$ и пластической с постоянным модулем упрочнения $E_1=d\sigma/d\varepsilon$.

Следовательно, волны Римана для схемы Прандтля могут быть разбиты на три группы: волны первой группы, распространяющиеся со скоростью $a_0$ и вызывающие возрастание деформации от нуля до максимального значения упругой деформации ($\varepsilon_s$); волны второй группы, имеющие резко переменную скорость звука, убывающую от $a_0$ до $a_1$, и почти не изменяющие деформацию элемента столба; волны третьей группы, распространяющиеся с постоянной скоростью $a_1$ и вызывающие значительное изменение деформации от $\varepsilon_s$ до $\varepsilon_{max}$.

Очевидно, что волна разгрузки, на которой величина деформации больше $\varepsilon_s$, всегда пересекается лишь волнами Римана третьей группы, поэтому

$$t=f(x)=x/a_1.$$

Так как по принятой схеме

$$p(t)=p_{max}+E[\varepsilon(t)-\varepsilon_{max}]$$

($p_{max}$ и $\varepsilon_{max}$ — соответственно максимальные значения давления удара и деформации), то соотношение (45) можно привести к виду

$$p(t) = \frac{E}{2}\left(\frac{a_1^2}{a_0^2} - \frac{a_1}{a_0}\right)\varepsilon_0\left(\frac{a_0 a_1 t}{a_0 + a_1}\right) + \frac{E}{2}\left(\frac{a_1^2}{a_0^2} + \frac{a_1}{a_0}\right)\varepsilon_0\left(\frac{a_0 a_1 t}{a_0 - a_1}\right) + \\ + \sigma_s - E_1\varepsilon_s. \qquad (46)$$

Здесь учтено, что

$$\int_0^{\varepsilon_s}\left(\frac{a^2}{a_0^2} + \frac{a}{a_0}\right)d\varepsilon = \left(\frac{a_1^2}{a_0^2} + \frac{a_1}{a_0}\right)(\varepsilon_0 - \varepsilon_s) + 2\varepsilon_s.$$

Представим функцию $p(t)$ в виде степенного ряда следующим образом:

$$p(t) = p_{max} + \sum_1^{\infty} p_n t^n. \qquad (47)$$

Согласно выражению (46) решение $\varepsilon_0(x)$ можно представить в виде

$$\varepsilon_0(x) = \sum_0^{\infty} b_n (x)^n.$$

Сравнивая коэффициенты при одинаковых степенях $t$, получим

$$b_n = \frac{p_n}{A\alpha^n - B\beta^n};$$

$$A = \frac{E}{2}\left(\frac{a_1}{a_0} + \frac{a_1^2}{a_0^2}\right), \quad B = \frac{E}{2}\left(\frac{a_1}{a_0} - \frac{a_1^2}{a_0^2}\right),$$

$$\alpha = \frac{a_1 a_0}{a_0 - a_1}, \quad \beta = \frac{a_1 a_0}{a_0 + a_1}.$$

Так как для данного сечения столба грунта $\varepsilon_0(x)$ является наибольшей деформацией, которая достигается в нем за время действия нагрузки ($\tau$), то остаточная деформация этого элемента выражается формулой

$$\varepsilon_{ост} = \varepsilon_0 - \frac{\sigma_0}{E} = \lambda\left(\sum b_n x^n - \varepsilon_s\right),$$

где

$$\lambda = \frac{E - E_1}{E} = 1 - \frac{E_1}{E}.$$

Допустим, что давление $p(t)$ изменяется по степенному закону:

$$p(t) = p_{max}\left[1 - \left(\frac{t}{\tau}\right)^n\right].$$

Тогда из последних трех формул получим

$$\varepsilon_0(x) = \varepsilon_{max} - \frac{2p_{max}(a - a_1^2)x^n}{a_0^2 a_1^{n+1}\rho_0\left[(a_0 + a_1)^{n+1} - (a_0 - a_1)^{n+1}\right]\tau^n}.$$

Приравнивая остаточные деформации нулю, найдем уравнение для определения длины $l$ зоны распространения пластических деформаций:

$$l = a_1\tau\sqrt{\left(1-\frac{\sigma_s}{p_{max}}\right)\left[\frac{(a_0+a_1)^{n+1}-(a_0-a_1)^{n+1}}{2p_{max}(a_0^2-a_1^2)^n}\right]}. \qquad (48)$$

Так как горные породы в основном подчиняются линейному закону упрочнения, то

$$p_{max} = \sigma_s + E_1(\varepsilon_{max}-\varepsilon_s).$$

Выражая параметры, входящие в формулы (48), в безразмерных величинах, получаем

$$\frac{1}{a_1\tau} = \frac{1}{\left(1-\frac{a_1}{a_0}\right)^2}\sqrt{\left(1-\frac{\sigma_s}{p_{max}}\right)\frac{\left(1+\frac{a_1}{a_0}\right)^{n+1}-\left(1-\frac{a_1}{a_0}\right)^{n+1}}{2\frac{a_1}{a_0}}} \qquad (49)$$

при значении $\sigma_s/p_{max}$

$$\frac{\sigma_s}{p_{max}} = \frac{1}{1+\left(\frac{a_1}{a_0}\right)\left(\frac{\varepsilon_{max}}{\varepsilon_s}-1\right)}. \qquad (50)$$

Нами выполнены расчеты для случая $n = 2$ при значениях $a_1/a_0 = 0{,}1 \div 0{,}6$ и $\varepsilon_{max}/\varepsilon_s = 11 \div 100$, которые охватывают почти весь диапазон изменения параметров упруго-пластичных пород. Изменение значений $l/a_1\tau$ в зависимости от параметров $a_1/a_0$ и $\varepsilon_{max}/\varepsilon_s$ представлено в табл. 18.

Как видно из таблицы с увеличением отношений $a_1/a_0$ и $\varepsilon_{max}/\varepsilon_s$ безразмерный параметр, характеризующий распространение пластических деформаций в породах, увеличивается.

Так, при значении $a_1/a_0 = 0{,}1$ с увеличением отношения $\varepsilon_{max}/\varepsilon_s$ от 1,1 до 100 величина $l/a_1\tau$ увеличивается более чем в 22 раза, а при $a_1/a_0 = 0{,}6$ и при том же изменении отношения безразмерных деформаций она увеличивается лишь в 4,6 раза.

Таблица 18

| $\varepsilon_{max}/\varepsilon_s$ | Значение $l/a_1\tau$ при различных отношениях $a_1/a_0$ | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | 0,1 | 0,2 | 0,3 | 0,4 | 0,5 | 0,6 |
| 1,1 | 0,05500 | 0,1490 | 0,18361 | 0,26776 | 0,3804 | 0,53586 |
| 1,5 | 0,12371 | 0,25034 | 0,40105 | 0,57619 | 0,83251 | 1,04934 |
| 2,0 | 0,17359 | 0,35643 | 0,55522 | 0,78655 | 1,07500 | 1,47463 |
| 5,0 | 0,32384 | 0,67507 | 0,99464 | 1,32341 | 1,70014 | 2,20012 |
| 10 | 0,50367 | 0,93016 | 1,29341 | 1,57578 | 2,00105 | 2,59414 |
| 100 | 1,23610 | 1,60293 | 1,83638 | 2,08230 | 2,35656 | 2,82428 |

Теперь постараемся увязать параметр $l/a_1\tau$ с коэффициентом пластичности пород.

В работе [52] нами показано, что коэффициент пластичности упруго-пластичных горных пород определяется отношением модуля упругости к модулю упрочнения, т. е.

$$k_п' = \frac{E}{E_1} = \frac{\rho_0 a_0^2}{\rho_0 a_1^2} = \frac{1}{\left(\frac{a_1}{a_0}\right)^2}. \qquad (51)$$

Таким образом, коэффициент пластичности в этом случае обратно пропорционален квадрату отношения $a/a_0$.

Согласно выражению (51) и табл. 18 нами были построены закономерности изменения $l/a_1\tau$ в зависимости от коэффициента пластичности и отношения безразмерных деформаций. С увеличением коэффициента пластичности горных пород величина безразмерного параметра интенсивно уменьшается, приближаясь асимптотически к некоторым постоянным величинам, причем уменьшение этой величины в основном происходит при значении коэффициента пластичности до 10 и последнее тем больше, чем больше значение $\varepsilon_{max}/\varepsilon_s$.

Отсюда можно сделать вывод, что распространение возмущений под действием динамических ударных сил сильно уменьшается с увеличением пластичности пород. Вследствие этого разрушение упруго-пластичных пород при усталостном режиме следует считать нецелесообразным, так как при этом эффект разрушения при повторных нагрузках будет незначительным. Для разбуривания таких пород выгоднее применять фрезерные долота, работающие по принципу резания.

Учитывая изложенное, можно определить максимальное ударное давление в зависимости от характеристики пород

Полагая $\varepsilon_{max}/\varepsilon_s = 10$, из выражения (50) имеем

$$p_{max} = \sigma_s\left[1 + \left(\frac{a_1}{a_0}\right)^2\left(\frac{\varepsilon_{max}}{\varepsilon_s} - 1\right)\right] = \sigma_s\left(1 + \frac{9}{k_п'}\right), \qquad (52)$$

или максимальная ударная нагрузка на долото при бурении в упруго-пластичных породах

$$G_{max} = \sigma_s\left(1 + \frac{9}{k_п'}\right)F_{кон}. \qquad (53)$$

Например, полагая, что для долота 3Б-269МЛ $F_{кон} = 2{,}86$ *см*², а также для глинистых пород $\sigma_s = 1000$ *кГ/см*² при $k_п' = 3$, имеем:

$$G_{max} = 1000\left(1 + \frac{9}{3}\right)\cdot 2{,}86 = 11{,}5 \ m,$$

а при $k_п' = 10$

$$G_{max} = 1000\left(1 + \frac{9}{10}\right)\cdot 2{,}86 = 5{,}5 \ m.$$

По данной методике можно также определить предельную скорость удара, при которой в породе еще не развивается пластическая деформация.

Известно, что если деформация материала какого-нибудь элемента, подверженного удару, соответствующему пределу пропорциональности, равна $\varepsilon = \varepsilon_s$, то предельная скорость удара достигнет значения

$$v_s = a_0 \varepsilon_s = \sqrt{\frac{E}{\rho} \frac{\sigma_s}{E}}. \tag{54}$$

Для глинистых пород модуль упругости изменяется в диапазоне 1000—10 000 *кГ/см*², а предел текучести этих пород равен 100—5000 *кГ/см*². Если полагать, что плотность глинистых пород в среднем составляет $2 \cdot 10^{-6}$ *кГ/см*² и модуль упругости равен модулю сжатия, предельная скорость удара в этих породах составит

$$v_s = \frac{100 \div 50\,000}{2 \cdot 10^{-6} (1000 \div 10\,000)} = 22 \div 350 \text{ м/сек}.$$

Таким образом, в глинистых породах возникают пластические деформации, когда скорость единичного удара (независимо от массы ударяемого тела) превышает 22—350 *м/сек*.

Естественно, что для создания таких скоростей удара требуется слишком большое число оборотов.

Поэтому разрушение упруго-пластичных пород долотами, работающими по принципу чистого ударного качения, следует считать нецелесообразным, так как при этом механизм разрушения забоя будет носить усталостный характер.

Для того чтобы в материале возникла пластическая деформация, необходимая скорость удара

$$v_p = a_0 \varepsilon_s + a_1 (\varepsilon_{max} - \varepsilon_s). \tag{55}$$

Для линейного упрочнения пород

$$\varepsilon_{max} - \varepsilon_s = \frac{p_{max} - \sigma_s}{E}.$$

Учитывая это, получим

$$v_p = \frac{\sigma_s}{\sqrt{\rho E_1}} = \frac{p_{max} - \sigma_s}{\sqrt{\rho E_1}} = \frac{\sigma_s}{\sqrt{\rho E_1}} \left( \frac{1}{\sqrt{k'_п}} - 1 + \frac{p_{max}}{\sigma_s} \right).$$

Так как

$$\frac{p_{max}}{\sigma_s} = 1 + \frac{1}{k'_п} \left( \frac{\varepsilon_{max}}{\varepsilon_s} - 1 \right),$$

то

$$v_p = \frac{\sigma_s}{\sqrt{\rho E}} \sqrt{k'_п} \left[ \frac{1}{\sqrt{k'_п}} + \frac{1}{k'_п} \left( \frac{\varepsilon_{max}}{\varepsilon_s} - 1 \right) \right] = v_s \left[ 1 + \frac{1}{\sqrt{k'_п}} \left( \frac{\varepsilon_{max}}{\varepsilon_s} - 1 \right) \right]. \tag{56}$$

При $\varepsilon_{max} = \varepsilon_s$ и соответственно $k'_п = 1$ формула (56) превращается

в выражение (54). Таким образом, выражение (54) является частным случаем наиболее общего решения (56).

На основании выражения (56) нами была построена графическая зависимость между безразмерными величинами $v_p/v_s$ и $\varepsilon_{max}/\varepsilon_s$.

Графики этой зависимости показали, что с увеличением $\varepsilon_{max}/\varepsilon_s$ и с уменьшением коэффициента пластичности отношение скоростей увеличивается. Следовательно, для пластического деформирования упруго-пластичных пород требуется большая скорость, чем для такого деформирования упруго-хрупких пород. Последнее объясняется плохим распространением возмущений в упруго-пластичной среде по сравнению с упругой.

Распространение остаточных деформаций в столбе грунта после удара по нему зубом долота определяется из следующего дифференциального уравнения [198]:

$$m\frac{d^2u(0,t)}{dt^2}=F_{кон}p(t), \tag{57}$$

где $m$ — масса, приведенная к зубу одной шарошки, которую можно принять $m = G/3g$; $G$ — осевая нагрузка на долото; $g$ — ускорение силы тяжести; $F_{кон}$ — контактная площадь зубьев шарошки.

Решение уравнения (57) представляется в следующем виде:

$$\frac{v}{v_0}=1-\frac{p_{max}a_0}{v_0E}\left(-Z_0+\sum_{n=2}^{\infty}\frac{B_nZ_0^n}{n!}\right), \tag{58}$$

или

$$\frac{v}{v_0}=1-\frac{1+\left(\frac{a_1}{a_0}\right)^2\left(\frac{\varepsilon_{max}}{\varepsilon_s}-1\right)}{1+\left(\frac{\varepsilon_{max}}{\varepsilon_s}-1\right)\frac{a_1}{a_0}}[1-S(Z)], \tag{59}$$

где

$$S(Z)=-1+Z_0+B_2\frac{Z_0^2}{2!}-B_3\frac{Z_0^3}{3!}+\ldots+(-1)^nB_n\frac{Z_0^n}{n!}; \tag{60}$$

$v_0$ — скорость единичного удара в конце сечения столба.

Интересно отметить, что для заданных $a_1/a_0$ и $\varepsilon_{max}/l_s$ существует момент времени, когда скорость $v$ обращается в нуль. Последнее обстоятельство и отличает упруго-пластичные породы от упругих.

Значение $S(Z_0)$, которое соответствует случаю $v = 0$, равно

$$S(Z_0)=\frac{\left(\frac{\varepsilon_{max}}{\varepsilon_s}-1\right)\left(\frac{a_1}{a_0}-1\right)\frac{a_1}{a_0}}{1+\left(\frac{a_1}{a_0}\right)^2\left(\frac{\varepsilon_{max}}{\varepsilon_s}-1\right)}. \tag{61}$$

В табл. 19 представлены расчетные значения $S(Z_0)$ в зависимости от отношения $\varepsilon_{max}/\varepsilon_s$ для упруго-пластичных пород при $a_1/a_0 = 0{,}1 \div 0{,}6$.

Таблица 19

| $\varepsilon_{max}/\varepsilon_s$ | Значение $S(Z_0)$ | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | $\frac{a_1}{a_0}=0,1$ | $\frac{a_1}{a_0}=0,2$ | $\frac{a_1}{a_0}=0,3$ | $\frac{a_1}{a_0}=0,4$ | $\frac{a_1}{a_0}=0,5$ | $\frac{a_1}{a_0}=0,6$ |
| | $k'_п=100$ | $k'_п=25$ | $k'_п=11,1$ | $k'_п=6,25$ | $k'_п=4,0$ | $k'_п=2,78$ |
| 1,1 | —0,00899 | —0,01594 | —0,02081 | —0,02362 | —0,022439 | —0,02317 |
| 1,5 | —0,04476 | —0,07843 | —0,0048 | —0,1111 | —0,10611 | —0,10169 |
| 2,0 | —0,08911 | —0,15388 | —0,19266 | —0,689 | —0,20800 | —0,17647 |
| 5,0 | —0,34615 | —0,55172 | —0,61765 | —0,5526 | —0,5000 | —0,39344 |
| 10 | —0,74312 | —0,00382 | —1,0449 | —0,88524 | —0,69231 | —0,49769 |
| 100 | —4,44738 | —3,02410 | —2,09788 | —1,4109 | —0,96116 | —0,64847 |

Если в формуле (58) принять $n = 2$, то

$$\frac{v}{v_0}=1-\frac{p_{max}a_0}{v_0E}\left(-Z+B_2\frac{Z_0^2}{2}\right), \tag{62}$$

где

$$B_2=A_2=\frac{2\left(\frac{a_1}{a_0}\right)}{1+\left(\frac{a_1}{a_0}\right)^2}. \tag{63}$$

Подставляя значение $B_2$ в выражение (62) и предполагая, что $v/v_0 = 0$, можем определить величину $Z_0$, при которой $v = 0$:

$$Z_0=\frac{1+\left(\frac{a_1}{a_0}\right)^2}{2\left(\frac{a_1}{a_0}\right)}\left\{1+\sqrt{\frac{1+4\left[\frac{\sigma_s}{p_{max}}\left(\frac{a_1}{a_0}-1\right)+1\right]}{1+\left(\frac{a_1}{a_0}\right)^2}}\right\}. \tag{64}$$

Параметр $Z_0$ почти не зависит от отношения $\varepsilon_{max}/\varepsilon_s$ и увеличивается только с увеличением коэффициента пластичности пород.

Учитывая, что для упруго-пластичных глинистых пород коэффициент пластичности изменяется в основном в пределах 1,5—10 и соответственно значение $Z_0$ — в пределах $2 \div 5$, оптимальное время действия нагрузки для полной реализации энергии удара можно определить по формуле

$$t_{опт}=\frac{Z_0a_0m}{F_0E}=\frac{Z_0\sqrt{\frac{E}{p}\frac{G}{3g}}}{F_0E}=\frac{Z_0p_{max}}{3g\sqrt{\rho E}}. \tag{65}$$

Полагая, что для глинистых пород контактное давление изменяется в диапазоне $p_{max} = 100 \div 5000$ *кГ/см*$^2$, имеем

$$t_{опт}=\frac{(2\div5)(100\div5000)}{3\cdot981\sqrt{2\cdot10^{-6}(1000-10\,000)}}=1,5\div60\ сек.$$

Таким образом, для полной реализации энергии удара в упруго-пластичных породах требуется больше времени, чем в хрупких породах.

Теперь найдем длину зоны остаточных деформаций, для чего приведем ряд $\varepsilon_0(x)$ с использованием значения $b_n$ к виду

$$\varepsilon_0(x) = \varepsilon_{max} - \frac{2p_{max}a_0}{a_1E}\left[C_1 y - C_2B_2\frac{y^2}{2!} + \ldots + \right.$$

$$\left. + (-1)^{n+1}C_nB_n\frac{y^n}{n!}\right., \qquad (66)$$

где

$$y = \frac{F_0E_x}{ma_1a_2}; \quad C_n = \frac{\left[1-\left(\frac{a_1}{a_0}\right)^2\right]^n}{\left(1+\frac{a_1}{a_0}\right)^{n+1} + \left(1-\frac{a_1}{a_0}\right)^{n+1}}.$$

Полагая, что $n = 2$, имеем

$$\left.\begin{aligned} C_1 &= \frac{\left[1-\left(\frac{a_1}{a_0}\right)^2\right]}{2\left[1+\left(\frac{a_1}{a_0}\right)^2\right]} = \frac{1}{2}\left(\frac{k_п'-1}{k_п'+1}\right) \\ C_2 &= \frac{\left[1-\left(\frac{a_1}{a_0}\right)^2\right]^2}{2\left[1+3\left(\frac{a_1}{a_0}\right)^2\right]} = \frac{1}{2}\frac{(k_п'-1)^2}{k_п'(k_п'+3)} \end{aligned}\right\}, \quad B_2 = \frac{2\left(\frac{a_1}{a_0}\right)}{1+\left(\frac{a_1}{a_0}\right)^2} = \frac{2\sqrt{k_п'}}{k_п'-1}.$$

Подставляя значения $C_1$, $C_2$ и $B_2$ в уравнение (66), а также выражая величину $Y$ в виде

$$Y = \frac{F_0a_0^2\rho x}{\frac{G}{3g}a_0a_1} = \frac{3\rho g}{\left(\frac{a_1}{a_0}\right)p_{max}}x,$$

получаем для ряда $\varepsilon_0(x)$ уравнение в зависимости от $x$

$$\varepsilon_0(x) = \varepsilon_{max} - \frac{3\rho g}{E}\left[\frac{1-\left(\frac{a_1}{a_0}\right)^2}{1+\left(\frac{a_1}{a_0}\right)^2}\right]\left\{x - \frac{3\rho g}{p_{max}}\left[\frac{1-\left(\frac{a_1}{a_0}\right)^2}{1+3\left(\frac{a_1}{a_0}\right)^2}\right]x^2\right\} \qquad (67)$$

или же, выражая последний через коэффициент пластичности, имеем:

$$\varepsilon_0(x) = \varepsilon_{max} - \frac{3\rho g}{E_1}\left(\frac{k_п'-1}{k_п'+1}\right)\left[x - \frac{3\rho g}{p_{max}}\left(\frac{k_п'-1}{k_п'+3}\right)x^2\right]. \qquad (68)$$

Имея выражение (68), можем определить максимальную глубину распространения остаточных деформаций из следующего условия:

$$\frac{d\varepsilon_0(x)}{dx} = -\frac{3\rho g}{E_1}\left(\frac{k_п'-1}{k_п'+1}\right)\left[1 - \frac{3\rho g}{p_{max}}\left(\frac{k_п'-1}{k_п'+3}\right)x_{max}\right] = 0;$$

отсюда

$$x_{max} = \frac{p_{max}}{6\rho g}\left(\frac{k'_п+3}{k'_п-1}\right). \qquad (69)$$

Подставляя значение $x_{max}$ в выражение (68), можем определить минимальное значение $\varepsilon_0$

$$\varepsilon_{0\,min} = \varepsilon_{max} - \frac{p_{max}}{4E_1}\left(\frac{k'_п+3}{k'_п-1}\right). \qquad (70)$$

Выражая деформации в безразмерных величинах, а также подставляя значение $p_{max}$ в выражение (70), получаем

$$\bar{\varepsilon}_0 = \frac{\varepsilon_{0\,min}}{\varepsilon_s} = \frac{\varepsilon_{max}}{\varepsilon_s}\left[1 - \frac{1}{4}\left(\frac{k'_п+3}{k'_п-1}\right)\right] - \frac{1}{4}(k'_п+3). \qquad (71)$$

Коэффициент пластичности, при котором $\bar{\varepsilon}_0$ достигает максимального значения, определяется из следующего условия:

$$\frac{d\bar{\varepsilon}_0}{dk} = \frac{d}{dk}\left\{\frac{\varepsilon_{max}}{\varepsilon_s}\left[1 - \frac{1}{4}\left(\frac{k'_п+3}{k'_п-1}\right)\right] - \frac{1}{4}(k'_п+3)\right\},$$

откуда

$$k_{max} = 1 + 2\sqrt{\varepsilon_{max}/\varepsilon_s}. \qquad (72)$$

Из формулы (69) следует, что максимальная глубина распространения остаточных деформаций прямо пропорциональна максимальному контактному давлению и обратно пропорциональна плотности пород и уменьшается с увеличением коэффициента пластичности. Например, для хрупких пород $k'_п = 1$ и соответственно $x_{max} = \infty$; для идеально пластичных пород $k'_п = \infty$ и $x$ получаем минимальное значение, т. е.

$$x_{min} = \frac{p_{max}}{6\rho g} = \frac{p_{max}}{6\gamma}. \qquad (73)$$

Следовательно, интенсификация процесса разрушения пластичных пород может быть достигнута путем увеличения максимального контактного давления и уменьшения контактной поверхности долот.

## ДЕФОРМИРОВАНИЕ УПРУГО-ПЛАСТИЧНЫХ ПОРОД ПРИ МНОГОКРАТНЫХ ПОВТОРНЫХ УДАРНЫХ НАГРУЗКАХ

При бурении трехшарошечными долотами породы подвергаются многократным ударным действиям зубьев долота. Поэтому рассмотрим механизм деформирования породы при повторных ударах.

Предполагаем, что последующий удар производится после того, как в столбе грунта исчезли напряжения, обусловленные предыдущим ударом. В этом случае, как было установлено в работе [198], волна разгрузки будет распространяться в среде с убывающим пределом упругости. Скорость единичного удара по концевым сечениям столба грунта определяется из следующего выражения:

$$v_0 = -a_0\varepsilon_s(0) - a_1[\varepsilon_{max} - \varepsilon(0) - \varepsilon_s(0)], \qquad (74)$$

а скорость удара, необходимая для достижения концевым сечением столба грунта (при втором ударе) предела упругости, из выражения

$$v_s = -a_1\varepsilon_s(0) = -a_0\left[\varepsilon_{s,0} + \frac{E_1}{E}(\varepsilon_{\max,0} - \varepsilon_{s,0})\right] =$$

$$= -a_0\varepsilon_{s,0} - \frac{a_0}{k'_п}(\varepsilon_{\max,0} - \varepsilon_{s,0}), \qquad (75)$$

где $\varepsilon_{s,0}$ и $\varepsilon_{\max,0}$ — соответственно первоначальный предел упругости и максимальная деформация концевого сечения при первом ударе.

Из выражений (74) и (75) следует, что, несмотря на возникновение на конце столба породы одинакового максимального напряжения при скоростях удара $v_0$ и $v_s$, скорость $v_0 = -a_0\varepsilon_{s,0} - a_1 \times \times (\varepsilon_{\max,0} - \varepsilon_{s,0})$ необходимая для достижения деформации $\varepsilon_{\max,0}$, при первом ударе значительно больше, чем скорость $v_{s,0}$, необходимая для достижения предела упругости $\varepsilon_s(0)$.

Теперь интересно установить, будет ли иметь предел указанное повышение предела упругости при многократных ударах по концу столба грунта с одной и той же скоростью $v_0$. Как указывает Х. А. Рахматулин, формула (74) справедлива для $n$-го удара, если под $\varepsilon_s(0)$ и $\varepsilon(0)$ понимать соответственно предел упругости и остаточную деформацию конца столба грунта после $(n-1)$-го удара, т. е.

$$v_0 = -a_0\varepsilon_{s,n-1} - a_1(\varepsilon_{\max,n} - \varepsilon_{n-1} - \varepsilon_{s,n-1}). \qquad (76)$$

Из формулы (76) после небольшого преобразования Х. А. Рахматулин получил следующее выражение для определения предела упругости при многократных ударах:

$$\varepsilon_{s,n} = \bar{v}_0(1-\beta^n) + \beta^n\varepsilon_{s,0}, \qquad (77)$$

где

$$\bar{v} = \frac{v_0}{a_0} \text{ и } \beta = 1 - \frac{a_1}{a_0} = 1 - \sqrt{\frac{1}{k'_п}}.$$

Изменение значений $\beta^n = [1-(a_1/a_0]^n = (1-\sqrt{1/k'_п})^n$ в зависимости от коэффициента пластичности пород $k'_п$ приведено в табл. 20. Из этой таблицы видно, что с увеличением числа ударов значение $\beta^n$ приближается к нулю, и чем больше коэффициент пластичности пород, тем менее интенсивно это приближение. Следовательно, предел упругости пород при многократных ударах увеличивается с увеличением числа этих ударов и получает предельное значение, когда число ударов приближается к бесконечности, т. е.

$$\lim_{n\to\infty} \varepsilon_{s,n} = \bar{v}_0. \qquad (78)$$

Отсюда можно сделать очень важный вывод о том, что если породы при динамическом нагружении не дают общего хрупкого разрушения, то бесполезно разбуривать такие породы путем многократного усталостного разрушения, которое имеет место при современном турбинном бурении.

Таблица 20

| $n$ | Значение $\beta^n$ при различных величинах $k_n$ | | |
|---|---|---|---|
| | 2 | 5 | 10 |
| 0 | 1 | 1 | 1 |
| 5 | $2{,}1\cdot10^{-3}$ | $52{,}5\cdot10^{-3}$ | $150\cdot10^{-3}$ |
| 10 | $4{,}2\cdot10^{-6}$ | $2730\cdot10^{-6}$ | $22\,400\cdot10^{-6}$ |
| 100 | $1{,}74\cdot10^{-54}$ | $2{,}51\cdot10^{-26}$ | $2{,}51\cdot10^{-17}$ |
| 1000 | $2{,}51\cdot10^{-538}$ | $3{,}17\cdot10^{-267}$ | $1{,}12\cdot10^{-165}$ |
| $\infty$ | 0 | 0 | 0 |

Это объясняется тем, что с увеличением числа повторных ударов порода упрочняется, и процесс упрочнения заканчивается только после бесконечно большого числа ударов.

## ИССЛЕДОВАНИЕ МЕХАНИЗМА РАЗРУШЕНИЯ УПРУГО-ПЛАСТИЧНЫХ ГОРНЫХ ПОРОД И ОПРЕДЕЛЕНИЕ РАЦИОНАЛЬНЫХ РЕЖИМНЫХ ПАРАМЕТРОВ ПРИ БУРЕНИИ ДОЛОТАМИ УДАРНОГО ДЕЙСТВИЯ

Установлено [41, 53, 194—197], что эффективность разрушения горных пород в значительной степени зависит от времени взаимодействия разрушающего инструмента с горной породой. Однако до настоящего времени нет приемлемой методики для определения необходимого времени взаимодействия зубьев долота с породой, которая позволила бы определять режимные параметры бурения с полной реализацией энергии удара. Имеющиеся в этой области работы основаны на примере хрупкого разрушения и не могут быть применены для пластичных пород.

Учитывая, что разрезы многих нефтяных и газовых месторождений Азербайджана в основном представлены упруго-пластичными и пластичными породами, рассмотрим механизм их разрушения в зависимости от времени контакта, характеристики пород и параметров долот. Для получения выражения процесса разрушения горных пород воспользуемся общим законом сохранения энергии. Если пренебречь диссипацией энергии и потенциальной энергией упругой деформации вала турбобура, рассматривая последний совместно с долотом как жестко связанную систему, то кинетическая энергия ударяющейся системы полностью реализуется на разрушение горных пород, т. е.

$$T = A_{раз}. \tag{79}$$

Кинетическая энергия ударяющейся системы

$$T = \frac{m}{2}(v_0^2 - v_1^2); \tag{80}$$

здесь $m$ — масса, приведенная к зубу одной шарошки, которая приближенно для инженерных расчетов может быть определена по формуле

$$m = \frac{G_{ст}}{3g};$$

$G_{ст}$ — статическая нагрузка на долото; $v_0$ — скорость встречи зуба с породой; $v_1$ — скорость движения зуба в конце его пути, $v_1 = 0$.

Подставляя значение $m$ в уравнение (80), получаем

$$T = \frac{G_{ст} v_0^2}{6g}.$$

При статической нагрузке горных пород общая работа, затрачиваемая до разрушения, определяется зависимостью

$$A_{ст} = \frac{1}{2} \frac{G_{ст}}{3} k'_п \varepsilon_{упр}, \tag{81}$$

где $\varepsilon_{упр}$ — упругая деформация при статической нагрузке цилиндрического плоского штампа, определяемая по формуле,

$$\varepsilon_{упр} = \frac{G_{ст}(1-\mu^2)}{3 \cdot 2aE}; \tag{82}$$

$a$ — радиус цилиндрического плоского штампа; $\mu$ — коэффициент Пуассона.

При применении формулы (82) к условиям разрушения породы шарошечными долотами длина зуба шарошки $b$, притупление $x_0$, глубина внедрения $\delta_z$ и площадь его приведены к площади цилиндрического штампа.

Из условия равенства удельных давлений в момент углубления клиновидного зуба на величину $\delta_z$ имеем

$$F_{кон} = f_a + 2\delta_z b \operatorname{tg} \frac{\alpha_z}{2} \pi a_1^2; \tag{83}$$

в (83) $f_a = bx_0$ — начальная площадь контакта зуба; $\alpha_z$ — угол заострения зуба; $a_1$ — приведенный радиус штампа.

Предполагая в среднем коэффициент Пуассона $\mu = 0{,}25$ и учитывая значение $a_1$ по выражению (83), получаем

$$\varepsilon_{упр} = 0{,}157 \frac{G_{ст}}{a_1 E}. \tag{84}$$

Считая, что для динамических условий диаграмма нагрузка — деформация имеет линейный характер, введя поправочный коэффициент $\lambda$, учитывающий изменение свойств пород, определим общую работу разрушения при динамическом нагружении:

$$A_{дин} = \frac{1}{2} \cdot \frac{G}{3} \cdot 0{,}157 \cdot \lambda \frac{G_{ст} k'_п}{a_1 E}. \tag{85}$$

Приравнивая кинетическую энергию (80) к работе разрушения (85), находим начальную скорость удара $v_0'$, обеспечивающую углубление зуба на величину $\delta_z$ в данную породу:

$$v_0' = 0{,}4\sqrt{\lambda g \frac{G_{ст} k_п'}{a_1 E}}. \qquad (86)$$

С другой стороны, изменение количества движения равно импульсу силы, т. е.

$$mv_0' - mv_1 = \int_0^{\tau_{опт}} Q\,dt.$$

Учитывая, что скорость внедрения зуба шарошки в конце его пути равна нулю, имеем:

$$mv_0' = \int_0^{\tau_{опт}} Q\,dt, \qquad (87)$$

где $Q$ — величина ударного динамического усилия, изменяющаяся от нуля до $\tau_{опт}$ и получающая максимальное значение при $t = \tau_{опт}$.

Р. А. Бадалов [200], рассматривая динамическое внедрение клинообразного зуба шарошек в упруго-пластичную породу, получил следующую зависимость изменения ударной нагрузки от времени взаимодействия зубьев шарошки с породой:

$$Q = \sigma\left[f_a + 2bv_0'\left(\operatorname{tg}\frac{\alpha_z}{2} + \mu_1\right)t\right], \qquad (88)$$

где $\sigma$ — напряжение сопротивления породы разрушению, равное $G_{ст}/F_{кон}$; $\mu_1$ — коэффициент трения зубьев шарошек о породу в жидкостной среде.

Подставляя значение $Q$ в выражение (87) и производя интегрирование, получаем

$$mv_0' = \sigma f_a \tau_{опт} + \sigma b v_0'\left(\operatorname{tg}\frac{\alpha_z}{2} + \mu_1\right)\tau_{опт}^2. \qquad (89)$$

Подставив значения $m$ и $v_0'$ в полученное квадратное уравнение (89), будем иметь

$$\tau_{опт} = \frac{2{,}5 f_a}{b\left(\operatorname{tg}\frac{\alpha_z}{2} + \mu_1\right)}\sqrt{\frac{a_1 E}{\lambda g G_{ст} k_п'}} \times$$

$$\times\left[\sqrt{1 + \frac{0{,}213 F_{кон} b \lambda G_{ст} k_п'\left(\operatorname{tg}\frac{\alpha_z}{2} + \mu_1\right)}{f_a^2 a_1 E}} - 1\right] \qquad (90)$$

или же

$$\tau_{опт} = \frac{2{,}5 f_a}{b\left(\operatorname{tg}\frac{\alpha_z}{2} + \mu_1\right)} \sqrt{\frac{a_1 E_1}{\lambda g G_{ст}}} \times$$

$$\times \left[\sqrt{1 + \frac{0{,}213 F_{кон} b \lambda G_{ст}\left(\operatorname{tg}\frac{\alpha_z}{2} + \mu_1\right)}{f_a^2 a_1 E_1}} - 1\right]. \qquad (91)$$

Как видно из выражения, время, необходимое для полной реализации приложенной энергии, зависит от комплексных параметров долот и механической характеристики горных пород. В формулу (91) входит коэффициент $\lambda$, учитывающий изменение механической характеристики горных пород при динамической нагрузке.

Экспериментальные исследования [182] показали, что при скоростях погружения до 3—5 *м/сек*, применяемых при современном турбинном бурении, существенных изменений в механических характеристиках горных пород при динамических испытаниях (по сравнению со статическими) не наблюдается. Поэтому коэффициент $\lambda$ можно принять равным единице.

Очевидно, по этой же методике можно определить необходимое время контакта и для упруго-хрупких пород. В этих породах при вдавливании зубьев шарошек боковые грани не трутся, и как только значение удельного контактного давления доходит до значения твердости пород происходит хрупкое разрушение. В связи с этим можно написать

$$mv_0' = \int_0^{\tau_{опт}} Q dt = \sigma f_a \tau_{опт},$$

откуда

$$\tau_{опт} = \frac{mv_0'}{\sigma f_a}.$$

Полагая, что при определении $v_0'$ из выражения (86) для упруго-хрупких пород $k_п' = 1$ и $a_1 = a_1' = \sqrt{\frac{f_a}{\pi}}$, а также учитывая значения $m$ и $\sigma$, получаем

$$\tau_{опт} = 0{,}1765 \sqrt[4]{\frac{1}{f_a}\left(\frac{G_{ст}}{gE_1}\right)^2}. \qquad (92)$$

Имея в виду, что $G_{ст} = f_a P_{тв}$, $P_{тв} = \varepsilon_s E$, можно написать

$$\tau_{опт} = 0{,}1765 \sqrt[4]{f_a\left(\frac{\varepsilon_s}{g}\right)^2}, \qquad (93)$$

где $\varepsilon_s$ — безразмерная упругая деформация до разрушения.

Величину $\tau_{опт}$ для идеально-пластичных пород можно определить из условия, когда значение $E_1$ в выражении (92) равно нулю:

$$\tau_{опт} = 1{,}15 \sqrt{\frac{x_0 + 2\delta_z \operatorname{tg}\frac{\alpha_z}{2}}{g\left(\operatorname{tg}\frac{\alpha_z}{2} + \mu_1\right)}}. \qquad (93')$$

Таким образом, выражение (93) является частным случаем общего решения уравнения (91).

При сопоставлении необходимого времени контакта с фактическим нужно знать величину фактического, исходя из геометрии долот, числа его оборотов и величины внедрения зуба в породу.

Т. А. Кирия [201], принимая для существующих трехшарошечных долот $d_ш = 0{,}56$ и среднюю скорость внедрения зуба равной половине скорости удара, получил закономерность изменения фактического времени контакта в зависимости от геометрии долот следующего вида:

$$t_к = \frac{14}{n}\sqrt{\frac{\delta_z}{D}}, \qquad (94)$$

где $n$ — число оборотов долота в 1 *мин*; $D$ — диаметр долота.

По выражениям (91)—(94) для конкретных пород можно установить оптимальные режимные параметры бурения, обеспечивающие максимальное внедрение зубьев долота в породу. По этим же формулам можно определить закономерность изменения режимных параметров бурения, обеспечивающих полную реализацию приложенной энергии. Графический анализ зависимостей (93) и (94) для долот типа 1В-243МЛ показал, что примерно со скорости вращения долота 235—340 *об/мин* при значениях коэффициента трения 0,5—0,6 по всему диапазону глубины внедрения зубьев фактическое время контакта меньше потребного. Следовательно, в данном случае для полной реализации приложенной энергии необходимо обеспечить скорость вращения долота не больше 150—250 *об/мин*. Поэтому естественно, что при турбинном бурении в результате большой скорости вращения долота время контакта является недостаточным и, несмотря на большие осевые нагрузки, объемного разрушения пород не наблюдается.

Таким образом, для увеличения эффективности каждого элементарного акта разрушения забоя необходимо четко регулировать параметры режима бурения в зависимости от характеристики разбуриваемых пород. При проектировании параметров режима бурения следует исходить из условий определения времени контакта, необходимого для полной реализации приложенной энергии, при разрушении пород в данном стратиграфическом подразделении. Наряду с этим необходимо учитывать, что с увеличением глубины бурения прочность пород возрастает и тем самым возникает необходимость увеличения осевой нагрузки, реализация которой неизбежно связана с непрерывным уменьшением числа оборотов долота.

## ГЛАВА 6

# ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ФАКТОРОВ, ВОЗДЕЙСТВУЮЩИХ НА ДЕФОРМИРОВАНИЕ И РАЗРУШЕНИЕ ПОРОД НА СТЕНКАХ СКВАЖИН

## МЕТОДИКА ПРОВЕДЕНИЯ ИССЛЕДОВАНИЙ НА МОДЕЛЯХ И ОБРАБОТКА ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫХ ДАННЫХ

В настоящее время наиболее приемлемым способом изучения горных пород являются лабораторные исследования методом приближенного моделирования, благодаря которому появляется возможность при небольших затратах и в короткие сроки проводить широкую серию экспериментальных работ. Исследования на моделях деформации и разрушения пород, окружающих выработку, проводились Г. И. Покровским и И. В. Федоровым [60], В. П. Банатовым [127], Хуан Жун-Цзунем и Б. В. Байдюком [131], А. А. Шамшевым и Т. Г. Фараджевым [126], В. И. Леонидовым и др. [128].

Анализ указанных работ позволил нам разработать установку (см. рис. 10) для исследований поведения пород в скважинах.

Известно, что основной базой моделирования является физическое подобие. По Веберу, состояние натурного объекта $H$ и модели $M$, а также процессы, происходящие в них, являются физически подобными, если в натуре и в модели причины одного и того же физического характера и закона вызывают относительно равные действия и состояния тел. Как правило, обязательным условием физического подобия должно являться геометрическое подобие объекта $H$ и модели $M$.

Теоретическими и экспериментальными (при помощи поляризационного метода исследований напряжений на прозрачной полой цилиндрической модели) исследованиями Г. И. Покровской и И. В. Федоров [60] доказали, что напряжения в приствольной зоне, где возможны те или иные разрушения грунта, сосредоточиваются в кольце вокруг ствола шириной не более его диаметра, т. е.

$$\frac{D_{\text{нар}}}{D_{\text{вн}}} \approx 3 \quad \text{или} \quad D_{\text{нар}} \approx 3 \cdot D_{\text{скв}}.$$

Таким образом, полученные этими авторами выводы позволяют считать моделируемой областью приствольной зоны мысленно выде-

ленный полый цилиндр с внутренним диаметром $D_{вн}$, равным диаметру скважины $D_{скв}$, и внешним $D_{нар}$ — равным трем диаметрам скважины. Следуя законам физического подобия, испытуемая модель должна иметь такую же форму и такие же соотношения диаметров. Однако здесь необходимо учесть влияние масштабного фактора на прочность образцов. Опыты Робертсона [202] показывают, что, начиная с $D_{нар} = 16$ *мм*, масштабный фактор не оказывает влияния на прочность полых цилиндров. Следовательно, в нашем случае должно быть $D_{нар} > 16$ *мм*.

В соответствии с Робертсоном и вследствие ограниченности диаметра кернового материала, а также трудностей подготовки и испытания крупногабаритных моделей нами принят наружный диаметр образцов равным $D_{нар} = 36 \pm 0{,}05$ *мм*. Для выполнения условия $D_{нар}/D_{вн} \approx 3$ диаметр полости образцов нами принят равным $D_{скв} = 12 \pm 0{,}05$ *мм*.

Так как точность моделирования зависит от высоты образцов, а именно, с ростом высоты падает точность эксперимента, она была принята равной $35 \pm 0{,}5$ *мм* по формуле Г. Н. Кузнецова и В. В. Матвеева [203]:

$$\frac{h}{\sqrt{s}} \approx 1,$$

где $h$ — высота образца; $s$ — площадь поперечного сечения.

В результате исследований Н. С. Тимофеевым, Л. Е. Симонянцем, Р. Б. Вугиным, Б. А. Жлобинским, С. А. Кеворковым и Н. И. Фисенко [204] для моделирования приствольной зоны скважины получено механическое подобие вида

$$\Delta\sigma_{масш} = \Delta\rho_{масш} \cdot \Delta q_{масш} \cdot \Delta\varepsilon_{масш},$$

где $\Delta\sigma_{масш}$ — масштаб изменения сил; $\Delta\rho_{масш}$ — масштаб изменения плотностей; $\Delta q_{масш}$ — масштаб изменения массы; $\Delta\varepsilon_{масш}$ — масштаб изменения линейных размеров.

В случае проведения экспериментов на естественных образцах

$$\Delta\rho_{масш} = \frac{\Delta\rho_м}{\Delta\rho_н} = 1 \text{ и } \Delta q_{масш} = \frac{\Delta q_м}{\Delta q_н} = 1.$$

Следовательно, $\Delta\sigma_{масш} = \Delta\varepsilon_{масш}$. Другими словами, масштаб изменения сил зависит от масштаба изменения линейных размеров. Следуя условию $D_{нар} \approx 3$, можно записать (по отношению к модели и натурному объекту)

$$\Delta\sigma_{масш} = \frac{\Delta\sigma_м}{\Delta\sigma_н} \approx 1.$$

Отсюда можно сделать вывод о необходимости приложения к образцам из кернового материала внешних нагрузок, соответствующих глубине извлечения керна.

Масштабы изменения времени, в частности периодов колебания противодавления и перепада температуры, соответственно будут равны:

$$\Delta T_{масш} = \frac{T_м}{T_н} = T_{масш}, \quad \Delta\tau_{масш} = \frac{\tau_м}{\tau_н} = \tau_{масш},$$

где $T_{масш}$ — масштаб периода колебания противодавления; $\tau_{масш}$ — масштаб периода колебания перепада температуры.

Для сохранения в опытах гидравлического подобия необходимо учитывать закон Дарси — Вейсбаха. Авторы [204] рекомендуют следующее условие гидравлического подобия при масштабах подобия сил и давлений $\sigma_{масш} = p_{масш} = 1$ и проницаемости $k_{пр.\ масш} = 1$:

$$Q_{масш}\eta_{масш} = p_{масш}\varepsilon_{масш}k_{пр.\ масш},$$

где $Q_{масш}$ — масштаб количества жидкости, проникающей в горную породу со временем; $\eta_{масш}$ — масштаб вязкости.

Относящиеся к модели и к натурному объекту числитель и знаменатель каждого масштаба должны изменяться во время эксперимента при условии, чтобы отношение их все время оставалось постоянным. Следовательно, масштабы действительны также и в дифференциальной форме. Исходя из подобия линейных размеров ($\varepsilon_{масш} = l_м/l_н$) и масштаба изменения линейных размеров $\left(\Delta\varepsilon_{масш} = \frac{\Delta\varepsilon_м}{\Delta\varepsilon_н} = l_{масш}\right)$, масштаб деформаций в общем виде можно представить

$$\frac{\Delta\varepsilon_м}{\Delta\varepsilon_н} = \Delta\varepsilon_{масш} = \frac{\varepsilon'_м - \varepsilon''_м}{\varepsilon'_н - \varepsilon''_н} = \frac{(\varepsilon'_н - \varepsilon''_н)\,\varepsilon_{масш}}{\varepsilon'_н - \varepsilon''_н} = \varepsilon_{масш} = \frac{\varepsilon'_м}{\varepsilon'_н}$$

и, следовательно,

$$\frac{\Delta\varepsilon_м}{\varepsilon_м} = \frac{\Delta\varepsilon_н}{\varepsilon_н} = \varepsilon_н = \varepsilon_м,$$

$$\varepsilon_{масш} = 1.$$

Отметим, что в случае неполного подобия условие, выражающееся последними формулами, может не выполняться. Как уже было указано, объектом рассматриваемых в работе экспериментальных исследований явились глины подразделений третичного возраста. Исследования проводились на образцах, изготовленных либо из кернового материала с сохранением естественной структуры и ориентировки (в дальнейшем эти образцы будут называться естественными), либо из порошков тех же глин, но взятых из обнажений (в дальнейшем эти образцы будут называться искусственными). В последнем случае выбор размеров глинистых частиц и давлений их прессования был подчинен задачам сохранения физико-химических и механических свойств естественных образцов с тем, чтобы считать искусственные образцы эквивалентными естественным. Необходимо указать, что в опытах с искусственными образцами соблюдается частичное подобие вследствие различий искусственных и естественных образцов глин по структуре, молекулярным связям и т. д. Как показали проведен-

ные ранее исследования [127, 128, 131], такой вид подобия позволяет получить надежную качественную оценку явлений и событий. Правомочие этого утверждения подтвердили и наши исследования.

## Методика изготовления образцов для испытаний

Естественные образцы изготавливали из кернового материала, поднятого из скважин, который предварительно распиливали на отдельные куски (заготовки). Каждую заготовку устанавливали на токарном станке и обрабатывали до необходимых размеров. Затем образец, смазанный по цилиндрической поверхности термостойким маслом, вкладывали в предварительно нагретую обойму. Охлаждаясь, обойма плотно охватывала боковую поверхность образца. При этом, судя по вертикальной деформации, возникающие в нем кольцевые напряжения были незначительными. Подобный метод запрессовки естественного образца в обойму позволяет исключить явления гидроразрыва образца в момент начала возрастания внутреннего давления. Температура разогрева обоймы для запрессовки образца обычно превышала температуру, поддерживаемую в процессе опыта. Разность этих температур составляла 50—100° С.

Для установления и уточнения отдельных интересующих нас зависимостей часть исследований была проведена на искусственных образцах. Эти образцы готовились путем прессования предварительно размолотых пород, взятых преимущественно из обнажений и соответствующих по химическому, минералогическому и гранулометрическому составу однотипным неустойчивым породам, вскрываемым в скважинах при бурении на мезозойские отложения.

Прессование производилось на гидравлическом прессе при той или иной заданной нагрузке. В качестве ориентировочного выбора исходных усилий прессования в зависимости от глубины использовалась формула [83]

$$p_{пр} = 0{,}234z \ кГ/см^2.$$

Внутреннее концентричное отверстие в отличие от работ [56—58, 65—67] создавалось сверлением после запрессовки образца в обойме.

Все испытуемые образцы выдерживались в комнатных условиях и имели влажность 2—3%.

## Методика экспериментальных работ на установке

В основу методики экспериментов заложены возможности воспроизведения основных условий приствольной зоны.

Опыты проводились в статических и динамических (с циркулированием промывочной жидкости) условиях, с колебанием противодавления и сохранением его постоянной величины, при комнатной и повышенной температурах; с колебанием перепада температуры и сохранением его постоянной величины, при однократном и многократном (длительном) воздействии отдельных факторов и т. п. При этом опыты носили двоякий характер: с одной стороны, исследовался

механизм и условия разрушения образцов с повышением внутреннего противодавления (опыты на гидроразрыв), а с другой, — механизм и условия деформирования образцов во времени (опыты на ползучесть). И в том и в другом случаях опыты велись при постоянных значениях вертикального контактного давления, которые по величине выбирались равными давлению прессования (для искусственных образцов) или соответствующими глубине залегания породы (для естественных образцов). Величина противодавления также соответствовала глубине залегания породы и менялась в соответствии с изменением удельного веса промывочной жидкости.

Методика проведения экспериментов заключалась в следующем. После высверливания отверстия образец с обоймой устанавливали между пуансонами, а затем выполняли подготовительные операции: нагрев образца и промывочной жидкости, заполнение трубопроводов цилиндрической части, герметизация и нагружение образца вертикальным и внутренним давлением. Нагружение — разгружение вертикальным контактным (горным) давлением ($p_1$) осуществлялось синхронно с гидравлическим противодавлением ($p_2$) таким образом, чтобы в образце возникали только упругие деформации. Скорость нагрузки — разгрузки была постоянной и однотипной во всех экспериментах. По окончании эксперимента производили разгерметизацию системы, осмотр образца в обойме, его высушивание, выпрессовку, а затем тщательный осмотр и обмер.

При испытаниях образцов на гидроразрыв момент гидроразрыва фиксировали визуально по резкому падению давления на манометрах. Тут же снимали $p_1$.

Чтобы установить динамику изменения прочностных свойств при переменных нагрузках, эксперименты на гидроразрыв для каждой последующей серии проводили на однотипных образцах и время воздействия на образцы увеличивали. Таким же путем исследовали коркообразование и скорость распространения фронта фильтрации в образцах.

Так как при бурении наибольшие пределы колебаний давления наблюдаются при спуско-подъемных операциях, можно заключить, что эти колебания в бурящейся скважине в основном возникают через определенные промежутки времени, причем напряжения при циклических нагрузках возрастают не мгновенно, а с какой-то конечной скоростью. Поэтому лабораторные испытания целесообразно вести так, чтобы дополнительные нагрузка и разгрузка образцов осуществлялись через определенные промежутки времени и с постоянными скоростями изменения напряженного состояния. Исходя из этого за основу был принят симметричный цикл: на протяжении каждого опыта сохранялось одним и тем же время дополнительных нагрузок и разгрузок образцов внутренним давлением. Максимальную величину противодавления и интервалы колебания его в каждом конкретном случае выбирали в зависимости от характеристики образца. Период колебания противодавления ($T$) был принят исходя из среднего времени спуска и подъема одной свечи — 120—

240 *сек*, а амплитуда его колебания ($\Delta p$) — из максимально возможных величин колебания гидродинамического давления в глубоких скважинах — 50—150 *кГ/см*$^2$. В течение опыта выбранные период и амплитуду колебания поддерживали неизменными.

В опытах с повышенной температурой постоянство перепада температуры ($\Delta t$) на стенках полости образца сохранилось за счет разности величин нагрева породы ($t_1$) и агента ($t_2$). Циклическое колебание температурного поля (перепада температуры) осуществлялось путем периодичности циркуляции. С прекращением движения агента температура его на участке рабочей камеры установки со временем достигала температуры образца. Для ускорения процесса воздействия полный цикл температурных изменений при перепадах в 25, 50 и 75° С был принят равным 10 *мин*.

Для наблюдения процесса вязко-пластического течения или хрупкого разрушения образцов в сравнительно малом промежутке времени (1—8 *ч*) разность между значениями горного и гидравлического давлений подбирали близкой к критическому состоянию образцов-моделей. С этой же целью значения амплитуды колебания гидравлического давления и перепада температуры принимали максимально возможными. Вид и характер изменения «скважины» в динамике устанавливали по отдельным интервалам времени, путем ее обследования после прекращения эксперимента.

Физико-химическую активность промывочных жидкостей (их применяемость) оценивали при различных противодавлениях и температурах в условиях их статического контакта с испытуемыми образцами. В качестве основных критериев, характеризующих применимость глинистого раствора при бурении в однотипных породах, были приняты величины давления гидроразрыва образцов и условного коэффициента деформации, характеризующего скорость деформирования образцов во времени — «ползучести»:

$$k = \frac{\varepsilon_н}{\varepsilon_к},$$

где $\varepsilon_н$ — величина вертикальной деформации образца на первой минуте испытания; $\varepsilon_к$ — величина вертикальной деформации образца на 60-й минуте испытания.

Такой двухсторонний подход диктуется геолого-техническими условиями бурения, обусловливающими, с одной стороны, гидроразрыв пласта, а с другой, — сужения, обвалы и т. п.

## ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОЕ ИЗУЧЕНИЕ ГИДРОРАЗРЫВА ПОЛЫХ ОБРАЗЦОВ РАЗЛИЧНЫМИ ЖИДКОСТЯМИ ПРИ ОДНОКРАТНОМ И МНОГОКРАТНОМ ИЗМЕНЕНИЯХ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО ПРОТИВОДАВЛЕНИЯ

Гидроразрыв пласта в условиях бурения скважин серьезно осложняет весь ход буровых работ. Он в большой степени зависит от свойств жидкостей разрыва. До настоящего времени не сложилось достаточно полного представления о физико-химической и механической природе явлений, сопутствующих гидроразрыву пород на

стенках скважин в условиях их контакта с промывочными жидкостями. Очень слабо изучены вопросы влияния физико-механических свойств горных пород, физико-химических свойств промывочной жидкости на величину и характер гидроразрыва. В связи с этим экспериментальное изучение гидроразрыва полых образцов горных пород в условиях плоскодеформированного состояния представляет определенный интерес.

## Исследование гидроразрыва полых образцов при однократной нагрузке противодавлением

Данные исследования проведены на искусственных образцах, изготовленных из понтической и майкопской глин, а также из смеси кирмакинского песчаника и карачухурской глины с соотношением 4 : 1 при давлениях прессования 240, 470, 700, 950 и 1200 *кГ/см²*. В качестве жидкостей разрыва были взяты компрессорное масло марки 19 (Т), морская вода, водные растворы и глинистые растворы, параметры которых приведены в табл. 21.

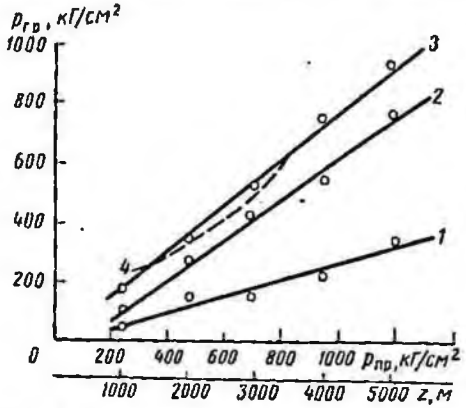



Рис. 33. Влияние глубины залегания породы на давление гидроразрыва.

Экспериментальные данные: *1* — для смеси карачухурской глины и кирмакинского песчаника, *2* — для глины майкопской, *3* — для глины понтической; *4* — промысловые данные гидроразрыва пластов.

На рис. 33 представлены результаты экспериментальных исследований гидроразрыва образцов-моделей компрессорным маслом, фильтрация которого во все образцы была ничтожно мала. Эти результаты выражены графиками зависимости давления гидроразрыва ($p_{г.р}$) от давления прессования (глубины залегания породы). Как видно из графиков, величина давления гидроразрыва образцов в пределах $p_{пр} = 240 \div 1200$ *кГ/см²* находится в прямолинейной зависимости от давления прессования. На рассматриваемом рисунке прямые *1—3* получены путем обработки экспериментальных данных методом математической статистики результатов опытов с образцами из песчано-глинистой смеси, из майкопской и понтической глин. Для всех трех типов пород с ростом $p_{пр}$ характерно нарастание величины $p_{г.р}$, но темп нарастания различен. Если для образцов из понтической и майкопской глин разница в темпе нарастания $p_{г.р}$ мало заметна, то для образцов из песчано-глинистой смеси по сравнению с глинистыми породами понта и майкопа темп нарастания $p_{г.р}$ замедлен. Также различны величины $p_{г.р}$ для разных образцов при одних и тех же давлениях прессования. На-

Таблица 21

| Характеристика глинистого раствора | Глинистый раствор необработанный | | Глинистый раствор, обработанный УЩР | | Глинистый раствор, обработанный известью | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | № 1 | № 2 | № 1 | № 2 | № 1 | № 2 |
| Удельный вес, *Г/см³* | 1,29 | 1,33 | 1,26 | 1,01 | 1,35 | 1,37 |
| Вязкость структурная, *спз* | 40 | 33,0 | 13,0 | 11,1 | 14,0 | 19,0 |
| Вязкость по СПВ-5, *сек* | 25 | 20 | 21 | 20 | 26 | 49 |
| Водоотдача, *см³* | 31 | 52 | 10,5 | 9 | 10 | 9 |
| СНС, *мГ/см²* | 91 | 141,9 | 6,45 | 3,225 | 33,25 | 80,62 |
| ДНС, *мГ/см²* | — | 206 | — | — | 8,72 | — |
| Толщина корки, *мм* | — | 6 | 2,0 | 1,0 | 3,0 | 3,0 |

пример, при $p_{пр} = 700$ *кГ/см²* средняя величина давления гидроразрыва для понтической глины составила 520 *кГ/см²*, для майкопской глины — 425 *кГ/см²* и для песчано-глинистой смеси — 170 *кГ/см²*. По-видимому, причину такого различия в величинах $p_{гр}$ следует искать в физико-механических свойствах пород и, в первую очередь, в гранулометрическом составе. Преимущество понтической глины в дисперсности при содержании фракции 0,01 *мм* — 93,9% относительно майкопской глины (0,01 *мм* — 79,4%) предопределяет лучшую ее сопротивляемость гидроразрыву. Песчано-глинистые образцы по дисперсности уступают обоим типам глин.

В табл. 22 приведены данные физико-механических свойств образцов, спрессованных при $p_{пр} = 700$ *кГ/см²*.

Таблица 22

| Материал образца | Содержание фракции 0,01 *мм*, % | Предел прочности полых образцов при $p_2 = 0$, *кГ/см²* | Коэффициент пластичности по методике АзНИИбурнефти |
|---|---|---|---|
| Глина понтическая | 93,9 | 350—370 | 1,96 |
| Глина майкопская | 79,4 | 420—450 | 1,21 |
| Песчано-глинистая смесь | 15,2 | 250—265 | 1,06 |

Исходя из данных таблицы и рассмотренных выше зависимостей, можно заключить, что на величину давления гидроразрыва глинистых пород существенное и первостепенное влияние оказывает пластичность, которая находится в прямой зависимости от дисперсности частиц, составляющих скелет породы. С увеличением $p_{пр}$ растет пластичность и, следовательно, темп нарастания величины $p_{г.р.}$ Рост их тем больше, чем меньше дисперсность горной породы. Низкий темп нарастания давления гидроразрыва образцов из песчано-глинистой смеси объясняется высоким фракционным составом этих

образцов, в результате чего происходит недостаточно плотная упаковка частиц и уменьшение поверхностных сил сцепления.

Нами были опробованы на гидроразрыв образцы из чистого песчаника кирмакинской свиты, однако получить его не удалось даже при $p_{пр} = 1200$ *кГ/см*², так как уже с небольшим повышением гидравлического давления моментально происходила полная пропитка образца компрессорным маслом и вследствие интенсивной фильтрации через образец обеспечить рост давления внутри полости образцов практически не удавалось.

На рис. 33 приведена кривая *4* зависимости величины давления гидроразрыва пластов от глубины их залегания, заимствованная из работы [78]. Она построена на основании промысловых данных по гидроразрыву. Уместно отметить подобие в росте $p_{г.р}$ — некоторую сходимость кривой *4* и прямых *2*, *3*.

Последующие опыты с образцами на гидроразрыв морской водой, необработанным глинистым раствором, глинистыми растворами, обработанными УЩР и известью, дали качественно новые результаты.

Так, например, в опытах с морской водой средняя величина давления гидроразрыва для майкопской глины при $p_{пр} = 700$ *кГ/см*² оказалась равной 590 *кГ/см*², а для понтической глины с таким же давлением прессования — 830 *кГ/см*². В экспериментах же с глинистыми растворами величина давления гидроразрыва для тех же образцов оказалась сильно завышенной. Если в опытах с глинистым раствором, обработанным УЩР, противодавление доводилось до 1000 *кГ/см*², то в опытах с известковым глинистым раствором давление в полости образцов было доведено до 1200 *кГ/см*². Однако гидроразрыва образцов получить не удалось.

Такая разница в величинах давлений гидроразрыва образцов объясняется, очевидно, различием в вязко-пластичных свойствах выбранных жидкостей разрыва, проникающей способностью водных растворов, в результате которой происходит быстрое увлажнение поверхностной зоны полости образца и приобретение ею высокопластичных свойств. Именно эта высокопластичная зона под действием гидравлического давления и препятствует зарождению микро- и макротрещин — основы возникновения гидроразрыва. Еще больший рост $p_{г.р}$ в опытах с глинистыми растворами объясняется дополнительным отложением на увлажненной зоне высокодисперсных глинистых частиц в процессе фильтрации жидкостной фазы раствора. Указанные доводы подтверждаются данными (табл. 23) по гидроразрыву образцов, спрессованных из песчано-глинистой смеси при $p_{пр} = 700$ *кГ/см*².

Из табл. 23 видно, что с ростом фронта фильтрации (диаметра увлажненной зоны) и толщины глинистой корки, отлагаемой на стенках скважины, давление гидроразрыва образцов заметно возрастает. Кроме того, в опытах с глинистыми растворами отмечается зависимость величины $p_{г.р}$ от их водоотдачи и вязкости: с уменьшением водоотдачи и ростом вязкости глинистого раствора вели-

Таблица 23

| Жидкости разрыва | Время контакта образца с жидкостью, *мин* | Диаметр увлажненной зоны, *мм* | Толщина глинистой корки, *мм* | Средняя величина давления гидроразрыва, *кГ/см²* |
|---|---|---|---|---|
| Вода морская | 0,5 | 13,2 | — | 302 |
| То же | 1,0 | 13,8 | — | 308 |
| » | 2,0 | 14,2 | — | 310 |
| » | 5,0 | 14,8 | — | 316 |
| » | 10,0 | 16,0 | — | 330 |
| Глинистый раствор необработанный, № 1 | 1,0 | 12,9 | 1,2 | 616 |
| То же | 5,0 | 13,5 | 1,4 | 628 |
| » | 15,0 | 15,6 | 2,0 | 655 |
| Глинистый раствор необработанный, № 2 | 1,0 | 13,2 | 1,5 | 620 |
| То же | 5,0 | 14,8 | 1,8 | 637 |
| » | 15,0 | 13,2 | 0,7 | 556 |
| Глинистый раствор, обработанный УЩР, № 1 | 1,0 | 12,5 | 0,2 | 544 |
| То же | 5,0 | 12,8 | 0,3 | 548 |
| » | 15,0 | 13,2 | 0,7 | 556 |
| Глинистый раствор, обработанный УЩР, № 2 | 1,0 | 12,5 | 0,2 | 545 |
| То же | 5,0 | 13,0 | 0,4 | 547 |
| » | 15,0 | 13,4 | 0,8 | 554 |
| Глинистый раствор, обработанный известью, № 1 | 1,0 | 12,8 | 1,6 | 712 |
| То же | 5,0 | 13,5 | 1,9 | 730 |
| » | 15,0 | 14,0 | 2,3 | 768 |
| Глинистый раствор, обработанный известью, № 2 | 1,0 | 12,7 | 1,5 | 686 |
| То же | 5,0 | 13,5 | 2,8 | 707 |
| » | 15,0 | 13,9 | 2,3 | 734 |

чина $p_{г.р}$ падает. В качестве доказательства этого вывода можно привести опыты с необработанными глинистыми растворами, где обнаруживается 2—3%-ное повышение величины $p_{г.р}$ с увеличением водоотдачи глинистого раствора с 31 до 52 *см³* за 30 *мин*, и опыты с известковистым раствором, где отмечается 3—4%-ное снижение величины $p_{г.р}$ с увеличением структурной вязкости раствора с 14 до 19 *спз*. Как видно из табл. 23, из трех испытанных групп глинистых растворов наибольшая величина $p_{г.р}$ получена при разрыве

образцов известковистым глинистым раствором и наименьшая — при разрыве образцов глинистым раствором, обработанным УЩР. Объяснение этому, вероятно, следует искать в различии структурно-механических свойств и, наконец, в различии закупоривающих способностей глинистых корок, отлагаемых различными растворами. Очевидно, имеющиеся в известковом глинистом растворе высокодисперсные частицы извести не только отлагаются в корке, способствуя ее упрочнению, но и кальматируются в породу, обеспечивая прочную связь корки с породой, что все вместе взятое благоприятствует росту величины $p_{г.р}$. Для дополнительного подтверждения этих заключений нами были проведены опыты на гидроразрыв образцов из чистого песчаника, изготовленных при $p_{пр} = 280$ *кГ/см*$^2$ с использованием трех разновидностей глинистых растворов, обработанных УЩР. Два из них отличались только водоотдачей (1,5 и 4,5 *см*$^3$ за 30 *мин*), а третий, имея водоотдачу 5 *см*$^3$ за 30 *мин*, содержал перлитовую добавку. При минутном контакте образцов с растворами давление гидроразрыва соответственно составило 360, 500 и 570 *кГ/см*$^2$. Таким образом, результаты этих экспериментов также согласуются с приведенными выше заключениями.

Сравнивая величины $p_{г.р}$ при разрыве образцов морской водой и глинистыми растворами, можно отметить, что в первом случае они имеют более низкие значения, хотя вязкость морской воды во много раз меньше вязкости испытанных глинистых растворов. Причина этого, на наш взгляд, кроется в самом механизме гидроразрыва. Для его уяснения остановимся на характере трещин в испытанных образцах. Трещины, образуемые в глинистых образцах от гидроразрыва компрессорным маслом, были вертикальными и число их колебалось от одного до трех, а иногда до четырех.

В опытах с глинистым песчаником и песчаником образовывались как вертикальные, так и горизонтальные трещины; их число колебалось в тех же пределах, что и для глинистых образцов. Это в некоторой степени свидетельствует о том, что трещинообразование при гидроразрывах пласта в основном происходит в наиболее слабых местах. Это подтверждает также выводы ряда авторов о том, что при гидроразрыве в относительно однородных породах трещины происходят от микро- и макротрещин, образование которых связано с технико-технологическими условиями бурения.

Таким образом, основываясь на результатах наших экспериментов и исследованиях других специалистов, можно сделать вывод о том, что в более или менее однородных, ненарушенных породах типа глин глубокого залегания образование трещин при гидроразрывах при использовании высоковязких малофильтрующихся в горные породы жидкостей, вероятно, происходит в вертикальных плоскостях. Это объясняется тем, что в горизонтальной плоскости действует горное давление ($p_1$), а в вертикальной — горизонтальная составляющая горного давления, которая по величине меньше, чем $p_1$. Вертикальные трещины, в особенности больших размеров и глубокого распространения, уже не могут полностью исчезнуть —

сомкнуться как горизонтальные. Это способствует образованию большей поверхности контакта пород в приствольной зоне с промывочной жидкостью, росту объема фильтрата и миграции пластовых вод, что, в свою очередь, обусловливает более быстрое нарушение устойчивости пород. Таким образом, нарушение целостности и сплошности стенок ствола является одной из причин интенсивного роста радиальных деформаций пород внутрь ствола. Учитывая осложнения, к которым может привести образование вертикальных трещин, необходимо строго подходить к выбору удельного веса раствора, предварительно широко анализировать проходимые породы на том или ином месторождении, чтобы не допустить явления гидроразрыва или раскрытия существующих трещин с момента вскрытия глинистых пород. По всей вероятности, даже в случае газоводонефтепроявлений не всегда следует идти по пути чрезмерного увеличения удельного веса, так как такого характера мероприятия очень часто не оправдывают себя. Лучше всего в подобной ситуации идти по пути регулирования структурно-механических и химических свойств промывочной жидкости, уменьшения амплитуды колебания противодавления, уменьшения скоростей промывки, применения местной циркуляции и т. п.

При выявлении характера гидроразрыва образцов морской водой и водными растворами КМЦ, УЩР и КССБ отмечено его изменение. Вместо трещин в каком-то одном месте скважины образовывался воронкообразный фильтрационный канал всевозможного пространственного расположения, выходящий к наружной поверхности образца, к месту контакта образца с обоймой. Этот эффект можно объяснить явлением «перекусывания» жидкостью, на который впервые обратил внимание П. В. Бриджмен. Очевидно, при применении маловязких и высокофильтрующихся промывочных жидкостей такие каналы, но еще большие по размерам, образуются при проводке скважин. В процессе своего образования они могут, соединяясь с существующими локальными трещинами и естественными кавернами, расширяться и вызывать интенсивные поглощения и вместе с тем разрушения в стволе. Получение в наших опытах только одного фильтрационного канала не позволяет утверждать, что в скважинах их не может образовываться несколько. По всей вероятности, старые фильтрационные каналы так же, как и трещины, в результате деформационных и технологических изменений в стволе могут с течением времени закупориваться и глубже не распространяться. В таких случаях возможно их образование на других участках ствола.

Как показывают наши эксперименты, подобные фильтрационные каналы образуются только при применении высокофильтрующихся жидкостей, но это еще не говорит о том, что они образуются во всех породах. Большую роль в этом играют геологические особенности залегания горных пород — слоистость, перемятость, кавернозность, что также необходимо учитывать. Немаловажным фактором является также вязкость жидкости и в особенности темп ее роста с увеличением гидравлического давления. Например, известно, что с увеличением



9 Заказ 908

давления темп роста вязкости воды намного отстает от темпа роста вязкости компрессорного масла. Данное обстоятельство существенно влияет на механизм и характер гидроразрыва.

## Гидроразрыв образцов при многократных переменных нагрузках. Упрочнение и механическая усталость горных пород в скважине

Для предупреждения гидроразрывов в процессе бурения важно учитывать и усталостные видоизменения пород, которые в основном вызываются частыми колебаниями гидродинамического давления и температуры.

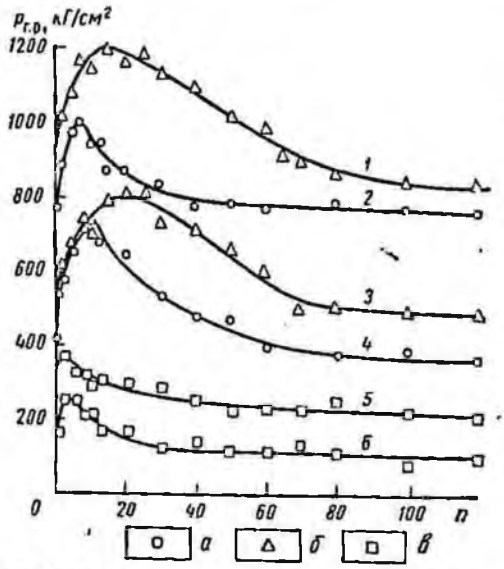



Рис. 34. Зависимость величины давления гидроразрыва (прочности) образцов от числа циклов $n$ колебания противодавления.

1, 2, 5 — кривые, полученные на образцах, спрессованных при $p_{пр}$ = 1200 кГ/см²; 3, 4, 6 — кривые, полученные на образцах, спрессованных при $p_{пр}$ = 700 кГ/см²; а — майкопская глина; б — понтическая глина; в — песчано-глинистая смесь.

Анализ промысловых данных показывает, что стенки ствола разрываются при значительно меньших давлениях, чем горное давление. Безусловно, этому благоприятствует наличие естественных трещин и дефектов в пласте. Но, кроме того, это является свидетельством наличия усталостного характера разрыва ствола скважины, так как при всестороннем давлении дефекты и трещины плотно закрыты в условиях длительного геологического времени.

Как показывают изложенные ниже исследования, многократные дополнительные нагрузки и разгрузки стенок скважины под действием гидродинамического давления могут приводить к усталостному гидроразрыву пластов, другими словами, к уменьшению со временем бурения первоначальной величины гидроразрыва. В подобных случаях стенки скважины могут разрываться при давлении, значительно меньшем, чем получаемое при однократной нагрузке.

Рассмотрим рис. 34, где приведены закономерности изменения гидроразрыва в зависимости от числа циклов колебания гидравлического противодавления ($p_2$), полученные при испытаниях образцов, изготовленных из майкопской глины, понтической глины и песчано-глинистой смеси. Для данной серии опытов период и амплитуда

колебания противодавления соответственно были равны $T = 120$ *сек*, $\Delta p = 100$ *кГ/см*$^2$.

Во избежание преждевременных гидроразрывов максимальные величины $p_2$ определены по установленной нами формуле

$$p_2 = (0{,}90 \div 0{,}95)\, p_{г.\,р},$$

где $p_{г.\,р}$ — давление гидроразрыва образцов при однократном нагружении, которое в зависимости от типа породы и $p_{пр}$ отражено на рис. 33.

Приведенные на рис. 34 кривые показывают, что с ростом числа циклов нагрузки и разгрузки — колебаний гидродинамического давления в скважине — давление гидроразрыва сначала растет, а затем падает, со временем приближаясь к асимптоте. На основании полученных кривых можно сделать вывод о том, что при многократном гармоническом колебании гидродинамического давления существуют два модификационных периода в состоянии испытанных образцов, а именно, упрочнение и разупрочнение (снижение прочности). При этом прослеживается определенная зависимость времени и характера протекания этих модификационных периодов от прочностных и пластических характеристик породы.

Исходя из полученных зависимостей, можно отметить следующее:

а) предел упрочнения образцов из понтической глины в зависимости от прочностных свойств наступает через 15—20 циклов, из майкопской глины — через 8—12 циклов, песчано-глинистой смеси — через 2—4 цикла колебания внутреннего давления;

б) предел усталости — интенсивного снижения прочности (величины давления гидроразрыва) образцов понтической глины наступает через 80—120 циклов, из майкопской глины — через 40—100 циклов, песчано-глинистой смеси — через 30—60 циклов колебания внутреннего давления;

в) ветвь упрочнения для всех трех типов пород носит параболический, а ветвь разупрочнения — гиперболический характер;

г) с ростом прочности образцов пород и уменьшением их пластичности наблюдается увеличение интенсивности нарастания упрочнения и снижение интенсивности разупрочнения;

д) упрочняющий эффект носит временный характер и является нестойким, так как вслед за упрочнением начинается развитие усталостных процессов, связанных с появлением дислокаций, микроразрушений и нарушений связей;

е) период разупрочнения, возникающий в образцах, вначале имеет интенсивный характер, но с увеличением числа циклов колебания противодавления интенсивность снижения прочности резко падает и стабилизируется.

Как показали опыты, предел усталости наиболее хрупких пород наступает в зависимости от пластичности породы без упрочнения или с незначительным упрочнением. Причем, если предел усталости высокопластичных пород отличается от его мгновенной прочности незначительно, то предел усталости наиболее хрупких пород

значительно меньше мгновенной прочности. Такая чувствительность песчанистых и других крупнодисперсных пород к повторным нагрузкам и разгрузкам связана с тем, что частицы песчаника имеют значительно большие размеры, чем частицы глинистых высокопластичных пород при гораздо меньшей удельной поверхности и, следовательно, при меньшем влиянии сил сцепления. Поэтому вероятность перемещения отдельных частиц с песчанистым сложением и разрушения связей между ними при чередовании максимального и минимального пределов давлений намного больше, чем у глинистых пород.

На рис. 35 изображена кривая зависимости давления гидроразрыва естественных образцов от числа циклов колебания гидродинамического давления в стволе скважины. Образцы изготовлены путем механической обработки на токарном станке (без нарушения их структуры) из кернового материала, поднятого со скв. 7 площади Кызыл-Бурун (интервал 885—898 *м*) и представленного глинами понтического яруса. Исходные данные испытаний были выбраны в соответствии с их глубиной залегания, а именно: $p_1 = 240$ *кГ/см*$^2$, $p_2 = 200$ *кГ/см*$^2$, $\Delta p = 50$ *кГ/см*$^2$ и $T = 2$ *мин*. Из графика видно, что для естественных образцов также свойственны два модификационных периода в прочностных свойствах образцов в условиях колебания гидродинамического давления.

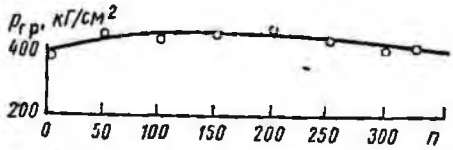



Рис. 35. Кривая зависимости величины давления гидроразрыва (прочности) естественных образцов из понтической глины от числа циклов *n* колебания противодавления.

Обобщая приведенные эксперименты, следует заключить, что колебания гидродинамического давления в скважине при выполнении различных технологических операций значительно уменьшают давление разрыва в твердых и хрупких породах, слагающих стенки скважины, величина падения которого в среднем может составить 10—15% и более. Пластичные породы менее чувствительны к изменениям противодавления в скважине при незначительной и кратковременной частоте его колебания. Однако в процессе глубокого бурения ввиду длительности процесса колебаний противодавления будет наблюдаться эффект уменьшения прочности и снижения величины гидроразрыва и у высокопластичных пород (в таких же значениях). Следовательно, гидроразрыв пласта, происходящий в процессе бурения, можно объяснить снижением прочности горных пород вследствие развития усталостных процессов разрушения связей между структурными элементами, которые по своему виду необратимы.

Отсюда вытекает вывод о необходимости выбора величины удельного веса раствора не по данным о кратковременной прочности, как это делается обычно, а по данным о длительной прочности горных пород на стенках скважин. Эти данные в первом приближении можно

получить на основании фактических материалов по гидроразрывам пласта или экспериментальным путем при соблюдении критериев подобия. Знание изменения прочности пород со временем даст возможность непрерывно или периодически корректировать величину удельного веса раствора и тем самым предупредить гидроразрывы пласта в процессе бурения.

## ИССЛЕДОВАНИЕ ПОЛЗУЧЕСТИ ПОЛЫХ ОБРАЗЦОВ ПРИ ТРЕХОСНОМ НАПРЯЖЕННОМ СОСТОЯНИИ

Надежная оценка влияния реологических свойств горных пород на устойчивость глубоких скважин требует всестороннего изучения закономерностей деформирования пород во времени, причем при трехосном нагружении образцов, что намного приблизит условия испытаний к скважинным условиям. Известны единичные подобные лабораторные исследования [205], но они не отражают состояния, свойственного породам на стенках скважин.

С целью изучения ползучести пород приствольной зоны и установления влияния на ползучесть горных пород противодавления и температуры нами проведены дополнительно исследования ползучести на полых цилиндрических образцах — модели приствольной зоны — в условиях плоско-деформационного состояния [206].

Испытание серии однотипных полых образцов на ползучесть проводилось при различных, но постоянных для каждого опыта напряжениях. Величина вертикального контактного давления ($p_1$), прикладываемая к образцам, с каждым последующим образцом постепенно уменьшалась от максимального значения, приводящего к быстрому разрушению, до значений, при которых стадия вязкопластического течения происходила с незначительной скоростью, т. е.

$$p_1' > p_1'' > p_1''' > \ldots > p_1^n.$$

В отличие от типовых испытаний на ползучесть нами предусматривалось заполнение внутренней полости образца жидкостью, не фильтрующейся в породу и не вступающей с ней в химическое взаимодействие, в частности, компрессорным маслом под различным давлением. Это позволило изучить, с одной стороны, «чистую» ползучесть и, с другой, — влияние противодавления.

Исследования ползучести проведены на образцах из понтической и майкопской глин. Данные этих экспериментальных исследований приведены на рис. 36. Здесь построены кривые ползучести искусственных образцов, спрессованных при давлении 240, 700 и 1200 $кГ/см^2$.

Как и при испытаниях на ползучесть вдавливанием цилиндрического штампа [139], процесс развития деформаций во времени при постоянном контактном давлении для взятых глин изображается во всех случаях типичными кривыми ползучести. Кривые ползучести, полученные в результате трехчасовых испытаний, на рис. 36 представлены в полых деформациях, начиная с момента загружения.

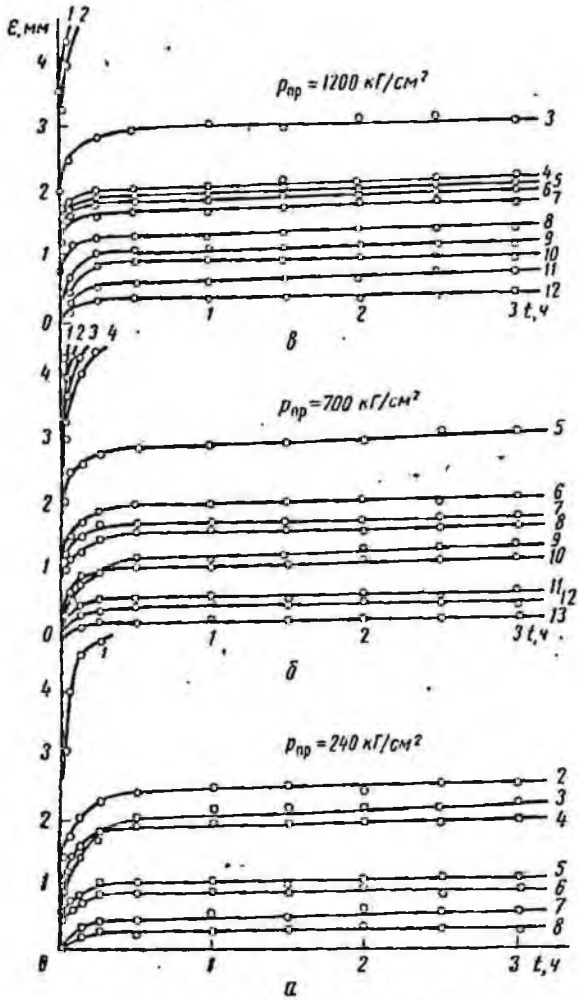



Рис. 30. Кривые ползучести образцов из понтической и майкопской глин.

а — $p_{пр}$ = 240 кГ/см², глина понтическая: 1 — $p_1 = 0{,}9p_{пр}$ и $p_2 = 0$, 2 — $p_1 = 0{,}9p_{пр}$ и $p_2$ = 50 кГ/см², 3 — $p_1 = 0{,}85p_{пр}$ и $p_2 = 0$, 4 — $p_1 = 0{,}8p_{пр}$ и $p_2 = 0$, 5 — $p_1 = 0{,}9p_{пр}$ и $p_2$ = 100 кГ/см², 6 — $p_1 = 0{,}9p_{пр}$ и $p_2$ = 150 кГ/см², 7 — $p_1 = 0{,}7p_{пр}$ и $p_2 = 0$, 8 — $p_1 = 0{,}5p_{пр}$ и $p_2 = 0$;

б — $p_{пр}$ = 700 кГ/см², глины понтическая и майкопская: 1 — $p_1 = 0{,}9p_{пр}$ и $p_2 = 0$ (понт), 2 — $p_1 = 0{,}8p_{пр}$ и $p_2 = 0$ (понт), 3 — $p_1 = 0{,}7p_{пр}$ $p_2 = 0$ (понт), 4 — $p_1 = 0{,}9$ $p_{пр}$ и $p_2 = 0$ (майкоп), 5 — $p_1 = 0{,}9p_{пр}$ и $p_2$ = 150 кГ/см² (понт); 6 — $p_1 = 0{,}9p_{пр}$ и $p_2$ = 150 кГ/см² (майкоп), 7 — $p_1 = 0{,}3p_{пр}$ и $p_2$ = 200 кГ/см² (понт), 8 — $p_1 = 0{,}9p_{пр}$ и $p_2$ = 200 кГ/см² (майкоп), 9 — $p_1 = 0{,}9p_{пр}$ и $p_2$ = 350 кГ/см² (понт), 10 — $p_1 = 0{,}5p_{пр}$ и $p_2 = 0$ (понт), 11 — $p_1 = 0{,}5p_{пр}$ и $p_2 = 0$ (майкоп), 12 — $p_1 = 0{,}4p_{пр}$ и $p_2 = 0$ (понт), 13 — $p_1 = 0{,}4p_{пр}$ и $p_2 = 0$ (майкоп);

в — $p_{пр}$ = 1200 кГ/см², глины понтическая и майкопская: 1 — $p_1 = 0{,}7p_{пр}$ и $p_2 = 0$ (понт), 2 — $p_1 = 0{,}5p_{пр}$ и $p_2 = 0$ (понт), 3 — $p_1 = 0{,}9p_{пр}$ и $p_2$ = 200 кГ/см² (понт), 4 — $p_1 = 0{,}9p_{пр}$ и $p_2$ = 400 кГ/см² (понт), 5 — $p_1 = 0{,}9p_{пр}$ и $p_2$ = 400 кГ/см² (майкоп), 6 — $p_1 = 0{,}9p_{пр}$ и $p_2$ = 600 кГ/см² (майкоп), 7 — $p_1 = 0{,}9p_{пр}$ $p_2$ = 600 кГ/см² (майкоп), 8 — $p_1 = 0{,}9p_{пр}$ и $p_2$ = 800 кГ/см² (понт), 9 — $p_1 = 0{,}4p_{пр}$ и $p_2 = 0$ (понт), 10 — $p_1 = 0{,}4p_{пр}$ и $p_2 = 0$ (майкоп), 11 — $p_1 = 0{,}3p_{пр}$ и $p_2 = 0$ (понт), 12 — $p_1 = 0{,}3p_{пр}$ и $p_2 = 0$ (майкоп).

Из анализа приведенных кривых следует, что ползучесть наблюдается во всем рассмотренном диапазоне напряжений и для всех изготовленных образцов независимо от давления прессования, причем заметно усиление ползучести с увеличением контактного давления и уменьшение ее при повышении давления внутри испытуемых образцов.

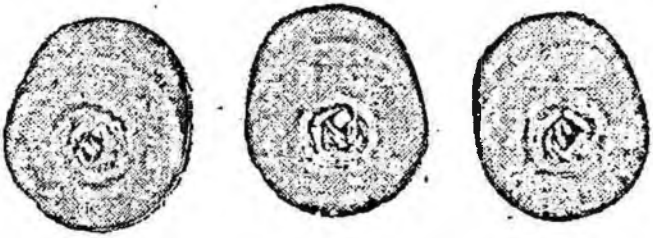


Рис. 37. Образцы, испытанные при $(p_1 - p_2) > P_{тск}$.

Последняя стадия ползучести — интенсивное вязко-пластическое течение или разрушение, — как и в описанных ранее исследованиях, не отмечена. Однако в испытаниях на моделях при значениях разности горного и гидравлического давлений, близких к пределу

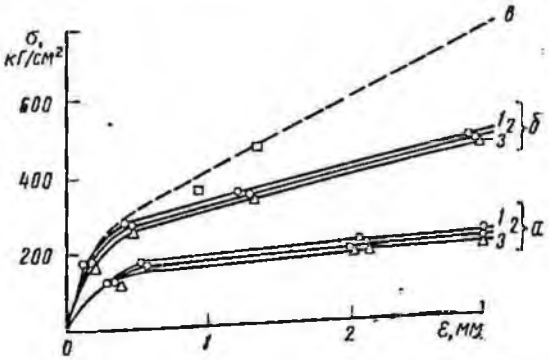



Рис. 38. Кривые напряжения — деформации образцов на понтической глины при $p_{пр}$ = 240 (а), 700 (б) и 1200 (в) кГ/см²; построены для моментов времени (t) воздействия нагрузки, составляющих 1 ч (1); 2 ч (2); 3 ч (3).

текучести пород, а именно: $p_1 - p_2 = (0{,}75 \div 0{,}95) \cdot P_т$, наблюдалось поверхностное разрушение «скважины» в виде радиальных чешуйчатых отслоений дугообразной формы, в результате чего диаметр ее увеличивался. В случае разности $(p_1 - p_2) > P_т$ «скважина» заплывала буквально на глазах (рис. 37). При низких значениях $(p_1 - p_2)$ «скважина» в основном сохраняла свои первоначальные размеры и конфигурацию. Только в редких случаях наблюдались отдельные микротрещины, сколы и раковины.

На рис. 38 представлены кривые, полученные из кривых ползучести путем перестройки их в координатах напряжение — деформация.

Так как для одной и той же разности $(p_1 - p_2)$ величина деформации возрастает во времени, то данному значению $(p_1 - p_2)$ будут соответствовать различные значения $\varepsilon(t)$ в зависимости от рассматриваемого момента времени $t$. Поэтому мы будем иметь не одну кривую, а семейство кривых, каждая из которых соответствует определенному моменту времени (в нашем случае 1, 2 и 3 ч). Как видно из рис. 38, кривые зависимости $\sigma$ от $\varepsilon$ нелинейны и состоят из двух участков. Точка перегиба кривых, видимо, характеризует некоторое критическое значение деформации и напряжения, которое можно рассматривать как условный предел текучести: переход деформации из первой стадии во вторую. Нетрудно видеть, что с увеличением прочности пород (давления прессования) кривые набирают кривизну.

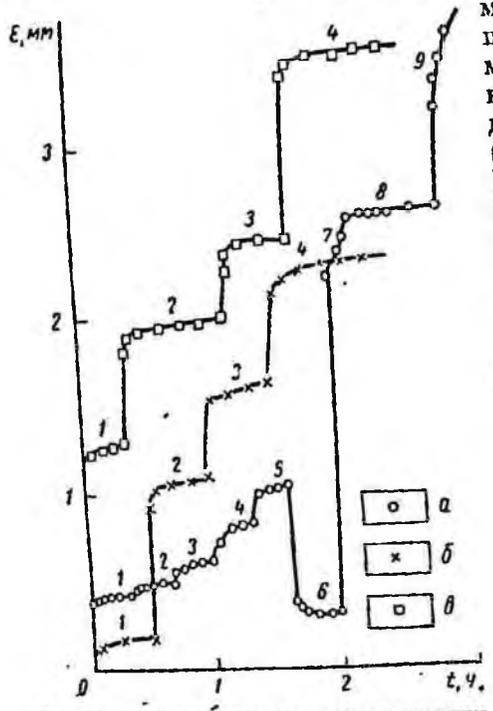



Рис. 39. Кривые ползучести при ступенчатом нагружении естественных образцов глин.

а — глина, скв. 59, площадь Насосная, интервал 1156—1162 м: 1 — $p_1 = 300$ кГ/см² и $p_2 = 0$, 2 — $p_1 = 340$ кГ/см² и $p_2 = 0$, 3 — $p_1 = 410$ кГ/см² и $p_2 = 0$, 4 — $p_1 = 550$ кГ/см² и $p_2 = 0$, 5 — $p_1 = 685$ кГ/см² и $p_2 = 0$, 6 — $p_1 = 33$ кГ/см² и $p_2 = 0$, 7 — $p_1 = 1400$ кГ/см² и $p_2 = 50$ кГ/см²; 8 — $p_1 = 1400$ кГ/см² и $p_2 = 100$ кГ/см², 9 — $p_1 = 1350$ кГ/см² и $p_2 = 0$;
б — глина, скв. 37, площадь Мадраса, интервал 258—272 м: 1 — $p_1 = 60$ кГ/см² и $p_2 = 25$ кГ/см², 2 — $p_1 = 350$ кГ/см² и $p_2 = 25$ кГ/см², 3 — $p_1 = 485$ кГ/см² и $p_2 = 25$ кГ/см², 4 — $p_1 = 700$ кГ/см² и $p_2 = 25$ кГ/см²;
в — глина, скв. 21, площадь Мадраса, интервал 300—306 м: 1 — $p_1 = 18$ кГ/см² и $p_2 = 0$, 2 — $p_1 = 275$ кГ/см² и $p_2 = 0$, 3 — $p_1 = 375$ кГ/см² и $p_2 = 50$ кГ/см², 4 — $p_1 = 450$ кГ/см² и $p_2 = 50$ кГ/см².

Оценка деформируемости естественных образцов во времени проведена по результатам экспериментов при ступенчатом нагружении. На рис. 39 приведены характерные кривые зависимости деформации образцов во времени при различных нагрузках для трех образцов глин, отобранных из скв. 37 (площадь Мадраса), скв. 21 (площадь Мадраса) и скв. 59 (площадь Насосная). Глина, отобранная из скв. 59, представляла собой однородную, сильно уплотненную породу, в то время как глина, отобранная из скв. 37 и 21, — рыхловатую, слабосцементированную глинистую породу из понтического яруса.

Как видно из графиков, для рассматриваемых глин каждая ступень нагружения вызывала активизацию деформации ползучести, но тем не менее интенсивное вязко-пластическое течение в сочетании с упругими деформациями во всех случаях наблюдалось только



в первоначальный момент повышения нагрузки, после которого деформация стабилизировалась и переходила в стадию так называемого безразличного (установившегося) течения. По-видимому, при стабилизации нагрузки проявляется эффект приспособляемости образцов к новой нагрузке, а также повышение сопротивляемости поверхностных слоев «скважины» в результате ее сужения (равномерного приближения частиц и агрегатов породы к оси образца, а следовательно, и друг к другу), что приводит к сильному уплотнению поверхностных слоев «скважины», к созданию зоны повышенного сопротивления. Следовательно, в этом смысле проработка ствола при бурении отрицательно сказывается на устойчивости его в процессе бурения, так как приводит к новому движению породы к оси скважин. Вследствие проработки приствольной зоны деформируются все новые и новые слои массива, что в конечном итоге может привести к обвалам и обрушениям.

Приводимые на рис. 39 кривые ползучести убедительно показывают, что существенное влияние на рост деформации ползучести оказывает противодавление. Так, кривая с контактным давлением $p_1 = 1400$ кГ/см² и противодавлением $P_2 = 50$ кГ/см² явно характеризует интенсивное вязко-пластическое течение. Увеличение противодавления только на 50 кГ/см² ведет к резкому снижению скорости деформирования. Об этом свидетельствуют при сравнении и кривые б и в.

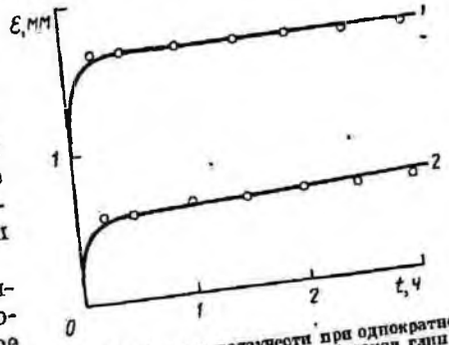



Рис. 40. Кривые ползучести при однократном нагружении естественных образцов глин.

1 — площадь Мадраса, скв. 21, интервал 414—420 м, $p_1 = 100$ кГ/см², $p_2 = 30$ кГ/см², $t_1 = 35°$ С; 2 — площадь Насосная, скв. 59, интервал 1456—1462 м, $p_1 = 1650$ кГ/см², $p_2 = 0$, $t_1 = 75°$ С.

На рис. 40 приводятся две кривые (1 и 2), характеризующие ползучесть образцов при имитировании условий их залегания в скважине, а именно горного давления, противодавлений и температуры. Деформация ползучести заметна, поэтому при бурении необходимо учитывать ползучесть горных пород. Несмотря на то, что образец из скв. 37 площади Мадраса залегал выше, чем образец из скв. 21 той же площади, на графике рис. 40 последняя ступень деформирования первого образца расположилась намного ниже, чем второго. Кроме того, величина последней ступени нагрузки у второго образца была выше, а противодавление — ниже, чем у первого. Следовательно, важное значение в процессах ползучести также имеют структура, силы сцепления и состав цементирующего вещества, которые у них были различными. Примером этому могут служить и кривые 1 и 2. В общем случае, оценивая результаты, полученные по исследованию деформации ползучести естественных, а также искусственных

образцов, можно заключить, что кривые ползучести по форме однотипны и скорости деформирования в установившейся стадии примерно одинаковы.

Опыты, проведенные с нагрузкой и разгрузкой образцов, показали, что характер кривых ползучести на ветви нагружения при повторении той же нагрузки остается таким же. После разгрузки образца возникает обратная ползучесть, или, как еще ее называют, упругое последействие, которое складывается из двух видов: мгновенного и эластичного. При разгрузке всегда наблюдается остаточная деформация образцов. Таким образом, накопленная деформация ползучести в любое время фактически состоит из упругой (мгновенной), эластичной и остаточной. Опыты показали, что остаточная деформация, как правило, наблюдается даже при самом кратковременном воздействии напряжений, а обратимая (мгновенная деформация и обратная ползучесть) даже тогда, когда в образце происходит интенсивное пластическое течение или хрупкое разрушение внутри полости.

## ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ПРОТИВОДАВЛЕНИЯ, А ТАКЖЕ ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКОГО ВЗАИМОДЕЙСТВИЯ ПОРОДЫ С ПРОМЫВОЧНОЙ ЖИДКОСТЬЮ НА ДЕФОРМАЦИЮ И ИЗМЕНЕНИЕ СТВОЛА СКВАЖИНЫ

Исследования посвящены выявлению роли противодавления в деформационных изменениях пород стенок скважин. Эксперименты проводились со многими жидкостями, так как одновременно исследовали роль фильтрации и физико-химического взаимодействия различных промывочных жидкостей, применяемых в бурении.

Для оценки физико-химического взаимодействия глинистой породы с промывочной жидкостью и противодавления были проведены опыты с искусственными образцами глин понта и майкопа при соблюдении основных условий их состояния в скважине. Исходные данные опытов были следующие: $p_{пр} = 700$ *кГ/см²*, $p_1 = 700$ *кГ/см²* и $p_2 = 150$, 250, 350, 600 и 800 *кГ/см²*. В качестве циркулирующей среды были выбраны: водопроводная и морская вода, водные растворы КССБ, КМЦ-500 и УЩР, необработанный глинистый раствор и раствор на нефтяной основе, резко различающиеся по своим физико-химическим свойствам. Полученные кривые и результаты осмотра испытанных образцов характеризуют различный темп и вид деформирования и изменения ствола «скважины» в зависимости от типа циркулирующей жидкости и величины противодавления.

В опытах с водопроводной водой, морской водой, водными растворами во всех случаях, независимо от величин давления прессования и гидравлического давления (за исключением $p_2 = 150$ *кГ/см²*), отмечены три стадии развития деформации образцов во времени:

а) неустановившийся режим деформирования;

б) установившийся (безразличный) режим деформирования;

в) интенсивное вязко-пластическое деформирование или разрушение.

Для противодавления $p_2 = 150$ *кГ/см*$^2$ характерным было интенсивное нарастание деформации в самом начале опыта, что можно объяснить главным образом высокими величинами разности $(p_1 - p_2)$. Время относительно устойчивого состояния образцов $(t_y)$ до начала интенсивного течения и разрушения или полной потери их несущей способности оказалось минимальным при контакте образцов с водопроводной водой. В зависимости от типа испытанных глин, давления прессования и противодавления значения его изменялись в пределах 15—40 *мин*. Для морской воды и водного раствора УЩР с содержанием гуминовых веществ 0,25% наблюдается незначительное повышение $t_y$ в пределах 3—10%, а для водных растворов 10% КМЦ (12%) и 30% КССБ (12%) — увеличение соответственно в 1,5—1,7 и 2—2,2 раза. Исследованиями установлено, что основной причиной потери устойчивости образцов в экспериментах с водой и водными растворами является фильтрация в них жидкости, увлажнение и химическое воздействие фильтрата на отдельные агрегаты и частицы, ведущие к снижению несущей способности, а также «снятию» эффекта от противодавления.

На рис. 41—48 изображены кривые, снятые при противодавлении 150, 250, 350, 450 и 600 *кГ/см*$^2$. Из графиков следует, что эффект противодавления проявляется только в первоначальный момент, когда фронт фильтрации в образцах незначителен. В этот период с ростом противодавления заметен спад скорости деформирования образцов, однако вместе с этим время их устойчивого состояния $(t_y)$ уменьшается (рис. 49). Отмеченная особенность объясняется ростом скорости фильтрации и, следовательно, ростом скоростей увлажнения, набухания и размокания. На рис. 50 приведены закономерности увеличения глубины пропитки образцов из майкопской и понтической глин со временем при контакте их с водопроводной водой для противодавлений 150, 250, 350 и 450 *кГ/см*$^2$. Из графиков также видно, что глубина пропитки растет со временем по экспоненциальному закону, а интенсивность ее роста находится в прямо пропорциональной зависимости от противодавления и проницаемости. В опытах с водными растворами УЩР, КМЦ-500 и КССБ скорость фильтрации имела более низкие значения, что способствовало повышению срока их устойчивого состояния (рис. 49). В данной серии опытов интересен тот факт, что при контакте образцов с пресной, морской водой и водным раствором УЩР в период относительно устойчивого состояния образцов наблюдались: вначале незначительные по величине сужения (порядка 0,25—1 *мм* на каждую сторону), которые, вероятнее всего, можно связать с процессом набухания, а потом — поверхностное разрушение и некоторое увеличение диаметра «скважины» (порядка 0,5—1,5 *мм* на каждую сторону), связанное с развитием процесса размокания и нарушения отдельных связей. При этом с ростом противодавления отмечалось не только снижение величин и скоростей деформаций в начальной, неустано-

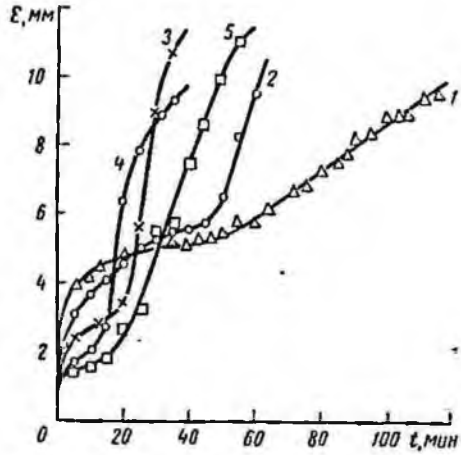



Рис. 41. Изменение деформации образцов из майкопской глины во времени при различных противодавлениях (жидкость — пресная вода).

Давление: 1 — 150 кГ/см², 2 — 250 кГ/см², 3 — 350 кГ/см², 4 — 450 кГ/см², 5 — 600 кГ/см².

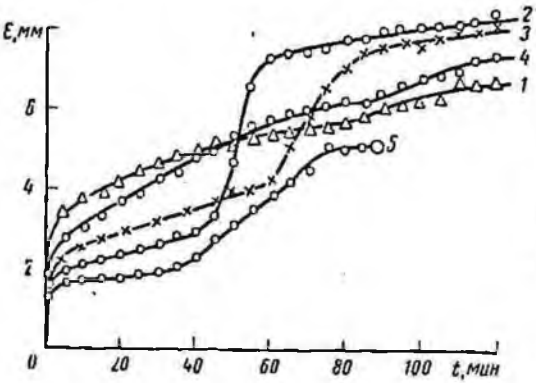



Рис. 42. Изменение деформации образцов из понтической глины во времени при различных противодавлениях (жидкость — пресная вода).

Условные обозначения см. на рис. 41. Большим кружком обозначена точка «самопроизвольного» гидроразрыва образцов, свидетельствующая о снижении их прочности со временем.

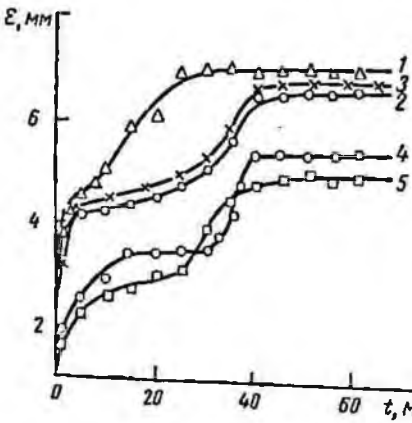



Рис. 43. Изменение деформации образцов из майкопской глины во времени при различных противодавлениях (жидкость — морская вода).

Условные обозначения см. на рис. 41.

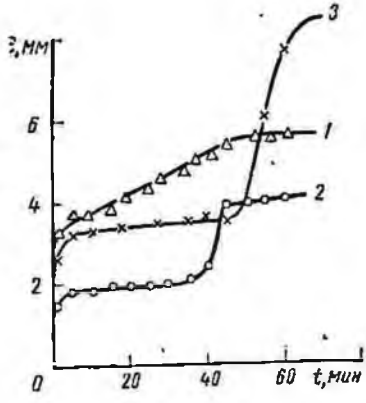



Рис. 44. Изменение деформации образцов из понтической глины во времени при различных противодавлениях (жидкость — морская вода).

Условные обозначения см. на рис. 41.

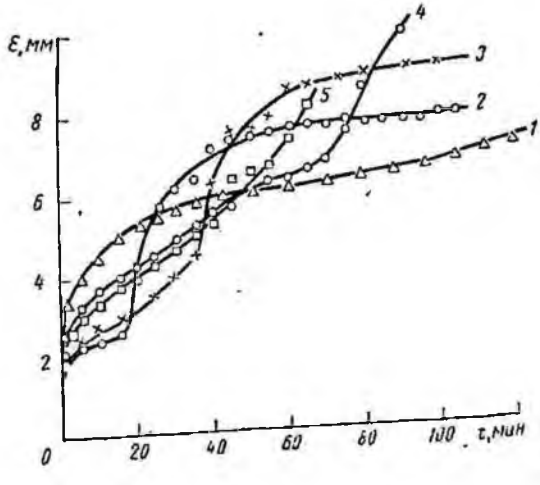



Рис. 45. Изменение деформации образцов из майкопской глины во времени при различных противодавлениях (жидкость — водный раствор УЩР).

Условные обозначения см. на рис. 41.

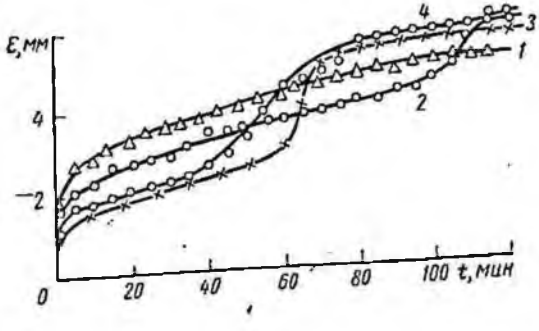



Рис. 46. Изменение деформации образцов из майкопской глины во времени при различных противодавлениях (жидкость — водный раствор КМЦ).

Условные обозначения см. на рис. 41.

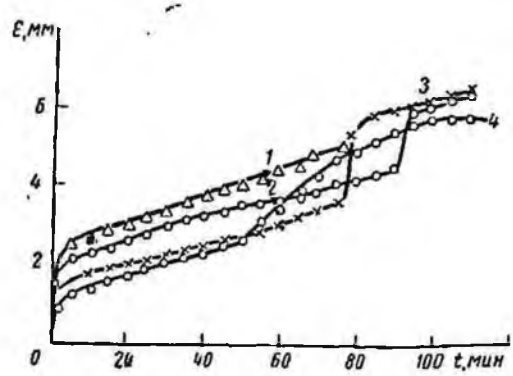



Рис. 47. Изменение деформации образцов из майкопской глины во времени при различных противодавлениях (жидкость — водный раствор КССБ).

Условные обозначения см. на рис. 41.

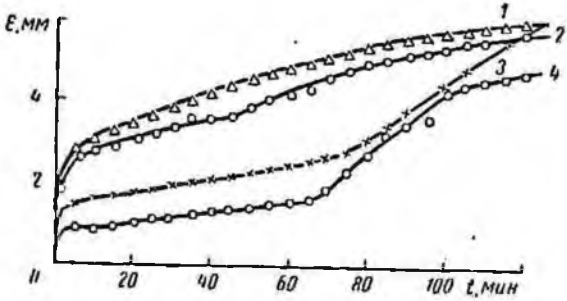



Рис. 48. Изменение деформации образцов из понтической глины во времени при различных противодавлениях (жидкость — водный раствор КССБ).

Условные обозначения см. на рис. 41.

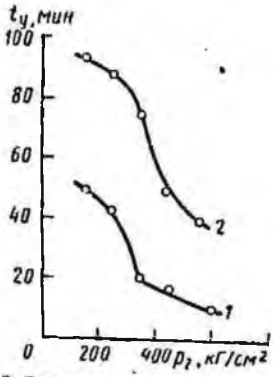



Рис. 49. Зависимость времени начала интенсивного деформирования образцов из майкопской глины от противодавления

1 — пресная вода; 2 — водный раствор КССБ.

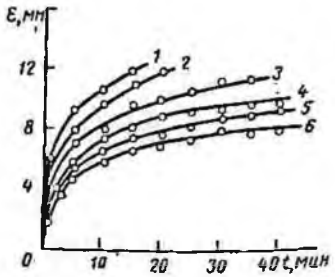



Рис. 50. Зависимость глубины проникновения фильтрата от времени для образцов из майкопской (1—4) и понтической (5, 6) глин при различных противодавлениях.

Давление: 1 — 450 кГ/см², 2 — 350 кГ/см², 3 — 250 кГ/см², 4 — 150 кГ/см², 5 — 250 кГ/см², 6 — 150 кГ/см².

вившейся и установившейся стадиях «ползучести» образцов, но и уменьшение величин сужений и кавернообразований. В дальнейшем же с достижением критической величины глубины пропитки образца и достаточного насыщения наступала полная потеря несущей способности образцов и в «скважине» возникали сужения вплоть до полного ее смыкания и выпирания породной пробки. И это происходило тем быстрее, чем больше было противодавление. В теле испытанных образцов в данном случае прослеживалось несколько зон различных оттенков: светло-серая зона, не вступившая в контакт с фильтратом, серая — увлажненная зона и темно-серая зона — высоконасыщенная фильтратом и подвергнувшаяся явному размоканию.

В опытах с остальными жидкостями — водными растворами КМЦ-500 и КССБ наблюдались только сужения, равномерные по всей длине полости образцов. Несмотря даже на полную пропитку образцов и интенсивное развитие деформаций, случаев полного смыкания стенок скважин не наблюдалось. Интенсивное вязко-пластическое течение со временем вновь переходило в стадию установившегося режима деформирования образцов примерно с той же скоростью. Причиной этого является упрочняющее действие реагентов на связи между отдельными частицами. Адсорбируясь в порах пород, поверхностно-активные вещества дают возможность более длительное время сохранять связь между частицами, уменьшать степень набухания и размокания пород. Существенное влияние при этом оказывает отлагаемая на стенках «скважины» фильтрационная пленка из реагента, которая обладает удерживающей способностью и увеличивает эффект от противодавления. Кроме того, отложившаяся пленка уменьшает скорость фильтрации и предупреждает то поверхностное разрушение, которое мы наблюдали в первых двух стадиях деформирования (в период относительно устойчивого состояния) при проведении экспериментов с пресной и морской водой.

Исследования деформирования образцов при контакте стенок их полости с необработанным глинистым раствором, затворенным на морской воде, также показали наличие периода интенсивного вязко-пластического течения пород (рис. 51 и 52). В устойчивой фазе их деформирования разрушений не наблюдалось, что можно объяснить в данном случае образованием глинистой корки, обладающей в условиях давления высокой прочностью, пластичностью и связью со стенками скважины. Процессы фильтрации, увлажнения, набухания и размокания в этих экспериментах носили почти такой же характер, как и в экспериментах с водными растворами КМЦ-500 и КССБ. Однако следует отметить, что темп затухания фильтрации более высокий, что можно объяснить интенсивной кальматацией высокодисперсных глинистых частиц и ростом толщины корки со временем. Этим объясняется и увеличение периода относительно устойчивого состояния, при котором заметно положительное влияние роста противодавления на формирование глинистой корки, кальматацию глинистых частиц и уменьшение скорости деформации

горных пород. Тем не менее, период предельного состояния по-прежнему наступает тем быстрее, чем больше величина противодавления. Такая же особенность выявлена в опытах с химически обработанными глинистыми растворами, в частности с раствором, обработанным УЩР и окислом, результаты испытания которого приведены на рис. 53.

Как видно из рисунка деформирование образцов из майкопской глины при противодавлении 300 *кГ/см*² (кривая *1*) характеризуется только двумя стадиями: неустановившегося и установившегося течения. При этом стадия установившегося течения больше по времени, но меньше по скорости, чем стадия неустановившегося течения.

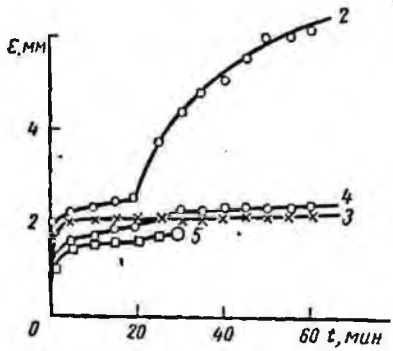



Рис. 51. Зависимость деформации образцов из майкопской глины от времени при различных противодавлениях (жидкость — необработанный глинистый раствор).

Условные обозначения см. на рис. 41. Большим кружком обозначена точка «самопроизвольного» гидроразрыва образцов.

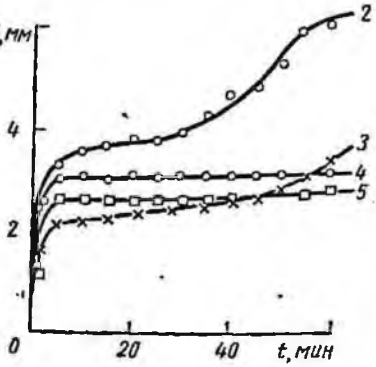



Рис. 52. Зависимость деформации образцов из понтической глины от времени при различных противодавлениях (жидкость — необработанный глинистый раствор).

Условные обозначения см. на рис. 41.

За 8 ч испытаний стадии интенсивного вязко-пластического деформирования при $p_2 = 300$ *кГ/см*² не отмечено. В опытах с $p_2 = 600$ *кГ/см*² (кривая *2*) стадия интенсивного деформирования образцов отчетливо прослеживается. Однако следует указать, что она имеет более замедленный характер протекания, чем в опытах с водой и безглинистыми водными растворами. Так же как и с водными растворами КМЦ-500 и КССБ, за время испытаний, а здесь они были еще более длительными, полного заплытия «скважины» не происходило, так как благодаря глинистой корке в какой-то мере сохранялся эффект от противодавления. Абсолютно другой характер деформирования глинистых образцов наблюдался при контакте их с раствором на нефтяной основе (см. рис. 54). Здесь в связи с отсутствием фильтрации и увлажнения за период проведения опытов (8 ч) происходили типичные процессы «чистой» ползучести. В основном «скважина» имела строгую цилиндрическую форму и номинальные размеры. В этой серии опытов влияние противодавления обнаруживалось только при низких его значениях — порядка 150—

250 $кГ/см^2$ (кривые *1* и *2*). Высокая разность $(p_1 - p_2)$ вызывала интенсивное деформирование в первоначальный момент, в результате чего в образцах происходили незначительные сужения. С ростом противодавления с 250 до 350 $кГ/см^2$ эти сужения исчезли. При дальнейшем росте противодавления эффект от него был малозаметен, если судить не только по размерам «скважины», но и по характеру расположения кривых. Так, например, кривые *3*, *4* и *5*, соответствующие противодавлениям 350, 450 и 600 $кГ/см^2$, имеют, можно сказать, одинаковый рост пластической деформации в установившейся стадии деформирования. Те же выводы получены в опытах с понтической глиной.

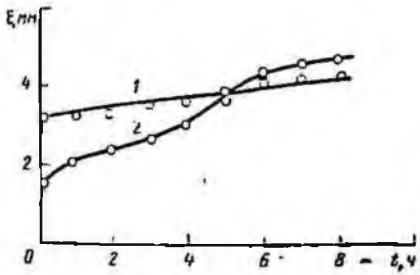



Рис. 53. Кривые изменения деформации образцов из майкопской глины при контакте «скважины» с глинистым раствором, обработанным УЩР и окислом.
*1* — $p_2 = 300$ $кГ/см^2$; *2* — $p_2 = 600$ $кГ/см^2$.

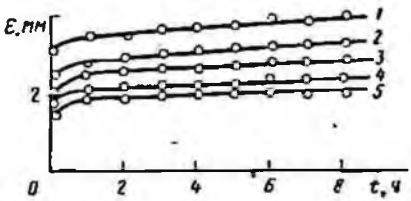



Рис. 54. Кривые изменения деформации образцов из майкопской глины при контакте «скважины» с глинистым раствором на нефтяной основе.
Давление: *1* — 150 $кГ/см^2$, *2* — 250 $кГ/см^2$, *3* — 350 $кГ/см^2$, *4* — 450 $кГ/см^2$, *5* — 600 $кГ/см^2$.

Из изложенного выше можно заключить, что пластическая деформация глинистых пород, в равной мере как и хрупкое разрушение, в основном зависит от проникновения в них фильтрата промывочной жидкости и его физико-химической активности. При этом следует учесть, что приводимые исследования проводились на искусственных образцах с однородной структурой. На практике же мы встречаемся с породами неоднородными и имеющими различную степень дефектности (в зависимости от характера трещиноватости, слоистости, плитчатости и т. п.), что еще более ускоряет проникновение жидкости в породу приствольной зоны. Образуя на поверхности стенок скважин малопроницаемую глинистую корку, различные глинистые растворы только замедляют процесс фильтрации и увеличивают время относительно устойчивого состояния пород, прорезаемых выработкой. Однако они его полностью не устраняют и с процессом бурения все же появляются деформационные изменения ствола, связанные с полным устранением эффекта противодавления в приствольной зоне.

Как показывают эксперименты с нефильтрующимися жидкостями, величина противодавления при их применении может быть намного занижена. Тот факт, что на практике бывают обвалы и осыпи и при применении безводных жидкостей, объясняется только сильной

трещиноватостью, слоистостью и перемятостью проходимых пород, благодаря чему еще быстрее происходит полное устранение эффекта противодавления в породах, непосредственно контактирующих с промывочными агентами, их осыпание и обваливание. В противном случае нельзя объяснить то обстоятельство, что часто при бурении скважин с продувкой сжатым воздухом наблюдавшиеся ранее осложнения при бурении с водой или глинистым раствором, несмотря на резкое снижение противодавления, прекращаются.

Учитывая сказанное выше, можно утверждать, что встречаемые изменения ствола и связанные с ними осложнения можно устранить целиком и полностью только в случае моментальной изоляции вскрываемых пород от промывочной жидкости, путем образования на них равномерного непроницаемого и прочного слоя инертного вещества. При этом необходимость в резком утяжелении промывочных жидкостей во многих случаях отпадет.

## ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ КОЛЕБАНИЯ ПРОТИВОДАВЛЕНИЯ НА ДЕФОРМАЦИЮ И РАЗРУШЕНИЕ ОБРАЗЦОВ

Наиболее пластичные породы менее чувствительны к циклическим изменениям противодавления в скважине при малой и кратковременной частоте его колебания. Однако в процессе глубокого бурения,

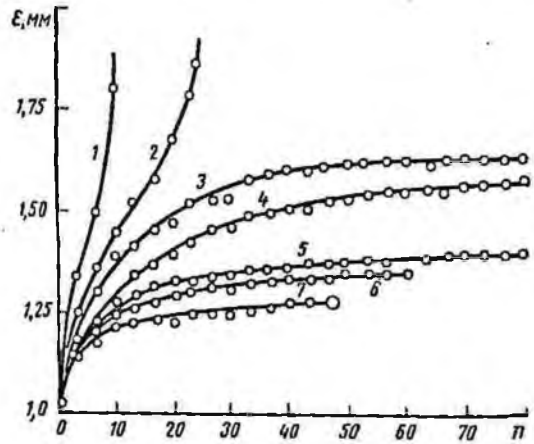



Рис. 55. Зависимость деформации образцов из майкопской глины от числа циклов колебания противодавления (жидкость — компрессорное масло).
1 — $T = 120$ сек, $p_{2\,max} = 400$ кГ/см², $\Delta p = 100$ кГ/см²; 2 — $T$ 120 сек, $p_{2\,max} = 350$ кГ/см², $\Delta p = 50$ кГ/см²; 3 — $T = 240$ сек, $p_{2\,max} = 350$ кГ/см², $\Delta p = 50$ кГ/см²; 4 — $T = 120$ сек, $p_{2\,max} = 350$ кГ/см², $\Delta p = 100$ кГ/см²; 5 — $T = 240$ сек, $p_{2\,max} = 350$ кГ/см², $\Delta p = 100$ кГ/см²; 6 — $T = 120$ сек, $p_{2\,max} = 250$ кГ/см², $\Delta p = 75$ кГ/см²; 7 — $T = 120$ сек, $p_{2\,max} = 250$ кГ/см², $\Delta p = 100$ кГ/см². Большим кружком обозначена точка усталостного гидроразрыва образцов.

как уже указывалось, ввиду длительности процесса колебания противодавления будет наблюдаться эффект уменьшения прочности и у высокопластичных пород, вследствие чего рост пластических деформаций будет неизбежен. Ниже приведены результаты исследований по выявлению влияния колебаний противодавления на характер ползучести и вязко-пластического деформирования глин понта и коуна.

На рис. 55 и 56 представлены семейства кривых зависимости вертикальной деформации образцов из майкопской и понтической

глин от числа циклов колебания противодавления с различной амплитудой и частотой. В данных испытаниях промывочным агентом являлось компрессорное масло, так как преследовалась цель выявить «чистое» влияние колебаний противодавления. Как видно

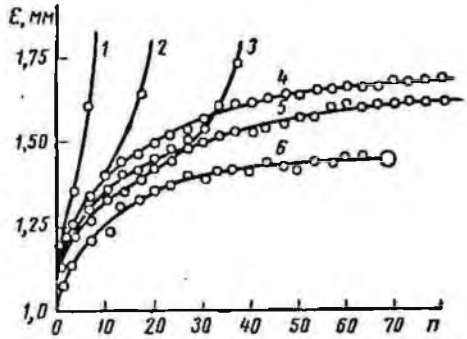



Рис. 56. Зависимость деформации образцов из понтической глины от числа циклов колебания противодавления (жидкость — компрессорное масло). 1 — $T = 120$ сек, $p_{2\,max} = 500$ кГ/см², $\Delta p = 100$ кГ/см²; 2 — $T = 120$ сек, $p_{2\,max} = 400$ кГ/см², $\Delta p = 150$ кГ/см²; 3 — $T = 240$ сек, $p_{2\,max} = 400$ кГ/см², $\Delta p = 150$ кГ/см²; 4 — $T = 120$ сек, $p_{2\,max} = 250$ кГ/см², $\Delta p = 50$ кГ/см²; 5 — $T = 120$ сек, $p_{2\,max} = 250$ кГ/см², $\Delta p = 100$ кГ/см²; 6 — $T = 120$ сек, $p_{2\,max} = 300$ кГ/см², $\Delta p = 150$ кГ/см². Большим кружком обозначена точка усталостного гидроразрыва.

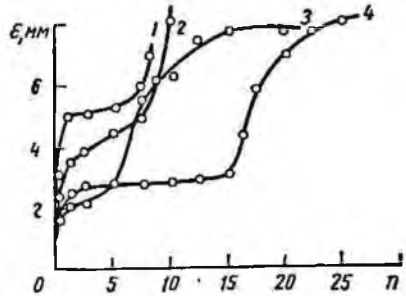



Рис. 57. Зависимость деформации образцов из майкопской глины от числа циклов противодавления (жидкость — морская вода). 1 — $p_{2\,max} = 250$ кГ/см², $\Delta p = 50$ кГ/см²; 2 — $p_{2\,max} = 350$ кГ/см², $\Delta p = 100$ кГ/см²; 3 — $p_{2\,max} = 450$ кГ/см², $\Delta p = 100$ кГ/см²; 4 — $p_{2\,max} = 450$ кГ/см², $\Delta p = 50$ кГ/см².

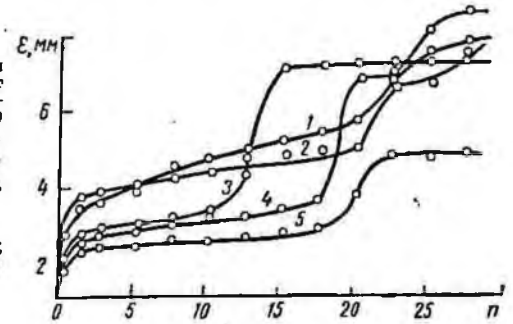



Рис. 58. Зависимость деформации образцов из понтической глины от числа циклов колебания противодавления (жидкость — морская вода) 1 — $p_{2\,max} = 250$ кГ/см², $\Delta p = 50$ кГ/см²; 2 — $p_{2\,max} = 350$ кГ/см², $\Delta p = 50$ кГ/см²; 3 — $p_{2\,max} = 350$ кГ/см², $\Delta p = 100$ кГ/см²; 4 — $p_{2\,max} = 450$ кГ/см², $\Delta p = 100$ кГ/см²; 5 — $p_{2\,max} = 450$ кГ/см², $\Delta p = 50$ кГ/см².

из графиков, кривые изменения деформации образцов в зависимости от числа циклов колебания давления подобны кривым ползучести и могут иметь три характерных участка: участок неустановившейся деформации, где последняя с ростом числа циклов колебания давления интенсивно растет; участок установившейся деформации; и,

наконец, участок интенсивной вязко-пластической деформации, вызывающей в конечном итоге разрушение образца — модели скважины. Из характера расположения кривых следует, что стадия разрушения образца весьма существенно зависит как от амплитуды, так и частоты (периода) колебания внутреннего давления.

Например, если сравнить кривые *6* и *7*, то видно, что на процесс развития деформации весьма существенное влияние оказывают как максимальное, так и минимальное значения колебания гидравлического давления: с увеличением нижнего предела колебания устойчивость полых образцов возрастает. С увеличением абсолютного значения минимальной величины колебания давления, даже при больших амплитудах колебания, стадии разрушения в рассматриваемом диапазоне не наблюдается. Это объясняется тем, что с ростом внутреннего давления возрастает устойчивость полых образцов. Однако чрезмерное увеличение абсолютного значения противодавления (до предельного значения, при котором происходит мгновенный гидравлический разрыв) тоже приводит к усталостному разрушению стенок скважин, но после более длительного воздействия колебания давления, порядка 50 циклов и выше. Разрушение образцов происходило в результате «усталостного» гидроразрыва, который приводил к резкому падению давления в полости образца и, как следствие, образец интенсивно деформировался. В остальных случаях разрушения образцов из майкопской глины в рассматриваемом диапазоне числа циклов колебания давления не наблюдалось. Очевидно, в этих случаях требуется более длительное время воздействия изменений гидравлического давления.

Аналогичные результаты получены для понтической глины (см. рис. 56). При этом необходимо указать, что интенсивное вязко-пластическое течение и разрушение образцов происходило позже, потому что понтическая глина отличается от майкопской большей пластичностью.

Повторные колебания противодавления вызывают непрерывное перемещение частиц глинистых пород. Эти перемещения возникают, с одной стороны, при перемене направлений деформаций, т. е. при чередовании прямой и возвратной деформаций, вызванных колебаниями давления; с другой стороны, они связаны с возникновением затухающих колебаний при каждом мгновенном частичном снятии гидравлического давления. Факт увеличения деформации образцов в данном случае по сравнению с действием постоянных нагрузок непосредственно вытекает из природы процесса. При постоянно действующих нагрузках конечная величина деформации определяется при прочих равных условиях начальной уплотненностью пород. Здесь же конечная величина деформации в основном зависит от амплитуды, частоты и числа циклов колебаний давления. При этом с каждым последующим циклом колебания происходит изменение расположения частиц породы, связанное с развитием усталостных процессов. Причина усталостного разрушения горных пород, по-видимому, заключается в том, что связи между структурными

элементами являются «хрупкими». При расшатывании породы повторными периодически меняющимися дополнительными нагрузками эти связи постепенно нарушаются и процесс деформации со временем становится необратимым.

На рис. 57 и 58 показаны графики зависимостей вертикальной деформации образцов от числа циклов колебания противодавления при использовании морской воды в качестве агента, создающего это противодавление. Из графиков следует, что в основном уже после 5—10 циклов колебания противодавления для майкопской глины и 15—20 циклов для понтической глины происходит переход образцов в интенсивное пластическое течение вплоть до закрытия полости образца и выпирание из образца глинистой массы. Если сравнить кривые, представленные на рис. 57 и 58, с соответствующими кривыми, приведенными на рис. 55 и 56, то можно заметить, что циклические колебания давления ускоряют переход образцов в пластическое течение. Однако главная роль в данном переходе безусловно принадлежит фильтрации промывочного агента и фактору увлажнения.

В заключение следует отметить, что усталостная деформация неотделима от деформации ползучести и колебания давления каждого цикла лишь ускоряют этот процесс, приводящий в конечном итоге к интенсивному пластическому течению или разрушению образца в зависимости от его состояния.

## О ПОЛОЖИТЕЛЬНОМ ВЛИЯНИИ РАЗЛИЧНЫХ ПРОМЫВОЧНЫХ ЖИДКОСТЕЙ НА УСТОЙЧИВОСТЬ ГЛИНИСТЫХ ПОРОД ТРЕТИЧНОГО ВОЗРАСТА

Исследования активности различных промывочных жидкостей, по-видимому, должны быть построены на комплексном изучении влияния процессов фильтрации, увлажнения, набухания, коркообразования и, наконец, процессов взаимодействия фильтратов промывочных жидкостей с породами неустойчивых отложений в условиях сложно-напряженного состояния. Конечными результатами этих исследований должны явиться рекомендации относительно выбора параметров и отдельных составных частей промывочной жидкости. С целью разработки этих рекомендаций для глинистых пород понта, коуна и майкопа нами было опробовано шестнадцать различных по своим физико-химическим свойствам промывочных жидкостей, в том числе необработанный глинистый раствор, два раствора, обработанных известью, два раствора, обработанных УЩР, раствор, стабилизированный КМЦ-500, раствор на нефтяной основе, силикатный глинистый раствор и восемь разновидностей высококальциевых растворов ВКР (табл. 23 и 24). Для лучшего сравнения и анализа качества опробованных жидкостей составлены табл. 25 и 26, содержащие условные показатели деформирования образцов для каждого из растворов. Анализируя эти показатели,

Таблица 24

| Глинистый раствор | Параметры глинистого раствора: условная вязкость T, сек | удельный вес γ, Г/см³ | СНС, мг/см²: 1 мин | СНС, мг/см²: 10 мин | водоотдача за 30 мин, см³ | толщина корки K, мм | структурная вязкость η, спз | предельное напряжение сдвига τ₀, дн/см² | Содержание Ca в фильтрате, мг/л | pH |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| ВКР | | | | | | | | | | |
| Из карачухурской глины на морской воде, стабилизированный NaЭСЦ — 7%-ный концентрат в количестве 100%, $CaCl_2$ — 1% | 45 | 1,22 | 56,4 | 98 | 9,5 | 1,5 | 15,9 | 107,2 | 2720 | — |
| Из скв. 6 площади Кетчай, стабилизированный КССБ . . . | 48 | 1,85 | 97 | 155 | 3,0 | 1,0 | 18,7 | 81,8 | 610 | — |
| Из карачухурской глины на пресной воде, стабилизированный КССБ в количестве 15%, $CaCl_2$ — 0,58% . . . . . | 53 | 1,83 | 200 | — | 5,0 | 2,0 | 72,2 | 161,8 | 850 | — |
| Из карачухурской глины на морской воде, стабилизированный КССБ в количестве 10%, $CaCl_2$ — 0,58% . . . . . | 50 | 1,82 | 132 | 177,4 | 9,0 | 3,0 | 6,6 | 116,3 | 721 | — |
| Из карачухурской глины на морской воде, стабилизированный КССБ в количестве 15%, $CaCl_2$ — 0,58% . . . . . | 43 | 1,80 | 129 | 187 | 2,0 | 0,5 | 17,4 | 145,0 | 830 | — |
| Из карачухурской глины на морской воде, стабилизированный КССБ и содержащий $CaCl_2$ и NaOH . . . . . | 75 | 1,80 | 239 | 300 | 3,0 | 1,0 | — | — | 1100 | 7,05 |
| Из карачухурской глины на морской воде, стабилизированный КССБ и содержащий $CaCl_2$ и NaOH . . . . . | 61 | 1,80 | 25,5 | 12,7 | 4,5 | 1,0 | — | — | 1150 | 8,75 |
| Из карачухурской глины на морской воде, стабилизированный КССБ и содержащий $CaCl_2$ и NaOH . . . . . | 150 | 1,83 | 175 | 200 | 5,0 | 1 0 | — | — | 1050 | 10,8 |
| Силикатный глинистый раствор с содержанием $Na_2O$ в количестве 13,64 мг/л . . . . . | 58 | 1,76 | 55 | 97 | 7,0 | 2,0 | — | — | — | 10,7 |
| Из карачухурской глины на морской воде, обработанный КМЦ-500 (8%-ной концентрации в количестве 30%), ПФЛХ (10%-ной концентрации в количестве 10%) и $Na_2Si_3$ (20%) . . | 48 | 1,74 | 51 | 135 | 6 | 1,5 | — | — | — | — |
| Раствор на нефтяной основе | | | | | | | | | | |
| Рубракс — 19%, известь — 10%, вода — 3,0%, диатомит — 68%, барит — 230%, сульфонол — 1,5% . . . . . | 328 | 2,02 | 6,5 | 22,6 | 0,0 | 0,5 | — | — | — | — |

Таблица 25

| Глина | Противодавление, кГ/см² | Условный показатель деформирования k: Необработанный глинистый раствор | Раствор, обработанный УЩР, № 1 | Раствор известковистый № 1 | ВКР № 1 | ВКР № 2 | ВКР № 3 | ВКР № 4 | ВКР № 5 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Поятическая | 350 | 0,320 | 0,580 | 0,658 | 0,450 | 0,745 | 0,722 | 0,695 | 0,830 |
| | 450 | 0,440 | 0,640 | 0,710 | 0,556 | 0,805 | 0,680 | 0,880 | 0,840 |
| | 600 | 0,460 | 0,780 | 0,900 | 0,658 | 0,785 | 0,750 | 0,740 | 0,865 |
| Майкопская | 350 | 0,136 | 0,226 | 0,318 | 0,389 | 0,687 | 0,705 | 0,825 | 0,840 |
| | 450 | 0,326 | 0,258 | 0,350 | 0,442 | 0,720 | 0,700 | 0,720 | 0,805 |
| | 600 | 0,415 | 0,653 | 0,770 | 0,620 | 0,754 | 0,680 | 0,935 | 0,790 |
| Коунская | 350 | 0,276 | 0,310 | 0,420 | 0,442 | 0,917 | 0,910 | 0,815 | 0,830 |
| | 450 | 0,167 | 0,512 | 0,596 | 0,623 | 0,904 | 0,860 | 0,890 | 0,825 |
| | 600 | 0,430 | 0,480 | 0,861 | 0,488 | 0,940 | 0,980 | — | 0,955 |
| Осредненный показатель | — | 0,330 | 0,493 | 0,624 | 0,516 | 0,806 | 0,783 | 0,815 | 0,842 |

Таблица 26

| Глина | Противодавление, кГ/см² | Условный показатель деформирования k: Раствор, обработанный УЩР, № 2 | Раствор известковистый № 2 | Раствор, стабилизированный КМЦ-500 | Силикатный глинистый раствор | ВКР № 6 | ВКР № 7 | ВКР № 8 | Раствор на нефтяной основе |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Поятическая | 350 | 0,595 | 0,560 | 0,620 | 0,750 | 0,725 | 0,687 | 0,615 | 0,910 |
| | 450 | 0,654 | 0,722 | 0,640 | 0,755 | 0,730 | 0,690 | 0,603 | 0,880 |
| | 600 | 0,795 | 0,808 | 0,740 | 0,720 | 0,905 | 0,755 | 0,712 | 0,890 |
| Майкопская | 350 | 0,228 | 0,319 | 0,618 | 0,740 | 0,670 | 0,753 | 0,525 | 0,905 |
| | 450 | 0,261 | 0,380 | 0,588 | Гидроразрыв | 0,645 | 0,659 | 0,552 | 0,900 |
| | 600 | 0,644 | 0,780 | 0,759 | | 0,650 | 0,740 | 0,556 | 0,875 |
| Коунская | 350 | 0,315 | 0,399 | 0,723 | 0,620 | 0,690 | 0,700 | 0,558 | 0,925 |
| | 450 | 0,489 | 0,680 | 0,750 | 0,700 | 0,745 | 0,788 | 0,609 | 0,893 |
| | 600 | 0,520 | 0,890 | 0,742 | Гидроразрыв | 0,735 | 0,775 | 0,770 | 0,913 |
| Осредненный показатель | — | 0,500 | 0,615 | 0,688 | 0,714 | 0,721 | 0,727 | 0,641 | 0,899 |

полученные при различных противодавлениях, можно заметить, что условный показатель деформирования не во всех случаях закономерно возрастает с увеличением противодавления. На основании осредненных показателей можно заключить, что наилучшими инактивными свойствами из опробованных промывочных жидкостей при бурении неустойчивых глин типа майкопских, понтических и коунских будут обладать растворы: на нефтяной основе, ВКР-5, ВКР-4 и ВКР-2 (эти растворы указаны в порядке ухудшения их инактивных свойств). Высококальциевые растворы № 3, 6, 7 и 8, раствор, стабилизированный КМЦ-500, силикатный глинистый раствор и известковистые растворы менее инактивны, а ВКР-1, растворы, обработанные УЩР, и необработанный глинистый раствор вовсе не отвечают требованиям, предъявляемым к бурению в глинистых породах третичного возраста.

Анализируя параметры испытанных ВКР, можно заметить, что водоотдача и число pH такого типа растворов по-прежнему остаются наиболее важными параметрами, определяющими степень деформирования горных пород [207]. С ростом водоотдачи увеличивается скорость фильтрации (особенно в первоначальный момент контакта глинистого раствора с породой, когда процессы гидратации и коркообразования находятся в начальной стадии развития и протекают интенсивно), увлажнения, набухания, размокания глин, приводящих к пластической деформации. С повышением противодавления и числа pH (с 7,05 до 8,75) промывочной жидкости наблюдается снижение скорости деформирования образцов всех трех видов глин.

Изучение кинетики всасывания — набухания по методу Кистера и определение количества фильтрата, поглощенного глиной за один и тот же период времени, позволили установить, что степень устойчивости глин к набуханию в фильтратах высококальциевых растворов связана как со свойствами глин, так и со свойствами фильтратов. К менее набухающим относятся глины, характеризующиеся низкой дисперсностью и большей засоленностью, что находится в соответствии с осмотическим характером набухания.

Уменьшение степени набухания глин наблюдалось при увеличении содержания кальция в фильтратах ВКР независимо от типа использованного стабилизатора. Так как все исследованные глины (табл. 27) относятся к кальциевым, то основное изменение их состояния под действием фильтратов, содержащих ионы кальция, сводилось к коагуляции и образованию сложных комплексов. С увеличением концентрации кальция в фильтрате эти процессы протекали более интенсивно, приводя к уменьшению количества поглощенной воды. На степень набухания глин в фильтратах ВКР, при равном содержании в них кальция, определенное влияние оказывает и стабилизатор. В большинстве случаев фильтраты растворов, стабилизированных КССБ, вызывали меньшее набухание. Кривые всасывания — набухания ложились ниже аналогичных кривых при исследовании фильтратов растворов, стабилизированных КМЦ и NaЭСЦ.

Таблица 27

| Место отбора породы | Возраст | Содержание фракций, % | | | Содержание ионов, г/л | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | 60 мк | 60—1,5 мк | < 1,5 мк | $Ca^{2+}$ | $Mg^{2+}$ | $SO_4^{2+}$ | $Cl^{1+}$ |
| Выходы в Маразах | Понт | 2,417 / 0,330 | 76,523 / 47,020 | 21,06 / 52,65 | 0,0235 | 0,0060 | 0,303 | 0,078 |
| Выходы в Спазани | » | 25,009 / 15,491 | 67,701 / 61,829 | 17,29 / 22,68 | 0,1744 | 0,0590 | 0,653 | 0,174 |
| Бурансыз-Бояната, скв. 31/1, 916—922 м | Коуп | 17,085 / 0,907 | 69,635 / 61,353 | 13,28 / 37,74 | 0,013 | Нет | 0,255 | 0,104 |
| Мадраса, скв. 37, 176—182 м | Понт | 2,001 / 1,399 | 75,800 / 58,425 | 22,190 / 40,176 | 0,009 | Нет | Нет | 0,035 |
| 206—212 м | » | 8,626 / 4,144 | 82,139 / 66,372 | 9,234 / 29,484 | — | — | — | — |
| 224—230 м | » | 26,667 / 23,419 | 66,691 / 55,683 | 6,642 / 20,898 | 0,0140 | 0,0019 | 0,061 | 0,061 |
| 330—336 м | » | 26,304 / 1,141 | 61,222 / 67,107 | 12,474 / 31,752 | 0,0121 | 0,0034 | 0,100 | 0,046 |
| Ждановск, скв. 8 1140—1146 м | Полноцен-дат | 63,435 / 63,747 | 31,543 / 21,511 | 5,022 / 14,742 | 0,0082 | 0,0012 | 0,041 | 0,061 |
| 1230—1242 м | Маастрихт | 59,463 / 57,442 | 36,487 / 30,408 | 4,050 / 12,150 | 0,002 | 0,0007 | 0,066 | 0,061 |
| 1272—1278 м | То же | 59,929 / 58,045 | 34,887 / 31,101 | 5,184 / 10,854 | 0,008 | Нет | 0,061 | 0,052 |
| 1308—1326 м | » | 61,075 / 58,673 | 36,981 / 29,987 | 1,944 / 11,340 | 0,011 | 0,0007 | 0,055 | 0,061 |

Примечание. В числителе—до обработки $Na_2P_2O_7$, в знаменателе—после обработки $Na_2P_2O_7$.

На рис. 59 приведены характерные экспериментальные кривые деформирования образцов из понтической глины для различных типов промывочных жидкостей при гидравлическом давлении внутри скважины 450 *кГ/см*². Кривые наглядно отображают положительное влияние промывочных жидкостей на устойчивость модельной скважины. Все они хорошо аппроксимируются уравнением вида

$$\varepsilon = at + b - cd^t,$$

где $\varepsilon$ — вертикальная деформация образцов; $t$ — время контакта пород с промывочной жидкостью; $a$, $b$, $c$ и $d$ — коэффициенты, зависящие от условия опыта.

Как видно на рис. 59, наиболее инактивными жидкостями являются растворы: на нефтяной основе, силикатный и ВКР. Несмотря на высокую водоотдачу (7 *см*³ за 30 *мин*), силикатный гли-

нистый раствор оказался наиболее инактивным; однако следует указать на следующую его особенность: при противодавлениях 500—600 *кГ/см²* образцы в контакте с этим раствором разрушались от гидроразрыва. Безусловно, это снижает его эффективность при бурении третичных осложнений, характеризующихся всеми видами осложнений (нарушение целостности, устойчивости; поглощения; газоводонефтепроявления и др.). По нашему мнению, раствор такого типа мог бы себя оправдать только в условиях, характеризующихся исключительно деформационными проявлениями типа сужений, вытеканий, происходящих вследствие физико-химических причин и, следовательно, не требующих создания высоких величин противодавления.

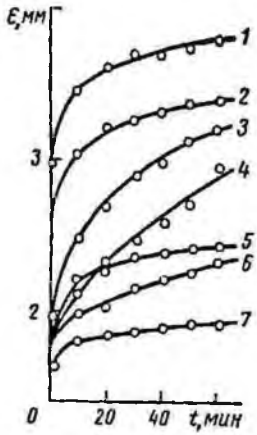



Рис. 59. Влияние различных промывочных жидкостей на характер деформирования образцов из понтической глины.

1 — необработанный глинистый раствор; 2 — глинистый раствор, обработанный УЩР № 1; 3 — глинистый раствор, обработанный известью; 4 — глинистый раствор, стабилизированный КМЦ-500; 5 — ВКР-5; 6 — силикатный глинистый раствор; 7 — раствор на нефтяной основе.

Нами установлено, что наибольшей прочностью на гидроразрыв обладает глинистая корка, образуемая при контакте образцов с ВКР. Поэтому ВКР могут оказаться незаменимыми при опасностях совместного проявления выбросов, поглощений, деформаций и разрушений ствола.

Чтобы всесторонне изучить свойства опробованных жидкостей, были проведены опыты при повышенных температурах (100—150° С). Опыты показали, что в этих условиях значения условных показателей деформирования уменьшаются, а закономерности сохраняются. При этом необходимо указать на важное значение процесса гидратации, темп которого при повышенных температурах явно возрастает.

Экспериментальные исследования на образцах с естественной структурой, изготовленных из кернового материала, показали различный характер их деформирования (рис. 60). Глубина залегания при малых диапазонах изменения существенного влияния на деформирование не оказывает. Следовательно, основное значение имеет сама природа глин, их структура образования, обменная емкость, химический состав, характеристика цементирующего вещества и т. п. Необходимо также отметить физико-химическое воздействие и проникающую способность промывочных жидкостей. В табл. 27 приведены результаты химического анализа испытуемых глин. Эти исследования позволили отнести все глины (отобранные с выходов и представленные кернами) независимо от стратиграфического возраста к кальцнево-магниевому типу. Резкое увеличение фракции 1,5 *мк* после обработки пирофосфатом натрия во всех случаях указывает на агрегированное состояние исследовавшихся образцов. Рассматриваемые глины различаются дисперсностью и степенью

засоленности. Наиболее высокодисперсной из всех исследовавшихся глин является понтическая, содержащая до обработки пирофосфатом натрия 21,06% фракции < 1,5 *мк*. Следующее за ней место занимает понтическая глина из скв. 37, отобранная в интервале 176—182 *м*. Глины майкопская и коунская менее дисперсны и характеризуются содержанием фракции <1,5 *мк* соответственно 17,29 и 13,28%.

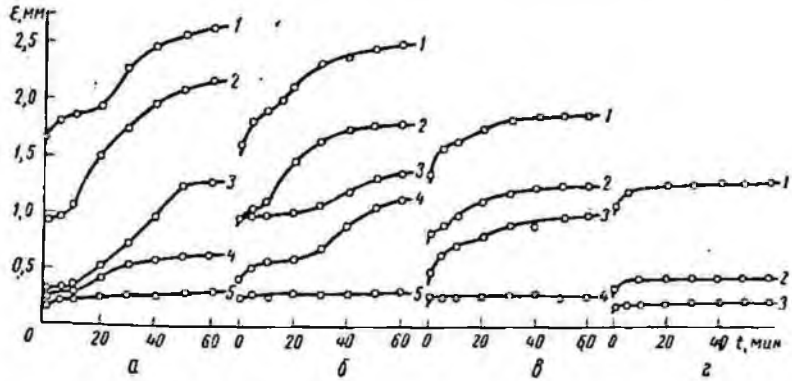



Рис. 60. Кривые деформирования естественных образцов из понтической глины, поднятой из скважин площадей Кызыл-Бурун и Мадраса.

а — ВКР-1: *1* — скв. 7, Кызыл-Бурун, интервал 885—898 *м*, $p_1 = 350$ *кГ/см²*; $p_2 = 150$ *кГ/см²*; *2* — скв. 21, Мадраса, интервал 426—432 *м*; $p_1 = 280$ *кГ/см²*, $p_2 = 30$ *кГ/см²*; *3* — скв. 21, Мадраса, интервал 300—306 *м*, $p_1 = 175$ *кГ/см²*, $p_2 = 30$ *кГ/см²*; *4* — скв. 37; Мадраса, интервал 200—204 *м*, $p_1 = 175$ *кГ/см²*, $p_2 = 30$ *кГ/см²*; *5* — скв. 37, Мадраса, интервал 109—115 *м*, $p_1 = 225$ *кГ/см²*, $p_2 = 50$ *кГ/см²*; б — ВКР-3: *1* — скв. 7, Кызыл-Бурун, интервал 885—898 *м*, $p_1 = 350$ *кГ/см²*, $p_2 = 150$ *кГ/см²*; *2* — скв. 21, Мадраса, интервал 426—432 *м*, $p_1 = 280$ *кГ/см²*, $p_2 = 30$ *кГ/см²*; *3* — скв. 21, Мадраса, интервал 426—432 *м*, $p_1 = 225$ *кГ/см²*, $p_2 = 50$ *кГ/см²*; *4* — скв. 37, Мадраса, интервал 188—194 *м*, $p_1 = 225$ *кГ/см²*, $p_2 = 50$ *кГ/см²*, *5* — скв. 37, Мадраса, интервал 109—115 *м*, $p_1 = 225$ *кГ/см²*, $p_2 = 50$ *кГ/см²*; в — ВКР-5: *1* — скв. 7, Кызыл-Бурун, интервал 885—898 *м*, $p_1 = 350$ *кГ/см²*, $p_2 = 150$ *кГ/см²*; *2* — скв. 21, Мадраса, интервал 372—378 *м*, $p_1 = 225$ *кГ/см²*, $p_2 = 50$ *кГ/см²*; *3* — скв. 37, Мадраса, интервал 188—194 *м*, $p_1 = 225$ *кГ/см²*, $p_2 = 50$ *кГ/см²*; *4* — скв. 37, Мадраса, интервал 109—115 *м*, $p_1 = 225$ *кГ/см²*, $p_2 = 50$ *кГ/см²*; г — раствор на нефтяной основе: *1* — скв. 7, Кызыл-Бурун, интервал 885—898 *м*, $p_1 = 350$ *кГ/см²*, $p_2 = 150$ *кГ/см²*; *2* — скв. 21, Мадраса, интервал 372—378 *м*, $p_1 = 225$ *кГ/см²*, $p_2 = 50$ *кГ/см²*; *3* — скв. 37, Мадраса, интервал 109—115 *м*, $p_1 = 225$ *кГ/см²*, $p_2 = 50$ *кГ/см²*.

Засоленность глин изменяется в широких пределах — от 0,37 до 1,57%. Различная характеристика глин предопределяет возможность получения отличающихся результатов при использовании одной и той же жидкости. Но тем не менее с улучшением свойств промывочных жидкостей наблюдается снижение роста деформации и у естественных образцов. В общем случае эксперименты на естественных образцах также показали преимущество раствора на нефтяной основе и ВКР-5.

Таким образом, полученные результаты исследований позволяют заключить, что наметившаяся в настоящее время тенденция перехода на эти растворы, при бурении в осложненных условиях, рациональна и обоснована.

## ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ФОРМИРОВАНИЯ ГЛИНИСТОЙ КОРКИ И ЕЕ ПРОЧНОСТИ

Для изучения ряда осложнений, возникающих при проводке скважин, и разработки мероприятий с целью их предупреждения необходимо проведение работ по исследованию формирования на стенках скважины глинистой корки, ее структуры, фильтрационной способности и прочности. Наиболее известными по этому вопросу являются работы В. С. Баранова [208], А. А. Линевского [209], Н. М. Шерстнева, А. Г. Аскерова, Н. А. Рагимова [162], У. Д. Мамаджанова [210], Ю. П. Номикосова [211], Н. И. Титкова, Р. Х. Ибатуллина, И. С. Дон [212] и др.

Исследованиями В. С. Баранова [208] установлено, что корка формируется только до определенного момента, после которого, несмотря на продолжающуюся (установившуюся) фильтрацию жидкостной фазы раствора, толщина ее практически не изменяется. Если первые слои корки весьма прочны, то последующие характеризуются рыхловатостью и низкой механической прочностью. В целом корка по своим физико-механическим характеристикам неодинакова и зависит от фильтрующих свойств глинистого раствора, особенностей вводимых в раствор химических реагентов, фильтровальных способностей пород, вскрываемых скважиной, перепада давлений и температурных условий. В общем случае примерно такие же результаты и выводы дает А. А. Линевский [209]. Однако следует указать, что формирование корки в данном случае производилось на фильтровальной бумаге при незначительных перепадах давлений, так что о моделировании, хотя бы в первом приближении, условий приствольной зоны здесь не может быть и речи.

В работе [209] приводятся результаты исследования процесса образования и размыва корки в условиях циркулирующего раствора. Отложение и размыв корки в этих исследованиях изучались на искусственно созданной породе, что имеет существенное значение. На основании исследований У. Д. Мамаджанов [210] пришел к выводу, что с ростом скорости циркуляции резко ограничивается увеличение толщины корки и примерно при скорости потока 1,93 *м/сек* ее дальнейший рост практически прекращается.

Ю. П. Номикосов в работе [211] убедительно показал, что в процессе циркуляции глинистого раствора через определенное время устанавливается динамическое равновесие между образованием глинистой корки и ее размывом. При этом толщина корки и водоотдача глинистого раствора приобретают стабильные значения. Что же касается верхних, наиболее рыхлых слоев, то при циркуляции промывочной жидкости они смываются потоком и только потом вновь образуются при статических условиях.

Н. И. Титковым и др. [212] на установке, подобной установке Ю. П. Номикосова, изучалась динамика формирования корки в зависимости от скорости движения глинистого раствора и перепада давлений. Этими исследованиями было установлено, что чем выше

скорость движения, тем интенсивнее рост корки, и формирование глинистой корки происходит намного быстрее. Кроме того, подтвердились выводы Ю. П. Номикосова относительно уменьшения толщины корки с ростом скорости движения глинистого раствора.

Вопросу исследования прочности глинистых корок посвящены работы [162, 208, 212—214]. Чтобы как-то охарактеризовать прочностные свойства сложившейся корки в работе [208] были предложены приборы по определению ее сопротивляемости сдвигу и вдавливанию трубки. С той же целью В. А. Царевичем и другими [213] была сделана попытка определения твердости корки по методу Бринелля. А. А. Линевским [214] был использован для этого прибор Вика. При этом вместо тупой иглы использовался нож с режущей поверхностью в 1 *см*². В работе [212] для определения механических свойств корки применен метод вдавливания цилиндрического штампа с отдельными элементами, заимствованными у В. С. Баранова [208].

Но все эти способы не получили широкого распространения, так как каждый из них имеет недостатки; главным недостатком является то, что прочностные свойства глинистых корок определяются в атмосферных условиях, когда не учитываются такие важные параметры, как давление и температура, реально существующие в условиях скважины и существенным образом влияющие на состояние и прочность корок.

Н. М. Шерстнев [215] изучал прочностные свойства корок гидроразрывом цилиндрических образцов, изготовленных из песчанисто-глинистых смесей. При этом образец помещали в сосуд высокого давления, где создавалось всестороннее жидкостное давление до 500 *кГ/см*². Гидроразрыв производился различными промывочными жидкостями, отдельно закачиваемыми в полость образца. Было установлено существенное влияние глинистой корки на давление гидравлического разрыва; выявлен ряд зависимостей давления разрыва корок от некоторых химических реагентов, добавок и поверхностно-активных веществ (ПАВ). Очевидно, метод определения прочностных свойств корок гидроразрывом, примененный в АзНИИ ДН Н. М. Шерстневым, является наиболее положительным, так как воспроизводит всестороннее давление на образец и, следовательно, процесс формирования корок. Единственным недостатком данной методики является отсутствие динамических усилий и температурного режима, существующих в скважине.

Для изучения процесса формирования и прочностных свойств глинистых корок были проведены специальные экспериментальные работы, которые велись по следующим этапам.

1. Исследование динамики формирования и установившейся толщины глинистых корок, образуемых различными промывочными жидкостями в статических условиях.

2. Исследование динамики формирования и установившейся толщины глинистых корок, образуемых различными промывочными жидкостями в динамических условиях.

3. Исследование влияния колебаний противодавления и перепада температуры на прочностные свойства глинистых корок.

При проведении экспериментов на искусственных образцах использовали кирмакинский песчаник, понтическую, майкопскую и карачухурскую глины, взятые из обнажений. При проведении экспериментов на естественных образцах применяли керновый материал, отобранный из понтического яруса, полпоцен-датских и маастрихтских отложений. В качестве жидкостей, контактирующих с образцами, использовали необработанные глинистые растворы, растворы, обработанные УЩР, известью, хлористым кальцием ($CaCl_2$), и раствор на нефтяной основе.

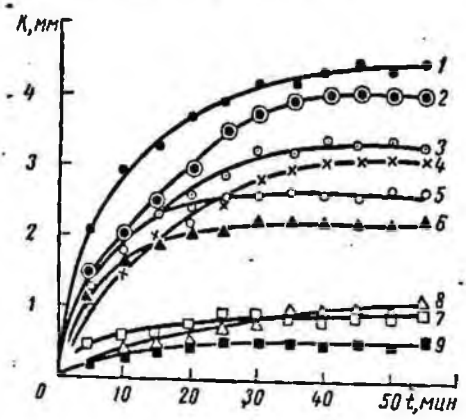



Рис. 61. Изменение толщины глинистой корки, образуемой в полости образцов, во времени при контакте полости с растворами на водной и нефтяной основе.

1 — $p_2$ = 240 кГ/см², необработанный раствор; 2 — $p_2$ = 350 кГ/см², необработанный раствор; 3 — $p_2$ = 350 кГ/см², известковый раствор; 4 — $p_2$ = 600 кГ/см², необработанный раствор; 5 — $p_2$ = 600 кГ/см², известковый раствор; 6 — $p_2$ = 600 кГ/см², необработанный раствор с циркуляцией; 7 — $p_2$ = 600 кГ/см², раствор, обработанный УЩР; 8 — $p_2$ = 350 кГ/см², раствор, обработанный УЩР; 9 — $p_2$ = 600 кГ/см², раствор на нефтяной основе. $p_1 = p_{пр}$ = 700 кГ/см².

Глинистые растворы имели различную характеристику (удельный вес, вязкость и водоотдачу), соответствующую условиям применения этих растворов в нефтяной промышленности. Все растворы затворяли на морской воде; в качестве твердой фазы они содержали раманинскую (известковый и необработанный растворы и растворы, обработанные УЩР № 1) и карачухурскую (растворы, обработанные УЩР № 2, и высококальциевые растворы) глины.

Динамику коркообразования изучали путем постепенного увеличения времени воздействия технологических факторов на образец. По истечении установленного времени воздействия опыт прекращали и полость образца слабой струей воды промывали с целью снятия рыхлых, не связанных с коркой слоев. Через некоторое время после сушки замеряли толщину корки. Для этого торцы образцов затачивали, после чего по разности цветов материала корки и образца четко прослеживали толщину корки. Последнюю замеряли в пяти — шести точках штангенциркулем и затем осредняли.

Проведенные исследования показали, что существенное влияние на динамику коркообразования оказывают противодавление (перепады давления) и циркуляция жидкости. На рис. 61 и 62 приведены отдельные характерные кривые зависимостей толщины корки от времени, на которых видно, что наиболее интенсивный рост корки в ста-

тических условиях происходит в первоначальный момент, когда идет повышенная отдача фильтрата промывочной жидкости в образец. С течением времени (20—60 *мин*) в зависимости от типа реагента и технологических условий интенсивность роста толщины корки резко уменьшается и в дальнейшем наблюдается стабилизация ее толщины, очевидно связанная с уменьшением скорости фильтрации и наступлением ее установившегося режима. Нетрудно заметить, что наибольшей коркообразующей способностью обладает необработанный глинистый раствор, у которого стабилизация толщины корки происходит в течение 40—60 *мин*, затем — известковый (стабилизация 30—40 *мин*), ВКР (стабилизация 30—60 *мин*), раствор, обработанный УЩР (стабилизация 30—50 *мин*), раствор на нефтяной основе (стабилизация 20—30 *мин*).

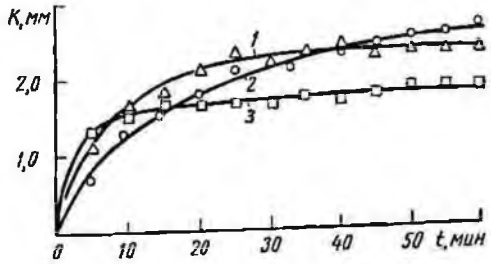



Рис. 62. Изменение толщины глинистой корки, образуемой в полости образцов, во времени при контакте полости с разновидностями ВКР. *1* — $p_2$ = 600 *кГ/см²*, ВКР; *2* — $p_2$ = 350 *кГ/см²*, ВКР; *3* — $p_2$ = 350 *кГ/см²*, ВКР с циркуляцией; $p_1 = p_{пр}$ = 700 *кГ/см²*.

С ростом противодавления уменьшается как период формирования, так и толщина корки (рис. 61, кривые *2*, *4* и *7*, *8*). Уменьшение периода формирования объясняется более интенсивной фильтрацией жидкой фазы раствора в первоначальный момент контакта, а уменьшение толщины корки — большей уплотненностью глинистой корки. Необходимо отметить, что в условиях бурения определить перепад давлений можно только приближенно, а при отсутствии данных по проницаемости пород и порового давления вовсе невозможно. Поэтому лучшим критерием оценки толщины корки, образуемой на стенках скважин, должна быть не величина перепада давления, а величина давления столба промывочной жидкости с учетом гидродинамических давлений.

В динамических условиях (как показали экспериментальные исследования) происходит более интенсивный рост корки в первоначальный момент, но зато установившаяся толщина корки уменьшается (см. кривые *4*, *6* на рис. 61 и кривые *2*, *3* на рис. 62). Различный характер динамики коркообразования (а также величина установившейся толщины корки), по всей вероятности, связан с физико-химическим составом промывочных жидкостей, в частности реагентов, от которых зависит их фильтрующая способность.

На рис. 63 и 64 приведены образцы, изготовленные из поштической глины и испытанные в контакте с ВКР, обработанным NaЭСЦ и КССБ. Установившаяся толщина корки при обработке раствора NaЭСЦ получается намного больше, чем при обработке КССБ. Еще

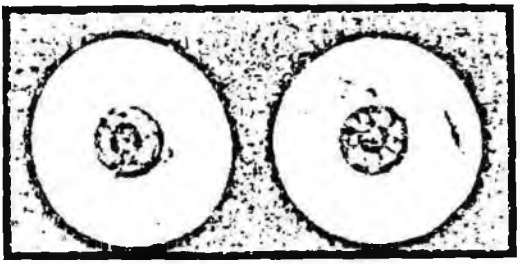


Рис. 63. Образцы на понтической глины, испытанные при контакте их полости с ВКР, обработанным NaЭСЦ.

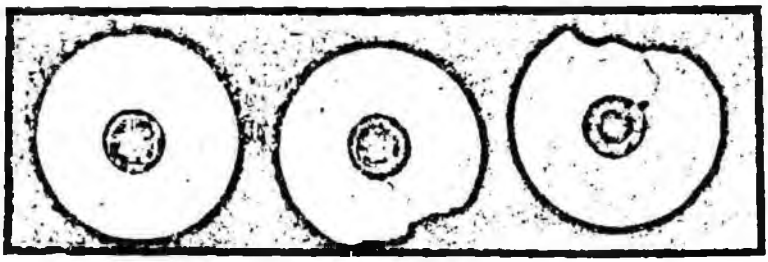


Рис. 64. Образцы на понтической глины, испытанные при контакте их полости с ВКР, обработанным КССБ.

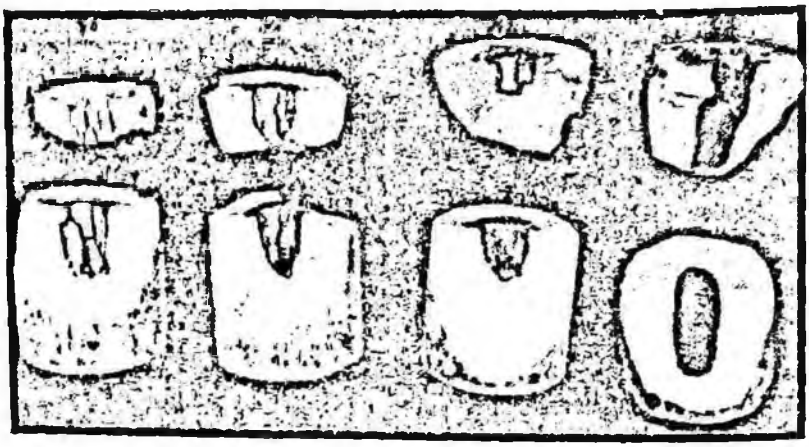


Рис. 65. Образцы на понтической глины, испытанные при контакте их полости с ВКР (*1*, *2*, *3*) и раствором на нефтяной основе (*4*).

меньшей получается толщина корки при циркуляции ВКР и с применением раствора на нефтяной основе (рис. 65).

Опыты с колебаниями противодавления и температуры не показали существенного различия в динамике коркообразования, а также в установившейся толщине глинистой корки. Установить структуру и образуемую толщину корки в условиях колебания температуры оказалось затруднительным, так как с разгерметизацией системы установки начиналось интенсивное испарение, полностью изрыхляющее структуру корки.

Результаты наших исследований показали, что наиболее универсальным критерием для оценки прочностных и пластических свойств глинистых корок является сопротивляемость корок на гидравлический разрыв. По нашему мнению, предел прочности

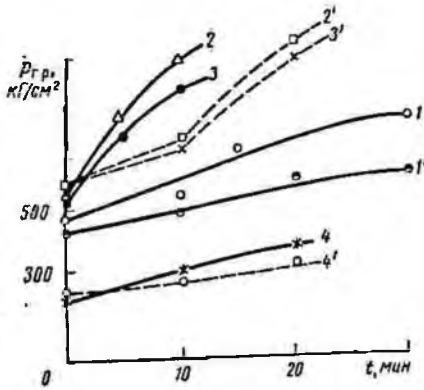



Рис. 66. Зависимости изменения прочности глинистых корок во времени для различных промывочных жидкостей.

1 — естественный образец, разрушенный при контакте с ВКР; 1' — естественный образец, разрушенный при контакте с раствором, обработанным УЩР; 2 — искусственный образец, разрушенный при контакте с ВКР; 2' — искусственный образец ($t_1$ = 75° С, $t_2$ = 25° С) разрушенный при контакте с ВКР; 3 — искусственный образец, разрушенный при контакте с раствором, обработанным УЩР; 3' — искусственный образец ($t_1$ = 75° С, $t_2$ = 25° С), разрушенный при контакте с раствором, обработанным УЩР; 4 — искусственный образец разрушенный при контакте с компрессорным маслом; 4' — искусственный образец ($t_1$ = 75° С, $t_2$ = 25° С), разрушенный при контакте с компрессорным маслом.

корок на гидравлический разрыв связан с прочностными, пластическими (так как корка разрывается под действием растягивающих усилий) и физическими свойствами (проницаемость, пористость и др.). В случае большой проницаемости корки (ввиду уменьшения эффекта противодавления) прочность ее уменьшается. Объектом испытаний явились искусственные образцы из смеси песчаника (60%) и глины (40%), спрессованные при давлении 500 *кГ/см²*. Контактное давление было принято равным давлению прессования. В качестве жидкостей использовались глинистые растворы, обработанные углещелочным реагентом и хлористым кальцием, а также компрессорное масло, имитирующее растворы на нефтяной основе. Ввиду того, что при циркуляции компрессорного масла через внутреннюю полость образца корка на его поверхности не образуется, разность между прочностью образцов на разрыв при применении масла и различных жидкостей принимают за прочность корки на разрыв. На рис. 66 приведены результаты опытов на гидроразрыв.

Из рисунка 66 следует, что прочность образцов возрастает со временем, что объясняется формированием корки во времени. Опыты были проведены при постоянном противодавлении, равном 200 *кГ/см²* и различной продолжительности промывки.



11 Заказ 908

Для выявления влияния перепада температуры на прочность корки и образцов пород опыты были проведены с учетом перепада температуры. В условиях перепада температуры ($t_1 = 75°$ С, $t_2 = 25°$ С) корка и порода имеют меньшую прочность на разрыв, что объясняется возникновением растягивающих напряжений в случае охлаждения внутренней полости образцов. Наибольшую прочность на разрыв имеет корка раствора, обработанного хлористым кальцием (кривая *2* и *2'* с учетом температуры), а наименьшую — корка раствора, обработанного УЩР (кривые *3* и *3'*). В случае применения нефтепродуктов (кривые *4* и *4'*) при одних и тех же условиях прочность образцов почти вдвое меньше. На рис. 66 (кривые *1* и *1'*) представлены также результаты контрольных опытов на гидроразрыв естественных образцов, изготовленных из кернового материала понтической глины (скв. 37 площади Мадраса) при применении указанных растворов. Результаты этих исследований выявили полную аналогию кривых прочности для естественных и искусственных образцов пород.

В последнее время возник вопрос, почему на некоторых месторождениях, в том числе Шорбулак, Кайнарджа и Бузовны Азерб. ССР, где наблюдается вытекание пород, осыпи и обвалы, невозможно бурить скважины до проектной глубины (на мезозойские отложения). Достаточно сказать, что на площади Кайнарджа с 1945 г. было заложено восемь разведочных скважин, но ни одна из них не была доведена до проектного горизонта из-за осложнений. Бурение на этой площади сопровождается внезапными прихватами инструмента, резким ростом давления на выкиде насосов, недохождениями инструмента до забоя, обильным выносом шлама и интенсивными затяжками инструмента. Накопленный опыт позволил выяснить, что растворы, применяемые на названных площадях, не стабилизируют устойчивость стенок скважины и тем самым не предотвращают возникновения различных осложнений. Для сохранения целостности ствола было предложено применение растворов, обработанных хлористым кальцием. Благодаря созданию при этом плотной и прочной корки на стенках скважины, в настоящее время возможны нормальные условия бурения на указанных площадях.

По результатам экспериментальных исследований, а также практических данных бурения прочность корки, образующейся на стенках скважины при применении ВКР, на гидроразрыв больше по сравнению с прочностью корки при использовании других растворов. Результаты эксперимента показывают, что при одних и тех же условиях корка, образуемая при применении УЩР, после опыта легко отделяется от породы, а корка ВКР входит в тесное взаимодействие с породой. Данные эксперимента также показывают, что с увеличением содержания кальция в растворе корка становится более плотной и прочной.

## ГЛАВА 7

# ВЛИЯНИЕ ПЕРЕПАДА ДАВЛЕНИЯ НА ПРОЦЕССЫ РАЗРУШЕНИЯ ГОРНЫХ ПОРОД НА ЗАБОЕ И СТЕНКАХ СКВАЖИН

## АНАЛИЗ РАБОТ В ОБЛАСТИ ИССЛЕДОВАНИЯ ВЛИЯНИЯ ПЕРЕПАДА ДАВЛЕНИЙ НА ПОКАЗАТЕЛИ РАБОТЫ ДОЛОТ

Влиянию перепада давлений на показатели работы долота посвящены как отечественные, так и зарубежные исследования [49, 216—223].

Маурер Виллиам [216], проводя опыты по выявлению перепада давлений на скорость бурения, пришел к выводу, что гидростатическое давление оказывает незначительное влияние на механическую скорость проходки в тех случаях, когда давление столба промывочной жидкости и давление пласта равны между собой. Автор утверждает, что при перепаде давлений в 70 *кГ/см*² скорость бурения снижается почти на 75%. В практике бурения известны случаи, когда при бурении пластов с высоким давлением наблюдалось увеличение скорости бурения, что, по мнению автора, следует объяснять уменьшением перепада давлений. По данным опытов при бурении микродолотом диаметром 32 *мм* при скорости вращения долота 50 *об/мин* с увеличением давления столба промывочной жидкости от нуля до 350 *кГ/см*² механическая скорость снижалась; в глинах — на 69%, в твердых кварцитах — на 59% и в доломитах — на 53%.

Маурер Виллиам [219] в результате исследований установил, что объем лунки, образуемой при ударе зуба долота о забой, уменьшается с возрастанием перепада давлений. При низких перепадах давлений обломки разрушенной породы залегают рыхлым слоем в воронке (лунке) и могут быть легко удалены струей жидкости. При высоких перепадах давлений разрушенные обломки пород плотно держатся в воронке, в результате чего происходит повторное дробление указанных обломков. При этом часть энергии удара затрачивается бесполезно.

Х. К. Дарлей [220] считает, что в начальный момент фильтрации на вскрытой поверхности породы одновременно с ростом отфильтрованного материала возникает и растет давление, которое удерживает выбуренные частицы пород на забое. Автором экспериментально

установлено, что при обычных скоростях вращение долота удерживающее давление практически равно перепаду давлений.

Меррей и Каннингем [221] на семи различных образцах породы с низкой проницаемостью демонстрировали действие замкнутого давления на скорость бурения. Для своих опытов авторы использовали двухшарошечное долото диаметром 32 *мм* с осевой нагрузкой до 453,59 *кГ*. В результате установлено, что при бурении песчаников и базальта с увеличением гидростатического давления от нуля до 420 *кГ/см*$^2$ механическая скорость проходки изменяется от 0,3 до 0,15 *м/ч*, а при бурении малопроницаемых сланцев — от 1,2 до 0,3 *м/ч*. Однако связывать изменение механической скорости проходки с гидростатическим давлением нельзя, так как в зоне разрушения (как вытекает из приведенных выше источников) действует на гидростатическое давление, а разность давлений столба промывочной жидкости и пласта, т. е., перепад давлений.

А. Ж. Гарнье и Н. Х. Ван-Линген [222] на основании исследований пришли к заключению, что буримость пород, залегающих на большой глубине, ниже буримости тех же пород, поднятых на поверхность. Авторы установили, что при бурении хорошо проницаемых пород с промывкой водой давление не влияет на механическую скорость проходки; при бурении почти непроницаемых известняков при повышении давления механическая скорость проходки непрерывно понижается.

Снижение механической скорости проходки авторы объясняют следующим образом: когда частицы породы поднимаются от забоя, под ними может создаться вакуум, если образующиеся под частицами пустоты не заполнит в достаточном количестве жидкость. При бурении непроницаемых пород (известняков) в трещину по существу не попадает жидкость — создается вакуум. При этом шлам удерживается на забое скважины перепадом давлений. Этим и объясняется механической скорости проходки. При бурении в более проницаемых породах с промывкой глинистым раствором при достаточно большом значении пластового давления или, что одно и то же, меньшем значении перепада давлений жидкость, попадая в трещины под долотом, частично уравновешивает гидростатическое давление, и механическая скорость остается неизменной.

Рекорд Лонис [223] считает, что общее давление на забой не должно превышать 35 *кГ/см*$^2$, и если это условие нарушается, то скорость бурения существенно снижается.

А. С. Шарутин, Н. А. Гаджиев, Ш. А. Маторин [224], анализируя промысловые данные, пришли к выводам:

а) с увеличением глубины залегания одноименных свит механическая скорость и проходка на долото резко снижаются;

б) высокие скорости бурения в одноименных свитах, находящихся на одной и той же глубине, могут быть получены уменьшением гидростатического давления.

Установленные авторами положения являются достаточно объективными. Однако снижение механической скорости и проходки

на долото обусловлено, очевидно, не гидростатическим давлением, а величиной перепада давлений.

Н. И. Ханмурзин [32] считает, что давление под сдвигающейся частицей на поверхности забоя должно быть меньше, чем в стволе, и на частицу должны действовать угнетающие усилия. Чем больше скорость вращения долота, тем медленнее заполняется свободное пространство и тем больше перепад давлений, увеличение которого обусловливает уменьшение скорости бурения. Автором установлено, что угнетение отколотых частиц в проницаемых породах, бурение которых выполняется с водой, мало, так как перепад давлений незначителен. При бурении же с глинистым раствором пород с низкой проницаемостью на забое образуется пастообразная масса, которая, создавая дополнительное давление, удерживает частицы выбуренной породы на забое.

Р. А. Бобо и Дж. С. Будро [225] указывают, что при бурении в штате Техас с пониженным давлением на забой, т. е. при бурении с применением вместо промывочной жидкости воздуха, получено увеличение проходки на долото в 10 раз, механической скорости проходки — в 2 раза. Авторы это явление объясняют отсутствием перепада давлений.

Аналогичные данные, но только с некоторыми отклонениями абсолютных значений увеличения механической скорости и проходки на долото, получены в работах [226—233].

Таким образом, в настоящее время ни у кого из исследователей не вызывает сомнения вопрос уменьшения показателей бурения с увеличением перепада давлений в зоне разрушения. Однако необходимо указать, что большинство приведенных исследований, посвященных влиянию перепада давлений на скорость бурения, проведены экспериментально, и естественно не позволяют полностью учесть реальные условия бурения скважин.

## ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ВЛИЯНИЯ ГЛИНИСТОЙ КОРКИ НА ВЕЛИЧИНУ ПЕРЕПАДА ДАВЛЕНИЙ В ПРИСТВОЛЬНОЙ ЗОНЕ

При исследовании различных вопросов, связанных с успешной проводкой скважин, необходимо возможно, полнее отображать условия, которые существуют в стволе скважины. Одним из таких условий является наличие перепада давлений, которое существенным образом влияет на процесс бурения.

В настоящее время величину перепада давлений для всех случаев рассчитывают по формуле

$$\Delta p = p_г + p_{пот} - p_{пл}, \quad (1)$$

где $p_г$ — гидростатическое давление; $p_{пот}$ — потери в кольцевом пространстве; $p_{пл}$ — пластовое давление.

Такой подход к определению перепада давлений, видимо, следует считать несколько неточным, так как при этом не учитываются такие параметры, как проницаемость и толщина глинистой корки, прони-

цаемость пород и другие, которые, на наш взгляд, оказывают определенное влияние на величину перепада давлений.

Для качественной оценки влияния глинистой корки на величину перепада давления нами проведены эксперименты на установке конструкции АзНИИбурнефти.

Установка (рис. 67) состоит из насоса *1*, контактного манометра *2*, бомбы *3*, образцового манометра *4*, специального выхода для фильтрации *5*, обоймы *6*, пробки *7*, бочки *8* и трубочек *9*.

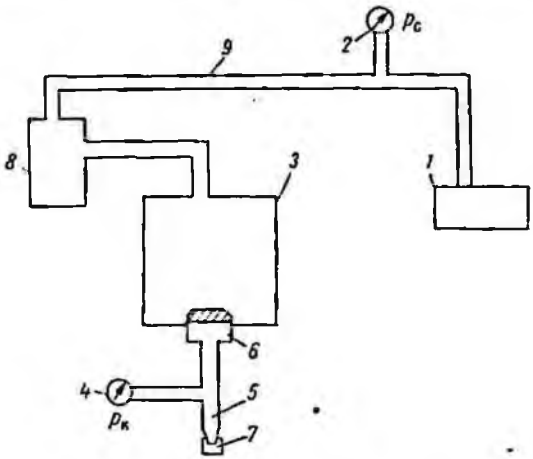



Рис. 67. Схема установки по изучению влияния глинистой корки на величину перепада давления.

Образец диаметром 32 *мм* и толщиной 13 *мм*, приготовленный из песчаника проницаемостью 1000 *мд*, устанавливается в обойму. При этом во избежание фильтрации через боковую поверхность последняя цементируется.

На описанной установке нами были проведены следующие эксперименты.

1. В обойму закачивали воду.

Давление над образцом $p_н$, регистрируемое контактным манометром, довели до 70 *кГ/см*². При этом наблюдался непрерывный рост давления под образцом $p_к$, регистрируемого манометром. Полное выравнивание давлений под и над образцом ($p_c = p_к$) было достигнуто через 3 *сек*.

2. В бомбу закачивали машинное масло.

При этом наблюдался непрерывный рост давления под образцом. Полное выравнивание давлений (значение которого также было доведено до 70 *кГ/см*²) было достигнуто по истечении 5 *сек*.

Эти опыты позволили установить, что при фильтрации вязких жидкостей, не образующих корки, через проницаемую среду происходит почти мгновенная передача давления с одной стороны образца на другую.

3. В бомбу закачивали нормальный глинистый раствор удельным весом 1,24 *Г/см*³, вязкостью 25 *сек*, водоотдачей 25 *см*³.

При открытой пробке происходила фильтрация свободной воды из раствора. Формирование глинистой корки происходило под давлением 65 *кГ/см*², постоянное значение которого поддерживалось контактным манометром. Отметим, что для создания по возможности наиболее толстой корки процесс формирования ее продолжали трое суток, после чего глинистый раствор в бомбе заменяли водой, при этом сохраняя целостность глинистой корки. Значение давления

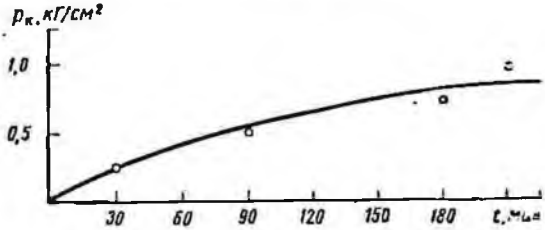



Рис. 68. Зависимость давления под образцом от времени.

над образцом снова доводили до 65 *кГ/см*² и поддерживали в продолжение всего эксперимента. В начальный момент давление под образцом равнялось нулю, несмотря на наличие давления над образцом в 65 *кГ/см*². Однако со временем наблюдалось увеличение давления под образцом. Закономерность этого роста приведена на рис. 68. В дальнейшем давление над образцом перестали поддерживать. При этом наблюдалось падение давления $p_с$ до 15 *кГ/см*² (за 15 *ч*) — значение это сохранилось постоянным в последние 3 *ч* и увеличение давления $p_к$ до 9 *кГ/см*² (за то же время) — значение его также сохранялось постоянным в последующие 3 *ч*. Закономерность изменения давлений $p_с$ и $p_к$ приведена на рис. 69.

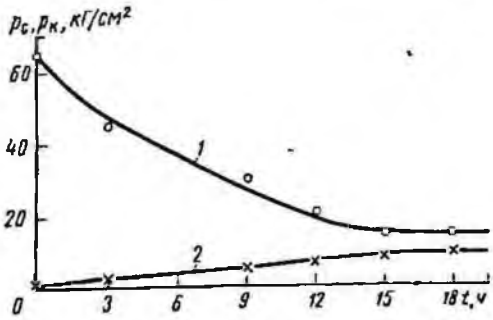



Рис. 69. Зависимости давлений над образцом (1) и под образцом (2) от времени.

Анализируя рис. 68 и 69, можно заметить, что при наличии на образце глинистой корки мгновенной передачи давления (как это было при первой и второй категориях опытов) не происходит, что, очевидно, обусловлено сопротивлением глинистой корки. Наряду с этим при увеличении времени фильтрации даже при уменьшении значения $p_с$, происходит рост давления $p_к$, несмотря на достаточно малое значение водопроницаемости глинистой корки (рис. 69), равной по данным [160] 6,72 *мд* при перепаде давлений 60 *кГ/см*².

4. В бомбу закачивали нормальный глинистый раствор удельным весом 1,24 *Г/см*³, вязкостью 25 *сек*, водоотдачей 25 *см*³.

Давление над образцом было доведено до 65 *кГ/см²*, и без специального формирования глинистой корки создана возможность свободной фильтрации воды из раствора. При этом наблюдалось снижение давления $p_c$ с 65 до 4 *кГ/см²* за 100 *мин*, после чего оно стабилизировалось в пределах 4 *кГ/см²*, несмотря на то, что под образцом давление было атмосферное и эксперимент продолжался в течение 21 *ч* (рис. 70).

Данный эксперимент был повторен с той лишь разницей, что вначале было сформирована глинистая корка под давлением 65 *кГ/см²* за 30 *мин*, и только после этого создана возможность свободной

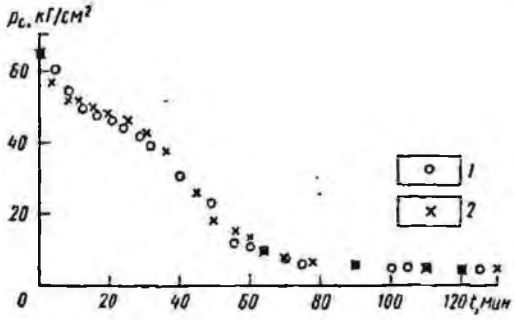



Рис. 70. Зависимость давления над образцом от времени.
1 — без формирования глинистой корки, 2 — с формированием глинистой корки.

фильтрации. При этом также наблюдалось снижение давления $p_c$ с 65 до 4 *кГ/см²* уже за 98 *мин*, после чего снижения давления $p_c$ не наблюдалось, несмотря на то, что здесь, как и в предыдущем эксперименте, давление под образцом равнялось атмосферному, а эксперимент продолжался в течение 23 *ч* (2).

Результаты данных экспериментов позволяют считать, что, во-первых, в обоих случаях происходит постепенная передача давления $p_c$ под образец в результате прохождения фильтрата через глинистую корку, во-вторых, снижение давления $p_c$ происходит до определенной величины (в данном случае до 4 *кГ/см²*) и, в-третьих, после определенного времени (в обоих случаях порядка 100 *мин*) снижения давления $p_c$ не наблюдается, что, очевидно, обусловлено сопротивлением глинистой корки, которая в одном случае была сформирована специально, а в другом — формировалась в процессе эксперимента.

На рис. 70 видно, что в обоих случаях кривые снижения давления $p_c$ почти совпадают; это дает возможность полагать, что в начальный момент фильтрации на образце уже успевает образоваться пленка (которая в дальнейшем формируется в корку), проницаемость которой почти равна проницаемости сформировавшейся глинистой корки.

5. В бомбу был закачан нормальный глинистый раствор удельным весом 1,24 *Г/см²*, вязкостью 25 *сек*, водоотдачей 25 *см³*. Отметим, что в этом и последующих экспериментах глинистая корка формировалась в течение 30 *мин* и под давлением 35 *кГ/см²*. Поддерживая давление над образцом 35 *кГ/см²* при отсутствии свободной

циркуляции (система герметична), вели наблюдения за показаниями образцового манометра, регистрирующего давление под образцом. Наблюдения показали, что в начальный момент фильтрации давление $p_к = 0$, несмотря на наличие давления над образцом $p_с = 35$ *кГ/см²*. Однако со временем происходит фильтрация фильтрата через корку, которая обусловливает увеличение давления под образцом.

В течение данного эксперимента, который продолжался 210 *мин*, давление под образцом достигло 3,5 *кГ/см²* и продолжало расти (рис. 71).

Для выявления влияния качества глинистого раствора на передачу давления указанный эксперимент был повторен (рис. 71) с глинистым раствором удельным весом 2,1 *Г/см³*, вязкостью 150 *сек*, водоотдачей

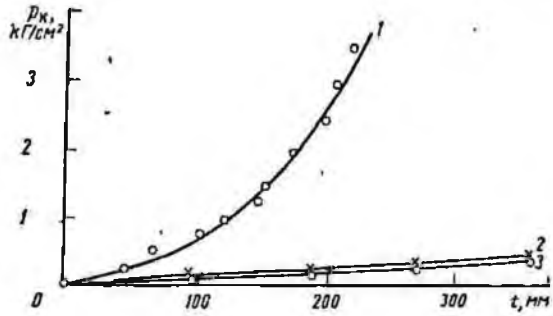



Рис. 71. Зависимость давления под образцом от времени для нормального необработанного и химически обработанных глинистых растворов.
1 — нормальный раствор, $\gamma = 1{,}24$ *Г/см³*; химически обработанный раствор: 2 — $\gamma = 2{,}1$ *Г/см³*, 3 — $\gamma = 1{,}25$ *Г/см³*.

4 *см³* и химически обработанным раствором удельным весом 1,25 *Г/см³*, вязкостью 30 *сек*, водоотдачей 3,5 *см³*. Закономерность передачи давления и в этих случаях сохранилась с той лишь разницей, что при этом наблюдалось резкое снижение темпа увеличения давления под образцом, что, очевидно, обусловлено уменьшением объема фильтрующейся жидкости из-за очень малой проницаемости корки, равной 0,065 *мд* при перепаде давления 40 *кГ/см²* [163].

Проведенные эксперименты позволяют отметить следующее: в условиях бурения под действием давления в скважине происходит фильтрация фильтрата через корку, что обусловливает передачу давления из скважины в пласт. Причем передача давления, видимо, определенным образом зависит от характеристики корки. Очевидно, что передача давления из скважины в пласт вызывает увеличение давления уже за коркой и на некотором расстоянии от стенок скважины.

Поэтому, по нашему мнению, перепад давлений в приствольной зоне должен рассчитываться не по формуле (1), а следующим образом:

$$\Delta p' = p_г + p_{пот} - p_x, \qquad (2)$$

где $p_x$ — давление за глинистой коркой или в приствольной зоне.

Из изложенного следует, что $p_x > p_{пл}$.

Таким образом, при бурении скважин перепад давлений в непосредственной близости от стенок скважины будет несколько меньше, чем рассчитанный по формуле (1).

Необходимо отметить, что такой подход к определению величины перепада давлений в приствольной зоне справедлив, видимо, только в отношении ствола скважины, так как ствол скважины остается необсаженным в течение долгого времени (от нескольких месяцев до нескольких лет) и, естественно, имеется возможность фильтрации свободной воды из глинистого раствора через глинистую корку, что приводит к увеличению давления в приствольной зоне до величины $p_x$ и, следовательно, уменьшению перепада давлений до величины $(p_г + p_{пот} - p_x)$.

Изложенное выше подтверждается экспериментами.

На рис. 71 приведены кривые изменения (увеличения) давления под образцом при давлении над образцом в 35 *кГ/см*²; в течение всего эксперимента это давление поддерживалось постоянным. На рисунке видно, что при проведении экспериментов с нормальным глинистым раствором в течение 210 *мин* давление под образцом поднялось до 3,5 *кГ/см*²; при проведении экспериментов с химически обработанным неутяжеленным глинистым раствором темп роста давления под образцом резко падает, а при проведении экспериментов с утяжеленным глинистым раствором характер увеличения давления под образцом примерно такой же, что и при химически обработанном растворе. Во всех случаях наблюдается увеличение давления под образцом, а темп увеличения, по-видимому, зависит от величины водоотдачи (количества фильтрата) и времени фильтрации. Очевидно, что чем больше время фильтрации (время, в течение которого ствол скважины остается необсаженным), тем большего значения может достигнуть давление за глинистой коркой, т. е. чем больше время фильтрации, тем меньшее значение будет иметь перепад давлений на глинистой корке.

Для определения перепада давлений на глинистой корке (для ствола скважины) воспользуемся формулой, приведенной в [32]:

$$p_г + p_{пот} - p_x = \frac{p_г + p_{пот} - p_{пл}}{1 + 0{,}3\,\dfrac{Dk_{пр\,2}}{Kk_{пр\,1}}}, \qquad (3)$$

где $D$ — диаметр скважины; $K$ — толщина глинистой корки; $k_{пр\,1}$ — проницаемость породы; $k_{пр\,2}$ — проницаемость глинистой корки.

Если обозначить перепад давлений на глинистой корке через $\Delta p'$, то будем иметь:

$$\Delta p' = \frac{p_г + p_{пот} - p_{пл}}{1 + 0{,}3\,\dfrac{Dk_{пр\,2}}{Kk_{пр\,1}}}. \qquad (4)$$

Оценка перепада давлений на глинистой корке по формуле (4) показала, что при проницаемости глинистой корки 0,03 *мд* и диаметре скважины 269 *мм* величина $\Delta p'$ может быть принята практически

равной полной разности давлений в скважине и пласте только при проницаемости пород, слагающих стенки скважины; более 100 *мд*.

В отношении забоя скважины необходимо отметить следующее: разрушение забоя происходит почти мгновенно, т. е. практически отсутствует время на фильтрацию фильтрата из глинистого раствора. Проведенные эксперименты также подтверждают это. Действительно, во всех сериях экспериментов с глинистым раствором в начальный момент фильтрации давление под образцом равнялось нулю, несмотря на наличие давления над образцом 35 *кГ/см*$^2$, и только по истечении некоторого времени (20—30 *мин*) наблюдался подъем давления под образцом.

Таким образом, в процессе разрушения забоя скважины перепад давлений в приствольной зоне ($\Delta p'$) может быть принят равным полной разности давлений в скважине и пласте и рассчитан по формуле (1).

Кроме того, проведенные эксперименты позволяют сделать следующие предположения.

Уменьшение частоты прихвата инструментов в процессе бурения по сравнению с начальным периодом вскрытия проницаемых пластов объясняется уменьшением величины перепада давлений вследствие фильтрации.

Становится возможным установление эффективного времени производства нефтяных ванн с целью освобождения прихваченного инструмента.

Одной из причин газонефтепроявлений, а также деформации стенок скважины является, видимо, уменьшение перепада давлений в приствольной зоне со временем.

## ОЦЕНКА ВЕЛИЧИНЫ ПЕРЕПАДА ДАВЛЕНИЙ В ЗОНЕ ЗАБОЯ

В данном разделе делается попытка оценить величину перепада давлений в зоне забоя скважины в реальных промысловых условиях.

В качестве объектов исследований взяты скв. 299, 93, 94, 282 и 292 площади Карадаг. Собранные и обработанные данные, а также рассчитанные величины перепадов давлений приведены в табл. 28.

Гидростатическое давление и потери давления в кольцевом пространстве рассчитывались по общеизвестным формулам, а пластовое давление — в предположении, что градиент пластового давления для Карадагского месторождения равен 0,103 *ат/м*. Ошибка рассчитанных таким образом значений пластовых давлений при сравнении их с замеренными значениями начальных пластовых давлений для Карадагского месторождения составила 2—4%, что, видимо, можно считать для практических целей вполне допустимым.

В скв. 299 различные интервалы балаханской свиты бурились долотами Б-269С, турбобурами ТС5Б-9″ в сочетании с бурильным инструментом диаметром 140 *мм* при одних и тех же удельных весах промывочной жидкости (1,58 *Г/см*$^3$). Перепад давлений для интервалов балаханской свиты оказался равным соответственно

Таблица 28

| № скважины | Свита | Интервал бурения, м | Размер долота, мм | Q, л/сек | γ, г/см³ | $p_г$, кГ/см² | $p_{пор}$, кГ/см² | $p_{пл}$, кГ/см² | $\Delta p_1'$, кГ/см² |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 299 | Балаханская | 2700—3051 | 269 | 36 | 1,58 | 482 | 4,0 | 314 | 172 |
| | | 3050—3212 | 269 | 36 | 1,58 | 508 | 4,3 | 331 | 181,3 |
| | | 3212—3420 | 269 | 36 | 1,58 | 541 | 4,6 | 353 | 192,6 |
| | Перерыва | 3420—3525 | 269 | 36 | 1,68 | 592 | 5,0 | 363 | 234 |
| 93 | Балаханская | 2800—3480 | 269 | 36 | 1,52 | 528 | 4,4 | 355 | 177,4 |
| | Перерыва | 3480—3600 | 269 | 36 | 1,65 | 595 | 5,0 | 364 | 236 |
| | НКП | 3810—3879 | 269 | 36 | 1,82 | 690 | 5,8 | 388 | 307,8 |
| 94 | Балаханская | 3194—3815 | 269 | 40 | 1,48 | 564 | 5,7 | 389 | 180,7 |
| | Перерыва | 3815—3940 | 269 | 40 | 1,68 | 662 | 6,9 | 401 | 267,9 |
| | НКП | 4083—4170 | 269 | 40 | 1,68 | 700 | 8,1 | 430 | 278,1 |
| 282 | Балаханская | 3605—3746 | 269 | 30 | 1,60 | 600 | 4,0 | 386 | 218 |
| | | 3850—3934 | 269 | 30 | 1,60 | 630 | 4,7 | 405 | 229,7 |
| | Перерыва | 4292—4331 | 269 | 30 | 1,70 | 740 | 5,6 | 448 | 297,6 |
| 292 | Балаханская | 1468—1963 | 294 | 37 | 1,90 | 373 | 2,5 | 202 | 173,5 |
| | Перерыва | 1963—2065 | 294 | 36 | 1,90 | 392 | 2,5 | 213 | 181,5 |
| | НКП | 2248—2300 | 294 | 36 | 1,90 | 437 | 2,8 | 237 | 202,8 |

Примечание. Диаметр бурильных труб равен 140 мм.

172, 181,3 и 192,6 *кГ/см²*, для свиты перерыва 234 *кГ/см²*. Увеличение перепада давлений в первых трех интервалах балаханской свиты объясняется увеличением глубины залегания, а в свите перерыва, кроме того, еще и увеличением удельного веса промывочной жидкости до 1,68 *Г/см³*.

В скв. 93 свиты балаханская перерыва надкирмакинская песчанистая также бурились в идентичных условиях в отношении режимных параметров, типов и размеров долот и турбобуров. Перепад давлений для балаханской свиты оказался равным 177,4 *кГ/см²*, для свиты перерыва — 236 *кГ/см²*, а для надкирмакинской песчанистой свиты — 307,8 *кГ/см²*.

Перепад давлений в свите НКП скв. 93, равный 307,8 *кГ/см²*, максимальный по сравнению с другими скважинами. Очевидно, это объясняется большим по сравнению с другими скважинами (кроме скв. 292) удельным весом промывочной жидкости.

В табл. 28 приведены рассчитанные значения перепада давлений и для остальных скважин, которые показывают, что в условиях бурения величина перепада давлений может колебаться в довольно широких пределах. Для более или менее приближенной оценки

перепада давлений, кроме известных и легко определимых параметров — гидростатическое давление, потери давления в кольцевом пространстве, — необходимо знать градиент пластового давления.

## ВЛИЯНИЕ ПЕРЕПАДА ДАВЛЕНИЙ НА МЕХАНИЧЕСКУЮ СКОРОСТЬ И ПРОХОДКУ НА ДОЛОТО

Одним из основных требований при бурении скважин до намеченной глубины является скоростная их проводка при наименьших затратах средств. Для достижения этой цели необходимо поддерживать в оптимальных пределах значения осевой нагрузки, скорости вращения долота и подводить к забою достаточную гидравлическую мощность, обеспечивающую современную очистку забоя, исключающую возможность повторного перемалывания частиц выбуренной породы.

Однако в настоящее время уже не вызывает сомнений тот факт, что на процесс бурения оказывает влияние также и перепад давлений в зоне разрушения. Многочисленные эксперименты свидетельствуют о том, что одни и те же породы при совершенно одинаковых режимных параметрах бурения, идентичных инструментах труднее разбуриваются при наличии перепада давлений, чем в атмосферных условиях.

Известно, что вследствие причин, обусловленных как геологическими, так и технологическими условиями проводки глубоких скважин, в большинстве случаев проводка скважин осуществляется глинистым раствором, удельный вес которого колеблется в очень широких пределах: от 1,2 до 2,4 *Г/см*³. Поэтому исследования, посвященные вопросам влияния перепада давлений в зоне разрушение на механическую скорость бурения [216, 223], являются вполне актуальными.

Из изложенного следует, что перепад давлений в зоне разрушения является одним из главных факторов, действующих на процесс разрушения пород на забое скважины.

Для оценки величины перепада давлений и выявления его влияния на показатели работы долота в промысловых условиях собран и отобран материал по 25 законченным скважинам, пробуренным за последние годы на месторождении Карадаг.

Интервалы анализируемых свит — балаханской, перерыва, надкирмакинской — выбирали таким образом, чтобы исключить влияние всех прочих факторов (типы и размеры долот и турбобуров, осевая нагрузка, производительность буровых насосов и т. п.).

По этой причине из 25 были отобраны 15 скважин, в которых интервалы приведенных выше свит в каждой отдельной скважине бурились в идентичных технологических условиях, о которых говорилось выше. Проанализирована отработка 1175 долот. Перепады давлений в каждом отдельном случае рассчитывали по формуле (1).

Удельный вес пластовой воды для Карадагского месторождения, с учетом которого рассчитывались пластовые давления для каждой свиты или интервала, принимался равным 1,03 *Г/см*³. Сравнение подсчитанных данных с замеренными значениями пластовых

| № скважины | Свита | Интервал бурения, м | Шифр долота | Тип турбобура | Число долот, шт. | Общая проходка, м | На h, м |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 299 | Балаханская | 2700—3051 | Б-269С | ТС5Б-9″ | 29 | 351 | 12,1 |
| | | 3051—3212 | Б-269С | ТС5Б-9″ | 15 | 161 | 10,7 |
| | | 3212—3420 | Б-269С | ТС5Б-9″ | 29 | 208 | 7,2 |
| | Перерыва | 3420—3525 | Б-269С | ТС5Б-9″ | 34 | 101 | 3,0 |
| 93 | Балаханская | 2800—3480 | Б-269С | ТС5Б-9″ | 75 | 689 | 9,06 |
| | Перерыва | 3480—3600 | Б-269С | ТС5Б-9″ | 38 | 120 | 3,1 |
| | ПКП | 3810—3879 | Б-269С | ТС5Б-9″ | 28 | 69 | 2,4 |
| 94 | Балаханская | 3194—3815 | Б-269С | ТС5Б-9″ | 84 | 620 | 7,4 |
| | Перерыва | 3815—3940 | Б-269С | ТС5Б-9″ | 35 | 125 | 3,5 |
| | ПКП | 4083—4170 | Б-269С. | ТС5Б-9″ | 32 | 87 | 2,7 |
| 301 | Балаханская | 1744—2440 | Б-269СГ | Т12М3-9″ | 50 | 696 | 13,9 |
| | Перерыва | 2440—2550 | Б-269СГ | Т12М3-9″ | 26 | 120 | 4,6 |
| | ПКП | 2717—2805 | Б-269СГ | Т12М3-9″ | 16 | 88 | 5,5 |
| 261 | Балаханская | 1695—2392 | Б-269С | Т12М3-9″ | 63 | 693 | 11,0 |
| | Перерыва | 2392—2506 | Б-269С | Т12М3-9″ | 16 | 114 | 7,13 |
| | ПКП | 2637—2715 | Б-269С | Т12М3-9″ | 11 | 78 | 7,10 |
| 307 | Балаханская | 1893—2109 | Б-269С | ТС5Б-9″ | 10 | 216 | 21,6 |
| | | 2109—2298 | Б-269С | ТС5Б-9″ | 17 | 189 | 11,1 |
| | Перерыва | 2507—2631 | Б-269С | ТС5Б-9″ | 21 | 124 | 5,8 |
| 310 | Балаханская | 1552—2430 | Б-269СГ | Т12М3-9″ | 50 | 878 | 17,5 |
| | Перерыва | 2430—2550 | Б-269СГ | Т12М3-9″ | 17 | 120 | 7,0 |
| | ПКП | 2676—2757 | Б-269СГ | Т12М3-9″ | 8 | 81 | 10,1 |
| 311 | Балаханская | 1475—2185 | Б-269СГ | Т12М3-9″ | 47 | 710 | 15,1 |
| | Перерыва | 2185—2330 | Б-269СГ | Т12М3-9″ | 16 | 145 | 9,05 |
| | ПКП | 2476—2560 | Б-269СГ | Т12М3-9″ | 21 | 84 | 4,1 |
| 282 | Балаханская | 3605—3746 | Б-269С | ТС4-9″ | 5 | 31 | 6,2 |
| | | 3850—3934 | Б-269С | ТС4-9″ | 27 | 84 | 3,1 |
| | Перерыва | 4292—4331 | Б-269С | ТС4-9″ | 20 | 37 | 1,85 |

Примечание. Диаметр бурильных труб равен 140 мм.

Таблица 29

| одно долото | | Режим бурения | | Параметры глинистого раствора | | | $p_г$, кГ/см² | $p_{пот}$, кГ/см² | $p_{пл}$, кГ/см² | $\Delta p'$, кГ/см² |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| $t$, ч | $v_м$, м/ч | $Q$, л/сек | $G$, тс | $\gamma$, Г/см³ | $T$, сек | $B$, см³ | | | | |
| 7,3 | 1,66 | 36 | 9 | 1,58 | 70 | 5 | 482 | 4,0 | 314 | 172 |
| 6,7 | 1,60 | 36 | 9 | 1,58 | 80 | 4 | 508 | 4,3 | 331 | 181,3 |
| 5,8 | 1,24 | 36 | 9 | 1,58 | 65 | 4 | 541 | 4,6 | 353 | 192,6 |
| 3,9 | 0,77 | 36 | 9 | 1,68 | 90 | 4 | 592 | 5,0 | 363 | 234 |
| 6,2 | 1,45 | 36 | 9 | 1,52 | 60 | 6 | 528 | 4,4 | 355 | 177,4 |
| 4,0 | 0,77 | 36 | 9 | 1,65 | 70 | 5 | 595 | 5,0 | 364 | 236 |
| 3,7 | 0,69 | 36 | 9 | 1,82 | 80 | 4 | 690 | 5,8 | 388 | 307,8 |
| 4,3 | 1,70 | 40 | 9 | 1,48 | 50 | 4 | 564 | 5,7 | 389 | 180,7 |
| 2,7 | 1,3 | 40 | 9 | 1,68 | 60 | 4 | 662 | 6,9 | 401 | 267,9 |
| 3,2 | 0,87 | 40 | 9 | 1,68 | 60 | 3 | 700 | 8,1 | 429 | 278,1 |
| 3,7 | 3,7 | 45 | 9 | 1,46 | 40 | 6 | 356 | 4,7 | 251 | 109,7 |
| 2,8 | 1,7 | 45 | 9 | 1,46 | 40 | 6 | 374 | 4,9 | 264 | 114,9 |
| 4,2 | 1,3 | 45 | 9 | 1,46 | 40 | 6 | 412 | 5,5 | 293 | 124,5 |
| 5,1 | 2,1 | 38 | 9 | 1,42 | 40 | 6 | 340 | 3,2 | 246 | 97,2 |
| 4,5 | 1,7 | 38 | 9 | 1,42 | 50 | 6 | 359 | 3,5 | 258 | 104,5 |
| 5,1 | 1,4 | 38 | 9 | 1,45 | 50 | 6 | 385 | 3,7 | 280 | 108,7 |
| 7,7 | 2,8 | 32 | 9 | 1,72 | 60 | 5 | 363 | 2,4 | 217 | 148,4 |
| 5,1 | 2,2 | 32 | 9 | 1,72 | 60 | 5 | 396 | 2,6 | 237 | 161,6 |
| 5,2 | 1,1 | 32 | 9 | 1,89 | 70 | 4 | 498 | 3,4 | 272 | 229,4 |
| 4,9 | 3,5 | 38 | 9 | 1,43 | 40 | 6 | 347 | 3,2 | 251 | 99,2 |
| 4,3 | 1,63 | 38 | 9 | 1,43 | 40 | 7 | 365 | 3,4 | 263 | 105,4 |
| 6,1 | 1,60 | 38 | 9 | 1,43 | 40 | 6 | 394 | 3,7 | 284 | 113,7 |
| 5,1 | 2,9 | 42 | 9 | 1,5 | 50 | 7 | 328 | 3,7 | 226 | 106,7 |
| 1,6 | 1,9 | 42 | 9 | 1,5 | 50 | 6 | 355 | 4,0 | 240 | 119 |
| 3,5 | 1,1 | 42 | 9 | 1,5 | 50 | 6 | 384 | 4,4 | 264 | 124,4 |
| 5,4 | 1,1 | 30 | 11 | 1,6 | 60 | 5 | 600 | 4,0 | 386 | 218 |
| 3,9 | 0,8 | 30 | 11 | 1,6 | 60 | 5 | 630 | 4,7 | 405 | 229,7 |
| 3,5 | 0,6 | 30 | 11 | 1,7 | 70 | 4 | 740 | 5,6 | 448 | 297,6 |

давлений для соответствующих глубин показало их незначительное отклонение.

Ниже в качестве примера приведен анализ влияния перепада давлений на механическую скорость и проходку на долото по скв. 299, которая, по нашему мнению, является наиболее характерной.

Все интервалы балаханской свиты (2700—3051 *м*, 3051—3212 *м*, 3212—3420 *м*) бурились долотами Б-269С, секционными турбобурами типа ТС5Б-9″ в сочетании с бурильным инструментом диаметром 140 *мм* на глинистом растворе удельным весом $\gamma = 1{,}58$ *Г/см*³, условной вязкостью 70 *сек*, водоотдачей $B = 5$ *см*³ при расходе промывочной жидкости $Q = 36$ *л/сек* (табл. 29).

Среднее значение механической скорости $v_м$ для первого интервала оказалось равным 1,66 *м/ч* и проходки $h$ на долото — 12,1 *м* при перепаде давлений $\Delta p' = 172$ *кГ/см*². Для второго интервала значение механической скорости 1,6 *м/ч* и проходки на долото 10,7 *м* наблюдалось при перепаде давлений 181 *кГ/см*². Для третьего интервала значение механической скорости оказалось равным 1,24 *м/ч* и проходки на долото 7,2 *м* при перепаде давлений 192 *кГ/см*².

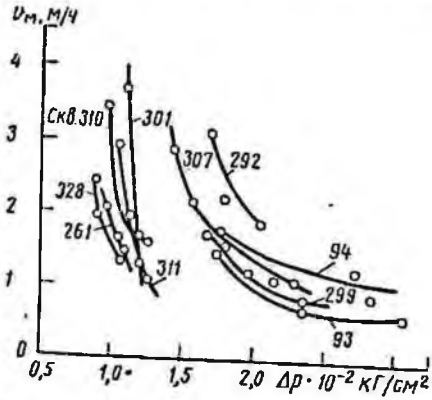



Рис. 72. Закономерность изменения механической скорости бурения с ростом перепада давления для различных скважин.

Свита перерыва также была пробурена долотами типа Б-269С, секционными турбобурами типа ТС5Б-9″ в сочетании с бурильным инструментом диаметром 140 *мм* на глинистом растворе удельным весом 1,68 *Г/см*³, условной вязкостью 90 *сек*, водоотдачей 4 *см*³ при расходе промывочной жидкости 36 *л/сек*.

Среднее значение механической скорости 0,77 *м/ч* и проходки на долото 3 *м* наблюдалось при перепаде давлений 234 *кГ/см*².

Приведенный расчет показывает, что уменьшение механической скорости от 1,24 *м/ч* в балаханской свите до 0,77 *м/ч* в свите перерыва сопровождается увеличением перепада давлений от 192,0 до 234 *кГ/см*². Причем несколько резкое повышение перепада давлений в свите перерыва обусловлено, очевидно, увеличением величины удельного веса глинистого раствора и глубины залегания свиты перерыва.

Анализируя графики, приведенные на рис. 72 и 73, можно видеть, что в изменениях механических скоростей бурения и проходки на долото в зависимости от изменения перепада давления прослеживается определенная закономерность. Все скважины можно разбить как бы на две группы.

1. Скважины средней глубины (скв. 311, 328, 261, 310, 301), где перепад давлений составляет 100—130 *кГ/см*².

2. Глубокие скважины (скв. 307, 94, 299, 93, 292), где перепад давлений порядка 150—300 *кГ/см²*.

Интенсивность снижения механической скорости внутри каждой из групп примерно одинакова. Однако интенсивность снижения механической скорости по отдельным группам весьма различна.

В первой группе повышение перепада давлений в среднем в 1,6 раза приводит к снижению механической скорости в среднем в 3,2 раза. Во второй группе повышение перепада давлений в среднем в 2 раза приводит к снижению механической скорости только в 2,8 раза. Следовательно, с увеличением глубины скважины (или перепадов давлений) до определенного ее (его) значения интенсивность снижения механической скорости резко падает до определенного предела, после чего снижение механической скорости с увеличением перепада давлений происходит менее интенсивно. Таким пределом величины перепада давлений, по достижении которого наблюдается уменьшение интенсивности снижения механической скорости с повышением перепада давлений (как показал анализ), для Карадагского месторождения является перепад давлений 130—150 *кГ/см²*. Примерно такая же закономерность наблюдается и в отношении проходки на долото.

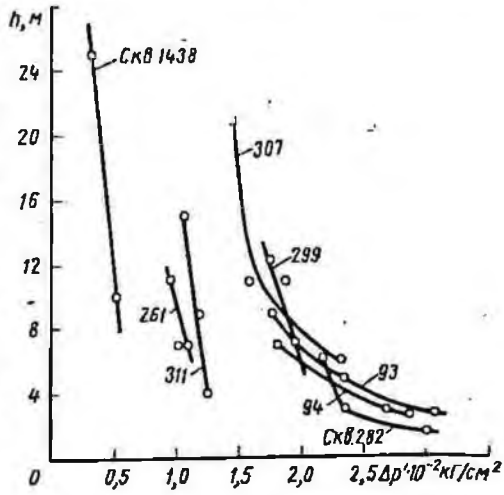



Рис. 73. Характер изменения проходки на долото с ростом перепада давления для различных скважин.

Таким образом, снижение механической скорости и проходки на долото, очевидно, следует объяснить увеличением перепада давления или, что одно и то же, давлением угнетения, так как при этом увеличивается усилие, которое, прижимая выбуренные частицы породы к забою скважины и ухудшая условия очистки его от обломков пород, обусловливает повторное перемалывание последних.

## ОЦЕНКА ВЕЛИЧИНЫ ПЕРЕПАДА ДАВЛЕНИЙ В СТВОЛЕ СКВАЖИНЫ

В последнее время среди исследователей [233—238] установилось достаточно твердое мнение о том, что в стволе скважины, как и на забое, действует перепад давлений.

Для убедительности выполним расчеты величин перепадов давлений для реальных условий процесса бурения, основываясь на промысловых данных по месторождению Карадаг.



12 Заказ 908

В качестве примера по подсчету перепадов давлений в табл. 30 приведены данные по скв. 184, 298, 299 и другим, которые бурились долотами типа Б-269С или Б-269СГ диаметром 269 *мм* в сочетании с бурильным инструментом диаметром 140 *мм*.

В рассматриваемых скважинах толщина глинистой корки принималась равной 3 *мм* с учетом результатов Р. И. Шищенко, А. М. Аванесовой [234] и У. Д. Мамаджанова [235], которые при изучении процесса фильтрации и коркообразования в динамических условиях установили, что при циркуляции промывочной жидкости верхняя рыхлая часть глинистой корки смывается потоком глинистого раствора и после определенного времени толщина корки становится постоянной. Проницаемость глинистых корок по данным [215] при перепадах давления 80 *кГ/см*$^2$ и выше считается постоянной и равной 0,03 *мд*. Во всех приведенных скважинах перепад давления больше 80 *кГ/см*$^2$ (табл. 30) и $k_{пр2} = 0{,}03$ *мд*.

Значения средней проницаемости для анализируемых свит взяты из работы [236]. Перепады давлений подсчитывали по формулам (1) и (4).

В скв. 299 перепад давлений определялся на глубине 3858 *м* при циркуляции промывочной жидкости удельным весом 1,78 *Г/см*$^3$, вязкостью 110 *сек*, водоотдачей 5 *см*$^3$; расход ее составлял 36 *л/сек*.

Перепад давлений $\Delta p'$, рассчитанный по предлагаемой методике, составляет 161,7 *кГ/см*$^2$ против перепада $\Delta p = 294$ *кГ/см*$^2$, подсчитанного по обычной методике. Следовательно, подсчет перепада давлений по обычной методике привел бы к ошибке, составляющей 132,3 *кГ/см*$^2$.

В скв. 298 перепад давлений определялся для глубины 3529 *м* при циркуляции промывочной жидкости удельным весом 2,1 *Г/см*$^3$, вязкостью 74 *сек*, водоотдачей 5 *см*$^3$; расход ее составлял 18 *л/сек*. Перепад давлений, рассчитанный по предлагаемой методике, равнялся 329,5 *кГ/см*$^2$ против перепада 379 *кГ/см*$^2$, подсчитанного по обычной методике. Разность составила 49,5 *кГ/см*$^2$.

В скв. 282 перепад давлений определялся для глубины 4959 *м* при отсутствии циркуляции промывочной жидкости, удельный вес которой 2,02 *Г/см*$^3$, вязкость 90 *сек*, водоотдача 4 *см*$^3$. Перепад давлений, рассчитанный по предлагаемой методике, составил 461,5 *кГ/см*$^2$ против перепада 491 *кГ/см*$^2$, подсчитанного по обычной методике. Разница в величинах перепадов давлений оказалась равной 29,5 *кГ/см*$^2$.

В скв. 96 перепад давлений определялся для глубины 4513 *м* при циркуляции промывочной жидкости удельным весом 1,62 *Г/см*$^3$, вязкостью 80 *сек*, водоотдачей 3 *см*$^3$; расход ее составлял 18 *л/сек*.

Перепад давлений, рассчитанный по предлагаемой методике, составил 258,9 *кГ/см*$^2$ против перепада 267 *кГ/см*$^2$, подсчитанного по обычной методике. Разница в величинах перепадов давлений оказалась равной 8,1 *кГ/см*$^2$.

Из анализа взятых в качестве примера скважин следует, что перепады давлений, рассчитанные по предлагаемой и обычной методике,

Таблица 30

| № скважины | Глубина залегания, м | Свита | Параметры глинистого раствора | | | $D$, мм | $d$, мм | $Q$, л/сек | $k_{пр\,1}$, мд | $p_г$, кГ/см² | $p_{пл}$, кГ/см² | $p_{пог}$, кГ/см² | Перепады давлений | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | $\gamma$, Г/см³ | $T$, сек | $B$, см³ | | | | | | | | $\Delta p$, кГ/см² | $\Delta p'$, кГ/см² |
| 184 | 3838 | Балаханская | 1,66 | 80 | 5 | 269 | 140 | 18 | 228 | 637 | 395 | 1,4 | 243 | 240,5 |
| 299 | 3858 | Понт | 1,78 | 110 | 5 | 269 | 140 | 36 | 10 | 685 | 397 | 6,1 | 294 | 161,7 |
| 298 | 3529 | Миоцен | 2,1 | 74 | 5 | 269 | 140 | 18 | 5,0 | 741 | 363 | 1,6 | 379 | 329,5 |
| 197 | 3481 | Сабунчинская | 1,98 | 150 | 4 | 269 | 140 | 18 | 200 | 689 | 358 | 1,5 | 332 | 328 |
| 197 | 3680 | Балаханская | 1,96 | 110 | 4 | 190 | 140×114 | 18 | 228 | 721 | 379 | 2,3 | 344 | 342 |
| 201 | 3700 | Балаханская | 1,98 | 140 | 5 | 269 | 140 | 18 | 228 | 786 | 409 | 1,6 | 378 | 375 |
| 282 | 4959 | ПК | 2,02 | 90 | 4 | 190 | 140×114 | 0 | 10 | 1002 | 511 | 0 | 491 | 461,5 |
| 96 | 4513 | ПКП | 1,62 | 80 | 3 | 269 | 140 | 18 | 31 | 731 | 465 | 1,5 | 267 | 258,9 |

Примечание. $h=3$ мм, $k_{пр\,2}=0{,}03$ мд.

отличаются на достаточно большие величины — от 8,1 *кГ/см²* в скв. 96 до 132,3 *кГ/см²* в скв. 299. Причем во всех случаях перепады давлений, рассчитанные по предлагаемой методике, оказывались меньше рассчитанных по обычной методике. Очевидно, это объясняется сопротивлением глинистой корки и пород пласта движению фильтрата глинистого раствора или, что одно и то же, передаче давления из скважины в приствольную зону.

В табл. 29 можно видеть, что при проницаемости пород порядка 100 *мд* и более при постоянных значениях проницаемости глинистой корки и диаметра долота уменьшение величины перепада давлений в приствольной зоне незначительно (например, в скв. 184 это уменьшение составило всего 2,5 *кГ/см²*). С увеличением проницаемости пород разница в перепадах давлений, рассчитанных по обычной и предлагаемой методике, уменьшается. Поэтому оценивать перепад давлений для глубины, где породы пласта имеют среднюю проницаемость порядка 100 *мд* и более, можно по обычной методике, а при проницаемости пород менее 100 *мд* перепад давлений в приствольной зоне надо рассчитывать с учетом характеристик глинистой корки, пород пласта и т. п. во избежание ошибок, которые могут быть значительными.

## ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ПЕРЕПАДА ДАВЛЕНИЙ НА ПОСАДКИ, ЗАТЯЖКИ И ПРИХВАТ БУРИЛЬНОГО ИНСТРУМЕНТА

Анализ промысловых данных, проведенный Н. А. Сидоровым и Г. А. Ковтуновым [85], и исследования А. Пфледжера [237], Эд Мак Ги [233], Е. Л. Хейдена и Г. Р. Уэлча [238] показали, что бо́льшая часть прихватов инструмента (55—75%) происходит под влиянием перепада давлений. Поэтому вполне понятен тот интерес, который проявляют как отечественные, так и зарубежные исследователи к данному вопросу. Однако во всех приведенных работах перепад давлений рассчитывался как разность давлений столба промывочной жидкости и пласта.

Для оценки перепада давлений и выявления его влияния на появление затяжек и посадок бурильного инструмента был собран и обработан промысловый материал по восьми скважинам месторождения Карадаг. Выбранные интервалы анализируемых свит по каждой отдельной скважине бурились в идентичных условиях режима бурения одинаковыми долотами и турбобурами. Такой подход к подбору промыслового материала исключал влияние всех прочих, кроме перепада давлений, параметров на появление затяжек и посадок бурильного инструмента. Результаты расчетов приведены в табл. 31. Рис. 74 и 75 построены с учетом табл. 31.

В табл. 31 видно, что во всех скважинах увеличение перепада давления приводит к увеличению частоты затяжек ($n_з$) и частоты посадок ($n_п$). Причем характер изменения частоты затяжек и посадок бурильного инструмента с увеличением перепада давлений во всех скважинах (рис. 74 и 75) весьма идентичен: увеличение перепада

Таблица 31

| № скважины | Свита | Интервал бурения, м | Параметры глинистого раствора | | | Q, л/сек | $k_{пр\,1}$, мд | $p_г$, кГ/см² | $p_{пот}$, кГ/см² | $p_{пл}$, кГ/см² | $\Delta p$, кГ/см² | $n_з$ | $n_п$ |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | γ, Г/см³ | T, сек | β, см³ | | | | | | | | |
| 298 | Балаханская | 2365—2435 | 1,70 | 80 | 5 | 34 | 228 | 415 | 3 | 251 | 167 | 0,04 | 0,1 |
| | Перерыва | 2810—2910 | 1,82 | 90 | 4 | 34 | 68 | 529 | 4 | 300 | 229 | 0,06 | 0,29 |
| | НКП | 3173—3201 | 1,95 | 130 | 4 | 34 | 31 | 625 | 5 | 330 | 291 | 0,3 | 0,45 |
| 303 | Балаханская | 3348—3671 | 1,68 | 60 | 5 | 40 | 228 | 617 | 6 | 378 | 245 | 0 | 0,03 |
| | | 3671—3904 | 1,68 | 65 | 5 | 30 | 68 | 656 | 4 | 402 | 258 | 0,01 | 0,1 |
| | Перерыва | 3960—4012 | 1,68 | 60 | 4 | 28 | 31 | 674 | 3 | 413 | 258 | 0,03 | 0,27 |
| 282 | Балаханская | 3605—3746 | 1,70 | 70 | 5 | 30 | 228 | 600 | 4 | 386 | 218 | 0,07 | 0,03 |
| | | 3850—3934 | 1,60 | 65 | 4 | 30 | 68 | 630 | 5 | 405 | 230 | 0,25 | 0,2 |
| | Перерыва | 4292—4351 | 1,70 | 90 | 3 | 30 | 31 | 740 | 6 | 448 | 292 | 0,58 | 0,77 |
| 307 | Балаханская | 1895—2109 | 1,72 | 80 | 7 | 32 | 228 | 363 | 2 | 218 | 147 | 0,03 | 0,01 |
| | | 2109—2298 | 1,72 | 85 | 6 | 32 | 228 | 396 | 2,6 | 237 | 161 | 0,04 | 0,03 |
| | Перерыва | 2507—2831 | 1,89 | 110 | 5 | 32 | 68 | 498 | 3 | 272 | 224 | 0,08 | 0,07 |
| 93 | Балаханская | 2800—3480 | 1,52 | 60 | 6 | 36 | 228 | 528 | 4 | 355 | 177 | 0,15 | 0,03 |
| | Перерыва | 3480—3600 | 1,65 | 70 | 5 | 36 | 68 | 595 | 5 | 364 | 231 | 0,38 | 0,12 |
| | НКП | 3810—3879 | 1,82 | 90 | 5 | 36 | 31 | 690 | 6 | 388 | 298 | 0,51 | 0,66 |
| 94 | Балаханская | 3194—3815 | 1,48 | 50 | 7 | 40 | 228 | 564 | 6 | 389 | 181 | 0,1 | 0,16 |
| | Перерыва | 3815—3940 | 1,68 | 130 | 4 | 40 | 68 | 662 | 7 | 401 | 261 | 0,27 | 0,2 |
| | НКП | 4083—4170 | 1,68 | 75 | 5 | 40 | 31 | 700 | 8 | 429 | 270 | 0,48 | 0,42 |
| 299 | Балаханская | 3051—3212 | 1,58 | 65 | 6 | 36 | 228 | 508 | 4 | 331 | 181 | 0,12 | 0,03 |
| | | 3212—3420 | 1,58 | 90 | 5 | 36 | 228 | 541 | 4,6 | 353 | 192 | 0,28 | 0,1 |
| | Перерыва | 3420—3525 | 1,68 | 100 | 4 | 36 | 68 | 592 | 5 | 363 | 229 | 0,49 | 0,38 |

Примечание. $\alpha=140$ мм, $D=269$ мм, $k_{пр\,2}=0{,}03$ мд, $K=3$ мм.

давлений вызывает резкое повышение значений частоты затяжек и посадок.

Из табл. 31 следует, что в каждой свите рассматриваемой скважины перепад давлений, который в конечном итоге обусловливает появление затяжек и посадок бурильного инструмента, главным образом зависит от удельного веса глинистого раствора, проницаемости глинистой корки, пород пласта, диаметра скважины и т. п.

Если эти затяжки и посадки обусловлены перепадом давлений, как это было показано выше, то уменьшение по возможности значений

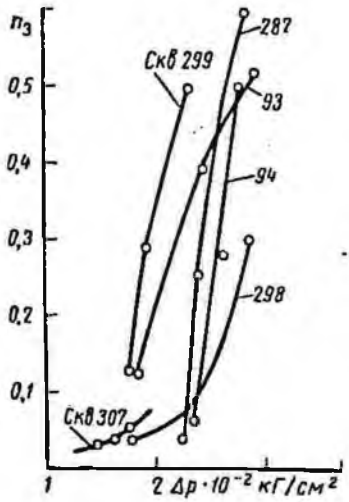



Рис. 74. Закономерности изменения частоты затяжек бурильного инструмента с ростом перепада давления для различных скважин.

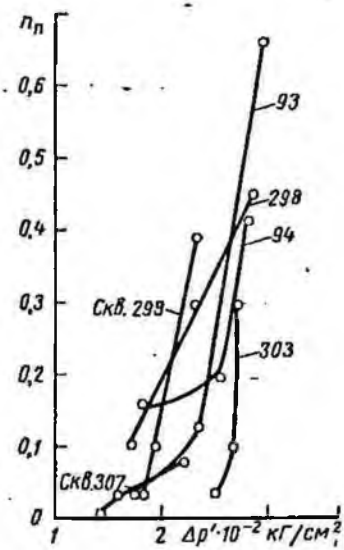



Рис. 75. Закономерности изменения частоты посадок бурильного инструмента с ростом перепада давления для различных скважин.

удельного веса глинистого раствора, толщины корки с учетом геологических и технологических условий проводки скважины было бы тем резервом, который обеспечивал бы ликвидацию или уменьшение затяжек и посадок инструмента.

С целью выявления влияния перепада давлений на прихват инструмента был собран и обработан промысловый материал по более чем 30 прихватам бурильного инструмента на площадях Карадаг, Карадаг-море. Из общего числа прихватов были исключены прихваты инструмента, вызванные обвалом стенок скважины, сужением ствола, желобообразованием и т. п.

Анализ промыслового материала показал, что в 19 случаях (из общего числа прихватов инструмента — 30, происшедших за последние годы на площадях Карадаг-море) прихват был вызван действием перепада давлений. Результаты анализа приведены в табл. 32.

Таблица 32

| № скважины | $R$, см | $h$, см | $b$, см | Тип турбобура | $a$, см | $S$, см² | $G_1$, $m$ | $\Delta p'$, кГ/см² | $G$, $m$ |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 156 | 10,5 | 1595 | 0,04 | ТС5Б-8″ | 0,9156 | 2920 | 116 | 245 | 187 |
| | | | 0,08 | | 1,2936 | 4126 | | | 217 |
| | | | 0,12 | | 1,583 | 5040 | | | 239 |
| | | | 0,16 | | 1,826 | 5824 | | | 258 |
| | | | 0,20 | | 2,04 | 6507 | | | 275 |
| 240 | 12 | 924,5 | 0,04 | Т12М3-9″ | 0,979 | 1810 | 110 | 233 | 152 |
| | | | 0,08 | | 1,383 | 2557 | | | 169 |
| | | | 0,12 | | 1,70 | 3143 | | | 183 |
| | | | 0,16 | | 1,953 | 3611 | | | 194 |
| | | | 0,20 | | 2,182 | 4034 | | | 204 |
| 159 | 12 | 1505 | 0,04 | ТС5Б-9″ | 0,979 | 2946 | 87 | 155 | 133 |
| | | | 0,08 | | 1,383 | 4162 | | | 151 |
| | | | 0,12 | | 1,70 | 5117 | | | 166 |
| | | | 0,16 | | 1,953 | 5878 | | | 178 |
| | | | 0,20 | | 2,182 | 6567 | | | 188 |
| 289 | 12 | 1505 | 0,04 | ТС5Б-9″ | 0,979 | 2946 | 69 | 118 | 103 |
| | | | 0,08 | | 1,383 | 4162 | | | 118 |
| | | | 0,12 | | 1,70 | 5117 | | | 129 |
| | | | 0,16 | | 1,953 | 5878 | | | 138 |
| | | | 0,20 | | 2,182 | 6567 | | | 146 |
| 282 | 12 | 2280 | 0,04 | 3ТС5Б-9″ | 0,979 | 4454 | 112 | 254 | 225 |
| | | | 0,08 | | 1,383 | 6306 | | | 272 |
| | | | 0,12 | | 1,70 | 7652 | | | 306 |
| | | | 0,16 | | 1,953 | 8905 | | | 338 |
| | | | 0,20 | | 2,182 | 9950 | | | 369 |
| 108 | 10,5 | 2280 | 0,04 | 3ТС4-8″ | 0,9156 | 4175 | 119 | 207 | 205 |
| | | | 0,08 | | 1,2936 | 5899 | | | 241 |
| | | | 0,12 | | 1,583 | 7218 | | | 268 |
| | | | 0,16 | | 1,826 | 8327 | | | 291 |
| | | | 0,20 | | 2,04 | 9302 | | | 311 |
| 156 | 10,5 | 1595 | 0,04 | ТС5Б-8″ | 0,9156 | 2920 | 109 | 275 | 189 |
| | | | 0,08 | | 1,2936 | 4126 | | | 222 |
| | | | 0,12 | | 1,583 | 5049 | | | 247 |
| | | | 0,16 | | 1,826 | 5824 | | | 268 |
| | | | 0,20 | | 2,04 | 6507 | | | 287 |
| 184 | 10,5 | 1595 | 0,04 | ТС5А-8″ | 0,9156 | 2920 | 83 | 243 | 154 |
| | | | 0,08 | | 1,2936 | 4126 | | | 183 |
| | | | 0,12 | | 1,583 | 5049 | | | 205 |
| | | | 0,16 | | 1,826 | 5824 | | | 224 |
| | | | 0,20 | | 2,04 | 6507 | | | 240 |
| 184 | 10,5 | 1595 | 0,04 | ТС5А-8″ | 0,9156 | 2920 | 122 | 224 | 187 |
| | | | 0,08 | | 1,2936 | 4126 | | | 214 |
| | | | 0,12 | | 1,583 | 5049 | | | 234 |
| | | | 0,16 | | 1,826 | 5824 | | | 252 |
| | | | 0,20 | | 2,04 | 6507 | | | 267 |
| 108 | 12 | 924,5 | 0,04 | Т12М3-9″ | 0,979 | 1810 | 92 | 263 | 139 |
| | | | 0,08 | | 1,383 | 2557 | | | 159 |
| | | | 0,12 | | 1,70 | 3143 | | | 174 |

| № скважины | R, см | h, см | h, см | Тип турбобура | a, см | S, см² | $G_1$, т | $\Delta p'$, кГ/см² | G, тс |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 108 | 12 | 924,5 | 0,16 | Т12М3-9″ | 1,953 | 3611 | 92 | 263 | 186 |
| | | | 0,20 | | 2,182 | 4034 | | | 198 |
| 96 | 12 | 1505 | 0,04 | ТС5Б-9″ | 0,979 | 2946 | 126 | 258 | 201 |
| | | | 0,08 | | 1,383 | 4162 | | | 233 |
| | | | 0,12 | | 1,70 | 5117 | | | 257 |
| | | | 0,16 | | 1,953 | 5878 | | | 276 |
| | | | 0,20 | | 2,182 | 6567 | | | 295 |

Отметим, что толщина, проницаемость глинистой корки, гидростатическое и пластовое давления, потеря давления в кольцевом пространстве, перепад давлений определялись аналогично методике, изложенной выше, а величина отрывающего усилия по следующим формулам:

$$G = G_1 + G_2,$$
$$G_2 = \mu S \Delta p', \qquad (5)$$

где $G$ — усилие, необходимое для отрыва прихваченного инструмента; $G_1$ — вес колонны бурильных труб; $G_2$ — усилие, необходимое для преодоления сил прихвата; $\mu$ — коэффициент трения металла о глинистую корку; $S$ — контактная поверхность; $\Delta p'$ — перепад давлений.

Влияние адгезионных сил не учитывалось ввиду их малых значений. Вес колонны бурильных труб определялся с учетом его потерь за счет промывочной жидкости; коэффициент трения $\mu$ принимался согласно [239] равным 0,1—0,3.

Для всех скважин было принято минимальное значение коэффициента трения, равное 0,1.

Полученные закономерности по всем анализируемым площадям весьма идентичны. Поэтому нет необходимости подробно описывать все прихваты инструмента, происшедшие на указанных площадях. Ниже приведен подробный анализ влияния перепада давлений на прихват бурильного инструмента по нескольким скважинам, которые, по нашему мнению, являются наиболее характерными.

Скв. 299. Бурение осуществлялось долотами типа Б-269С, турбобурами ТС5Б-9″ в сочетании с бурильным инструментом диаметром 140 *мм*.

Прихват инструмента произошел на глубине 3858 *м* при проектной глубине 4300 *м* из-за оставления инструмента без движения в течение 15 *мин* во время бурения при удельном весе промывочной жидкости 1,78 *Г/см*³, вязкости 110 *сек*, водоотдаче 5 *см*³ и расходе 36 *л/сек*

Расхаживание инструмента с нагрузкой до 150 *тс* при весе его 97 *т* положительных результатов не дало.

Перепад давлений по расчету оказался равным 415 *кГ/см²*. Контактная поверхность, равная 6567,6 *см²*, подсчитывалось в предположении, что прихвачен только турбобур на всю свою длину. Усилие, необходимое для преодоления сил прихвата, составило 175 *тс*, а усилие для отрыва прихваченного инструмента — 272 *тс*.

Перепад давлений, рассчитанный для данного случая по обычной методике, оказался равным 288,7 *кГ/см²*, а усилие, необходимое для отрыва инструмента, — 287 *тс*. Разница в значениях отрывающего усилия составила 15 *тс*. Очевидно, что приложить нагрузку в 272 или 287 *тс* для освобождения прихваченного инструмента опасно как в отношении грузоподъемности вышки (300 *тс*), так и прочностных характеристик самих бурильных труб.

Скв. 298. Бурение производилось трехшарошечными долотами диаметром 269 *мм*, турбобурами ТС5Б-9″ в сочетании с бурильным инструментом диаметром 140 *мм*.

Прихват бурильного инструмента произошел на глубине 3529 *м* при проектной глубине 3650 *м* из-за оставления инструмента без движения во время утяжеления промывочной жидкости при удельном весе ее 2,10 *Г/см³*, вязкости 74 *сек*, водоотдаче 5 *см³* и расходе 18 *л/сек*. Расхаживание инструмента с нагрузкой до 130 *тс* при его весе 90 *т* положительного результата не дало.

Перепад давлений по расчету составил 329 *кГ/см²*. Контактная поверхность, равная 6567,6 *см²*, подсчитывалась в предположении, что прихвачен турбобур на всю свою длину.

Усилие, необходимое для преодоления сил трения, составило 216 *тс*, а отрывающее усилие — 306 *тс*.

Перепад давлений, рассчитанный для данного случая по обычной методике оказался равным 377,6 *кГ/см²*, а отрывающее усилие — 339,5 *тс*. Разница в значениях отрывающего усилия в 33 *тс* обусловлена толщиной и проницаемостью корки, проницаемостью пород и т. п.

Очевидно, что приложить усилие в 306 *тс* для освобождения прихваченного бурильного инструмента с учетом прочностных характеристик бурильных труб и грузоподъемности бурового оборудования невозможно.

Большая разница в значениях отрывающих усилий для скв. 299 и 298, очевидно, объясняется меньшей проницаемостью миоценовых отложений по сравнению с отложениями НКП.

Скв. 197. Бурение производилось трехшарошечными долотами диаметром 269 *мм* в сочетании с бурильным инструментом, состоящим из утяжеленных бурильных труб диаметром 178 *мм*, длиной 24 *м* и бурильных труб диаметром 140 *мм*.

Прихват бурильного инструмента произошел на глубине 3481 *м* при проектной глубине 4700 *м* и забое скважины 3494 *м* во время промывки и известкования промывочной жидкости из-за оставления инструмента без движения в течение 20 *мин*.

При этом параметры промывочной жидкости были следующими: удельный вес 1,98 *Г/см³*, вязкость 150 *сек*, водоотдача 4 *см³*. Промывка

производилась одним насосом при его производительности 18 *л/сек*.

Расхаживание прихваченного инструмента с нагрузкой до 160 *тс* при его весе 90 *т* положительных результатов не дало.

Перепад давлений по расчету составил 332 *кГ/см²*. Контактная поверхность, равная 9005 *см²*, подсчитывалась в предположении, что прихвачены утяжеленные бурильные трубы на всю длину. Усилие, необходимое для преодоления сил прихвата, составило 299 *тс*, а отрывающее усилие — 389 *тс*.

Очевидно, расхаживанием в пределах допустимых нагрузок прихваченный инструмент освободить не представлялось возможным.

Разницы в значениях отрывающих усилий здесь нет (практически), так как при проницаемости пород 200 *мд*, при всех прочих условиях, значения перепадов давлений одинаковы.

Несмотря на небольшую разницу в значениях перепада давлений в скв. 197 и 298, отрывающее усилие в скв. 197 значительно превышает таковое в скв. 298, очевидно, по причине большей контактной поверхности прихваченного низа бурильного инструмента.

Скв. 184. Бурение производилось трехшарошечными долотами диаметром 269 *мм*, турбобурами ТС5А-8″ в сочетании с бурильным инструментом диаметром 140 *мм*.

Прихват инструмента произошел при следующих обстоятельствах: во время бурения вышел из строя грязевой насос, приподняв инструмент на 15 *м* выше забоя (4349 *м* при проектной глубине 4600 *м*). Бригада приступила к ремонту насосов, длившемуся 30 *мин*, расхаживая инструмент через каждые 5 *мин*. При этом скважина не промывалась. При очередном расхаживании инструмент оказался прихваченным из-за оставления его без движения в течение 5 *мин*. Параметры промывочной жидкости при этом были следующими: удельный вес 1,62 *Г/см³*, вязкость 100 *сек*, водоотдача 3,5 *см³*.

Расхаживание инструмента с нагрузкой до 190 *тс* при его весе 122 *т* положительного результата не дало.

Перепад давлений по расчету оказался равным 224 *кГ/см²*. Контактная поверхность, равная 6507,6 *см²*, подсчитывалась в предположении, что захвачен только турбобур ТС5А-8″ на всю длину. Усилие, необходимое для преодоления сил прихвата, составило 145 *тс*, а отрывающее усилие — 267 *тс*.

Перепад давлений, рассчитанный для данного случая по существующей методике, оказался равным 258 *кГ/см²*, а отрывающее усилие — 289,7 *тс*. Разница в значениях отрывающих усилий в 23 *тс* обусловлена меньшей проницаемостью пород свиты НКГ. Очевидно, что для приложения нагрузки в 267 *тс*, для отрыва прихваченного инструмента была некоторая возможность, тогда как при подсчете перепада давлений по обычной методике значение отрывающего усилия (289,7 *тс*) создавало, на наш взгляд, несколько ошибочное представление о невозможности освобождения прихваченного инструмента путем расхаживания его.

Такое положение, очевидно, объясняется тем, что при подсчете перепадов давлений по обычной методике не учитываются такие

важные параметры, как проницаемость и толщина глинистой корки, проницаемость пород, слагающих разрез скважины, и др., которые (как и в предыдущих скважинах), существенным образом изменяя величину перепада давлений, изменяют также и величину отрывающего усилия.

Скв. 289. Бурение производилось трехшарошечными долотами диаметром 269 *мм*, турбобурами ТС5Б-9″ в сочетании с бурильным инструментом диаметром 140 *мм*.

Прихват инструмента произошел на глубине 2486 *м* при забое 2487 *м* и проектной глубине 4400 *м* во время промывки скважины одним насосом производительностью 18 *л/сек* из-за оставления инструмента без движения в течение 30 *мин*. Параметры промывочной жидкости при этом были следующими: удельный вес 1,50 *Г/см*³, вязкость 33 *сек*, водоотдача 8 *см*³.

Расхаживание инструмента с нагрузкой до 160 *т* положительных результатов не дало.

Перепад давлений по расчету оказался равным 118 *кГ/см*². Контактная поверхность, равная 6567,6 *см*², подсчитывалась в предположении, что прихвачен только турбобур ТС5Б-9″ на всю длину. Усилие, необходимое для преодоления сил прихвата, составило 77 *тс*, а отрывающее усилие 146 *тс*.

Перепад давлений, рассчитанный для анализируемой скважины по обычной методике, очевидно, практически равнялся также 118 *кГ/см*², так как проницаемость сабунчинской свиты порядка 200 *мд*.

Таким образом, необходимое отрывающее усилие было меньше той нагрузки, с которой расхаживался прихваченный инструмент, но тем не менее он не был освобожден.

Такое положение, по-видимому, можно объяснить тем, что при подсчете отрывающего усилия принималось, что прихвачен только турбобур ТС5Б-9″. Из расчетов же видно, что прихваченная поверхность была больше.

Необходимо отметить, что во всех приведенных в табл. 31 скважинах прихваты бурильного инструмента происходили против в той или иной степени проницаемых пластов.

Большинство прихватов происходило в свитах сабунчинской, сураханской, балаханской, перерыва, подкирмакинской, обладающих достаточной проницаемостью. Исключение составляет только скв. 298, прихват инструмента в которой произошел в миоценовых отложениях. Это можно объяснить тем, что миоценовые отложения сложены достаточно трещиноватыми породами. И если учесть, что эти породы обладают некоторой проницаемостью, то становится ясным, что в миоценовых отложениях также могут создаваться условия, при которых на стенках скважины образуется глинистая корка, т. е. те условия, которые обусловливают прихват инструмента под влиянием перепада давлений.

Изложенное выше свидетельствует о том, что оставление инструмента без движения (даже в течение небольшого отрезка времени),

против проницаемых пластов, при наличии соприкосновения инструмента с указанными пластами и достаточного перепада давлений может привести к прихвату инструмента.

Причем во всех приведенных скважинах увеличение перепада давлений, как правило, приводит к росту усилия, необходимого для отрыва прихваченного инструмента при всех прочих равных условиях. Поэтому точному определению величины перепада давлений должно уделяться особое внимание. Как было показано выше, разница в величинах перепадов давлений, рассчитанных по обычной и предлагаемой методике и, естественно, в значениях отрывающих усилий, достаточно большая. Это вызвано тем, что при подсчетах перепадов давлений по обычной методике не учитываются такие важные параметры, как проницаемость и толщина глинистой корки, проницаемость пород пласта, диаметр скважины. Так как стенки скважины сложены породами различной проницаемости, которая оказывает вместе с другими параметрами определенное влияние на величину отрывающего усилия, то пренебрежительное отношение к этим величинам на практике приводит к нежелательным ошибкам.

Механизм действия перепада давлений на возникновение прихвата инструмента представляется следующим образом: во время оставления инструмента без движения (вследствие отсутствия строгой вертикальности ствола скважины) определенные участки бурильного инструмента опираются на ее стенки. И если эти участки находятся против проницаемых пластов, то под действием нормальной составляющей веса инструмента вязко-пластичный слой между стенками скважины и опирающимся участком инструмента начинает выдавливаться. Так как указанный участок изолируется от действия гидростатического давления, то под действием перепада давлений он еще больше прижимается к стенке скважины. При этом малые значения перепада давлений и недостаточная контактная поверхность приводят к появлению затяжек и посадок инструмента, а если контактная поверхность и перепад давлений достаточны, то происходит прихват инструмента.

Отметим, что главным, по нашему мнению, из приведенных факторов является перепад давлений, так как даже при очень малых значениях контактной поверхности достаточно большое значение перепада давлений может привести к прихвату инструмента.

Для успешной борьбы против возникновения прихватов инструмента, очевидно, необходимо уменьшать перепад давлений до возможных (с учетом геологических и технологических условий) величин, применять утяжеленные бурильные трубы со спиральными канавками квадратного сечения, которые значительно уменьшают контактную поверхность, добавлять в раствор поверхностно-активные вещества, уменьшать время оставления инструмента без движения и т. п.

## ГЛАВА 8

# ТЕРМИЧЕСКИЙ РЕЖИМ ГЛУБОКИХ СКВАЖИН И ЕГО ВЛИЯНИЕ НА РАЗВИТИЕ РАЗРУШЕНИЙ В ЗАБОЕ И СТВОЛЕ СКВАЖИН

Известно, что с ростом глубины скважины пропорционально возрастает и температура пород, слагающих ее стенки. По существующим термическим расчетам на глубине 7—10 тыс. *м* следует ожидать температуру порядка 200—300° С. Такое температурное поле в скважине может привести к различным осложнениям на любом этапе ее строительства. В данных условиях могут не только резко измениться параметры промывочной жидкости и корки, но и произойти разрушение ствола, связанное с высокой температурой пласта и периодическим ее колебанием в близлежащей к стволу зоне в результате специфических условий бурения (промывка и прекращение циркуляции).

Практикой бурения в Азербайджане установлено, что нарушение устойчивости стенок скважины происходит чаще всего в результате длительного бурения в необсаженном стволе, частых и длительных простоев, колебаний величины вязкости промывочной жидкости, периодической смены технологических режимов, связанных с циркуляцией, и т. п.

Следует отметить, что нарушение устойчивости ствола возникает даже при большой величине удельного веса глинистого раствора и его химической обработке. Обращает на себя внимание и тот факт [147], что фильтрация воды из глинистого раствора при циркуляции в скважине во много раз больше, чем в статических условиях. Вместе с тем опыт проводки скважин свидетельствует о том, что осложнения деформационного характера при систематических промывках встречаются гораздо реже. Другое обстоятельство позволяет придти к выводу, что интенсивное осыпание и обвалы в стволе часто приурочены к периоду интенсивной промывки после длительного простоя.

Изложенное выше дает возможность предполагать, что деформирование ствола происходит не только вследствие высоких эффективных напряжений от механических сил, физико-механических процессов, происходящих между породой и промывочной жидкостью, но и вследствие температурного режима в скважине, для которого характерно

периодическое изменение температурных напряжений в результате прерывистой циркуляции.

По результатам анализа [147] критерий, характеризующийся скоростью теплообмена между промывочной жидкостью и породами стенок скважины, оказывается во много раз больше единицы. Это указывает на то, что при циркуляции промывочной жидкости порода в приствольной зоне практически приобретает ее температуру и, следовательно, испытывает дополнительные температурные напряжения, так как температурное воздействие почти у всех материалов вызывает тепловые деформации — расширение или сжатие, которые в большинстве имеют ограниченную степень свободы (тепловому расширению или сжатию препятствуют смежные зоны с другой температурой) [122].

При длительном отсутствии движения промывочной жидкости значения температуры породы и промывочной жидкости выравниваются за счет постоянного притока тепла со стороны массива. Итак, для бурящихся скважин характерно наличие на стенках ствола периодически возникаемых температурных напряжений. Так как температурное воздействие почти у всех материалов, в том числе и у горных пород, вызывает тепловое расширение или сжатие, возникает, вопрос какое влияние оказывают периодические температурные напряжения на устойчивость ствола и его деформирование.

Комплекс приводимых ниже экспериментальных исследований показал, что существующий температурный режим в бурящейся скважине играет важную роль не только в различных физико-химических процессах, но и в механических, оказывая существенное влияние на напряженное состояние и прочностные свойства пород приствольной зоны, резко сказываясь на развитии деформаций и изменений. Поэтому перепад температуры, возникаемый в скважине, и его колебания являются важными критериями оценки длительной прочности и устойчивости горных пород, окружающих выработку.

## ОБ ИЗУЧЕНИИ ТЕРМИЧЕСКОЙ УСТАЛОСТИ ГОРНЫХ ПОРОД В СКВАЖИНАХ

Данные экспериментальных работ [240, 241], проведенных в последнее время, показывают, что при работе долота без отрыва от забоя на его режущих частях возникает температура порядка 800—1000° С. Безусловно, такое резкое изменение температурного поля забоя влияет как на износостойкость разрушающего инструмента, так и на прочность горных пород.

Вследствие использования в различных областях техники высоких рабочих температур проблема прочности материалов в условиях меняющегося температурного поля привлекает к себе все большее внимание инженеров и исследователей.

Изучению поведения металлов в неравномерных температурных полях посвящены работы Б. Е. Гейтвуда [242], Я. Б. Фридмана [234], Н. С. Можаровского [244] и др. Особенность состояния различных

материалов в переменном поле температур заключается в появлении термических напряжений и деформаций. Очень часто при этом действуют напряжения от механических нагрузок и существенно меняются физические и химические свойства материалов.

Процесс механической усталости как металлов [245, 246], так и пород [193] в достаточной мере освещен в литературе. В литературе также нашло свое отражение влияние активных сред на усталость материалов [131, 153]. Однако вопрос термической усталости горных пород до настоящего времени изучен мало. Исходя из этого, нами проведены исследования термической усталости горных пород, представляющей интерес при проводке скважин на большие глубины.

Для испытания были взяты твердо-хрупкие и высокопластичные породы. В качестве твердо-хрупких пород был испытан мрамор и две разновидности песчаника, а в качестве высокопластичных — различные глинистые породы.

Методика испытания заключалась в следующем: из указанных выше пород изготовляли цилиндрические образцы примерно одинаковых объемов с плоскопараллельными торцами. Предварительно определяли механические характеристики пород по методике [51] в атмосферных условиях и комнатной температуре. Затем образцы помещали в термостат. В течение часа в термостате температуру поднимали до 150° С и в течение следующего часа эту температуру поддерживали.

По истечении этого времени образцы извлекали из камеры и охлаждали в атмосферных условиях до температуры 10—15° С. При этом наиболее твердые и гидрофобные породы — мраморы, песчаники — охлаждали до температуры 10—15° С в воде, а пластичные гидрофильные глины — в воздухе с тем, чтобы исключить физико-химическое воздействие жидкости.

При более высоких температурах с последующим охлаждением образца в воде в ряде случаев наблюдался термический удар. Однако мы приводим здесь данные, относящиеся только к термической усталости пород.

Исследования показали, что в течение 2 *ч* (нагрев и стабилизация температуры) поверхность образца во всех случаях нагревалась до температуры 110—115° С. Таким образом, порода подвергалась постоянным колебаниям температуры с амплитудой 100° С.

Испытание продолжалось до наступления термической усталости. Прочностные и пластические свойства исследованных пород, определенные по методике [51], приведены в табл. 33. Для испытания были взяты различные по твердости и пластичности породы, что создало возможность оценить влияние указанных факторов на величину термической усталости. Результаты исследований представлены на рис. 76, 77, 78. На рисунках видно, что предел усталости при данной амплитуде колебания температуры в мраморе наступает после восьмого цикла (рис. 76), в плотном мелкозернистом песчанике — после третьего цикла, а в пористом песчанике — после седьмого (рис. 77).

Таблица 33

| Порода | Механическая характеристика пород | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | предел текучести, кГ/мм² | твердость, кГ/мм² | коэффициент модули упругости, кГ/мм² | модуль упрочнения, кГ/мм² | коэффициент пластичности по Шрейнеру $k_п$ | коэффициент, определяемый по методике АзНИИбурнефть, $k_п$ |
| Мрамор . . . . . | 105 | 110 | 1,990 | 0,829 | 1,89 | 2,4 |
| Плотный песчаник | 42,5 | — | 0,444 | 0,143 | ∞ | 3,1 |
| Пористый песчаник | 33,5 | — | 0,270 | 0,082 | ∞ | 3,3 |
| Глина серая . . . . | 3,2 | — | 0,027 | 0,015 | ∞ | 1,75 |
| Глина черная . . . | 3,6 | — | 0,021 | 0,011 | ∞ | 1,78 |

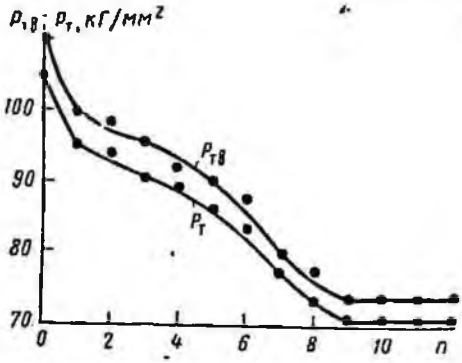



Рис. 76. Изменение пределов твердости и текучести мрамора в зависимости от числа циклов колебания температуры.

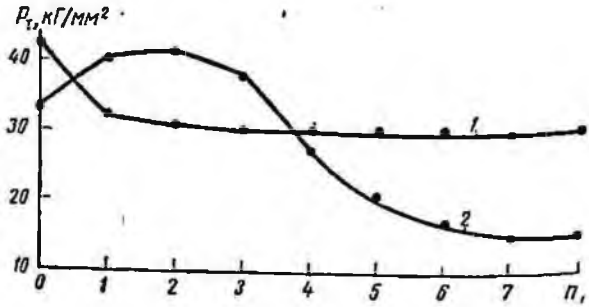



Рис. 77. Изменение предела текучести песчаника в зависимости от числа циклов колебания температуры.

Песчаник: 1 — плотный мелкозернистый, 2 — пористый.

Причем в отличие от мрамора и плотного песчаника прочность пористого песчаника сначала растет с ростом числа циклов, а затем снижается до предела усталости.

В отличие от твердых и крепких пород предел усталости глинистых пород (рис. 78) наступает лишь после большого числа циклов;

с ростом числа циклов до четырех предел текучести пород возрастает и в дальнейшем по закону затухающего колебания падает.

Из литературных источников [88, 89, 246] известно, что в ряде случаев при циклических нагружениях материал может не разрушаться и за пределом текучести. Подобное явление в литературе получило название эффекта приспособляемости материала, который возникает при непрерывной нагрузке и разгрузке, в результате чего

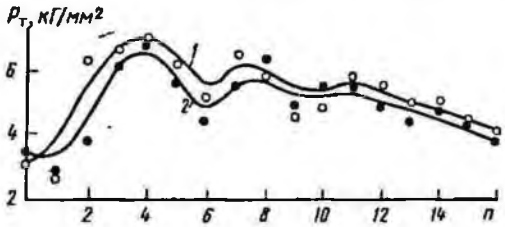



Рис. 78. Изменение предела текучести глин в зависимости от числа циклов колебания температуры.
Карачухурская глина: 1 — черная, 2 — серая.

пластическая деформация растет, а в дальнейшем уменьшается. При этом происходит упругое наложение напряжений и деформаций. В проведенных опытах, очевидно, наблюдались упрочнение и частично

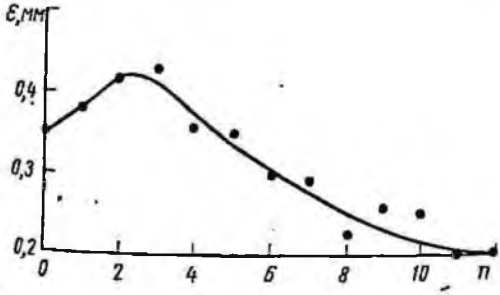



Рис. 79. Изменение пластической деформации мрамора в зависимости от числа циклов колебания температуры.

приспособляемость пород в результате циклических и термических нагружений. Это наглядно подтверждается зависимостью, представленной на рис. 79 для мрамора.

## ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ВЛИЯНИЯ ПЕРЕПАДА ТЕМПЕРАТУРЫ И ЕГО КОЛЕБАНИЙ НА УСТОЙЧИВОСТЬ СТЕНОК СКВАЖИН

Эксперименты проводили на лабораторной установке по исследованию деформаций и изменений полых образцов, изготовленных из порошка пород, в частности, взятых из обнажений майкопской свиты и понтического яруса, как наиболее подверженных деформационным осложнениям.

Перед испытаниями образец запрессовывали в обойму, осматривали визуально, после чего помещали между двумя пуансонами в гидравлическую машину. Затем включали электропечи для

подогрева непосредственно обоймы с образцом и агента, создающего противодавление во внутренней полости образца и периодически циркулирующего в процессе опыта. Температуру образца и циркулирующей жидкости поддерживали на определенном уровне.

При достижении заданных температур начинали одновременно нагружать образец вертикальной нагрузкой ($p_1$) и противодавлением ($p_2$). Колебание температуры осуществляли через определенные промежутки времени путем восстановления и прекращения циркуляции промывочного агента через образец.

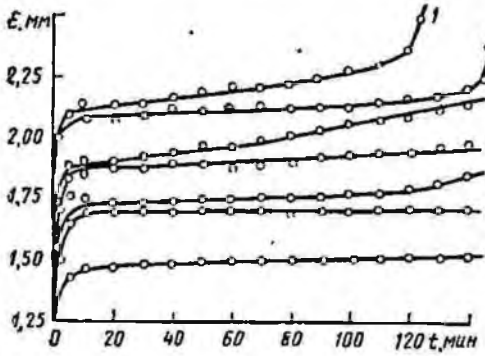



Рис. 80. Зависимость деформации образцов из майкопской глины от времени при колебании перепада температуры на стенках модельной скважины (жидкость — компрессорное масло).

1 — $p_г = 350$ кГ/см², $t_1 = 100°$ С, $\Delta t = 50°$ С; 2 — $p_г = 350$ кГ/см², $t_1 = 100°$ С, $\Delta t = 25°$ С; 3 — $p_г = 500$ кГ/см², $t_1 = 100°$ С, $\Delta t = 50°$ С; 4 — $p_г = 500$ кГ/см², $t_1 = 100°$ С, $\Delta t = 25°$ С; 5 — $p_г = 650$ кГ/см², $t_1 = 100°$ С, $\Delta t = 25°$ С; 6 — $p_г = 650$ кГ/см², $t_1 = 100°$ С, $\Delta t = 0°$ С; 7 — $p_г = 750$ кГ/см², $t_1 = 100°$ С, $\Delta t = 25°$ С.

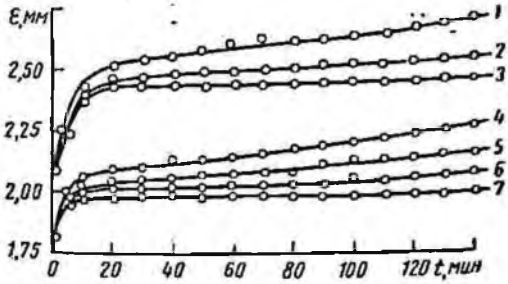



Рис. 81. Зависимость деформации образцов из понтической глины от времени при колебаниях перепада температуры на стенках модельной скважины (жидкость — компрессорное масло).

1 — $p_г = 350$ кГ/см², $t_1 = 100°$ С, $\Delta t = 50°$ С; 2 — $p_г = 350$ кГ/см², $t_1 = 100°$ С, $\Delta t = 25°$ С; 3 — $p_г = 350$ кГ/см², $t_1 = 100°$ С, $\Delta t = 0°$ С; 4 — $p_г = 800$ кГ/см², $t_1 = 150°$ С; $\Delta t = 100°$ С; 5 — $p_г = 800$ кГ/см², $t_1 = 150°$ С, $\Delta t = 50°$ С; 6 — $p_г = 800$ кГ/см², $t_1 = 150°$ С, $\Delta t = 25°$ С; 7 — $p_г = 800$ кГ/см², $t_1 = 150°$ С, $\Delta t = 0°$ С.

Испытания проводили при различных перепадах температуры и при различных, но постоянных для каждого опыта противодавлениях.

Для того чтобы лучше выявить влияние перепада температуры, а также его колебаний на деформацию образцов горных пород и возникновение термической усталости, были поставлены опыты при циркуляции через образец компрессорного масла, морской воды и глинистых растворов.

На рис. 80, 81 представлены кривые деформации образцов, изготовленных соответственно из майкопской и понтической глин при давлении прессования $p_{пр} = 1200$ кГ/см², от времени (числа циклов колебания перепада температуры). Для исключения эффекта

фильтрации и физико-химического взаимодействия в качестве контактирующего (циркулирующего) агента в данной серии опытов применяли компрессорное масло по ГОСТ 1861—54 марки 19 (Т), являющееся примерным аналогом раствора на нефтяной основе.

Экспериментальные кривые, приведенные на рис. 80, показывают значительный рост деформации образцов с каждым последующим циклом колебания перепада температуры и в особенности с увеличением величины (амплитуды) перепада и числа циклов его колебания. Так, например, если кривая при противодавлении $p_г = 650$ *кГ/см²*, температуре образца $t_1 = 100°$ С и перепаде $\Delta t = 0°$ С имеет незначительный рост деформации, то уже при $\Delta t = 25°$ С (при прочих равных условиях) она значительно возрастает. То же самое можно сказать и о кривых с $p_г = 500$ *кГ/см²* и $t_1 = 100°$ С: скорость роста деформации для кривой с $\Delta t = 50°$ С намного превышает таковую для кривой с $\Delta t = 25°$ С.

В общем случае рассматриваемые кривые по форме и характеру сходны с кривыми ползучести для различных материалов и могут иметь в зависимости от выбранных условий и числа циклов колебания перепада температуры три стадии развития деформации. В качестве примеров могут служить кривые со следующими заданными условиями: $p_г = 350$ *кГ/см²*, $t_1 = 100°$ С, $\Delta t = 50°$ С и $p_г = 350$ *кГ/см²*, $t_1 = 100°$ С, $\Delta t = 25°$ С. Здесь наблюдается переход в третью стадию, характеризующуюся интенсивным ростом вязко-пластической деформации в сочетании с хрупкими разрушениями пород, непосредственно примыкающих к контуру полости образца. Начало интенсивной вязко-пластической деформации для образцов с $\Delta t = 50°$ С соответствовало 12—15 циклам, а для образцов с $\Delta t = 25°$ С — 14—16 циклам. Во всех остальных случаях заплытия отверстий испытуемых образцов не наблюдалось, однако при осмотре полости испытанных образцов были обнаружены нарушения ее цилиндрической формы в виде сужений и изъянов (каверн), указывающих на медленное вязко-пластическое течение материала и хрупкие разрушения как местного поверхностного, так и объемного характера в виде чешуйчатых отслоев, сколов (осыпей) и т. п.

Следует отметить, что подобных явлений при аналогичных условиях, но без колебания температуры, не наблюдалось и полость сохраняла строгую цилиндрическую форму.

Такие же закономерности были получены и при испытаниях образцов из понтической глины (см. рис. 81). На этом рисунке еще более четко видно влияние амплитуды колебания перепада температуры для семейств кривых с $p_г = 350$ *кГ/см²*, $t_1 = 100°$ С и $p_г = 800$ *кГ/см²*, $t_1 = 150°$ С. Тем не менее в рассматриваемом диапазоне числа циклов колебания перепада температуры стадии разрушения не наблюдалось. Очевидно, это объясняется различием гранулометрического состава и большей пластичностью понтической глины.

Анализируя кривые на рис. 80 и 81, можно заметить, что с уменьшением противодавления при одном и том же перепаде температуры

скорость деформации образцов в установившейся стадии примерно одинакова. Например, для кривых с $p_г = 350$ *кГ/см²*, $t_1 = 100°$ С, $\Delta t = 50°$ С и $p_г = 500$ *кГ/см²*, $t_1 = 100°$ С, $\Delta t = 50°$ С (см. рис. 80) прирост деформаций на 100-ой минуте (если начало отсчета взять с 20-ой минуты, где уже во всех случаях отмечается установившаяся стадия деформирования образца) составляет 0,15 *мм*, а для кривых с $p_г = 350$ *кГ/см²*, $t_1 = 100°$ С, $\Delta t = 50°$ С и $p_г = 800$ *кГ/см²*, $t_1 = 150°$ С, $\Delta t = 50°$ С (см. рис. 81) — соответственно 0,13 и и 0,10 *мм*.

Таким образом, напряженное состояние от механических сил в заданном диапазоне противодавлений существенной роли в развитии деформации в установившейся стадии не играет, что нельзя сказать в отношении температурных напряжений, возникаемых циклически на протяжении экспериментов. Это указывает на то, что термические напряжения по своей природе являются более релаксирующими, что в сильной степени сказывается на сопротивляемости горных пород, а также возникновении разупрочняющих эффектов. Вместе с тем, как видно на рис. 80, величина противодавления существенно сказывается на времени начала интенсивной деформации (термической усталости).

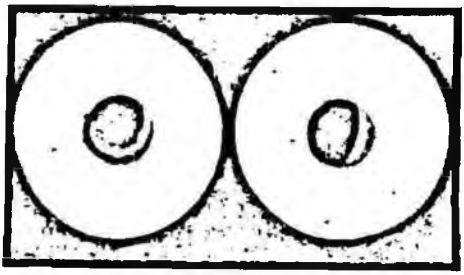


Рис. 82. Испытанные образцы с поверхностным разрушением их полости.

В образцах, сохранивших устойчивое состояние, в основном наблюдалось расширение полости (рис. 82, 83) в результате разрушений местного характера, что подтверждается промысловыми кавернометрическими данными, показывающими расширение ствола против глин при длительном ведении буровых работ. С целью выявления динамики развития деформации (термической усталости) нами были поставлены специальные эксперименты, каждый из которых характеризовался определенным числом циклов колебания температуры.

На рис. 84 в качестве иллюстрации приводится фотография образцов, испытанных при одном и том же противодавлении 350 *кГ/см²* и снятых после трех, пяти, восьми, десяти и четырнадцати (соответственно *1—5*) циклов колебания перепада температуры; на фотографии очень заметны все усталостные изменения, происходящие в полости образцов с ростом числа циклов колебания перепада температуры. Начиная примерно с шести-восьми циклов наблюдаются поверхностные разрушения и отслоения внутри полости образца, приводящие при дальнейшем увеличении числа циклов колебания к распространению усталостного разрушения и при двенадцати-

четырнадцати циклах к полному его заплытию, характеризующемуся интенсивной вязко-пластической деформацией в результате потери устойчивого состояния образца.

Из приведенного выше следует, что термическая усталость возникает и на стенках скважины и таким образом может служить одной из причин обвалов, осыпей, вытеканий и др.

Очень интересный и важный эффект был получен в экспериментах, где температура циркулирующего компрессорного масла превышала температуру непосредственно образца. Если в описанных выше экспериментах с положительным перепадом (называемым условно) для образцов из майкопской глины при $p_г = 350$ *кГ/см*$^2$ и $\Delta t = 25$ и 50° С проявлялась термическая усталость, то для тех же образцов с теми же условиями, но только уже с отрицательным перепадом температуры — разрушения не наблюдалось. Мало того, термическая усталость не отмечалась и при $p_г = 250$ *кГ/см*$^2$.

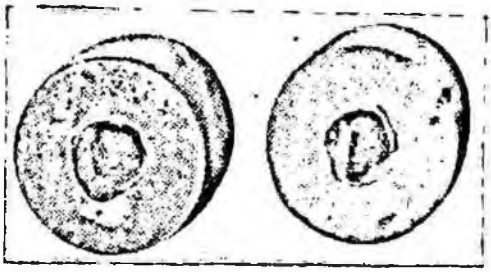


Рис. 83. Испытанные образцы с объемным разрушением их полости.

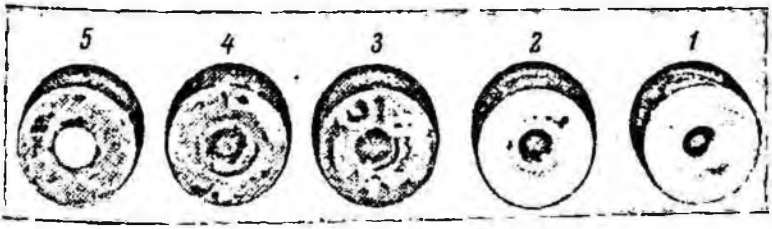



Рис. 84. Испытанные образцы, показывающие характер разрушения их полости в зависимости от числа циклов колебания перепада температуры.

Во всех подобных случаях полости образцов сохраняли строгую цилиндрическую форму, т. е. не имели деформационных изменений, а кривые деформации, как видно на рис. 85, имели слабо выраженный рост деформации ползучести.

Перейдем к рассмотрению экспериментальных данных, где в качестве циркулирующего агента использовалась морская вода.

На рис. 86, 87 изображены кривые зависимости вертикальной деформации образцов из майкопской и понтической глин от времени при периодически повторяющихся колебаниях перепада температуры. Все они характеризуются интенсивным ростом деформации уже в самый первоначальный момент.

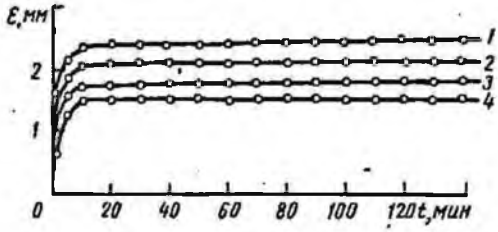



Рис. 85. Зависимость деформации образцов от времени при колебаниях перепада температуры в случае отдачи тепла циркулирующим агентом (жидкость — компрессорное масло). 1 — $p_г = 250$ кГ/см², $t_1 = 100°$ С, $t_2 = 125°$ С, глина майкопская; 2 — $p_г = 350$ кГ/см², $t_1 = 100°$ С, $t_2 = 125°$ С, глина майкопская; 3 — $p_г = 350$ кГ/см², $t_1 = 100°$ С, $t_2 = 125°$ С, глина майкопская; 4 — $p_г = 500$ кГ/см², $t_1 = 100°$ С, $t_2 = 125°$ С, глина понтическая.

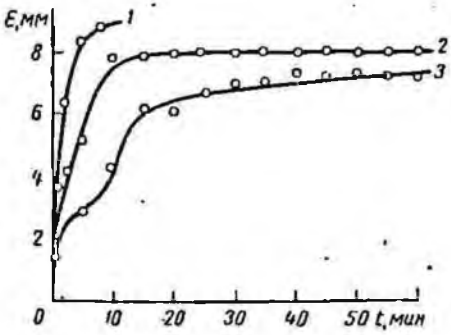



Рис. 86. Зависимость деформации образцов из майкопской глины от времени при колебании перепада температуры (жидкость — морская вода).
1 — $p_г = 450$ кГ/см², $t_1 = 150°$ С, $t_2 = 50°$ С; 2 — $p_г = 450$ кГ/см², $t_1 = 100°$ С, $t_2 = 50°$ С; 3 — $p_г = 450$ кГ/см², $t_1 = 75°$ С, $t_2 = 50°$ С.

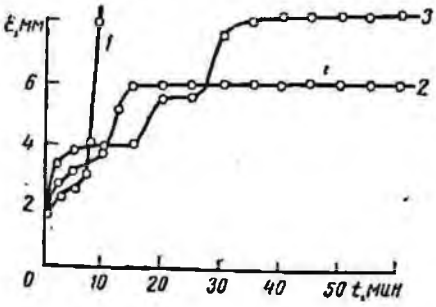



Рис. 87. Зависимость деформации образцов из понтической глины от времени при колебании перепада температуры (жидкость — морская вода).
1 — $p_г = 350$ кГ/см², $t_1 = 150°$ С, $t_2 = 50°$ С; 2 — $p_г = 350$ кГ/см², $t_1 = 100°$ С, $t_2 = 50°$ С; 3 — $p_г = 350$ кГ/см², $t_1 = 75°$ С, $t_2 = 50°$ С.

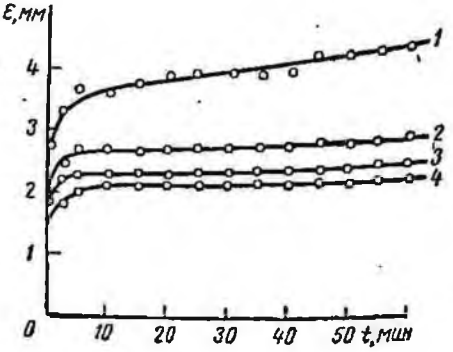



Рис. 88. Зависимость деформации образцов из майкопской (1, 3) и понтической (2, 4) глин при колебаниях перепада температуры.
1 — $p_г = 450$ кГ/см², $t_1 = 75°$ С, $t_2 = 25°$ С; 2 — $p_г = 450$ кГ/см², $t_1 = 75°$ С, $t_2 = 25°$ С; 3 — $p_г = 450$ кГ/см², $t_1 = 75°$ С, $t_2 = 100°$ С; 4 — $p_г = 450$ кГ/см², $t_1 = 75°$ С, $t_2 = 100°$ С.

На рисунках видно, что с ростом температуры образца фильтрация (увлажнение) и физико-химическое взаимодействие явно возрастают. Очевидно, о факторе термической усталости здесь говорить не приходится, так как интенсивная деформация образцов в основном происходит уже при первом цикле колебания температуры. Дальнейший переход интенсивной деформации образцов в слабое вязко-пластическое течение указывает на сильное сужение полости образца, в некоторых случаях достигающее полного ее заплытия и выпирания глинистой пробки.

Из сопоставленных двух графиков нетрудно заметить, что особой роли в деформации величина противодавления в заданном диапазоне не играет. На рис. 88 приведены кривые зависимости вертикальной деформации образцов из майкопской и понтической глин, спрессованных при $p_{пр} = 700$ *кГ/см²*, от числа циклов колебания температуры при различных перепадах, где в качестве циркулирующего агента использован необработанный глинистый раствор. Вся серия представленных на рисунке опытов проводилась при противодавлении $p_г = 450$ *кГ/см²*. Полученные кривые еще раз достаточно убедительно подтверждают, что при отрицательных перепадах температуры рост деформации в сильной степени замедляется. Если сравнить кривые *1* и *3*, снятые при деформировании образцов из понтической глины, то можно проследить, что даже в установившейся стадии скорость деформации образца с $t_1 = 75°$ С и $t_2 = 25°$ С опережает скорость деформации образца с $t_1 = 75°$ С и $t_2 = 100°$ С.

Особенно наглядно это проявляется при сравнении кривых *2* и *4*, снятых при деформировании образцов из майкопской, как менее пластичной глины. Кривая *4* характеризуется по сравнению с кривой *2* резким скачкообразным видом деформации. При визуальном осмотре испытанных образцов разрушений во внутренней полости не обнаружено, так как она покрывалась довольно толстой глинистой коркой. Полости образцов сохранили цилиндрическую форму, однако намного уменьшились в диаметре как за счет радиальной деформации породы (1—2 *мм* на радиус), так и за счет коркообразования. (Толщина корки составляла 1,5—2,5 *мм*.) Аналогичные результаты были получены и в опытах с обработанными глинистыми растворами.

Необходимо отметить, что в верхней части ствола бурящейся скважины циркулирующая промывочная жидкость, как известно, имеет несколько большую температуру, чем окружающий скважину массив. Следовательно, возможные температурные напряжения в околоствольной зоне пород будут сжимающими, и стенки скважины в этом случае будут находиться в более благоприятных условиях. В нижней части ствола (ниже так называемой нейтральной оси, где температура жидкости равна температуре стенок скважины) температура жидкости будет меньше температуры пород. Возникаемые температурные напряжения от перепада температур будут растягивающими и, следовательно, стенки скважины будут находиться в менее благоприятных условиях, способствующих нарушению

устойчивого состояния. Колебания перепада температуры, которые наблюдаются при периодичности циркуляции, еще в большей степени будут сказываться и обусловливать термические усталостные изменения ствола со всеми вытекающими последствиями (обвалы, осыпи, вытекания и т. п.) вследствие гармонически возникаемых температурных напряжений. Поэтому с целью замены возникаемых на стенках скважин в процессе бурения растягивающих напряжений по всему некрытому стволу на сжимающие и тем самым увеличения длительной устойчивости стенок скважины, очевидно, целесообразно, в особенности при глубоком бурении, уменьшать и сохранять постоянным значение перепада температуры.

## ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ТЕРМОМЕХАНИЧЕСКОЙ УСТАЛОСТИ ГОРНЫХ ПОРОД СТЕНОК СКВАЖИН

Исследования термомеханической усталости горных пород стенок скважины имели следующую методическую особенность. Подвергнув образец различному числу циклов колебания перепада температур, нагружали его вертикальной нагрузкой до разрушения, в процессе которого снимали график нагрузка — деформация. Из диаграммы нагрузка — деформация брали предел текучести, который соответствовал началу пластической деформации пород или началу хрупкого разрушения. После определения предела текучести пород, подвергнутых воздействию колебания температуры при различных циклах, устанавливали закономерность изменения прочности образцов в зависимости от числа циклов колебания температуры.

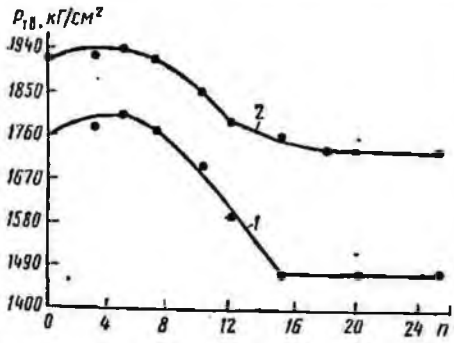



Рис. 89. Изменение циклической прочности образцов глинистых пород в зависимости от числа циклов колебания перепада температуры. Жидкостная среда: 1 — компрессорное масло, 2 — ВКР.

На рис. 89 и 90 представлены результаты экспериментов. В первом случае (рис. 89) давление изготовления $p_{пр} = 1200$ *кГ/см²*, контактное напряжение $p_1 = 1200$ *кГ/см²*, противодавление $p_г = 200$ *кГ/см²*; образец нагревали до температуры 140° С, которую поддерживали постоянной; раствор в цилиндре нагревали до температуры 90° С, которую также поддерживали постоянной; при входе раствор имел температуру 90° С, а при выходе 110° С при периоде колебания $T = 10$ *мин*. В этих условиях образец испытывал переменный перепад температуры в пределах $\Delta t = 30 \div 50°$ С. В качестве жидкостей, создающих противодавление, применяли компрессорное масло (кривая *1*) и глинистый раствор, обработанный КССБ (кривая *2*).

Анализ кривых показывает, что с увеличением числа циклов колебания температуры прочность полых образцов незначительно возрастает — порядка 1—2% (до пяти циклов), а затем убывает. Прочность полых образцов при колебаниях температуры до 15—16 циклов уменьшается на 10,3% при промывке глинистым раствором и на 17,8% при промывке компрессорным маслом. Дальнейшее колебание температуры почти не влияет на прочность образцов.

Указанная закономерность объясняется тем, что с увеличением числа циклов колебания температуры происходит упрочнение породы и корки. Когда же кончается упрочнение, наступает усталость породы. Так как при промывке компрессорным маслом корка на внутренней полости образца не образуется, прочность образцов в этом случае на 8—15% меньше, чем при промывке глинистым раствором. Причем прочность корки с ростом числа циклов колебания температуры возрастает и достигает предельного значения после 15—16 циклов, что объясняется упрочнением корки.

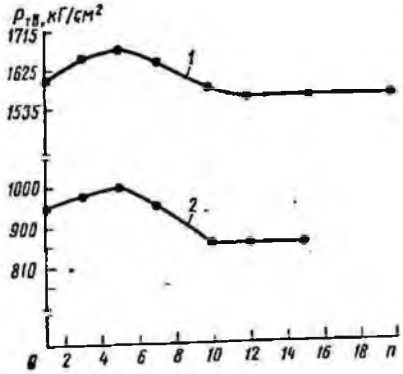



Рис. 90. Изменение прочности образцов глинистых пород в зависимости от числа циклов колебания перепада температуры.

Жидкостная среда: 1 — компрессорное масло, 2 — воздух.

Аналогичные кривые представлены на рис. 90 для случая промывки маслом при противодавлении $p_г = 100$ *кГ/см²* (кривая *1*). Кроме того, на рис. 90 (кривая *2*) показано изменение прочности образцов при продувке воздухом при противодавлении $p_г = 4$ *кГ/см²*. При этом температура образца поддерживалась постоянной — 190° С; входящий воздух имел температуру 15° С, а выходящий 50° С, давление изготовления $p_{пр} = 700$ *кГ/см²*, контактное напряжение $p_1 = 355$ *кГ/см²*. Таким образом, образец породы подвергался переменным перепадам температур 140—175° С.

Анализ кривых на рис. 90 показал, что установленная закономерность (см. рис. 89) сохраняется во всех случаях, однако прочность образцов уменьшается с уменьшением противодавления и увеличением амплитуды колебания температуры. Следует отметить, что при продувке внутренней полости образца холодным воздухом создаются большие перепады температур, что приводит к ускорению возникновения усталости, а также удара, сопровождающихся радиальными трещинами. Конечно, рассмотренные процессы происходят не только вследствие цикличности изменения температуры жидкости во внутренней полости образца, но и при одновременном воздействии постоянной вертикальной нагрузки. Увеличение вертикальной нагрузки ускоряет возникновение термомеханической усталости.

## ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ КОЛЕБАНИЙ ДАВЛЕНИЯ И ПЕРЕПАДА ТЕМПЕРАТУРЫ НА ДЛИТЕЛЬНУЮ ПРОЧНОСТЬ ГОРНЫХ ПОРОД СТЕНОК СКВАЖИН

Для установления влияния колебаний противодавления и перепада температуры на прочность ствола скважин нами проведены эксперименты на лабораторной модели скважины. Образец одновременно нагружали вертикальным давлением до 700 *кГ/см*², которое в дальнейшем поддерживали постоянным. При одних и тех же условиях образец нагружали меньшим по величине внутренним давлением, чем кратковременная прочность $\sigma_{кр}$, и выдерживали под нагрузкой до тех пор, пока не происходил гидроразрыв. С уменьшением давления жидкости относительно разрывающего давления даже при кратковременных испытаниях возрастало время начала хрупкого разрушения образца.

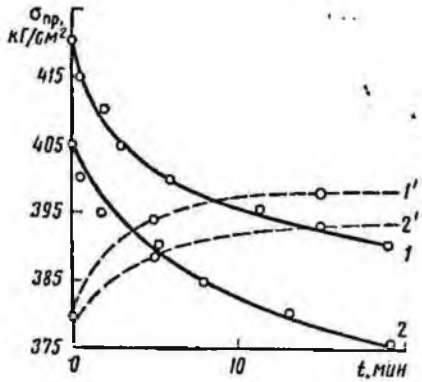



Рис. 91. Закономерности изменения длительной прочности полых образцов от времени при контакте их с компрессорным маслом.
1, 2 — уменьшение прочности; 1', 2' — увеличение прочности.

Далее те же эксперименты повторяли при перепадах температуры между образцом и жидкостью в 50° С (результаты представлены на рис. 91). На рисунке видно, что перепад температуры значительно ускоряет наступление стадии разрушения и тем быстрее, чем больше продолжительность воздействия нагрузки. Однако не во всех случаях происходило снижение прочности образцов во времени. Снижение прочности образцов наблюдалось при внутреннем давлении $p_г = (0{,}85 \div 1{,}00)\ \sigma_{кр}$ и при продолжительности действия нагрузок до 20 *мин*; при меньшем давлении ($p_г < 0{,}85\sigma_{кр}$) и большем времени воздействия нагрузок отмечалось только повышение прочности образцов. Причем в последнем случае разрушение сопровождалось звуковым эффектом, похожим на выстрел. Например, при постоянном внутреннем давлении $p_г = 0{,}815\sigma_{кр}$ и продолжительности его воздействия 15 *мин* наблюдалось повышение прочности до $\sigma_{дл} = 1{,}286\sigma_{кр}$ (в случае отсутствия перепада температуры $\sigma_{дл} = 1{,}80\sigma_{кр}$ — рис. 92; при дальнейшем увеличении времени разрыв образца внутренним давлением не представлялся возможным), при 30 *мин* $\sigma_{дл} = 1{,}60\sigma_{кр}$, а при 45 *мин* $\sigma_{дл} = 1{,}85\sigma_{кр}$. С увеличением продолжительности воздействия нагрузок образцы раскалывались на мельчайшие куски. Испытанные образцы с эффектом упрочнения представлены на рис. 93 (расположение образцов дано слева направо по возрастанию продолжительности действия нагрузки на них).

Чем же объясняется повышение прочности образцов при длительных испытаниях? Анализ экспериментальных и фактических данных свидетельствует о том, что уменьшение прочности образцов наблюдается лишь в том случае, когда внутреннее давление больше, чем предел долговременного сопротивления ($\sigma_{п.д.с}$). Это обусловлено

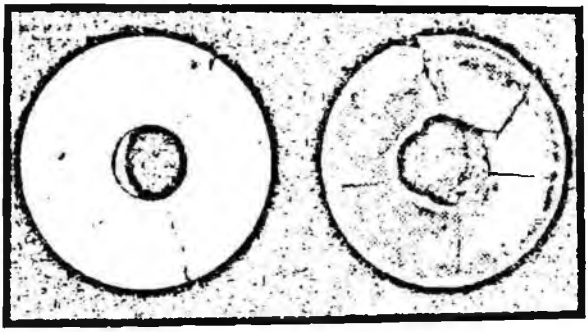


Рис. 92. Образцы, испытанные в условиях продолжительного воздействия нагрузок без перепада температуры.

тем, что при значении $p_г > \sigma_{п.д.с}$ развиваются трещины, которые со временем приводят к значительному ослаблению горных пород и уменьшению их прочности.

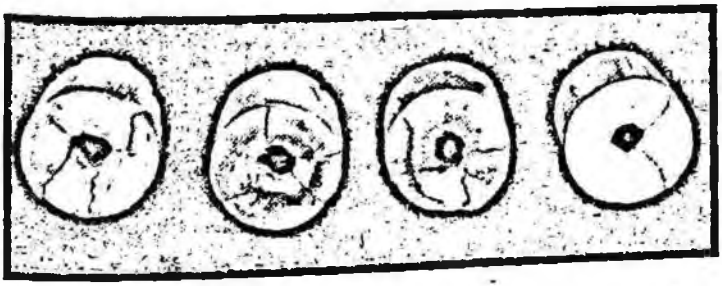


Рис. 93. Образцы, испытанные в условиях продолжительного воздействия нагрузок с перепадом температуры.

Естественно, что при значении $p_г < \sigma_{п.д.с}$ развития и распространения трещин не происходит. В этом случае в образце идет перегруппировка частиц, накапливание потенциальной энергии [247] и процесс приспособления материала. С увеличением продолжительности испытания происходит фильтрация жидкости в поры пород, что уменьшает эффект противодавления и увеличивает длительную прочность образцов. Фильтрация продолжается и в случае $p_г > \sigma_{п.д.с}$, однако в данном случае, видимо, темп развития и распространения трещин опережает рост фильтрации в промежутке времени

до 20 *мин*, а при значении $t > 20$ *мин* уже рост фильтрации и уменьшение эффекта противодавления опережают темп развития и распространения трещин. Поэтому в дальнейшем прочность образцов со временем возрастает.

Затем были поставлены опыты с целью установления влияния колебания внутреннего давления и перепада температуры жидкости на длительную прочность полых цилиндрических образцов пород. На рис. 94 представлены закономерности (кривые *1*, *2*) изменения прочности образцов в зависимости от продолжительности действия

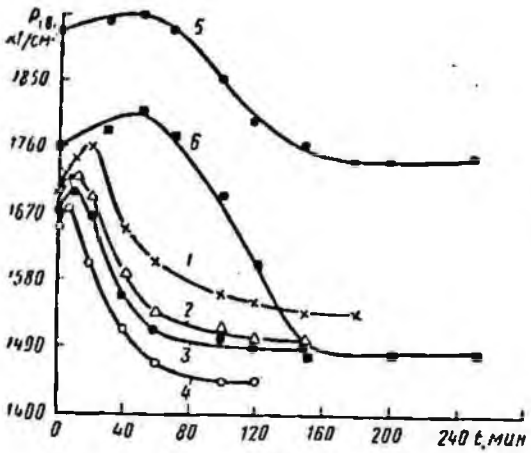



Рис. 94. Изменение циклической прочности образцов со временем в зависимости от продолжительности действия колебания температуры и внутреннего давления (противодавления).

колебания внутреннего давления без перепада температуры ($t_1 = t_2 = 25°$ С) и с учетом последнего: $t_1 = 100°$ С, $t_2 = 50°$ С (кривые *3*, *4*). Первая кривая получена при значении амплитуды колебания $\Delta p = 50$ *кГ/см²* ($p_{min} = 300$ *кГ/см²*, $p_{max} = 350$ *кГ/см²*) и периоде колебания 120 *сек*; вторая кривая — при значении амплитуды $\Delta p = 100$ *кГ/см²* ($p_{min} = 300$ *кГ/см²*, $p_{max} = 400$ *кГ/см²*); третья и четвертая кривые получены при тех же условиях, но с перепадом температуры между образцом породы и жидкостью в 50° С. Давление изготовления и контактное давление во всех случаях были одинаковыми и равнялись 700 *кГ/см²*.

В качестве критерия прочности принималась точка излома на диаграмме вертикальная нагрузка — деформация, которая соответствовала либо началу хрупкого разрушения, либо началу пластической деформации. Анализ кривых показывает, что колебания давления жидкости до десяти циклов приводят к упрочнению горных пород, и когда заканчивается упрочнение, наступает усталость, сопровождающаяся интенсивным развитием и распространением трещин. Причем с увеличением амплитуды колебания давления и величины перепада температуры процесс наступления упрочнения значительно ускоряется, а усталостные образования проявляются более активно.

Значительный интерес вызывает также изучение процесса изменения прочности образцов в случае колебания перепада температуры жидкости при постоянном внутреннем давлении. Эти закономерности представлены на рис. 91 (кривые 5 и 6).

Кривая 5 характеризуется следующими данными: жидкость глинистый раствор, давление жидкости $p_в = 200$ кГ/см², амплитуда колебания температуры жидкости по внутренней полости образца $\Delta t = 50°$ С ($t_{min} = 90°$ С, $t_{max} = 140°$ С), а кривая 6 — теми же данными, за тем исключением, что в качестве жидкости, создающей давление, использовалось компрессорное масло. Анализ этих кривых показывает, что закономерности изменения прочности при колебании перепада температуры такие же, как и в случае колебания давления. Однако в случае колебания температуры скорость хрупкости и последующего падения прочности значительно меньше, чем при колебании давления.

Анализируя результаты экспериментальных и промысловых данных, можно сказать, что в условиях сложного напряженного состояния закономерность изменения прочности ствола во времени очень сложная и во многом зависит от закономерности изменения внутреннего давления, перепада температуры, качества жидкости и теплофизических свойств горных пород. Длительная прочность ствола в отличие от ее значений $(0,45 \div 0,60)\,\sigma_{кр}$, полученных при атмосферных испытаниях, в условиях скважины значительно больше и равна $(0,85 \div 0,95)\,\sigma_{кр}$.

## О ПРИМЕНЕНИИ ГАЗА, ВОЗДУХА И АЭРИРОВАННОЙ ПРОМЫВОЧНОЙ ЖИДКОСТИ В БУРЕНИИ

В последнее время в отечественной и зарубежной практике бурения в качестве циркулирующего агента все шире применяют газ, воздух и аэрированную промывочную жидкость. Опыт проводки скважин с очисткой забоя воздухом или газом показывает, что при этом способе бурения резко увеличивается скорость и проходка на долото.

С целью предупреждения поглощений и ухода промывочной жидкости в пласт при проводке трех скважин на площадях ПНУ им. 26-ти Бакинских Комиссаров и Ленинпефть [1,6, 2,8] по рекомендации АзНИИбурнефти была применена аэрированная промывочная жидкость.

Практика бурения этих скважин показала, что применение аэрированного глинистого раствора не только дает возможность предупредить поглощение и уход циркуляции, но и сократить продолжительность проводки скважины в 3,7 раза, увеличить механическую скорость бурения почти в 2 раза с сокращением количества израсходованных долот более чем в 6 раз.

Увеличение скорости бурения и проходки на долото можно объяснить улучшением очистки забоя и уменьшением перепада давления на забой скважины.

Однако, по нашему мнению, повышению механической скорости и проходки на долото помимо уменьшения гидростатического давления способствует также резкое изменение температуры промывочного агента при выходе его из отверстий долота.

Известно, что при истечении газа или воздуха из отверстий долота происходит адиабатическое расширение, в результате которого температура промывочного агента резко уменьшается. Предположим, что температура газа до выхода из отверстий долота равна $t_1$. Чтобы найти температуру газа после выхода из долота, воспользуемся уравнением адиабаты:

$$t_2 = t_1 \left(\frac{p_2}{p_1}\right)^{\frac{k-1}{k}}, \qquad (1)$$

где $k$ — показатель адиабаты, равный 1,41; $p_1$ — давление газа над долотом; $p_2$ — давление газа под долотом.

Значение температуры берется в абсолютных градусах (°К). Допустим, что для скважины глубиной 1000 *м* $t_1 = 40°$ С, перепад давления на долоте составляет от 2,72 до 1,52 *кГ/см*² [249]. Тогда из уравнения (1) $t_2 = -10°$ С. Следовательно, при истечении газа из отверстий долота температура уменьшается от 40 до —10° С. Несомненно, что при повышенном температурном перепаде циркулирующего промывочного агента охлаждение разрушающего инструмента уменьшается, что способствует удлинению срока его службы на забое. С другой стороны, резкое уменьшение температуры циркулирующего агента способствует охлаждению забоя и тем самым возникновению дополнительных термических напряжений [206]. Дополнительные термические напряжения возникают в результате неравномерного расширения или сжатия пород, так как горные породы в основном являются полиминералами с различными теплофизическими свойствами.

Величину термических напряжений можно определить по формуле [250]

$$\sigma = \frac{\alpha E}{2(1-\mu)}(t_1 - t_2), \qquad (2)$$

где $E$ — модуль Юнга; $\mu$ — коэффициент Пуассона; $\alpha$ — коэффициент термического расширения горных пород.

На основании формулы (2) было рассчитано термическое напряжение для различных пород (табл. 34). Указанные прочности пород рассчитаны на одноосное сжатие. Безусловно, в забойных условиях вследствие действия горного и гидростатического давлений значения прочности пород будут отличаться от указанных в табл. 34.

Перепад температуры в 50° С будет создавать дополнительное температурное напряжение, в результате которого разрушение горных пород облегчается, так как возникающие напряжения приводят к нарушению взаиморасположения кристаллов с образованием трещин в породе. Кроме того, с повышением перепада температуры напряжения глинистых сланцев и других пород возрастают. Значит,

Таблица 34

| Порода | Предел напряжения, кГ/см² | Температурное напряжение, кГ/см² | Модуль Юнга $n \cdot 10^{11}$, дн/см² | Коэффициент Пуассона $\mu$ | Коэффициент температурного расширения горных пород $\alpha$ |
|---|---|---|---|---|---|
| Мрамор | 56 | 133 | 4,6 | 0,190 | $(7 \pm 2) \cdot 10^{-6}$ |
| Песчаник | 25 | 200 | 6,36 | 0,115 | $(10 \pm 2) \cdot 10^{-6}$ |
| Известняк | 76—600 | 259 | 6,21 | 0,251 | $(8 \pm 4) \cdot 10^{-6}$ |
| Глинистый сланец | 200 | 125 | 4,4 | 0,105 | $(9 \pm 1) \cdot 10^{-6}$ |

указанный эффект с повышением температуры забоя (температура возрастает по линейному закону) будет иметь все большее значение.

При очень быстром изменении температуры происходит так называемый термический удар, и поэтому существенное значение для прочности тела имеет не только величина возникающих напряжений, но и скорость роста этих значений. Неравномерность температуры (температура забоя скважины всегда меньше, чем температура породы) приводит к неравномерности объемных и линейных фазовых изменений, а следовательно, к появлению внутренних напряжений.

Типичным для процесса термического разрушения является возникновение в теле трещин, что объясняется как локальным характером, так и быстротой релаксаций термических напряжений. Поэтому развитие трещин при наличии даже небольших перемещений приводит к снижению термических напряжений, вследствие чего прекращается распространение трещин, которые не успевают пройти через все сечение тела. Таким образом, при каждом повторении термических нагрузок трещины возникают в новых зонах тела. Образующиеся трещины, испытывая осевые нагрузки, расширяются, в результате чего увеличивается разрушение горных пород на забое, что способствует росту механической скорости бурения.

Таким образом, одним из основных факторов, способствующих увеличению технико-экономических показателей при продувке забоя воздухом, газом или аэрированной жидкостью, является также термомеханический эффект.

## ГЛАВА 9

# АНАЛИЗ ПРОМЫСЛОВОГО МАТЕРИАЛА О СОСТОЯНИИ СТЕНОК СКВАЖИН В ПРОЦЕССЕ БУРЕНИЯ

## ВИДЫ ИЗМЕНЕНИЙ СТВОЛА И ИХ ПРИУРОЧЕННОСТЬ В ЗАВИСИМОСТИ ОТ ЛИТОЛОГИИ ПРОХОДИМЫХ ПОРОД

При углублении скважины профиль ее сечения постоянно изменяется — нарушается цилиндрическая форма ствола, образуются сужения, расширения и мелкая зазубренность. При этом, если сужения могут расти только до определенного момента, после которого они ликвидируются в результате проработки и частично снимаются при подъёме и спуске бурильного инструмента, то каверны в процессе бурения могут увеличиваться беспрепятственно. Однако на практике рост каверн наблюдается до определенного предела, что в некоторой степени объясняется образованием уплотненной глинистой корки, препятствующей проникновению фильтрата в глубь пород, и снижением скоростей течения промывочной жидкости в местах кавернообразований. В некоторых случаях у стенок ствола в местах крутых и глубоких каверн возможны даже застой и полное отсутствие движения промывочной жидкости.

С целью изучения закономерностей, связанных с образованием каверн и сужений, авторами в АзНИИбурнефти проведен анализ кавернограмм в сопоставлении их с каротажными диаграммами, снятыми по 120 скважинам Азербайджана, Туркмении и Таджикистана. Анализ показал, что за небольшим исключением [130, 251] независимо от условий бурения против песчанистых (проницаемых) пород происходит сужение, а против глинистых (практически непроницаемых) — образование каверн. Исключение составляют только рыхлые водонасыщенные пески и нефтеносные породы, которые также склонны к кавернозности. Так, например, во всех пробуренных скважинах против глинистых пород или пород с преимущественным содержанием глинистых фракций нижнего апшерона и акчагыльского яруса (площадь Карабаглы), НКГ и КС (площадь Зыря), майкопа (площадь Спазань) и других происходит увеличение диаметра скважины, а против песчанистых пород среднего и верхнего апшерона (площадь Карабаглы), продуктивной толщи (площадь Кюрсангя) и других — сужения ствола скважины. Следует отметить,

что в противоположность майкопским отложениям на Кубани, дающим сужение стволов, отмечаемое Н. А. Сидоровым и Г. А. Ковтуновым в работе [85], майкопские отложения, встречаемые в Азербайджане (например, в Спазане), являются кавернообразующими и, таким образом, подчиняются приводимой нами закономерности.

Подобный вид закономерности соблюдается и на многих других нефтеносных районах страны — на площадях Татарии, Башкирии, Куйбышевской, Саратовской и Волгоградских областей [252].

С целью выявления динамики изменения диаметра ствола скважины во времени на площади Кюрсангя в скв. 11 и 26 через несколько дней были проведены повторные замеры кавернометром. В обеих скважинах во всех интервалах наблюдалось в основном незначительное увеличение диаметра ствола скважины по сравнению с первыми замерами. Вероятно, интенсивный рост каверн и формирование суженій главным образом происходят в первоначальный период вскрытия пород, когда на стенках скважин еще не успевает отложиться глинистая корка и идет усиленная фильтрация промывочной жидкости в пласт.

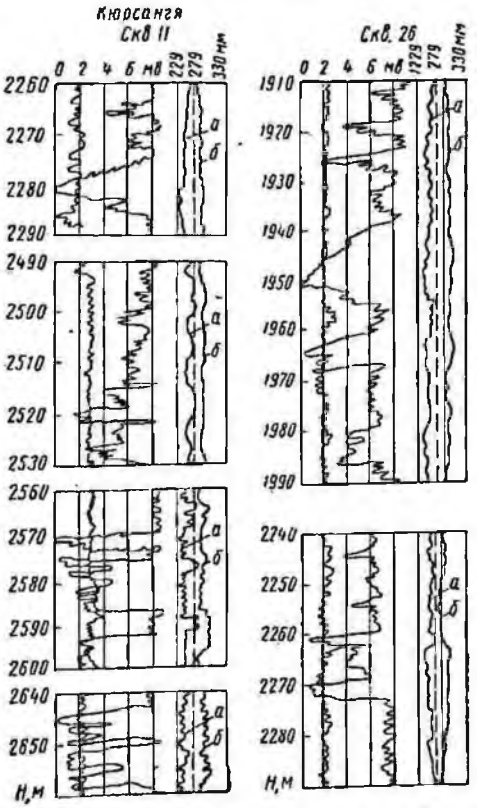



Рис. 95. Кавернограммы, снятые в скв. 11 и 26 площади Кюрсангя.

а — профиль сечения скважины при первом замере; б — профиль сечения скважины при втором (повторном) замере.

Повторные замеры также позволили выявить, что если в начальный период рыхлые водоносные пески образуют сужения, то в конечном итоге против них все же отмечаются расширения ствола (рис. 95). В скв. 11 и 26 (Кюрсангя) на всех интервалах глубин, где встречаются водоносные пески, при повторной кавернометрии наблюдалось увеличение диаметра ствола скважины.

Анализ кавернограмм также показал, что в случае частого чередования относительно плотных песков, песчаников и глин ствол скважины характеризуется наличием зазубренности, незначительных



14 Заказ 908

суженій и расширений. Примером этого могут служить отложения продуктивной толщи, характеризующиеся своеобразной «зазубренной» профилограммой.

Форма суженій и кавернообразований (расширений) независимо от глубины может быть совершенно различной, однако чаще всего их профиль носит параболический (бочкообразный), конусный или цилиндрический характер.

В случае бочкообразного сужения или расширения обычно его максимум приходится на среднюю часть (рис. 96, *а*) и от него начинается постепенный, довольно плавный переход к номинальному диаметру ствола.

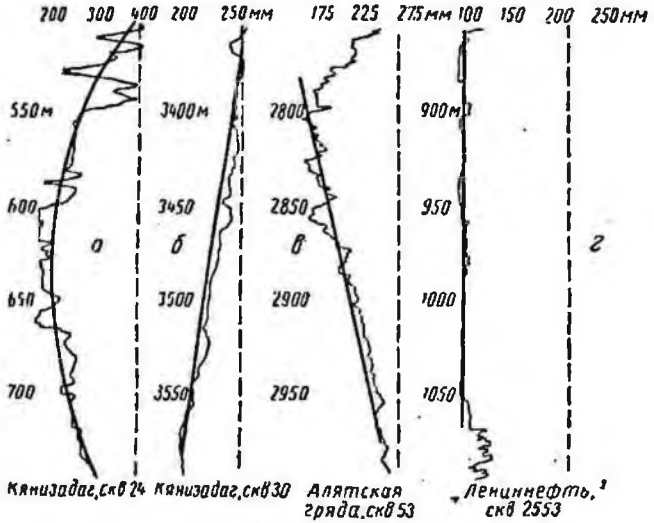



Рис. 96. Формы суженій или расширений в стволе скважины.

Конусообразное сужение (расширение) характеризуется резким переходом к максимальной его величине в верхней либо в нижней частях. В связи с этим их удобно классифицировать как сужения типа конуса «сверху вниз» (рис. 96, *б*) или «снизу вверх» (рис. 96, *в*).

При цилиндрическом сужении (расширении) примерно сохраняется его величина на всех участках рассматриваемого интервала. Оно характеризуется резким переходом к номинальному диаметру в конечных пачках (рис. 96, *г*).

Различные формы суженій и расширений также можно объяснить литофациальными особенностями вскрытых пород, изменением их структуры, а также особенностями переходной области, в которой наблюдается замещение и переход к породам с преобладанием песчанистого либо глинистого материала.

## ПРИЧИНЫ СУЖЕНИЙ И КАВЕРНООБРАЗОВАНИЙ С ТОЧКИ ЗРЕНИЯ ПОЛУЧЕННЫХ ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫХ ДАННЫХ

В литературе [76, 170] имеются данные о том, что промывочная жидкость в результате фильтрации частично перегружает пласт и уменьшает сопротивляемость проницаемых пород на стенках скважины. Установлено также физико-химическое влияние жидкостей и поверхностно-активных веществ при непосредственном контакте их с различными материалами, исследованы отдельные вопросы адсорбционной и коррозионной усталостной прочности материалов под влиянием адсорбционно-активной среды [245]. Однако механизм физико-химического воздействия промывочной жидкости на различные породы, слагающие стенки скважины, остается до конца не выясненным. Также не выяснены физико-химические причины нарушения цилиндричности ствола скважины, т. е. образование каверн и сужений.

Как видно в табл. 35, размеры каверн и сужений увеличиваются с ростом водоотдачи глинистого раствора, а также с повышением его активности по отношению к вскрываемым породам.

На основании анализа и лабораторных опытов нами установлено, что если глинистая порода хорошо растворяется в фильтрате промывочной жидкости или имеет широкую сеть микро- и макротрещин, то в этих случаях наблюдается образование больших каверн в сочетании с интенсивными осыпями и обвалами.

Большую роль в образовании каверн в этих породах играют значительные перепады давления, благодаря которым происходит проникновение жидкости в пласт. Кроме того, в условиях скважины при вскрытии гидрофильных пород этому благоприятствуют давление расклинивающей жидкости, капиллярное давление, величина которого для некоторых глинистых пород (понта, майкопа и др.) весьма высокая. Давление расклинивающей жидкости способствует разгрузке напряжений в породе и притоку фильтрата из глинистого раствора.

Увеличение диаметра ствола скважины, как отмечалось выше, происходит в некоторых случаях и в нефтеносной части разреза скважины, несмотря на большую проницаемость пласта. Это объясняется, во-первых, большим пластовым давлением и, во-вторых, большей величиной поверхностной энергии между нефтью и нефтеносной породой, чем между породой и промывочной жидкостью. Последнее исключает возможность фильтрации глинистого раствора в пласт, но не устраняет интенсивного размыва стенок скважины из-за рыхлости нефтесодержащей породы.

При бурении малопроницаемых гидрофобных глинистых пород основное значение, видимо, имеет адсорбционная и эрозионная усталость стенок скважины [245]. В этом случае поперечные размеры каверн мало отличаются от номинального диаметра скважин. Против наиболее проницаемых (песчанистых) пород по данным кавернограммы образуются сужения ствола скважины. Сужения против

Таблица 35

| Площадь, район бурения | № скважины | Диаметр долота, мм | Сужение | | Расширение | | Литологическая характеристика пород | Параметры промывочной жидкости | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | интервал, м | максимальная величина, мм | интервал, м | максимальная величина, мм | | γ, Г/см³ | Δ за 30 мин, см³ |
| **Азербайджан** | | | | | | | | | |
| Карабаглы | 2 | 445 | 1063—1383 | 90 | — | — | Известняк, песчаник с прослоями глин | 1,26—1,28 | 10—16 |
| » | 2 | 445 | 1470—1540 | 80 | — | — | Песчаник | 1,26—1,28 | 10—15 |
| » | 2 | 445 | — | — | 1557—1568 | 100 | Глина слабопесчаистая | 1,26—1,28 | 10—15 |
| » | 12 | 394 | 1660—1670 | 50 | — | — | Песок | 1,26—1,30 | 10—15 |
| » | 12 | 394 | — | — | 1683—1752 | 100 | Глина песчаистая | 1,26—1,30 | 10—15 |
| » | 18 | 394 | — | — | 196—242 | 125 | Глина | 1,15 | 25—30 |
| » | 18 | 394 | — | — | 760—775 | 100 | » | 1,20 | 20—25 |
| » | 18 | 394 | 1470—1530 | 50 | — | — | Песчаник, известняк, ракушечник | 1,24 | 20—25 |
| » | 18 | 394 | — | — | 1539—1543 | 180 | Глина | 1,26 | 20—28 |
| » | 18 | 394 | — | — | 1830—1840 | 150 | » | 1,26 | 8—10 |
| » | 14 | 269 | 2290—2710 | 50 | — | — | Песчаник, алеврит | 1,38 | 8—10 |
| » | 14 | 269 | 2740—3292 | 100 | — | | Песок с прослоями песчаника | 1,40 | 8—10 |
| Кюрсангя | 7 | 214 | — | — | 3220—3235 | 60 | Глина | 1,86 | 4—5 |
| » | 13 | 214 | — | — | 2600—2710 | 85 | » | 1,4—1,5 | 5—7 |
| » | 13 | 214 | — | — | 2740—2880 | 100 | » | 1,4—1,6 | 6—7 |
| » | 15 | 214 | — | — | 2600—2670 | 125 | » | 1,4—1,54 | 7—8 |
| » | 15 | 214 | 2680—2705 | 25 | — | — | Песчаник глинистый | 1,56 | 7—9 |
| » | 15 | 214 | 2680—2705 | 25 | 2710—2920 | 160 | Глина | 1,55 | 7—9 |
| **Туркмения** | | | | | | | | | |
| Барса-Гельмес | 11 | 346 | 1470—1800 | 75 | — | — | Песчаник среднезернистый, алеврит | 1,45 | 7—9 |
| » | 11 | 346 | 1970—2150 | 50 | — | — | Песчаник с незначительными прослоями глин | 1,5—1,6 | 5—7 |
| » | 11 | 243 | — | — | 2200—2240 | 90 | Глина листовая, слабослюдистая | 1,65 | 5—7 |
| » | 11 | 243 | — | — | 2250—2350 | 130 | То же. | 1,65 | 7—8 |
| » | 11 | 243 | — | — | 2370—2510 | 60 | Алеврит с прослоями глин | 1,65 | 7—8 |
| » | 2 | 394 | 620—800 | 40 | — | — | Песчаник | 1,30 | 8—10 |
| » | 11 | 394 | 984—1080 | 30 | — | — | Песок светло-серый с прослоями глин | 1,30 | 8—10 |
| » | 11 | 394 | 1070—1440 | 25 | — | — | То же | 1,55 | 7 |
| » | 11 | 394 | — | — | 1750—1948 | 100 | Глина, алеврит | 1,55 | 7—8 |
| » | 8 | 346 | — | — | 1800—2150 | 200 | Глина серая, плотная | 1,65 | 5—7 |
| » | 8 | 346 | — | — | 2170—2270 | 100 | То же | 1,6—1,7 | 3—5 |
| Камышлджа | 20 | 243 | 3260—3280 | 25 | — | — | Песчаник, песок алевритовый | 1,42 | 7—8 |
| » | 16 | 135 | — | — | 2576—2605 | 90 | Глина | 1,7—1,9 | 3—4 |
| » | 16 | 135 | — | — | 2620—2680 | 110 | » | 1,8—1,95 | 4—5 |
| » | 16 | 135 | — | — | 2815—2890 | 60 | Водоносный песок | 1,8—1,95 | 4—5 |
| Котур-Тепе | 100 | 394 | 640—700 | 50 | — | — | Песчаник с алевритом | 1,40 | 5—7 |
| » | 100 | 394 | 1325—1425 | 75 | — | — | Песчаник с прослоями песка | 1,4—1,5 | 7—8 |
| » | 100 | 394 | 1650—1700 | 60 | — | — | Песчаник алевритовый | 1,5—1,6 | 5—7 |
| » | 100 | 394 | 2280—2400 | 50 | — | — | Алеврит, песчаник | 1,5—1,6 | 5—6 |
| » | 303 | 394 | 2280—2400 | 50 | 1175—1200 | 90 | Глина | 1,5—1,6 | 7—8 |
| » | 303 | 394 | — | — | 1645—1690 | 50 | » | 1,5—1,6 | 5—8 |
| » | 303 | 394 | — | — | 1700—1775 | 90 | » | 1,60 | 8—10 |
| Кюрсангя | 11 | 269 | 1750—1890 | 50 | — | — | Песчаник, глинистые пески | 1,30 | 8—12 |
| Зыря | 72 | 243 | — | — | 2200—2250 | 70 | Глина | 1,25—1,30 | 8—10 |
| » | 72 | 243 | 2310—2340 | 50 | — | — | Песчаник | 1,25—1,30 | 8—10 |
| » | 72 | 243 | — | — | 2850—2900 | 50 | Глина | 1,25—1,30 | 8—10 |
| » | 72 | 214 | — | — | 4030—4150 | 50 | Глина, нефтеносные пески | 1,25—1,30 | 8—10 |
| » | 65 | 243 | 2290—2350 | 40 | — | — | Песчаник глинистый | 1,25—1,32 | 8—10 |
| » | 65 | 243 | — | — | 4100—4400 | 75 | Глина, нефтеносные пески | 1,25—1,32 | 8—10 |
| Амирханы | 562 | 295 | — | — | 790—940 | 50 | Глина | 1,30 | 10—15 |
| » | 562 | 295 | — | — | 590—700 | 65 | Глина, глина песчаистая | 1,26—1,30 | 10—15 |
| » | 668 | 214 | — | — | 1170—1770 | 150 | То же | 1,5—1,6 | 8—10 |
| Зорат | 648 | 394 | — | — | 265—300 | 50 | Глина | 1,25 | 15—20 |
| **Таджикистан** | | | | | | | | | |
| Комсомольская | 85 | 243 | — | — | 380—440 | 150 | Глина, глина песчаистая | 1,82 | 7 |

Продолжение табл. 33

| Площадь, район бурения | № скважины | Диаметр долота, мм | Сужения | | Расширения | | Литологическая характеристика пород | Параметры промывочной жидкости | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | интервал, м | максимальная величина, мм | интервал, м | максимальная величина, мм | | γ, г/см³ | В за 30 мин, см³ |
| Комсомольская | 85 | 243 | 445—485 | 75 | — | — | Чередование песчаника, мергеля и известняка | 1,98 | 5—7 |
| » | 90 | 190 | 1335—1365 | 60 | — | — | Чередование песчаника, известняка ракушечника | 1,68 | 6 |
| » | 90 | 190 | — | — | 1430—1490 | 300 | Глина серо-зеленоватая | 1,68 | 7—9 |
| » | 90 | 190 | 1450—1540 | 50 | — | — | Песчаник, песок с прослоями глины | 1,72 | 5 |
| » | 81 | 190 | 1490—1540 | 50 | 695—705 | 120 | Водяные пески, органогенный известняк | 1,6 | 6—7 |
| » | 81 | 190 | — | — | 760—880 | 50 | Глина | 1,4 | 6—7 |
| » | 81 | 190 | — | — | 950—1075 | 50 | » | 1,4 | 6—7 |

песчанистых пород зарегистрированы и экспериментальными исследованиями.

Некоторые авторы объясняют сужение ствола образованием толстой корки и налипанием частиц глинистого раствора на фильтруемой — поверхности ствола. Обычно это бывает при неправильно выбранных параметрах промывочной жидкости, скорости ее циркуляции и недостаточной культуре глинохозяйства. Однако надо указать, что это не единственная причина сужений ствола скважины.

Стенки скважины против проницаемых пород, что подтверждается и проведенными экспериментами, в результате проникновения фильтрата промывочной жидкости в породы, уменьшающего противодавление в пласт, могут деформироваться пластически, т. е. ползти, сужая ствол скважины. Эти деформации иногда достигают больших пределов вплоть до образования сплошных забойных пробок. Проработки в этих случаях ничем не отличаются от бурения на забое.

Величина сужения ствола скважины в проницаемых породах зависит от перепада давления в скважине, водоотдачи, вязкости и скорости циркуляции жидкости и ее активности по отношению к породе.

Для роста каверн и сужений важнейшую роль играет концентрация в растворе поверхностно-активных веществ, которые ускоряют и углубляют процессы физико-химического воздействия на породу. Как известно, поверхностно-активные вещества обладают способностью смачивать поверхность, стабилизировать дисперсные системы, образовывать адсорбционные слои на поверхности раздела фаз и в результате снижать поверхностные натяжения на границе жидкости с породой. Особенно активно адсорбируются поверхностно-активные вещества на глинистых породах. Некоторые реагенты, применяемые в практике бурения для улучшения качества промывочных растворов, обладают поверхностно-активными веществами, ускоряющими процессы физико-химического воздействия на пласт. Так, например, М. А. Гейман и И. И. Ханмурзин [253] установили, что устойчивость стенок скважин при проходке сланцевых глин и аргиллитов находится при прочих равных условиях в прямой зависимости от концентрации щелочных реагентов в промывочном растворе. С увеличением содержания в растворе УЩР (несмотря на значительное снижение абсолютной величины водоотдачи) осложнения возрастают.

Следовательно, одним из основных условий сохранения целостности и устойчивости ствола скважины является предупреждение фильтрации, а для этого промывочная жидкость должна обладать минимальной водоотдачей и быть инактивной.

## КАВЕРНООБРАЗОВАНИЕ — ПРИЧИНА ПОТЕРИ СТВОЛА СКВАЖИНЫ

В глинистых породах, слагающих стенки скважины, как рассматривалось выше, образуются каверны, а в песчанистых — сужения. Учитывая то, что каверны со временем увеличиваются, можно предположить, что при определенных условиях возможны посадка бурильного инструмента в подошве каверны и зарезка нового ствола.

А. М. Мамедовым [254] собран промысловый материал, убедительно подтверждающий такие явления в проводке скважин на площади о. Песчаный-море. По результатам анализа одним из условий, способствующих потере ствола в вертикальных скважинах, является наличие в разрезе перемещающихся пород, одна из разновидностей которых склонна к кавернообразованию.

А. А. Липевский [62] потерю ствола связывает с пробкообразованием, являющимся результатом обвала пород в скважине. При проработке в результате образования пробки инструмент не попадает в старый ствол и происходит зарезка нового ствола. Очевидно, такое явление полностью не объясняет природы потери ствола. Например, на площади о. Песчаный-море потеря ствола происходит в сураханской и сабунчинской свитах, в основном сложенных глинами, склонными к большим кавернообразованиям. Если исходить из таких признаков обвалов, как обильный вынос породы, повышение давления на выкиде насосов, потеря циркуляции, то можно заключить, что обвалов в этих скважинах не должно происходить Тем не менее

налицо большие кавернообразования, которые могут быть обусловлены поверхностным распадом частиц и агрегатов глины (бурение ведется с химически необработанным глинистым раствором с водоотдачей 38—46 *мл*), размывом, частым механическим воздействием бурильного инструмента и т. п.

В связи с этим механизм потери ствола в указанных интервалах можно объяснить эксцентричным расположением инструмента в зоне каверн (рис. 97), а именно, при спуске бурильного инструмента в зависимости от конфигурации и размеров выступающих частей ствола и каверн ось его нижней части может занять эксцентричное положение относительно оси скважины, а долото «сесть» в подошву каверны. В этом случае при подаче осевой нагрузки на долото произойдет еще большая эксцентричность в положении инструмента и как результат зарезка нового ствола.

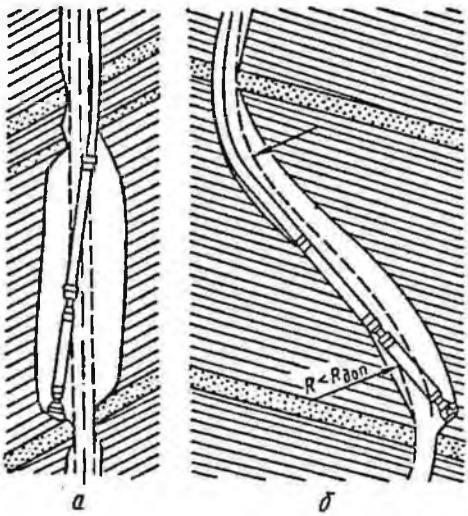



Рис. 97. Схематические разрезы скважин; показывающие случаи потери ствола.
*а* — вертикальный участок; *б* — участок перегиба.

Анализ [254] показывает, что дополнительными условиями, способствующими потере ствола в наклонно-направленных скважинах, являются следующие. .

1. Наличие в интервалах набора кривизны перегибов, противоположных по направлению (выпуклые и вогнутые).

2. Проводка интервалов искривления и перегибов с большой интенсивностью и минимальным радиусом искривления.

3. Забуривание вторых стволов (после аварийных работ) в интервалах перегибов.

Из работы [83] известно, что с точки зрения нарушения целостности ствола скважины перечисленные факторы желательно не допускать.

При построении горизонтальных проекций искривлений участков выявлено, что точки потери ствола на этих участках совпадают с их переходами, что видно на рис. 98. Рассматривая рис. 99 и обосновывая изложенное выше, видим, что интервалы более интенсивных проработок и кавернообразований (1400—1800 *м*) совпадают с интервалами набора кривизны, где происходят случаи потери ствола скважины.

В этих интервалах интенсивность проработок, т. е. время, затрачиваемое на проработку 1 *м* ствола, составляет 1,9 *ч/м*, а величина

каверн достигает 25—30 *см*. Максимальные размеры каверн особенно часто наблюдаются в интервалах небольших радиусов искривления.

Учитывая изложенное выше, природу потери ствола в наклонно-направленных скважинах можно представить следующей схемой (см. рис. 98). Наличие каверн в интервалах пространственного искривления и резких перегибов (в зависимости от размеров и качества проводки их) обусловливает попадание долота

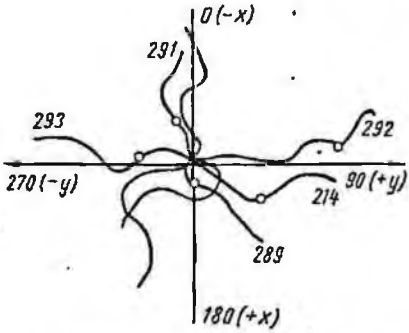



Рис. 98. Схема потери ствола в наклонно-направленных скважинах.

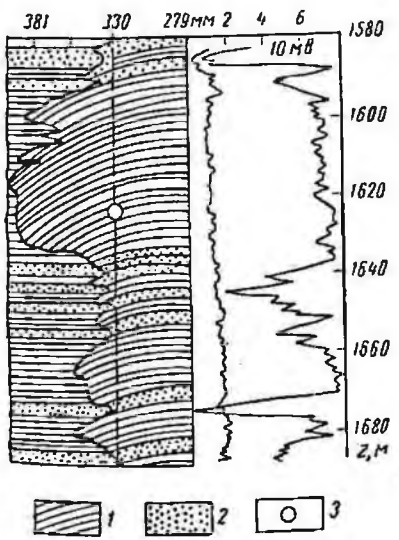



Рис. 100. Сопоставление кавернограммы с каротажной диаграммой в интервале потери ствола.
1 — глины; 2 — песчаники; 3 — точка потери ствола.

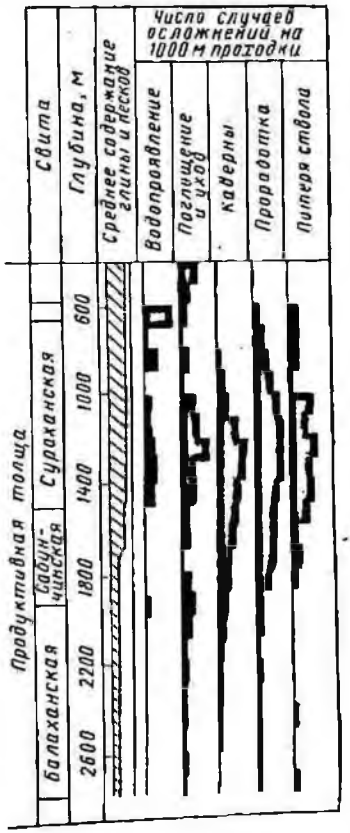



Рис. 99. Сопоставление различных осложнений по их количеству в зависимости от глубины бурения.

в каверну в местах резкого перехода участков (перегибов), что является причиной потери ствола в наклонно-направленных скважинах.

Для подтверждения изложенного на рис. 100 приводится кавернограмма в сопоставлении с каротажной диаграммой и литологической колонкой в интервалах потери ствола в участках набора кривизны скв. 512 (о. Песчаный). Ствол потерян в интервале каверны. Таким образом, нижняя часть бурильного инструмента, попадая в каверну при определенном ее размере, занимает эксцентричное положение; при попытке произвести проработку происходит забуривание нового ствола.

## ОБОБЩЕНИЕ ФАКТОРОВ, ПРИВОДЯЩИХ К НАРУШЕНИЮ ЦЕЛОСТНОСТИ СТВОЛОВ СКВАЖИН

Исходя из результатов собственных экспериментальных и промысловых исследований и исследований других авторов [76, 81, 83, 84, 127, 129, 131 и др.], можно заключить, что целостность (устойчивость) стенок глубоких скважин в основном зависит от следующих факторов.

1. Геологических:

а) напряженного состояния пород в нетронутом массиве;

б) строения, структурных связей и литофациальных особенностей горных пород;

в) физико-механических свойств, в том числе пористости, проницаемости, влажности, прочностных и пластических свойств горных пород;

г) содержания флюида (пластовых вод, газа и нефти);

д) характера и условий залегания пород (угла напластования, степени дефектности, неоднородности, трещиноватости, слоистости, перемятости и т. п.);

е) наличия всевозможных геологических факторов (тектонических сил, нарушений, аномально высоких пластовых давлений, приводящих к выбросам и горным ударам).

2. Технико-технологических:

а) параметров промывочной жидкости и ее физико-химической активности по отношению к горным породам, в том числе удельного веса, от которого зависит противодавление на стенки скважины; вязкости, водоотдачи, от которых зависят гидроразрыв и удерживающее усилие; фильтрации, коркообразования, набухаемости и размокания пород;

б) темпа и качества регулирования свойств промывочных жидкостей;

в) скорости циркуляции промывочных жидкостей и количества интенсивных длительных промывок, ускоряющих эрозионный процесс разрушения горных пород;

г) гидродинамического и температурного режимов, в частности амплитуды и частоты колебаний гидродинамического давления и изменений температуры на стенках скважин;

д) механических воздействий режущих и изогнутых частей бурильного инструмента при спуско-подъемных операциях и бурении;

е) проработки ствола;

ж) способа бурения, компоновки инструмента, типа долот, создающих эффект поршневания при спуско-подъемных операциях;

з) расположения ствола относительно разбуриваемого массива;

и) продолжительности бурения, в частности времени нахождения пород в необсаженном состоянии.

3. Организационных:

а) технической оснащенности, культуры на буровой, инженерно-технической подготовленности бурового мастера и бригады, правильного выбора профилактических мероприятий и способа ликвидации начавшихся осложнений и т. п.;

б) состояния контроля за технологическим процессом проводки скважины;

в) климатических условий и т. п.

Наличие в совокупности факторов, воздействующих на устойчивость стенок бурящихся скважин, маловероятно. Поэтому в каждом конкретном случае для определения наиболее правильных мер и форм борьбы с потерей устойчивости ствола в первую очередь необходимо установить вид, количество и первостепенность данных факторов.

## КЛАССИФИКАЦИЯ ВИДОВ ДЕФОРМАЦИЙ ГОРНЫХ ПОРОД НА СТЕНКАХ СКВАЖИН

Из практики бурения известно, что существуют три основные категории нарушения целостности ствола в процессе проводки скважины:

1) образование и развитие трещин различных размеров, ориентаций и протяженностей вследствие колебаний напряженного состояния в нарушенном массиве;

2) образование каверн вследствие нарушения связности пород в приствольной зоне;

3) образование сужений деформационного и коркообразующего характера вследствие увеличения объема породы (набухания), вязкопластической деформации и высоких фильтрационных качеств породы, ведущих к образованию толстых глинистых корок на стенках скважины.

Основываясь на результатах экспериментальных исследований, деформацию горных пород стенок скважин, независимо от глубины их залегания, можно разделить на упругую, структурно-обратимую, структурно-необратимую, вязко-пластическую и хрупкое разрушение. Характер протекания и продолжительность отдельных видов деформаций могут быть различными, так как зависят от горногеологических условий и сочетания воздействующих факторов.

## ВИДЫ ОСЛОЖНЕНИЙ ДЕФОРМАЦИОННОГО ТИПА, ИХ ХАРАКТЕРНЫЕ ПРИЗНАКИ И ПОСЛЕДСТВИЯ

Приведенные выше типы деформаций в условиях бурения нефтяных и газовых скважин, как показывает практика, могут проявляться в виде:

1) набухания и увеличения объема горных пород, как результата упругих деформаций;

2) вытекания, как результата ползучести и вязко-пластических деформаций;

3) осыпей, обвалов и обрушений, как результата хрупких, мгновенных разрушений в стволе;

4) образования и распространения глубоких пространственных трещин, как результата мгновенного и усталостного гидроразрыва пласта, также относящегося к хрупким разрушениям горных пород, но только с нарушением сплошности всего близлежащего массива.

В настоящее время важно строго расчленять все деформационные проявления, так как бо́льшая их часть характеризуется рядом сходных признаков и последствий. Например, такие деформационные проявления, как набухания, сужения, вытекания, осыпи и обвалы, вызывают побочные явления в виде затяжки и посадки инструмента, потери циркуляции, необходимости проработки ствола. Те же деформационные проявления приводят и к прихвату труб в скважине. В настоящее время у буровиков-производственников нет точного метода определения истинного вида деформационного проявления, что влияет на качество буровых работ. Это недопустимо, так как от точного определения вида осложнения и его причин зависит правильный выбор наиболее рационального и эффективного мероприятия, а следовательно, и успешность всей дальнейшей проводки скважины.

Автором [83] были проанализированы встречаемые в практике бурения деформационные проявления и дана их первая классификация с учетом основных признаков. На базе этой классификации, накопленного опыта и экспериментальных исследований сделана попытка более строго классифицировать подобные осложнения.

В табл. 36 приведена классификация деформационных осложнений с нарушением целостности и устойчивости стенок скважин, указаны их характерные признаки, причины и последствия, что окажет несомненную помощь специалистам-производственникам для точного определения вида осложнения и выбора методов борьбы с ними.

Из таблицы следует, что раскрытие естественных или образование новых трещин, которые могут вызвать поглощения, уходы и прочие последствия, происходят в основном при вскрытии трещиноватых зон, возникающих вследствие тектонических нарушений, или в любых породах при критических значениях давления в скважине. В зависимости от условий залегания пород растрескивание может происходить при различных значениях давления жидкости в скважине. Важное значение в росте сил, необходимых для растрескива-

Таблица 36

| Разновидность нарушения целостности стенок скважин | Характерные признаки по отношению к типу вскрываемых пород | Последствия |
|---|---|---|
| Раскрытие естественных и образование новых трещин | Вскрытие пород с естественной трещиноватостью, а также пород любой разновидности при критических значениях гидродинамического давления в скважине | Поглощения, уходы, потери циркуляции и устойчивости стенок скважин; осыпи и обвалы при сопутствующих условиях |
| Образование каверн | Вскрытие рыхлых слабосвязанных пород, подверженных эрозионному размыву и поверхностному осыпанию ввиду незначительных сил сцепления между частицами и физико-химических процессов, происходящих в условиях контакта ствола с промывочной жидкостью | Снижение скорости движения промывочной жидкости, образование застойных зон и скопление шлама в зоне каверн, потеря ствола; некачественность цементировки обсадных колонн и большой расход цемента |
| Образование желобов | Вскрытие пород любой разновидности в условиях наклонного бурения, искривления ствола и длительного воздействия бурильных труб на стенки скважины в период спуско-подъемных операций или бурения, приводящих к увеличению диаметра ствола в одном определенном продольном направлении | Прихваты вследствие заклинивания бурильного инструмента, посадка и недоход обсадных колонн |
| Набухание | Вскрытие пород, содержащих монтмориллонит и ему подобные минералы, вступающие в физико-химическое взаимодействие с фильтратом промывочных жидкостей (на водной основе) | Уменьшение диаметра ствола, заклинивание долот, недоходы обсадных колонн, осложнение технологии бурения |
| Сужение (коркообразующего типа) | Вскрытие высокопроницаемых пород, способствующих интенсивной и глубокой фильтрации жидкой фазы раствора, вследствие чего происходит нарастание глинистых корок большой величины | Уменьшение диаметра ствола, затяжки и посадки инструмента, иногда происходит заклинивание долота или обсадных колонн; создаются условия для прихвата бурильных труб от перепада давления |
| Вытекание | Вскрытие высокопластичных пород, склонных под действием эффективных напряжений деформироваться со временем, т. е. ползти и выпучиваться в ствол скважины | Уменьшение диаметра ствола, заклинивание долот, недоходы обсадных колонн, осложнение технологии бурения. Возникновение обвалов и обрушений, образование в стволе скважины сплошной «пробки», поднимающейся в некоторых случаях выше зоны вытекания, длительные проработки ствола и т. д. |

| Разновидность нарушения целостности стенок скважин | Характерные признаки по отношению к типу вскрываемых пород | Последствия |
|---|---|---|
| Осыпание | Вскрытие малосвязанных, слоистых и агрегатированных пород, разрушающихся и выпадающих в скважину в условиях их физико-химического взаимодействия, экранирования мономолекулярным слоем жидкости сил связей между отдельными агрегатами, колебаний величин противодавления и перепада температуры, газопроявлений; поглощений и воздействий режущих и изогнутых частей инструмента | Прихваты бурильных труб, обсадных колонн и спускаемых в скважину измерительных и регистрирующих приборов и устройств; постоянные подходы инструмента до забоя, долото достигает забоя частично изношенным; рост каверн; увеличение производственных затрат и снижение скорости бурения |
| Обваливание | Вскрытие рыхлых и перемятых пород, в сильной степени трещиноватых, и в особенности с крутым углом залегания в условиях сопутствующим осыпанию, а также глубокого распространения фронта фильтрации или высокой первоначальной водонасыщенности и т. д. | То же<br>Пробкообразование и потеря циркуляции промывочной жидкости (прихваты, как обычно, носят тяжелый характер) |
| Обрушение | Вскрытие пород любой разновидности, за исключением высокопрочных и монолитных, в условиях образования глубоких каверн и опасных сводов крутых углов залегания пластов вплоть до 75—90°, непрекращающихся осыпей, обвалов, газоводопроявлений, миграции пластовых вод, поглощений, уходов, катастрофических уходов; действия тектонических сил, аномально высоких давлений флюида; горных ударов и т. п. | То же<br>Газопроявление, потеря и забуривание нового ствола |

ния, имеет характер сил сцепления, а также ориентация существующих трещин. Многие исследователи отмечают, что существующие трещины могут раскрываться, если они расположены под углом 45° или менее к вертикали; в противном случае будут возникать либо расслоение, либо новые трещины. Обычно развитие новых трещин происходит при условии

$$p_2 \geqslant p_1 + p_{рас},$$

где $p_1$ — горное давление; $p_2$ — гидростатическое давление в скважине; $p_{рас}$ — длительная прочность (предел долговременного сопротивления) породы на растяжение (под длительной прочностью мате-

риала понимают прочность его, отнесенную к тому или иному промежутку времени действия нагрузок).

Длительная прочность породы на растяжение зависит от многих геологических факторов и меняется в широких пределах. Приближенно определяют этот параметр в настоящее время в специальных устройствах, при всестороннем давлении и повышенной температуре, соответствующим глубине залегания пород и времени их нахождения в необсаженном состоянии.

Исследованиями В. А. Лопатина и Л. К. Мухина (1964 г.) установлено, что важным фактором в нарушении целостности ствола является расклинивающее давление. По данным этих исследователей, расклинивающее давление для 1%-ного раствора КМЦ составляет 290 $кГ/см^2$, для 1%-ного раствора КМЦ и 15%-ного NaCl — 350 ÷ 360 $кГ/см^2$ и т. д.

Для удобства и быстроты сравнения давления гидроразрыва пластов (раскрытие и образование трещин большой протяженности) при различной глубине их залегания в бурении принят коэффициент, характеризующийся отношением давления гидравлического разрыва пластов к глубине его залегания, который получил название градиент давления гидравлического разрыва пласта. Размерность его $\frac{кГ/см^2}{м}$.

Ниже в таблице приведены данные минимальных средних значений градиента давления гидравлического разрыва пластов $\left(\frac{p}{H}\right)$ для некоторых площадей южных районов страны [84], по которым градиент гидравлического разрыва пластов изменяется в широких пределах.

| Площадь | $\frac{p_{г.р}}{H}$, $\frac{кГ/см^2}{м}$ | Площадь | $\frac{p_{г.р}}{H}$, $\frac{кГ/см^2}{м}$ |
|---|---|---|---|
| Нефтяные Камни | 0,144 | Комсомольская | 0,203 |
| Грязевая сопка | 0,204 | Кызыл-Тумшук | 0,132 |
| Сангачалы-море | 0,204 | Арык-Тау | 0,129 |
| Кюрсянга | 0,214 | Ходжа-Казиан | 0,128 |
| Карабаглы | 0,204 | Палванташ | 0,140 |
| Кюровдаг | 0,195 | Кызымчек-Ялгызкак | 0,125 |
| Мишовдаг | 0,165 | Узень | 0,168 |
| Тегчай-Бегимдаг | 0,156 | | |

Таким образом, для предупреждения гидроразрыва пласта в первую очередь необходимо знать тот опасный предел давления промывочной жидкости в скважине, при котором происходит раскрытие и образование трещин. Этот предел можно установить на основании данных по гидроразрыву пластов на разбуриваемой площади, используя метод математической статистики. Далее, исходя из этого предела и технологических условий бурения выбрать допустимую величину удельного веса промывочной жидкости с учетом снижения

прочности горных пород со временем, которое, как уже указывалось, может достигать 10—15% от кратковременной прочности в зависимости от типа пород, глубины бурения и конструкции скважины.

В случае наличия аномально-высокого давления (АВД) флюида пласта, требующего поддержания более высокого противодавления, необходимо в первую очередь обеспечить повышенный кольматирующий эффект и прочную глинистую корку на стенках скважин.

Образование каверн, очевидно, следует отнести к одной из разновидностей нарушений целостности стенок скважин. Этот вид нарушений приводит к резкому изменению конфигурации ствола и является одной из первостепенных причин осложненности бурения, так как влияет на весь дальнейший ход буровых работ и в особенности на качество цементировки обсадных колонн. В отдельных случаях при перегибах ствола образование каверн может послужить причиной потери ствола вследствие попадания низа бурильного инструмента в кровлю смежного пласта, не подверженного кавернообразованию.

В настоящее время для определения конфигурации ствола используют кавернномеры и профилемеры. Несмотря на то что эти приборы дают слишком приближенные значения (профиля и объема ствола), их использование во многом облегчает задачу выбора наиболее рациональной технологии бурения и крепления стенок скважин.

Образование желобов, на наш взгляд, следует также отнести к одной из разновидности нарушений целостности ствола. Этот вид осложнения обусловливается следующими причинами:

а) наклонным бурением или искривлением ствола, приводящим к большой площади контакта бурильных труб с горными породами;

б) силами трения, возникаемыми при движении труб по породе;

в) давлением на стенки скважины, оказываемым весом труб;

г) вращением колонны бурильных труб в процессе бурения;

д) производством спуско-подъемных операций;

е) абразивными свойствами глинистого раствора.

Желобообразование создает благоприятные условия для заклинивания бурильных и обсадных труб. Опыт бурения показывает, что желобообразование происходит не сразу, а постепенно с ростом числа рейсов бурильного инструмента. Опасные по своим последствиям желоба могут образовываться только после достаточного большого пути пробега инструмента. Зависимости роста глубины желоба от времени при различных нагрузках, полученные на установке, имитирующей спуско-подъемные операции, имеют параболический характер. В начале воздействий глубина желоба возрастает наиболее интенсивно; в дальнейшем же с ростом глубины желоба и поверхности контакта трущихся частей бурильного инструмента интенсивность разрушения контактирующих пород уменьшается.

Исследования, проведенные в АзНИИбурнефти, показали, что с увеличением нормальной составляющей нагрузки и уменьшением скорости перемещения труб по породе интенсивность роста глубины желобов закономерно увеличивается. Отмечено, что образование желобов при применении утяжеленного глинистого раствора харак-

теризуется меньшей интенсивностью, чем при применении воды или необработанного глинистого раствора. В этом случае (в противоположность случаям применения неутяжеленных промывочных жидкостей) поверхностно-активные вещества почти не оказывают влияния на интенсивность образования желобов. В условиях желобообразования опасность заклинивания по данным промысловых и экспериментальных исследований возрастает, если диаметр бурильных труб превышает ширину желоба в 1,14—1,2 раза.

Принимая во внимание изложенное выше, можно заключить, что основными мероприятиями по предупреждению желобообразования технико-технологического вида должны служить:

а) уменьшение нормальной составляющей от веса труб в скважине, что можно достигнуть путем предупреждения образования резких перегибов в стволе скважины (приращение угла искривления не должно превышать 1° на 10 *м*);

б) введение в глинистый раствор смазывающих и поверхностно-активных добавок;

в) использование покрытий на нижней части бурильного инструмента, уменьшающих их трение о породу;

г) применение специальных упругих центраторов.

Для предупреждения прихвата бурильных труб или заклинивания долота при наличии желоба в скважине строго применять одну и ту же компоновку бурильного инструмента.

Рассмотрим другой вид нарушения целостности скважин — набухание.

Набухание — это упругое структурно-адсорбционное расширение пород стенок скважины, обусловленное их анизотропией, дефектностью, повышенной фильтрационной способностью, всасыванием свободной воды и физико-химическим взаимодействием скважины с частицами породы, приводящее к снижению ее прочности и незначительным уменьшениям диаметра ствола вследствие объемного расширения породы. Набухание свойственно в основном породам типа глин; наблюдается оно главным образом в первоначальный момент вскрытия пород и при проработках, способствующих нарушению образовавшейся корки, и, следовательно, новой интенсивной фильтрации в пласт. Набуханию в сильной степени подвержены слоистые и перемятые глины. В наибольшей мере оно проявляется в направлении, перпендикулярном слоистости. Дополнительными характерными признаками, кроме указанных в табл. 35, являются слабоощутимые затяжки и посадки инструмента. В этом случае необходимы проработки при сравнительно большой ее скорости; устранить прихваты бурильного инструмента (заклинивание долот) можно только при производстве интенсивных промывок, расхаживании и отбивании ротором.

Набухание без надлежащих мер по его устранению обычно приводит к появлению вытеканий, осыпей, обвалов и прочим последствиям.

Учитывая, что набухание обусловлено физико-химическими процессами, происходящими при контакте пород с водными растворами,

в том числе глинистыми, главным мероприятием по их предупреждению можно считать применение жидкостей, инертных по отношению к горным породам.

При применении обычных глинистых растворов мероприятиями по борьбе с набуханием должны являться химическая обработка, снижение их водоотдачи, рациональный выбор удельного веса и т. п.

В. Д. Городным, И. Б. Аделем и К. Ф. Жигачем (1962 г.) проведены исследования по влиянию различных реагентов на степень набухаемости глинистых пород (ψ). Результаты этих исследований представлены в таблице.

| Реагенты | ψ | Период набухания, ч |
|---|---|---|
| 1%-ный КМЦ-300 | 2,21 | 600 |
| 1%-ный СЭЦ | 2,25 | 560 |
| 1%-ный КМЦ-300; 2%-ный $CaCl_2$ | 1,90 | 460 |
| 1%-ный СЭЦ; 2%-ный $CaCl_2$ | 1,92 | 460 |
| 1%-ный КМЦ-300; 10%-ный NaCl | 2,04 | 360 |
| 1%-ный СЭЦ; 10%-ный NaCl | 2,03 | 380 |
| 1%-ный КМЦ-300; 0,2%-ный NaOH | 2,69 | 500 |
| 1%-ный СЭЦ; 0,2%-ный NaOH | 2,78 | 500 |

Авторами установлено, что небольшие добавки КМЦ и СЭЦ резко снижают степень набухания глинистых пород. При этом с ростом концентрации этих реагентов степень набухания снижается менее интенсивно; вместе с тем значительно растет период набухания.

Добавки к растворам, обработанным КМЦ и СЭЦ, типа $CaCl_2$ и NaCl дополнительно снижают степень набухаемости глинистых пород.

Другим видом нарушения целостности (изменения) являются сужения ствола, происходящие в результате образования толстых корок. Эти сужения в основном приурочены к размерам высокопроницаемых пород, интенсивно поглощающих жидкую фазу раствора, вследствие чего и происходит отложение твердой фазы раствора на стенках скважин.

Н. А. Сидоров и Г. А. Ковтунов [85] отмечают другую причину образования подобных суженій, а именно, налипание частиц глины и утяжелителя на стенки скважины. Этот процесс объясняется в основном использованием утяжеленных высоковязких растворов с большой величиной СНС, их липкостью, малыми скоростями циркуляции. Очевидно, в принципе нельзя отрицать и эту природу суженій. Едиными мероприятиями по их предупреждению должны являться следующие:

1) рациональный подбор по типу и параметрам промывочной жидкости, предупреждающей, с одной стороны, налипание частиц, а с другой — обусловливающей высокую фильтрацию жидкой фазы раствора в пласт;

2) обеспечение большей скорости выходящего потока раствора в кольцевом пространстве;

3) бурение без длительных остановок (простоев).

Следующим видом нарушения целостности стенок скважин, приводящим к уменьшению номинального диаметра ствола, является вытекание.

Вытекание — это один из видов ползуче-пластической деформации стенок скважин, возникающий вследствие значительного повышения пластичности пород от действия эффективных сил, снижения прочности пород в результате релаксации напряжений, увлажнения и термомеханического воздействия (колебаний противодавления и температуры массива).

Вытекание приводит к уменьшению поперечных размеров ствола без нарушения их сплошности, т. е. пластическому изменению стенок скважин. В первоначальный момент вскрытия скорость вытекания нарастает медленно, но с ростом времени нахождения ствола в необсаженном состоянии она возрастает. Вытекание приводит к разгрузке пластов, их стягиванию и более интенсивному движению пород в ствол скважины. Вытекание наблюдается в основном в глинистых высокопластичных породах и, как правило, обусловливает большие затяжки и посадки. Проработка при вытеканиях непотрудоемка и длительна. Скорость проработки при вытеканиях постоянна и может меняться в широких пределах в зависимости от скорости вытекания и размеров сужения. Сужения ствола типа ползуче-пластического деформирования пород очень опасны в условиях спуска обсадных колонн и после обсаживания пород, так как приводят к их прихвату или смятию в процессе эксплуатации. Глубину залегания пород в скважине, при которой возникает пластическое течение горных пород приствольной зоны, радиус пластической зоны и минимально допустимый удельный вес жидкости можно определить по формулам

$$z_{кр} = \frac{\sigma_s}{\sqrt{3}\,(\gamma_п - \gamma)}, \qquad \gamma = \gamma_п - \frac{\sigma_s}{z\sqrt{3}},$$

$$r_{пл} = r_0 \sqrt{\frac{\sqrt{3}\,(\gamma_п - \gamma)\,z}{\sigma_s}}.$$

Следующими видами нарушений целостности стенок скважин являются осыпание, обваливание и обрушение. Эти виды нарушений носят хрупкий непрерывный или периодически скоротечный характер и приводят либо к образованию каверн в скважине, либо к сплошной закупорке ствола.

Осыпание — это процесс хрупкого разрушения горных пород в скважине поверхностно-объемного типа, в основном протекающий непрерывно и характеризующийся незначительным увеличением количества шлама, выносимого из скважины. При отсутствии активных мер борьбы осыпания происходят на протяжении всего бурения в необсаженном стволе в результате постоянного или периодического

отваливания отдельных агрегатов пород вследствие их малой связанности, физико-химического и термомеханического воздействия. К тому же они могут быть вызваны газоводонефтепроявлениями, поглощениями, механическим воздействием долота и бурильных труб, а также вытеснением экранированных агрегатов пород промывочной жидкости с маловязкой жидкостной фазой. Осыпи приводят к образованию зазубренностей и каверн, а также обвалам, обрушениям и прочим последствиям (см. табл. 35). Слабые осыпи обычно бывает очень трудно зафиксировать визуально. В этом случае на их наличие указывает кавернометрический материал. В связи с этим снятие и изучение кавернограмм приобретает особо важное значение.

Сильные осыпи регистрируются визуально и приборами. Об их наличии свидетельствуют:

а) интенсивный рост вязкости промывочной жидкости и содержания шлама в ней;

б) пробкообразование;

в) образование сальника вокруг долота;

г) поршневание и в отдельных случаях перелив;

д) необходимость частых промывок и проработок;

е) слабое повышение давления на насосах против обычного.

Обваливание — это хрупкий объемный, в основном скоротечный процесс разрушения, протекающий в более крупных масштабах, чем осыпание, характеризующийся периодичностью при благоприятных условиях. При обвалах происходит обильный вынос шлама осколчатого характера иногда по объему большего, чем объем пробуренного интервала. Обвалы возникают только в случае сильной перемятости и трещиноватости проходимых пород, при образовании многочисленных трещин и воронкообразных каналов, выбросах или же при резком снижении противодавления в результате катастрофических уходов. Накапливанию условий для обвала способствуют ползучесть горных пород и предварительное поверхностное осыпание. Обвалы характерны для перемятых малопрочных глинистых пород или же сильно увлажненных (плывуны, супеси и др.). Они могут иметь как единичный внезапный, так и непрерывный характер, в зависимости от структуры, физико-химических и механических свойств пород, а также от характера протекания прочих деформационных проявлений. В отличие от осыпей, которые имеют местный (поверхностный) характер разрушения, обвалам присущи глубокие объемные разрушения ствола.

Другими характерными признаками обвалов могут служить:

1) резкое повышение давления на буровых насосах и потеря циркуляции;

2) небольшая скорость проработки;

3) неожиданный прихват бурильных и обсадных труб;

4) тяжелые прихваты бурильного инструмента.

Из последствий, возникающих при обвалах, необходимо указать следующие: а) образование опасных сводов и зависаний пород, со временем вызывающих обрушение вышележащих пород даже

достаточно прочных; б) потери и нередко отклонения ствола; в) возрастание осложненности работ по ликвидации прихвата бурильных труб. В результате возникает необходимость торпедирования и зарезки второго ствола и др.

Обрушение — это хрупкий объемный скоротечный процесс разрушения пород стенок скважин единичного акта, характеризующийся вывалами из массива большого объема пород, в том числе устойчивых и достаточно прочных при нормальных условиях бурения.

Обрушение происходит в результате образования больших трещин и каверн, а также горного удара [139] при наличии аномально высоких давлений пластового флюида, являющихся следствием неравномерно распределенных тектонических напряжений. Важно отметить, что основную разрушительную работу в отдельных случаях при обрушении производит газ, заключенный в замкнутом упругом участке и сжатый до аномально высокого давления. Обрушение может происходить и под воздействием собственного веса пород.

Основные признаки обрушения концентрируются в следующем:

1) внезапность и скоротечность развития;

2) мгновенное резкое повышение давления на насосах и, как правило, полная потеря циркуляции в сочетании с мгновенным прихватом бурильного инструмента;

3) потеря ствола до зоны обрушения;

4) не отличающаяся по скорости от бурения проработка ствола;

5) недохождение инструмента до забоя после бурения при наращивании.

Следует отметить, что перечисленные виды осложнений деформационного типа сильно связаны между собой и очень часто один вызывает другой и наоборот. При этом важную роль в появлении тех или иных деформаций играют временнóй фактор, геологические особенности вскрываемых пород и технологические приемы бурения.

Следует иметь в виду, что прочность пород в процессе бурения снижается в тех случаях, когда возникающее давление в скважине превышает предел долговременного сопротивления пласта. В том случае, если гидродинамическое давление в скважине меньше величины долговременного сопротивления, в пласте идет упругий обратимый процесс, не нарушающий целостности и устойчивости пород.

Так как в скважине, с одной стороны, необходимо сохранить целостность (предупредить гидроразрыв пласта), а с другой стороны, обеспечить устойчивость пород приствольной зоны, рекомендуется выполнять следующие условия сохранения целостности и устойчивости ствола:

$$p_{пл} \leqslant z\gamma + \sum_{i=1}^{n} p_i \leqslant \sigma_{дл},$$

где $\sum_{i=1}^{n} p_i$ — суммарная потеря давления в кольцевом пространстве; $\sigma_{дл}$ — длительная прочность ствола скважины; $p_{пл}$ — пластовое давление.

## ГЛАВА 10

# ОЦЕНКА СОСТОЯНИЯ ГОРНЫХ ПОРОД В СКВАЖИНЕ И РАЗРАБОТКА РАЦИОНАЛЬНОЙ ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ В УСЛОВИЯХ НАРУШЕНИЯ ЦЕЛОСТНОСТИ СТЕНОК СКВАЖИН

## О ВОЗМОЖНОСТЯХ ОЦЕНКИ РЕОЛОГИЧЕСКИХ И УПРУГИХ ПАРАМЕТРОВ ГОРНЫХ ПОРОД В УСЛОВИЯХ СКВАЖИНЫ

Известно, что оценка реологических и упругих параметров горных пород ствола скважин представляет большой практический интерес. В настоящее время характеристики горных пород определяются главным образом экспериментальным путем, при котором, по всей вероятности, точно математически не могут моделироваться естественные условия горных пород ствола скважины. Поэтому полученные экспериментальные данные в ряде случаев оказываются недостаточно точными. В этом отношении определенный интерес представляют геофизические методы исследований. Однако эти методы требуют проведения точных экспериментальных исследований для выявления корреляционной связи между упругими характеристиками пород и скоростью распространения звука в них.

Наиболее точные результаты по оценке упругих и реологических свойств пород могут быть получены при помощи экспериментальных исследований, проведенных непосредственно в условиях скважины, с использованием данных гидравлического разрыва пластов.

При применении указанного метода необходимо получить уравнение состояния горных пород в условиях скважины.

Экспериментальные исследования, проведенные в условиях объемно-напряженного состояния горных пород, показывают, что в общем случае для горных пород, в особенности для глинистых, наиболее применима вязко-упругая модель. (Некоторые песчаники, сланцы и мергели, залегающие на больших глубинах, ведут себя в основном упруго.) Исходя из выражения (9), приведенного в гл. 2, дифференциальное уравнение вязко-упругих горных пород ствола для случая нагрузки (увеличение давления в стволе при выполнении различных технологических операций бурения) описывается по формуле

$$m_н \frac{d^2\theta_н}{dt^2} + \eta_н \frac{d\theta_н}{dt} + K_н\theta_н \leqslant p_н - p_б + \sigma_{г.р}. \qquad (1)$$

Когда давление в стволе достигает предела прочности пород на гидравлический разрыв ($\sigma_{г.р}$), происходит поглощение промывочной жидкости, сопровождаемое разгрузкой ствола. В процессе разгрузки горные породы ствола описываются следующим дифференциальным уравнением:

$$m_р \frac{d^2\theta_р}{dt^2} + \eta_р \frac{d\theta_р}{dt} + K_р\theta_р \leqslant p_р - p_б - \sigma_р. \qquad (2)$$

В формулах (1) и (2): $\theta_н$, $\theta_р$ — безразмерная объемная деформация соответственно в процессах нагрузки и разгрузки; $p_н$, $p_р$ — давления; $\eta_н$, $\eta_р$ — коэффициенты вязкости; $K_н$, $K_р$ — модули объемного сжатия; $p_б$ — боковое давление горных пород; $\sigma_{г.р}$ — сопротивляемость пород ствола на гидравлический разрыв; $\sigma_р$ — сопротивляемость пород ствола на растяжение; $m_н$, $m_р$ — массы, приведенные на единицу длины ствола,

$$m_н = \frac{\pi D}{g} p_н, \quad m_р = \frac{\pi D}{g} p_р,$$

где $D$ — диаметр ствола скважины; $g$ — ускорение силы тяжести.

В общем случае объемная деформация является степенной функцией давления в стволе скважины

$$\theta_н = ap^b \qquad (3)$$

и, если разгрузка сопровождается остаточной деформацией $\theta_0$, то

$$\theta_р = \theta_0 + a_1 p_р^{b_1}. \qquad (4)$$

Подставляя (3) и (4) в (1) и (2), после несложных преобразований получим:

$$\frac{d^2p_н}{dt^2} + \frac{a_1}{p_н}\left(\frac{dp_н}{dt}\right)^2 + \frac{a_2}{p_н}\frac{dp_н}{dt} + a_3 p_н^{1-b} + a_4 p_н^{-b} = 0,$$

$$\frac{d^2p_р}{dt^2} + \frac{a_1'}{p_р}\left(\frac{dp_р}{dt}\right)^2 + \frac{a_2'}{p_р}\frac{dp_р}{dt} + a_3' p_р^{1-2b_1} + a_4' p_р^{1-b_1} + a_5' p_р^{-b_1} = 0, \qquad (5)$$

где

$$a_1 = b - 1; \quad a_2 = \frac{\eta_н g}{\pi D}; \quad a_3 = \frac{g(1-b)}{\pi D a b^2}; \quad a_4 = -\frac{g(\sigma_{г.р} - p_б)}{\pi D a b};$$

$$a_1' = b_1 - 1; \quad a_2' = \frac{\eta_р g}{\pi D}; \quad a_3' = \frac{g\theta_0}{\pi D (a_1 b_1)^2}; \quad a_4' = \frac{(1-b_1)g}{\pi D a_1 b_1^2}; \quad a_5' = \frac{(p_б + \sigma_р)g}{\pi D a_1 b_1}.$$

Уравнение (5) является основным дифференциальным уравнением состояния горных пород ствола скважин, на основании которого, зная давления при различных процессах, можно оценить реологические и упругие константы горных пород.

Решение уравнения (5) аналитически в общем виде сопряжено с большими трудностями и оно может быть интегрировано лишь численно. Однако с определенной погрешностью проинтегрируем уравнение для некоторых частных случаев, имеющих практический интерес.

Экспериментальные исследования показывают, что для некоторых горных пород (песчаники, мергели и сланцы глубокого залегания) зависимость объемной деформации от давления может быть принята линейной. Это также подтверждается фактом гидравлического разрыва пластов, носящего в основном упругий (хрупкий) характер.

Полагая для случая нагружения

$$\theta_{н}(t)=\frac{p_{н}(t)}{K_{н}} \tag{6}$$

и подставляя (6) в основное дифференциальное уравнение (5), получим:

$$\frac{d^2p_{н}}{dt^2}+\frac{a}{p_{н}}\frac{dp_{н}}{dt}=\frac{b}{p_{н}}. \tag{7}$$

Полагая же для процесса разгрузки

$$\theta_{р}(t)=\theta_{0}+\frac{1}{K_{р}}p_{р}(t)=\frac{1}{K_{р}}[p_{max}+p_{р}(t)] \tag{8}$$

и подставляя в (5), будем иметь:

$$\frac{d^2p_{р}}{dt^2}+\frac{a'}{p_{р}}\frac{dp_{р}}{dt}=\frac{b'}{p_{р}}; \tag{9}$$

в формулах (7) и (8):

$$a=\frac{\eta_{н}g}{\pi D};\quad b=\frac{K_{н}(\tau_{г.\,р}-p_{б})g}{\pi D};\quad a'=\frac{\eta_{р}g}{\pi D};\quad b'=\frac{K_{р}g}{\pi D}(p_{max}+p_{б}+\sigma_{р});$$

$p_{max}$ — максимальное давление, фиксируемое в конце нагрузки.

Для интегрирования дифференциальных уравнений (7) и (9) воспользуемся методом подстановок

$$\frac{dp}{dt}=y \text{ и } \frac{d^2p}{dt^2}=\frac{dp}{dt}\frac{dy}{dp}=y\frac{dy}{dp},$$

при помощи которого соответственно получим

$$\begin{aligned}\frac{dy}{dp_{н}}+\frac{a}{p_{н}}&=\frac{b}{p_{н}y},\\ \frac{dy}{dp_{р}}+\frac{a'}{p_{р}}&=\frac{b'}{p_{р}y}.\end{aligned} \tag{10}$$

Решение уравнений (10) представляется в виде

$$\begin{aligned}e^{\frac{a}{b}y}\left(y-\frac{b}{a}\right)&=c_1p_{н}^{-\frac{a^2}{b}},\\ e^{\frac{a'}{b'}y}\left(y-\frac{b'}{a'}\right)^{-1}&=c_1'p_{р}^{-\frac{(a')^2}{b'}}.\end{aligned} \tag{11}$$

Интегрирование уравнений (11) в указанном виде невозможно, поэтому показательную функцию разложим в ряд Маклорена:

$$e^{\frac{a}{b}y} = 1 + \frac{a}{b}y + \frac{\left(\frac{a}{b}y\right)^2}{2!} + \frac{\left(\frac{a}{b}y\right)^3}{3!} + \ldots,$$
$$e^{\frac{a'}{b'}y} = 1 + \frac{a'}{b'}y + \frac{\left(\frac{a'}{b'}y\right)^2}{2!} + \frac{\left(\frac{a'}{b'}y\right)^3}{3!} + \ldots. \qquad (12)$$

Оценка уравнений (12) показывает, что для получения точности до 3% достаточно взять два члена ряда.

Подставляя (12) в (11), получим:

$$y = \frac{dp_н}{dt} = \pm\frac{b}{a}\sqrt{1 + c_1\frac{a}{b}p_н^{-\frac{a^2}{b}}},$$
$$y = \frac{dp_р}{dt} = -\frac{b'}{a'}. \qquad (13)$$

Интеграл уравнений (13)

$$\int\frac{dp_н}{\sqrt{1 + c_1\frac{a}{b}p_н^{-\frac{a^2}{b}}}} = \pm\frac{b}{a}t + c_2 = c_2 \pm \frac{K_н t}{\eta_н}(\sigma_{г.\,р} - p_б),$$
$$p_р = c_2' - \frac{b'}{a'}t = c_2' - \frac{K_р t\,(p_{max} + p_б + \sigma_р)}{\eta_р}. \qquad (14)$$

В пластических породах $\sigma_{г.\,р} > p_б$ и, следовательно, $c - \frac{a}{b}p^{-\frac{a^2}{b}} \ll$ $\ll 1$, а поэтому

$$p_н = c_2 \pm \frac{K_н t}{\eta_н}(\sigma_{г.\,р} - p_б),$$
$$p_р = c_2' - \frac{K_р t}{\eta_р}(p_{max} + \sigma_р + p_б). \qquad (14')$$

Постоянные интегрирования $c_2$ и $c_2'$ определяются из условий при $t = 0$ $p_н = z\gamma$, а при $t = t_1$ $p_р = p_{max} = z\gamma + p_{к.\,п}$.

С учетом начальных условий из (14′) получим:

$$p_н = z\gamma \pm \frac{K_н t}{\eta_н}(\sigma_{г.\,р} - p_б),$$
$$p_р = p_{max} - \frac{K_р(t - t_1)}{\eta_р}(\sigma_р + p_{max} + p_б). \qquad (15)$$

Следует отметить, что знак плюс в выражении (15) принимается для случая $\sigma_{г.\,р} > p_б$, а знак минус — при $\sigma_{г.\,р} < p_б$. Первый случай соответствует высокопластичным породам, а второй — трещиноватым.

Из выражений (15) можно определить боковое давление горных пород и соответственно при этом коэффициент бокового распора

$$p_б = \sigma_{г.\,р} - (p_н - z\gamma)\,\frac{\eta_н}{K_н t},$$
$$\xi = \frac{\sigma_{г.\,р}}{p_{гор}} - \frac{(p_н - z\gamma)}{p_{гор}}\,\frac{\eta_н}{K_н t}; \qquad (15')$$

здесь $p_н - z\gamma = p_{к.\,п}$ — потери давления в кольцевом пространстве; $p_{гор} = z\gamma_{ср.\,в}$, где $\gamma_{ср.\,в}$ — средневзвешенный объемный вес вышележащих горных пород ствола скважины.

Анализ формулы (15′) показывает, что боковое давление горных пород и соответственно коэффициент бокового распора возрастают со временем и получают предельное максимальное значение при $t \to \infty$:

$$p_б = \sigma_{г.\,р},$$
$$\xi = \frac{\sigma_{г.\,р}}{p_{гор}} = \frac{p_{г.\,р}}{\gamma_{ср.\,в}}. \qquad (16)$$

Таким образом, одной из причин уменьшения устойчивости ствола в глинистых породах с увеличением продолжительности проводки скважины является рост бокового давления.

Естественно, что для упругих пород члены, выражающие вязкость в формуле (15), будут равны нулю. Учитывая, что гидравлический разрыв пласта в основном носит упруго-хрупкий характер, в практике с достаточной точностью боковое давление горных пород, коэффициент бокового распора, а также коэффициент Пуассона могут быть определены на основании данных $\sigma_{г.\,р}$ по формулам

$$p_б = \sigma_{г.\,р} = p_{г.\,р} z,$$
$$\xi = \frac{\sigma_{г.\,р}}{p_{гор}} = \frac{p_{г.\,р}}{\gamma_{ср.\,в}}, \qquad (17)$$
$$\mu = \frac{\xi}{1+\xi} = \frac{p_{г.\,р}}{\gamma_{ср.\,в} + p_{г.\,р}}.$$

В табл. 37 приведены коэффициенты бокового распора и коэффициенты Пуассона для месторождений Азербайджана и Таджикистана, полученные путем пересчета по формуле (17); значения $\xi$ и $\mu$ по площадям Азербайджана соответствуют пластичным глинистым породам, а по площадям Таджикистана — трещиноватым породам. Анализ данных показывает, что коэффициент бокового распора в глинистых породах Азербайджана в среднем равен $\xi = 0{,}75$, а коэффициент Пуассона — $\mu = 0{,}425$. В трещиноватых породах Таджикистана коэффициент бокового распора в среднем равен $\xi = 0{,}55$, а коэффициент Пуассона — $\mu = 0{,}357$. Полученные результаты хорошо согласуются с практикой бурения и результатами американских исследователей [255].

Таблица 37

| Площадь | Коэффициент бокового распора $\xi$ | | Коэффициент Пуассона $\mu$ | |
|---|---|---|---|---|
| | пределы изменения | среднее значение | пределы изменения | среднее значение |
| **Азербайджан** | | | | |
| Мишовдаг | 0,540—0,813 | 0,690 | 0,350—0,447 | 0,410 |
| Кюровдаг | 0,540—0,904 | 0,770 | 0,350—0,474 | 0,435 |
| Карабаглы | 0,540—0,960 | 0,793 | 0,350—0,490 | 0,441 |
| Кюрсангя | 0,500—0,916 | 0,730 | 0,340—0,478 | 0,421 |
| Сангачалы-море | 0,584—1,000 | 0,835 | 0,389—0,500 | 0,445 |
| Тегчай-Бегтыдаг | 0,500—0,750 | 0,667 | 0,340—0,428 | 0,400 |
| Дувашный | 0,855—0,980 | 0,916 | 0,460—0,494 | 0,478 |
| Нефтяные Камни | 0,520—0,690 | 0,604 | 0,342—0,408 | 0,376 |
| **Таджикистан** | | | | |
| Кыз-Пычек | 0,492—0,550 | 0,520 | 0,330—0,354 | 0,342 |
| Кызыл-Тумшук | 0,504—0,596 | 0,550 | 0,335—0,374 | 0,355 |
| Ходжа-Казиан | 0,504—0,563 | 0,534 | 0,335—0,360 | 0,348 |
| Донгуз | 0,500—0,576 | 0,536 | 0,340—0,366 | 0,350 |
| Арык-Тау | 0,487—0,590 | 0,536 | 0,328—0,370 | 0,350 |
| Комсомольская | 0,550—0,734 | 0,642 | 0,354—0,423 | 0,390 |
| Ферганская долина | 0,520—0,667 | 0,575 | 0,342—0,400 | 0,365 |

Однако для некоторых пластичных пород типа глинистых неучет члена, выражающего вязкость в формуле (15′), может привести к серьезным погрешностям, поэтому необходимо учитывать его при определении бокового давления. Это достигается путем совместного решения уравнений (15), для чего полагаем, что коэффициенты вязкости горных пород при нагрузке и разгрузке равны, а модули объемного сжатия по величине различаются. Совместное решение уравнений (15) дает следующее выражение для бокового давления горных пород.

В пластичных глинистых породах ($\sigma_{г.\,р} > p_б$)

$$p_б = \left[\frac{1 - \frac{\Delta p_1}{\Delta p_2}\,\frac{t_2 - t_1}{t_1}\,\frac{K_р}{K_н}\left(1 + \frac{p_{max}}{\sigma_р}\right)}{1 + \frac{\Delta p_1}{\Delta p_2}\,\frac{t_2 - t_1}{t_1}\,\frac{K_р}{K_н}}\right]\sigma_{г.\,р}, \qquad (18)$$

где $\Delta p_1 = p_н - z\gamma = p_{к.п}$ — прирост давления в кольцевом пространстве; $\Delta p_2 = p_н - p_р$ — уменьшение давления после гидравлического разрыва пластов; $t_1$ — время увеличения давления в стволе; $t_2 - t_1$ — время уменьшения давления в стволе.

Для упрощения формулы предположим, что вся деформация является упругой и после разгрузки остаточной деформации в стволе скважины не имеется. В этом случае

$$p_б = \left[ \frac{1 - \frac{\Delta p_1}{\Delta p_2}\left(\frac{t_2}{t_1} - 1\right)}{1 + \frac{\Delta p_1}{\Delta p_2}\left(\frac{t_2}{t_1} - 1\right)} \right] \sigma_{г.\,р}. \qquad (19)$$

Таким образом, фиксируя повышение внутреннего давления при выполнении различных технологических операций бурения и уменьшение давления после гидравлического разрыва пластов ($\Delta p_2$), а также время их продолжительности и $\sigma_{г.\,р}$, можно оценить боковое давление горных пород в стволе скважин.

Выполним расчет по формуле (19), для чего положим, что в процессе проработки в скважине глубиной $z = 3500$ *м* при удельном весе раствора $\gamma = 1{,}88$ *Г/см*$^3$ произошло поглощение промывочной жидкости в глинистых отложениях вследствие гидроразрыва ствола при давлении $\sigma_{г.\,р} = 700$ *кГ/см*$^2$. При этом повышение противодавления составило $\Delta p_1 = 40$ *кГ/см*$^2$, а уменьшение давления после разрыва — $\Delta p_2 = 100$ *кГ/см*$^2$ при продолжительности действия $\frac{t_2}{t_2} = 1{,}2$. Подставив исходные данные в формулу, получим:

$$p_б = 600 \text{ кГ/см}^2;$$

$\xi z \gamma_{ср.\,в} = 600$ *кГ/см*$^2$; полагая, что $\gamma_{ср.\,в} = 2{,}4$ *Г/см*$^3$, имеем:

$$\xi = \frac{600 \cdot 10}{3500 \cdot 2{,}4} = 0{,}715.$$

По данной методике можно оценить реологические параметры горных пород в стволе скважины, для чего достаточно один из них (желательно модуль объемного сжатия) определить экспериментальным путем, а коэффициент вязкости — по расчетной формуле, основанной на замере давления при нагрузке и разгрузке.

При совместном решении уравнений (15) относительно вязкости пород получим:

$$\eta_н = \frac{2\sigma_{г.\,р} + p_{max}}{\frac{\Delta p_1}{K_н t_1} + \frac{\Delta p_3}{(t_2 - t_1) K_р}}.$$

Полагая $K_н = 5 \cdot 10^4$ *кГ/см*$^2$, $K_р = 1{,}5 K_н = 7{,}5 \cdot 10^4$ *кГ/см*$^2$; $t_1 = 60$ *сек*; $t_2 = 72$ *сек*, для указанного выше примера

$$\eta_н = 1{,}7 \cdot 10^7 \frac{\text{кГ} \cdot \text{сек}}{\text{см}^2}.$$

Полученное значение коэффициента вязкости горных пород хорошо согласуется с литературными данными [256].

## МЕТОД ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПАРАМЕТРОВ ГОРНЫХ ПОРОД НА ЗАБОЕ СКВАЖИНЫ ПО ДАННЫМ С УСТЬЯ [1]

Для разработки рационального режима бурения необходимо знать параметры, характеризующие горные породы. Параметры горных пород, в частности твердость, буримость и т. п., определяются в лабораторных условиях на основании опытов с естественными кернами. Однако керновый материал, поднятый на поверхность и повторно помещенный в условия всестороннего давления и повышенных температур, претерпевает структурные изменения, влияющие на истинные механические характеристики горной породы.

Для повышения точности в определении параметров, характеризующих горные породы в забойных условиях, желательно пользоваться информацией с забоя, полученной на устье скважины. При этом точность результата зависит от точности устьевых информаций.

В последнее время в отечественной литературе уделяется большое внимание исследованиям бурящейся скважины на основании информаций, получаемых на устье скважины. Так, например, в работе [257] предложен метод определения потерь давления в колонне бурильных труб и затрубном пространстве скважины на основании замера давления на устье скважины, а в [258] — метод определения различных характеристик (коэффициента гидравлического сопротивления, места поглощения раствора, места нефтеводопроявления из пласта в скважину, среднего фактического диаметра необсаженной части ствола скважины и т. д.) на основании записи изменения давления и расхода во времени на устье скважины.

В связи с этим ниже излагается метод определения некоторых характеристик горных пород на основании устьевых информаций. Процесс бурения скважин описывается математической моделью [259]

$$-\frac{\partial P}{\partial x}=m\frac{\partial v}{\partial t}+Rv,\qquad -\frac{\partial v}{\partial x}=\frac{1}{EF}\frac{\partial P}{\partial t}. \tag{20}$$

где $P(x, t)$ — нагрузка в точке $x$ колонны в момент времени $t$; $v(x, t)$ — скорость движения точки $x$ колонны в момент времени $t$; $x$ — расстояние точки от устья скважины; $m$ — масса единицы длины колонны; $E$ — модуль Юнга материала бурильных труб; $F$ — площадь поперечного сечения трубы; $R$ — коэффициент потерь, пропорциональных скорости.

Начальные условия (20) для системы приняты нулевыми; это означает, что до начала бурения колонна свободно висит на крюке:

$$v(x, 0)=0,\quad P(x, 0)=0. \tag{21}$$

[1] Задача решена совместно с Г. Т. Гасановым.

Граничные условия имеют вид:

$$v(0,\ t)=f(t),\ v(z,\ t)=\frac{1}{EF}\frac{\partial P}{\partial t}(z,\ t), \tag{22}$$

где $z$ — глубина скважины; $f(t)$ — скорость подачи, измеряемая на поверхности.

Постоянные величины $m$, $E$ и $F$ и $z$, входящие в систему дифференциальных уравнений (20) или в граничные условия (22), известны. Коэффициент $R$, характеризующий горные породы, существенно изменяется в процессе бурения по мере прохождения различных слоев породы.

Обычно в литературе решаются так называемые прямые задачи, т. е. при известных значениях постоянных коэффициентов $m$, $E$, $F$ и $R$, решая систему дифференциальных уравнений (20) при начальных (21) и граничных (22) условиях, определяют проходку на долото и необходимую нагрузку.

Коэффициент $R$ для различных пород обычно определяется в лабораторных условиях с определенной погрешностью. Эти значения $R$ не позволяют прогнозировать распределение их по глубине для исследуемой площади. Для прогнозирования изменения значений $R$ по глубине скважины и радиусу площади необходимо иметь достаточно большое количество данных о величинах $R$, полученных непосредственно с устья скважины.

Следуя [258], для определения параметра $R$, характеризующего горные породы на основании устьевых информаций, решают обратную задачу. При решении обратных задач при заданных начальных и граничных условиях решается система дифференциальных уравнений (20) и из дополнительно заданного граничного условия определяется величина $R$.

Для определения коэффициента $R$ на основании устьевой информации задается следующее дополнительное условие:

$$P(0,\ t)=\varphi(t), \tag{23}$$

где $\varphi(t)$ — изменение нагрузки на устье скважины.

В общем случае величина $R$ является неизвестной функцией координаты $x$, так как $R$ меняется с глубиной по мере перехода от одного типа пород к другому. Вместе с тем, учитывая, что для отдельных слоев величина коэффициента $R$ постоянная, то, определяя ее значение в отдельности по слоям, можно найти закон изменения коэффициента $R$ по глубине скважины.

Для решения системы дифференциальных уравнений (20) при начальных (21) и граничных (22) условиях применяется преобразование Лапласа. Для изображения функций $v(x,\ t)$ и $P(x,\ t)$ получим [259]:

$$\begin{gathered} v^*(x,\ s)=f^*(s)\,\frac{\alpha z\,\mathrm{ch}\,(z-x)\,\alpha+\mathrm{sh}\,(z-x)\,\alpha}{\alpha z\,\mathrm{ch}\,\alpha z+\mathrm{sh}\,\alpha z}, \\ P^*(x,\ s)=f^*(s)\,\frac{EF\alpha}{s}\,\frac{\alpha z\,\mathrm{sh}\,(z-x)\,\alpha+\mathrm{ch}\,(z-x)\,\alpha}{\alpha z\,\mathrm{ch}\,\alpha z+\mathrm{sh}\,\alpha z}, \end{gathered} \tag{24}$$

где $\alpha^2 = s/EF$; $v^*$, $P^*$, $f^*$ — изображения соответствующих функций по Лапласу; $s$ — оператор дифференцирования.

Дополнительное граничное условие (23) в изображениях примет вид:

$$P^*(0,\ s) = \varphi^*(s). \tag{25}$$

С учетом условия (25) для достаточно глубоких скважин из (24) получим следующее соотношение:

$$\frac{f^*(s)}{\varphi^*(s)} = \frac{s}{\sqrt{EF(ms^2 + Rs)}}. \tag{26}$$

Переходя к старой переменной и полагая $s = \frac{1}{t_0}$, где $t_0$ — время релаксации, получим соотношение

$$\frac{f^*(t_0)}{\varphi^*(t_0)} = \frac{1}{\sqrt{EF(m + Rt_0)}}. \tag{27}$$

Соотношение (27) является основным для предлагаемого метода определения величины $R$ на основании устьевых информаций. Так как зависимость между $\frac{f^*(t_0)}{\varphi^*(t_0)}$ и $\frac{1}{\sqrt{Rt_0 + m}}$ выражается прямой линией, проходящей через начало координат, то при известных функциях $f(t)$ и $\varphi(t)$ путем численного интегрирования вычислить величину $f^*(t_0)$ и $\varphi^*(t_0)$. Затем на основании (27) можно определить неизвестную величину $R$ по формуле

$$R = \frac{1}{t_0}\left\{\left[\frac{f^*(t_0)}{\varphi^*(t_0)\,\mathrm{tg}\,\beta}\right]^2 EF - m\right\}, \tag{28}$$

где $\beta$ — угол между прямой и осью $1/\sqrt{Rt_0 + m}$, величина которого определяется на основании графика, построенного по формуле (27).

Различным породам, залегающим на различной глубине, соответствуют различные значения функций $f^*(t_0)$ и $\varphi^*(t_0)$. Формула (28) позволяет найти распределение значений коэффициента $R$ по глубине скважины на основании замеров функций $f(t)$ и $\varphi(t)$ на устье скважины.

## МЕТОД ОПРЕДЕЛЕНИЯ ДОПУСТИМОГО ПУТИ ТОРМОЖЕНИЯ СПУСКАЕМОЙ КОЛОННЫ ТРУБ ПРИ СУЖЕНИЯХ СТВОЛА СКВАЖИНЫ

Обоснованный выбор режима спуска бурильного инструмента и длины пути его торможения способствует успешному безаварийному бурению глубоких скважин. На величину пути торможения большое влияние оказывают возникающие и растущие со временем сужения ствола скважины. Известны случаи, когда неучет формы и изменений ствола во времени при спуске бурового инструмента приводил к серьезным авариям со значительным дополнительным

расходом сил, средств и времени, а в некоторых случаях даже к ликвидации скважины. Ниже в качестве примера приведен ряд случаев, происшедших на различных площадях Азербайджана.

На площади Карадаг в одной из скважин при забое 4539 *м*, 299-*мм* технической колонне, спущенной на глубину 2485 *м*, и параметрах глинистого раствора — $\gamma = 1{,}62$ *Г/см*$^3$, $T = 100$ *сек*, $B = 4$ *см*$^3$ во время очередного спуска свечи бурильного инструмента (долото Б-269С, турбобур ТС4-8″, 140-*мм* бурильные трубы) на глубине 2885 *м* произошло заклинивание долота. Освободить его обычными приемами (расхаживанием, отбивкой ротором) не удалось. Инструмент был освобожден через 82 *ч* после производства нефтяной ванны объемом 23 *м*$^3$. Причиной заклинивания явилось сужение ствола, на что указывали посадки инструмента уже в верхних близлежащих интервалах. Несмотря на характерные признаки дальнейшего прихвата инструмента, бурильщик особого значения этому не придал и продолжал спуск при повышенных скоростях.

В другой скважине на площади Дуванный-море при забое 3787 *м*, 273-*мм* технической колонне, спущенной на глубину 2300 *м*, и параметрах глинистого раствора — $\gamma = 1{,}32$ *Г/см*$^3$, $T = 90$ *сек*, $B = 3$ *см*$^3$ во время очередного спуска свечи бурильной колонны (долото ДЗЛ-243, утяжеленные бурильные трубы УБТ — 141 *мм* — 9 *м*, 140-*мм* бурильные трубы) на глубине 3737 *м* инструмент дал посадку на 25 делений (43 *т*) по индикатору веса. Приподнять инструмент не удалось. Причиной прихвата явилось заклинивание долота вследствие наличия суженій этого интервала. Профилактические мероприятия, в том числе производство нефтяных ванн, положительных результатов не дали.

На площади о. Песчаный в скважине, имевшей забой 3116 *м*, при спущенной на глубину 1797 *м* технической колонне и параметрах глинистого раствора — $\gamma = 1{,}24$ *Г/см*$^3$, $T = 65$ *сек*, $B = 3$ *см*$^3$ во время спуска бурильного инструмента (долото Б-269С, турбобур Т12М3-9″ со стабилизатором, УБТ — 168 *мм* — 12 *м*, бурильные трубы 168 *мм* — 1220 *м* и 140 *мм* — 1680 *м*) на глубине 2925 *м* турбобур с долотом заклинило. Произведенные неоднократные нефтяные и кислотные ванны результатов не дали. Причиной аварии явился быстрый спуск инструмента с отключенным гидравлическим тормозом при значительном его весе в интервале суженій.

На площади Бухта Ильича в скважине при забое 3110 *м*, 273-*мм* технической колонне, спущенной на глубину 1949 *м*, и параметрах глинистого раствора — $\gamma = 1{,}34$ *Г/см*$^3$, $T = 65$ *сек*, $B = 3{,}5$ *см*$^3$ во время спуска на глубине 3000 *м* инструмент дал посадку в 16 делений по индикатору веса, что соответствовало нагрузке 27 *т*. Попытки поднять инструмент не дали результатов. Также неэффективными оказались нефтяные ванны. Причиной аварии послужил быстрый спуск инструмента, в результате которого бурильщик не смог своевременно остановить инструмент в суженном участке ствола.

Анализ кавернограмм по 15 глубоким скважинам, пробуренным на различных площадях Азербайджана, показал, что в среднем

только одна четвертая часть ствола скважины имеет номинальный размер ($D_{дол} \pm 5$ *мм*), а 29% — сужения.

М. К. Сейд-Рза, П. А. Сидоров и Г. А. Ковтунов [83, 85] считают, что одной из причин прихвата инструмента является заклинивание инструмента при спуске в суженных зонах.

Из приведенных выше примеров вытекает необходимость в определении величины пути торможения инструмента с учетом типа и величин суженій, регистрируемых кавернометрическими измерениями, и прочностной характеристики пород.

Как отмечается в работе [260], заклиненное долото сравнительно легко освобождается, если спуск бурильного инструмента производить на режимах, разработанных с учетом допустимых величин тормозных путей. При подходе долота к суженному участку инструмент сразу не остановится, а благодаря большой инерции будет продолжать двигаться замедленно в этом участке и срезать породу, образуя углубления (борозду) на стенках скважины. Этому явлению благоприятствует «взрыхление» пород суженного участка вследствие вязко-пластичных деформаций и снижения их прочности. В какой-то момент по мере дальнейшего продвижения инструмента вступят в контакт с породой и лапы долота, что повысит площадь соприкосновения долота с суженным участком. Ввиду дальнейшего нарастания сужения с глубиной сопротивление взрыхленной зоны будет увеличиваться, что в конечном итоге остановит инструмент, и действие гидродинамического давления прекратится, т. е. $p_{к.п}$ станет равным нулю. Последнее повлечет за собой возникновение обратной упругой деформации и плотный обхват лап и шарошек долота с достаточным усилием для его заклинивания.

На рис. 101 приведена эпюра давлений и сил, действующих по длине ствола с суженным участком в различных стадиях заклинивания долота при открытых отверстиях последнего. Состояние *I* соответствует статическому положению бурильной колонны перед спуском. При этом давление на стенки скважины и на забой $p_г$ является гидростатическим, и величина его прямо пропорциональна удельному весу промывочной жидкости и глубине расположения рассматриваемой точки. Состояние *II* соответствует спуску инструмента с постоянной скоростью на участке скважины с номинальным диаметром. При этом гидродинамическое давление $p_2$ на стенки скважины и на забой является суммой гидростатического давления $p_г$ и потерь давления в кольцевом пространстве $p_{к.п}$. Состояние *III* соответствует спуску инструмента с постоянной скоростью в суженном участке скважины. При этом в результате уменьшения проходного сечения кольцевого пространства потери давления в зоне долота по мере спуска значительно увеличиваются. Состояние *IV* соответствует процессу заклинивания долота в суженном участке. При этом проходное сечение кольцевого пространства в зоне долота закрывается и, если отверстия долота не закрыты (как в рассматриваемом случае), вся вытесняемая жидкость будет проходить только через полость бурильной колонны. В этом случае в кольцевом

пространстве выше участка долота давление на стенки скважины значительно уменьшится, а ниже участка заклинивания долота, наоборот, значительно увеличится. По мере продвижения долота

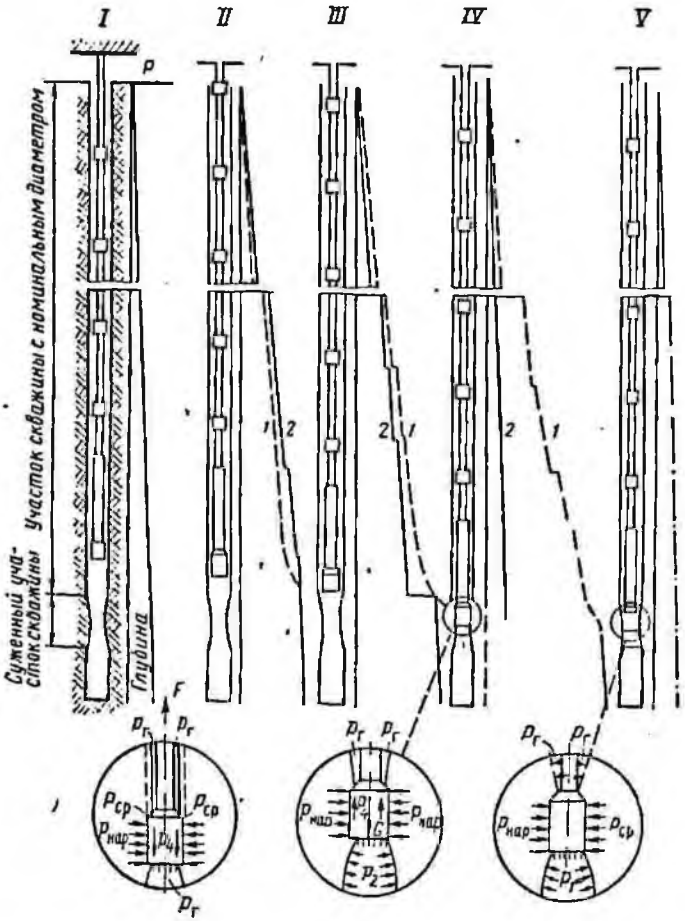



Рис. 101. Эпюры давлений и сил, действующих в суженном участке при различных стадиях заклинивания долота.

1 — давление промывочной жидкости в колонне бурильных труб; 2 — то же, в кольцевом пространстве; в кружках приведены профили скважины для неподвижного состояния колонны и для движения колонны.

скорость инструмента замедляется. Состояние *V* соответствует полной остановке заклиненного инструмента. При этом, как и в состоянии *I*, на стенку будет действовать только статическая составляющая давления.

Для определения усилия, необходимого для освобождения заклиненного инструмента, могут быть использованы результаты исследований по давлению и деформации в массиве горных пород,

изложенные в многочисленных литературных источниках. В аналитических исследованиях скважину можно рассматривать как полый цилиндр со стенкой бесконечной толщины, находящейся под действием распределенного вертикального давления от силы веса вышележащих пород, бокового давления со стороны массива и внутреннего давления промывочной жидкости. В результате действия этих давлений в зоне скважины возникают вертикальное, тангенциальное и радиальное нормальные напряжения.

В рассматриваемой задаче по определению силы, необходимой для освобождения заклиненного инструмента, главным является определение бокового горного давления и деформации стенок скважины под этим давлением.

Смещение стенки скважины к моменту ее закрепления состоит из упругого смещения за счет ползучести. При мгновенном закреплении скважины смещение за счет ползучести пород отсутствует. Упругое смещение скважины появляется снизу после образования выработки, а величина его зависит от давления промывочного раствора и определяется через мгновенное значение модулей упругости и показателей прочности.

Понятия мгновенное и статическое являются относительными и определяются характерными временными периодами, присущими рассматриваемому процессу. В [72] период времени, необходимого для проходки интервала скважины, равного нескольким ее диаметрам, считается мгновенным, а больший период — статическим.

При закреплении скважины крепью в упругом режиме радиальное смещение на внешнем контуре крепи от действия нагрузки является линейной функцией давления.

Мгновенное радиальное смещение стенки скважины $\Delta r$ после заклинивания и остановки долота и исчезновения вследствие этого составляющей гидродинамического давления на стенки скважины можно определить по формуле

$$\Delta r = \frac{r_0(1-\mu)}{E_0}\left[\gamma_n z - (\gamma z + p_{к.\,п})\right], \tag{29}$$

где $r_0$ и $z$ — внутренний радиус и глубина рассматриваемого участка скважины; $\mu$ — коэффициент Пуассона; $E_0$ — мгновенный модуль упругости породы; $\gamma_п$ и $\gamma$ — удельные веса породы и промывочной жидкости.

Максимальное давление на стенки скважины $p_{max}$, согласно [72], наблюдается в случае мгновенного закрепления скважины абсолютно жесткой крепью. При этом

$$p_{max} = \frac{G_0 - G_\infty}{G_0}\left[\gamma_n z - (\gamma z + p_{к.\,п})\right], \tag{30}$$

где $G_0$ и $G_\infty$ — модуль мгновенного и статического сдвигов.

Радиальное перемещение наружной поверхности долота $u_1$, подвергнутой наружному давлению $p_{нар}$, может быть определено по формуле Ляме:

$$(u_1)_{r=b} = -\frac{bp_{нар}}{E_1}\left(\frac{a^2+b^2}{b^2-a^2}-\mu_2\right); \tag{31}$$

здесь $a$ и $b$ — внутренний и наружный радиусы эквивалентного долоту цилиндра; $E_1$ и $\mu_2$ — модуль упругости и коэффициент Пуассона материала долота (стали).

С другой стороны, радиальное перемещение стенок скважины $u_2$ на участке сужения за счет исчезновения гидродинамической составляющей давления будет

$$(u_2)_{r=b} = -\frac{bp_{к.\,п}}{E_0}(1+\mu_1). \tag{32}$$

Воспользовавшись условием равенства радиальных смещений по наружной поверхности долота и внутренней поверхности скважины $(u_1)_{r=b} = (u_2)_{r=b}$, найдем

$$p_{нар} = \frac{1+\mu_1}{\frac{a^2+b^2}{b^2-a^2}-\mu_2}\frac{E_1}{E_0}p_{к.\,п}. \tag{33}$$

Для долот, у которых размер отверстия для промывочной жидкости значительно меньше наружного размера долота $(a^2+b^2)/(b^2-a^2) \approx 1$, будем иметь

$$p_{нар} = \frac{1+\mu_1}{1-\mu_2}p_{к.\,п}. \tag{34}$$

Теперь определим допустимую величину пути торможения $l$. Для освобождения заклиненного инструмента прикладывается растягивающая сила $F$, которая уравновешивается силой трения $P_{тр}$ и силой среза $P_{ср}$:

$$P_{тр} = 2\pi bh\mu p_{нар}; \tag{35}$$

$$P_{ср} = 2\pi b\tau(l-h), \tag{36}$$

где $\tau$ — напряжение среза горной породы; $l$ — высота срезаемой породы при освобождении долота; $h$ — высота долота; $\mu$ — коэффициент трения между породой и долотом.

В вертикальной скважине для освобождения заклиненной бурильной колонны, составленной из труб одного размера, одинаковой толщины стенки и группы прочности, должно удовлетворяться условие

$$P_{тр}+P_{ср} < F_{доп} = \frac{Q_1}{n}-Q_2, \tag{37}$$

где $F_{доп}$ — допустимое растягивающее усилие для низа колонны бурильных труб; $Q_1$ — растягивающая нагрузка, при которой напряжение в теле трубы достигает предела текучести; $n$ — коэффициент

запаса прочности; согласно [261] принимается равным 1,3 для нормальных и 1,4 для осложненных условий бурения; $Q_2$ — общий вес бурильной колонны с учетом потерь веса в жидкости.

С учетом (34)—(37) окончательно получим

$$l \leqslant \frac{\frac{Q_1}{n} - Q_2}{2\pi b\tau} - \mu \frac{h}{\tau} \frac{1+\mu_1}{1-\mu_2} \frac{E_1}{E_0} p_{\text{к. п}} + h. \qquad (38)$$

В более общем виде для многосекционной бурильной колонны, состоящей из труб разных размеров, различной толщины и группы прочности, в уравнении (38) $Q_1$ будет обозначать наименьшую дополнительную нагрузку, при которой в опасном сечении колонны труб напряжение достигает предела текучести; $Q_3$ — вес колонны ниже опасного сечения с учетом потерь веса в жидкости.

За опасное сечение в данном случае принимается сечение, которое с учетом напряжения от собственного веса колонны имеет наименьший запас прочности.

Из (38) следует, что величина силы, приложенной к верхнему концу колонны для освобождения ее, будет равна в первом случае $Q_1/n$, а во втором — $(Q_3/n) + Q_4$ (где $Q_4$ — вес колонны выше опасного сечения с учетом потерь веса в жидкости).

## ОПРЕДЕЛЕНИЕ АНАЛИТИЧЕСКИХ ВЫРАЖЕНИЙ ПЕРИОДОВ РАЗГОНА И ТОРМОЖЕНИЯ ДЛЯ РАЗРАБОТКИ ОПТИМАЛЬНОЙ ТАКТИКИ ВЕДЕНИЯ СПУСКНЫХ ОПЕРАЦИЙ В БУРЕНИИ

Колонну бурильных труб спускают в скважину свечами, причем до и после спуска каждой свечи она находится в неподвижном состоянии. В начале спуска им необходимо дать движение, а к концу спуска — остановку, т. е. дать возможность двигаться по двухпериодной тахограмме (график изменения скорости спуска во времени $v = f(t)$ с периодами разгона и торможения).

Исследованиями установлено, что наименьшему времени в идеальных условиях спуска, т. е. при абсолютно прочных колонне и стволе скважины и отсутствии сопротивления среды, соответствует такой спуск, когда в период разгона спуск происходит с ускорением свободного падения, а остановка — мгновенно. Тахограмма такого спуска имеет вид прямоугольного треугольника, гипотенуза которого характеризует период разгона, один катет — время спуска, а другой — период торможения.

Очевидно, что при мгновенной остановке колонны, в конце спуска, в ней возникают значительные напряжения.

На рис. 102 приведена зависимость общего напряжения ($\sigma_{\text{общ}}$), его статической ($\sigma_{\text{ст}}$) и динамической ($\sigma_{\text{д}}$) составляющих от длины колонны при падении ее на длину однотрубки (12,5 *м*), двухтрубки — свечи (25 *м*) и трехтрубки — удлиненной свечи (37,5 *м*) в среде промывочной жидкости удельного веса $\gamma = 1{,}5$ *Г/см*$^3$. При падении колонны, состоящей даже из одной свечи, $\sigma_{\text{д}} = 97{,}4$ *кГ/мм*$^2$, тогда

как предел текучести одной свечи из прочной трубной стали (марки М) равен 75 *кГ/мм*². Это свидетельствует о невозможности спуска бурильной колонны, состоящей даже из одной свечи длиной 25 *м* и изготовленной из прочной марки трубной стали, по идеальной тахограмме, обеспечивающей минимальное время спуска.

В настоящее время, когда колонна бурильных труб имеет определенную прочность (вероятно сравнительно небольшую), остановку спускаемого инструмента можно осуществлять не с ускорением, имеющим бесконечную величину, а со значительно меньшим ускорением $j_1$, определяемым из выражения

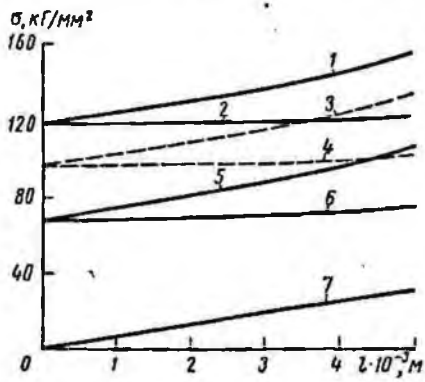



Рис. 102. Напряжения, возникаемые в колонне при ее падении.
1 — $\sigma_{об}$, $h = 37{,}5$ *м*; 2 — $\sigma_д$, $h = 37{,}5$ *м*; 3 — $\sigma_{об}$, $h = 25$ *м*; 4 — $\sigma_д$, $h = 25$ *м*; 5 — $\sigma_{об}$, $h = 12{,}5$ *м*; 6 — $\sigma_д$, $h = 12{,}5$ *м*; 7 — $\sigma_{ст}$.

$$j_1 \leqslant \frac{\frac{P_1}{n_1} - Q_1 + P_2}{m}, \qquad (39)$$

где $P_1$ — растягивающая нагрузка, при которой напряжение в теле трубы достигает предела текучести; $Q_1$ и $m$ — соответственно вес и масса колонны, погруженной в промывочную жидкость; $P_2$ — сила сопротивления, которую испытывает спускаемая колонна; $n_1$ — коэффициент, учитывающий необходимый запас для случаев экстренного торможения [260].

Для обеспечения условия быстродействия спуска период торможения должен быть равнозамедленным, с постоянным максимально допускаемым ускорением — $j_2$. Известно, что

$$\frac{dv(t)}{dt} = j(t); \qquad (40)$$

$$dv(t) = j(t)\,dt. \qquad (41)$$

Проинтегрировав (41) в промежутке торможения $(t_1 \div t_2)$ и учитывая, что $v_{t_1} = b$ и $v_{t_2} = 0$, получим

$$-b = \int_{t_1}^{t_2} j(t)\,dt. \qquad (42)$$

Так как $(t_2 \div t_1)$ является промежутком интегрирования, то для минимизации необходимо, чтобы подынтегральная функция была как можно большей. Но так как максимально допускаемое ускорение ограничено, при $|j(t)| = j_1$ время $(t_2 \div t_1)$ будет минимальным.

Теперь рассмотрим период разгона. Для определения формы кривой периода разгона необходимо решить уравнение движения колонны, имеющей вид:

$$m\frac{d^2s}{dt^2}=Q_1-(P_2+P_3), \qquad (43)$$

где $s$ — путь колонны; $P_3$ — сила, прикладываемая к верхнему концу колонны для удержания ее.

В период разгона для удовлетворения условия быстродействия $P_3$ должна равняться нулю. Значит, для решения уравнения (43) необходимо определить $P_2$.

Сила сопротивления, которую испытывает колонна при спуске в скважину, обусловливается трением ее о стенки скважины, свойствами глинистой корки и пород, слагающих стенки скважины, гидравлическими сопротивлениями, величина которых зависит от реологических свойств жидкости, скорости движения, длины колонны и т. п.

При спуске бурильной колонны на отдельных участках ствола скважины целостность корки может быть нарушена вследствие срезания (выскребания) ее долотом или же замками и муфтами колонны или же выдавливания под большим давлением колонны. Поэтому при спуске в зонах нарушения целостности корки трение будет происходить между колонной и породой, а на других участках — между колонной и коркой.

Первые данные относительно характера изменения коэффициента трения ($\nu$) в зависимости от скорости скольжения ($v$) были получены Кулоном и Вишгемом еще в XVIII веке. Согласно этим данным с ростом скорости для ряда материалов $\nu$ увеличивается.

Принимая во внимание материалы исследований, накопившиеся к настоящему времени, можно сказать, что при трении стальных труб о породы стенок скважин особых изменений $\nu$ в зависимости от скорости не будет. В случае трения колонны о корку величина силы трения зависит от перепада давления между скважиной и пластом и продолжительности контакта.

Н. М. Шерстневым, Р. А. Мусаевой и Д. М. Махмудовым экспериментально в АзНИИбурнефти установлено, что в диапазоне скоростей 0,008—0,25 *м/сек* с ростом последних силы трения уменьшаются. Аналитические исследования вопроса по определению гидравлических сопротивлений, оказываемых телу, движущемуся с переменной скоростью в глинистом растворе, применяющемся в большинстве случаев в качестве промывочной жидкости при бурении, т. е. в вязко-пластичной среде, до настоящего времени проведены еще недостаточно. Основным затруднением в этом случае является сложность определения размеров ядра для такого потока.

Ниже сделана попытка аналитически исследовать движение колонны при ее спуске. При рассмотрении данного вопроса делается допущение о соосном движении цилиндра большой длины в цилиндрическом сосуде, заполненном вязко-пластичной жидкостью, для

который закон внутреннего трения определяется уравнением Бингама.

При этом считается, что сопротивление $P_4$, оказываемое промывочной жидкостью спускаемой колонне в зависимости от скорости спуска, имеет вид квадратного трехчлена

$$P_4 = A_1 v^2 + B_1 v + C_1. \tag{44}$$

При этом согласно уравнению (43) при $P_3 = 0$

$$m \frac{dv}{dt} = Q_1 - P_4. \tag{45}$$

В (45) архимедова сила может быть учтена как в $Q_1$, так и в $P_4$. Из (44) и (45) имеем

$$m \frac{dv}{dt} = Q_1 - (A_1 v^2 + B_1 v + C_1); \tag{46}$$

произведя группировку в (46) с учетом, что $C_2 = C_1 - Q_1$, будем иметь

$$\frac{dv}{A_1 v^2 + B_1 v + C_2} = -\frac{dt}{m}. \tag{47}$$

Произведя интегрирование, определив постоянные интегрирования, воспользовавшись условием, что при $t = 0$ и $v = 0$, а затем, решая относительно $v$, получим два решения в зависимости от значения $\Delta$, где $\Delta = 4A_1(C_1 - Q_1) - B_1^2$.

Для первого случая при $\Delta > 0$

$$v = \frac{2(Q_1 - C_1)\operatorname{tg}\frac{\sqrt{4A_1(C_1 - Q_1) - B_1^2}}{2m} \cdot t}{\sqrt{4A_1(C_1 - Q_1) - B_1^2} + B_1 \operatorname{tg}\frac{\sqrt{4A_1(C_1 - Q_1) - B_1^2}}{2m} \cdot t}; \tag{48}$$

для второго случая при $\Delta < 0$

$$v = \frac{2(C_1 - Q_1)\left(e^{-\frac{\sqrt{-[4A_1(C_1 - Q_1) - B_1^2]}}{m} \cdot t} - 1\right)}{(B_1 + \sqrt{-[4A_1(C_1 - Q_1) - B_1^2]}) - (B_1 - \sqrt{-[4A_1(C_1 - Q_1) - B_1^2]}\, e^{-\frac{\sqrt{-[4A_1(C_1 - Q_1) - B_1^2]}}{m} \cdot t}}. \tag{49}$$

Выполним анализ общего выражения сопротивления (44) и полученных зависимостей.

1. На основании общего правила о квадратичных трехчленах $A_1 \neq 0$. Графический анализ трехчлена показывает, что случай $A_1 < 0$ противоречит физическому смыслу явления, согласно которому с увеличением скорости спуска сопротивление должно расти. В рассматриваемом же случае ($A_1 < 0$) при $B_1 \leqslant 0$ с ростом скорости

(от нуля) сопротивление уменьшается; при $B_1 > 0$ сопротивление сначала хотя и растет, но затем, начиная со значения $v = -B_1/2A_1$, оно опять начинает уменьшаться.

Таким образом, случай $A_1 > 0$ отвечает действительности. При этом в случае $B_1 > 0$ дискриминант квадратного трехчлена $Д = B_1 - 4A_1C_1$ может принять любое значение; при значении же $B_1 = 0$ он должен быть меньше нуля.

2. Коэффициент $C_1$ учитывает силы молекулярного взаимодействия (адгезионные силы) между колонной или промывочной жидкостью, или глинистой коркой, или же горными породами стенок скважин. Поэтому $C_1 > 0$. Величина этой силы прежде всего зависит от свойств промывочной жидкости и созданной ею корки, а также от давления на поверхности контакта. Так как движение колонны при спуске происходит под действием силы $Q_1$, то при спуске колонны $C_1$ всегда будет меньше $Q_1$.

3. Исходя из пунктов 1 и 2, можно установить, что в реальных условиях возможен только случай $\Delta < 0$, и поэтому в дальнейшем только этот случай и рассматривается.

4. В зависимости от значений коэффициентов, входящих в выражение (44), можно получить восемь различных его сочетаний и, значит, столько же зависимостей скорости спуска от времени (табл. 38).

Для установления степени реальности полученных в таблице восьми случаев и выбора наиболее оптимальной формы рассмотрим имеющиеся в литературе исследования по данному вопросу.

Как показывают исследования А. Х. Мирзаджанзаде и других, в пределах малых скоростей спуска колонны скорость наложения деформации оказывает значительное влияние на динамическое напряжение сдвига.

Г. Т. Гасановым и А. А. Мовсумовым определено изменение гидродинамического давления на стенки скважины при переменной скорости спуска колонны в скважину, заполненную вязкой жидкостью. Сила трения прямо пропорциональна скорости спуска; полное же гидродинамическое давление, в свою очередь, пропорционально скорости и ускорению спуска.

Для оценки сопротивления, оказываемого спускаемой колонне, можно воспользоваться аналитическими работами по определению гидравлических потерь при движении промывочных жидкостей.

Анализ формул показывает, что гидравлические сопротивления при всех режимах зависят от скорости течения, и степень скорости колеблется между 1 и 2. Причем для ламинарного и структурного режимов значения степени близки к 1, а для турбулентного режима — к 2.

Если учесть, что при применяемых конструкциях скважин и скоростях спуска, особенно при спуске бурильной колонны, наблюдается структурный режим течения жидкости в кольцевом сечении, то становится очевидным, что зависимость между скоростью спуска и сопротивлением в данном случае близка к линейному, т. е. степень скорости спуска близка к 1.

Таблица 38

| № случая | Коэффициенты, входящие в выражение сопротивления | Выражение сопротивления | Сопротивление | Изменение скорости спуска колонны во времени для различных характеров сопротивления |
|---|---|---|---|---|
| 1 | $A_1=0$<br>$B_1=0$<br>$C_1=0$ | $P_4=0$ | Отсутствует | $v=gt$ |
| 2 | $A_1=0$<br>$B_1=0$<br>$0<C_1\ll\infty$ | $P_4=C_1=\text{const}$ | Постоянное | $v=\left[\left(1-\frac{C_1}{Q_1}\right)g\right]t$ |
| 3 | $A_1=0$<br>$0<B_1\ll\infty$<br>$C_1=0$ | $P_4=B_1v$ | Прямо пропорционально скорости спуска | $v=\frac{Q_1}{B_1}\left(1-e^{-\frac{B_1}{m}t}\right)$ |
| 4 | $A_1=0$<br>$0<B_1\ll\infty$<br>$0<C_1\ll\infty$ | $P_4=B_1v+C_1$ | Пропорционально скорости спуска | $v=\frac{Q_1-C_1}{B_1}\left(1-e^{-\frac{B_1}{m}t}\right)$ |
| 5 | $0<A_1\ll\infty$<br>$B_1=0$<br>$C_1=0$ | $P_4=A_1v^2$ | Прямо пропорционально квадрату скорости спуска | $v=-\sqrt{\frac{Q_1}{A_1}}\cdot\frac{\left(1-e^{\frac{2\sqrt{A_1Q_1}}{m}t}\right)}{\left(1+e^{\frac{2\sqrt{A_1Q_1}}{m}t}\right)}$ |
| 6 | $0<A_1\ll\infty$<br>$B_1=0$<br>$0<C_1\ll\infty$ | $P_4=A_1v^2+C_1$ | Пропорционально квадрату скорости спуска | $v=-\sqrt{\frac{Q-C_1}{A_1}}\frac{\left(1-e^{\frac{2\sqrt{-A_1(C_1-Q_1)}}{m}t}\right)}{\left(1+e^{\frac{2\sqrt{-A_1(C_1-Q_1)}}{m}t}\right)}$ |
| 7 | $0<A_1\ll\infty$<br>$0<B_1\ll\infty$<br>$C_1=0$ | $P_4=A_1v^2+B_1v$ | Пропорционально скорости спуска и ее квадрату | $v=\frac{2Q\left(1-e^{\frac{\sqrt{4A_1Q_1+B_1^2}}{m}t}\right)}{(B_1-\sqrt{4A_1Q_1+B_1^2})-(B_1+\sqrt{4A_1Q_1+B_1^2})\times e^{\frac{\sqrt{4A_1Q_1+B_1^2}}{m}t}}$ |
| 8 | $0<A_1\ll\infty$<br>$0<B_1\ll\infty$<br>$0<C_1\ll\infty$ | $P_4=A_1v^2+B_1v+C_1$ | Пропорционально скорости спуска в виде квадратного трехчлена | $v=\frac{2(C_1-Q_1)\left(e^{\frac{\sqrt{-4A_1(C_1-Q_1)-B_1^2}}{m}t}-1\right)}{(B_1+\sqrt{-[4A_1(C_1-Q_1)-B_1^2]})-(B_1-\sqrt{-[4A_1(C_1-Q_1)-B_1^2]})e^{\frac{\sqrt{-[4A_1(C_1-Q_1)-B_1^2]}}{m}t}}$ |

Математическая обработка результатов экспериментальных работ, проведенных У. Гонисом, Д. Давсоном и др., показывает, что зависимость между потерей давления и скоростью (сравнительно в большом диапазоне изменений последней — 0,85 ÷ 4,5 *м/сек*) имеет гиперболический характер, причем степень скорости в этой зависимости равняется 1,2.

В работе Ормсби [262] показана графическая зависимость повышения давления от диаметра скважины при спуске 238-*мм* колонны длиной 3000 *м* с обратным клапаном при различных скоростях ее спуска. Эти данные дают возможность установить для одного размера скважины (например 351 *мм*) зависимость между потерей давления $p_{б.к}$ и скоростью бурильной колонны $v_{б.к}$

$$p_{б.к} = 43{,}5 v_{б.к}^{1{,}2} \tag{50}$$

и для одной скорости спуска бурильного инструмента (1,2 *м/сек*) зависимость повышения давления от средней скорости потока в кольцевом пространстве $v_{к.п}$

$$p_{к.п} = 38{,}0 v_{к.п}^{3}. \tag{51}$$

Кубический закон (51) обусловлен, вероятно, тем, что изменение размеров кольцевого пространства приводит к значительным изменениям эпюры распределения скорости в кольцевом пространстве.

Представляют интерес также работы Краснодарского филиала ВНИИ по замерам повышения давления при спуске колонны труб непосредственно в скважине. Для случаев спуска 103-*мм* колонны без обратного клапана, переводника и УБТ зависимость потерь давления от скорости спуска выражается

$$p_{б.к} = k v_{б.к},$$

где $p_{б.к}$ в *кГ/см²*; $v_{б.к}$ в *м/сек*; $k = 12{,}9$.

Таким образом, имеющиеся в литературе материалы свидетельствуют о том, что для случая спуска колонны бурильных труб можно принимать линейный закон зависимости между скоростью и сопротивлением.

Исходя из изложенного выше, можно установить, что приведенные в табл. 38 случаи 1 и 2 нереальны. Случай 3 мало реален, так как отсутствует постоянная составляющая сопротивления, учитывающая адгезионные силы. Случай 4 близко описывает явление и имеет простое математическое решение, поэтому может быть принят за закономерность сопротивления.

Случаи 5 и 6 также мало реальны, так как скорости спуска колонны получаются небольшими ($v_{ср} = 1{,}2$ *м/сек*; $v_{max} = 5$ *м/сек*). При таких значениях скоростей вряд ли сопротивления будут пропорциональны скорости. В. Л. Александров [263] отмечает, что в сравнительно небольшом диапазоне изменения скоростей зависимость сопротивления от скорости проявляется слабо. Она более заметна при изменении самого характера течения.

Случай 7 близок к реальным явлениям. Однако из-за его сложности желательно принять случай, более полно описывающий явление — случай 8.

Таким образом, если математическая обработка и численное решение задачи нетрудны, для периода разгона зависимость $v = f(t)$ необходимо принять в виде сложной экспоненциальной функции (случай 8), если же решение затруднительно, с небольшими допущениями эта зависимость может быть принята в виде более простой экспоненциальной функции (случай 4).

А. А. Мовсумов [84], проведя гидравлическое исследование режима спуска бурового инструмента и обсадной колонны в целях избежания гидравлического разрыва пласта и смятия обсадной колонны для периода разгона, также получил зависимости, подобные случаю 4.

## О ПЛАВНОСТИ СПУСКА БУРИЛЬНОЙ КОЛОННЫ С ТОЧКИ ЗРЕНИЯ СОХРАНЕНИЯ УСТОЙЧИВОСТИ И ЦЕЛОСТНОСТИ СТВОЛА СКВАЖИНЫ

Скорость спуска в период разгона изменяется по экспоненциальному закону при условии минимальности времени спуска в реальных условиях, а движение в период торможения при этом является равнозамедленным с максимально допустимым ускорением, значение которого ограничивается прочностью труб.

Для полного задания режима спуска должны быть определены зависимости $s(t)$, $w(t)$, $v(s)$, $j(t)$, которые без промежуточных решений даны ниже ($s$ — путь колонны, $t$ — время, $v$ — скорость, $w$ — ускорение, $j$ — параметр, характеризующий плавность режима).

Для периода разгона ($0 \leqslant t \leqslant t_1$):

$$v_1(t) = \frac{ds_1}{dt} = \frac{Q - C_1}{B_1}\left(1 - e^{-\frac{B_1}{m}t}\right); \tag{52}$$

$$w_1(t) = \frac{dv_1}{dt} = \frac{d^2s_1}{dt^2} = \left(g - \frac{C_1}{m}\right)e^{-\frac{B_1}{m}t}; \tag{53}$$

$$j_1(t) = \frac{dw_1}{dt} = \frac{d^3s_1}{dt^3} = -\frac{B_1}{m}\left(g - \frac{C_1}{m}\right)e^{-\frac{B_1}{m}t}; \tag{54}$$

$$s_1 = \frac{Q - C_1}{B_1}t - \frac{(Q - C_1)m}{B_1^2}\left(1 - e^{-\frac{B_1}{m}t}\right). \tag{55}$$

Для периода торможения ($t_1 \leqslant t \leqslant t_2$):

$$v_2(t) = \frac{ds}{dt} = \frac{Q - C_1}{B_1}\left(1 + e^{-\frac{B_1}{m}t}\right) + a_2(t - t_1) \tag{56}$$

или

$$v_2(t)=\frac{ds_2}{dt}=a_2(t-t_2); \tag{57}$$

$$a_3 \leqslant \frac{\sigma_{доп}F-P}{m}; \tag{58}$$

$$a_2=ka_3 \text{ (причем } a_2<0); \tag{59}$$

$$w_2(t)=\frac{d^2s_2}{dt^2}=a_2; \tag{60}$$

$$\frac{d^3s_2}{dt^3}=j_2=0; \tag{61}$$

$$s_2=-\frac{a_2}{2}(t-t_2)^2, \tag{62}$$

где $\sigma_{доп}$ — допускаемое напряжение, соответствующее пределу текучести материала трубы; $F$ — площадь поперечного сечения гладкой части тела трубы; $P$ — вес погруженной в промывочную жидкость бурильной колонны; m — масса бурильной колонны; $k$ — коэффициент ускорения, причем $a_2$ — ускорение при служебных (рабочих) торможениях, $a_3$ — ускорение при экстренных торможениях [260].

Кроме того, для полного определения режима необходимо найти время периода разгона $t_1$ и торможения $(t_2-t_1)$, полное время спуска $t_2$ и максимальную скорость спуска. Для определения времени составляют два уравнения: одно — исходя из условия равенства скоростей в конце периода разгона и в начале периода торможения, другое — из условия равенства длины спускаемой свечи площади по графикам

$$v=f(t),\ \frac{Q-C_1}{B_1}\left(1-e^{-\frac{B_1}{m}t_1}\right)=a_2(t_1-t_2); \tag{63}$$

$$L=\left[\frac{Q-C_1}{B_1}t_1-\frac{(Q-C_1)m}{B_1^2}\left(1-e^{-\frac{B_1}{m}t_1}\right)\right]-\frac{a_2}{2}(t_1-t_2)^2. \tag{64}$$

Совместное решение равенств (63) и (64) приводит к трансцендентному уравнению (65) относительно $t_1$:

$$L=\frac{Q-C_1}{B_1}t_1-\frac{(Q-C_1)m}{B_1^2}+\frac{(Q-C_1)m}{B_1^2}e^{-\frac{B_1}{m}t_1}-$$
$$-\frac{(Q-C_1)^2}{2B_1^2a_2}+\frac{(Q-C_1)^2}{B_1^2a_2}e^{-\frac{B_1}{m}t}-\frac{(Q-C_1)^2}{2a_2B_1^2}e^{-\frac{2B_1}{m}t_1}. \tag{65}$$

Из полученного уравнения (65) $t_1$ определяется графическим путем. Для этого члены, содержащие трансцендентную функцию,

оставляем в левой части уравнения, а все оставшиеся переносим в правую часть. Тогда

$$y_1(t) = y_2(t), \tag{66}$$

где

$$y_1(t) = A_1 t - B;$$

$$y_2(t) = A' e^{-\frac{2B_1}{m} t} - B' e^{-\frac{B_1}{m} t};$$

$$A_1 = \frac{Q - C_1}{B_1}; \quad A' = \frac{(Q - C_1)^2}{2B_1^2 a_2};$$

$$B = e + \frac{(Q - C_1) m}{B_1^2} + \frac{(Q - C_1)^2}{2B_1^2 a_2};$$

$$B' = \frac{(Q - C_1) m}{B_1^2} + \frac{(Q - C_1)^2}{B_1^2 a_2}.$$

Далее строим графики этих функций (рис. 103), причем на чертеже график $y = y_2(t)$ сделан для одного из четырех возможных случаев, когда $A', B', -B_1/m$ — одного знака. Абсцисса точки их пересечения и будет искомым корнем $t$ уравнения (66) или, что то же самое, уравнения (65).

Найдя $t_1$, из уравнения (66)

$$t_2 = t_1 - \frac{Q - C_1}{B_1 a_2}\left(1 - e^{-\frac{B_1}{m} t_1}\right)$$

определяем величину $t_2$.

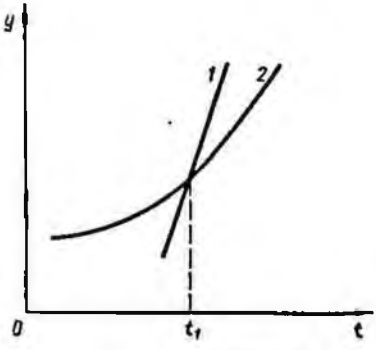



Рис. 103. График функций.

$1 - y = A_1 t - B$; $2 - y_2 = A_2 e^{-\frac{2B_1}{m} t} - B_2$.

Разработанный вариант режима не удовлетворяет требованиям, предъявляемым к режиму спуска, т. е. обеспечению плавности спуска, устойчивости и целостности стенок скважин.

Из выведенных выше аналитических выражений оптимального режима следует, что в начале периода разгона, при переходе от периода разгона к периоду торможения и в конце периода торможения ускорение испытывает разрыв. В начале периода разгона ускорение мгновенно изменяется от нуля (а по некоторым данным от значения $g$, так как во время покоя на колонну действует сила земного притяжения) до некоторого положительного значения, а в конце спуска — наоборот. При переходе же с периода разгона в период торможения знак ускорения меняется на отрицательный. Поскольку перед началом спуска колонна находится в покое, то для осуществления спуска снаружи вначале необходимо дать колонне возможность под действием собственного веса придти в движение с положительным ускорением. После спуска снаружи определенной

длины естественно необходимо гасить кинетическую энергию, полученную колонной, чтобы к концу спуска остановить ее, т. е. в этот период колонне сообщить отрицательное ускорение. Из этого вытекает, что однократное изменение знака ускорения является технологической необходимостью и ввиду того, что это изменение происходит всего один раз; рассматриваемой режим с точки зрения появления усталостных явлений в колонне труб и в особенности стенок скважин является оптимальным.

Однако в рассматриваемом режиме имеются резкие (мгновенные) изменения значения ускорения в начале и в конце спуска, а также при переходе из одного периода в другой. Сглаживание резких изменений ускорения может быть осуществлено путем более плавного изменения скорости в отмеченных точках согласно графикам, которые в системе $v = f(t)$ представляют собой отдельные участки эллипса (в частном случае, при определенных соотношениях координатных осей могут иметь вид окружности, спирали — архимедовой, логарифмической или гиперболической), локона Аньези или других кривых, выражающихся следующими функциями:

$$v = \frac{1}{at^2 + bt + c},$$

$$v = e^{-at^2},$$

$$v = ae^{bt+ct^2},$$

$$v = at^b e^{ct},$$

$$v = \frac{a^3}{a^3 + t^2}.$$

Сглаживание может быть осуществлено также по эвольвенте, кривым тригонометрической функции, например по косинусоиде.

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ


1. Розанов Ю. А. Экспериментальные исследования деформаций горных пород при высоких давлениях и температурах до 200° С. М., изд-во АН СССР, 1962.

2. Байдюк Б. В. Механические свойства горных пород при высоких давлениях и температурах. М., Гостоптехиздат, 1963.

3. Розанов Л. Н. Физико-механические условия образования тектонических структур платформенного типа. Л., изд-во «Недра», 1965.

4. Томашевская И. С. Исследование механических свойств образцов горных пород в условиях высокого давления при сложных напряженных состояниях. Автореферат кандидатской диссертации. М., МИНХ и ГП, 1966.

5. Бишоп А., Хенкель Д. Определение свойств грунтов в трехосных испытаниях. М., Госстройиздат, 1961.

6. Огибалов П. М., Кийко И. А. Поведение вещества под давлением. Изд. МГУ, 1962.

7. Воларович М. П. Проблемы тектонофизики. М., Госгеолтехиздат, 1960.

8. Свенсон К. Физика высоких давлений. М., изд-во ИЛ, 1963.

9. Твердые тела под высоким давлением. Под редакцией В. Пол и Д. Вармауэр. М., изд-во «Мир», 1966.

10. Фараджов Т. Г., Фиталиев М. Д. Горные породы Азербайджана и пути их эффективного разрушения. Баку, Азернешр, 1965.

11. Булатов В. В. Разрушение горных пород при бурении сверхглубоких скважин. Грозный, Чечено-Ингушское книжное изд-во, 1964.

12. Булатов В. В. Механика разрушения горных пород при сверхглубоком бурении. Новосибирск, изд-во «Наука», 1966.

13. Финогенов И. С., Волошко Г. Н. Влияние высокой температуры и давления на изменение механических свойств горных пород при вдавливании. В сб. «Вопросы бурения скважин и добычи нефти». Тр. ГрозНИИ, вып. XVI. М., Гостоптехиздат, 1963.

14. Финогенов И. С. Стенд для определения механических свойств горных пород в условиях высокой температуры и давления. В сб. «Вопросы бурения скважин и добычи нефти». Тр. ГрозНИИ, вып. XVI. М., Гостоптехиздат, 1963.

15. Финогенов И. С. Определение механических характеристик горных пород меловых отложений Чечено-Ингушетии при высоких температурах и давлениях. Фонды ГрозНИИ, 1961.

16. Симонянц Л. Е. и др. Методика проведения динамических и статических испытаний горных пород на вдавливание в условиях горного и гидростатического давлений до 5000 кГ/см². Тезисы докладов всесоюзного совещания по вопросу «Экспериментальные исследования механических свойств горных пород методом вдавливания штампа в условиях высоких давлений и температур и их практическое применение в бурении и нефтяной геологии». М., ОНТИ ВНИИ, 1966.

17. Симонянц Л. Е. и др. Результаты динамических испытаний изверженных горных пород в условиях гидростатического давления до 5000 кГ/см². Тезисы докладов всесоюзного совещания по вопросу «Экспериментальные исследования механических свойств горных пород методом вдавливания штампа в условиях высоких давлений и температур и их практическое применение в бурении и нефтяной геологии». М., ОНТИ ВНИИ, 1966.

18. Сферина Н. Д. Современные методики экспериментальных исследований горных пород вдавливанием в условиях высоких давлений, температур и разных скоростей

деформирования. Тезисы докладов всесоюзного совещания по вопросу «Экспериментальные исследования механических свойств горных пород методом вдавливания штампа в условиях высоких давлений и температур и их практическое применение в бурении и нефтяной геологии». М., ОНТИ ВНИИ, 1966.

19. Сферина И. Д. Механические свойства основных типов горных пород при вдавливании в условиях влияния горного и гидростатического давлений, характерных для глубин залегания пород до 8—10 км. Тезисы докладов всесоюзного совещания по вопросу «Экспериментальные исследования механических свойств горных пород методом вдавливания штампа в условиях высоких давлений и температур и их практическое применение в бурении и нефтяной геологии». М., ОНТИ ВНИИ, 1966.

20. Павлова Н. Н., Сферина И. Д. Методика практического применения результатов исследований механических свойств горных пород вдавливанием при проектировании оптимальных режимов бурения, выборе наиболее производительных инструментов и оценке буримости горных пород. Тезисы докладов всесоюзного совещания по вопросу «Экспериментальные исследования механических свойств горных пород методом вдавливания штампа в условиях высоких давлений и температур и их практическое применение в бурении и нефтяной геологии». М., ОНТИ ВНИИ, 1966.

21. Бабдюк Б. В., Павлова Н. Н. Оценка относительной деформируемости горных пород в земной коре по результатам испытаний горных пород вдавливанием. Тезисы докладов всесоюзного совещания по вопросу «Экспериментальные исследования механических свойств горных пород методом вдавливания штампа в условиях высоких давлений и температур и их практическое применение в бурении и нефтяной геологии». М., ОНТИ ВНИИ, 1966.

22. Арцимович Г. В. Экспериментальные исследования механических свойств горных пород при вдавливании в условиях высоких давлений и температур. Тезисы докладов всесоюзного совещания по вопросу «Экспериментальные исследования механических свойств горных пород методом вдавливания штампа в условиях высоких давлений и температур и их практическое применение в бурении и нефтяной геологии». М., ОНТИ ВНИИ, 1966.

23. Арцимович Г. В. и др. Установка для исследования механических свойств горных пород методом вдавливания. В сб. «Алмазный и твердо-сплавный инструмент в горном деле», Киев, изд-во «Техника», 1965.

24. Алексеев Ю. Ф. Влияние забойных факторов на механические свойства горных пород нефтяных и газовых месторождений Башкирии по данным лабораторных и стендовых исследований. Тезисы докладов всесоюзного совещания по вопросу «Экспериментальные исследования механических свойств горных пород методом вдавливания штампа в условиях высоких давлений и температур и их практическое применение в бурении и нефтяной геологии». М., ОНТИ ВНИИ, 1966.

25. Скляров Э. Д. Аппаратура и методика исследования механических свойств горных пород вдавливанием штампа в условиях высоких давлений и температур. Тезисы докладов всесоюзного совещания по вопросу «Экспериментальные исследования механических свойств горных пород методом вдавливания штампа в условиях высоких давлений и температур и их практическое применение в бурении и нефтяной геологии». М., ОНТИ ВНИИ, 1966.

26. Шамсиев А. А., Аскеров Ф. А. Влияние температуры на механические свойства горных пород. Изв. АН Азерб. ССР, серия геолого-географ. наук, 1965, № 2.

27. Шамсиев А. А., Аскеров Ф. А. Исследование влияния давления на механические свойства горных пород. В сб. «Исследование механических свойств горных пород методом вдавливания штампа и практическое использование полученных результатов». М., ВНИИОЭНГ, 1965.

28. Алишаян Р. Р. Механические свойства горных пород нефтяных и газовых месторождений Кубани при вдавливании в условиях высоких давлений. Тезисы докладов всесоюзного совещания по вопросу «Экспериментальные исследования механических свойств горных пород методом вдавливания штампа в условиях высоких давлений и температур и их практическое применение в бурении и нефтяной геологии». М., ОНТИ ВНИИ, 1966.

29. Протодьяконов М. М. и др. Методы исследования механических свойств горных пород в условиях объемного напряженного состояния. В сб. «Механические свойства горных пород». М., изд-во АН СССР, 1963.

30. Кофман М. И. и др. Прочность горных пород в объемном напряженном состоянии. М., изд-во «Наука», 1964.

31. Матвеев Б. В. Исследования объемной прочности и деформационных характеристик горных пород при объемных нагрузках. В сб. «Исследование физико-механических свойств горных пород применительно к задачам управления горным давлением». М., изд-во АН СССР, 1962.

32. Хамурзин И. И. Бурение на верхнюю мантию. М., изд-во «Недра», 1967.

33. Бингхем М. Г. Проблемы буримости горных пород. Обзор зарубежной литературы. НТС, «Бурение». ВНИИОЭНГ, 1966.

34. Linden N. H. Bottom seavenging-amajor factor govering penetration ratesat-depth. J. Petrol. Technol., v. 14, No. 2, 1962.

35. Linden N. H. Urseichendes kleineren. Bohrfortschritles and Tenfl. J. Erdol und Kohle, v. 17, No. 4, 1964.

36. Darley H. C. Desingning fast drilling fluids. J. Petrol. Technol, v. 17, No. 4, 1965.

37. Ormsby George. How Proper desilting helps in unweighted mud olrilling J. Drilling, v. 27, No. 0, 1966.

38. Maurer William C. Shear failure of rock under compression. J. Soc. Petrol. Engrs, v. 5, No. 2, 1965.

39. Maurer William C. Threshold bit weight must be exceuded for fast drilling. J. Drilling, v. 27, No. 3, 1966.

40. Maurer William C. How bottom-hole Pressire affects penetration rate. J. Oil and Gas, v. 64, No. 2, 1966.

41. Эйгелес Р. М. Исследование процесса разрушения горных пород при бурении Дисс. на соиск. уч. степ. докт. техн. наук. МИНХ и ГП, 1966.

42. Гришин А. С. Исследование распределения напряжений в призабойной зоне буровой скважины методом фотоупругости. Дисс. на соиск. уч. степ. канд. техн. наук, МИНХ и ГП, 1966.

43. Насонов Л. И. Исследование распределения напряжений вокруг подземных подготовительных выработок оптическим методом. М., Углетехиздат, 1950.

44. Тандананд С., Гартман Г. Л. Распределение напряжений под клинообразной буровой коронкой при статической нагрузке. В сб. «Разрушение и механика горных пород». М., Госгортехиздат, 1962.

45. Владимирский А. М. Исследование напряженного состояния призабойной зоны скважины методом пространственной фотоупругости. В сб. «Экспериментальные исследования механических свойств горных пород методом вдавливания штампа в условиях высоких давлений и температур и их практическое применение в бурении и нефтяной геологии». М., ОНТИ ВНИИ, 1966.

46. Шамсиев А. А. Напряженное состояние породы забоя скважины. Тр. АзНИИ ДН, вып. X. Баку, Азернешр, 1960.

47. Касумзаде Д. С. и др. Механические свойства пород при вдавливании, определенные в условиях всестороннего сжатия для проектирования режимов бурения сверхглубокой скважины в районе Падар Азербайджанской ССР. В сб. «Механические свойства горных пород при вдавливании и их практическое использование». М., ВНИИОЭНГ, 1966.

48. Фараджев Т. Г. и др. Экспериментальное исследование напряженного состояния горных пород в условиях забоя скважин. В сб. «Вопросы бурения нефтяных и газовых скважин». Тр. АзНИИбурнефти, вып. VII. Л., изд-во «Недра», 1965.

49. Бобо Р. А., Хоч Р. С. Некоторые вопросы гидравлики бурения. Перевод из журнала «Уорлд ойл», тт. 4 и 5 за 1957 г. Фонды АзНИИбурнефти 1960.

50. Иоанесян Ю. Р. Новое в проблеме буримости пород. М., изд-во «Недра», 1967.

51. Шрейнер Л. А. Механические и абразивные свойства горных пород. М., Гостоптехиздат, 1958.

52. Фараджев Т. Г., Аскеров Ф. А. К вопросу пластичности глинистых пород. «Азерб. нефтяное хозяйство», 1961, № 6.

53. Фараджев Т. Г. и др. Технология бурения вязких и пластичных пород (на азерб. языке). Баку, Азернешр, 1963.

54. Фараджев Т. Г., Фаталиев М. Д. К вопросу определения коэффициента пластичности горных пород. Тр. АзНИИбурнефти, вып. VII. Л., изд-во «Недра», 1965.

55. Федоров В. С. Теоретическое объяснение природы обвалов при глубоком бурении. «Грозненский нефтяник», № 8.

56. Каргин В. А. и др. Изыскание растворов, не вызывающих разрушение обвалиающихся глин. В сб. «Борьба с обвалами при бурении нефтяных скважин». ОНТИ, НКТП, 1937.

57. Глинистые растворы с большими добавками химических реагентов. В сб. «Борьба с обвалами при бурении нефтяных скважин». ОНТИ, НКТП, 1937.

58. Лаптев Ф. Ф., Шаров В. С. О водоустойчивости глин. «Нефтяное хозяйство», 1934, № 11.

59. Лаптев Ф. Ф. Взаимодействие растворов силиката натрия с глинами. В сб. «Борьба с обвалами при бурении нефтяных скважин». ОНТИ, НКТП, 1937.

60. Покровский Г. И., Федоров Н. В. Исследование устойчивости грунтов глубокого залегания. В сб. «Борьба с обвалами при бурении нефтяных скважин», ОНТИ, НКТП, 1937.

61. Шищенко Р. И., Шаейцер Н. З. Утяжеленный глинистый раствор для борьбы с обвалами. «Азерб. нефтяное хозяйство», 1937, № 4.

62. Линевский А. А. Из практики борьбы с обвалами при бурении на промыслах азнефтетрестов. «Азерб. нефтяное хозяйство», 1936, № 4.

63. Завацкий М. А. Бурение в обвалиающихся зонах. «Азерб. нефтяное хозяйство», 1936, № 5.

64. Роджерс В. Ф. Промывочные жидкости для бурения нефтяных скважин. М., Гостоптехиздат, 1960.

65. Амелин Б. А. и др. Новые методы неметаллического крепления буровых скважин. М., изд-во «Недра», 1964.

66. Макаров Л. В. Электрохимическая обработка глинистых растворов. «Нефть и газ», 1962, № 8.

67. Динник А. Н. О давлении горных пород и расчет крепи круглой шахты. «Инженерный работник», 1925, № 7.

68. Терцаги К. Теория механики грунтов. М., Госстройиздат, 1961.

69. Лехницкий С. Г. Определение напряжений в упругом изотропном массиве вблизи вертикальной цилиндрической выработки круглого сечения. Изв. АН СССР, ОТН, 1938, № 7.

70. Протодьяконов М. М. Давление горных пород и рудничное крепление. ГОНТИ, 1931.

71. Покровский Н. М. Поведение горных выработок. М., Углетехиздат, 1954.

72. Несляк Ю. А., Руппенейт К. В. Теория давления горных пород и методы расчета обсадных труб. М., Гостоптехиздат, 1961.

73. Беляенко Ф. А. Напряжения вокруг ствола шахты при упруго-пластических породах. Изв. АН СССР, ОТН, 1950, № 6.

74. Ершов Л. В. О постановке задачи устойчивости горных выработок. Докл. АН СССР, т. 143, № 2, 1962.

75. Бесреванцев В. Г. Осесимметричная задача теории равновесия сыпучей среды. М., Гостехиздат, 1952.

76. Байдюк Б. В., Шрейнер Л. А. Расчет устойчивости горных пород в скважинах. В сб. «Вопросы деформации и разрушения горных пород при бурении». М., ГОСНИТИ, 1961.

77. Кузьмичев Д. Н. О напряженном состоянии пород в прифильтровой зоне нефтяного пласта. В сб. «Бурение скважин и разработка нефтяных месторождений». М., Гостоптехиздат, 1960.

78. Расиваде Я. М., Курбанов С. Г. Гидравлический разрыв пласта и вопросы осложнений при бурении скважин. Баку, Азнефтеиздат, 1960.

79. Karmans S. Przegląd górniczy, v. 6, No. 3, 1950.

80. Строганов А. С. Методы совместного расчета шахтных крепей и горного давления при нелинейно-упруго-вязких свойствах горных пород и материалов. В сб. «Горное давление и крепь вертикальных стволов». М., Госгортехиздат, 1963.

81. Андрианов Н. Н. и др. Бурение глубоких геологопоисковых скважин на суше и на море. Л., изд-во «Недра», 1965.

82. Мирзаджанзаде А. Х. и др. Гидравлика глинистых и цементных растворов. М., изд-во «Недра», 1966.

83. Сенд-Раз М. К. Технология бурения глубоких скважин в осложненных условиях. Баку, Азнефтеиздат, 1963.

84. Мовсумов А. А. Гидравлические причины осложнений при проводке нефтяных и газовых скважин. Баку, Азернешр, 1965.

85. Сидоров Н. А., Ковтунов Г. А. Осложнения при бурении скважин. М., Гостоптехиздат, 1959.

86. Томан В. С. Thermal stesses around a well bore and their small effect on velocity logging. J. Petrol. Engineer. No. 4, 1962.

87. Булатов В. В. Температурные напряжения пород стенок скважин. «Нефтяное хозяйство», 1965, № 2.

88. Бленд Д. Р. Упруго-пластическая толстостенная труба из упрочняющегося материала, подвергнутая внутреннему и внешнему давлениям и перепаду температур. Сборник переводов и обзоров периодической литературы. М., изд-во ИЛ, 1957.

89. Бленд Д. Р. Теория линейной вязко-упругости. М., изд-во «Мир», 1965.

90. Фараджев Т. Г. и др. К вопросу периодически изменяющихся температурных напряжений, возникающих в проходимых породах при бурении. Тр. АзНИИбурнефть, вып. 9. М., изд-во «Недра», 1967.

91. Акулов Н. С. Дислокации и пластичность. Минск, изд-во АН БССР, 1961.

92. Кеннеди А. Дж. Ползучесть и усталость в металлах. М., изд-во «Металлургия», 1965.

93. Ландау Л. Д., Лифшиц Е. М. Теория упругости М., изд-во «Наука», 1966.

94. Качанов Л. М. Теория ползучести. М., Физматгиз, 1960.

95. Работнов Ю. Н. Ползучесть элементов конструкций. М., изд-во «Наука», 1966.

96. Арутюнян Н. Х. Некоторые вопросы теории ползучести. М., Гостехиздат, 1952.

97. Улицкий И. И. Ползучесть бетона. Киев, Гостехиздат УССР, 1948.

98. Берг О. Я. Физические основы теории прочности бетона и железобетона. М., Госстройиздат, 1962.

99. Гансен Т. К. Ползучесть и релаксация напряжений в бетоне. М., Госстройиздат, 1963.

100. Прокопович И. Е. Влияние длительных процессов на напряженное и деформированное состояние сооружений. М., Госстройиздат, 1963.

101. Денисов Н. Я. О природе деформации глинистых пород. М., изд-во «Речной транспорт», 1961.

102. Ребиндер П. А. Физико-химические исследования процессов деформации твердых тел. Юбилейный сборник АН СССР, 1947.

103. Гончаров И. Г. Прочность каменных материалов в условиях различных напряженных состояний. М., Госстройиздат, 1960.

104. Розовский М. И. Изучение напряженного состояния вокруг горизонтальной выработки с учетом последействия в горных породах. Изв. АН СССР, ОТН, 1958, № 12.

105. Розовский М. И. Ползучесть и длительное разрушение материалов. Журнал технической физики, т. XXI, вып. II, 1951.

106. Журавлев П. В., Захаревич А. Ф. О распределении напряжений в массиве горных пород. Зап. Ленинградского горного института, т. XXXIX, вып. 3, 1961.

107. Ержанов Ж. С. Теория ползучести горных пород и ее приложения. Алма-Ата, изд-во «Наука», 1964.

108. Авершин С. Г., Степанов В. Я. Анализ напряженно-деформированного состояния анизотропного упругого горного массива, ослабленного выработкой цилиндрической формы. В сб. «Проблемы механики горных пород». Алма-Ата, изд-во «Наука», Каз.ССР, 1966.

109. Зарецкий Ю. К. Напряженное состояние двухфазной дисперсной среды вокруг цилиндрического отверстия. Алма-Ата, изд-во «Наука», Каз.ССР, 1966.

110. Векслер Ю. А., Сигарев Ю. И. К методике определения реологических свойств горных пород. Алма-Ата, изд-во «Наука», Каз. ССР, 1966.

111. Гольдштейн М. И. Ползучесть и длительная прочность глинистых пород. Труды совещания по инженерно-геологическим свойствам горных пород и методам их изучения, АН СССР, 1957.

112. Вялов С. С., Скибицкий А. М. Реологические процессы в мерзлых грунтах и плотных глинах «Основания, фундаменты и механика грунтов»; 1961, № 3.

113. Карташов Ю. М. О возможности применения вибрационного метода испытаний для изучения реологических свойств горных пород. В сб. «Горное давление, сдвижение горных пород и методика маркшейдерских работ». Тр. ВНИМИ, вып. III. М., изд-во «Недра», 1964.

114. Крупенников Г. А. Влияние времени на деформацию и на разрушение связанных горных пород. В сб. «Труды совещания по управлению горным давлением». М., Углетехиздат, 1948.

115. Ставрогин А. Н. О предельных состояниях и деформации горных пород. В сб. «Горное давление». Тр. ВНИМИ, вып. IX, М., изд-во «Недра», 1965.

116. Насонов Л. Н. Применение быстродействующих электронных цифровых машин к решению задач горного давления в одиночных штрекообразных выработках. В сб. «Горное давление». Тр. ВНИМИ, вып. IX. М., изд-во «Недра», 1965.

117. Гаррисон О. Р. Использование электронных вычислительных машин для замеров и контроля на газовых скважинах промысла Грета. Экспресс-информация, нефте- и газодобывающая промышленность. ВИНИТИ, 1966, № 26.

118. Преимущества гибридных вычислительных машин. Экспресс-информация, нефте- и газодобывающая промышленность. ВИНИТИ, 1965, № 16.

119. Использование вычислительных машин в разведке и добыче нефти (краткое изложение докладов на симпозиуме в Калгари, Канада). Экспресс-информация, нефте- и газодобывающая промышленность. ВИНИТИ, 1965, № 16.

120. Байдюк Б. В. и др. Исследование деформационных свойств горных пород Волго-Уральской нефтегазоносной области. В сб. «Экспериментальные исследования в области разработки глубоких нефтяных и газовых месторождений». М., изд-во АН СССР, 1964.

121. Griggs D. T. Deformation of rocks under high confining pressure. J. Amer. Mineral., v. 23, 1936.

122. Handin J., Hager J. Experimental deformation of sedimentary rocks under confining pressure: tests at room temperature of dry samples. Bull. Amer. Assoc. Petrol. Geol., v. 41, No. 1, 1957.

123. Handin J., Hager J. Experimental deformation of sedimentary rocks under confining pressure: tests at high temperature. Bull. Amer. Assoc. Petrol. Geol., v. 42, No. 12, 1958.

124. Надаи А. Пластичность и разрушение твердых тел. М., изд-во ИЛ, 1954.

125. Байдюк Б. В., Шрейнер Л. А. Влияние напряженного состояния и влажности на устойчивость глинистых пород в скважинах. Изд-во АН СССР, 1958.

126. Шамшев А. А., Фараджев Т. Г. Экспериментальные исследования устойчивости горных пород на стенках скважины. «Азерб. нефтяное хозяйство», 1962, № 5.

127. Баратов В. Н., Крохмалев А. И. Разобщение и изоляция нефтяных пластов от посторонних вод. М., Гостоптехиздат, 1959.

128. Леонидов В. Н. и др. Усовершенствование методики исследования влияния промывочных жидкостей на прочностные свойства глинистых пород. Изв. вузов, «Нефть и газ», 1961, № 2.

129. Лопатин В. А. и др. Влияние промывочных жидкостей на устойчивость набухающих глинистых пород. Изв. вузов, «Нефть и газ», 1963, № 11.

130. Исследование физико-механических свойств и механизма разрушения горных пород на больших глубинах. Фонды АзНИИбурнефти, 1964.

131. Хуан Жун-Цзунь, Байдюк Б. В. Влияние физико-химических свойств промывочных жидкостей на устойчивость глин в глубоких скважинах. Изв. вузов, «Нефть и газ», 1963, № 2.

132. Кларк Е. Х. Повышение забойного давления при спуске труб. Изд. ЦИНИТЭнефть, 1956.

133. Христианович С. А. и др. Теоретические основы гидравлического разрыва нефтяных пластов. Сб. «Бурение скважин и добыча нефти и газа». М., Гостоптехиздат, 1961.

134. Усачев П. М. и др. Гидравлический разрыв пласта с подземным обследованием зоны разрыва. «Нефтяное хозяйство», 1958, № 5.

135. Reynolds Z. Z., Scott Z. B., Popham J. Z., Coffer H. F. Hydraulic fracture-field tests determine areal extent and orientation. J. Petr. Techn., v. 13, No. 4, 1961.

136. Амиров А. Д. Вопросы эксплуатации сверхглубоких скважин. Баку, Азернефтнешр, 1959.

137. Кузьмичев Д. П. Исследование напряженного состояния прифильтровой зоны нефтяного пласта в связи с гидравлическим разрывом пласта. Дисс. на соискание уч. степ. канд. техн. наук. ГрозНИИ, 1959.

138. Мправаджанааде А. Х. Вопросы гидродинамики вязких и вязко-пластичных жидкостей в нефтедобыче. Баку, Азнефтеиздат, 1959.

139. Сейд-Раза М. К. и др. Вопросы длительной устойчивости стенок глубоких скважин. Баку, Азернешр, 1968.

140. Гасанов Г. Т., Шамхалов Д. А. О явлении поглощения и ухода промывочной жидкости в пласт при бурении. В сб. «Вопросы бурения нефтяных и газовых скважин». Тр. АзНИИбурнефти, вып. VII. М., изд-во «Недра», 1965.

141. Goins N. E. Ir and oth. Down-the-hole pressure surges and their effect on loss of circulation. APL, Drill and Brod, 1951.

142. Шарутин А. С., Есьман Б. П. Бурение скважин при проходке поглощающих горизонтов. М., изд-во «Недра», 1964.

143. Поляков Г. Г. Температурный режим в бурящихся скважинах. «Нефтяное хозяйство», 1965, № 7.

144. Черемонский Г. А. О зоне нарушения теплового состояния горных пород бурением скважины. Изв. АН СССР, серия геофиз., 1960, № 10.

145. Черемонский Г. А. О времени восстановления термического режима, нарушенного бурением скважины. Изв. АН СССР, серия геофиз., 1960, № 12.

146. Поляков Г. Г. Номограммы для определения забойных температур в бурящихся скважинах. «Нефтяное хозяйство», 1967, № 1.

147. Карпинов И. А. Исследование температурных режимов в бурящихся скважинах при циркуляции промывочной жидкости. «Нефтяное хозяйство», 1963 № 12.

148. Saunders K. D., Topping A. D. World Oil, 1951.

149. Алиев М. Г. и др. Оценка термоупругих напряжений пород стенок необсаженной скважины. «Нефтяное хозяйство», 1966, № 10.

150. Мельничук И. П., Фоксев В. М. Влияние температуры нагрева и последующего охлаждения на механические свойства горных пород. «Разведка и охрана недр», 1965, № 11.

151. Мельничук И. П. Влияние температуры на разрушаемость горных пород при бурении вращательным способом. Изв. вузов, «Нефть и газ», 1966, № 2.

152. Гольденблатт И. И., Николаенко Н. А. Теория ползучести строительных материалов и ее приложения. М., Госстройиздат, 1960.

153. Френкель Я. И. Кинетическая теория жидкостей. М., изд-во АН СССР, 1947.

154. Хархута Н. Я., Невлев В. М. Реологические свойства грунтов. М., Автотрансиздат, 1961.

155. Гогоберидзе Д. Б. Твердость и методы ее измерения. М., Машгиз, 1952.

156. Алексеев Ю. Ф. Механические свойства горных пород нефтяных месторождений Башкирии. Уфа, Башкирское книжное изд-во, 1961.

157. Цытович Н. А. Механика грунтов. М., Госстройиздат, 1963.

158. Павлова Н. Н., Шрейнер Л. А. Влияние скорости нагружения на пластичность мрамора при вдавливании. Докл. АН СССР, т. 137, № 2, 1961.

159. Мур Н. Л. Факторы, влияющие на скорость бурения. М., ГОСНИТИ, 1959.

160. Влияние очистки забоя на механическую скорость проходки глубоких скважин. Экспресс-информация, нефтепромысловое дело. ВНИИТИ, 1962, № 29.

161. Афанасьев А. Ф. Некоторые замечания по теории разрушения горных пород. В сб. «Буровые долота». М., Гостоптехиздат, 1952.

162. Шерстнев Н. М. и др. К вопросу проницаемости глинистых пород. Тр. АзНИТИ, вып. 6, 1963.

163. Фараджев Т. Г. и др. Экспериментальное исследование напряженного состояния горных пород в условиях забоя скважины. В сб. «Вопросы бурения нефтяных и газовых скважин». Тр. АзНИИбурнефти, вып. VII. М., изд-во «Недра», 1965.

164. Розов С. А. Осадки гидротехнических сооружений на глинах с малой влажностью. «Гидротехническое строительство», 1950, № 9.

165. Амирбеков Н. М. Изменение вязкости масел различного состава в зависимости от температуры и давления. Изв. вузов, «Нефть и газ», 1963, № 1.

166. Рид Р., Шервуд Т. Свойства газов и жидкостей. М., изд-во «Недра», 1964.
167. Папок К. К. Смазочные масла. М., Оборонгиз, 1962.
168. Мирзаджанзаде А. Х. и др. Физико-химия и гидравлика глинистых растворов (по азерб. яз.). Баку, Азнефтеиздат, 1960.
169. Мирзаджанзаде А. Х. О теоретической схеме явления ухода раствора. Докл. АН Азерб.ССР, т. IX, № 4, 1953.
170. Фаталиев М. Д. и др. Исследование физико-механических свойств и энергетики процесса разрушения горных пород в условиях всестороннего давления в различных жидкостных средах. Тр. АзНИИбурнефти, вып. VIII. М., изд-во «Недра», 1965.
171. Мостков М. А. Прикладная гидромеханика. М., Госэнергоиздат, 1963.
172. Салимов М. Ю., Садыхов Ю. В. Вопросы режима электробурения. Баку, Азернешр, 1964.
173. Фаталиев М. Д. и др. Исследования механических свойств горных пород в условиях их залегания с целью установления рационального типа породоразрушающего инструмента. В сб. «Повышение эффективности применения бурового оборудования и инструмента». М., ЦНИИТЭнефтегаз, 1963.
174. Гетлин К. Бурение и заканчивание скважин. М., Гостоптехиздат, 1963.
175. Тираспольский М. В. и др. Оптимальные параметры работы в турбинном и алмазном бурении. Материалы VI Всемирного конгресса нефтяников во Франкфурте-на-Майне в 1963 г. М., ЦНИИТЭнефтегаз, 1964.
176. Багиров А. Ю. и др. Об определении оптимального расхода промывочной жидкости, обеспечивающего совершенную очистку забоя скважины. «Нефть и газ», 1965, № 1.
177. Мительман Б. И. Потери давления в циркуляционной системе буровой установки. М., ЦНИИТЭнефтегаз, 1957.
178. Коздой А. И. и др. Промывка скважин при бурении. М., Гостоптехиздат, 1963.
179. Федоров В. С., Финогенов И. С. О твердости горных пород в условиях забоя скважины. «Нефть и газ», 1960, № 6.
180. Федоров В. С., Беляков В. Г. Методы обобщения передового опыта в бурении. М., Гостоптехиздат, 1962.
181. Беляков В. Г. О величине шага зубьев шарошечных долот. «Нефтяное хозяйство», 1958, № 3.
182. Павлова Н. Н. и др. Экспериментальные исследования механических свойств горных пород при динамическом вдавливании. ГОСИНТИ, 1962.
183. Федоров В. С. Некоторые закономерности динамического внедрения зубцов долота в породу. В сб. «Бурение нефтяных и газовых скважин». М., Гостоптехиздат, 1961.
184. Кулиев А. Э. Некоторые вопросы режима турбинного бурения. Баку, Азернефтнешр, 1958.
185. Зеников Д. Д. Трехшарошечное долото. М., Гостоптехиздат, 1955.
186. Сеид-Рза М. К., Назиров С. А. О выборе турбобура с рациональным количеством ступеней для бурения глубоких скважин. «Азерб. нефтяное хозяйство», 1961, № 9.
187. Бингмен У. Э. Современное состояние турбинного бурения. ГОСИНТИ, 1961.
188. Булах Г. И. Характеристика турбобуров для бурения глубоких скважин шарошечными долотами. «Нефтяное хозяйство», 1959, № 11.
189. Тираспольский М. В. Современная стадия развития турбинного бурения. ЦНИИТЭнефть, 1957.
190. Тимофеев И. С., Гельфгат Я. А. Проблемы бурения глубоких скважин. «Нефтяное хозяйство», 1962, № 1.
191. Деребизов Г. И. Некоторые вопросы работы долот фрезерного типа. «Нефть и газ», 1962, № 9.
192. Ковтуненко П. П., Павлова Н. Н. Результаты исследования закономерностей процесса разрушения горных пород при динамическом вдавливании. «Татарская нефть», 1960, № 7.
193. Жлобинский Б. А. Исследование влияния главнейших природных и технических факторов на усталостную прочность глинистых карбонатных пород при бурении их шарошечными долотами. Дисс. на соиск. уч. степ. канд. техн. наук. ГрозНИИ, 1961.

194. Ковтуненко П. П., Павлова В. Н. Методика исследования механических свойств горных пород при динамическом вдавливании. «Нефть и газ», 1958, № 7.

195. Потапов Ю. Ф., Симонов В. В. Разрушение горных пород трехшарошечными долотами малого диаметра. М., Гостоптехиздат, 1961.

196. Кулиев И. П., Гусейнова А. А. Основы механики грунтов (на азерб. яз.). Баку, Азернефтнешр, 1956.

197. Давыдов С. С. Колебания разнородного грунта в упруго-пластической стадии от кратковременной нагрузки. В сб. «Динамика грунтов». М.; Госстройиздат, 1958.

198. Рахматулин Х. А., Демьянов Ю. А. Прочность при интенсивных кратковременных нагрузках. М., Физматгиз, 1961.

199. Рахматулин Х. А. О распространении волн разгрузки. «Прикладная математика и механика», 1945, № 1.

200. Бадалов Р. А. Вопросы динамического взаимодействия долота с породой. «Нефть и газ», 1961, № 5.

201. Кирия Т. А. Теория и практика бурения секционными турбобурами. Баку, Азернефтнешр, 1958.

202. Robertson E. S. Bull. of Geolog. Society of Geologists, v. 66, No. 10, 1955.

203. Кузнецов Г. И. и др. Изучение проявления горного давления на моделях. М., Углетехиздат, 1959.

204. Тимофеев Н. С. и др. Экспериментальные исследования пределов прочности пород, слагающих стенки модельных скважин от статических нагрузок. В сб. «Крепление скважин». Тр. ВНИИБТ, вып. XXIII. Изд. ВНИИБТ, М., 1968.

205. Воларович М. П. Проблемы тектонофизики. М.; Госгеолиздат, 1960.

206. Сеид-Рза М. К. и др. Устойчивость стенок скважин при бурении. НТС «Бурение», 1964, № 8.

207. Дедусенко Г. Я. и др. Влияние ингибированных промывочных жидкостей на устойчивость глинистых пород. «Азерб. нефтяное хозяйство»; 1968, № 2.

208. Баранов В. С. Глинистые растворы для бурения скважин в осложненных условиях. М., Гостехиздат, 1956.

209. Линевский А. А. Пути увеличения скоростей бурения. Труды Всесоюзного технического совещания. М., Гостехиздат, 1940.

210. Мамаджанов У. Д. Влияние скорости потока и температуры на водоотдачу глинистого раствора. «Азерб. нефтяное хозяйство», 1961, № 2.

211. Номикосов Ю. П. Влияние скорости потока глинистого раствора на водопроницаемость и толщину глинистой корки. «Нефтяное хозяйство», 1962, № 9.

212. Титков Н. И. и др. Вопросы разобщения продуктивных пластов на Ромашкинском нефтяном месторождении. М., ВНИИОНГ, 1967.

213. Царевич К. А. и др. Глинистые растворы в бурении. Баку, Азнефтеиздат; 1935.

214. Линевский А. А. Опыт бурения в Небит-Даге. «Нефтяное хозяйство»; 1945, № 7.

215. Шестиев Н. М. Анализ бурения и исследование явления обвалов в геологически осложненных условиях. Дисс. на соиск. уч. степ. канд. техн. наук. Азнефтехим, 1957.

216. Влияние забойного давления на скорость проходки. Экспресс-информация, нефте- и газодобывающая промышленность. ВИНИТИ, 1968, № 13.

217. Причины снижения скорости проходки с увеличением глубины скважин. Экспресс-информация, нефте- и газодобывающая промышленность. ВИНИТИ, 1964, № 37.

218. Разрушение горных пород, находящихся в сжатом состоянии, от сдвига. Экспресс-информация, нефте- и газодобывающая промышленность. ВИНИТИ, 1965, № 38.

219. Увеличение нагрузки на долото для повышения скорости бурения. Экспресс-информация, нефте- и газодобывающая промышленность. ВИНИТИ, 1966, № 23.

220. Разработка промывочных растворов, ускоряющих бурение. Экспресс-информация; нефте- и газодобывающая промышленность. ВИНИТИ, 1966, № 3.

221. Меррей, Каннингем. Действие давления бурового раствора на скорость бурения. «Петролеум энжиниир», т. 204, 1955.

222. Гарнье А. Ж., Ван-Линген Н. Х. Факторы, влияющие на механическую скорость проходки с увеличением глубины. М., ГОСИНТИ, 1960.

223. Бурение в разрезах с аномально высокими пластовыми давлениями. Экспресс-информация, нефте- и газодобывающая промышленность. ВИНИТИ, 1966, № 5.

224. Шарутин А. С. и др. К вопросу о влиянии гидростатического давления на буримость одноименных свит. Тр. АзНИИБурнефти, вып. VII. М., изд-во «Недра», 1965.

225. Бобо Р. А. и Будро Дж. С. Бурение с пониженным давлением на забой. «Петролеум энжиниринг»; т. 29, № 11, 1957.

226. Меррей А. С., Эккел Н. Е. Пенообразующие вещества и бурение с ними. «Oil and Gas», т. 59, № 8, 1961.

227. Филатов Б. С. и др. Бурение геологоразведочных скважин с продувкой воздухом. М., изд-во «Недра»; 1964.

228. Radford J. Air drilling pays dindeue. Petroleum Engineers.; v. 20, No. 1, 1957

229. Федоров В. С. Проектирование режимов бурения М., Гостоптехиздат, 1958.

230. Фоменко Ф. И. Электробуры для бурения нефтяных и газовых скважин. М.; Гостоптехиздат, 1961.

231. Пфледжер К. А. Применение виброударника для снижения стоимости бурения. НТС «Бурение», 1964, № 11.

232. Бабалян Г. А. и др. О применении поверхностно-активных веществ для увеличения скорости бурения. «Нефтяное хозяйство», 1967, № 3.

233. Эд Мак Гн. Борьба с прихватом инструмента при бурении на побережье Мексиканского залива. М., ГОСНИТИ, 1962.

234. Шищенко Р. П., Аванесова А. М. Влияние циркуляции на показатели водоотдачи глинистых растворов. «Азерб. нефтяное хозяйство»; 1955; № 8.

235. Мамаджанов У. Д. Фильтрация промывочных и цементных растворов Ташкент, изд-во «Наука», Уз. ССР, 1964.

236. Дурмишьян А. Г. Вопросы геологии, разведки и разработки газоконденсатного месторождения Карадаг. Баку, Азнефтиздат, 1960.

237. Пфледжер А. Ликвидация прихваченных бурильных труб путем нагнетания нефтяных растворов, обработанных поверхностно-активными веществами. НТС «Бурение»; 1964, № 11.

238. Haden E. L. How to prevent Oilfeienutrol pressure sticking of drill pipe. «Oil and Gas», v. 50, No. 14, 1964.

239. Малышев А. Н. Опыт борьбы с прихватом инструмента при бурении скважин. Труды ВНИИБТ, вып. IX. М., Гостоптехиздат, 1963.

240. Кулиев С. М. и др. Экспериментальное определение температуры нагрева долота в процессе бурения. «Нефть и газ», 1965, № 1.

241. Алексеев Л. А., Беркович М. Я. О температуре поверхности стали при трении по горной породе. «Нефть и газ», 1965, № 2.

242. Гейтвуд Б. Е. Термические напряжения. М.; изд-во ИЛ, 1958.

243. Фридман Я. Б. О некоторых закономерностях механической и термической прочности. В сб. «Прочность и деформация в неравномерных температурных полях». М.; Госатомиздат, 1962.

244. Можаровский Н. С. К вопросу о выносливости металла при повторном тепловом нагружении в условиях службы детали. В сб. «Вопросы высокотемпературной прочности в машиностроении». Киев, изд-во АН УССР, 1963.

245. Давиденков Н. Н. Усталость металлов. Изд. АН УССР, 1949.

246. Соболев Н. Д., Егоров В. И. Термическая усталость и термический удар. В сб. «Прочность и деформация в неравномерных температурных полях». М., Госатомиздат, 1962.

247. Ильницкий А. М., Николин В. П. Длительное воздействие нагрузок на магнетит. «Горный журнал», 1962, № 3.

248. Бурение с применением аэрированной промывочной жидкости. Фонды АзНИИБурнефти, 1962.

249. Романов А. З. и др. Бурение с применением газообразных агентов вместо промывочной жидкости. ЦНИИТЭнефтегаз, 1958.

250. Тимошенко С. Г. Теория упругости. М., ОНТИ, 1937.

251. Сенд-Роа М. К. и др. Причины сужений ствола и кавернообразований в бурящихся скважинах. НТС «Бурение», № 5, 1965.

252. Баратов В. Н. Экспериментальное исследование применимости промывочных жидкостей для бурения в глинистых породах восточных нефтяных месторождений. Дисс. на соискание уч. степ. канд. техн. наук. МИНХ и ГП, 1960.

253. Гейман М. А.; Хаимурзин И. И. Новые промывочные растворы. Новости нефтяной техники; серия «Нефтепромысловое дело»; 1958.

254. Мамедов А. М. О потере ствола при бурении скважин. «Азерб. нефтяное хозяйство», 1968, № 3.

255. Желтов Ю. П. Деформация горных пород. М.; изд-во «Недра», 1967.

256. Маслов Н. Н. Основы механики грунтов и инженерной геологии. М., изд-во «Высшая школа», 1968.

257. Касум-Заде Д. С. и др. Опытный прием определения гидравлических сопротивлений в трубах и кольцевом пространстве при промывке скважины. «Азерб. нефтяное хозяйство», 1968, № 12.

258. Гасанов Г. Т. и др. Постановка некоторых обратных задач буровой гидромеханики на основе нестационарных исследований. Второй Всесоюзный семинар по гидравлике промывочных жидкостей и цементных растворов. Часть I. М.; Изд. ЦНИИТэнефтегаз, 1960.

259. Рапопорт В. О. Математическая модель процесса бурения. В сб. «Автоматическое управление и энергетика установок нефтяной и газовой промышленности», вып. III. М., ВНИИОЭНГ, 1968.

260. Фаталиев М. Д. Гидравлический тормоз буровой лебедки. Баку, Азернефтнешр, 1960.

261. Нивоваров Н. Ф. и др. Справочное руководство по нефтепромысловым трубам. М., изд-во «Недра», 1967.

262. Ormsby G. S. Calculation and Control of Mud Pressures in Drilling and Completion Operations. API, Drilling and Production Practices, 1954.

263. Александров В. Л. Техническая гидродинамика. М.; Гостехиздат, 1946.

## ОГЛАВЛЕНИЕ

Стр.

Предисловие . . . . . 3

ГЛАВА 1

Изученность вопросов разрушения горных пород на забое и стенках бурящихся скважин

Исследования процесса разрушения горных пород на забое . . . . . 5
Методы борьбы с деформацией ствола . . . . . 7
Методы исследования состояния горных пород, окружающих скважину 10
Влияние колебания давления на целостность и устойчивость горных пород в скважине . . . . . 17
Влияние температуры на деформирование горных пород . . . . . 19

ГЛАВА 2

Некоторые сведения о физико-механических, реологических свойствах горных пород и механизме их деформирования

Понятия о процессах деформирования горных пород . . . . . 22
Понятия о твердости материалов . . . . . 26
Определение прочностных и пластических свойств горных пород при атмосферных условиях . . . . . 27
Определение коэффициента пластичности горных пород . . . . . 31
Метод определения осевой нагрузки на долото при бурении пород, не дающих общего хрупкого разрушения . . . . . 35
Связи между механическими характеристиками горных пород и природными и техническими факторами . . . . . 37

ГЛАВА 3

Методы исследования деформирования горных пород в скважинах. Описание лабораторных установок.

Лабораторные методы исследований деформации и разрушения горных пород . . . . . 40
Установка по исследованию деформаций горных пород на забое в условиях всестороннего давления до 1000 *кГ/см*$^2$ . . . . . 41
Лабораторная установка по исследованию деформаций горных пород на стенках скважины (СИУМС-1) . . . . . 42

ГЛАВА 4

Экспериментальные исследования факторов, влияющих на состояние и разрушение горных пород на забое

Исследование напряженного состояния горных пород в условиях забоя скважины . . . . . 48
Исследования влияния всестороннего давления, а также жидкостной среды на прочностные свойства горных пород и их разрушение . . . . 61

Стр.

Механические свойства пород, определенные в условиях всестороннего сжатия методом вдавливания . . . . . 67
Закономерности изменения основных показателей буримости пород . . 67
Определение оптимального расхода промывочной жидкости, обеспечивающего совершенную очистку забоя скважины в зонах разрушения горных пород . . . . . 74

## ГЛАВА 5

### Исследования по выявлению возможностей интенсификации процесса разрушения пород в глубоких скважинах

Анализ механических характеристик пород, отобранных из глубоких скважин, и выявление возможностей интенсификации процесса их разрушения . . . . . 79
Определение рационального способа бурения и параметров режима его с учетом механических характеристик разбуриваемых пород . . . . 86
Исследование распространения ударных возмущений в упруго-пластичных породах и выявление основных их закономерностей при деформации 100
Деформирование упруго-пластичных пород при многократных повторных ударных нагрузках . . . . . 111
Исследование механизма разрушения упруго-пластичных горных пород и определение рациональных режимных параметров при бурении долотами ударного действия . . . . . 113

## ГЛАВА 6

### Экспериментальные исследования факторов, воздействующих на деформирование и разрушение пород на стенках скважин

Методика проведения исследований на моделях и обработка экспериментальных данных . . . . . 118
Экспериментальное изучение гидроразрыва полых образцов различными жидкостями при однократном и многократном изменениях гидравлического противодавления . . . . . 123
Исследование ползучести полых образцов при трехосном напряженном состоянии . . . . . 133
Исследование влияния противодавления, а также физико-химического взаимодействия породы с промывочной жидкостью на деформацию и изменение ствола скважины . . . . . 138
Исследование влияния колебания противодавления на деформацию и разрушение образцов . . . . . 146
О положительном влиянии различных промывочных жидкостей на устойчивость глинистых пород третичного возраста . . . . . 149
Экспериментальные исследования формирования глинистой корки и ее прочности . . . . . 156

## ГЛАВА 7

### Влияние перепада давления на процессы разрушения горных пород на забое и стенках скважин

Анализ работ в области исследования влияния перепада давлений на показатели работы долот . . . . . 163
Экспериментальные исследования влияния глинистой корки на величину перепада давлений в приствольной зоне . . . . . 165
Оценка величины перепада давлений в зоне забоя . . . . . 171
Влияние перепада давлений на механическую скорость и проходку на долото . . . . . 173
Оценка величины перепада давлений в стволе скважины . . . . . 177
Исследование влияния перепада давлений на посадки, затяжки и прихваты бурильного инструмента . . . . . 180

## ГЛАВА 8

### Термический режим глубоких скважин и его влияние на развитие разрушений в забое и стволе скважин

Об изучении термической усталости горных пород в скважинах . . . .
Экспериментальные исследования влияния перепада температуры и его колебаний на устойчивость стенок скважин . . . . . .
Экспериментальные исследования термомеханической усталости горных пород стенок скважин . . . . . .
Исследование влияния колебаний давления и перепада температуры на длительную прочность горных пород стенок скважин . . . . . .
О применении газа, воздуха и аэрированной промывочной жидкости в бурении . . . . . .

## ГЛАВА 9

### Анализ промыслового материала о состоянии стенок скважин в процессе бурения

Виды изменений ствола и их приуроченность в зависимости от литологии проходимых пород . . . . . .
Причины сужений и кавернообразований с точки зрения полученных экспериментальных данных . . . . . .
Кавернообразование — причина потери ствола скважины . . . . . .
Обобщение факторов, приводящих к нарушению целостности стволов скважин . . . . . .
Классификация видов деформаций горных пород на стенках скважин
Виды осложнений деформационного типа, их характерные признаки и последствия . . . . . .

## ГЛАВА 10

### Оценка состояния горных пород в скважине и разработка рациональной технологии бурения в условиях нарушения целостности стенок скважин

О возможностях оценки реологических и упругих параметров горных пород в условиях скважины . . . . . .
Метод определения параметров горных пород на забое скважины по данным с устья . . . . . .
Метод определения допустимого пути торможения спускаемой колонны труб при сужениях ствола скважины . . . . . .
Определение аналитических выражений периодов разгона и торможения для разработки оптимальной тактики ведения спускных операций в бурении . . . . . .
О плавности спуска бурильной колонны с точки зрения сохранения устойчивости и целостности ствола скважины . . . . . .

Список литературы . . . . . .

Стр.

190

193

200

202

205

208

211

215

218

219

220

230

237

239

245

253

257

СЕИД-РЗА МИР КЕРИМ ОГЛЫ,
ФАТАЛИЕВ МАМЕД ДЖАФАР ОГЛЫ,
ФАРАДЖЕВ ТАРЛАН ГУСЕЙН ОГЛЫ,
ИСМАЙЫЛОВ ШАМХАЛ ИСМАЙЫЛ ОГЛЫ,
ЦЕЛОВАЛЬНИКОВ ВИТАЛИЙ ФИЛАРЕТОВИЧ

УСТОЙЧИВОСТЬ ГОРНЫХ ПОРОД
ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН
НА БОЛЬШИЕ ГЛУБИНЫ

Редактор издательства *Н. Г. Богачева*
Техн. редактор *В. В. Максимова*
Корректор *В. И. Ионкина*

---

Сдано в набор 11/XI 1971 г. Подписано в печать 10/I 1972 г. Т-20277. Формат 60×90 1/16. Печ. л. 17,0. Уч.-изд. л. 17,84. Бумага № 2. Индекс 1-4-1. Заказ 908/3080-3. Тираж 1500 экз. Цена 1 р. 94 к.

---

Издательство «Недра».
Москва, К-12, Третьяковский проезд, д. 1/19.

Ленинградская типография № 14
«Красный Печатник» Главполиграфпрома
при Совете Министров СССР. Московский пр., 91.

# Уважаемый товарищ!

**В издательстве «Недра» готовятся к печати новые книги**

Куликовский Л. Ф., Ушмаев В. И. ИНФОРМАЦИОННО-ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ СИСТЕМЫ ДЛЯ УПРАВЛЕНИЯ ПРОЦЕССОМ БУРЕНИЯ. 12 л. 65 коп.

В книге впервые описываются методы информационно-измерительной техники для управления процессом бурения. Представлены результаты разработки, исследования и испытания информационно-измерительной системы для управления процессом бурения (ИИСБ). Описаны принципы построения ИИСБ, основные элементы и блоки системы. На основании технологических требований и статистических исследований буровой установки обосновываются выбор алгоритма переработки измерительной информации и структурной схемы ИИСБ. Изложена методика расчета и проектирования ИИСБ. Даны информационные критерии оценки эффективности ИИСБ. Показаны перспективы развития ИИС комплексного управления буровыми установками с использованием управляющих и электронных цифровых вычислительных машин.

Книга предназначена для инженерно-технических и научных работников, занятых бурением скважин, специалистов по КИП и автоматике, разработчиков измерительных систем и приборов как для бурения, так и для других технологических процессов.

Спивак А. И. АБРАЗИВНОСТЬ ГОРНЫХ ПОРОД. 12 л. 1 р. 30 к.

Исследование абразивности горных пород является одной из важнейших проблем в области разрушения горных пород и изнашивания бурового породоразрушающего инструмента. Абразивность горных пород до сих пор изучена недостаточно, поэтому данная книга представляет большой интерес. В книге изложены результаты исследования абразивности горных пород применительно к условиям их разрушения при бурении скважин. Описаны методики и экспериментальные установки, рассмотрено влияние различных факторов на абразивную способность горных пород. Даны основные направления по практическому применению результатов изучения абразивности горных пород. Приведено определение напряженности работы элементов вооружения шарошечных долот, описаны примеры количественной оценки скорости износа вооружения этих долот.

Книга предназначена для инженерно-технических и научных работников нефтяной, газовой промышленности и геологической службы, занятых бурением скважин, изучением вопросов долговечности буровых долот, а также для конструкторов долотных заводов.

---

*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, И-412, Коровинское шоссе, 20.*

Издательство «НЕДРА»

1р. 34к.

НЕДРА-1972