

Министерство геологии СССР
Институт повышения квалификации руководящих
работников и специалистов

В. О. БЕЛОРУССОВ

ТЕХНОЛОГИЯ ПРОХОДКИ ГЛУБОКИХ И СВЕРХГЛУБОКИХ СКВАЖИН

Учебное пособие

Москва 1988

МИНИСТЕРСТВО ГЕОЛОГИИ СССР

Институт повышения квалификации руководящих
работников и специалистов

В. О. БЕЛУССОВ

ТЕХНОЛОГИЯ ПРОХОДКИ
ГЛУБОКИХ И СВЕРХГЛУБОКИХ
СКВАЖИН

Учебное пособие

Москва 1988

БЕЛОРУССОВ В. О. Технология проходки глубоких и сверхглубоких скважин: Учеб. пособие. М.: ИПК Мингео СССР, 1988. 108 с., ил.

В учебном пособии приводятся сведения по оптимизации режима бурения, рассматриваются вопросы госприемки, обеспечения качества и вертикальности скважин, а также другие проблемы, в частности опробования скважин в процессе бурения.

Пособие предназначено для слушателей и преподавателей ИПК Мингео СССР, а также может быть использовано в научной и практической деятельности специалистами по бурению глубоких скважин.

Ил. 12. Табл. 24. Библиогр.: 25 назв.

Рецензенты: И. В. ГУНДОРЦЕВ (Управление глубокого бурения Мингео СССР), канд. тех. наук С. Л. СИМОНЯНЦ (Зав. лаб. турбинного бурения ВНИИБТ).

ВВЕДЕНИЕ

Решения XXVII съезда КПСС и основные положения энергетической программы нацеливают работников отрасли на интенсификацию поисков нефти средствами глубокого бурения на тех глубинах, которые были ранее не освоены. Это выдвигает на первый план вопросы научно-технического прогресса, являющиеся ключевыми в ускорении поиска новых месторождений жидких полезных ископаемых.

За последнее десятилетие выполнение плана по добыче жидких и газообразных углеводородов было обеспечено по стране за счет (примерно) удвоения части новых месторождений нефти и газа, прежде всего, в районах Зап. Сибири.

Дальнейшая интенсификация поисков, в том числе в более отдаленных районах, не может быть обеспечена на нужном уровне без повышения точности проходки разведочных скважин, многие из которых бурятся для оконтуривания, на «оторочки», ловушки, блоки и т. д., так как крупных месторождений в давно открытых районах осталось не так уж много.

Одновременно с получением запланированного процента отбора керна, проведением геофизических исследований в условиях постоянного ускорения на первое место выходят и вопросы обязательного опробования всех потенциально-продуктивных пластов во время бурения. Обсуждению указанных проблем также и посвящено это пособие.

Необходимо отметить, что от публикаций последних лет по этой теме данное учебное пособие отличается тем, что оно раскрывает вопросы, связанные с привлечением средств новой техники, внедренных и используемых на производстве в соответствии с утвержденными РД (руководящими документами).

Эта информация пока не имеется в существующих учебниках и разбросана по отдельным изданиям, что делает данную публикацию особенно актуальной.

В работе также использован зарубежный опыт.

Глава I. Пути повышения эффективности бурения глубоких и сверхглубоких разведочных скважин за счет внедрения мероприятий научно-технического прогресса

Технология проходки глубоких и сверхглубоких скважин включает как вопросы проходки (т. е. непосредственно углубление скважин), так и крепления, промывки, улучшения качества растворов, а также специальные, как отбор керна, управление кривизной (или обеспечение вертикальности), замеры кривизны, геофизические исследования в процессе бурения; вопросы, позволяющие сократить время на организационные простои и осложнения и некоторые другие, в частности мероприятия научно-технического прогресса.

Ниже излагаются только вопросы технологии, связанные непосредственно с углублением скважины, вопросы режима бурения и ускорения процесса проходки в целом. При этом скважины, бурящиеся долотами большого диаметра, в том числе — специальными агрегатами, рассматриваться не будут.

Кроме этого, будут изложены мероприятия, обеспечивающие сохранение качества скважины и закон охраны недр, а также вопросы обеспечения вертикальности с помощью компоновок низа бурильного инструмента с центраторами.

§ 1. Анализ ситуации, вызывающей необходимость планирования и бурения глубоких и сверхглубоких скважин

Глубокими в настоящее время считаются скважины от 4500 до 6100 м, которые в официальной статистике выделяются в отдельную группу. Раньше они квалифицировались как сверхглубокие.

Скважины глубиной от 1800 до 4500 м считаются скважинами средней глубины, а глубже 6100 м — сверхглубокими. В последние годы появились еще глубинные скважины — свыше 10 км.

Согласно официальной статистике проходка по скважинам глубиной свыше 4500 м по СССР в 1985 г. составила 1,645 млн. м (по США — 2,925 млн. м).

В то же время общая проходка глубоким разведочным бурением по Мингео СССР в 1985 г. составила 1,106 млн. м (не считая поисковые и опорно-параметрические скважины).

Средняя глубина разведочных (как и эксплуатационных) скважин из года в год непрерывно растет.

Так, например, в 1980 г. по Мингео средняя глубина разведочных скважин составляла 2788 м, в 1985 г. — 2813 м. В настоящее время бурятся в год десятки разведочных скважин, глубиной от 4700 до 5900 м, что уже вплотную приближает развернутую программу бурения разведочных скважин к глубокому бурению, прежде всего в районах Украины (в частности на ДДВ).

Таким образом, в ближайшие годы бурение разведочных скважин перейдет в разряд бурения глубоких скважин. За рубежом бурятся и сверхглубокие скважины.*

Первыми скважинами, перешагнувшими 6100-метровый рубеж в СССР, стали скважины Галюгаевская (6300 м); Арал-Сорская (6831 м); Биикжальская в Казахстане (6450 м); Медведковская в Краснодарском крае (6300 м); Шахова ко-са в Азербайджане (6729 м) и две скважины на Украине: Синевидная (7001 м) и Шевченковская, перешагнувшие семикилометровый рубеж. Рекордная по глубине в мире Кольская скважина (с глубиной более 12 км) также входит в число глубочайших, но она бурилась с научными, а не с утилитарными целями. Поэтому для рядовой статистики, конечно, не характерна.

По Мингео, кроме того, пробурены Средневилюйская скважина (в 1985 г.), глубиной 6500 м, и Свиридовская (в 1986 г.), глубиной 6100 м.

Таким образом, пока сверхглубоких скважин не так много.

В настоящее время намечена и проводится в жизнь целевая комплексная программа бурения глубоких, сверхглубоких и глубинных (в основном — опорных) скважин, в соответствии с которой должны быть пробурены Прикаспийская скважина (7 км), Саатлинская (до 15 км), Кубанская (12 км), Уральская (15 км), Криворожская (12 км), Тарныаузская (Сев. Кавказ) (10 км), Тюменская (8 км), Тимано-Печорская (7 км), Мурунтау (7 км) в Узбекистане, Воротиловская, Колвинская (4—5 км), Днепровско-Донецкая (8 км), Норильская, Якутская и Камчатская. Итак, к массовому развороту бурения сверхглубоких скважин в СССР только лишь приступают.

* В США, например, в 1983 г. было пробурено 138 скважин глубиной свыше 6100 м.

§ 2. Актуальность проблемы бурения глубоких и сверхглубоких скважин

Известно, что в разведочном глубоком и сверхглубоком бурении основным показателем, характеризующим эффективность проходки, является коммерческая скорость (в метрах на станко-месяц). Это, однако, не совсем исчерпывающий показатель. Не менее важными характеристиками являются механическая скорость и проходка на долото, а также суточная проходка на долото. При бурении скважины должны быть выполнены также намеченные геологические задачи.

Коммерческая скорость вращательного бурения в целом по СССР в 1980 г. была равна 881 м, в 1985 г. — 1176 м на станко-месяц (ст. м-ц). Для сравнения скажем, что в США в 1985 г. скорость была 4513 м на ст. м-ц, т. е. больше в кратное число раз. В то же время по Мингео (разведочное) в 1980 г. — 423 м, а в 1985 г. — 466 м на ст. м-ц, тогда как коммерческая скорость в 1980 г. по Миннефтепрому, например, равнялась 1781 м, а в 1985 г. — 2296 м на ст. м-ц. Однако, если сравнивать коммерческие скорости разведочного, а не эксплуатационного бурения, то сравнение будет не в пользу Миннефтепрома.

В Мингео намечено увеличить к 1990 г. по сравнению с 1985 г. на 30% среднюю коммерческую скорость разведочного бурения, доведя ее к 1990 г. до 613 м на ст. м-ц. Эти цифры выглядят скромными на фоне выдающихся успехов по Тюменскому разведочному региону, где намечаемая проходка на долото в разведочном бурении повысится с 71 м в 1980 г. до 140 м к 1991 г. и до 200 м к 2000 г., а коммерческая скорость поднимется, соответственно, с 843 до 1200 и 2000 м на ст. м-ц. Выработку на 1 «БУ» планируется увеличить от 3,8 до 7 тыс. м к 1991 г. и до 14 тыс. м к 2000 г.

Велик еще процент непроизводительного времени, организационных простоев в разведочном бурении в Мингео по сравнению с разведкой в Миннефтепроме. Но на это имеются особые объективные причины и, прежде всего: отсутствие базы снабжения; необходимость бурить короткими рейсами с отбором керна, ротором; дополнительные геолого-технические и геолого-геофизические исследования на первых скважинах. Остальные тенденции прослеживаются примерно одни и те же (в Мингео и Миннефтепроме):

а) глубины законченных разведочных скважин из года в год растут (в 1980 г. — 2788 м, а в 1985 г. — 2813 м);

б) стоимость метра разведочного бурения также возрастает из года в год. По Миннефтепрому, например, 1 м разве-

дочного бурения стоил в 1980 г. 401 руб. 77 коп., а в 1985 г. — 490 руб. 96 коп. Есть такие проблемы и в США, где стоимость метра разведочного бурения в Техасе, например, оценивается в 1133 дол.

Итак, глубины скважин растут, стоимость метра бурения растет и это — объективная тенденция. И если она существует, то ясно, что она может быть оправдана только конечной рентабельностью, т. е. тем, что эти затраты потенциально окупятся приростом запасов нефти и газа, углеводородов, которые могут быть добыты, а затем выгодно проданы. Это неизбежно приводит к росту планируемых коммерческих скоростей, что, в свою очередь, порождает проблему сохранения качества разведочных скважин в условиях их ускоренной проходки. Здесь, впрочем, должен быть намечен определенный предел росту скоростей и объемов проходки в соответствии с нашими возможностями.

Актуальность бурения глубоких и сверхглубоких скважин подтверждается тем, что современные месторождения все более истощаются, а по прогнозам геологов более 50% прогнозных запасов залегают на глубинах более 3500 м. В одних районах нашей страны (например, в Казахстане, Туркмении, Тюменской области) разведочные глубокие скважины являются поисковыми, а в других (таких, как Северный Кавказ, Украина, Белоруссия, Азербайджан, Волгоградская обл.) — это вынужденная мера в связи с тем, что ресурсы нефти и газа на меньших глубинах уже разведаны. Результаты работы последних лет указывают на высокую перспективность глубинных зон (например, на глубинах более 3—4 тыс. м в Чечено-Ингушской АССР или на больших глубинах в районе Волгоградской области, где открыто Антиповское месторождение).

§ 3. Характеристики технико-экономических показателей (ТЭП) глубокого и сверхглубокого бурения в СССР и за рубежом

Несмотря на то, что проходка сверхглубоких скважин сопряжена со значительными материальными и трудовыми затратами, в десятки раз превосходящими таковые по скважинам с глубинами до 2000 м, бурение их оказывается вполне рентабельным (бурение скважин, глубиной 6—7 км, обходится в 3—5 млн. руб. в то время, как скважины, глубиной примерно 2000 м, проводимые в средней зоне СССР, обходятся в 50—60 тыс. руб.). О рентабельности глубокого бурения свидетельствует его непрерывный рост.

Разрешение многих серьезных проблем, возникающих при проходке сверхглубоких скважин, вместе с тем оказывает огромное положительное влияние на развитие всей отрасли бурения в целом.

Причем именно при проходке глубоких и сверхглубоких скважин может быть достигнута наибольшая экономия от реализации внедрения новых мероприятий научно-технического прогресса за счет не использованных еще здесь резервов ускорения проходки подобных скважин. Вместе с тем в настоящее время технико-экономические показатели бурения глубоких и сверхглубоких скважин в СССР еще значительно отстают от США.

Сравнивая достижения, имеющие место при бурении глубоких и сверхглубоких скважин в СССР и за рубежом, необходимо помнить, что за рубежом (в дальнейшем, в США) глубокие и сверхглубокие скважины бурятся, в основном, ротатором, но в условиях благоприятного климата, наличия сети дорог и отсутствия сложностей со снабжением. В СССР они бурятся как ротатором, так и турбобуром. Как правило, какая-то часть любой глубокой скважины бурится турбобуром. Кольская сверхглубокая скважина вообще вся была пробурена турбобуром. А турбинное бурение, как известно, является более емким в материальном отношении, учитывая стоимость эксплуатации забойных двигателей.

§ 4. Развитие основных направлений НТП и исследований, обеспечивающих возможность эффективного бурения глубоких и сверхглубоких скважин

Таблица 1

Основные направления НТП в СССР и за рубежом

№ п/п	Наименование технического или технологического решения (проблемы)	СССР		США	
		год начала	состояние внедрения	год начала	состояние внедрения
1	2	3	4	5	6
1.	Теория гидроразрыва пласта с позиций объяснения причин потери циркуляции бурового раствора в скважине	—	Широко используется в промышленности	1947	Широко используется в промышленности

1	2	3	4	5	6
2.	Долота гидромониторные со сменными насадками и методика (технология) их применения	—	Методика подбора насадок — отработана, долот не хватает	1950	95—97% всех долот — ГДМ, методика полностью отработана
3.	Штыревые долота	1950	Широко применяются	1951	Широко применяются
4.	Алмазные долота для разведочного бурения	1958	Широко используются	1953	Широко используются
5.	Влияние гидродинамического колебания давления при спуско-подъемных операциях на устойчивость стенок ствола скважины	—	Учитывается и используется в расчетах	1955	Учитывается и используется в расчетах
6.	Изучение реологических свойств буровых растворов на ротационных вискозиметрах при высоких температурах	1966	Используется в лабораторных установках	1955	Широко применяется в промышленности
7.	Объяснение причин прихвата буровых труб в результате действия перепада давления между весом столба бурового раствора и пластическим давлением	1944	Используется ряд мероприятий по предупреждению и ликвидации прихватов	1957	Широко используются результаты исследований для практических целей
8.	Применение хвостовиков для спуска колонн секциями, комбинированных колонн обсадных труб	1958	Широко используются во многих районах глубокого бурения	1958	Используются во всех случаях, когда в этом встречается необходимость
9.	Влияние перепада давлений на механическую скорость проходки	—	В начальной стадии	1958	Получило практическое применение
10.	Теория подбора компоновок низа бурового нст-	1965	Отработаны во многих районах. Внедряется про-	1967	Получила широкое практическое применение

1	2	3	4	5	6
	румента с центрами для обеспечения вертикальности скважин при бурении без ограничения нагрузки		гнозирование искривления в ряде осложненных районов		
11.	Автоматизация с помощью ЭВМ проходки и замеров параметров скважин посредством телесистем связи устья с забоем	1983	В стадии подготовки	1973	Получило широкое применение, включая спутниковые системы
12.	Исследование оптимальных режимов бурения	1961	Результаты внедрения в некоторых районах, но единой теории нет	1961	Широко используются при бурении скважин
13.	Проходка опытных (показательных) скважин с комплексным использованием новых технических и технологических средств	1961	В стадии внедрения	1962	Широко внедрены
14.	Применение квадратных и спиральных УБТ* как средства борьбы с искривлением скважин	1964	Квадратные УБТ внедрены, спиральные промышленностью не выпускаются	1963	Широко внедрены
15.	Применение немагнитных УБТ	1984	Не применяются	1964	Широко внедрены
16.	Долота с клиновидными зубками из твердого сплава	1960	Внедряются все более широко	1965	Внедряются во все больших объемах
17.	РТБ** как средство для получения вертикального ствола большого диаметра	1967	Получили широкое внедрение	—	Используются аналогичные устройства
18.	Применение автоматов спускоподъемных операций (АСП-5)	1965	Внедрено экспериментально в 2-х районах СССР	1962	Частично применяются аналогичные конструкции

* УБТ — утяжеленные бурильные трубы.

** РТБ — роторно-турбинное бурение.

1	2	3	4	5	6
19.	Использование термостойких буровых растворов	1962	Применяются при бурении сверхглубоких скважин	1960	Широко применяются во всех случаях, где это необходимо
20.	Использование солевых растворов	1961	Применяются при проходке соленосных толщ	1947	Широко применяются во всех случаях, где это необходимо
21.	Разработка схем с обратной связью для использования ЭВМ с целью задания оптимальных режимов бурения скважин (в качестве советчика)	1964	Разработаны для случая электробурения	1963	Внедрены в роторном бурении на большинстве скважин
22.	Разработка метода бурения при равновесной системе давлений «Ствол скважины — пласт»	1969	Проводятся опытные работы	1960	Работа доведена до промышленного внедрения
23.	Разработка метода высокоскоростного струйного и эрозионного бурения	1970	Экспериментальная проверка	1966	Лабораторные, стендовые и промышленные исследования
24.	Применение безопорных Т-образных долот со вставками стратоакса, увеличивающими в ряде случаев проходку на долото в кратное число раз по сравнению с существующими долотами	1980	Экспериментальная проверка ю-вых вставок — заменителей и широкое применение долот ИСМ* с искусственными алмазами	1980	Широкое промышленное внедрение
25.	Совершенствование систем снабжения и организации производства		Не достигнуто		Достигнуто

Из представленных мероприятий научно-технического прогресса в СССР по сравнению с США видно, что в одних областях мы отстаем, а в других — идем вровень с развитыми капиталистическими странами. Посмотрим теперь, как обстоят

* Институт сверхтвердых материалов.

ит дело с результатом внедрения технологии бурения скважин в целом.

Основными факторами, влияющими на технологию и скорость проходки глубоких и сверхглубоких скважин, являются следующие:

а) отдаленность районов и сложные климатические условия (чего нет в США);

б) факторы геологического или физического характера, зависящие от глубины скважины (горное, гидростатическое и поровое давление, температура, твердость и пластичность пород);

в) факторы, не зависящие от глубины скважины (пористость, проницаемость, трещиноватость, величина зерен пород, их абразивность, прочность цементирующего породу вещества, углы падения и анизотропия пород, склонность их к осыпям, обвалам и т. п.);

г) факторы, оказывающие влияние через свойства промывочной жидкости (плотность, вязкость, водоотдача, содержание твердой фазы, смазывающих и химических добавок);

д) породоразрушающий и бурильный инструмент и его привод (тип, размер, технологичность, надежность долот, центраторов);

е) параметры режима бурения, геофизические исследования скважин (ГИС) в процессе бурения и их автоматизация, определяющие общую культуру уровня технической и технологической оснащенности скважин.

Заметим, что первые три группы факторов не могут быть изменены по желанию оператора, в то время как последние три поддаются оптимизации. Конечно, одна только оптимизация не сможет предотвратить ухудшения ТЭП* с ростом глубины скважины, поэтому указанная объективная тенденция также должна тщательно изучаться.

Ухудшение ТЭП с ростом глубины скважины обуславливается, в основном, следующими факторами:

а) ухудшением условий очистки забоя вследствие роста перепада давлений (между гидростатическим и пластовым), а также гидродинамического давления, возникающего в процессе промывки;

б) уменьшением механической мощности, подводимой к долоту при роторном бурении, из-за роста затрат, ограниченных параметрами буровой установки: мощности на холостом вращении бурильной колонны (при неизменной мощности привода ротора) и гидравлической мощности (при турбинном бу-

* Технико-экономические показатели.

рении) вследствие уменьшения расхода промывочной жидкости, к чему приходится прибегать из-за ограничения максимального давления, развиваемого насосами и роста гидравлических сопротивлений с глубиной скважины. Гидравлическая мощность уменьшается с глубиной и при роторном бурении;

в) увеличением, как правило, твердости и пластичности пород с ростом глубины скважины;

г) уменьшением стойкости опор долот с уменьшением их диаметра;

д) трудностью поддержания равномерной осевой нагрузки на долото в заданных пределах (это особенно важно при бурении алмазными долотами и безопорными долотами со вставками из стратопакса), что наблюдается вследствие увеличения упругих деформаций бурильной колонны и сил трения ее о стенки скважины.

Заметим, что современные конструкции глубоких скважин включают, как правило от 2 до 4-х промежуточных колонн. После спуска очередных обсадных колонн приходится переходить на все более уменьшающиеся диаметры долот, бурильных труб и турбобуров, что приводит к необходимости уменьшения расхода промывочной жидкости, а в случае турбинного бурения — к применению все более быстроходных турбобуров или объемных двигателей, или, по крайней мере, к снижению их мощности.

Другие серьезные проблемы — это естественное искривление, высокие забойные температуры, наличие по разрезу зон осложнения, нередко противоположных по характеру проявления: одна — поглощает, а другая — опасна с точки зрения возможного выброса, затекания солей (сужения ствола), желобообразования, кавернообразования, бурения сквозь обваливающиеся сланцы, притока минерализованной пластовой воды.

§ 5. Особенности глубокого и сверхглубокого бурения, затрудняющие получение высоких технико-экономических показателей

Некоторые из приведенных факторов (см. табл. 1), не проявляющие себя заметно в одном районе, имеют решающее значение в другом. Например, на Зап. Украине, в Чечено-Ингушской АССР (в отличие от других районов Сев. Кавказа) главным осложнением является борьба с искривлением из-за наличия крутопадающих пластов по разрезу скважин.

В Туркмении аномально высокие пластовые давления приводят к необходимости применения буровых растворов с

Результаты бурения сверхглубоких скважин в СССР и США

Показатели	США			СССР*		
	средние данные по скважинам	средние данные по скважинам Техаса	скв. 1 Телли, Южный Техас, округ Виктория	скв. 2 Медведковская Краснодарнефтегаза (данные до глубины 6320 м)	скв. № 100 Шахова Коса Азерб. ССР (данные до глубины 5800 м)	скв. 1 Арал-Сор. Каз. ССР (данные до глубины 6001 м)
1	2	3	4	5	6	7
Способ бурения			роторный	роторный	роторно-турб.	роторно-турб.
Глубина скважины, м	6496,2	6507,5	7280	6320	6521	6806
Количество долот, шт.	101,0	100,6	54,0	326	213	455
Средняя проходка на долото, м	64,3	64,6	135	19,4	30,75	13,2
Средняя механическая скорость проходки, м/ч			2,66	1,96	3,0	1,39
Стоимость метра проходки, руб/долл	255	227,6		254	471,6	1271,94
Коммерческая скорость, м/ст.-мес.	1300	1300	956	160	180	91,3
Среднее время работы долота, ч			50,7	10,7	10,2	9,5
Среднее время одного спуско-подъема, ч			20,3	16,6		11,3
Механическое бурение, ч			2742	3360	1908	4317
%			50,0	12,1	18,7	9,1

1	2	3	4	5	6	7
Подготовительно-вспомог. работа, ч			714	7370	3571	8070
%			13,0	26,5	24,9	17,0
Простои и аварии, ч			55	5510	1930	10199
%			1,0	9,3	18,8	21,6
Ремонтные работы, ч			439	2580	869	3050
%			8,0	9,3	8,5	6,5

* Приведенные сверхглубокие разведочные скважины в СССР пробурены Миннефтепромом.

Примечание: Как видно из данной таблицы, сравнение по основным показателям проходки сверхглубоких скважин по СССР и США в части количества долот, проходки на долото, коммерческих скоростей, ремонтов, простоев не в пользу отечественного бурения. Это явилось следствием плохой организации работ и снабжения, т. к. технологические вопросы решены на мировом уровне при бурении отечественных опытно-показательных скважин, что будет показано ниже.

чрезвычайно повышенной плотностью (до 2360 кг/м³). Здесь работа требует особенно тщательного соблюдения режима спуско-подъемных операций, т. к. повышенная скорость спуска может привести к гидроразрывам пластов со всеми вытекающими отсюда последствиями.

Поскольку большинство глубоких и сверхглубоких скважин бурятся, в основном, ротором, одним из видов осложнения при этом являются резонансные явления, требующие ограничения в выборе частоты вращения долота.

Главной особенностью бурения глубоких и, особенно, сверхглубоких скважин в СССР является, до настоящего времени, их эпизодичность. Выше уже говорилось, о том, что в США в 1983 г. было закончено 138 скважин, глубиной более 6000 м, а в СССР за все время сверхглубокого бурения было пробурено примерно 10 таких скважин и 2 достигли отметки 7 км, а одна — 12 км.

Вместе с тем известно, что повышение технико-экономических показателей можно ожидать только при массовом переходе от бурения отдельных — к большому количеству скважин.

Этим в значительной степени объясняется отставание показателей по глубокому и сверхглубокому бурению СССР от США, которое можно наблюдать на примере данных табл. 2. Так, по скв. № 1 Телли (США) средняя проходка на долото выше, чем по Медведковской (СССР) примерно в 7 раз, коммерческая скорость в метрах на ст. м-ц — в 6 раз. Разница в упомянутых основных показателях в кратное количество раз сохраняется и по сей день при сравнении самых последних данных по глубокому и сверхглубокому бурению в СССР и США.

Различие в проходке на долото по глубоким и сверхглубоким скважинам в СССР и США обусловлено, во-первых, низким качеством долот, а также опор отечественных трех шарошечных долот (серийных). Исключение составляют, пожалуй, только долота ВНИИБТ, конструкции ЖГНУ и ГАУ с герметизированной опорой. Такие долота в габаритах 215,9 мм, испытанные в последние годы при бурении на глубине 4—4,5 км ротором в районах Грозного, дали стойкость по опоре за 100 ч. (рекорд 130 ч.). В то время, как зарубежные долота, изготавливаемые в СССР по лицензии, дают в сопоставимых условиях стойкость за 50—60 ч.

Во-вторых, — это широкое применение за рубежом безопорных долот со вставками из стратопакса, достойного аналога которому, в общем, нет в СССР. Аналогом являются до-

лота ИСМ, дающие, как правило, худшие показатели в сравнении с алмазными долотами.

В-третьих, — это меньшее использование в СССР гидромониторных долот (с достаточно большей скоростью истечения).

В-четвертых, несовершенство режимов бурения (здесь и несовершенство теории и отсутствие нужных труб).

В-пятых, недостаточная гидравлическая мощность насосов по сравнению с зарубежными образцами.

Что касается отставания коммерческой скорости, то здесь, прежде всего, надо отметить, несовершенство снабжения, вызывающее зачастую отсутствие возможности правильного подбора долот к породам, оргпростой, потерю времени на непроизводительные работы. Для примера достаточно сказать, что в США время механического бурения и спускоподъемных операций в глубоких и сверхглубоких скважинах достигает устойчивой величины около 70%, а в СССР многие годы колеблется возле величины 30—35% от общего календарного времени.

Очень велики затраты времени и на подготовительно-вспомогательные работы, что связано уже с организацией работ.

Некоторую роль при сравнении отечественных и зарубежных данных играет и разница в геологических разрезах СССР и США. В США до 80% всех глубоких и сверхглубоких скважин бурят в штатах Луизиана и Техас, где геологические и климатические условия более благоприятны, чем те, которые встречаются при проводке глубоких и сверхглубоких скважин в СССР. Последние, как известно, бурятся в самых разных условиях и сильно разбросаны друг от друга.

Каких результатов можно добиться при налаженном эксплуатационном бурении глубоких скважин, показывает тот факт, что в Луизиане, например, скважина, глубиной 3000 м, бурится за неделю, а одна из скважин, глубиной 5027 м, была пробурена за 71 сутки (при этом было израсходовано всего 48 долот). И проходка порядка 100 м на долото в глубоких скважинах здесь вообще не редкость. Надо сказать, что и в технологии проходки глубоких и сверхглубоких скважин в СССР есть положительные примеры. Известно, насколько важно выбрать наиболее легкую и в то же время наиболее надежную конструкцию скважин. СССР в этом отношении если не опередил, то во всяком случае идет вполне «в ногу» с США.

Широко распространен и освоен у нас спуск «хвостовиков», сварных колонн, спуск колонн секциями и т. д. В глубоких и сверхглубоких скважинах зазоры между колоннами

и стенками скважины во многих случаях значительно меньше тех, которые официально рекомендуются в США. Это дает возможность при одних и тех же начальных и конечных диаметрах бурения спускать (при необходимости) большее число промежуточных обсадных колонн. Но это имеет и обратную сторону: возрастает скорость подъема струи в кольцевом пространстве. Растет расход металла на метр проходки.

Расчет обсадных колонн ведется с привлечением последних автоматизированных разработок по САПР* и с учетом всех самых последних требований по выбору конструкции скважины.

Важнейшим показателем, обеспечивающим эффективность бурения, является гидравлическая мощность, подводимая к долоту. Если она не оптимальна, то нельзя выйти на передовые показатели.

За рубежом (прежде всего, в США) по реализуемой забойной гидравлической мощности в последние годы при бурении глубоких и сверхглубоких скважин устойчиво вышли на уровень 0,6 л. с. на см² площади забоя при средней скорости истечения струи из насадок 80 м/с. При этом скорость восходящего потока, без ущерба для эффективного выноса выбуренной породы, удалось снизить в большинстве случаев до 0,3÷0,5 м/с (за счет подбора зазоров). А это, в свою очередь, позволило добиться ламинарного характера течения жидкости в кольцевом пространстве, что в значительной степени снижает риск проявления целого ряда серьезных осложнений в скважине, в частности, прихватов и кавернообразований в силу уменьшения механического воздействия струи на обваливающиеся сланцы, весьма широко и часто встречающиеся вдоль по разрезу глубоких и сверхглубоких скважин.

Следует иметь в виду, что рабочее давление на насосах при такой организации работы должно быть обеспечено на уровне 20÷25 МПа, как минимум.

Указанное устойчивое повышение гидравлической мощности при бурении глубоких и сверхглубоких скважин за рубежом позволило повсеместно в США доводить нагрузку на долото до 30—40 кН на 1" (25,4 мм) диаметра долота, а частоту его вращения — до 240 мин⁻¹ при бурении до глубины 3500 м и до 130—150 мин⁻¹ на глубинах до 5000—6000 м, что в значительной степени способствует повышению указанных показателей.

Средние коммерческие скорости при бурении глубоких и сверхглубоких разведочных эксплуатационных скважин (от 4500 до 6600 м) в США в настоящее время колеблются около

* САПР — система автоматического проектирования.

величины 1500 м на ст. м-ц (при проходке на долото 80—100 м в случае использования трех шарошечных долот). Расход долот на такие скважины не превышает 100 штук, а время бурения — не более 150 суток (как правило).

Для сравнения напомним, что если исключить все затраты времени на простои, аварии, то скважина на Шаховой Косе, например, в этом случае бурилась бы по расчетам примерно 660 суток, т. е. в 4 раза дольше, чем такая же средняя скважина в США. Причина (см. табл. 2) в меньшей (в 3—4 раза) проходке на долото и замедленных темпах спуско-подъема труб с забоя. Проходка здесь проводилась серийными долотами.

Однако среднее время спуска-подъема по Медведковской скважине, например, составило 16,6 ч., что сопоставимо с американскими данными. Таким образом, на отечественных скважинах с внедрением новых мероприятий НТП удалось поднять проходку на долото в несколько раз и темп спуско-подъема труб довести до средних мировых показателей.

Последнее еще раз указывает на то, что первейшей задачей в отечественном сверхглубоком бурении является увеличение проходки на долото, где в основном мы и проигрываем, а также исключение потерь времени на ненужные простои и ожидания. Проходку на долото можно увеличить и за счет улучшения конструкции долот. Отдельные такие долота уже есть. Проходка на них в кратное число раз больше серийных, но все еще меньше, чем в США.

Еще одной из особенностей бурения сверхглубоких скважин является проблема бурения на малофильтрующихся растворах при повышенной против обычной температуре. В СССР в этом отношении достигли значительных результатов, например, при бурении в Тэнгизе, когда использовали безглинистые растворы ВНИИБТ с водоотдачей 5 см³ за 30 мин при температуре 160°C.

На скважине Медведковская, являющейся во многих отношениях показательной как сверхглубокая, на глубине 6300 м была зафиксирована температура 224°C. В этих условиях проходка, как правило, осложняется обвалами, из-за чего и приходится стремиться к использованию растворов с предельно малой водоотдачей. В то же время, как показывает практика, необходимо одновременно утяжелять раствор в среднем до величины порядка 1400 кг/м³. Часто наблюдаются случаи, когда проводят промежуточные промывки и увеличивают несколько вязкость для лучшего выноса частиц шлама.

При бурении глубоких и сверхглубоких скважин в последних интервалах нередко (если условия позволяют осуществить

это) в раствор добавляется нефть, вплоть до 12—15%, и серебристый графит в количестве 1—1,5%.

Перед спуском обсадных колонн производится проработка ствола компоновками все увеличивающейся жесткости.

Для создания качественного цементного кольца при бурении глубоких и сверхглубоких скважин необходимо планировать спуск обсадных колонн секциями с цементированием их, применив составную разделительную пробку. Многоступенчато.

Таким образом, главное внимание при проходке сверхглубоких скважин должно быть обращено на разработку мероприятий, безусловно обеспечивающих при их внедрении доведение планируемой скважины до проектной глубины, и за это ответственность в равной степени должны нести как технологи-буровики, так и проектировщики, правильно или неправильно закладывающие планируемый комплекс внедрения будущих мероприятий.

§ 6. Практические примеры и сопоставления при бурении глубоких скважин

Сравнительные данные

№ скважин	Интервал бурения, м	Общая проходка, м	Количество долог, шт.	Время механического бурения, ч	Календарное время бурения, сут.	Средняя проходка за сутки, м
100 — Шахова Коса	3301—5097	1796	85	584	112	16,04
61 — Зыря (суша)	3274—5044	1770	142	1372	367	4,8
28 — Зыря (море)	3415—5040	1625	194	862	368	4,40

Рассмотрим итоги бурения глубоких скважин с внедрением комплекса новых мероприятий НТП в сопоставлении результатов с обычными такими же скважинами в СССР (табл. 3).

В качестве примера для сопоставления возьмем результаты проходки сверхглубокой скважины 100 (Шахова Коса) и соседних стандартных глубоких скважин № 61, 28 на месторождении Зыря (Азербайджанской ССР). При этом надо отметить, что скважина № 28 (Зыря) — морская. На скважине № 100 (Шахова Коса) внедрялся комплекс новых мероприятий НТП, и она достаточно показательна.

Условия бурения на этих скважинах не такие сложные, как на месторождениях Северного Кавказа. Нет высоких забойных температур (максимум 100°C на глубине 6000 м). Нет крутых углов залегания пластов. Осложнения возможны лишь на глубинах свыше 6000 м, где могут иметь место осыпи и обвалы, сужения ствола в глинистой свите (разрез представлен терригенными породами) и прихваты — при излишне больших перепадах давления против проницаемых пород (что при использовании штатных ситуаций, предусмот-

Таблица 3

бурения скважин

Средняя проходка на долото, м	Механическая скорость, м/ч	Р _д , кН	Q, л/сек	Тип турбобура, скорость вращения ротора	Р _н , кг/см ²	V _{ком} , м/ст мес.	Тип долота
21,1	3,07	до 280	46—38	ТСШ—9" (3 секции)	180—220	481	СТ, МСГ, МГЛ, МЗГ,
12,5	1,29	70—80 ах 150	38—30 23—18	70 ⁻¹ _{мин}	70—120	141	С, 3-х лоп. ДИР, алм. с глубины 4611 до лото 190 мм С, СТ ДИР алм.
8,4	1,88	от 60—80 до 130	36—26	ТС4—9" с глубины 4700 м ТС4—5"	до 120	132,5	С, СТ ДИР алм.

Данные о работе алмазных

Скважина	Глубина, м	Интервал, м	Диаметр долота, м	Проходка на долото, м
1	2	3	4	5
№ 1 Фоненот, Луизиана	7055,5	5413—6523	152,4	185
№ 1 Уокер, Южн. Техас	6280	6524—7055,5	104,8	178,2
		5847—6280	95,25	144
№ 1 Киллем, Техас	5944,5	5041—5944,5	115,9	148,7
№ 1 Тирел, З. Техас	6584	5358—6040	168,3	97,3
№ 1 Телли, Южн. Техас	7280	3816—6020	241,3	166,7
		6020—7280	165,1	235,9
№ 1 Ресурсез, Оклахома	6265,1	6148—6565,1	158,8	81,7
№ 100 — Шахова Коса	6455	6184—6455	188	145,3

Примечание. Из представленных данных видно, что при специальной алмазными долотами ничем не уступают итогам соответствующей скорости, несмотря на то, что скважина бурилась чиственные данные уступают американским примерно в сравнить коммерческие скорости не приходится.

ренных в проекте, возникать не должно). Оборудование БУ-300-Э, насосы У8-7.

Поэтому здесь основное сравнение по итогам бурения глубоких и сверхглубоких скважин (в том числе, частично и по скважинам США — табл. 4) можно произвести по результатам достижения в технологии их проходки. Нет «смазанной» картины из-за наличия осложнений.

Итак, в интервале от 0 до 3300 м на скв. № 61 и 28 (Зыря), а также 100 (Шахова Коса) особенной разницы в достижениях при их бурении не наблюдается, поскольку бурение верхних частей глубоких скважин в Азербайджане давно освоено.

При бурении в интервалах 3301—5800 м и 5800—6521 м можно наблюдать сдвиги в положительную сторону (если сравнивать их результаты с зарубежными данными, которые достигнуты при бурении на более глубоких интервалах).

Скважины в указанных интервалах бурились долотами диаметрами 269 и 190 мм, а также алмазными долотами диа-

Таблица 4

долот в глубоких скважинах

Механическая скорость, м/ч	Осевая нагрузка Р, кН	Частота вращения, мин ⁻¹	Плотность раствора, кг/см ³	Суточная проходка, м	Средне-сут. продолж. бурен.	Характер пород
6	7	8	9	10	11	12
1,66	45,4	90—125	—	35	21	Низы трет. отлож.
2,09	45,4	90—100	—	38	18,7	Твердый изв.
1,51	13,36	90—100	1520	31	20,1	Сланцы песч.
1,58	18,84	90—100	2140	31,8	20	Изн. Ордовика
0,84	18,84	90—100	—	14,6	15,6	Низы трет. отлож.
0,78	159,9	120—140	2800—2111	17	21,6	Ордовик
1,2	54,4—60	150	1700	25,7	24,4	Третичные отложения
0,55	136—182	60	1680	11,3	20,3	
1,46	30—60	ЗТОШ-6 1/2"	1480—1520	14,6	10,0	

подготовке на скв. № 100 «Шахова Коса» полученные результаты бурения вующего бурения в аналогичных условиях в США по проходке и механического турбобуром, хотя в отношении суточной проходки и времени бурения от 2 раза. К сожалению, из-за более значительно низкой организации труда

метром 188 мм в сочетании со шпиндельными 3-х секционными турбобурами, что, как и некоторые типы долот, были уже новшеством, примененным на скв. № 100 (Шахова Коса) по сравнению с обычными скважинами. Более широко применялись гидромониторные долота, типа «МЗГ» вместо ранее распространенных на промыслах Азербайджана долот, типа «СГ».

В результате добились двукратного роста проходки на долото и полуторакратного — по механической скорости по сравнению с глубокими интервалами в обычных скважинах.

Указанный результат был достигнут благодаря возможности реализации при повышенной гидравлической мощности нагрузок на долото порядка 10 кН на 1 см диаметра долота. Конечно, он мог быть обеспечен только при хорошей организации (специальном наблюдении за работой) и под особым контролем со стороны руководства за бурением скв. № 100 (Шахова Коса).

В результате хорошей подготовки оборудования и мани-фольда, в частности, удалось наладить безаварийную работу насосов при рабочем давлении 15—20 МПа, что имеет нема-ловажное значение.

Что касается бурения алмазными долотами, например, в скв. № 100 (Шахова Коса) на интервале проходки от 6184 до 6455 м, то оно производилось 3-х секционным шпindelным высокооборотным турбобуром, т. е. при повышенных механи-ческих скоростях по сравнению с роторным бурением. Бла-годаря этому показатели работы алмазных долот оказались вполне сопоставимыми с соответствующими показателями бурения скважин в США, несмотря на то, что там удавалось добиться большего времени пребывания долота на забое и лучшей очистки и охлаждения долота.

На первый взгляд может показаться, что тут имеет место некоторое противоречие.

Известно, что с ростом глубины скважины наступает мо-мент, когда максимум рейсовой скорости становится целесо-образно форсировать по максимуму проходки на долото. Это имеет отношение прежде всего к работе трехшарошечных до-лот. При работе с алмазными долотами максимум проходки обеспечивается уже характером конструкции и работы самих долот. И здесь добавочных результатов можно добиться при росте частоты вращения, дающем увеличение механической скорости при оптимуме осевого давления на долото. Вот поче-му на больших глубинах при алмазном долоте турбинное бу-рение оказывается выгоднее роторного.

Заметим, что на скв. № 100 (Шахова Коса) работал тур-бо-тахометр, благодаря чему было установлено, что турбобу-ры 37ТСШ-240 мм и 3ТСШ-172 мм устойчиво работают при оптимальных нагрузках на трехшарошечные долота с часто-той вращения 350—500 мин⁻¹, а с алмазными — 400—600⁻¹ (поскольку алмазные долота при прочих равных усло-виях потребляют меньший момент).

Бурение этой сверхглубокой скважины показало также, что спуск уникальных колонн (в частности, диаметром 293 мм на глубину 3300 м и хвостовика, диаметром 219 мм на глу-бину 5800 м) в такой конструкции вполне оправдан. При этом было установлено, что более длительное (чем время бурения под указанные колонны) время пребывания скважины с от-крытым стволом недопустимо, т. к. возникающие на стенках скважины разупрочнения, связанные с циклической нагруз-кой, нарушают устойчивое состояние горных пород, которое не может быть восстановлено никакими другими средствами, кроме спуска колонны.

Таким образом, практически была подтверждена теория расчета критического цикла до обрушения.

В результате бурения скважины № 100 (Шахова Коса) была также экспериментально установлена возможность дли-тельного безаварийного использования бурильных труб оте-чественной конструкции типа ТБВК диаметром 140 и 114 мм из марок стали «Л» и «М» при турбинном бурении на глу-бинах до 6500 м включительно, что позднее было подтверж-дено на Кольской скважине на вдвое больших глубинах.

В результате бурения первых сверхглубоких скважин бы-ла установлена рациональная величина превышения стати-ческого давления в скважине над пластовым, которая может быть выражена превышением над плотностью раствора на 36 кг/м³. Это можно обеспечить, однако, лишь точно зная ве-личину пластового давления в скважине.

Наиболее широкое применение при бурении первых сверх-глубоких скважин, заложенных не в самых осложненных ус-ловиях, нашли, как показала практика, облегченные, по срав-нению с традиционно применяемыми, растворы, обработан-ные лигнитами или лигносульфонатами, полимерные (приме-няемые для борьбы с разбуханием глин) или рассолы (если терригенные пласты содержат пластовую воду, так как на-бухание глины, как известно, зависит от разности концентра-ции соли в водной фазе раствора и в воде, находящейся в сланце).

Указанный опыт позволил установить, что нефтяной ин-дустрией СССР на сегодня вполне могут быть серийно освое-ны глубины до 6—7 км при бурении подобных скважин с оте-чественных буровых установок 3Д или 4Э. Это подтвердил и опыт бурения сверхглубокой скважины СГ-1 Арал — Сор (в Казахстане). Здесь впервые была доказана возможность дли-тельного применения промывочных растворов на основе си-ликатных соединений, которые позволяли поддерживать со-держание ствола, буримого по терригенным породам, харак-терным для разреза указанного района СССР.

По сверхглубокой скважине СГ-2 «Биикжал» вскрыты в Прикаспийской низменности подсолевые отложения на та-кой глубине, которая является характерной для опорных сква-жин, которые будут буриться в этом районе на глубину до 15 км. Здесь была применена БУ-300 Д с дизель-электриче-ским приводом, 3 насоса У8-7 с рабочим давлением 32 МПа, долота — МСГ. В связи с наличием солей в разрезе скважи-ны необходимо было бурить скважину вертикально, долота-ми большого диаметра. Для уточнения разреза рядом бурили

скважину-спутник. На СГ-2 спуск 720-миллиметрового кондуктора был определен на глубину 360 м в скважину, диаметром 920 мм, пробуренную агрегатом реактивно-турбинного бурения (РТБ), а первой промежуточной колонны, диаметром 426 мм (сквозь надсолевые отложения) — на глубину около 1400 м в скважину диаметром 640 мм, пробуренную РТБ. Такая колонна была спущена в скважину, которая имела кривизну 1° (несмотря на значительное искривление малогабаритных соседних скважин) и зацементирована с запланированным недоподъемом цемента до устья на 700 м. Далее за счет бурения по солям и переходной зоны нефтемulsionным, насыщенным солью, утяжеленным баритом до 1870 кг/см³ буровым раствором, приготовленным на основе окисленного петролатума, удалось добиться отсутствия течения соли и получить ровный ствол до 4573 м (подошва соли) диаметром 394 и 269 мм. При достижении соответствующих

Показатели работы долот и параметры режима

Интервал бурения	Способ бурения	Количество долот	Средняя проходка на дол., м	Среднее время работы долота, ч	Средняя механическая скор., м/ч
18—362	РТБ-920	6	57,4	8,4	6,8
362—879	РТБ-640	11	47,0	4,4	10,7
879—1002	»	5	24,6	5,2	4,73
1002—1120	»	9	13,1	1,9	6,9
1120—1369	»	33	7,5	2,9	2,54
1369—3003	турб.	40	40	3,7	10,8
»	колонк.	6	3,3	1,0	3,3
3003—4507	турб.	34	43,8	3,5	12,5
4507—4598	ротор.	22	4,1	3,0	1,4
4598—4978	турб.	1	268	203,5	1,32
»	ротор	1	40	110	0,36

* Раствор приготовлен на основе окисленного петролатума.

Примечание. Биикжальская скважина, данные по которой приведены в более сложному участку), является пристрелочной для скважины на глубину до 5 км через соль была проведена тор — на глубину 360 м (в ствол, диаметром 920 мм); 426 мм — на 4980 м (в подсолевые). Скважина была пробурена вертикальной. Раствор нефтемulsionный, насыщенный солью, утяжеленный баритом обеспечил отсутствие течения соли.

глубин в него были спущены без осложнений две колонны: одна диаметром 299 мм из стали марки № 80 с толщиной стенки 12, 42 мм на глубину 2838 м и другая — из труб, диаметром 219 мм марки Р-110 с толщиной стенки 14, 15 мм на глубину 4980 м. Обе колонны зацементированы солевой цемент.

Последняя колонна, весившая 364 тонны, была спущена за 53 часа и является рекордной по весу для колонн данного диаметра.

Результаты бурения СГ-2 «Биикжал» до подсолевых отложений приведены в табл. 5 (подсолевые отложения идут по разрезу без изменений до конца скважины).

Приведенные выше результаты бурения сверхглубоких скважин в СССР говорят за то, что все теоретические вопросы, которые были подняты в начале главы, могут быть успеш-

Таблица 5

бурения. Сква. № 2 — Биикжал в Каз. ССР

Параметры режима бурения				Параметры бур. раст-ра*			Угол искр. скв., гр/мин
тип турбобура	осевая нагрузка, Рд, кН	расход жидкости, л/сек	давление в насосах, МПа	плотность, кг/см ³	вязкость по СПВ-5, сек	водотдача за 30 мин, см ³	
T12PT-9"	40—60	90—100	70	1624	50—90	8	0°
T12M3-9"	40—70	95—100	80	1280	50—70	7	1°
»	»	»	»	»	»	»	»
»	»	»	»	»	»	»	»
»	60—90	»	»	»	»	»	1°30
ЗТСШ-9"	80—140	35—40	120—170	1240	40—60	6—8	2°30
КТДЗ-9"	40—70	34—46	120—160	»	»	»	»
ЗТСШ-9"	120—200	30—38	130—220	1300	40—80	3—5	3°30
«Недра» 164 мм	»	»	»	»	»	»	»
НДК	30—70	32—37	170—220	1870	»	»	»
267С5	»	»	»	»	»	»	»
СК-164	20—60	32—40	120—150	»	»	»	»

здесь до вскрытия подсолевых отложений, пробуренная через соль (по направлению бурения в этом районе сверхглубокой скважины на глубину 15 км.

следующим образом: спущены тяжелейшие колонны; 720 мм — кондуктор — на глубину 1400 м; 229 мм колонна — на 2838 м и бурена вертикальной.

Равномерный баритом обеспечил отсутствие течения соли.

но разрешены на практике и для массового бурения глубоких скважин в СССР нет каких-либо особых препятствий.

§ 7. Перспективы сверхглубокого бурения (бурение в равновесии)

При бурении глубоких и сверхглубоких скважин на первый план выступает еще одна особенность, которую нельзя не учитывать — это угнетенное состояние забоя. Это влияние на бурение можно проследить на примере бурения Кольской скважины.

Во-первых, разрез там был представлен достаточно твердыми породами, во-вторых, скважину бурили на максимально облегченном растворе. Практически использовали воду в качестве промывочной жидкости. Тогда как обычно при глубинном бурении с неизбежностью приходится применять утяжеленные растворы.

Вместе с тем установлено, что если разница между гидростатическим и пластовым давлением превышает 3,5 МПа, то механическая скорость снижается в два раза (дальнейшее уменьшение ее идет уже медленнее). Это объясняется угнетающим действием давления на забой, усложняющим отрыв промывкой отделившихся частиц породы от забоя.

Возникает вторичное перемалывание на забое, в то же время мелкие частицы прижимаются при этом еще сильнее, создают «подушку». Вместе с тем противодействие на забой нельзя снять из-за возможного выброса. Почти повсеместно при бурении глубоких и сверхглубоких скважин перепад давления на забой превышает 3,5 МПа (35 бар). Это дополнительное давление нередко доходит до 10÷15 МПа, что, в свою очередь, способствует возникновению условий гидроразрыва, вскрываемых скважиной горизонтов. Положение осложняется еще и возникновением возможности прихватов при создавшихся обстоятельствах. Выход из положения может быть в этих случаях предложен только один — бурить на рекомендованном небольшом противодействии на пласт или на равновесном давлении при постоянном контроле за ним, что возможно лишь при наличии противовыбросового оборудования на устье скважины. При этом не следует забывать, что главная сложность во внедрении метода бурения на равновесии, несмотря на его очевидные преимущества, заключается в настоящее время в том, что для его реализации надо иметь достаточно точную информацию о величине давления в пласте (во избежание возникновения как выброса, так и поглощения при гидроразрыве).

Методы оценки величины давления в пласте, конечно, имеются, но это тема для отдельного обсуждения. В США бурение, основанное на равновесии в промышленности уже применяется, правда, в отдельных случаях. В СССР до сих пор ведутся лишь подготовительные работы.

В итоге сейчас, как слабая альтернатива бурению на равновесии, гарантирующему от возникновения прихватов, повсеместно при глубоком бурении бытует вынужденная практика расхаживания инструмента при турбобурении (которая широко распространена в разведочном бурении), связанная с проворачиванием и приподниманием колонны бурильных труб через каждые 10÷15 мин в процессе углубления скважины. Таким образом, можно считать установленным, что кратного увеличения проходок на долото и кратного увеличения механических скоростей проходки при бурении глубоких и сверхглубоких разведочных скважин, достигнутого в США, вполне можно добиться и в СССР.

Для этого нужно, во-первых, отладить организацию работ с целью снижения потерь времени на организационные простои, аварии, осложнения до величин, сопоставимых с аналогичными затратами за рубежом. Во-вторых, осуществить внедрение того комплекса передовых достижений по технике и технологии работ, который был продемонстрирован выше на примере бурения первых глубоких и сверхглубоких скважин в СССР. Так, например, результаты алмазного бурения турбобуром на больших глубинах вполне сопоставимы с наилучшими показателями, достигнутыми в США. Конечно, общих рекомендаций быть не может, но уже сейчас можно сказать, что в СССР имеются промышленные разработки по технике и технологии, дающие возможность выйти на уровень мировых достижений, что и должно быть реализовано при бурении ближайших глубоких и сверхглубоких скважин.

Отсюда следуют главные требования к бурению, в частности сверхглубоких скважин в Прикаспии: необходимо планировать применение долот МСГ для бурения в надсолевых отложениях (и по солям) и алмазных долот в сочетании с турбинным бурением — для проходки подсолевых отложений, бурение на возможно более облегченных растворах во избежание угнетения забоя, но их тип и рецептура должны быть уточнены на Прикаспийской скважине по сравнению с Биикжальской и Арал-Сорской (более подробные сведения можно получить из отчетов Миннефтепрома).

Глава II. Пути повышения эффективности режима бурения за счет использования новой техники и технологии в СССР и за рубежом

Имеется немало отечественных исследований, проведенных в частности во ВНИИБТ, МИНГ, Грозненском нефтяном институте, ИФИНГ, ВНИГНИ*, но надо признать, что к настоящему времени в СССР нет единой точки зрения на то, как надо выбирать оптимальный режим бурения. Большинство отечественных рекомендаций сходится только в одном, соответствующем, впрочем зарубежной фирме «Бароид», мнению: если есть возможность, то надо варьировать частотой вращения и нагрузкой до начала бурения и потом уже выбирать оптимальную нагрузку и частоту вращения долота. Эта идея, совпадающая в частности и с другими зарубежными рекомендациями, на первый взгляд кажется весьма удачной. Однако она далека от возможностей применения ее на практике в связи с необходимостью приостановок в процессе бурения.

Поэтому в данной главе, когда речь пойдет об оптимизации роторного бурения шарошечными долотами, мы будем ориентироваться на широко распространенную за рубежом практику оптимизации, разработанную фирмами «Пан Амэрикан Петролеум корпорейшн» и «Юз Тул Компани».

При этом следует отметить, что для обширных районов применения турбинного бурения таких, например, как Западная Сибирь, где пробурены уже десятки тысяч буровых скважин, наиболее оптимальные сочетания частоты вращения долота и нагрузки, обеспечивающей при бурении на данной глубине, данным забойным двигателем максимальное приближение к максимуму рейсовой скорости, уже найдены, в основном, опытным путем. Дело в том, что геологический разрез в центральном Тюменском регионе разнится не очень сильно. Таким образом, оптимальный режим турбинного бурения, найденный методом «проб и ошибок», совпадает с теоретическим.

Вместе с тем, научные методы выбора таких оптимальных параметров роторного режима бурения, как нагрузка и частота вращения долота, долгое время не анализировались на

* ВНИИБТ — ВНИИ буровой техники.
МИНГ — Московский учебный нефтяной институт им. акад. И. М. Губкина.
ИФИНГ — Ивано-Франковский институт нефти и газа.
ВНИГНИ — Всесоюзный научно-исследовательский институт нефти и газа.

страницах отечественных изданий, поэтому напомним, что может являться критерием оптимизации режима бурения.

За рубежом — это, в основном, минимум стоимости метра бурения.

При бурении скважин в отечественных условиях таким критерием в большинстве случаев является рейсовая скорость, определяющая темп углубления ствола скважины.

Рейсовая скорость, как известно, определяется по формуле

$$V_{\text{рейс}} = \frac{F}{T_{\text{бур}} + t_{\downarrow\uparrow}},$$

где F — проходка на долото, м;

$T_{\text{бур}}$ — время бурения, ч.;

$t_{\downarrow\uparrow}$ — время спуско-подъема бурильного инструмента с данной глубины скважины, ч.

Если правильно предсказывать проходку, которая является функцией нагрузки и частоты вращения (при данном времени выдерживания долота на забое), то можно изменять эти функции в широких пределах, подсчитывая каждый раз скорость рейса и найти, таким образом, единственную пару нагрузки и частоты вращения (при данном времени выдерживания долота на забое), которая окажется наилучшей для каждой свиты пород.

К сожалению, именно это и является сейчас, как правило, камнем преткновения. И если спросить, например, о проходке в последующем рейсе (допустим, в тех же породах), но изменить нагрузку, частоту вращения и время пребывания долота на забое, то это может поставить в затруднение не только технолога, производящего бурение в данном районе, но и ведущих специалистов и теоретиков. Вместе с тем, пользуясь методом частой (или непрерывной) оптимизации в Европе и США давно пришли уже к единому мнению о том, как надо выбирать оптимальные параметры режима при роторном бурении скважин шарошечными долотами. Предположим, что промывка в анализируемом рейсе достаточна и — та же, что и в последующем рейсе. Эти же допущения можно распространить и на турбинное бурение. Далее мы покажем, что в сущности нет роторного или турбинного бурения, а есть жесткий или серийный режим соотношений нагрузок и частот вращения при работе долота на забое.

§ 8. Метод частой (или непрерывной) оптимизации режима бурения

Заметим, что для реализации этого метода на данном участке месторождения должна быть пробурена ротором, как минимум, одна соседняя скважина, причем параметры режима бурения не обязательно должны быть оптимизированы и долота могут не отработаться до конца. Обязательным условием для анализируемой скважины является тщательная фиксация всех результатов долбления (особенно степени износа опоры и зубьев долот к концу каждого рейса) исходя из предположения о том, что на соседней (планируемой) скважине в тех же свитах будут применяться те же долота.

И если (как мы уже обсудили выше) правильно выбрана одна единственная наилучшая пара нагрузки и частоты вращения, то это значит, что она должна быть реализована на данной глубине данной скважины ротором или турбобуром (забойным двигателем). Это уже дело техники. Указанное оптимальное сочетание частоты вращения и нагрузки должно быть заложено в основе технического задания на проектирование забойных двигателей, которые для данной скважины должны давать оптимальную частоту вращения с учетом удельного момента, расходуемого на разрушение данной породы при той нагрузке на долото, которая нужна для оптимального разрушения породы. Поэтому к каждой свите надо подбирать и долото. При этом предлагаемая турбина должна быть достаточно гидравлически совершенна с точки зрения ее внешних размеров, которые оставляли бы достаточный (сравнимый с международными требованиями) боковой зазор при образовании скважины с тем, чтобы:

а) можно было разместить на турбине требуемое количество центрирующих приспособлений (центраторов) для обеспечения вертикальности скважины при бурении в районах естественного искривления или управлять ее направлением при безориентированном наклонном бурении;

б) обеспечить ламинарный режим течения жидкости в затрубном пространстве при требуемом расходе в случае необходимости, например, борьбы с обваливающимися сланцами, разрушаемыми часто механически восходящим потоком жидкости.

Эти два правила в современных гидравлических машинах, применяемых в СССР, к сожалению, обычно не соблюдаются.

Понятно, что такая основа проектирования долот и забойных двигателей может быть оправдана только в случаях,

когда подбирается турбобур для бурения в постоянном разрезе в каком-то одном, достаточно большом, регионе.

Так, например, указанные принципы можно использовать для создания турбобура с действительно рациональной характеристикой для одного-двух-трех районов Западной Сибири, если они не сильно отличаются друг от друга.

Методика расчета оптимального режима

Перейдем опять от вопросов конструирования к вопросам технологии и оптимизации режима бурения скважин на практике.

1. Допустим, дано:

Интервал бурения 2399—2427 м.

Проходка за первое долбление, 28 м.

Тип долота: трехшарошечное, гидромониторное с фрезерованными зубьями.

Диаметр долота, 214 мм (после подъема из скважины).

Фактическое время бурения — 9,8 ч.

Фактический износ опоры долота — 12,5%.

Фактический износ вооружения долота — 12,5%.

Частота вращения долота — 46 мин⁻¹.

Осевое давление (нагрузка) на долота — 80 кН.

Вид износа зубьев — слом и затупление; обычный износ. (Это необходимое условие, так как при ином характере износа зубьев данные не интерпретируются).

Промывка — достаточна для требуемой очистки забоя (то есть корректировка в последующем долблении не планируется).

Примечание. Породы в последующем долблении по физико-механическим характеристикам идентичны породам, встретившимся в предыдущем (данном) долблении.

2. Требуется найти вероятную проходку в последующем долблении, если, например, произвольно изменить обороты ротора, нагрузку и время пребывания долота на забое.

3. В соответствии с обсуждаемой методикой данная задача решается следующим образом. В основу расчета кладется:

а) уравнение износа зубьев долота (Д) от времени Т

$$\frac{a_D}{a_T} = \frac{l}{A_\phi} \cdot \frac{i}{am};$$

б) уравнение износа опор (подшипников — П)

$$\frac{a_P}{a_T} = \frac{l}{S_\phi} \cdot \frac{n}{L};$$

в) уравнение механической скорости проходки $(\frac{\alpha F}{\alpha T})$

$$\frac{\alpha F}{\alpha T} = C_f \frac{P_d^{усл} \cdot r}{a^p}$$

Однако известно, что ни одно из указанных уравнений в чистом виде никогда не использовалось на промыслах.

Поэтому перед началом расчетов по результатам анализа бурения предыдущего (исследуемого) долбления определяют поправочные коэффициенты: A_p — для первого уравнения, S_ϕ — для второго и C_ϕ — для третьего уравнения.

В дальнейшем их используют для прогнозирования вероятной проходки в последующем долблении.

Но — только в одном (последующем) долблении. Для третьего долбления процедура повторяется. Из второго долбления определяются поправочные коэффициенты, которые закладываются в основу для прогнозирования вероятной величины проходки для третьего долбления и т. д.

В уравнении износа зубьев

D — износ вооружения (оценка по износу зубьев периферийного ряда шарошек долота);

T — время, ч.;

A_ϕ — коэффициент абразивности, определяемый по фактическим данным;

i — функция износа зубьев от скорости вращения;

$$i = n + 4,348 \times 10^{-5} \times n^3$$

(установлено экспериментально), где

n — частота вращения долота, 1/мин;

a — функция износа зубьев долота струей промывочной жидкости (получено из экспериментов на бомбе высокого давления с микродолотами);

$$a = 0,928125D^2 + 6D + 1 \quad (1)$$

$$\text{где } m = 1349,1 - 714,19 P_d^{усл} \quad (2)$$

где m — функция износа зубьев в зависимости от величины осевой нагрузки на долота — P ;

$P_d^{усл}$ — нагрузка на долото в условных единицах;

$p = 1$ для большинства пород (кроме самых мягких);

$$P_d^{усл} = 7,88 P_d / D_d \quad (3)$$

где D_d — диаметр долота (в дюймах).

Здесь 7,88 — постоянный коэффициент для приведения фактических данных, получаемых при анализе долблений, произведенных долотами, диаметром от 190 до 295 мм к то-

му (среднему) диаметру, при котором производились в натуре опыты при переходе от микродолот к долотам наиболее общеупотребительного размера.

В уравнении износа опор (см. выше)

E — износ опор (подшипников);

S_ϕ — коэффициент износа опоры в функции от нагрузки и оборотов, определяемый по результатам анализа работы долота в предыдущем долблении;

$1/L$ — функция износа опоры долота в зависимости от нагрузки P_d ;

$$1/L = A(P_d^{усл})^2 + B(P_d^{усл}) + C, \quad (4)$$

где A , B и C — коэффициенты, причем A по мере роста нагрузки изменяется от 2,5 до $2,9 \times 10^{-6}$;

B — от 2,0 до $3,8 \times 10^{-5}$ и C — от 0,2 до $0,28 \times 10^{-3}$.

В уравнении скорости проходки

F — проходка на долото;

C_ϕ — стоимостной поправочный коэффициент, определяемый по фактическим данным на основании анализа результатов бурения, полученных в предшествующем долблении

$$r = \left[e^{\frac{-100}{n^2}} \cdot n^{0,428} + 0,2 n \left(1 - e^{\frac{-100}{n^2}} \right) \right], \quad (5)$$

где r — поправочный коэффициент.

По данной формуле можно определять значение « r » для большинства «твердых» пород. Иными словами, для большинства встречающихся пород, так как здесь под термином «твердые» подразумеваются те породы, в которых при незагнупленном долоте рост осевого давления на долото (в пределах практически встречающихся значений) приводит к пропорциональному увеличению механической скорости (при заведомо достаточной очистке забоя от выбуренных частиц). Соответственно под «мягкими» подразумеваются породы, в которых механическая скорость при отмеченных обстоятельствах растет быстрее увеличения нагрузки на долото, что наблюдается при бурении только самых «мягких» пород (по общепринятой классификации прочности).

$$U = 221,4 D_\phi^3 + 2142,6 D_\phi^2 + 714,19 D_\phi \quad (6)$$

D_ϕ — функция износа зубьев долот при трении о породу;

$$V = 714,19 \int_0^D [a(D)]^{0,5} dD, \text{ где} \quad (7)$$

V — функция износа зубьев долот образивной струей промывочной жидкости.

4. Теперь, зная основные формулы, перейдем к объяснению коэффициентов:

$$A_\phi = \frac{T_{\text{бур.}}^{\text{факт.}} \cdot i_\phi}{m_\phi \cdot U_\phi}, \quad (8)$$

$$C_\phi = \frac{1,49 F_\phi \cdot i_\phi}{A_\phi r_\phi P_{\text{д}}^{\text{усл.}} m_\phi V_\phi}, \quad (9)$$

$$S_\phi = \frac{T_{\text{бур.}}^{\text{факт.}} \cdot n_\phi}{\Pi_\phi \cdot L_\phi}. \quad (10)$$

Индекс « ϕ » указывает на то, что при анализе результатов рассматриваемого рейса и определении функций, значение должно быть взято (по прилагаемым ниже табл. 6, 7, 8) для фактически имевшей место частоты вращения долота.

5. Зная по результатам анализа работы 1-го рейса истинные значения упомянутых поправочных коэффициентов, можно рассчитывать вероятную расчетную проходку на долото при новой изменившейся нагрузке, оборотах и времени пребывания на забое по формуле

$$F_\phi = \frac{0,67 A_\phi C_\phi P_{\text{д}}^{\text{усл.}} r_\phi V_\phi m_p}{i_p}, \quad (11)$$

где 0,67 — постоянный (переводной) коэффициент.

6. При этом новом режиме можно рассчитать и вероятный износ вооружения долота к концу планируемого рейса.

$$\Pi_p = \frac{n_p T_{\text{бур.}}^{\text{факт.}}}{S_\phi L_p}. \quad (12)$$

7. А также расчетный износ зубьев по формуле

$$U_p = \frac{i_p T_{\text{бур.}}^{\text{факт.}}}{A_\phi m_\phi}. \quad (13)$$

Примечание. Износ определяется по табл. 8. Индекс « p » обозначает расчетные (планируемые для данного долбления), а не фактические обороты, нагрузку и время пребывания долота на забое

8. Зная вероятную проходку при изменившихся (намеченных) обстоятельствах, можно рассчитать рейсовую скорость

$$V_p = \frac{F_p}{T_{\text{бур.}}^p + t_{\uparrow\downarrow}}, \quad (14)$$

где $t_{\uparrow\downarrow}$ — время на спуско-подъем бурильного инструмента (труб) по норме с новой глубины скважины;

$H_n = H_\phi + F_p$, которая возникает за счет добавления к фактической глубине скважины H_ϕ по первому (точнее — анализируемому) долблению вероятной (расчетной) проходки F_p , вычисленной по формулам, указанным выше.

Примечание. Если за критерий оптимизации принимается не максимум рейсовой скорости (или, вернее, максимально возможное в условиях рассматриваемой задачи приближение к максимуму рейсовой скорости), а минимум стоимости метра проходки (максимально возможное приближение к минимуму себестоимости), то соответственно рассчитывается не рейсовая скорость, а стоимость метра.

9. Оптимизационная задача решается методом перебора итогов ряда расчетов для какого-то диапазона частоты вращения и условной нагрузки на долото, а также расчетного времени бурения при расчете каждого значения рейсовой скорости и постоянного сравнения их между собой.

§ 9. Примеры частой или непрерывной оптимизации

Расчет оптимальных параметров жесткого (роторного) режима.

1. Данные по предыдущему рейсу:

Интервал бурения — 2399—2427 м;

Проходка — 28 м;

Тип долота — трехшарошечное гидромониторное с фрезерованными зубьями (для пород средней твердости);

Диаметр долота, извлеченного из скважины — 214 мм;

Время бурения — 9,8 ч;

Износ опоры — 12,5%;

Износ зубьев — 12,5%;

Характер износа — слом или затупление (при ином характере износа данные не интерпретируются);

Настота вращения долота — 46 мин⁻¹;

Осевое давление — 80 кН;

Промывка — достаточна для очистки забоя.

Примечание. Совершенствование промывки здесь не рассматривается.

Функции Голли-Вудса-Лубинского к прогнозному расчету вероятных для определения изменения значения параметров

Частота вращения долота, мин ⁻¹	10	15	20	25	30	35
i	10	15	20	26	31	37
Твердые породы, г	2,25	3,12	3,69	4,12	4,47	5,77
Мягкие	5,2	7,6	9,6	11,4	13,0	14,6
Частота вращения долота, мин ⁻¹	95	100	105	110	115	120
i	132	143	155	168	181	195
Твердые породы, г	7,15	7,31	7,45	7,60	7,74	7,87
Мягкие	30,6	31,8	33,8	34,1	35,3	36,4
Частота вращения долота, мин ⁻¹	170	180	190	200	225	250
i	384	434	488	548	720	929
Твердые породы, г	9,09	9,31	9,68	9,73	10,23	10,69
	47,2	49,3	51,3	53,3	59,2	63,0

Изменение функции нагрузки на долота

русл. д.	6,8	7,3	7,7	8,2	8,6	9,1	9,5
m	0,726	0,698	0,672	0,647	0,624	0,601	0,580
L	6240	5840	5440	4080	4750	4439	4170
русл. д.	14	14,5	14,9	15,4	15,9	16,3	16,7
m	0,411	0,397	0,384	0,371	0,368	0,346	0,334
L	2370	2260	2160	2060	1963	1780	1725
русл. д.	20,4	20,8	21,3	21,8	22,2	22,6	23,0
m	0,249	0,240	0,230	0,221	0,212	0,204	0,195
L	1288	1240	1195	1150	1105	1063	1025
русл. д.	25,8	26,3	26,8	27,2	27,6	28,1	28,5
m	0,147	0,139	0,132	0,124	0,117	0,110	0,103
L	823	794	766	739	714	689	665
русл. д.	31,4	31,8	32,3	32,8	33,2	33,6	34,0
m	0,064	0,057	0,051	0,045	0,039	0,033	0,027
L	538	520	502	474	467	450	434

Таблица 6

результатов режима бурения (по Белоруссову В. О.) «г» и «i» в функции от частоты вращения долота

40	45	50	55	60	65	70	75	80	85	90
43	49	55	62	69	77	85	93	101	112	122
5,04	5,29	5,52	5,73	5,94	6,13	6,32	6,67	6,76	6,84	7,00
16,2	17,6	19,0	20,4	20,8	23,1	24,4	25,7	27,0	28,2	29,4
1-е продолжение										
125	130	135	140	145	150	160				
210	226	242	259	278	297	338				
8,01	8,14	8,26	8,39	8,51	8,68	8,87				
37,5	38,7	39,8	40,8	41,9	43,0	45,1				
2-е продолжение										
275	300	325	350	375	400					
1179	1474	1818	2214	2668	3183					
11,13	11,54	11,94	12,32	12,68	13,03					
67,7	72,2	76,6	81,0	85,3	89,5					

Таблица 7

для большинства пород (кроме самых мягких)

10	10,4	10,8	11,3	11,8	12,2	12,7	13,0	13,6
0,560	0,641	0,522	0,505	0,488	0,471	0,455	0,440	0,425
3920	3680	3470	3270	3080	2910	2770	2630	2496
17,2	17,7	18,1	18,6	19,1	19,5	19,9		
0,323	0,311	0,300	0,290	0,279	0,269	0,259		
1650	1578	1515	1460	1420	1400	1340		
23,6	24,0	24,5	24,9	25,4				
0,186	0,178	0,170	0,162	0,154				
988	958	918	884	853				
29,0	29,5	30,0	30,4	30,8				
0,096	0,090	0,088	0,076	0,070				
642	620	599	578	558				
34,4	34,8	35,3	35,8	35,8				
0,022	0,016	0,010	0,005					
418	403	388	378					

Таблица 8

Определение функций износа зубьев U и V шарошечных долот

%	12,5	25,0	37,5	50,0	62,5	75,0	87,5	100
Доли от целого	1/8	1/4	3/8	1/2	5/8	3/4	7/8	1,0
U — 1-я функция износа зубьев	123	316	381	920	1337	1824	2413	3078
V — 2-я функция износа зубьев	105	236	389	563	767	969	1194	1437

2. Требуется определить на основании анализа итогов рассматриваемого долбления значения поправочных коэффициентов A_{ϕ} , C_{ϕ} и S_{ϕ} для оптимизации режима бурения в последующем рейсе.

3. Решение:

а) условная нагрузка на долото

$$P_{\text{д}}^{\text{усл.}} = 7,88 \frac{P_{\text{д}}}{D_{\text{д}}''} = 7,88 \frac{8}{8,75} = 7,25 \text{ усл. ед.},$$

где 0,788 — постоянный переводный коэффициент;
 $D_{\text{д}}''$ — диаметр долота в дюймах;

б) определение коэффициента

$$A_{\phi} = \frac{T_{\phi}^{\text{бур.}} \times i_{\phi}}{m_{\phi} \times U_{\phi}} = \frac{28 \times 49}{0,685 \times 123} = 5,7;$$

в) коэффициент C_{ϕ}

$$C = \frac{1,49 F_{\phi} \times i_{\phi}}{A_{\phi} \cdot r_{\phi} \cdot P_{\text{д}}^{\text{усл.}} \cdot m_{\phi} \cdot V_{\phi}} = \frac{1,49 \times 28 \times 49}{5,7 \times 5,29 \times 7,25 \times 0,685 \times 105} = 0,127,$$

где 1,49 — постоянный переводной коэффициент;
значения i , m , u , v , r , L (см. по прилагаемым таблицам упомянутых функций нагрузки, частоты вращения и степени износа вооружения долота);

$$\text{г) } S_{\phi} = \frac{T_{\phi}^{\text{бур.}} \times n_{\phi}}{P_{\phi} \times L_{\phi}} = \frac{9,8 \times 46}{0,125 \times 5640} = 0,64,$$

где P_{ϕ} — степень износа опоры долота в долях от целого;

д) рейсовая скорость по анализируемому рейсу

$$V_{\text{рейс}}^{\text{ан}} = \frac{F_{\phi}}{T_{\phi}^{\text{бур.}} \times t_{\text{спо}}^{\text{норма.}}} = \frac{28}{0,8 + 8,85} = 1,5 \text{ м/ч},$$

где $t_{\text{спо}}^{\text{норма.}}$ — норма времени на спуско-подъем с данной глубины.

4. Определение вероятной проходки в последующем рейсе по сравнению с предыдущим, если в последующем рейсе время работы долота на забое увеличить с 9,8 до 11,5 ч (учитывая, что долото было поднято недоработанным).

Дано. Условия предыдущего рейса при том, что:

а) породы в последующем рейсе те же, что в предыдущем;

б) тип долота не изменился;

в) промывка осталась на прежнем уровне, как и качество промывочной жидкости.

Требуется. Найти новую (вероятную) проходку при увеличении времени пребывания долота на забое с 9,8 до 11,5 ч.

Решение.

5. Определим новый (вероятный) износ опор долота при работе в новом режиме (при изменении лишь времени бурения)

$$P_p = \frac{n_{\phi} \times T_p^{\text{бур.}}}{S_{\phi} \times L_{\phi}} = \frac{46 \times 11,5}{0,64 \times 5640} = 1,147 \text{ или } 14,7\%.$$

Примечание. Здесь было взято фактическое, а не расчетное значение для «п» и для функции «L», так как нагрузка на долото не изменилась.

6. Найдем новый (вероятный) износ зубьев к концу рейса

$$U_p = \frac{i_{\phi} \times T_p^{\text{бур.}}}{A_{\phi} \times m_{\phi}} = \frac{49 \times 11,5}{5,7 \times 0,685} = 147,$$

что соответствует (с таблицы функций) износу зубьев — 14%.

Примечание. Здесь взяли i_{ϕ} и m_{ϕ} , а не i_p и m_p , так как значения оборотов и нагрузки в последующем рейсе не изменялись.

7. Расчетная (вероятная) проходка в последующем рейсе

$$F_p = \frac{0,67 A_{\phi} C_{\phi} P_{\text{д}}^{\text{усл.}} \cdot r_{\phi} V_p m_{\phi}}{i_{\phi}} = \frac{0,67 \times 5,7 \times 0,127 \times 7,25 \times 5,29 \times 125 \times 0,685}{49} = 33 \text{ м.}$$

Примечание. Здесь взяли r_{ϕ} и m_{ϕ} , вместо r_p и m_p , так как ни обороты, ни нагрузка в последующем рейсе не изменялись.

8. Новая (вероятная) рейсовая скорость в последующем долблении.

$$V_{\text{рейс}}^{\text{II}} = 1,53 \text{ м/ч (ср. с. } V_{\text{рейс}}^{\text{ан}} = 1,5 \text{ м/ч).}$$

9. Выводы.

Как видно из приведенного анализа, произвольное увеличение рейса с 9,8 до 11,5 ч мало что дает в условиях рассматриваемого (последующего) долбления, как в отношении рейсовой скорости, так и степени износа опоры и зубьев.

Поэтому поставим следующую задачу.

1. Найдем вероятную проходку и рейсовую скорость в последующем рейсе по сравнению с предыдущим по второму варианту времени пребывания долота на забое, когда износ его опоры будет доведен до 100%.

Дано. Условия самого первого (анализируемого) рейса (по которому были найдены коэффициенты A_ϕ , C_ϕ и S_ϕ) плюс начальные условия последующего рейса (см. выше) при пребывании долота на забое в течение 11,5 ч.

Требуется. Найти проходку и рейсовую скорость, а также время пребывания долота на забое в условиях режима анализируемого долбления, но когда износ опоры достигнет 100%.

$$P_p^{100\%} = \frac{n_\phi \times T_p^{6ур}}{S_\phi \times L_\phi} = 1,$$

Отсюда, разрешив эту формулу относительно $T_p^{6ур}$, найдем искомое время, равное (приблизительно) 72 ч.

Примечание. Здесь взяли L_ϕ, n_ϕ , а не p_p, L_p , так как ни нагрузка, ни расчетная частота вращения (по условию) не изменялись (остались фактическими по первому рейсу).

2. Вероятный износ зубьев за 72 часа работы

$$U_p = \frac{i_\phi \times T_p^{6ур}}{A_\phi \times m_\phi} = \frac{49 \times 72}{5,7 \times 0,685} = 910,$$

что соответствует (по таблицам функций) примерному износу вооружения на 50%.

3. Определение вероятной проходки за 72 часа

$$F_p^{(72)} = \frac{0,67 A_\phi C_\phi P_{д}^{усл} r_\phi V_p m_\phi}{i_p} = \frac{0,67 \times 5,7 \times 0,127 \times 7,25 \times 5,29 \times 562 \times 0,685}{49} = 150 \text{ м.}$$

Заметим, что такая проходка и время пребывания долота на забое выглядит вполне естественными при использовании лицензионных долот или долот типа ГНУ и ГАУ (маслонаполненные, герметичные).

4. Новая (вероятная) глубина скважины

$$H_{скв}^n = 2577 \text{ м (будет новое время спуска-подъема).}$$

5. Новая (вероятная) рейсовая скорость

$$V_{рейс}^{(72)} = 1,83 \text{ м/ч.}$$

Она больше, чем 1,5 и 1,53 (см. выше), однако можно ли ее считать оптимальной? Отнюдь — нет. Можно еще подсчитать время, необходимое для работы в заданном первом долблением режиме до износа долота на 100% по вооружению. Но уже очевидно, или, вернее, примем, что износ опоры на 100% будет лимитировать время пребывания долота на забое, т. е. 72 часа. Но и здесь необходима проверка, потому что до сих пор не известно, а нужно ли при данном каком-то произвольном сочетании P_d и n обрабатывать долото на 100% по опоре. Дело в том, что за критерий расчета (оптимизации) нами принята рейсовая скорость (близкая к минимуму стоимости метра проходки) и чтобы убедиться, что ко времени 72 часов работы она не перешла через максимум, как раз и нужна нижеследующая проверка. Проведем ее.

6. Уменьшим время пребывания долота на забое от псевдо-рационального (72 ч) до какого-то первого прогнозного, уменьшив его, скажем на 10 ч. Таким образом, в новых условиях $T_{бур}^{III} = 62$ ч. Тогда

$$U_p^III = \frac{49 \times 62}{5,7 \times 0,685} = 785;$$

$$V_p^III = 500 \text{ (см. прилагаемые таблицы);}$$

$$F_{рейс}^III = 134_m \text{ и } V_p^III = 1,86 \text{ м/ч.}$$

Как нетрудно заметить, уменьшение времени принесло увеличение рейсовой скорости. Продолжая эту процедуру, можно найти, что при рассматриваемых обстоятельствах (произвольно заданных P_d и n) $V_{рейс}$ достигает максимума после 24 часов работы долота на забое, когда $V_{рейс}^{рац.} = 2$ м/ч; $F_p^{рац.} = 70$ м. Износ опоры и зубьев — примерно 30%.

Таким образом, при рациональном сочетании не обязательно обрабатывать опору и зубья на 100%. Критерием подъема будет служить $V_{рейс}^{рац.}$. Но это лишь рациональное, а не оптимальное сочетание, поскольку до сих пор были использованы возможности лишь изменения времени в пределах заданного режима, а ни нагрузка на долото, ни частота вращения не изменились. Поэтому рассмотрим четвертую задачу.

Пример № 4. Расчет вероятных значений скорости и проходки при изменении как времени выдержки долота на забое, так и основных параметров режима бурения.

Исходные данные те же, что и по первому (1) и второму (2) примерам, те же исходные коэффициенты (A_{ϕ} , C_{ϕ} , S_{ϕ}), полученные при анализе первого (контрольного) рейса, при котором режим не был оптимизирован.

Требуется найти в начальных условиях рассматриваемого примера ту единственную пару нагрузки и частоты вращения долота, которая вкупе с рациональным временем пребывания долота на забое дает возможность бурить скважины с максимально доступным (при заданной оснащенности) темпом углубления ствола скважины, учитывая также и время спуска-подъема.

Решение.

1. Возьмем какой-то ряд реально-применимых нагрузок на долото, например, 80, 100, 120 и 140 кН.

2. Допустим, что для изменения частоты вращения долота доступны скорости: 20, 40, 60 и 80 мин⁻¹.

3. Путем последовательного подбора вариантов (лучше — на ЭВМ) подсчитываем по объясненной выше методике $V_{\text{рейс.}}^{\text{рац.}}$ сначала для сочетания 140 кН и 20 мин⁻¹, затем для — 140 кН и 40 мин⁻¹ и т. д.

4. Далее сравним их и выберем наибольшую. А время бурения и критерий подъема долота с забоя будут установлены при проверке по системе расчетов, объясненных выше.

В этом случае (после проверки по системе приведенных выше расчетов) рейсовые скорости будут обозначаться как оптимальные, а не рациональные, но в дальнейшем необходимо найти ту единственную оптимальную рейсовую скорость, которая больше всех остальных «оптимальных».

Итоги расчета сведены в табл. 9.

§ 10. Аналитический метод оптимизации параметров режима роторного бурения

Примером подсчета рациональных оборотов и нагрузки при бурении скважин во время подбора параметров режима бурения аналитическим методом может служить исследовательская работа, выполненная фирмой «Баронд» в Луизианском университете США, поскольку она выполнена несколько ранее других отечественных работ в указанной области, использующих экспоненциальные зависимости для выбора нагрузки и частоты вращения долота. Обсуждаемое матобеспечение по-прежнему в СССР в ряде случаев вместе со станциями фир-

Таблица 9

Сводные результаты расчета оптимальных рейсовых скоростей по итогам анализа резервов первого (анализируемого) долбления

Рейсовая скорость, м/ч	Время механич. бурения, ч	Нагрузка на долото, кН	Частота вращения долота, мин ⁻¹	Расчетная проходка, м	Износ, %		Критерии подъема		
					опоры	зубьев	износ зубьев	износ опоры	рейсовая скорость
2,80	15	140	40	70	81	40	нет	нет	да
2,74	9	140	60	49	97	45	нет	да	нет
2,45	7	140	100	39	94	48	нет	да	нет
2,46	22	120	20	79	50	31	нет	нет	да
2,68	12	120	40	59	55	35	нет	нет	да
1,80	10	120	60	34	67	40	нет	нет	да
2,52	10	120	80	47,5	92	46	нет	да	нет
2,38	8	120	100	40	92	48	нет	да	нет

Примечание. При нагрузке 100 кН расчеты не производились, т. к. уровень диапазона изменения рейсовых скоростей при всех возможностях здесь ниже, чем при нагрузке 140 кН, а нагрузка 160 кН не была задана.

Оптимальные сочетания $R_{\text{д}} = 140 \text{ кН}$; $n = 40 \text{ мин}^{-1}$ при $T_{\text{р бур.}} = 15 \text{ ч}$ дают $V_{\text{рейс.}}^{\text{опт.}} = 2,8 \text{ м/ч}$.
Критерий подъема долота с забоя — рейсовая скорость ($V_{\text{рейс.}}$).

мы «Бароид». Поэтому приведем пример подсчета рациональной частоты вращения и нагрузки на долото по упомянутой американской методике.

Допустим, дано (данные по долблениям, которые собираются оптимизировать):

Время спуско-подъема $t_{\uparrow\downarrow} = 6$ ч.

Время наращивания $t_n = 1$ ч.

$D_{\text{дол}} = 9,875$ (261 мм).

Класс долота — 1÷3 (т. е. по существующей зарубежной классификации — для сравнительно мягких пород).

Тип долота — штыревое по периферии шарошек.

Время бурения $T_{\text{бур}}^{\text{факт.}} = 12$ ч (см. ниже в табл. 10).

Стоимость долота $C_{\text{дол}} = 400$ долл.

Удельная осевая нагрузка на дюйм диаметра (25,4 мм) долота $W/\alpha = 18,16$ кН на 25,4 мм (4 тыс. фн/дюм).

Стоимость часа бурения буровой установки

$C_{\text{ч. б.}} = 500$ долл/ч.

Частота вращения долота $N = 100$ мин⁻¹.

Примечание. Здесь приняты другие обозначения нагрузки на долото и частоты вращения для того, чтобы отличить их от предыдущего варианта расчета.

Степень износа зубьев долота: класс Т-6, т. е. $N = 3/4$ (75%).

Примечание. Износ опоры не важен — долото по условиям задачи выходит из строя по износу зубьев: таковы начальные условия 1-го варианта расчета. Нагрузка для приработки, при которой шарошки долота начинают вращаться $W_t = 4,54$ кН на дюйм диаметра долота (или 4,54 кН на 25,4 мм диаметра долота).

Работе на каждом месторождении предшествует регрессивный анализ фактических данных, в результате которого исследуются практические зависимости, существующие между изменением механической скорости и нагрузкой на долото (для каждой свиты) и между механической скоростью и частотой вращения долота.

В результате строятся графики и, в зависимости от получающихся кривых, находят поправочные коэффициенты a_5 и a_6 . Описание приводится в самых общих чертах.

Вычерчивается кривая зависимости механической скорости от оборотов (при незатупленном долоте) в одной какой-нибудь свите.

Получается, как правило, экспонента. Показатель степени ее как раз и будет a_6 : $V_{\text{мех}} = N^{a_6}$

Потом эти работы повторяются при затупленном до той или иной степени долоте. Данные осредняются.

Затем показатель a_6 определяется для следующей свиты данного геологического разреза (при необходимости).

Далее строятся кривые зависимости механической скорости от нагрузки на долото при незатупленных зубьях долота для одной какой-нибудь свиты (в которой будет происходить последующее долбление).

Получаются нередко линейные зависимости.

Если это так, значит показатель a_5 равен единице,

$$V_{\text{мех}} = W_d^{a_6}.$$

Причем, если показатель a_6 определяется путем логарифмирования, то показатель степени a_5 обычно находится непосредственно в результате математической обработки результатов наблюдений.

Допустим, что по регрессивному анализу в данном случае $a_5 = 1,2$ (функция механической скорости от нагрузки) и $a_6 = 0,6$ (функция механической скорости от частоты вращения).

Решение

1 случай: когда износ зубьев долота, а не износ опоры, лимитирует время пребывания его на забое.

1. Определение постоянной зависящей от абразивности пород данной (пройденной) свиты. По формуле

$$T_n^{\Phi} = h_3 \left(\frac{N}{100} \right)^{h_1} \times \frac{W_d^{\text{табл.}} - 4}{W_d^{\text{табл.}} - \left(\frac{W_d}{d} \right)_{\Phi}} \times \frac{1 + \frac{h_2}{2}}{N + \frac{h_2}{2} \times N^2} \times T_{\text{бур.}}^{\text{факт.}}$$

где $h_1 = 1,84$; $h_2 = 6$; $h_3 = 0,8$ (из табл. 10, 11),

$$W_d^{\text{табл.}} = 7,1 \text{ (из табл. 11);}$$

$$T_n^{\Phi} = (0,8) (1,0)^{1,84} \left(\frac{3,1}{1,54} \right) \frac{1+3}{0,75+3 (0,563)} 12 = 15,7.$$

т. е. долото может при данной нагрузке и оборотах 15,7 ч работать на забое до 100% износа его вооружения.

Здесь N — износ зубьев за 12,5 ч; удельная нагрузка — в тыс. фн на дюйм.

2. Расчет оптимальной удельной нагрузки (в тыс. фн на дюйм диаметра долота)

$$\left(\frac{W}{d}\right)_{\text{опт}} = \frac{W_d^{\text{табл}} \left(\frac{h_1}{a_6} + a_6 - 1\right) + 0,5}{a_5 + h_1/a_6} = \frac{7,1(3,07 + 1,2 - 1) + 0,5}{1,2 + 3,07} = 5,56 \frac{\text{тыс. фн}}{\text{дм}}$$

3. Определение эффективного времени пребывания долота на забое

$$T_{\text{бур}}^{\text{рац}} = \left[\left(\frac{C_{\text{дол}}}{C_{\text{ч.б}}} + t_{\downarrow\uparrow} + t_n \right) \left(\frac{h_1}{a_6} - 1 \right) \right] = \left[\left(\frac{400}{500} + 6 + 1 \right) (3,07 - 1) \right] = 16,1 \text{ ч.}$$

4. Расчет оптимальной скорости вращения долота

$$N_{\text{опт}} = 100 \left\{ \frac{T_n^{\text{ф}} \left[W_d^{\text{табл}} - \left(\frac{W}{d}\right)_{\text{опт}} \right]}{T_{\text{бур}}^{\text{опт}} (W_d^{\text{табл}} - 4)} \right\}^{\frac{1}{h_1}} = 100 \left[\frac{15,7(7,1 - 5,56)}{16,1(7,1 - 4,0)} \right]^{0,545} = 65 \text{ мин}^{-1}.$$

II случай: Износ опоры лимитирует время пребывания долота на забое (износ опоры к концу рейса превалирует над износом вооружения при данных W_d, N).

Допустим, дано: $T_{\text{бур}}^{\text{факт.}} = 12 \text{ ч.}$

Время спуско-подъема $t_{\downarrow\uparrow} = 10 \text{ ч.}$

Наращивания $t_n = 1 \text{ ч.}$

Класс долота: I—1 (для мягких пород с фрезерованными зубьями).

Стоимость долота $C_{\text{дол}} = 400 \text{ долл.}$

Стоимость часа $C_{\text{ч.б.}} = 500 \text{ долл.}$

Частота вращения $= 100 \text{ мин}^{-1}.$

Нагрузка удельная: 18, 16 кН на 25,4 мм диаметра долота (см. расшифровку в первом примере).

Износ опоры: класс — В-6, т. е. $V = 75\%$ или $V = 0,75.$

Нагрузка для приработки: 4,54 кН на дюйм диаметра долота.

Из регрессивного анализа $a_5 = 1,1$ и $a_6 = 0,5.$

Решение

1. Определение постоянной абразивности (для износа опоры):

48

$$T_{\text{в}}^{\text{ф}} = \left[\frac{N}{100} \right] \left[\frac{1}{4} \left(\frac{W}{d} \right) \right]^{V_1} \times \frac{T_{\text{бур}}^{\text{факт.}}}{B}.$$

Из табл. 10 $V_1 = 2,55$ (для раствора на нефтяной основе).

$$T_{\text{в}} = (1) \left(\frac{3,65}{4} \right)^{2,55} \left(\frac{12}{0,75} \right) = 16,0.$$

По износу опоры долото может безопасно работать на забое 16 ч (если будет задан режим указанных выше параметров).

$$\left(\frac{W}{d}\right)_{\text{опт}} = \frac{W_d^{\text{табл}} \left(\frac{h_1}{a_6} + a_6 - 1\right) + W_t}{a_5 + h_1/a_6} = \frac{31,34}{1,1 + 3,68} = 6,55 \frac{\text{тыс. фн}}{\text{дм}}$$

(против 5,56 в первом примере).

3. Определение эффективного времени работы долота на забое (до 100% износа опоры):

$$T_{\text{бур}}^{\text{опт}} = (C_{\text{дол}}/C_{\text{ч.б.}} + t_{\downarrow\uparrow} + t_n) \left(\frac{1}{a_6} - 1 \right) = (400/500 + 10 + 1)(2 - 1) = 11,8 \text{ ч (против 16,1 ч)}.$$

4. Определение целесообразной частоты вращения долота

$$N_{\text{опт.}} = 100 \frac{T_{\text{в}}^{\text{ф}}}{T_{\text{бур}}^{\text{опт}}} \left[\left(\frac{W}{d} \right)_{\text{опт}} \right]^{V_1} = 100 \left(\frac{16}{11,8} \right) \times \left(\frac{4}{6,03} \right)^{2,25} = 46 \text{ мин}^{-1}$$

(против 65 оборотов в первом примере).

Необходимое количество промывочной жидкости определяется по номограмме, по которой находят также необходимую площадь поперечного сечения гидромониторных насадок долота.

Этот расчет достаточно сложен в сравнении с методом Галли-Вудса из фирмы Юз, ПАН АМЭРИКЭН ПЕТРОЛЕУМ корпорейшн (Лубинский), т. е. методом частой (или непрерывной) оптимизации. Так как «Д» экспонента требует опытов по выявлению зависимостей, связанных с остановкой скважины в процессе бурения, в результате происходят большие потери времени. По программе Галли-Вудса-Лубинского такой же анализ осуществляется непрерывно, на основании данных предыдущего долбления и может производиться операторами, даже не знающими бурения, если им передают данные с промыслов. Расчет осуществляется за время спуска долота на

4—2058

49

очередное долбление. К тому же, расчет при необходимости может осуществляться на месте, технологом, не имеющим ЭВМ, так как все выкладки не выходят за пределы четырех простых арифметических действий, в то время как по экспоненциальному методу необходимо уже считать дробные степени. Здесь же можно использовать справочные таблицы (10, 11, 12) табулированных функций.

Таблица 10

Поправочные коэффициенты

Класс долота (по существующей в США классификации)	h_1	h_2	h_3
От 1—1 до 1—2	1,80	7,0	1,00
От 2—1 до 2—2	1,80	5	0,60
От 1—3 до 1—4	1,84	6	0,80
2—3	1,76	4	0,48
3—1	1,70	3	0,36
3—2	1,65	2	0,26
3—3	1,60	2	0,20
4—1	1,50	2	0,18
с твердоплавными вставками	1,50	0	0,02

Примечание. Первая цифра отражает тип пород, например, № 1 — для мягких пород, № 2 — для средних пород. Вторая — тип вооружения: с фрезерованными зубьями, с клиновыми зубками, штыревые по периферии шарошки.

Таблица 11

Классификация долот по типу опоры

Тип опоры	Тип раствора	v_1
Негерметизированная	Раствор с баритом	1,0
	Раствор с сульфидами	1,25
	Вода	1,90
	Глинистый раствор	2,04
Герметизированная	На нефтяной основе	2,55
		2,80

Условные обозначения:

N — частота вращения (мин^{-1});

$W_d^{\text{табл}}$ — максимальная удельная нагрузка, которую может принять долото в тыс. фн. на дюйм диаметра долота (табл. 12).

(W/d) — фактическая удельная нагрузка;

d — диаметр долота, дм;

H — % износа вооружения;

t_{\uparrow} — время на спуско-подъем с данной глубины (по норме);

t_n — время наращивания, ч;

B — износ опоры, % (или в долях от целого).

§ 11. Практический метод оптимизации режима роторного бурения по стоимостному критерию и критерию удельной энергии

Оптимизация режима обработки безопорных долот

Предположим, что отмеченные в табл. 13 показатели отражают результаты фактически имевшего место на скважине долбления при работе безопорным (Т-образным) долотом с резцами из стратопакса (алмазного, коронки или же ИСМ), диаметром 311 мм.

Допустим, что указанное долбление никак не оптимизировалось, а проходка в последующем весьма значительна (что является вполне обычным при работе долот подобного класса со стратопаксом).

Требуется рассчитать рациональное время пребывания данного долота на забое в последующем долблении (исходя из предположения о том, что породы будут одни и те же и промывка — достаточна для очистки забоя).

Заметим, что данные (см. табл. 13) взяты из зарубежных источников. За рубежом применение долот со вставками из стратопакса является обычным, в то время, как в отечественной практике широкое внедрение стратопакса — это вопрос ближайших лет; стоимость фута (0,303 м) при бурении со стратопаксом подсчитана по формуле

$$CCF = \frac{V_{\text{дол}} (t_{\uparrow} + T_{\text{факт}}) C_{\text{ч.б.}}}{F_{\phi}}$$

где t_{\uparrow} — 6 часов времени на каждые 2450 м проходки;

$V_{\text{дол}}$ — стоимость долота (102260 дол.).

Примечание. Стоимость часа бурения, принятая при решении данной задачи $C_{\text{ч.б.}} = 900$ долл/час (что также является нормальным при алмазном бурении за рубежом). Для справки заметим, что в СССР в средней полосе при обычном бурении стоимость часа бурения скважин средней глубины равняется 50—100 руб.

Рекомендуемая нагрузка на долото

Размер долота дм (мм)	Класс и подкласс				
	1-1	1-2	1-3	1-4	2-1 2-2
6 1/8 (155,6)	—	5,6 (25,2)	6,0 (27,1)	6,6 (30)	6,9 (31,2)
6 3/4" (171,9)	—	5,7 (25,8)	6,1 (27,7)	6,6 (30)	7,1 (31,8)
7 7/8 (200,0)	6,0 (27,1)	6,2 (28,1)	6,6 (30)	7,0 (32)	7,5 (34)
8 3/4" (205,2)	6,2 (28,1)	6,5 (29,2)	6,8 (30,9)	7,2 (32,5)	7,8 (35,4)
9 7/8" (227,4)	6,5 (29,2)	6,7 (30,2)	7,1 (32)	7,0 (31,8)	7,6 (34,2)
10 5/8" (269,8)	—	6,4 (29)	—	7,0 (31,8)	—
12 1/4" (311,1)	5,9 (26,8)	6,1 (27,7)	6,4 (29)	6,7 (30,5)	7,3 (33)
15" (381)	—	5,3 (24,0)	—	5,8 (26,1)	—
17 1/2" (431,8)	—	5,0 (22,8)	—	5,7 (25,8)	—

Решение

По данным табл. 4 построим график в координатах (См. Приложение, рис. 1) CCF—SE (показатель затрат удельной энергии).

Из табл. 13 и рис. 1 видно, что:

— одно долото работало на забое (его не поднимали с забоя) 10 дней. Но время механического бурения меньше, чем 10 дней. Оно составило 144 ч.;

— показатель CCF постепенно уменьшался, вплоть до момента извлечения долота из скважины;

— рост энергетического показателя SE за то же время не дает такой четкой выраженной картины (что является общим недостатком большинства практических методов), по-

52

в тыс. фн/дм (кН/25,4 мм)

зубчатых долот			С твердоплавными вставками				
2-3	3	4	5	6	7	8	9
—	7,9 (36)	—	—	—	—	—	—
7,2 (32,5)	8,5 (38,5)	—	3,1 (14,0)	4,4 (19,9)	4,5 (20,2)	5,2 (23,6)	4,0 (18)
7,6 (34,2)	8,6 (39)	9,4 (42,1)	3,5 (15,9)	4,5 (20,2)	5,0 (22,7)	5,7 (25,8)	4,5 (20,2)
8,0 (36,1)	9,5 (43)	10 (45,1)	3,7 (16,6)	6,1 (23)	5,2 (23,6)	5,8 (26,1)	4,7 (21,1)
7,7 (35,0)	8,9 (40,2)	—	3,6 (16,2)	5,1 (23)	5,1 (23)	5,9 (26,6)	4,6 (20,6)
—	8,8 (40)	—	3,5 (15,9)	5,0 (22,7)	5,0 (22,7)	5,8 (26,1)	4,5 (20,2)
7,4 (33,7)	8,5 (38,1)	—	3,5 (15,9)	4,9 (22,3)	5,6 (25,3)	5,6 (25,3)	4,4 (19,9)
6,3 (28,6)	7,4 (33,7)	—	3,4 (15,3)	4,7 (21,1)	4,8 (21,8)	5,4 (24,2)	4,3 (19,4)
—	7,0 (31,8)	—	3,0 (14,6)	4,2 (19)	4,2 (19)	4,8 (21,8)	3,8 (16,1)

скольку в процессе столь длительного долбления долото проходило не одни и те же пропластки (по твердости).

Энергетический показатель (показатель затраты удельной энергии) вычислялся по формуле

$$SE = 20 \frac{P_d N}{D_{\text{дол}} \cdot V_{\text{мех}}} \text{ в } \frac{\text{фн. дюйм}}{\text{дм}^3}$$

или в метрической системе, как

$$SE = 2,35 \frac{P_d N}{D_{\text{дол}} \cdot V_{\text{мех}}},$$

где $D_{\text{дол}}$ — в мм; P_d — в кГс; $V_{\text{мех}}$ — м/ч.

Итог — в мегаджоулях на м³.

Результаты фактического долбления долотом с поликристаллическими скважин, 1988 г. —

Прох. за сутки, м (фт)	Общая прох., м (фт)	Глуб. скв., м (фт)	Нагрузка и N	
			на дол., кН (тыс. фт)	частота вращ., мин ⁻¹
100	100	1551	205	60
(325)	(325)	(5793)	(45)	
19	119	1570	205	60
(63)	(388)	(5856)	(45)	
113	232	1683	270	60
(374)	(762)	(6230)	(60)	
76	308	1759	270	60
(249)	(1011)	(6479)	(60)	
52	360	1811	270	60
(171)	(1182)	(6650)	(60)	
101	461	1902	170	60
(331)	(1513)	(6981)	(40)	
49	510	1951	170	65
(159)	(1672)	(7140)	(40)	
113	623	2064	205	60
(369)	(2041)	(7509)	(45)	
115	733	2179	205	60
(378)	(2419)	(7887)	(45)	
76	814	2255	205	80
(251)	(2670)	(8138)	(45)	

Таким образом, если по ходу бурения постоянно проводить текущие расчеты стоимостного показателя, то всегда можно определить моменты, когда скорость его уменьшения устойчиво начнет замедляться, что и будет являться сигналом затупления и целесообразности подъема долота с забоя для смены.

В других случаях не менее ценным может явиться энергетический показатель, который во всех отношениях более удобен в том смысле, что он не зависит от стоимости эксплуатации часа используемой буровой установки и от времени спуско-подъемных операций.

алмазными вставками (по данным Г. Рабия «Технология бурения нефтяных скважин с переводом с английского)»

Время мех. бурения, ч		Общая стоим. единицы проходки, CCF		Показатель "SE" фнз дм × 1000	Показатель "SE" в мег/дж на м ³
в сутки	всего	долл/фт	руб/м		
12	12	76,9	230,7	163	11033
4	26	73,8	221,4	280	18356
23,5	39,6	65,7	197,1	369	24881
14,5	54	62,6	187,8	342	23153
7,5	61,5	59,3	177,9	258	17466
16,5	78	56,3	168,9	212	15352
7	85	51,8	164,4	187	13059
22	107	54,7	164,1	263	17805
23	130	54,8	164,4	288	17753
14	144	54,4	163,2	328	22205

Поэтому при принятии окончательного решения о времени подъема, особенно — алмазного долота, с забоя должны рассматриваться и учитываться оба упомянутых показателя при их сопоставлении друг с другом. Для анализа при практическом методе необходимо вычерчивать график, как об этом было сказано выше.

§ 12. Практический метод оптимизации режима бурения шарошечными штыревыми долотами или долотами с твердоплавными вставками

Допустим, имеются сведения по какому-то достаточному для доверительного анализа, количеству пробуренных в дан-

ном районе скважин. Данные обобщаются в виде графика, вычерченного в координатах: глубина — энергетический показатель (SE).

Скважины должны быть примерно одинаковой глубины (одного класса).

Долота по типам могут быть самыми разными. Разными будут и результаты их применения (по затратам удельной энергии на разрушение породы, поскольку указанный показатель связан со стоимостью проходки).

Итак, допустим, что обобщен результат бурения по затратам удельной энергии на единицу объема выбуренной породы (в функции от глубины) по 43 скважинам, пробуренным на данной площади (при средней глубине скважин 2650 м), на которых применялись трехшарошечные долота с герметизированной опорой, типа F-2 и j-22 (рекомендованные, номинально для большинства наиболее часто встречающихся пород, кроме самых мягких или самых крепких) и трехшарошечные долота с фрезерованными зубьями, а также — с герметизированной опорой (т. е. не штыревые) и S-21, которые использовались по разрезу для бурения средних пород, и пород, которые оценивались, как сравнительно мягкие. Указанные долота применялись в интервале от 760 до 2650 м.

Спрашивается: какие долота из числа представленных типов являются наиболее конкурентоспособными (с точки зрения наименьших энергетических затрат и связанной с ними стоимости единицы проходки)?

Решение

При детальном рассмотрении рис. 2 видно, что для бурения верхнего интервала примерно от 760 до 1544 м (2500—5750 фт) наиболее подходящим является долото j-22 в то время, как для средней части разреза, примерно от 1544 до 2365 м (5700—7800 фт) — долото F-2, а для нижнего интервала, т. е. для бурения от 2365 до 2600 м (7800—8600 фт) более других подойдет долото j-3.

Итак, долото для средних пород должно употребляться при бурении пород средней прочности и т. д. Сейчас, в связи с выпуском долот, которые в разных условиях достаточно хорошо разрушают породы с довольно широким диапазоном крепости (что необходимо, поскольку улучшенные новые долота дают весьма большую проходку, нередко — через несколько свит), необходимо производить вторичную оценку целесообразности использования тех или иных долот по итогам их применения на промысле, даже после проведения оптимизации режима бурения.

Конечно, для одиночных разведочных скважин это уточнение, связанное с уменьшением стоимости, имеет ограниченное использование, кроме случая алмазного бурения. Для реализации его нужны большие статистические материалы по ряду скважин.

Что касается основной массы глубоких разведочных скважин, проводимых ротором, шарошечными долотами, то здесь для оптимизации режима следует рекомендовать метод частой (или непрерывной) оптимизации режима, рассмотренный в начале данной главы.

Глава III. Обеспечение вертикальности глубоких разведочных скважин

Критериями качества и эффективности проводки глубокой разведочной скважины являются: выполнение заданного процента выноса керна; достижение скважиной заданной зоны в подземном пространстве, т. е. доведение ее до проектной глубины без больших отклонений в сторону; обеспечение корреляции разрезов по маркирующим горизонтам, что непосредственно зависит от естественного искривления скважин в процессе бурения. Подавляющее большинство разведочных скважин закладывается по проекту как вертикальные. Вопрос в том, насколько, не испортив качественных показателей скважины как разведочного объекта, можно допустить искривление ствола в процессе бурения?

Искривление скважин нежелательно по следующим основным причинам:

а) появляются сложности с корреляцией разрезов по маркирующим горизонтам;

б) усугубляются такие возможные осложнения, как желобообразование, интенсификация обвалов проходимых глинистых сланцев, повышение усилий при извлечении бурильных труб из скважины при спуско-подъемных операциях (особенно при глубоких скважинах).

Кроме того, естественное отклонение ствола в сторону от вертикали крайне нежелательно из-за возможного выхода на проектной глубине в зону, керн из которой (взятый для оценки возможной нефтегазонасыщенности объекта) может оказаться совершенно не представительным для того места пласта или ловушки, из которого он должен быть по проекту получен. В итоге при анализе керна может сложиться неверное впечатление о реальной нефтенасыщенности горизонта. Естественное искривление скважин, усугубляющееся по мере увеличения глубины, вызывается техническими, технологическими и геологическими причинами.

К первым — относятся нагрузка на долото, поперечные зазоры по инструменту, «жесткость» низа бурильной колонны (по Эйлеру), тип долота, характер сборки компоновки низа бурильного инструмента и, в частности, диаметр центраторов и расстояния между ними.

Ко вторым — относятся близость угла наклона ствола скважины к вертикали (на момент решения каждой задачи по скважине), к естественному углу зенитной стабилизации для скважины при бурении данным инструментом (потому что, если указанная разница имеет место, то скважина будет

естественно искривляться, а если угол наклона равен углу стабилизации, то скважина искривляться не будет): далее — частота вращения долота (в случае роторного бурения и наличия над долотом больших маховых масс вращающегося инструмента).

К учитываемым при расчете компоновок низа бурильной колонны геологическим факторам относятся:

а) угол падения пластов;

б) перемежаемость их по крепости (учитываемая через индекс буровой анизотропии).

Кроме того, если ОЦЭ (опорно-центрирующие элементы) будут расставлены в компоновке (КНБК)* не достаточно правильно, т. е. не в точном соответствии с расчетом, то на забое может появиться не учитываемая дополнительная поперечная, отклоняющая ствол в сторону, сила которой будет влиять на темп изменения кривизны.

Однако, если проблема естественного искривления скважины имеет место (т. е., если скважина, бурящаяся без ограничения эффективной нагрузки, дающей возможность получить минимум стоимости метра проходки и без других предупредительных мер, типа центраторов, естественно отклоняется от вертикали на величину, более $3-5^\circ$), то вопросы воздействия технических факторов, связанных с расчетом КНБК, кроме, пожалуй, больших поперечных зазоров, особенно сильного влияния на точность предсказаний вероятного искривления при использовании излагаемой ниже методики расчета, как правило, не оказывают. Таким образом, в случаях сильного влияния пород на кривизну точность расчетов КНБК особого влияния на конечный результат не имеет. Возникающие за счет технических факторов силы могут лишь чуть сдерживать или ускорять интенсивность естественного искривления, но даже если КНБК настроена на сброс кривизны, а углы наклона пластов будут велики, то скважины будут искривляться при бурении по восстанию пластов в соответствии с законами естественного искривления. Поэтому главное внимание при бурении в условиях искривления должно быть обращено на выдерживание расчетных зазоров по ОЦЭ, определяемых прогнозным расчетом, который приводится ниже.

Значения целесообразного расстояния между центраторами для достижения вертикальности скважины в сопоставимых начальных условиях каждой задачи по существующим расчетам КНБК несколько разнятся. Но — незначительно.

* Компоновка низа бурильной колонны.

И это существенного значения не имеет. Если бурение ведут в районах естественного искривления, можно пользоваться любой методикой расчета КНБК. С другой стороны, если бурение ведется в районе, где породы не влияют на кривизну — вопросы расчета и настройки КНБК (т. е. влияния технических факторов на безориентированное управление кривизной скважины) приобретают решающие значения. При роторном бурении, как это показали работы, прежде всего, азербайджанских ученых, удается даже учитывать влияние «наката» на естественное изменение азимута скважины, что совпадает с мнением ряда зарубежных ученых, в частности в США.

При бурении в районах естественного искривления на первый план, таким образом, выходят геологические факторы, влияние которых до последнего времени при расчете КНБК (который не проводился по единой математической модели), не учитывалось как в СССР, так и за рубежом. Влияние геологии в лучшем случае нейтрализовалось предположением о постоянной полноразмерности центраторов в «жесткой» КНБК, рекомендуемой для вертикального бурения без ограничения потребных нагрузок. Однако предположение о постоянной полноразмерности ОЦЭ не позволяло вскрывать все резервы возможной экономии при применении КНБК с несколькими опорными элементами для предотвращения кривизны. В условиях повсеместного хозрасчета жесткие КНБК с полноразмерными центраторами становятся зачастую невыгодными. Как известно, предположение о постоянной полноразмерности центраторов теоретически проходит только при предположении о том, что они меняются на новые при износе на 2—3 мм по диаметру. Это заставляет (если мы хотим, чтобы полноразмерная КНБК работала так, как это задумано по расчету) менять ОЦЭ в такой «жесткой» КНБК на новые практически после каждого рейса. В то же время в «жесткую» КНБК входит, как минимум два ОЦЭ, армированных вставками из карбида вольфрама, и каждый из них имеет такую же стоимость, как и новое долото. Поэтому стоимость вертикальной проходки (если следовать рекомендациям распространенной на сегодня в СССР и за рубежом теории расчета КНБК) должна соответствовать расходам суммарной работы трех долот при каждом рейсе. Понятно, что это решение не может устроить практиков. И, как следствие этого, достаточно вертикальные скважины бурят, допуская износ ОЦЭ и КНБК до такой степени, которая уже не может позволить считать их полноразмерными. В итоге скважины бурятся и искривляются сверх нормы, определяющей возможность заканчивать их как можно ближе к центру круга допуска. При этом из-за

повышенного зазора при бурении приходится учитывать влияние геологических факторов на характер естественного искривления ствола скважины. И если естественное искривление на конечной глубине не уводит скважину за круг допуска, то задача получения достаточно вертикальной скважины решается при повышенном износе центраторов. Однако для того, чтобы обеспечить требуемую вертикальность, сначала надо установить степень сложности встреченного осложнения. По предложенному ниже расчету следует установить (на основании анализа естественного искривления соседних скважин), как будет искривляться данная (проектируемая) скважина, если бы она бурилась без ограничения нагрузки и без центраторов, т. е. без всяких предупредительных мер. Расходы на ее проводку при этом были бы минимальны. Если скважина на проектной глубине за счет естественного искривления не выходит из круга допуска, то это значит, что в данном случае проблема предотвращения естественного искривления не существует. Такой же расчет можно сделать и для первой скважины на участке бурения. Поэтому, чтобы проложить в пространстве вероятный профиль будущей естественно искривляющейся скважины (ЕИС), бурящейся с центраторами (или без них), необходимо пользоваться единой математической моделью. Только тогда варианты расчетов для разных районов можно будет проигрывать на ЭВМ, так как расчеты по отдельным эмпирическим формулам, требующим в каждом районе применения своих поправочных коэффициентов, определяемых методом математической статистики, известны уже давно, и они, как показывает практика, не решают в нужной мере проблемы прямого производства для тех районов, в которых необходимые исследования еще не проведены. Поэтому обратим особое внимание на математическую модель, по которой составлен и действует единый отраслевой РД*, регламентирующий правила, которых следует придерживаться для того, чтобы в районах естественного искривления бурить вертикальные скважины при наименьших затратах.

§ 13. Внедренные зарубежные модели и существующая отечественная практика бурения вертикальных скважин без ограничения эффективных нагрузок

Первые зарубежные теории бурения вертикальных скважин были связаны с известными [8] рекомендациями Г. Вудса и А. Лубинского, нашедшие свое применение на практике путем использования маятниковых компоновок с одним цент-

* РД — руководящий документ.

ратором. На поверку упомянутая теория оказалась, однако (если проблема естественного искривления действительно возникала), теорией обоснованного ограничения нагрузок против эффективных, так как она обеспечивала выход при бурении на тот или иной угол естественной зенитной стабилизации. Поскольку не было известно на какой глубине будет достигнут угол стабилизации, приходилось связывать проектирование с большими ограничениями. Эта теория вместе с тем учитывала влияние геологических факторов.

В настоящее время расчеты данной теории в основном используются лишь там, где допустимый угол наклона ствола уже превзойден и требуется уменьшить кривизну (вывести скважину на меньший зенитный угол) или в районах с малоустойчивым разрезом, где в ряде случаев дает эффект маятниковая компоновка под названием «ребристая» труба МИНГа. Поэтому на смену маятниковым компоновкам пришли компоновки с двумя (и больше) центраторами, о которых было сказано выше. При помощи жесткой КНБК, если не считаться с расходами на смену центраторов после каждого рейса на новые, можно с высокой степенью вероятности закончить скважину на проектной глубине при бурении ее без ограничения нагрузки при достаточно малом отклонении от вертикали. Допущением при этом является предположение о том, что подобная скважина бурится в достаточно плотном, консолидированном разрезе. При других условиях нужно бурить маятниковыми КНБК или НСУ конструкции ВНИИБТ.

Согласно теории расчета «жестких» неполноразмерных КНБК, разработанной в отечественных НИИ [17], вопрос проектирования вероятной траектории глубоких условно вертикальных скважин сводится, в основном, к тому, чтобы правильно определить допустимый безопасный зазор по центраторам к моменту их смены при фиксированном по какому-то расчету КНБК расстоянии между центраторами — таком, чтобы скважина имела допустимый отход от вертикали на проектной глубине за счет естественного искривления при углах наклона более 3 или 5°. Поэтому такие скважины стали называться условно вертикальными — они в круге допуска.

Ниже приведены расчеты для прогнозирования траектории естественного искривления скважин по единой математической модели, не требующей определения поправочных коэффициентов, вычисляемых методами математической статистики. Указанная модель была разработана во ВНИИБТ автором настоящего пособия и вошла в РД.39-0148052-514-86.

§ 14. Единая математическая модель естественного искривления скважин с глубиной в одной плоскости

На сегодня можно констатировать, что за рубежом, также как и в отечественной практике, для прокладки вероятных профилей естественно искривляющихся скважин применяются, в основном, эмпирические формулы.

Обобщенной проверенной теории расчета траектории естественного искривления скважин за рубежом практически нет. Исключение составляют лишь разработки Коласа, Валкера, Милхайма, Тутана, но и они обособлены влиянием технических факторов. В СССР известны математические модели АЗИННЕФТЕХИМА, СибНИИИП, ВНИИБТ, которые в настоящее время достаточно хорошо апробированы на производстве, но и их расчеты не учитывают влияния геологических факторов. Единственная модель, учитывающая влияние как геологических, так и технических факторов, приводится в едином РД ВНИИБТ (см. ниже).

В соответствии с упомянутой моделью: «Естественное искривление скважин с глубиной в градусах на единицу проходки пропорционально разности отношений длин направляющих участков бурильной колонны и близости угла наклона скважины к естественному углу зенитной стабилизации». При этом, согласно формуле:

$$\left(\frac{d\alpha}{dS}\right)_\alpha = K \left(\frac{l_{ct}}{l_\alpha} - \frac{\alpha}{\alpha_{ct}}\right), \quad (14)$$

где K — коэффициент пропорциональности:

$$K = \frac{tr \cdot l_0}{m^2 \cdot l_{ct}^2}, \quad (15)$$

t — коэффициент устойчивости бурильной колонны в стволе скважины под нагрузкой (табулированная функция).

$$t = f(P_d, \epsilon I, r) \quad (16)$$

$$t = \frac{dy}{dx}$$

— одно из общих решений уравнения устойчивости бурильной колонны.

$$EI \frac{d^3 Y}{dX^3} + pX \frac{dY}{dX} + F_{дол}^{бок} = 0, \quad (17)$$

где $F_{дол}^{бок}$ — отклоняющая сила и действующая на долоте;
 $l_0, l_{ct}, l_{\alpha_{скв}}$ — длины направляющих участков бурильной колон-

ны или расстояние от долота до 1-й точки касания УБТ со стенками скважины в ее стволе под нагрузкой (в случае, например, роторного бурения):

- а) в абсолютно вертикальном стволе;
 - б) в стволе, наклоненном к вертикали на угол естественной зенитной стабилизации;
 - в) в стволе, наклоненном на какой-то промежуточный угол — α текущее;
- m — масштабный коэффициент (для перевода размерных величин в безразмерные).

$$m = \sqrt[3]{\frac{EI}{p}} \quad (18)$$

где EI — «жесткость» колонны $\Gamma = \frac{\pi (D_4 - d_4)}{64}$;

p — вес единицы длины низа бурильной колонны в растворе данной плотности — $\gamma_{гр}$;

Γ — поперечный зазор между стенками скважины и компоновкой низа бурильного инструмента. Например, при роторном бурении без ОЦЭ:

$$\Gamma = \frac{D_d - D_{нар\ уот}}{2} \quad (19)$$

где D_d — диаметр долота;

$D_{нар\ уот}$ — наружный диаметр утяжеленных бурильных труб.

Расчет сводится к тому, что определяют темп приращения кривизны по формуле (14) для какого-то начального угла

$\alpha_{скв.}^{нач}$.

Затем для соседнего $\alpha_{скв.}^{нов.} = \alpha_{скв.}^{нач.} + \Delta\alpha$.

После этого находят средний темп приращения кривизны:

$$\left(\frac{\Delta\alpha}{\Delta S}\right)_{\alpha_1 \alpha_2}^{сред} = \frac{(\Delta\alpha/\Delta S)_{\alpha_1} + (\Delta\alpha/\Delta S)_{\alpha_2}}{2} \quad (20)$$

И наконец, определяют проходку ΔS (в метрах), после прохождения которой зенитный угол рассматриваемой скважины возрастет (за счет естественного искривления) от $\alpha_{скв.}^{нач.}$ до

$\alpha_{скв.}^{нов.}$.

После этого испытывают подобно вышеописанному вторую и третью пару изменяющихся на один шаг зенитных углов и так до тех пор, пока темп приращения кривизны не станет

равным нулю, т. е. пока скважина не выйдет по расчету на свой угол естественной зенитной стабилизации $\alpha_{ст}^{ест}$.

Указанная методика расчета дает, таким образом, возможность определять не только длины участков ствола скважины, после прохождения которых зенитный угол при бурении без отклонителя возрастет или уменьшится на один шаг, но и общую глубину, на которой скважина выйдет на угол естественной зенитной стабилизации. Последнее является совершенно новым потому, что до последнего времени по обобщенным математическим моделям, не связанным с необходимостью использования методов математической статистики и пригодным для использования без корректировки в любых районах, удавалось прогнозировать лишь вероятную величину угла стабилизации, к которому скважина стремилась где-то в пределе.

В итоге описанного расчета, который обычно осуществляется с помощью ЭВМ, как правило, распечатывается определенная таблица. Содержание подобной таблицы будет дано ниже в приведенном примере.

Особо следует сказать о характере расчета КНБК для данного случая, поскольку расчет по прогнозированию углов часто путают с расчетом КНБК. Здесь и ниже не предлагается какого-либо нового расчета КНБК, т. е. не приводятся математические соображения по характеру расстановки центраторов, так как можно использовать любую методику. Но для получения достаточной точности прогнозирования вероятных углов наклона, возникающих за счет естественного искривления, по упомянутой выше единой модели, необходимо предварительно полноразмерные (на начало рейса) центраторы в компоновке по одной из существующих методик расчета КНБК расставить так, чтобы при наклоне скважины на угол стабилизации боковая отклоняющая сила на долоте была бы равна нулю. При этом угол естественной зенитной стабилизации при таких расчетах, как правило, весьма близок к углу падения пластов. Таким образом, КНБК-НП (с неполноразмерными ОЦЭ) будет стремиться к балансу при углах наклона чаще всего (в пределе) $30 \div 50^\circ$. А расчет на прогнозирование безопасных зазоров в ОЦЭ должен позволить ее спрямить на проектной глубине обычно от $3 \div 5^\circ$ до $10 \div 15^\circ$.

Величина допустимости или недопустимости принятия той или иной величины конечного угла как безопасной определится из условий невыхода на конечной глубине скважины из круга допуска по расчету траектории естественного искривления. Теория бурения естественно искривляющихся скважин

компоновками с неполноразмерными (на момент их смены) центраторами предусматривает, таким образом, проведение предварительного расчета КНБК с двумя ОЦЭ, который приводит к простым маятниковым компоновкам, стремящимся при определенных обстоятельствах искривить скважину по восстанию пластов и в крест их простирания до вхождения в пласт под прямым углом в момент достижения стабилизации.

Кстати, следует сказать и об учете угла простирания пластов. Указанная новая теория движения долота и компоновки в одной плоскости дает возможность предсказывать искривление скважины и в пространстве, что будет показано на разборе конкретного примера, приведенного в следующем параграфе. Все эти предположения проверены на практике при бурении скважин в районах Зап. Украины, Белоруссии, Коми АССР. Расчет компоновок, т. е. расчет, производящийся без учета реального воздействия геологических факторов и учитывающий, в основном, только влияние технических факторов, заканчивается обычно тем, что если технолог данную КНБК в данной скважине при том или ином угле ее наклона к вертикали спустит на забой, то он будет знать, что КНБК даст, например, при данной нагрузке возможность генерировать на начало бурения, допустим, поперечную, отклоняющую ствол в сторону, силу на долоте, равную 1500 Н, действующую к верхней стенке буровой скважины. Вот результат одного из расчетов КНБК, проведенных без учета действия геологических факторов, когда $D_d = 215,9$ мм; $D_{УБТ}^{нар} = 178$ мм; $D_{УБТ}^{ан} = 90$ мм; жесткость = $96,72 \times 10^5$ Нм²; вес 1 пог. м. равен 1455 Н. Угол наклона ствола скважины к вертикали равен 30°. Зазор на первом ОЦЭ равен 2,54 мм; на втором — 9,75 мм. Нагрузка на долото — 270 кН. Кривизна у забоя — 3° на 100 м. За счет естественного искривления скважина отклонилась на 30°.

Расстояние от долота до 1-го ОЦЭ — 3,65 м; до 2-го — 5,5 м. Роторное бурение. Проведем иллюстрацию того, чего можно добиться, изменяя параметры КНБК без учета геологических факторов. Попробуем уменьшить расстояние от долота до 1-го ОЦЭ (от 3,65 до 2,44 м) и спустим КНБК в ту же скважину. Расчет показывает, что на забое в этом случае в первый момент бурения будет генерироваться поперечная сила на долоте, равная 820 Н, направленная уже к нижней стенке буровой скважины. Эффект меняется на обратный. Разбалансировка наступает, таким образом, при очень тонких процессах, протекающих при настройке КНБК. До последнего времени считалось, что грамотно настроенная для набо-

ра угла КНБК (+ 1500 Н) при спуске ее на забой скважины сможет обеспечить при дальнейшем бурении какой-то гарантированный темп приращения кривизны. К сожалению, для того чтобы гарантировать набор угла с определенным темпом кривизны даже без учета геологических факторов надо рассчитывать КНБК также, как было указано, но не менее 2-х раз, т. е. для начального и конечного зенитных углов какого-то интервала. Затем складывать начальный и конечный темп приращения кривизны, обусловленной изгибом бурительных труб у забоя, и потом вычислять среднеарифметическое. Только после этого можно рассчитывать на контролируемый прирост зенитного угла с глубиной при безориентированном бурении, так как указанные расчеты КНБК отличаются тем, что на долоте постоянно в процессе набора кривизны действует нулевая, отклоняющая ствол в сторону, сила. И эта тонкая настройка, к сожалению, ломается каждый раз, как только породы начинают заметно влиять на кривизну. Рассмотрим, как это можно учесть.

§ 15. Пример расчета естественного искривления скважины без отклонителя ($\alpha_{скв.}^{нач.} = 0^\circ$) с глубиной в одной плоскости при бурении

1. Допустим, дано:

а) $D_d = 216$ мм;

б) $D_{УБТ} = 178$ мм;

в) $P_d = 200$ кН;

г) $\gamma_{пл} = 45^\circ$;

д) роторное бурение;

е) «сильное» влияние пород на кривизну (соседние скважины при бурении их без ограничения нагрузок и без предупредительных мер естественно искривляются более, чем на 20° — индекс анизотропии пород по Г. Вудсу и А. Лубинскому равен 0,2);

ж) скважина не должна выйти из цилиндра допуска и быть вертикальной (отклоненной от вертикали до 3÷5°) на глубине до 1000 м или с учетом возможной ошибки в расчете иметь $5 \pm 1 \div 2^\circ$ плюс возможная ошибка инклинометра при замере (т. е. еще $\pm 1 \div 2^\circ$).

Примечание. Начальный зенитный угол

$$\alpha_{скв.}^{нач.} = 0^\circ.$$

Радиус круга допуска по отходу от вертикали

$$R_d = 50 \text{ м.}$$

2. Требуется определить:

а) глубины, на которые скважина выйдет на углы 1, 2, 3, 5 и 7° (т. к. ошибка при прогнозах и замерах всегда может составлять $\pm 1 \div 2^\circ$);

б) общую глубину, на которой скважина выйдет на прогнозируемый угол 7°;

в) отход в этом случае от вертикали.

3. Решение.

Найдем угол естественной зенитной стабилизации. Для этого воспользуемся справочными табл. 14, 15 и 16:

а) выразим нагрузку на долото в безразмерных единицах

$$P_d^{усл} = \frac{P_d}{10_{гр}} = \frac{200}{10 \times 2} = 10,$$

где $10_{гр}$ — взято из табл. 14 (в зависимости от диаметра УБТ);

б) найдем величину поперечного зазора

$$r = \frac{D_d - D_{УБТ}}{2} = \frac{0,216 - 0,178}{2} = 0,019 \text{ м};$$

в) найдем величины безразмерных параметров $\alpha m / r$ для углов наклона $\alpha = 1, 2, 3, 5$ и 7°

$$\left(\frac{\alpha m}{r} \right)_{\alpha=1^\circ} = \frac{1 \times 19,5 \times 0,01744}{0,019} = 17,9 = 18,$$

где $m = 19,5$ (см. табл. 14), а 0,01744 — для перевода градусов в радианы.

$$\left(\frac{\alpha m}{r} \right)_{\alpha=2^\circ} = 36; \quad \left(\frac{\alpha m}{r} \right)_{\alpha=3^\circ} = 54; \quad \left(\frac{\alpha m}{r} \right)_{\alpha=5^\circ} = 90;$$

$$\left(\frac{\alpha m}{r} \right)_{\alpha=7^\circ} = 126 \text{ и т. д. вплоть до } 45^\circ;$$

г) найдем величину φ^* из соотношения $\left(\frac{\varphi^*}{\alpha} \right)$ для $\alpha = 1^\circ, 2^\circ, 3^\circ$ и т. д., вплоть до угла падения пластов, т. е. до 45° (см. табл. 15).

Таблица 14

Величина масштабных коэффициентов m и mp

$D_{УБТ}^{нар.}, \text{ мм}$	104	127	153	178	203	228	257
m	14	16	28	19,5	22	23,5	25
mp	0,3	0,91	1,6	2,0	3,64	4,74	6,37

Таблица 15

Отношение $\frac{\varphi^*}{\alpha_{скв.}}$ при малых значениях ($\alpha m / r$)

Параметр $\frac{\alpha m}{r}$	Нагрузка в безразмерных единицах (средняя)					
	0,8	1,0	1,2	2,0	4,0	8,0 и >
1	2	3	4	5	6	7
0,1 до 0,2	—	0,80	0,65	2,00	—	—
>0,2 до 0,4	—	0,10	0,50	1,32	—	—
>0,4 до 0,6	—	0,15	0,47	1,15	1,80	—
>0,6 до 0,8	—	0,18	0,46	1,02	1,60	2,00
>0,8 до 1,0	—	0,20	0,45	0,97	1,45	1,80
>1 до 2,0	—	0,28	0,47	0,83	1,17	1,38
>2 до 4,0	0,14	0,35	0,50	0,80	1,02	1,18
>4 до 6,0	0,21	0,40	0,52	0,79	1,00	1,10
>6 до 8,0	0,27	0,42	0,55	0,78	0,98	1,08
>8 до 10	0,30	0,46	0,57	0,74	0,97	1,07
>10 до 20	0,40	0,52	0,62	0,80	0,92	1,00
>20 до 40	0,48	0,69	0,68	0,81	0,91	0,99

Таблица 16

Отношение $\frac{\varphi^*}{\alpha_{скв.}}$ при больших значениях ($\alpha m / r$)

Величина $\alpha m / r$	Осевые нагрузки — $P_d^{б.е.}$					
	0,8	1,0	1,2	2,0	4,0	8,8 и >
> 40 до 60	0,52	0,62	0,7	0,82	0,93	0,976
> 60 до 80	0,55	0,65	0,71	0,83	0,94	0,977
> 80 до 100	0,57	0,67	0,72	0,84	0,95	0,978
> 100 до 200	0,63	0,71	0,76	0,86	0,95	0,979
> 200 до 400	0,67	0,76	0,80	0,88	0,951	0,981
> 400 до 600	0,70	0,78	0,81	0,89	0,952	0,982
> 600 до 800	0,72	0,79	0,82	0,85	0,953	0,983
> 800 до 1000	0,74	0,80	0,83	0,90	0,954	0,984
> 1000 до 2000	0,71	0,81	0,85	0,91	0,955	0,985
> 2000 до 4000	0,77	0,82	0,86	0,92	0,956	0,986
> 4000 до 6000	0,78	0,83	0,87	0,93	0,957	0,987
> 6000 до 8000	0,79	0,84	0,88	0,94	0,958	0,988
> 8000 до 10000	0,80	0,85	0,89	0,95	0,959	0,989

Так, например, если $\alpha_{\text{с.в.}}^{\text{нач.}} = 1^\circ$, то в этом случае при $\left(\frac{am}{r}\right)_{\alpha=1^\circ} = 18$ (см. выше) отношение $\left(\frac{\varphi^*}{\alpha}\right)_{\alpha=1^\circ} = 1$ для нагрузки более 8 безразмерных единиц (см. табл. 15). откуда $\varphi^* = 1$, т. к. $\alpha_{\text{с.в.}}^{\text{нач.}} = 1$.

Примечание. Заметим, что φ^* — это угол наклона равнодействующей силы на долото, вычисленной с учетом влияния технических факторов (без действия геологии).

д) Теперь найдем по таблицам величину угла ψ — наклона равнодействующей на долото с учетом влияния геологии в функции от угла φ^* для случая $\alpha_{\text{с.в.}}^{\text{нач.}} = 1^\circ$ («сильное» влияние пород на кривизну), когда угол падения пластов $\gamma_{\text{пл}} = 45^\circ$ (табл. 17).

Согласно этой таблице, взяв значение по наибольшей границе, найдем $\varphi = 8,72^\circ$ при $\alpha_{\text{с.в.}} = 1^\circ$.

Вывод. Поскольку $\psi = 8,72^\circ$ отличается от $\alpha_{\text{с.в.}} = 1^\circ$, (который сравниваем при первом шаге расчета) более, чем на $\pm 1 \div 2^\circ$, поскольку угол стабилизации не достигнут и расчет следует продолжать.

Примечание. Расчет делается не на ЭВМ (пошагово), а вручную, поэтому сразу проверим возможность подхода к решению проблемы с другой стороны: не будет ли достигнут угол стабилизации при наклоне ствола скважины на угол падения пластов, т. е. при 45° . И если нет, т. е. будет перебор, то найдем желаемое методом «золотого» сечения.

ВЕЛИЧИНА УГЛА МГНОВЕННОГО НАПРАВЛЕНИЯ
ДЕЙСТВУЮЩЕЙ НА ДОЛОТЕ
I часть: СЛАБОЕ влияние пород на кривизну

Угол наклона φ^* град.	Угол падения пластов, град.				
	0,00 до 5,7	5,7 до 11,4	11,4 до 17,1	17,1 до 22,8	22,8 до 28,5
0,00	0,29	0,57	0,86	1,03	1,22
> 0 до 5,70	5,70	5,75	5,78	6,53	6,77
> 5,7 до 11,4	10,81	11,4	11,7	12,0	12,3
> 11,4 до 17,1	16,00	16,6	17,2	17,5	17,8
> 17,1 до 22,8	21,10	21,7	22,3	22,7	23,2
> 22,8 до 28,5	26,20	26,8	27,5	28,2	28,7
> 28,5 до 34,2	31,30	31,68	32,5	33,3	34,0
> 34,2 до 39,9	36,50	36,9	37,6	38,3	39,1
> 39,9 до 45,6	41,60	42,0	42,6	43,3	44,2
> 45,6 до 51,3	46,70	47,0	47,6	48,4	49,2
> 51,3 до 57,0	51,70	52,0	52,4	53,2	54,1
> 57 до 62,7	56,80	57,0	57,3	57,6	59,1
> 62,7 до 74,1	61,80	62,1	62,5	64,0	64,5

Расчет запишем по объясненной выше схеме, сокращенно

$$e) \left(\frac{am}{r}\right)_{\alpha=\gamma_{\text{пл}}} = \frac{45 \times 19,5 \times 0,01744}{0,019} = 803$$

$$(\varphi^*/\alpha) = 0,983; \varphi^* = 0,983 \times 45 = 44,3^\circ;$$

$$\varphi = 46,9^\circ \text{ при } \alpha = \gamma_{\text{пл}}$$

$$\text{Разница } (\psi - \alpha) = 46,9^\circ - 45,0 = 1,9^\circ.$$

Вывод. Поскольку разница $(\psi - \alpha) < 1 \div 2^\circ$, то считаем, что угла стабилизации достигли при угле наклона ствола 45° .

Примечание. При «сильном» влиянии пород на кривизну угол естественной зенитной стабилизации, как правило, равен или весьма близок к углу падения пластов. Поэтому, данный расчет по определению $\alpha_{\text{ст.}}$ можно было в принципе и не проводить. Он приведен здесь с целью показа методики расчета, необходимой для вычислений при «слабом» и «среднем» влиянии пород на кривизну.

ж) Итак $\alpha_{\text{ст.}} = 45^\circ$.

Найдем масштабный коэффициент

$m = 19,5$ для УБТ, диаметром 178 мм (см. начальные данные в соответствии с табл. 14).

Определим коэффициент

$m_r = 2$ (см. табл. 14).

Найдем величину коэффициента устойчивости бурильной колонны

Таблица 17

СКВАЖИНЫ ψ В ЗАВИСИМОСТИ ОТ УГЛА НАКЛОНА СИЛЫ,
ПО Г. ВУДСУ И А. ЛУБИНСКОМУ
(индекс анизотропии пород $h_1 = 0,05$)

Угол падения пластов, град.						
28,5 до 34,2	34,2 до 39,9	39,9 до 45,6	45,6 до 51,3	51,3 до 57,0	57,0 до 62,7	62,7 до 74,1
1,35	1,44	1,47	1,44	1,35	1,21	1,01
6,95	7,10	7,23	7,19	7,10	7,00	6,93
12,5	12,7	12,9	13,0	13,0	12,9	12,8
18,15	18,3	18,6	18,7	18,8	18,8	18,7
23,6	23,8	24,2	24,4	24,5	24,6	24,6
19,1	29,4	30,0	30,0	30,3	30,4	30,5
34,6	35,0	35,0	35,6	35,9	36,2	36,3
40,0	40,5	40,9	41,3	41,6	41,9	32,1
45,0	45,9	46,4	46,9	47,3	47,7	47,9
50,0	51,3	51,9	52,4	52,8	53,3	53,7
55,1	56,1	57,2	57,8	58,3	59,0	59,3
60,3	61,3	62,4	63,3	63,8	64,5	65,0
66,2	67,5	68,0	68,7	68,9	69,5	69,8

II часть: СРЕДНЕЕ влияние пород

φ*град.	Угол падения пластов, град.				
	0,00 до 5,7	5,7 до 11,4	11,4 до 17,1	17,1 до 22,8	22,8 до 28,5
0,00	0,458	0,91	1,32	1,60	1,95
0 до 5,70	5,710	6,19	6,63	7,03	7,43
5,7 до 11,4	11,00	11,4	12,1	12,4	12,8
11,4 до 17,1	16,30	16,8	17,2	17,7	18,15
17,1 до 22,8	21,60	22,0	22,5	22,9	23,3
22,8 до 28,5	26,80	27,0	27,8	28,3	28,8
28,5 до 34,2	32,30	32,7	33,1	33,6	34,2
34,2 до 39,9	37,40	37,8	38,2	38,8	39,4
39,9 до 45,6	42,80	43,1	43,6	44,1	44,7
45,6 до 51,3	48,00	48,4	48,7	49,3	49,8
51,3 до 57,0	53,30	53,5	54,0	54,5	55,0
57 до 62,7	57,70	58,8	59,2	59,5	60,3
62,7 до 74,1	63,2	63,4	63,80	63,9	65,3

III часть: СИЛЬНОЕ влияние пород

Угол наклона φ* град.	Угол падения пластов, град				
	0,0 до 5,7	5,7 до 11,4	11,4 до 17,1	17,1 до 22,8	22,8 до 28,5
0,00	0,570	1,18	1,62	2,08	2,46
0 до 5,70	5,720	6,32	6,88	6,38	7,84
5,7 до 11,4	11,25	11,4	12,0	12,6	13,1
11,4 до 17,1	16,60	16,9	17,2	17,8	18,5
17,1 до 22,8	22,0	22,3	22,6	23,6	23,8
22,8 до 28,5	27,4	28,0	28,1	28,8	29,5
28,5 до 34,2	32,8	33,0	33,4	33,8	34,2
34,2 до 39,9	38,2	38,5	38,8	39,4	39,7
39,9 до 45,6	43,7	43,9	44,2	44,6	45,0
45,6 до 51,3	49,0	49,3	49,6	50,0	50,4
51,3 до 57,0	54,6	54,7	55,0	55,3	55,7
57 до 62,7	59,0	60,0	60,3	60,5	61,0
62,7 до 74,1	65,1	65,4	65,6	65,8	66,4

Примечание. 1. СИЛЬНЫМ влиянием пород на кривизну считается бурение за счет естественного искривления на 20° и более без ограничения
 2. При СРЕДНЕМ влиянии пород на кривизну, как пока
 3. При СЛАБОМ влиянии пород на кривизну скважины
 лении: до 3—5° с учетом ошибки инклинометра считается, что проблема

Продолжение табл. 17

на кривизну $h_{II} = 0,075$

Угол падения пластов, град.						
28,5 до 34,2	34,2 до 39,9	39,9 до 45,6	45,6 до 51,3	51,3 до 57,0	57,0 до 62,7	62,7 до 74,1
2,06	2,29	2,38	2,35	2,21	1,95	1,66
7,67	7,97	8,01	8,18	8,10	7,97	7,75
13,2	13,5	13,7	14,0	14,0	13,9	13,8
18,6	19,0	19,3	19,8	19,8	19,7	19,6
23,9	24,5	25,0	25,3	25,5	25,7	25,7
29,4	30,0	30,5	30,8	31,2	31,4	31,6
34,6	35,3	35,8	36,4	37,0	37,3	37,4
40,0	40,7	41,2	41,7	42,4	43,0	43,4
45,3	46,0	46,6	47,3	47,9	48,4	48,9
50,5	51,2	52,0	53,0	53,7	54,3	55,0
55,8	56,6	57,1	59,1	59,1	59,7	60,3
61,0	61,8	62,8	63,5	64,5	65,6	66,0
66,0	66,8	67,5	68,8	70,0	70,8	71,8

Продолжение табл. 17

на кривизну $h_{III} = 0,2$

Угол падения пластов, град						
23,5 до 34,2	34,2 до 39,9	39,9 до 45,6	45,6 до 51,3	51,3 до 57,0	57,0 до 62,7	62,7 до 74,1
2,74	2,92	3,02	2,97	2,80	2,51	2,12
8,19	8,57	8,72	8,75	8,72	8,53	8,28
13,6	14,0	14,3	14,5	14,6	14,5	14,4
19,0	19,5	20,0	20,2	20,4	20,5	20,4
24,3	24,9	25,4	25,8	26,2	26,4	26,5
30,2	31,0	31,4	31,8	32,2	32,3	32,4
34,8	35,6	36,3	37,0	37,6	38,0	38,4
40,0	40,8	41,6	42,4	43,2	43,7	44,3
45,4	46,4	46,9	47,8	48,7	49,4	50,0
50,8	51,4	52,3	53,2	54,1	55,1	55,9
56,3	56,8	57,0	58,5	59,8	60,6	61,7
61,5	62,4	62,8	63,8	65,0	66,3	67,2
66,7	67,5	68,0	68,7	70,5	72,0	73,0

тогда, когда скважины в данном геологическом блоке искривляются при нагрузке на долото и без ОЦЭ.
 зывает практика, скважины искривляются в среднем на 1—20°.
 естественно искривляются в среднем на 5—10°. При естественном искрив-
 предотвращения естественного искривления не существует.

Таблица 18

Значения коэффициента устойчивости бурильной колонны, t

D _{УБТ} ^{нар} , мм	Нагрузка на долото: P _д					
	45 кН	95 кН	135 кН	180 кН	225 кН	270 кН
127	1,3	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
153	1,2	1,4	1,5	1,5	1,5	1,5
178	1,1	1,3	1,4	1,5	1,5	1,5
203	1,0	1,2	1,3	1,5	1,5	1,5
228	1,0	1,1	1,2	1,2	1,5	1,5
257	1,0	1,0	1,0	1,1	1,4	1,5

Таблица 19

Расстояние l₀^{б.с.} — длина направляющего участка при α_{скв.} = 0° (безразмерные единицы)

D _{УБТ} ^{нар} , мм	Нагрузка на долото, P _д					
	45 кН	90 кН	135 кН	180 кН	225 кН	270 кН
127	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3
153	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6
178	3,0	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9
203	3,2	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0
228	3,5	3,5	2,1	2,1	2,1	2,1
257	3,8	3,8	3,8	2,3	2,3	2,3

t = 1,5 для случая P_д = 200 кН и D_{УБТ}^{нар} = 178 мм.

Найдем длины направляющего участка в зависимости от

P_д^{усл} и $\left(\frac{\alpha_m}{\Gamma}\right)$.Вначале для α_{скв.}^{нач.} = 1°; $\left(\frac{\alpha_m}{\Gamma}\right)_{\alpha=1^\circ} = 18$ (см. выше).l_{α=1°}^{б.е.} = 0,84 безразмерных единиц (табл. 20).

Соответственно, находятся величины:

$$l_{\alpha=2^\circ}^{\text{б.е.}} = 0,74; \quad l_{\alpha=3^\circ}^{\text{б.е.}} = 0,69; \quad l_{\alpha=5^\circ}^{\text{б.е.}} = 0,62;$$

$$l_{\alpha=7^\circ}^{\text{б.е.}} = 0,53 \text{ и } \text{при } l_{\text{ст}} = 0,38 \text{ и } \alpha_{\text{скв}} = 45^\circ = \gamma_{\text{пл.}}$$

6. Найдем длину направляющего участка бурильной колонны в вертикальном стволе рассматриваемой скважины l₀ = 1,9 (табл. 19).

7. Найдем коэффициент пропорциональности для данной задачи в обобщенной математической модели

$$K = \frac{t \cdot r \cdot l_0}{m^2 \cdot l_{\text{ст}}^2} = \frac{1,5 \times 0,019 \times 1,9}{19,5^2 \times 0,38^2 \times 0,01744} = 0,0565$$

8. Рассчитаем начальный темп приращения кривизны при α_{скв.}^{нач.} = 0° (когда скважина вертикальна). Все данные теперь есть $\left(\frac{\Delta\alpha}{\Delta S}\right)_0 = K \frac{l_{\text{ст}}}{l_0} = 0,0565 \frac{0,38}{1,9} = 0,0112 \frac{\text{град}}{\text{м}}$

9. Найдем темп приращения кривизны при росте зенитного угла еще на 1 шаг, когда α_{скв.}^{нов.} = α_{скв.}^{нач.} + Δα = 0° + 1° = 1°

$$\left(\frac{\Delta\alpha}{\Delta S}\right)_{\alpha=1^\circ} = K \left(\frac{l_{\text{ст}}}{l_{\alpha}} - \frac{\alpha}{\alpha_{\text{ст}}}\right) = 0,565 \left(\frac{0,38}{0,84} \times \frac{1}{45}\right) = 0,0244 \frac{\text{град}}{\text{м}}$$

т. к. l_{α=1°} = 0,84 и поскольку $\left(\frac{\alpha_m}{\Gamma}\right)_{\alpha=1^\circ} = 18$.

10. Средний темп приращения кривизны (для 1-й пары)

$$\left(\frac{\Delta\alpha}{\Delta S}\right)_{\alpha_1 \alpha_2}^{\text{сред}} = \frac{0,0112 + 0,0244}{2} = 0,0178 \frac{\text{град}}{\text{м}}$$

Примечание. Подобно этому обсчитывается данная разница и для второй пары углов (при росте зенитного угла от 1 до 2°), далее для 3-й, 4-й пары и т. д.

11. Теперь, после 10 подготовительных шагов, по существу начинается смысловая часть этого расчета для данной (первой) пары рассмотренных зенитных углов. Расчет переходит в другую плоскость и определим теперь уже не темп приращения кривизны, а длину отрезка ствола скважины, после прохождения которой зенитный угол возрастает в данном случае от 0 до 1° по формуле

$$\Delta S_{\text{м}} = \frac{\alpha_n - \alpha_{n-1}}{\left(\frac{\Delta\alpha}{\Delta S}\right)_{\alpha_n, \alpha_{n-1}}^{\text{сред}}} = \frac{1 - 0}{0,0178} = 56 \text{ м.}$$

12. 1-й отход от вертикали

$$l_I = \Delta S_{\text{м}}^I \cdot \sin \frac{\alpha_n + \alpha_{n-1}}{2} = 56 \cdot \sin 0,5^\circ = 0,6 \text{ м.}$$

13. Далее по 2-му шагу смысловой части расчета проделаем следующие вычисления (запись приведем сокращенно):

$$а) \left(\frac{\Delta\alpha}{\Delta S} \right)_{\alpha=2^\circ} = 0,0565 \left(\frac{0,38}{0,74} - \frac{2}{45} \right) = 0,0265 \text{ о/м.}$$

Примечание. Темп приращения кривизны растет.

$$б) (\Delta\alpha/\Delta S)_{1+2^\circ}^{\text{ср.}} = 0,0254 \text{ о/м;}$$

$$в) \Delta S_{\text{м}}^{\text{II}} = \frac{2-1}{0,0254} = 39 \text{ м;}$$

г) отход от вертикали

$$l_{\text{II}} = 39 \times \sin \frac{2-1^\circ}{2} = 39 \times 0,0262 = 0,4 \text{ м;}$$

д) глубина достижения угла 2°

$$\Sigma \Delta S_{\text{м}}^{\text{I, II}} = 56 + 39 = 95 \text{ м;}$$

е) отход при достижении угла, равного 2°

$$\Sigma l_{\text{I, II}} = 0,6 + 10,4 = 1 \text{ м и т. д.}$$

14. Результаты расчета угла отклонения до 7° сведем в соответствующую табл. 22 (которую, обычно, печатают на ЭВМ).

Таблица 21

Значение безразмерных длин l_x направляющего участка бурильной колонны при больших значениях параметра $\alpha\text{м/г}$

Величина $\frac{\alpha\text{м}}{\text{г}}$	Условные осевые нагрузки $R_{\text{д}}^{\text{усл.}}$ (см. выше)					
	0,8	1,0	1,2	2,0	4,0	8,0
> 40 до 60	0,780	0,770	0,760	0,750	0,730	0,690
> 60 до 80	0,720	0,715	0,710	0,700	0,690	0,670
> 80 до 100	0,690	0,685	0,680	0,675	0,670	0,620
> 100 до 200	0,580	0,570	0,560	0,550	0,540	0,530
> 200 до 400	0,490	0,487	0,485	0,480	0,475	0,470
> 400 до 600	0,460	0,455	0,450	0,440	0,430	0,420
> 600 до 800	0,420	0,415	0,410	0,405	0,400	0,390
> 800 до 1000	0,400	0,398	0,395	0,390	0,385	0,380
> 1000 до 2000	0,330	0,328	0,325	0,320	0,315	0,310
> 2000 до 4000	0,290	0,298	0,285	0,280	0,275	0,270
> 4000 до 6000	0,280	0,278	0,270	0,264	0,252	0,250
> 6000 до 8000	0,260	0,258	0,256	0,254	0,252	0,250
> 8000 до 10000	0,250	0,248	0,246	0,244	0,242	0,240

Таблица 22

Результатирующая таблица по итогам расчета вероятных отклонений рассматриваемой скважины от вертикали от 0 до 7°

Разница зенитных углов, град	Проходка для изменения угла, м	Глубина достижения угла, м	Отход от вертикали, м
0-1	56	56	0,6
1-2	38	95	1,0
2-3	37	132	2,62
3-5	72	204	7,62
5-7	67	271	14,62

15. Заключение. При рассмотрении итоговой таблицы видно, что по первому параметру отход от вертикали составил 14,62 м — это меньше контрольной величины $R_{\text{д}} = 50 \text{ м}$ (см. «Исходные данные»), значит, качество скважины не нарушено.

Второе — допустимый угол отклонения уже весь выбран (и машина делает «СТОП» по указанному параметру 7°).

Таблица 20

Значение безразмерных длин направляющего участка бурильной колонны l_x для малых значений параметра ($\alpha\text{м/г}$)

Величина $\frac{\alpha\text{м}}{\text{г}}$	Условные осевые нагрузки — $R_{\text{д}}^{\text{усл.}}$ (см. выше)					
	0,8	1,0	1,2	2,0	4,0	8,0
0 до 0,1	—	—	—	—	—	—
> 0,1 до 0,2	2,87	2,76	2,62	2,18	1,60	1,15
> 0,2 до 0,4	2,52	2,43	2,31	2,20	1,53	1,13
> 0,4 до 0,6	2,32	2,27	2,17	1,93	1,50	1,12
> 0,6 до 0,8	2,16	2,12	2,05	1,86	1,48	1,11
> 0,8 до 1,0	2,08	2,03	1,97	1,80	1,46	1,10
> 1 до 2,0	1,90	1,73	1,69	1,62	1,36	1,07
> 2 до 4,0	1,52	1,48	1,45	1,40	1,24	1,02
> 4 до 6,0	1,38	1,35	1,32	1,28	1,18	0,98
> 6 до 8,0	1,28	1,26	1,24	1,20	1,11	0,95
> 8 до 10	1,22	1,20	1,18	1,15	1,08	0,93
> 10 до 20	1,0	1,0	1,0	0,98	0,92	0,84
> 20 до 40	0,87	0,86	0,85	0,84	0,80	0,74

Третье — контрольная величина зенитного угла выбрана на глубине 271 м при бурении из-под вертикального кондуктора, в котором $\alpha_{\text{скв.}}^{\text{нач.}} = 0^\circ$, в то время как скважина должна быть условно вертикальной (т. е. ее зенитные углы не должны превышать величины $5 \pm 1 \div 2^\circ$) при бурении на опасном интервале, который простирается на 1000 м из-под кондуктора (т. к. надвиг, например, в большей части скважин, бурящихся в Прикарпатье, сильно влияет на кривизну и распространяется примерно на таком же интервале).

Итак, вывод: «Скважина запроектирована неправильно. Пробурить ее без центраторов и без ограничения нагрузки и сохранить условно-вертикальной невозможно. Расчет следует повторить, предусматривая использование компоновки с двумя центраторами, т. е. с последовательным введением ограничения по зазору в ОЦЭ в полноразмерной КНБК».

Ниже, в табл. 23 для несколько иного начального сочетания исходных данных, приведены все варианты подробного поискового расчета, который делает ЭВМ.

Таблица 23

Случай, когда диаметр долота $D_d = 295,3$ мм; угол падения пластов $\gamma_{\text{пл.}} = 20^\circ$; нагрузка на долото $P_d^{\text{опт.}} = 300$ кН; «слабое» влияние пород на кривизну; начальный зенитный угол скважины $\alpha_{\text{скв.}}^{\text{нач.}} = 0^\circ$

Зенитный угол, град	Бурение с двумя центраторами при зазоре между ними и стенками скважины					Бурение без центраторов	
	1 мм	2 мм	4 мм	6 мм	8 мм	турбинным способом с зазором на сторону 27 мм	рогаторным способом с зазором на сторону 46 мм
1	2	3	4	5	6	7	8
1	1007	636	334	304	246	83	51
2	627	409	236	206	169	61	40
3	633	410	273	206	173	63	41
5	1376	896	601	477	392	139	83
7	1676	1085	760	712	508	173	107
9	2342	1482	1104	1078	794	258	147
12	3680	5551	4122	3525	3196	877	432

Разберем этот пример более подробно. Допустим, что рассматриваемая скважина бурилась в условиях, представленных в табл. 23. На интервале 1000 м скважина должна быть вертикальной (зенитный угол не более $7^\circ \pm 1 \div 2^\circ$).

Допустим, что скважину намечалось вначале бурить ротором без опорно-центрирующих приспособлений.

Из табл. 23 следует:

во-первых (см. последний столбец цифр), что достаточно пробурить $51 + 40 + 41 + 83 + 107 = 322$ м и зенитный угол будет равен 7° ;

во-вторых, надо применить КНБК с двумя центраторами.

Предположим, что решение вопроса начали с предположения о целесообразности применить «жесткую» компоновку с полноразмерными опорно-центрирующими приспособлениями, в которой ОЦЭ надо менять на новые после каждого рейса для того, чтобы не допускать износа к моменту их смены (по концам) более, чем на $1 \div 2$ мм на одну сторону.

Длины отрезков ствола скважины, после прохождения которых зенитный угол возрастает за счет естественного искривления на один шаг (обычно шаг равен 1, 2 или 3°).

Примечание. Зенитный угол, равный 12° , соответствует углу зенитной стабилизации для данной скважины, КНБК и режима.

Таким образом, с «жесткой» КНБК достаточно пройти 636 м или (в зависимости от износа ОЦЭ) 1007 м и зенитный угол скважины возрастет от 0 до 1° . Соответственно 2° наберется после проходки еще 409 или 627 м.

Ошибка при таких расчетах в отношении определения глубин, на которых будет достигнут тот или иной зенитный угол, (что выясняется, только после замера) равняется, как показывает практика, ± 50 м и это считается допустимым. Например, 650 ± 50 м.

Итак, все предыдущее подводит как будто бы к тому, что запланированное применение «жесткой» (полноразмерной) КНБК, принятое в самом начале — целесообразно. Однако этот факт требует обязательной дополнительной проверки, несмотря на то, что при применении «жесткой» КНБК (см. выше) на контрольной глубине 1000 м можно получить 1° при бурении без ограничения нагрузки. Известно также, что скважина будет принята как условно вертикальная если при замере на глубине 1000 м ее угол отклонения будет равен 7° . Это значит, что при бурении износ центраторов можно допустить более чем на 1 мм на одну сторону к моменту их смены. Например, практика бурения в данном районе показывает, что через 4 рейса центраторы в данной свите при принятом

режиме бурения изнашиваются на одну сторону в среднем до 8 мм (максимально допустимая величина).

Можно ли позволить максимально-допустимый износ центраторов без риска выйти на контрольной глубине на искривление, превышающее допустимую норму? Если это возможно, то центраторы в КНБК с 2-мя ОЦЭ при бурении данной скважины можно менять на новые не через один рейс (как для «жесткой», полноразмерной КНБК), а через два-три, может быть, четыре рейса и этим самым сэкономить дополнительные средства на содержание компоновки.

Ответ на этот вопрос может быть дан из табл. 23. Отсюда видно, что зенитный угол рассматриваемой скважины при смене ОЦЭ в случае допущения износа их до 8 мм на одну сторону на глубине 1000 м равнялся бы 7°. Итак, в данном случае надо применять не «жесткую» (полноразмерную) КНБК, а неполноразмерную КНБК — (НП), которая является полноразмерной лишь на начало рейса, а износ ОЦЭ допускается до 8 мм на одну сторону.

§ 16. Расчет естественного искривления скважины с учетом произвольного изменения азимута ее направления

Найдем критерий, дающий возможность определить при первичном анализе исходных данных, будет ли скважина при дальнейшем бурении самопроизвольно изменять азимут направления? Это возможно, когда:

а) скважина с самого начала (расчета) направлена не по восстанию пластов;

б) когда начальный зенитный угол (на начало расчета) не равен 0°.

Первое условие является необходимым, а второе — достаточным. Это, например, может случиться, если скважина, допустим, искривлялась бы по восстанию пластов при бурении какого-то геологического блока, но ниже переходила бы в другой геологический блок с другим азимутом простирания пластов. Скважина будет искривляться по азимуту, пока вновь не пойдет по восстанию пластов. Изменение азимута будет тормозить и рост зенитных углов. В то же время рост зенитных углов может приостановить изменение азимута раньше, чем он выйдет на свой угол стабилизации (когда скважина идет по восстанию пластов).

Для учета естественного изменения азимута при бурении скважин без отклонителей (компоновкой с центраторами, или — без таковых) к обобщенной математической модели

80

(14) добавляются следующие известные формулы, являющиеся по существу формулами винтовой линии:

— Радиус искривления

$$R = 360/2\pi \left(\frac{\Delta\alpha}{\Delta S} \right)_{\alpha_1 \alpha_2}^{\text{сред}}. \quad (21)$$

— Определение проходки для изменения азимута при изменении зенитных углов от α_1 до α_2

$$\Delta S_{\text{М}}^{\Delta\alpha} = \Delta\alpha \cdot R / \cos \tau. \quad (22)$$

— Вычисление изменения азимута при изменении зенитного угла от α_1 до α_2 .

$$\Delta\beta_{\alpha_1 \alpha_2} = \tau \ln \frac{\operatorname{tg} \frac{\alpha_2}{2}}{\operatorname{tg} \frac{\alpha_1}{2}}. \quad (23)$$

Но прежде надо узнать, будет ли изменяться вообще азимут скважины, расчет изменения которого собираются производить, т. к. в указанных выше формулах, по существу, нет никаких данных, связанных с геологией, кроме $\left(\frac{\Delta\alpha}{\Delta S} \right)_{\alpha_1 \alpha_2}^{\text{сред}}$.

Для этого перед началом 1-го шага расчета производится вычисление угла встречи пласта и скважины в плане

$$\tau = \text{Az}_{\text{пл}}^{\text{восст}} - \text{Az}_{\text{скв}}^{\text{текущий}}. \quad (24)$$

Если $\tau < 10^\circ$, то это значит, что скважина практически уже идет по восстанию пластов и азимут, таким образом, изменяться не будет.

Если $\tau \geq 10^\circ$, то это значит, что изменение азимута будет иметь место.

Здесь берется 10° , а не 0° , т. к. точность залегания пластов по азимуту определяется с точностью до 10° .

Второй особенностью, на которую следует обратить внимание, при рассмотрении формул для учета естественного изменения азимута является то, что в формулах винтовой линии (21) присутствует темп приращения кривизны, исчисляемый по формуле (14). Таким образом, одни формулы не работают без других.

В заключение необходимо отметить, что точность расчета азимута по обсуждаемой методике, как показала ее проверка на практике, составляет $\pm 20 \div 22^\circ$, что признано как вполне удовлетворительный результат.

6-2058

81

1. Контрольный пример расчета естественного изменения азимута.

Исходные данные.

Допустим, дано: $D_d = 215,9$ мм; $\gamma_{пл} = 30^\circ$; турбинное бурение без центраторов; $D_{УБТ. нар.} = 178$ мм; $D_{турб. нар.} = 195$ мм; азимут падения пластов: $Az_{пл. пад.} = 180^\circ$ (т. е. — на юг); азимут восстания пластов: $Az_{пл. восст.} = 0^\circ$; $Az_{скв. нач.} = 170^\circ$ (на глубине 110 м); начальная глубина $H_{скв. нач.} = 110$ м (на начало расчета); начальный зенитный угол $\alpha_{скв. нач.} = 1^\circ$. На глубине 184 м (как показывает расчет, подобный приведенному выше в табл. 23) зенитный угол в случае искривления ствола скважины в одной плоскости был бы равен 2° . Тогда можно рассчитать первый темп приращения кривизны (для этого случая):

$$\left(\frac{\Delta\alpha}{\Delta S} \right)_{\alpha_1 \alpha_2}^{ср.д} = 0,01355 \text{ град/м.}$$

Требуется определить будет или не будет естественно изменяться азимут скважины при дальнейшем бурении данной скважины?

Решение.

1. Угол $\tau_1 = Az_{пл. нар.}^{восст.} - Az_{скв. нач.}^{нар.} = 0^\circ - 170^\circ$
(разница больше, чем 10°).

Примечание. Будет иметь место естественное изменение азимута в левую сторону, так как результат получился с минусом (-170°).

2. Радиус искривления $R_{\Delta\alpha_{1+2^\circ}} = \frac{360}{2\pi \times i_1} = \frac{360}{2 \times 3,14 \times 0,01355} = 4230$ м.

3. Проходка для изменения зенитного угла от 1 до 2° в условиях рассматриваемой задачи (с учетом изменения азимута)

$S_{\Delta\alpha_{1+2^\circ}}^{Az} = (\alpha_2 - \alpha_1) R_{\Delta\alpha_{1+2^\circ}} / \cos \tau = 0,01744 (2-1) / (4230 \cos 170^\circ) = 7377/0,985 = 74,8$ м.

4. Новая глубина скважины $H_{скв. нов.} = H_{скв. нач.} + \Delta S_{\Delta\alpha_{1+2^\circ}}^{Az} = 110 + 74,8 = 184,8$ м (ср. с 184 м — см. выше). Меньше — с учетом одновременного изменения азимута.

5. Найдем изменение азимута, которое будет иметь место при росте глубины ствола скважины от $H_{скв. нач.}^{нар.}$ до $H_{скв. нов.}$?

$$\begin{aligned} \Delta\beta_{\Delta\alpha_{1+2^\circ}} &= \operatorname{tg} \tau \ln \frac{\operatorname{tg} \alpha^{2/2}}{\operatorname{tg} \alpha^{1/2}} \cdot 57,3 = \operatorname{tg} 170^\circ \ln \frac{\operatorname{tg}^{2/2}}{\operatorname{tg}^{1/2}} \cdot 57,3 = \\ &= \operatorname{tg} 170^\circ \ln \frac{\operatorname{tg} 1^\circ}{\operatorname{tg} 0,5^\circ} \cdot 57,3 = \operatorname{tg} 170^\circ \ln \frac{0,0175}{0,00873} \cdot 57,3 = 7,1^\circ. \end{aligned}$$

6. Найдем новый азимут скважины на глубине

$$H_{скв. нов.}^{\beta_{нар.}} = 170 - 7,1 = 162,9^\circ.$$

При дальнейшем расчете по указанной схеме оператор или же ЭВМ следят за изменением азимута и, если это изменение не превышает (при очередном изменении зенитных углов на один шаг) $\pm 5^\circ$, то считается, что наступила естественная стабилизация азимута.

Второй особенностью обсуждаемого расчета являются его особые точки. Так, например, если в результате расчета выясняется, что зенитный угол вышел на угол стабилизации, а изменение азимута при последующем увеличении угла больше, чем на 5° , то тогда для продолжения счета и дальнейшего учета изменения азимута при росте глубины ствола скважины применяют некий искусственный прием. Он заключается в том, что при последующем (очередном) шаге расчета (следующем за первоочередным) зенитный угол либо уменьшают, либо увеличивают на 1° , что и имеет место в действительности при стабилизации кривизны ствола скважины.

Третьей особенностью является случай, когда разница азимутальных углов (пласта и скважины) при очередном шаге расчета составляет, например, 90 или 180° .

Тогда для расчета можно применять и специальную формулу, но возможен и специальный прием, который является предпочтительным. В этом случае считают, что истинная разница составляет, допустим, не 90 или 180° , а на 10° больше или меньше, потому что никогда нельзя быть уверенным, что угол простирания пластов определен с большей точностью, чем $\pm 10^\circ$. Этот прием позволяет отойти при данном шаге расчета от нулевой точки (связанной с получением бесконечности при расчете) и производить дальнейшие вычисления с заявленными выше конечными погрешностями в прогнозах, находящихся в пределах практических допусков.

Глава IV. Обеспечение качества скважины как объекта разведки месторождения по критерию качественного проведения опробования пластов в процессе бурения

Тенденция к повышению скоростей проводки скважин, увеличению объемов бурения за год с целью поиска и открытия все новых месторождений характерна не только для эксплуатационного, но и разведочного бурения. По Мингео СССР в 1990 г. планируется достигнуть скорости 613 м на ст. м-ц вместо 466 м в 1985 г.

Требования к увеличению скоростей бурения в разведке сочетаются с обязательным выполнением поисковых геологических целей, чтобы в процессе бурения не были пропущены возможные продуктивные объекты. Таким образом, при бурении скважин в самых отдаленных районах в ближайшее время также будут проводить опробование вероятно продуктивных пропластков в процессе бурения, как это делают сейчас повсеместно на континенте.

В связи с этим ознакомимся с порядком работ по опробованию пластов. Они, как правило, всегда могут быть повторены в случае, если при первом испытании притока не было. И это дает дополнительную возможность проверки вероятной некачественности проведенного ранее опробования. При этом в процессе опробования большинство элементов технологии и характеристик применяемой техники фиксируется в техдокументации.

Поэтому намеченные инструкциями последовательность и параметры опробования лучше всего все-таки скрупулезно и неукоснительно соблюдать.

Ниже будут рассмотрены, в основном, 4 аспекта, встречающиеся при испытаниях, а именно:

- а) порядок опробования пластов пласто-испытательным комплектом испытательных инструментов (КИИ) на трубах;
- б) оценка качества промывочных жидкостей, применяемых при опробовании пластов во время бурения;
- в) расчет забойных давлений (пример):

- г) роль точности замеров кривизны ствола скважины в процессе бурения и влияние их на достоверность сведений о возможной продуктивности опробуемого пласта (необходимые и достаточные условия).

§ 17. Порядок опробования пластов КИИ на трубах

(Схема опробования приведена на рис. 3)

Наиболее распространенный тип пластоиспытателя на трубах имеет шифр ИПГ — 95 «У» или ИПГ — 146.

Комплект испытательных инструментов (КИИ) в СССР выпускаются трех диаметров: 146 мм (КИИ 2М-146); 95 мм (КИИ 2М-95) и 65 мм (КИИ-65).

В комплект входят: трубы, гидравлический ясс и т. д. Технические характеристики систем приведены в табл. 24.

Таблица 24

Технические характеристики систем

Наименование	Типы		
	146 мм	95 мм	65 мм
1. Наружный диаметр, мм	146	95	67
2. Общая длина комплекта, мм	16599	18180	нет данных
3. Допустимая нагрузка, кН:			
при сжатии	300	100	45
при растяжении	600	250	150
4. Максимальный перепад давления, мПа	35	35	35
5. Максимальная температура, С°	170	170	170
6. Масса комплекта, кг	1200	910	325

Примечание. СевКавНИПинефть выпускает испытательные комплекты типа МИГ.

Наборы КИИ позволяют опробовать пласты в скважинах, диаметром от 118 до 225 мм.

С помощью КИИ производят (вызывая приток):

- отбор проб флюида из пласта;

- определение пластового давления и других гидродинамических параметров испытываемого пласта.

Особые условия.

Следует помнить, что для проведения работ трубными испытателями пластов необходимо использовать специальное оборудование устья.

К нему относятся:

- а) вертлюжная головка, позволяющая вращать инструмент без отсоединения манифольда;

- б) 2-х ниточный манифольд, дающий возможность:

«задавить» проявление цементирующим агрегатом и отобрать пробы на достаточно безопасном расстоянии от буровой.

Оборудование работает на избыточное давление 30 мПа.

§ 18. Технология работ по подготовке и испытанию продуктивных горизонтов

1. Ствол скважины должен быть заполнен раствором соответствующего качества* и проработан.

2. Место установки пакера должно находиться:

сразу же над пластом или (в редких случаях) в кровле пласта (если непосредственно над пластом располагаются, допустим, каверны) или выше и ниже пласта (при многопластовой залежи).

3. В скважинах с утяжеленным раствором испытываемый интервал следует заполнять не утяжеленным раствором, объемом в 1,5÷2 раза большим, чем интервал испытания.

4. Если пласт на 200—300 м выше забоя (не больше), то рекомендуется также применять схему с двумя пакерами. В противном случае необходима установка моста для опоры хвостовика. Мост должен быть длиной не более 50 м. Его разбуривают на 10—15 м и испытывают на герметичность.

5. Длина хвостовика, в свою очередь, не должна превышать 50 м.

6. В глубоких скважинах отношение диаметра скважины к диаметру резинового элемента пакера должно составлять 1,10÷1,15, так как при этом обеспечивается:

а) нормальная проходимость пакера;

б) удовлетворительная пакеровка при раскрытии пакера.

7. Величина требуемой депрессии зависит от типа коллектора (см. ниже: «Периоды испытаний»).

8. Диаметр штуцера должен быть тем меньше, чем больше ожидаемый дебит.

9. Во избежание преждевременного раскрытия пакера недопустимы резкие изменения скорости спуска труб.

10. При «посадках» инструмента следует, чтобы они были в пределах нормы и не превышали по времени 15÷25 секунд во избежание срабатывания системы пакеровки (гидравлическое реле времени).

11. После спуска колонны и упора ее в забой скважины над ротором должен оставаться конец, длиной 1÷2 м. Это необходимо для контролирования нагрузки на пакер, а также

* Требования к растворам для вскрытия и испытания пластов будут изложены ниже.

для его раскрытия и присоединения к ней вертлюжной головки и манифольда.

Технология работ при испытании

1. После открытия приемного клапана проверяют герметичность пакеровки путем долива раствора в затрубное пространство и наличие или отсутствие падения его уровня во времени.

2. Если пакер не раскрывается, то колонну:

а) приподнимают на 2—3 м и при посадке увеличивают нагрузку на 20—30%;

б) если и при этом не достигают эффекта, то инструмент поднимают и вновь готовят скважину к испытаниям (опробованию).

3. После окончания работ по опробованию трубы приподнимают, не допуская затяжек более, чем на 15—20% собственного веса колонны. При этом, если пакер не снимается, то:

а) натяжку увеличивают с тем, чтобы включился в работу ясс — отбойник, входящий в состав КИИ;

б) в заколонное пространство доливают буровой раствор.

§ 19. Методика опробования

1. Полный процесс испытаний состоит из следующих этапов:

а) первый «открытый» период — приток;

б) первый «закрытый» период — начальное восстановление давления;

в) второй «открытый» период — приток;

г) второй «закрытый» период — конечное восстановление давления.

В процессе первого периода призабойная зона очищается. При втором цикле кривая восстановления давления находится близко к истине.

Одноцикловое испытание (опробование) допускается только, если безопасное время оставления инструмента в покое меньше времени двухциклового испытания (опробования).

2. Продолжительность первого закрытого периода не должна быть меньше продолжительности открытого периода, чаще всего в 1,5÷2 раза.

3. Продолжительность второго открытого периода колеблется от 15 мин до 1 часа и более.

4. При опробовании коллектора, сложенного, например, слабосцементированными песчаниками, депрессию следует ограничивать величиной 10—12 МПа, чтобы свести к минимуму обвалы или вынос песка.

Для коллекторов указанного типа целесообразно ограничивать величину депрессии на основе нескольких последовательных ступеней ее увеличения.

5. При опробовании коллекторов газоконденсатного типа ограничение депрессии также необходимо, т. е. при повышенных депрессиях газ может снижаться в пласте, что отрицательно скажется на проницаемости коллектора.

6. Величина депрессии регулируется диаметром штуцера, который ни при каких обстоятельствах не должен быть меньше диаметра отверстий в фильтре (или ширины его щелей).

Наиболее характерные осложнения при пакеровке

- а) Недопуск пакера.
- б) Смятие труб наружным давлением.
- в) Негерметичность пакеровки.
- г) Проседание колонны буровых труб.
- д) Затяжки при снятии пакера.
- е) Поршневание скважины.
- ж) Нефтегазопроявление в кольцевом пространстве скважины.

Большинство способов борьбы с этими осложнениями было обсуждено выше.

7. Оценка качества вскрытия пластов с помощью гидродинамических методов

7.1. Оценка качества вскрытия пласта производится по показаниям «ОП»

$$\text{ОП} = \frac{q_{\text{эф.}}}{q_{\text{п}}},$$

т. е. указанный показатель равен отношению фактического дебита к дебиту потенциальному (который можно получить при идеальном вскрытии).

7.2. Чтобы определить параметры пласта, входящие в формулу ОП, используют показатели записи кривой глубинного манометра, используемого в КИИ. При этом записывается типовая кривая давления (См. Приложение, рис. 4).

Основная часть диаграммы — это участок «ас», состоящий в свою очередь, из 2-х частей:

ав — кривая (1) изменения давления в период притока жидкости Т из пласта (открытый период);

вс — изменение давления после прекращения притока до момента времени t_k (закрытый период).

Итак, с помощью анализа данных указанной индикаторной кривой определяют величину пластового давления. Для этого ее перестраивают в дважды логарифмической шкале.

Итогом опробования является также объем жидкости Q, полученной за время притока Т.

По этим данным в свою очередь определяют $q = \frac{Q}{T}$. (25)

Далее определяют ОП по варианту формулы $\text{ОП} = \eta_{\text{ф}} / \eta_{\text{п}}$,

где $\eta_{\text{ф}}$ — фактический;

$\eta_{\text{п}}$ — потенциальный коэффициент продуктивности.

При определении $\eta_{\text{п}}$ надо иметь в виду, что

$$\eta_{\text{п}} = [(K_{\text{п}} h) / \mu] \times 1/4,232 \cdot \text{в} \cdot \lg \frac{R_{\text{к}}}{r_{\text{с}}},$$

где «в» — объемный коэффициент нахождения нефти в пластовых условиях;

μ — вязкость нефти;

h — мощность пласта;

$R_{\text{к}}$ — радиус контура питания;

$r_{\text{с}}$ — радиус скважины;

$K_{\text{п}}$ — можно определить по данным геофизики, так как

$$\ln K = 4,55 - 0,71 \ln \rho_{\text{з.п.}} / \rho_{\text{ф}} + 2,42 \alpha_{\text{п.с.}},$$

где $\frac{\rho_{\text{з.п.}}}{\rho_{\text{ф}}}$ — относительное электрическое сопротивление зоны проникновения, определяемое по кривым БКЗ;

$\alpha_{\text{п.с.}}$ — относительная амплитуда потенциалов собственной (спонтанной) поляризации.

§ 20. Расчет забойного давления

Определение пластового давления может быть осуществлено при анализе индикаторной кривой, получаемой в результате опробования пластов так, как это было показано выше.

Величина забойного давления — это расчетная величина. Она зависит, в частности, от разгазирования столба раствора. При этом надо, как правило, быстро рассчитать необходимую плотность бурового раствора для предотвращения возможного выброса. Методику выполнения рассмотрим на конкретном примере.

Пример расчета плотности бурового раствора для «задавливания» выброса методом «ожидания».

1. Диаметр долота (скважины) — 215,9 мм (8 1/2")*.
2. Глубина скважины — 3030 м (10000 фт).
3. Выброс.
4. Скважина закрыта провентером с показателями давления:
 - а) в трубах ДВТ — 14 бар (200) пси;
 - б) в затрубьи — 28 бар (400) пси.
5. Другие данные (которые надо каждый раз фиксировать для начала расчета):

а) Данные по конструкции скважины:

$$\text{Последняя спущенная колонна } D_{\text{обс.}}^{\text{нар.}} = 244,5 \text{ мм} \left(9 \frac{5}{8} \text{''} \right)$$

Сталь, марки N—80,, с весом единицы длины

$$P_{\text{лог.м}}^{\text{о.к.}} = 64,6 \text{ кг/м} (43,5 \text{ фн/фт}): D_{\text{обс.}}^{\text{вн.}} = 222,2 \text{ м} (8,755 \text{''}).$$

Глубина спуска последней колонны $H_{\text{п.к.}} = 2580 \text{ м}$ (8600 фт);

б) данные по утяжеленным буровым трубам (УБТ):

$$D_{\text{УБТ}}^{\text{нар.}} = 203 \text{ мм} (8 \text{''}); D_{\text{УБТ}}^{\text{вн.}} = 76 \text{ мм} (3 \text{''}).$$

$$\text{Длина УБТ: } l_{\text{УБТ}} = 152 \text{ м} (500 \text{ фт}).$$

$$\text{Вес единицы длины } P_{\text{б/тр.}}^{\text{лог.м.}} = 29 \text{ кг/м} (19,5 \text{ фн/фт}).$$

в) Данные о буровом инструменте

$$D_{\text{б/тр.}}^{\text{нар.}} = 127 \text{ мм} (5 \text{''}); D_{\text{б/тр.}}^{\text{вн.}} = 108 \text{ мм} (4,276 \text{''}).$$

г) Характеристика бурового раствора (начальная).

Плотность бурового раствора $\rho_{\text{б/р-ра}}^{\text{I}} = 1200 \text{ кг/м}^3$; (75 фн/фт или 10 фи/галл).

д) Характеристика возможностей насосов:

— при работе на нормальной скорости прокачки

$$P_{\text{н}}^{\text{I}} = 140 \text{ бар} (2000 \text{ пси}) \text{ при } 60 \text{ ходах поршня в минуту};$$

— при работе на вдвое уменьшенной скорости вращения дизелей (30 ходов в минуту).

$$P_{\text{н}}^{\text{II}} = 35 \text{ бар} (500 \text{ пси}).$$

Производительность: за I ход поршня расход от 11 до 15,9 литров (0,1 б/бар), в среднем 13 литров.

Требуется рассчитать:

- а) объем буровых труб и УБТ;
- б) объем кольцевого пространства;
- в) максимальное допустимое давление в колонне;

* Расчет произведен в метрической и в дюймовой системе, имея в виду, что советским специалистам приходится осуществлять мероприятия по борьбе с выбросами как в СССР, так и за рубежом.

г) забойное давление;

д) необходимую плотность бурового раствора для «задавливания» выброса;

е) давление на «стояке» в момент начала «задавливания», конечное давление циркуляции и давление на «стояке» в этот момент;

ж) время, необходимое для «выжимания» более легкого бурового раствора, находящегося в объеме колонны, более тяжелым раствором (время, входящее в «период ожидания», т. е. — до активной фазы «задавливания» выброса), общее время заполнения скважины буровым раствором доутяжеленного веса.

Решение

Решение приведем в дюймовой системе с последующим переводом основных итогов — в метрическую (См. Приложение, рис. 5).

1. Объем буровой колонны:

$$\text{— длина буровых труб } L_{\text{б/тр.}} = 10000 - 500 = 9500 \text{ фт} (2878 \text{ м});$$

$$\text{— объем буровых труб } V_{\text{б/тр.}} = \frac{\pi}{4} (4,276)^2 \frac{1}{144} \times 9500 =$$

$$947,4 \text{ фт}^3 = 168,6 \text{ б. барр.} (\sim 27 \text{ м}^3).$$

$$2. \text{ Объем УБТ } V_{\text{УБТ.}} = \frac{\pi}{4} (3)^2 \frac{1}{144} : 500 = 24,54 \text{ фт}^3 =$$

$$= 4,4 \text{ б. барр.} (0,699 \text{ м}^3);$$

$$3. \text{ Общий объем } V_{\text{общ.}} = 168,6 + 4,4 = 173,0 \text{ б. барр.} (27,7 \text{ м}^3).$$

4. Объем кольцевого пространства

$$V_{\text{о.к.}}^{\text{общ.}} = V_{\text{УБТ}}^{\text{о.к.}} + V_{\text{б/тр.}}^{\text{о.к.}} + V_{\text{обс. кол.}}^{\text{б/тр.}} = 0,0505 \times 8600 + 0,0459 \times$$

$\times 900 + 0,008 \times 500 = 479,6 \text{ б. барр.}$ ($\sim 76,2 \text{ м}^3$). Здесь единицы объема умножены на длины секций. Данные по единицам объема каждой секции взяты из соответствующего справочника.

5. Давление разрыва 244,5 мм (9 5/8") обсадной колонны от внутреннего давления.

Согласно официальным (справочным) данным

$$P_{\text{р}} = 41,5 \text{ МПа} (5930 \text{ пси}).$$

В интересах запаса прочности возьмем 70% от этой величины

$$P_{\text{р безоп.}} = 0,7 \times 5930 = 4151 \text{ пси} (290 \text{ бар или } 29 \text{ МПа}).$$

6. Первый (промежуточный) вывод.

Поскольку стабилизированное давление в колонне равно 28 бар (400 пси) — см. «Исходные данные», то оно не вызывает опасения с точки зрения возможного разрыва колонны, ибо колонна разрывается при давлении 290 бар (см. выше).

Заметим еще, что это тем более верно, что при расчете предполагалось, что за колонной нет никакого цемента, в то время, как это не так.

7. Определим забойное давление.

Забойное давление равно гидростатическому давлению (ГД) столба бурового раствора внутри буровых труб и давлению в трубах (ДВТ), т. е.

$$ЗД = ГД + ДВТ = 75 \times \frac{10000}{144} + 200 = 5408 \text{ пси (378 бар)}.$$

Примечание. Для дополнительной безопасности необходимо иметь некоторое превышение давления. За рубежом оно принимается равным 200 пси (14 бар).

Поэтому окончательно:

$$p_2 = 77,87 \text{ фн/фт}^3 + 200 \text{ фн/дм}^2, \text{ что дает}$$

$$p_2^{\text{необ.}} = 81 \text{ фн/фт}^3 = 1300 \text{ кг/м}^3.$$

9. Давление на «стояке» в момент начала «задавливания» выброса

$$ДСМ_{\text{нзв.}} = ДВТ + P_{\text{н}}^{\text{н}} = 200 + 500 = 700 \text{ пси} = 49 \text{ бар}.$$

10. Конечное давление при прокачке доутяжеленного бурового раствора:

$$КДП_{\text{дубр}} = P_{\text{н}}^{\text{н}} \frac{p_2^{\text{необ.}}}{p_{\text{бур/р-ра}}} = 500 \frac{81}{75} = 540 \text{ пси (38 бар)}.$$

11. Время заполнения буровых труб доутяжеленным раствором

$$ВЗБТ_{\text{дубр}} = \frac{V_{\text{б. тр.}}}{Q_{\text{мин}}^{\text{н}}} = \frac{173 \text{ б. барр}}{Q_{\text{н}} 30 \frac{\text{ход}}{\text{мин}}} = \frac{173}{30 \times 0,1} = 57,7 \text{ мин.}$$

12. Общее время работ по «задавливанию» проявления

$$T_{\text{общ}} = \frac{V_{\text{общ}}}{Q_{\text{н}}} = \frac{V_{\text{б. тр.}} + V_{\text{общ}}}{30 \cdot 0,1 \frac{\text{б. барр.}}{\text{мин}}} = 217,5 \text{ мин} = 218 \text{ мин}$$

Заключение. В итоге данные расчета утверждаются и используются в процессе работы.

§ 21. Требования к качеству бурового раствора для вскрытия и опробования пластов

Пласты при опробовании естественно вскрываются на том типе и качестве бурового раствора, с помощью которого осуществляется промывка при бурении скважины.

Однако, если есть такая возможность, то промывку при бурении на подходе к пласту, который собираются испытать, надо вести на растворе с низким содержанием твердой фазы. Имеется много рецептов таких растворов. Тем не менее в любом буровом растворе твердая фаза так или иначе всегда присутствует. Кроме того, каждый буровой раствор выделяет и определенный фильтрат.

Поэтому имеются особые требования к любым растворам, применяемым при вскрытии пласта, которые следует соблюдать перед опробованием прежде, чем будут проведены какие-либо работы в данной области. А именно:

а) проверить степень возможного забития коллектора твердой фазой существующего раствора при имеющемся перепаде давления;

б) проверить величину и степень возможного проникновения фильтрата существующего раствора в пласт, что может существенно исказить прогнозные данные испытания.

Указанная оценка производится в лабораторных условиях на специальных приборах, которыми должна быть оснащена каждая лаборатория на скважине, где предполагается вскрытие и опробование пласта. В крайнем случае образцы керна и пробы раствора должны быть отобраны и заблаговременно завезены в химическую лабораторию, где имеются указанные приборы (См. Приложение, рис. 6, 7).

В лабораторных условиях, прогоняя через натурные и эталонные образцы (с заданной пористостью) под определенным давлением пробу реального раствора, дают заключение о возможности и допустимости передачи депрессии на пласт для испытания его данным раствором и оценку на засорение и обводнение, а при необходимости и требуемые корректировочные рекомендации и заключение. При вскрытии и опробовании на пласт действуют и могут его испортить с точки зрения получения объективной информации, в основном, 3 группы факторов, учесть которые можно только лишь в лабораторных условиях, это:

а) литолого-физические свойства коллекторов (что изменить фактически невозможно);

б) рецептура и параметры промывочного раствора (физико-химический их состав, плотность, вязкость, статическое напряжение сдвига, показатель фильтрации и т. д.);

в) условия и технология вскрытия пласта (время контактирования жидкости вскрытия с исследуемым пластом, перепад давления, допустимые величины его пульсации при воздействии на пласт и т. д.).

Таким образом, до получения официального заключения лаборатории о требовании к раствору для испытания строжайше запрещается опробовать пласт, так как это может привести к неверной оценке продуктивности пласта или месторождения, вскрытого разведочной скважиной.

И простых знаний мастера о свойствах бурового раствора, с которым он много раз здесь работал, явно недостаточно. Не надо брать на себя такую ответственность. Она слишком высока. К тому же ошибка всегда может быть выяснена при повторном испытании.

Особое внимание обращается на этот факт потому, что качественное опробование пласта в процессе бурения является сейчас единственным надежным мерилем (при правильном проведении) оценки нового месторождения, и это приобретает решающее значение в условиях все возрастающих требований к скорости проводки разведочных скважин.

§ 22. Роль точности замера кривизны при оценке достоверности и возможной продуктивности испытываемой части пласта потенциально продуктивного горизонта

Известно, что керн из скважины должен быть достаточно представительным с тем, чтобы при анализе его можно было сделать заключение о вероятных запасах нефти в данной залежи (ловушке) или же части залежи, поскольку продуктивный пласт неоднороден. Соответственно и испытываться должна именно намеченная часть пласта (ловушка), а не какая-либо другая.

Вместе с тем даже самым точным инклинометром невозможно совершенно точно измерить положение точки в подземном пространстве. Допустим, что точка испытания для скважины лежит на плане месторождения в точке А. Это значит, что с вероятностью (например 0,95) она находится как в центре (в точке А), так и на периферии «пятна рассеивания» с радиусом, например «г» (См. Приложение, рис. 8). С другой стороны, вокруг каждой точки «А» обводится круг допуска, который является еще достаточно представительным с радиусом, например R_d (радиус допуска по отходу в сторону).

Далее рассмотрим взаимное положение круга допуска (для вертикальной скважины) с радиусом R_d и положение скважины в «пятне рассеивания» с радиусом «г» (См. Приложение, рис. 9).

Примечание. Здесь ОА — расстояние фактического отклонения забоя скважины от проекта (от точки «О»).

Спрашивается: «Находится ли точка «А» для опробования в круге допуска с соответствующей международным требованиям степенью вероятности 0,95?»

Иными словами, достаточно ли можно доверять данным, получаемым при испытании? Характерны ли они именно для этой ловушки?

Для ответа на этот вопрос сделаем следующую работу.

Переместим (мысленно) кружок с радиусом «г» внутри круга с радиусом R_d таким образом, чтобы его край касался периферии (См. Приложение, рис. 10) и проведем через центр малого круга пунктирную окружность.

Теперь, если точка А находится по итогам замера внутри пунктирного круга, то это значит, что она находится и в круге допуска с заданной степенью вероятности (по международным стандартам).

Если точка А расположена в центре круга допуска (в точке «О»), то тем более.

То же можно сказать, если точка А находится и на краю пунктирной окружности (как в нашем случае), рис. 11.

Но если точка «А» находится между пунктирной окружностью и краем круга с радиусом R_d , то это значит, что результатом опробования не вполне можно доверять, т. к. сама точка опробования находится в круге допуска с вероятностью от 0,95 до 0,5 в том случае, если точка А находится, например, по результатам одноразового инклинометрического замера отечественными инклинометрами — на краю круга с радиусом R_d (рис. 12).

Пример.

Понятно, что величина радиуса «г» будет зависеть от точности инклинометра.

Радиус круга R_d , керн из которого является еще достаточно представительным, устанавливается в каждом конкретном случае, в зависимости от вероятных коллекторских свойств вскрываемого пласта.

Так, например, в условно вертикальной скважине (т. к. все скважины имеют некоторые отклонения) «пятно рассеивания» или разброс точек при замере отечественным инклинометром на средней глубине 2000 м составляет круг с радиусом 25 м.

Круг допуска (с радиусом R_d) для большинства таких скважин равен в среднем 50 м.

Это значит, что если пунктирная окружность расположится точно на полпути от центра к периферии большого круга (с радиусом R_d), или — ближе, но только в том случае, если отход ствола в сторону от центра круга (или от зенитной оси, проходящей через устье) меньше или равен 25 м, то проведенное опробование подтвердит надежность полученных данных с требуемой (по международным стандартам) степенью вероятности.

В случае большего отхода (от 25 до 50 м) опробование будет проведено с мало надежными результатами. И в этом случае, когда отход равен 50 м и скважина находится на краю круга допуска, нефти на самом деле может и не быть в соседних скважинах, несмотря на то, что скважина теоретически все еще находится в круге допуска и может быть при передаче принята промыслом.

Таким образом, кроме соблюдения правил работы с пластоиспытателем, правильного подбора жидкости для вскрытия и учета отсутствия выброса при опробовании, появляется еще одно требование о надежности проведенного опробования без чего нельзя судить о его качестве, поскольку данные опробования давно уже вошли в международные стандарты.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В настоящем пособии была сделана попытка обобщить основные актуальные вопросы, которые ставятся перед буровиками и требуют в настоящее время их разрешения.

Дело в том, что время от времени они меняются и по сетевому графику сегодняшнего дня на первый план нередко выходят новые, которые не считались ранее главенствующими.

В значительной степени это связано с последними установками партии и правительства на преимущественное развитие средств машиностроения в ближайшие годы, когда из-за реализации новых программ появилась возможность делать высококачественные долота, мало чем уступающие лучшим зарубежным образцам.

Это, в свою очередь, потребовало пересмотра многих требований в регламентах, которые раньше считались как запрещающие.

Создавшаяся ситуация дала толчок и к пересмотру ряда вопросов, решения по которым были признаны удовлетворительными и по ним были составлены соответствующие РД.

Вот почему приходится вновь возвращаться к темам оптимизации режимов бурения, вопросам предотвращения и борьбы с кривизной, вопросам качества с единой целью, чтобы использование этих рекомендаций дало требуемый экономический эффект.

СПИСОК РЕКОМЕНДУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Альперович А. С. Приборы контроля забойных параметров бурения. М.: ВИЭМС, 1971. 63 с.
2. Агнелопуло О. К. Буровые растворы для осложненных условий. М.: Недра, 1988. 129 с.
3. Басович В. С. и др. Приборы наземного контроля процесса бурения. М.: ВИЭМС, 1977. 117 с.
4. Белоруссов В. О. и др. Прогнозирование и расчет естественного искривления скважин. Справочное пособие. М.: Недра, 1988. 287 с.
5. Белоруссов В. О. Прогнозирование результатов бурения. Научно-тематические обзоры. М.: ВНИОЭНГ, 1976. 13 с.
6. Бревдо Г. Д. Проектирование режимов бурения. М.: Недра, 1988. 195 с.
7. Булатов А. И. и др. Справочник инженера по бурению. М.: Недра, 1986. 456 с.
8. Г. Вудс и А. Лубинский. Искривление скважин при бурении. Перевод с англ. М.: АТТИ, 1960. 162 с.
9. Временная инструкция по определению пространственного положения оси скважины точечными инклинометрами. РД 39-4-015—82.
10. Вскрытие и гидродинамическое опробование пластов РД 39-0147009-509—85.
11. Винтовые забойные двигатели (Обзоры зарубежной литературы). М.: ВНИОЭНГ, 1972. 76 с.
12. Временная методика расчета естественного искривления скважин с глубиной. М.: ВНИИБТ, 1977. 27 с.
13. Дипломное проектирование//Методические указания для студентов стационарной и заочной форм обучения. Ив.—Франковск: ИФИНГ, 1977. 107 с.
14. Инструкция по предупреждению искривления вертикальных скважин. РД 39-0148052-514—86. М.: 1986. 82 с.
15. Методическое руководство по проектированию и расчету компоновок нижней части буровой колонны при бурении глубоких скважин в осложненных условиях Азербайджана. Баку: 1961. 27 с.
16. Новые исследования в области техники и технологии бурения//Труды ВНИИБТ. Вып. 61. М.: 1985. 189 с.
17. Повышение эффективности строительства глубоких скважин на нефть и газ//Труды ВНИГНИ. М.: 1987. 159 с.
18. Полисолевой раствор. РД 39-0148369-6.033—86.
19. Принципы подбора компоновок низа бурового инструмента за рубежом//Обзорная информация. Сер. «Бурение». М.: ВНИОЭНГ, 1988. 47 с.
20. Современные принципы подбора компоновок низа бурительной колонны методом прогнозирования//Обзорная информация. Сер. «Бурение». Вып. 18/80. М.: ВНИОЭНГ, 1984. 45 с.
21. Тампонажный магниевый-фосфатный раствор. РД 39-2-889—83. 12 с.
22. Хлор-магниевый раствор. РД 39-2-890—83.

23. Черемисинов О. А. Методические рекомендации по обработке и интерпретации материалов детальной газометрии скважин. М.: ВНИИГАЗ, 1980. 216 с.
24. Шацов Н. И. и др. Бурение нефтяных и газовых скважин, стабильный учебник для нефтяных вузов. М.: ГГТИ, 1961. 659 с.
25. Яремийчук Р. С. и др. Методические указания к выполнению практического занятия по решению ситуационных задач на тему: «Управление траекторией бурящейся скважины в изменяющихся условиях». Ив.—Франковск: ИФИНГ, 1985. 21 с.

ОГЛАВЛЕНИЕ

Глава I. Пути повышения эффективности бурения глубоких и сверхглубоких разведочных скважин за счет внедрения мероприятий научно-технического прогресса	4
Глава II. Пути повышения эффективности режима бурения за счет использования новой техники и технологии в СССР и за рубежом	30
Глава III. Обеспечение вертикальности глубоких разведочных скважин	58
Глава IV. Обеспечение качества скважины как объекта разведки месторождения по критерию качественного проведения опробования пластов в процессе бурения	84
Список рекомендуемой литературы	97

Белоруссов Владимир Олегович

ТЕХНОЛОГИЯ ПРОХОДКИ ГЛУБОКИХ И СВЕРХГЛУБОКИХ СКВАЖИН

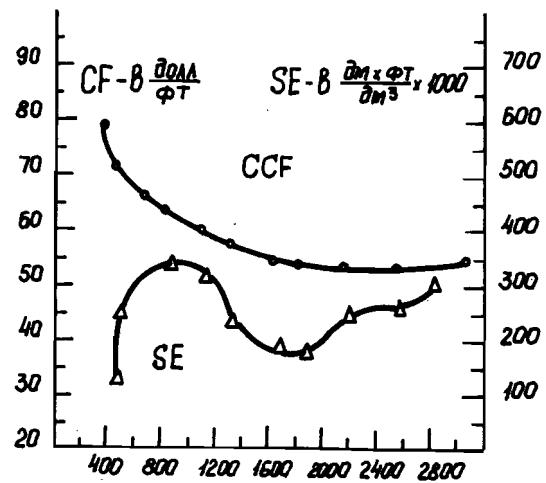
Учебное пособие

Редактор Л. И. Смотрина

Л-28658	Объем 6,25 п. л.	Формат 60×90 ^{1/16}
Уч.-изд. л. 5,5	Тираж 300	Заказ № 2058 Цена 1 руб.

Институт повышения квалификации руководящих работников и специалистов Министерства геологии СССР,
113556, Москва, Варшавское шоссе, 58.

Малоярославецкая городская типография управления издательств, полиграфии и книжной торговли Калужского облисполкома
г. Малоярославец, ул. Саввы Беляева, д. 5



Приращение глубин, фт.

Рис. I. Изменение энергетического (SE) и стоимостного (CCF) показателей по мере работы алмазного долота на забое.

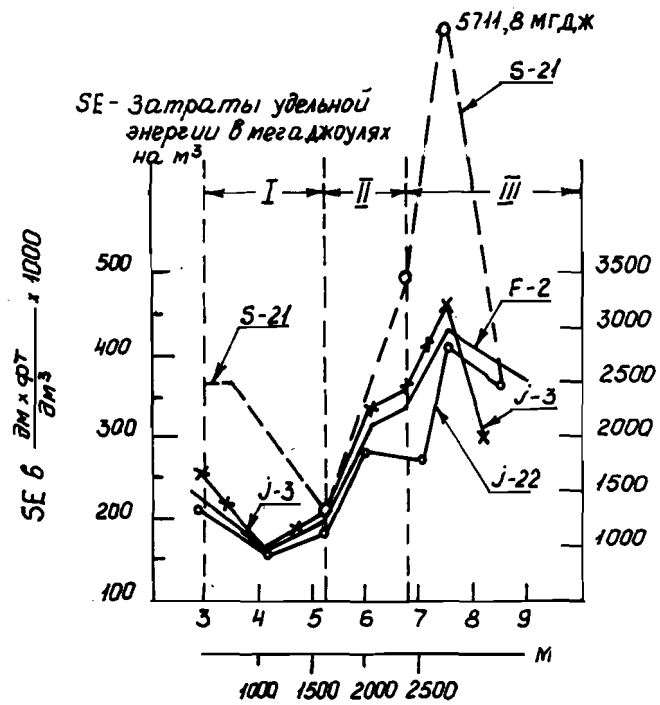


Рис.2. Изменение энергетического показателя (SE) для долот различного типа в функции от глубины скважины в метрической и в дюймовой системах.

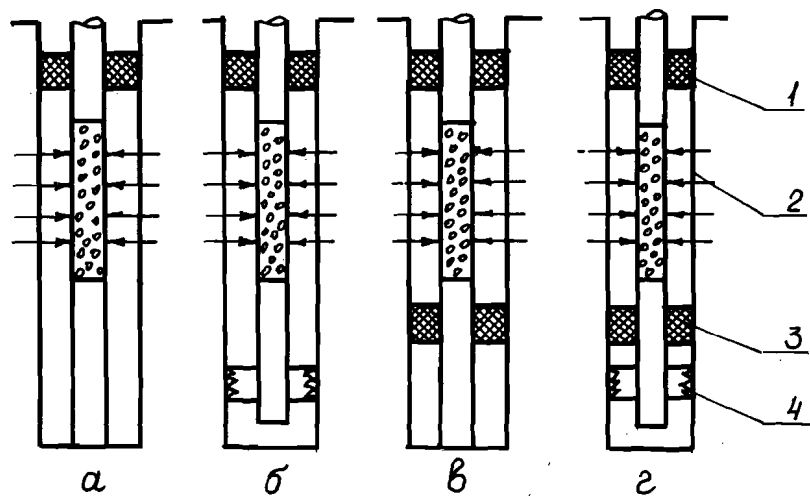


Рис.3. Различные схемы испытания пластов во время бурения:

- а) с опорой на забой и с одним пакером;
 - б) без опоры на забой с одним пакером;
 - в) с опорой на забой и с двумя пакерами;
 - г) без опоры на забой с двумя пакерами,
- в том числе:
- 1 - пакер; 2 - фильтр; 3 - второй пакер;
 - 4 - якорь.

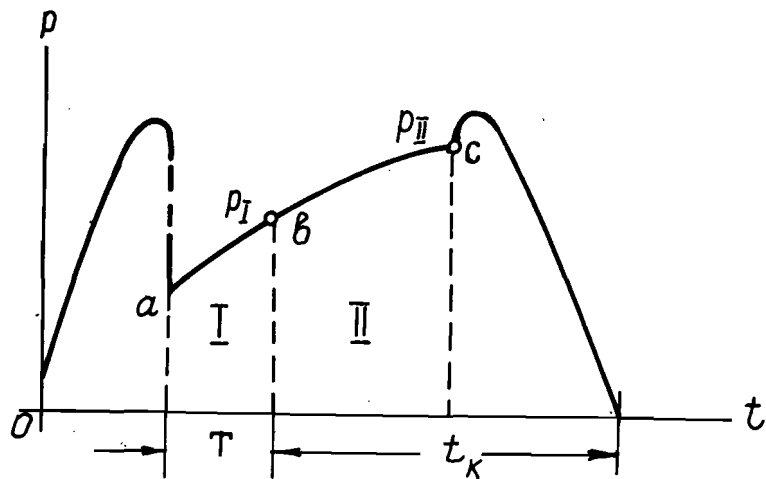


Рис.4. Кривая восстановления давления

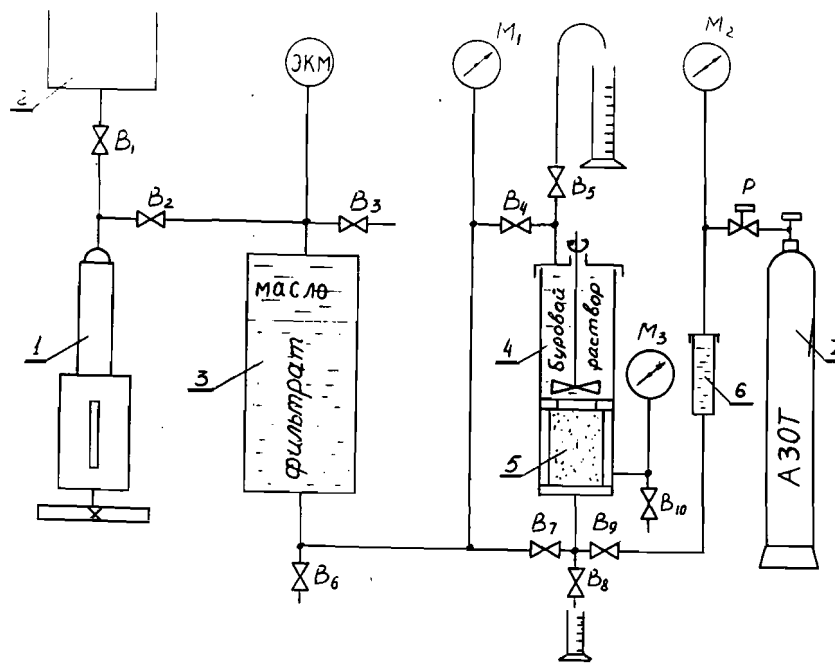


Рис.6. Схема лабораторной установки для оценки степени блокирующего действия фильтрата раствора :
 1 - цилиндр; 2 - бачок; 3 - масло, фильтрат; 4 - буровой раствор; 5 - образец породы; 6 - фильтрат; 7 - ресивер.

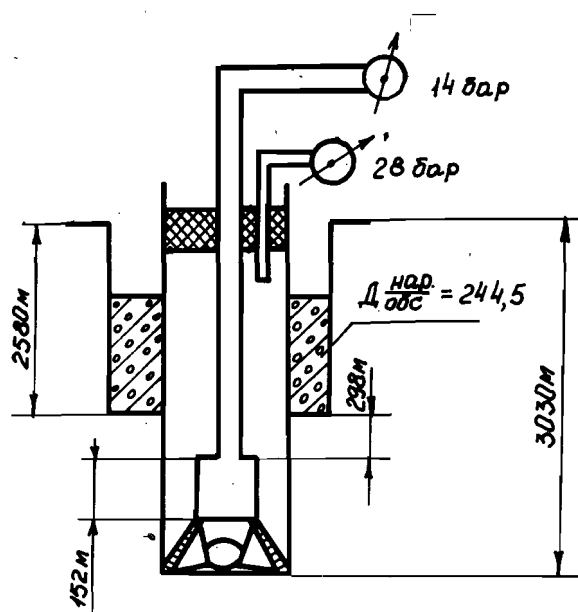


Рис.5. Схема к расчету забойного давления.

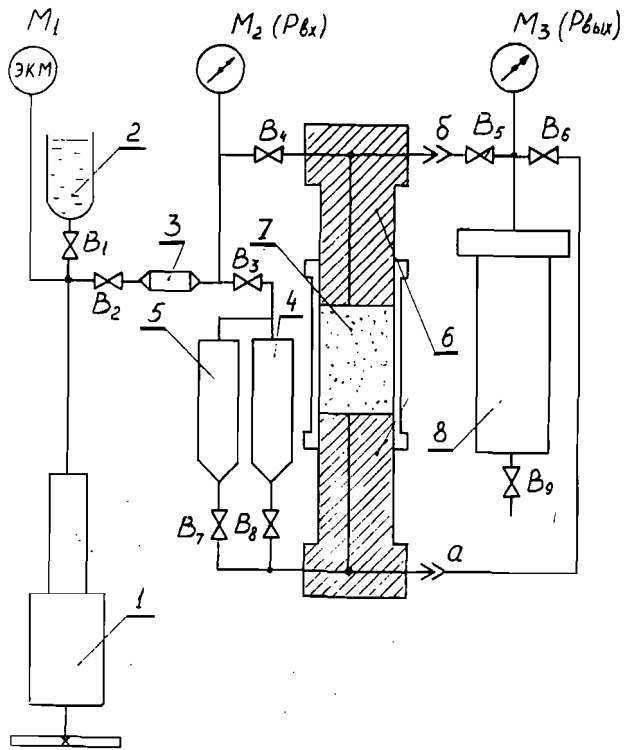


Рис.7. Принципиальная схема измерительной части лабораторной установки ВНИИГР нефть для определения степени закупоривающего эффекта твердой фазы раствора:

I - нагнетательный (измерительный) пресс; 2 - бачок с трансформаторным маслом; 3 - фильтр; 4 - емкость остаточной воды; (55 см³); 5 - емкость для исследования фильтрата; (25 см³); 6 - ядерный зажим; 7 - эталонный образец; 8 - компенсаторная емкость (больше 2,5 л);

B - вентили; M - манометры; P_{вх}, P_{вых} - давление, соответственно: входное и выходное.

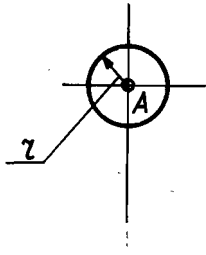


Рис.8. Пятно рассеивания вокруг любой точки замера (А), зависящее от точности инклинометра.

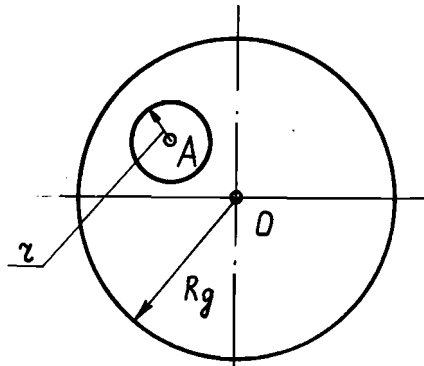


Рис.9. Пятно рассеивания внутри круга допуска по отходу от заданной точки (О), находящейся на поверхности потенциально продуктивного объекта исследования.

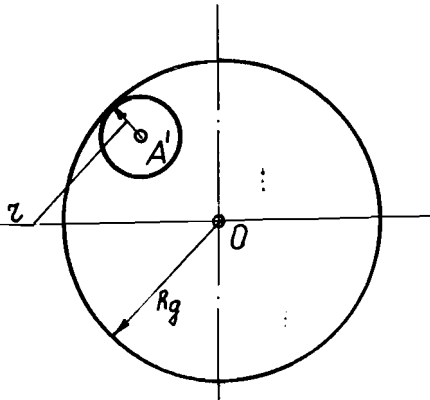


Рис.10. Пятно рассеивания, приближенное к краю допуска до момента касания.

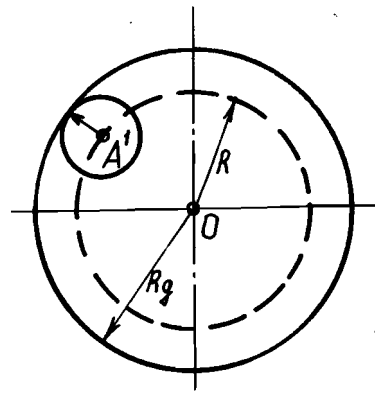


Рис.11. Проведение пунктирной окружности через центр пятна рассеивания, приближенного к краю допуска с внутренней стороны.

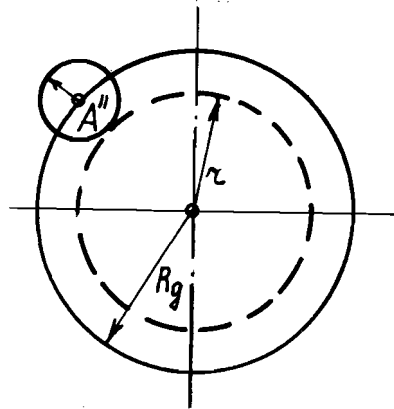


Рис.12. Точка "А" находится по замерам на краю круга допуска, т.е. равновероятно как находится, так и не находится в круге допуска с учетом пятна рассеивания.

Зах. 2058