МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РФ

Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования

«СЕВЕРО-КАВКАЗСКИЙ ГОРНО-МЕТАЛЛУРГИЧЕСКИЙ ИНСТИТУТ (ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ)»

* * *
ГОРНО-МЕТАЛЛУРГИЧЕСКИЙ ФАКУЛЬТЕТ
КАФЕДРА «НЕФТЕГАЗОВОЕ ДЕЛО»

БУРЕНИЕ НАКЛОННЫХ, ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ И МНОГОЗАБОЙНЫХ СКВАЖИН



УЧЕБНОЕ ПОСОБИЕ

Для студентов, обучающихся по направлению подготовки: 21.03.01 - «Нефтегазовое дело» Квалификация выпускника бакалавр. Форма обучения — очная, очно-заочная, заочная

Составитель: И. И. Босиков

Допущено

редакционно-издательским советом Северо-Кавказского горно-металлургического института (государственного технологического университета)

ВЛАДИКАВКАЗ - 2020

УДК 378.147 ББК 74.202.2 Б 85

Составитель: Босиков И. И.,

ИПЦ ИП Цопановой А.Ю. 2020. - 212 с.

Рецензенты:

доктор технических наук, профессор Северо-Кавказского горно-металлургического института (государственного технологического университета)

Клюев Р. В.

доктор технических наук, профессор кафедры "Геологии нефти и газа" Астраханский государственный технический университет

Гольчикова Н. Н.

БУРЕНИЕ НАКЛОННЫХ, ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ И МНОГОЗАБОЙНЫХ СКВАЖИН: Учебное пособие по дисциплине «Бурение наклонных, горизонтальных и многозабойных скважин» для подготовки и проведения лекционных, практических, лабораторных занятий и организации самостоятельной работы для студентов вузов, обучающихся по направлению подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело», профиль подготовки 21.03.01.01 «Бурение нефтяных и газовых скважин» (ФГОС ВО – 2020) по дисциплине «Бурение наклонных, горизонтальных и многозабойных скважин» и при выполнении выпускной квалификационной работы. Форма обучения — очная, очно-заочная, заочная / Сост.: И.И. Босиков, Северо-Кавказский горнометаллургический институт (государственный технологический университет). — Владикавказ: -

Рассмотрены основные вопросы теории, техника и технологии направленного бурения применительно к бурению скважин на нефть и газ. Приведены сведения о причинах и закономерностях искривления скважин, средствах и технологиях бурения скважин по заданным траекториям, технологиях и технических средствах искривления скважин, о бурении многоствольных скважин. Представлены примеры расчетов и основная терминология.

[©] Составление. ФГБОУ ВО СКГМИ (ГТУ), 2020

[©] Босиков И. И.составление, 2020

СОДЕРЖАНИЕ

Введение
Глоссарий
ТЕОРЕТИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ
ГЛАВА І Общие сведения о направленном бурении. проектирование профилей
стволов скважин
1.1 Общие сведения о направленном бурении
1.2 Сведения об истории развития направленного бурения
Вопросы для самоподготовки
ГЛАВА II Геолого-технологические исследования наклонно направленных и
горизонтальных скважин на суше и на море
2.1. Задачи и комплексы ГТИ
2.1.1. Геологические задачи
2.1.2 Технологические задачи
2.1.3. Планово-экономические задачи
2.1.4. Научно-исследовательские (экспериментальные) задачи
2.1.5. Информационные задачи
2.2. Физические основы геолого-геохимических и технологических методов
исследования скважин в процессе бурения
2.3 Методы геолого-геохимических и технологических исследований скважин в
процессе бурения
2.4. Монтаж наземных датчиков ГТИ на буровой
2.4.1 Архитектура станции ГТИ АП К «Волга»
2.4.2. Датчик оборотов лебедки (ДОЛ)
2.4.3. Датчик давления (ДД)
2.4.4. Датчик веса (ДВ)
2.4.5. Датчик оборотов ротора (ДОР)
2.4.6. Датчик момента (ДМ)
2.4.7. Датчик плотности бурового раствора (ДП)
2.4.8. Датчик уровня бурового раствора (ЦУ)
2.4.9. Датчик расхода на входе (ДРвх)
2.4.10. Датчик расхода на выходе (ДРвых)
2.4.11. Датчик положения клиньев (ДПК)
2.4.12. Блок сопряжения (БС)
Вопросы для самоподготовки
ГЛАВА III Измерения и каротаж в процессе бурения наклонно направленных
и горизонтальных скважин на суше и на море
3.1 Общие сведения
3.2 Акустический канал связи
3.3 Электрический (проводной, кабельный) канал связи
3.4 Электромагнитный канал связи
3.5 Гидравлический канал связи
3.5.1. Факторы, оказывающие впияние на обнаружение импульсов давления

3.5.2. Основные источники помех при передаче импульсов через буровой
раствор
3.5.3. Способы уменьшения влияния сторонних факторов на детекцию
импульсов
3.6. Каротаж в процессе бурения
3.6.1. Гамма-каротаж
3.6.2. Электромагнитный каротаж в процессе бурения
Вопросы для самоподготовки
ГЛАВА IV. Буровые растворы и осложнения, возникающие при бурении
горизонтальных и наклонно направленных скважин
4.1 Общая информация
4.2 Особенности промывки боковых стволов
4.3 Взаимосвязь между реологией бурового раствора и его транспортирующей
способностью при строительстве скважин с большим отходом от вертикали
4.4 Характеристики шлама и шламовых скоплений
4.5 Требования к очистке буровых растворов при проводке горизонтальных
скважин
4.5.1. Показатель степени очистки
4.6 Требования, предъявляемые к раствору для обеспечения хорошей очистки его
от выбуренной породы
4.6.1. Очистка бурового раствора виброситами
4.6.2. Очистка бурового раствора гидроциклопными песко- и илоотделителями
4.6.3. Применение центрифуги
4.7. Зависимость эффективности очистки от параметров скважины
4.8. Зависимость эффективности очистки от режима течения жидкости
4.9. Зависимость эффективности очистки от свойств раствора
4.10. Выбор системы раствора для исключения осложнений при бурении
горизонтальных скважин
4.11. Рекомендации по выбору типа бурового раствора для заканчивания скважин
4.12. Системы буровых растворов для бурения горизонтальных скважин
Вопросы для самоподготовки
ПРАКТИЧЕСКИЕ ЗАНЯТИЯ
ПРАКТИЧЕСКАЯ РАБОТА №1
ПРАКТИЧЕСКАЯ РАБОТА №2
ПРАКТИЧЕСКАЯ РАБОТА №3
ПРАКТИЧЕСКАЯ РАБОТА №4
ЛАБОРАТОРНЫЙ ПРАКТИКУМ
ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА № 1
ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА №2
ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА №3
ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА №4
ЗАКЛЮЧЕНИЕ
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

ВВЕДЕНИЕ

Современное бурение при освоении нефтегазовых и газоконденсатных месторождений невозможно без использования методов направленного бурения, поскольку в настоящее время основным типом эксплуатационных скважин являются вертикально-горизонтальные, разветвленные сложнопрофильные стволы с расположением горизонтальных и сложнопрофильных участков в пределах нефтегазоносных коллекторов для повышения их нефтегазоотдачи и дебита.

Именно поэтому в настоящее время существенный объем специальных работ при сооружении скважины занимают работы по обеспечению сложной траектории скважины при трансформации ствола от вертикального к наклонному и горизонтальному с последующим постоянным корректированием направления в пределах углеводородного пласта с помощью средств и технологий телеметрии и геонавигации.

Без проходки сложно-профильных скважин невозможно освоение месторождений на шельфе, когда проходка скважин осуществляется с буровых платформ в виде кустов скважин с протяженными наклонными и горизонтальными участками стволов.

В процессе бурения все скважины в большей или меньшей степени искривляются. В ряде случаев искривление скважин не оказывает существенного влияния на результаты бурения, поэтому фактическое положение ствола скважины и координаты забоя не определяются. При бурении глубоких скважин вопросы проведения скважин по проектным траекториям приобретают первостепенное значение и для их решения затрачиваются значительные средства. Если искривление скважин не измеряется и не учитывается, это может привести к большим погрешностям в оценке перспектив месторождения, качества его вскрытия, серьезным техническим проблемам при креплении скважин обсадными колоннами и, соответственно, к значительным экономическим потерям.

Важнейшим направлением реализации направленного бурения являются технологии забуривания новых направлений скважины пробуренных стволов, как обсаженных стальными колоннами, так и не имеющих обсадных колонн. Подобные технологии позволяют запустить в пробуренные эксплуатацию ранее вертикальные эксплуатационные скважины, которые уже не обеспечивают достаточного объема извлечения углеводородов путем проходки горизонтальных стволов, или создать разветвленную «корневую» систему, способную значительно, порой в десятки раз, увеличить дебит и коэффициент извлечения нефти (КИН) из пласта.

Направленное бурение — техническая система бурения скважин, включающая комплексы методов, технологий, электронных и технических средств, компьютерных программ и призванная решать проблему бурения скважин в заданном направлении, часто по определенно-выверенной траектории, а забой приводить в заданную проектом точку с учетом возможных допустимых отклонений.

Квалифицированно реализованные методы направленного бурения способны существенно повысить качество И снизить затраты на геологоразведочные работы, эффективность увеличить многократно эксплуатации месторождений углеводородного сырья, решить сложнейшие технические задачи при освоении месторождений.

Бурение нефтяных и газовых скважин на суше и на континентальном шельфе представляет собой сложный технологический процесс, контроль за состоянием которого требует внедрения систем автоматизации. Настоящий позволяет техники передовым компаниям внедрять автоматизированные рабочие места (АРМ) оператора буровой установки. С одной стороны, это упрощает управление технологическими операциями, анализ состояния объекта, экономит время и деньги заказчика, а с другой требования квалификации обслуживающего повышает К персонала.

Современный специалист в области бурения должен не только обладать знаниями и навыками по своей специальности, но и знать возможности использования измерительной аппаратуры, автоматики, компьютерных и информационных технологий. Информационное обеспечение бурения включает в себя сбор, обработку, передачу и анализ информации о геологических, технологических, технико-экономических, инклинометрических и других параметрах. Функции сбора, обработки и передачи информации осуществляют специализированные информационноизмерительные системы (ИИС), такие как станции геолого-технологических исследований (СГТИ), системы контроля процесса бурения (СКПБ), $(\Gamma HK),$ забойными геонавигационные комплексы оснащенные телеметрическими системами (ЗТС). Без использования вышеперечисленных систем строительство наклонно направленных и горизонтальных скважин на суше и в море невозможно. Непосредственный анализ информации осуществляет так называемое лицо, принимающее решение (ЛПР), опираясь на сложное программное обеспечение. В качестве ЛПР может выступать буровой мастер, супервайзер, эксперт аналитического отдела, заказчик и другие специалисты. По результатам работ по сопровождению процесса бурения создается отчетная документация. К ней предъявляются достаточно жесткие требования со стороны заказчика, и именно в соответствии с ней осуществляется оплата всей выполненной работы. Поэтому грамотный специалист обязан уметь правильно создавать документы и работать с готовыми отчетами. Данное учебно-методическое пособие имеет цель обобщить богатый опыт работы целого коллектива ПО созданию, обслуживанию, эксплуатации современных СГТИ, СКПБ, ГНК предоставить широкому кругу специалистов информацию о разработках в этой области, которые имеют непосредственное практическое применение в нефтяной и газовой промышленности.

ГЛОССАРИЙ

Азимут скважины — угол, образуемый вертикальными плоскостями проходящими через магнитный или астрономический меридиан и ось скважины (рис. 1.1).

Приращение азимута — разность между азимутами в концеи начале измеряемого интервала ствола скважины.

Зенитный угол скважины — угол, образуемый вертикалью и касательной к оси скважины в данной точке (рис.1.1).

Приращение зенитного угла — разность между зенитными углами в конце и начале измеряемого интервала бурения.

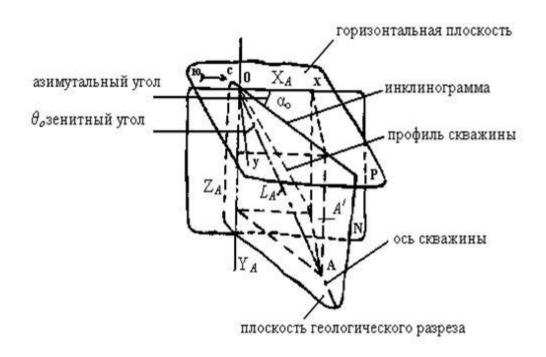


Рисунок 1.1 – Определение пространственного положения любой точки прямолинейной скважины

Угол наклона скважины — угол, образуемый горизонталью и касательной к оси скважины в данной точке.

LA – глубина расположения точки A по стволу скважины; XA, YA, ZA – координаты точки A

Апсидальная плоскость – вертикальная плоскость, проходящая через касательную к оси скважины в данной точке. (рис.1.2).

Апсидальный угол — угол между нулевой образующей прибора апсидальной плоскостью, измеренный в плоскости, нормальной к скважине. (рис.1.2)

Искривление скважины — раздельное или одновременное изменение зенитного угла и азимута скважины в процессе бурения.

Плоскость искривления (плоскость кривизны) – плоскость, в которой лежит ось искривленной скважины.

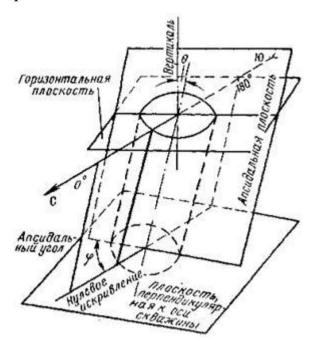


Рисунок 1.2 – Схема определения апсидального угла

Интенсивность искривления — отношение приращения азимута или зенитного угла на определенном интервале ствола скважины к длине этого интервала. Интенсивность искривления выражается в градусах на 10 и 100 метров.

Нулевое искривление — радиус окружности, кривизна которой равна кривизне оси ствола скважины на данном интервале.

Трасса скважины – положение оси скважины в пространстве.

Профиль скважины – проекция оси скважины на вертикальную плоскость. (рис.1.1).

Инклинограмма — проекция оси скважины на горизонтальную плоскость (рис 1.1).

Естественное искривление скважины — любое непреднамеренное искривление скважины, вызванное геолого-техническими причинами.

Искусственное искривление скважин — преднамеренное искривление скважины при помощи отклонителей или специальных технологических приемов.

Направленное бурение — бурение скважины по заранее запроектированной трассе.

Плоскоискривленная скважина – скважина, имеющая только зенитное искривление.

Пространственно–искривленная скважина – скважина, имеющая азимутальное и зенитное искривления (рис.1.3)

Выполаживание скважины – искривление скважины, сопровождаемое увеличением ее зенитного угла.

Выкручивание скважины — искривление скважины, сопровождаемое уменьшением её зенитного угла.

Наклонная скважина – скважина, забуренная под углом к вертикали.

Вертикальная скважина – прямолинейная скважина, забуренная под зенитным углом, равным нулю.

Исправление искривляющейся скважины — возвращение ствола скважины на проектную трассу.

Ориентирование отклонителя – установка отклонителя в заданном направлении, осуществляемое прямым и косвенным методами. При прямом методе (например, метод клина) положение отклонителя в пространстве определяется относительно меридиана точки или репера, координаты которого известны.

Угол установка отклонителя (угол поворота отклонителя, угол ориентирования отклонителя) — угол между апсидальной плоскостью и плоскостью действия отклонителя.

Искусственный забой скважины — опора отклонителя, создаваемая искусственным путем в любой точке ствола скважины.

ТЕОРЕТИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

ГЛАВА І

ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О НАПРАВЛЕННОМ БУРЕНИИ. ПРОЕКТИРОВАНИЕ ПРОФИЛЕЙ СТВОЛОВ СКВАЖИН

Опыт бурения скважин различного назначения позволяет сформулировать основные задачи, решаемые с применением методов, технологий и технических средств направленного бурения. Учитывая прогрессивность технологий направленного бурения, приведем перечень основных задач, которые решаются в настоящий момент методами направленного бурения в различных сферах производственной деятельности, имеющих отношение к нефтегазовой отрасли. Работы по направленному бурению могут производиться для решения следующих нижеперечисленных задач.

Для повышения объема и качества геологической информации производят:

- уточнение формы геологических структур путем бурения дополнительных стволов различной протяженности (от первых метров до нескольких сотен метров);
- определение и уточнение элементов залегания горных пород методами направленного бурения и кернометрии;
- управление траекториями стволов скважин при любой их пространственной ориентации (вертикальные, горизонтальные, восстающие), в том числе для пересечения пластов с заданным углом встречи.

Для сокращения затрат на выполнение запроектированных работ применяют кустовое бурение скважин в случаях значительных затруднений по сооружению отдельных буровых площадок и коммуникаций (болотистая или горная местность, бурение под акваторию шельфа, бурение скважин с буровых платформ и судов). В целях борьбы с осложнениями при бурении скважин осуществляют:

- вывод скважины в заданный проектом интервал при её значительном естественном искривлении путем корректировки траектории скважины отклонителями;
- обход мест сложных аварий в скважине (оставленный в скважине инструмент) дополнительным стволом. Для облегчения условий бурения скважин:
- снижают интенсивность естественного искривления скважин путем применения технических средств и технологий стабилизации направления скважины;
- выводят скважины в проектную точку путем анализа, обработки

 использования на этапе проектирования скважин данных о закономерностях.

1.1 Общие сведения о направленном бурении.

Проектирование профилей стволов скважин плоскостях естественного искривления скважин на месторождении или участке месторождения. Бурение технических скважин следующего вида и назначения:

- бурение вертикальных скважин с подсечением горной выработки
- для прокладки коммуникаций, вентиляции шахт, доставки в горные выработки материалов крепи, осуществление спасательных работ при авариях и обрушениях на шахте и др.;
 - бурение вертикально-горизонтальных скважин в угольные пласты
 - с целью их дегазации;

бурение боковых наклонных скважин для ликвидации выбросов и пожаров в скважинах, буримых с целью разведки или эксплуатации месторождений углеводородного сырья.

Бурение вертикально-горизонтальных, разветвленных сложнопрофильных эксплуатационных скважин cрасположением горизонтальных и сложнопрофильных участков ствола осуществляется в пределах нефтегазоносных коллекторов для повышения нефтегазоотдачи и дебита. Наклонно-горизонтальные скважины ПОД природными И

техногенными объектами выполняются для прокладки трубопроводов, электрои телекоммуникаций.

1.2. Сведения об истории развития направленного бурения

Первые сведения о применении направленного бурения относятся еще к XVII в., но интенсивное развитие направленного бурения связано с общим развитием промышленности и самого бурового дела со второй половины XIX в. В это время были изобретены алмазные коронки и созданы первые станки для алмазного бурения, что позволило бурить не только вертикальные, но и наклонные и горизонтальные стволы.

В 1864 г. алмазным инструментом были пробурены первые горизонтальные скважины при строительстве железнодорожного тоннеля в Альпах. В России впервые наклонная скважина была пробурена в 1894 г. ударным способом, работами руководил горный инженер С. Г. Войслав. Первые публикации об искривлении скважин относятся к 1883 г.

В 1907 г. Дж. Китчин опубликовал представительные данные об искривлении глубоких (до 1 000 м) скважин в Южной Африке. В России первые публикации об измерении искривления нефтяных скважин на Апшероне относятся к 1900 г. К этому времени в США, Швеции и России уже появились первые приборы на основе плавиковой кислоты, магнитной стрелки и желатина (прибор Мааса) для контроля положения ствола скважины Бурение наклонных, горизонтальных и многозабойных скважин 10 в пространстве. Подобные приборы в России были изготовлены и использованы инженерами А. Шимановским и В. К. Згленицким в 1893 г.

В 1890 г. инженером К. Г. Симченко была предложена идея гидравлического двигателя – турбобура. В конце XIX – начале XX в. на рудниках Урала, Джезказгана, Алтая, Забайкалья уже было известно заложение скважин с учетом залегания рудного тела, а горизонтальное бурение применялось при строительстве тоннелей при сооружении

Кругобайкальской железной дороги Трансиба. Работы выполнялись в основном зарубежными мастерами.

В 1902 г. появляется первый патент, в котором предложено техническое средство, обеспечивающее отклонение вращающейся компоновки низа бурильной колонны от оси скважины.

В 1906 г. инженером П. Н. Потоцким был разработан проект бурения с берега Каспийского моря на шельф с целью разработки нефтяного месторождения.

В 1912 г. на юге Африки впервые для искривления скважины алмазного бурения был использован клин. Начиная с 1910–1920 гг. В России появляются работы по теории искривления скважин – И. С. Васильев в 1916 г. издал работу, в которой привел данные об искривлении скважин на Урале, где утверждал, что это явление происходит в основном под влиянием геологических особенностей буримых горных пород. Академик А. Н. Динник (1920 г.), будучи механиком и крупным специалистом по теории сопротивления материалов, занимался исследованием устойчивости бурильной колонны и отмечал в своих работах, что искривление скважин – в основном результат деформации бурильной колонны. Несколько позже проблемой искривления скважин в СССР занимались Н. В. Бобков, Ч. Л. Мочульский, Т. В. Ключанский. Они выделяли ряд причин искривления скважин, среди которых называли прогиб буровых штанг, неправильное центрирование снаряда, частую смену твердых и мягких слоев горных пород, их слоистость, сланцеватость и трещиноватость. На основании проведенного анализа давались рекомендации по технологии бурения и использованию центровочных фонарей, центрированных буровых компоновок при бурении дробью и коронками с вооружением из «суррогатного» твердого сплава – «победита».

Рост объемов геологоразведочных работ после революции в России вызвал необходимость развития направленного бурения. Оно в те годы было

связано с именами профессоров В. М. Крейтера и Ф. А. Шамшева. В 1930—1940 гг. большой вклад в разработку приборов для измерения искривления скважин внес Н. О. Якоби, а в теорию искривления скважин.

Проектирование профилей стволов скважин Е. В. Боровский. Эти работы в 1934 г. способствовали решению задачи смещения забоя вертикальной скважины в заданном направлении. В США и других странах с высокоразвитой промышленностью методы направленного бурения начали применять с 30-х гг. прошлого столетия, чему способствовало создание инструментов и приборов, позволяющих точно определять азимут и угол наклона скважин, а также возможность ориентирования отклонителей в скважине. При этом в США получили распространение отклонители клинового типа, так как преимущественно применяли роторное бурение.

В 1930 г. на Хантингтонском пляже в Калифорнии было осуществлено бурение первой зарегистрированной направленной скважины с берега под морское дно. Этот опыт стал развиваться и использоваться, в частности, для бурения скважины под запретные зоны. Например, под чужие участки месторождения, что вызвало проблемы юридического плана.

В 1934 г. для глушения открытого выброса из скважины близ каньона Дикого потока в США была пробурена разгрузочная направленная скважина, забой которой был подведен близко к фонтанирующей скважине. Посредством нагнетания бурового раствора в направленную скважину под высоким давлением были созданы каналы в направлении фонтанирующей скважины, что позволило заглушить фонтан. С этих пор бурение наклонных скважин стали использовать для ликвидации аварийных фонтанирующих скважин.

В 1923 г. инженер М. А. Капелюшников изобрел одноступенчатый турбобур с редуктором. В 1935 г. по предложению М. А. Геймана турбобур с редуктором М. А. Капелюшникова и с установленной над ним «кривой» трубой стал использоваться для искусственного искривления скважин, но

только после усовершенствования турбинного редуктора в 1941 отклонитель на базе забойного гидродвигателя получил развитие в промышленности. Начиная c ЭТОГО момента развитие технологий бурения становится более направленного интенсивным, так как производительность работ по искусственному искривлению скважин резко возросла, повысились качество и надежность этих работ.

В США с 1950 г. при колонковом бурении начали применять стационарный отклоняющий клин Холл-Роу, съемный клин и устройство также различные конструкции электрических, фирмы «Томсон», a гироскопических и фотоинклинометров. Эти разработки стали широко известны в СССР из книги Дж. Камминга, посвященной технологии алмазного бурения, развитие которого стало приоритетным в 50–60 гг. XX в. Значительный вклад в развитие теории направленного бурения глубоких скважин в 50-60 гг. прошлого века внесли американские специалисты А. Лубинский и Г. Вудс, Д. Брентли, работы которых получили широкое признание и дали импульс развития техники и технологии направленного бурения и в СССР. В этот период А. Лубинским и Г. Вудсом были предложены теория «маятниковых» компоновок и методика их применения для проходки вертикальных и наклонных стволов в анизотропных горных породах, вызывающих значительное искривление скважин. В СССР наряду с турбобурами с кривым переводником в это время стали использовать электробуры кривым переводником, В последующем специализированные турбинные TO. отклонители типа Активное совершенствование и развитие отклоняющих систем происходит в 70–80-е гг. прошлого столетия с использованием для бурения созданных винтовых забойных двигателей (ВЗД). В этот период развиваются теория и методика применения компоновок нижней части бурильной колонны (КНБК) для снижения интенсивности естественного искривления вертикальных

наклонных стволов, для управления направлением скважин малого диаметра в анизотропных породах.

Наряду с маятниковыми компоновками, которые оказались эффективны только при бурении скважин большого диаметра (не менее 200 мм), были разработаны разнообразные жесткие компоновки, наддолотные стабилизирующие устройства, специальные УБТ, в том числе УБТ-стабилизаторы, такие как квадратные УБТ, УБТ увеличенного диаметра со спиральными канавками, а также компоновки динамической стабилизации – эллиптические УБТ (УБТЭ), созданные в СевКазНИПИнефть для роторного бурения.

Развитие техники и технологии направленного бурения, применение отклонителей на базе турбобуров позволили решать сложные задачи по бурению скважин с протяженными интервалами набора кривизны и проходкой длинных наклонных и горизонтальных участков ствола.

Развитием техники и технологии направленного бурения скважин на нефть и газ в СССР активно занималась лаборатория направленного бурения ВНИИБТ, отраслевые институты СевКазНИПИнефть, ЗапСибНИПИнефть и др. Разработки этих институтов широко использовались и используются при производстве буровых работ на площадях Каспия, Башкирии, Западной и Восточной Сибири, Сахалина, они послужили основой создания новых технологий интенсификации добычи нефти И газа вертикальногоризонтальными скважинами, получившими широкое развитие в мире за последние два десятилетия (первая работа в этом направлении – монография А. М. Григоряна «Вскрытие пластов многозабойными и горизонтальными скважинами», 1969), помогли пробурить самую глубокую скважину в мире – СГ-3 на Кольском полуострове, которая является многоствольной (4 дополнительных ствола, один из которых (ствол № III) достиг максимальной глубины – 12 262 м).

Первая вертикально-горизонтальная скважина на нефтяном месторождении пробурена в СССР в 1953 г. в Башкирии (скважина 66/45). В 1968 г. на Марковском месторождении (Иркутская область) пробурена скважина с рекордной для того времени протяженностью горизонтального ствола 632 м. За рубежом активное начало промышленного бурения горизонтальных скважин начато в 70-х гг. ХХ в. Лидером бурения горизонтальных скважин стали Французский институт нефти и фирма «Эльф-Атикен».

За короткие сроки за рубежом были сконструированы, прошли промышленные испытания и появились на рынке новые забойные двигатели, долота, телеметрические системы, системы геофизических исследований в горизонтальных стволах и другое оборудование, позволяющее достигнуть высоких технико-экономических показателей при бурении горизонтальных скважин. К сожалению, в СССР из-за того, что резко увеличилась добыча относительно дешевой нефти в Западной Сибири, снизился интерес к бурению разветвленно-горизонтальных и горизонтальных скважин.

Активное развитие технологии бурения вертикально-горизонтальных скважин происходит в 80-е гг. прошлого столетия в связи с открывающейся возможностью резкого повышения коэффициента извлечения нефти (КИН) и возможностью извлечения нефти из истощившихся месторождений и месторождений с тяжелой нефтью.

Начиная с 80-х гг. резко возрос интерес к бурению горизонтальных скважин в США. Горизонтальные скважины бурятся на месторождении Прадхо-Бей (Аляска), сложенного низкопроницаемыми известняками. Резко возросли объемы бурения горизонтальных скважин в шельфовой зоне Северного моря. Проходка вертикально-горизонтальных стволов позволила:

 получать начальные дебиты в 20 раз выше, чем дебиты обычных скважин, при повышении стоимости бурения только в 2–3 раза;

- обеспечить накопленную добычу за 10–15 лет эксплуатации в 10 раз выше при себестоимости добытой нефти в 3–5 раз ниже, чем по обычным соседним скважинам;
 - на 20–30 % увеличить общую нефтеотдачу из продуктивных пластов;
- повысить эффективность разработки высоковязкой нефти, процессов заводнения, прогрева пластов и др.

В настоящее время развитие технологии и технических средств направленного бурения вертикально-горизонтальных скважин позволило осуществлять добычу трудно извлекаемых так называемых сланцевых газа и нефти. В данном случае добыча углеводородов возможна только за счет сгущения сети буримых горизонтальных стволов с последующим гидроразрывом непроницаемого или слабопроницаемого пласта-коллектора.

Значительное развитие технология и техника направленного бурения получили в процессе освоения методов бурения вертикально-горизонтальных скважин. Это прежде всего развитие забойных телеметрических систем (ЗТС), включающих средства дистанционного контроля положения забоя скважины и управления направлением скважин. В качестве датчиков положения скважины в пространстве недр стали использоваться электронные средства: акселерометры, магнитометры и гироскопы, а в качестве средств дистанционного контроля параметров беспроводные – гидравлические, кабельные Забойные электромагнитные, И другие системы связи. телеметрические системы, имея автономный источник энергии (гидрогенератор или аккумуляторы), позволяют определять зенитный и азимутальный углы, углы установки отклонителя, свойства горных пород, в том числе степень их анизотропии и ориентации направлений анизотропии пород, слагающих стенки скважины, на поверхность посредством различных каналов связи (акустический каротаж). ЗТС управляются с поверхности посредством передачи управляющих сигналов, что позволяет ориентировать отклоняющие системы соответствии \mathbf{c} текущими задачами ПО

корректировке направления скважины. В настоящее время 3TC, интеллектуальные роторные которые запрограммированы автономную работу по бурению ствола скважины с использованием алгоритмов управления траекторией скважины. При этом если на начальном этапе развития ЗТС использовались отклонители на базе винтовых забойных двигателей с дистанционно управляемыми кривыми переводниками, то в настоящее время активно развиваются rotary steerable system (RSS) – роторные управляемые системы (РУС), в которых разрушение горной породы осуществляется вращением долота с бурильной колонной верхним приводом буровой установки, а также отклоняющие системы, сочетающие применение винтовых забойных гидродвигателей и РУС, позволяющие осуществлять бурение существенно более протяженных горизонтально ориентированных стволов – более 10 км. Системы RSS созданы такими компаниями, как Halliburton, Baker Hughes, Nobl Drilling, Schlumberger, и др. Разработанные ведущими компаниями отклоняющие системы отличаются по конструкции, НО основным принципом является использование ИΧ вращающейся вместе с колонной труб телеметрической системы, на которой установлены внешние или внутренние отклоняющие элементы. Отклоняющие элементы управляются электроникой, синхронизируются с вращением бурильной колонны и находятся в постоянном контакте со стенкой скважины, скользя по ней в процессе проходки. Разрабатываются РУС, обеспечивающие изменение угла перекоса долота в процессе проходки, что позволяет вести непрерывное управление траекторией ствола скважины.

Системы RSS позволяют бурить пологие и горизонтальные скважины с более плавным профилем из-за отсутствия перегибов ствола (обычных при использовании забойных двигателей) с большей протяженностью за счет снижения сил трения и лучшей очисткой ствола от шлама. Более высокая проходка с постоянным вращением бурильной колонны предотвращает вероятность прихватов бурильного инструмента, сокращает время на очистку

ствола от выбуренной породы и дает ряд дополнительных преимуществ по качеству вскрытия продуктивного горизонта.

В 2010 г. в Чили применение буровых технологий, а именно проходка технической скважины, направленной в заваленную породой при обрушении горную выработку на глубине 700 м, позволило спасти 33 горняка, которые были извлечены на поверхность через скважину. Этот опыт применения направленного бурения достоин особой оценки и позволяет отметить новые возможности технологий направленного бурения. Примером проходки протяженных горизонтальных участков вертикально-горизонтальных скважин служит ствол, пробуренный в Южной Англии на месторождении Вич Фармс применением роторно-управляемых систем. Длина горизонтального участка составила 10 км. В 2010 г. на шельфе Сахалина Exxon Neftegas Limited (ENL) пробурена самая протяженная скважина в мире - суммарная длина стволов вертикально-горизонтальной эксплуатационной скважины на месторождении газа составила 12 345 м. Бурение самой протяженной скважины осуществлено за 60 дней. В 2013 г. в рамках данного проекта пробурена скважина протяженностью более 13 км.

Вопросы для самоподготовки:

ГЛАВА II

ГЕОЛОГО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ НАКЛОННО НАПРАВЛЕННЫХ И ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН НА СУШЕ И НА МОРЕ

Геолого-технологические исследования (ГТИ) являются составной частью геофизических исследований нефтяных и газовых скважин и предназначены для осуществления контроля за состоянием скважины на всех этапах ее строительства и ввода в эксплуатацию с целью изучения геологического разреза, достижения высоких технико-экономических показателей, а также обеспечения выполнения природоохранных требований.

ГТИ проводятся непосредственно в процессе бурения скважины без простоя в работе буровой бригады и бурового оборудования; решают комплекс геологических и технологических задач, направленных на оперативное выделение в разрезе бурящейся скважины перспективных на нефть и газ пластов-коллекторов, изучение их фильтрационно-емкостных свойств и характера насыщения, оптимизацию отбора керна, опробование и изучение методами геофизических исследований скважин (ГИС) выделенных объектов, обеспечение безаварийной проводки скважин и оптимизацию режимов бурения.

ГТИ в бурящихся нефтяных и газовых скважинах проводятся в соответствии с «Правилами геофизических исследований и работ в нефтяных и газовых скважинах» и с учетом требований «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности», «Типовых инструкций по безопасности геофизических работ», «Правил эксплуатации электроустановок» и других действующих нормативных документов.

2.1. Задачи и комплексы ГТИ

ГТИ включают следующие основные виды задач:

- геологические;
- технологические;

- планово-экономические;
- научно-исследовательские (экспериментальные);
- информационные.

2.1.1. Геологические задачи

- 1) Оптимизация получения геолого-геофизической информации на выбор и корректировка:
 - интервалов отбора керна, шлама, образцов грунтов;
- интервалов, методов и времени проведения изменяемой части обязательных детальных исследований
 - 2) Оперативное литолого-стратиграфическое расчленение разреза.
 - 3) Оперативное выделение пластов-коллекторов.
 - 4) Определение характера насыщения пластов-коллекторов.
- 5) Оценка фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) пластов коллекторов.
- 6) Контроль процесса испытания и определение гидродинамических и технологических характеристик пластов при испытании и опробовании объектов.
 - 7) Выявление реперных горизонтов.

2.1.2 Технологические задачи

- 1) Раннее обнаружение газонефтеводопроявлений и поглощений при бурении.
- 2) Оптимизация процесса углубления скважины в зависимости от геологических задач.
- 3) Распознавание и определение продолжительности технологических операций.
- 4) Выбор и поддержание рационального режима бурения с контролем отработки долот.
- 5) Раннее обнаружение проявлений и поглощений при спускоподъемных операциях, управление доливом бурового раствора.

- 6) Оптимизация спускоподъемных операций (ограничение скорости спуска, оптимизация работы грузоподъемных механизмов).
 - 7) Контроль гидродинамических давлений в скважине.
- 8) Контроль пластовых и поровых давлений, прогнозирование зон аномально низких и аномально высоких пластовых давлений.
 - 9) Контроль спуска и цементирования обсадной колонны.
- 10) Диагностика предаварийных ситуаций в реальном масштабе времени.
 - 11) Диагностика работы бурового оборудования.

2.1.3. Планово-экономические задачи

- 1) Определение технико-экономических показателей бурения.
- 2) Определение баланса времени работы вахты, буровой бригады (буровой установки).
- 3) Подготовка и передача на верхний уровень управления сводных форм оперативной отчетности за вахту, рейс, сутки и за все время строительства скважины.

2.1.4. Научно-исследовательские (экспериментальные) задачи

- 1) Проведение планируемых экспериментов с целью построения и уточнения моделей отдельных технологических процессов и свойств горных пород.
- 2) Документирование испытаний новых технико-методических средств и технологий.

2.1.5. Информационные задачи

- 1) Передача геолого-технологической информации по каналам связи.
- 2) Сбор, обработка и накопление геолого-технологической информации в виде базы данных для ее дальнейшего использования.

Геолого-технологические исследования осуществляются компьютеризированными партиями с помощью автоматизированных систем сбора и обработки технологической, геологической и геохимической

информации в процессе бурения при строительстве как вертикальных, так и горизонтальных скважин на суше и на море. Указанные технические средства включают передвижные лаборатории, датчики и выносное оборудование, которое монтируется непосредственно на агрегатах буровой установки.

По виду выполняемых исследований партии подразделяются:

- на геолого-технологические, геолого-геохимические;
- на технологические и комплексные (комплекс состоит из геологогеохимических и технологических исследований).

Для полноценного функционирования станции ГТИ необходимо осуществлять проводную или беспроводную связь между датчиками, устройствами согласования и далее с информационно-измерительной системой.

Поток бурового раствора (БР) в качестве беспроводного средства связи используется в основном при геохимических исследованиях скважин в процессе бурения (газовый каротаж), а также при литологических, люминесцентно-битуминологических и других исследованиях по шламу. БР и шлам позволяют получить и технологическую информацию; поток БР может использоваться также для переноса маркерного материала. Поток БР, прошедший через забой скважины, содержит в себе информацию о флюидах, насыщающих горные породы, так как часть их попадает в него из выбуренной горной породы, а также о самой горной породе, поднимающейся с потоком в виде шлама [6, 7, 8].

2.2. Физические основы геолого-геохимических и технологических методов исследования скважин в процессе бурения

Физические свойства осадочных горных пород зависят, прежде всего, от химико-минерального состава, структуры и текстуры породы; в то же время изменение этих свойств контролируется термодинамической и геохимической обстановкой, активностью подземных вод и газов.

Наибольший интерес для интерпретации результатов исследований в процессе бурения представляют коллекторские, механические и тепловые свойства осадочных пород, слагающих разрезы нефтегазовых месторождений.

Выделяют два вида пористости: общую (абсолютную, полную или физическую) и открытую. Общая пористость есть отношение суммарного объёма всех пор в образце породы к объёму всего образца породы. Открытая пористость — это отношение суммарного объёма сообщающихся пор к объёму всего образца породы, она меньше на величину изолированных пор.

Одним из основных факторов, определяющих величину пористости обломочных пород, является степень их уплотнения, зависящая от глубины залегания. С увеличением глубины залегания первичная пористость всех осадочных пород понижается, но не одинаково. Глинистые породы уплотняются вначале более резко, чем песчаники.

Плотность породы зависит от её структурно-текстурных особенностей, от пористости и плотности породообразующих минералов (твёрдой фазы). Чем меньше пористость (плотнее упаковка основных частей породы), тем выше её плотность. С глубиной плотность пород растёт.

Пористость и проницаемость являются основными показателями при оценке пород в отношении накопления в них нефти и газа, а также извлечения этих полезных ископаемых при вскрытии продуктивных пластов. Совокупность признаков, определяющих эти особенности горных пород, называют коллекторскими свойствами.

Проницаемость в значительной степени определяется литологическим составом и строением горной породы. Проницаемость песчано-алевритистых пород тем выше, чем крупнее обломочные частицы и чем они однороднее.

2.3 Методы геолого-геохимических и технологических исследований скважин в процессе бурения

По способу привязки получаемой информации к разрезу все методы изучения разреза скважины в процессе бурения следует подразделить на две большие группы:

- методы с мгновенной привязкой информации к разрезу;
- методы с задержкой информации на величину отставания БР и шлама или на величину времени подъёма инструмента и обработки информации (от десятков минут до десятков часов).

В качестве источника информации при применении методов с мгновенной привязкой информации к разрезу используют: телеизмерительные системы (телесистемы) с встроенными линиями связи, где в качестве линии связи выступает буровой инструмент, талевая система, промывочная жидкость на входе в скважину, кабель.

Телесистемы позволяют непосредственно в процессе бурения получить информацию, тождественную информации, получаемой в результате проведения комплекса промыслово-геофизических исследований (ПГИ) необсаженных скважин.

Принципиальное отличие — возможность получения в ряде случаев качественно новой информации за счёт исследования участков разреза с минимальным влиянием эффекта проникновения в пласты-коллекторы фильтрата БР.

Буровой инструмент несёт информацию о динамике взаимодействия долота с горной породой в виде колебаний верха бурильной колоны. В принципе, амплитуда и частота колебаний верха бурильной колонны содержит информацию о твёрдости горной породы, числе оборотов долота, динамике взаимодействия долота с горной породой и состоянии долота. Талевая система через ходовой конец каната, связанный с датчиком глубины, даёт информацию о глубине скважины, положении долота над забоем, проходке и скорости проходки, а через неподвижный («мёртвый») конец, связанный с датчиком веса, — о весе инструмента на крюке и нагрузке на

забой. БР на входе в скважину позволяет получить информацию о фоновых (входных) значениях её физических свойств, те есть ту информацию, которая необходима при использовании методик, основанных на выделении пластовколлекторов по приращению изменений параметров. Кроме того, с помощью соответствующих датчиков в напорной линии измеряются расход БР на фоном дифференциальной входе В скважину, являющегося ДЛЯ а также давление в гидравлической линии буровой расходометрии, установки. При применении методов с задержкой информации в качестве её источников используют: БР на выходе из скважины, горную породу (шлам, керн), испытатели пластов в комплекте бурового инструмента, автономные системы. БР на выходе из скважины содержит информацию о проходимых нефтегазоносных пластах за счёт флюидов, попадающих в БР из выбуренной породы и пластов. Информация, содержащаяся в БР, задерживается на величину отставания, равную времени движения от забоя до места установки соответствующих датчиков. Измерение расхода БР на выходе вместе с расходом на входе позволяет получить параметр дифференциальной расходометрии, служащей для выделения интервалов поглощения и притока в разрезе скважины. Измерение уровня в приёмных ёмкостях также даёт возможность выделять поглощающие и отдающие объекты в исследуемом разрезе скважины.

Шлам, выносимый с БР, или керн, поднимаемый в керноотборниках, несут информацию о коллекторских, механических и абразивных свойствах образцов исследуемого разреза, о минеральном и фракционном составе, что позволяет составить представление о наличии в каменном материале жидких, газообразных и твёрдых углеводородов. Фильтрационный метод основан на измерении разности расходов БР, нагнетаемого в скважину и изливающегося из неё. Цель контроля заключается в поддержании во время подъёма бурильной колоны определённого уровня БР в скважине (при отсутствии поглощения), за счет чего и вытекает условие $P_{\text{СКВ}} > P_{\text{пл}}$. Во время подъёма

бурильной колоны происходит снижение уровня БР в скважине. Данное обстоятельство справедливо при отсутствии поглощения или проявления в скважине. Снижение уровня ПЖ в скважине приводит к уменьшению давления БР в скважине $P_{\text{скв}}$. При $P_{\text{III}} > P_{\text{скв}}$ возможно поступление флюида из пласта в скважину, что может привести к открытому фонтанированию. Снижение уровня БР в скважине может вызвать обваливание неустойчивых горных пород. С целью предупреждения вышеперечисленных осложнений производится, долив БР в объёме не менее объёма извлечённых бурильных труб. Практически во время подъёма уровень БР в скважине поддерживается не ниже 10-20 м от устья. Станция ГТИ является специализированной информационно-измерительной системой, поэтому при ее разработке и эксплуатации большое значение должно уделяться метрологическому обеспечению. Грамотный специалист ГТИ должен понимать алгоритмы получения и интерпретации измерительной информации. Неправильный монтаж, настройка и обслуживание измерительной аппаратуры могут привести к получению недостоверных показаний. В этом случае работа всей станции ГТИ будет нецелесообразной [6, 7, 8].

Метрология - это наука об измерениях, их единстве, методах и средствах обеспечения требуемой точности. Согласно ГОСТ измерение - это процесс получения информации, заключающийся в сравнении опытным путём измеряемых и известных величин, а также выполнение логических операций, необходимых для представления результата в понятной форме. Любой измерительный процесс последовательность измерительных ЭТО преобразований от восприятия физической величины до формирования ее числового значения в той или иной форме. Датчик (или измерительный преобразователь) представляет собой устройство, которое преобразует измеряемую величину в стандартный выходной электрический сигнал. Этот сигнал в дальнейшем поступает в аппаратуру, выполняющую функции обработки (усиление, оцифровка и т.д.). В итоге программное обеспечение,

установленное на компьютере, получает код от датчика, соответствующий определенному значению измеряемой физической величины. Однако для оператора станции ГТИ данная кодировка не несет никакой информационной нагрузки. Поэтому перед началом работы необходимо провести калибровку по месту установки (тарировку) всех датчиков. Иными словами, требуется преобразования установить функцию И построить градуировочную зависимость. Обязанность по проведению тарировки датчиков станции лежит на операторе ГТИ. Еще одна особенность работы станции ГТИ состоит в том, что объектом измерения в данном случае является достаточно сложный технологический процесс бурения. Должна учитываться вся совокупность физических явлений и действия персонала, задействованного в ходе строительства скважины. Оператор станции ГТИ обязан хорошо разбираться в устройстве и работе бурового оборудования. Знание тех факторов, которые влияют на измерение, функциональных зависимостей, лежащих в основе алгоритмов получения значений технологических параметров, позволяют ему правильно интерпретировать регистрируемые данные и находить возможные неисправности в работе аппаратной и программной частей станции ГТИ.

2.4. Монтаж наземных датчиков ГТИ на буровой

По приезде на буровую оператор станции ГТИ должен развернуть станцию, смонтировать все узлы согласно схеме технологической обвязки, подключить и наладить работу всего оборудования. Согласно требованиям ГОСТ Р53375-2009 на монтаж станции отводится двое суток. Однако на практике зачастую возникают различные трудности в запуске станции, связанные, например, с отсутствием того или иного крепления, обрывом неправильной установкой проводов, датчиков, труднодоступностью некоторых технологических объектов измерения, незнанием программного обеспечения. Кроме того, неполадки могут возникать и в ходе работы Причинами вибрации станции. этого ΜΟΓΥΤ служить сильные оборудования, бурового технологического налипание раствора на

чувствительные элементы датчиков, неправильная эксплуатация, скачки напряжения в сети питания, влияние холодных температур и т.д. Все это может привести не только к нарушению достоверности снимаемых показаний, но и к выходу из работы всей системы в целом. Ситуация зачастую осложняется отсутствием на буровой хорошей, устойчивой связи с внешним миром, что не позволяет консультироваться со специалистами из сервисной службы поддержки. Поэтому обслуживающий станцию ГТИ персонал обязан хорошо знать принцип действия, архитектуру системы, порядок подключения, места и особенности установки оборудования, последовательность работы с программным обеспечением [6, 7, 8].

1.4.1 Архитектура станции ГТИ АП К «Волга»

Для работы со станцией ГТИ в первую очередь необходимо представлять ее архитектуру. Безусловно, различные модификации системы могут отличаться друг от друга, но общий принцип построения архитектуры остается.

На рисунке 2.1 показан вариант функциональной схемы системы. Центральный шкаф представляет собой монтажную стойку, в которой устанавливаются рабочие компьютеры, сетевой концентратор, источник бесперебойного питания и другая аппаратура. Общий вид центрального шкафа показан на рисунке 2.2. При его установке все элементы аппаратуры подключаются друг к другу согласно схеме.

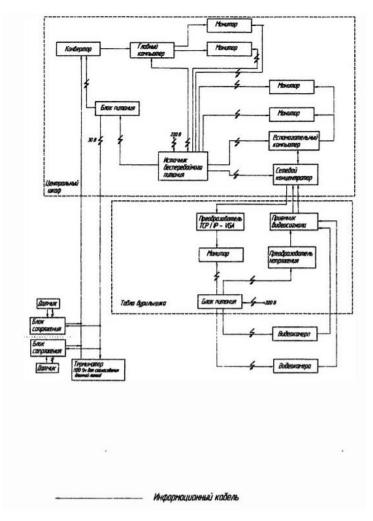


Рисунок 2.1 – Функциональная схема станции ГТИ АПК «Волга»



Рисунок 2.2 – Общий вид центрального шкафа

Табло бурильщика — это специализированное выносное табло, которое устанавливается над столом ротора для визуализации различных технологических параметров, используемых бурильщиком в процессе бурения. Оно может выполняться в различных вариантах исполнения. Пример табло бурильщика показан на рисунке 2.3.



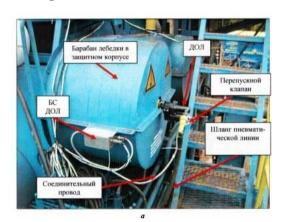
Рисунок 2.3 – Внешний вид табло бурильщика **2.4.2.** Датчик оборотов лебедки (ДОЛ)

Датчик оборотов лебедки служит для определения нескольких процесса бурения, а именно: забоя, высоты над забоем, механической скорости проходки, детально-механического каротажа (ДМК), положения талевого блока. Датчик основан на реостатном преобразователе угла поворота барабана лебедки. Дальнейшая аппаратура подсчитывает количество оборотов лебедки по специальным реперным отметкам, которые устанавливаются процессе предшествующего метрологического обеспечения. Шкала нелинейной, реперных отметок является ЧТО объясняется неодинаковым диаметром наматывания лебедки ввиду определенного диаметра троса лебедки. На рисунке 2.4 показан внешний вид одного из вариантов датчика оборотов лебедки.



Рисунок 2.4 – Внешний вид датчика оборотов лебедки

Датчик устанавливается в разрез пневматической линии с помощью резьбового соединения и крепится с помощью четырех болтов к фронтальной части барабана лебедки. Необходимо помнить, что в состав пневматической линии входит и специальный перепускной клапан, рассчитанный на превышение определенного уровня давления в линии. Его отсутствие может привести к обрыву линии. На рисунок 2.5 показан барабан лебедки с установленным датчиком оборотов лебедки.



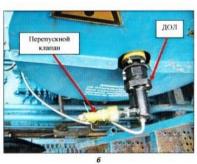


Рисунок 2.5 – Барабан лебеди с установленным датчиком оборотов лебедки: а – общий вид, б – крупный план

2.4.3. Датчик давления (ДД)

Датчик давления служит для определения давления в нагнетательной линии манифольда. Принцип действия датчика основан на измерении прогиба мембраны тензопреобразователя под действием избыточного давления бурового раствора в манифольде. Внешний вид датчика давления показан на рисунке 2.6.



Рисунок 2.6 – Внешний вид датчика давления

Датчик давления устанавливается в место врезки обычного манометра нагнетательной линии с помощью специального тройника. При его монтаже вывинчивается манометр и на его место устанавливается тройник. При этом необходимо помнить об установке сальникового уплотнения или кольца, изготовленного из мягкого металла, предотвращающего утечку бурового раствора. Непосредственно в тройник ввинчивается ДД и прежний манометр. Есть два варианта установки датчика давления:

- в помещении насосной станции;
- в стояк-трубе над столом ротора.

Первый вариант более прост в монтаже, однако менее точен, так как в данном случае не будут учитываться потери давления в линии манифольда. На рисунке 7 изображен вариант установки датчика давления в помещении насосной станции.



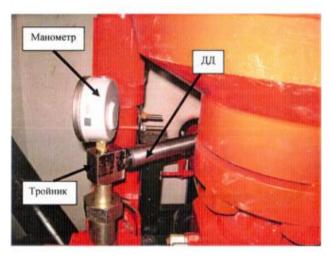


Рисунок 2.7 — Вариант установки датчика давления в нагнетательную линию: а — общий вид, б — крупный план

2.4.4. Датчик веса (ДВ)

Датчик веса служит для определения веса на крюке и нагрузки на долото. Датчик по своему устройству схож с датчиком давления. Различие заключается в том, что в его конструкции используется трансформатор давления, преобразующий натяжение троса в давление на тензопреобразователь. Проводящей средой для передачи давления служит специальное несжимаемое масло. Поэтому утечка масла или его замена на другое может привести к изменению показаний датчика. Внешний вид датчика веса показан на рисунке 2.8.

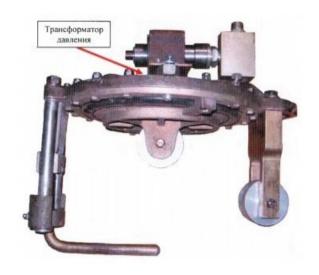


Рисунок 2.8 – Датчик веса инструмента в фронтальной проекции

Датчик монтируется на неподвижный («мертвый») конец талевого блока. Канат пропускается между роликами крепления таким образом, чтобы при его натяжении изгиб создавал усилие на ролик, неподвижно соединенный с трансформатором давления. На рисунке 2.9 показан пример монтажа датчика.





б

Рисунок 2.9 – Датчик веса: а – общий вид, б – крупный план

2.4.5. Датчик оборотов ротора (ДОР)

Датчик оборотов ротора служит для определения частоты вращения ротора. Внутри датчика находятся две катушки индуктивности, одна из которых излучает электромагнитное поле, a вторая воспринимает электродвижущую силу (ЭДС). При прохождении металла В непосредственной близости от индуктивного датчика (10 – 12 мм) изменяется значение магнитной индукции, пронизывающей вторую катушку, и на выходе датчика появляется логический «О», при удалении металла – логическая «1». В дальнейшем аппаратура с помощью программного обеспечения подсчитывает количество оборотов ротора за единицу времени. Внешний вид датчика оборотов ротора показан на рисунке 2.10.



Рисунок 2.10 – Датчик оборотов ротора

Датчик монтируется при помощи кронштейна и струбцины, что позволяет регулировать его положение относительно движущегося металлического объекта. При его установке чувствительный элемент необходимо нацелить на привод ротора или другую деталь, по частоте вращения которой можно рассчитать обороты ротора. Поскольку радиус действия датчика достаточно мал, то для его правильной работы можно установить специальный металлический «флажок», при прохождении

которого рядом с чувствительным элементом датчика будет засчитываться один оборот вращающейся детали. На рисунке 2.11 показан вариант монтажа датчика оборотов ротора.

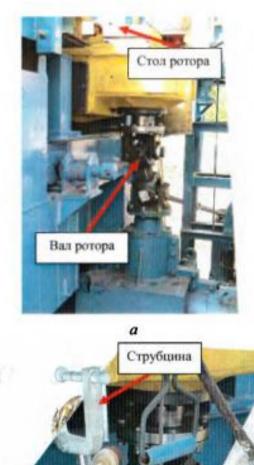




Рисунок 2.11 – Пример монтажа датчика оборотов ротора: а – общий вид места установки, б – крупный план установки датчика

2.4.6. Датчик момента (ДМ)

Датчик момента служит для определения крутящего момента универсального механического ключа (УМК). Принцип действия датчика основан тензопреобразователе. При натяжении каната создается давление на

чувствительный элемент. Таким образом, выходной сигнал датчика прямо пропорционален силе, растягивающей канат, на который крепится датчик. Поскольку крутящий момент пропорционален не только силе, но и плечу, к которому приложена сила, то для расчета конечного параметра необходимо в процессе предварительной тарировки ввести соответствующие поправки. Общий вид датчика момента показан на рисунке 2.12.



Рисунок 2.12 – Внешний вид датчик крутящего момента (ДМ)

Для определения крутящего момента на ключе УМК датчик крепится на его неподвижный («мертвый») трос. На рисунке 2.13 показан пример монтажа датчика момента.

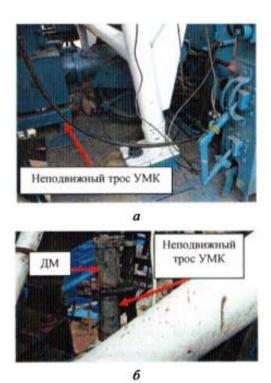


Рисунок 2.13 – Место установки датчика момента (ДМ) на неподвижный трос УМК: а – неподвижный трос УМК, б – установленный датчик ДМ

2.4.7. Датчик плотности бурового раствора (ДП)

Датчик плотности основан на тензопреобразователе, измеряющем натяжение троса, к которому прикреплена специальная гиря, погруженная в буровой раствор. При изменении плотности бурового раствора изменяется ярки медова сила, воздействующая на гирю. Тем самым изменяется натяжение троса и, как следствие, — выходной сигнал датчика. Для уменьшения колебания гири в буровом растворе используются специальные направляющие стержни, не позволяющие гире отклонятся от вертикального положения. Внешний вид датчика показан на рисунке 2.14.

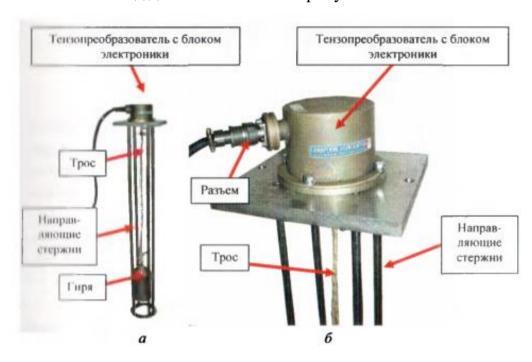


Рисунок 2.14 – Датчик плотности бурового раствора: а – общий вид, б – крупный план

Датчик плотности устанавливается на крыше резервуара. Если крыша резервуара сплошная, то в ней вырезается соответствующей формы отверстие (круглое, квадратное либо прямоугольное). Необходимо помнить, что на показания датчика влияет близость перемешивателей бурового раствора, которые создают турбулентность, что, с одной стороны, может раскачивать гирю датчика, а с другой - придают раствору свойство гомогенности. Поэтому следует находить компромисс между стабильностью

показаний датчика и стабильностью свойств раствора. Пример монтажа датчика плотности показан на рисунке 15.



Рисунок 2.15 – Монтаж датчика плотности (ДП)

2.4.8. Датчик уровня бурового раствора (ЦУ)

Датчик уровня основан на акустическом принципе действия. Сигнал излучается от акустического преобразователя до границы раздела двух сред (атмосфера - буровой раствор), после чего отражается и возвращается вновь на чувствительный элемент. Дальнейшая аппаратура определяет временной интервал между посылкой и приемом сигнала, который прямо пропорционален расстоянию от датчика до верхнего уровня бурового раствора. Тем самым можно рассчитать уровень бурового раствора в резервуаре. Внешний вид датчика показан на рисунке 16.



Рисунок 2.16 – Внешний вид датчика уровня

Датчик монтируется на крыше блока приготовления раствора. В резервуарах со сложным рельефом основания датчик устанавливается над точкой с максимальным уровнем дна. Пример монтажа датчика показан на рисунке 2.17.



Рисунок 2.17 — Монтаж датчику уровня (ДУ) на буровой **2.4.9.** Датчик расхода на входе (ДРвх)

Датчик расхода на входе служит для определения расхода промывочной жидкости в линии манифольда. Принцип действия основан на измерении времени прохождения ультразвукового сигнала от передатчика к приемнику, которые установлены на линии манифольда. При постоянном расстоянии между передатчиком и приемником сигнала это время пропорционально расходу бурового раствора. Внешний вид датчика расхода на входе показан на рисунке 2.18. Передатчик и приемник сигнала датчика расхода на входе монтируются на прямолинейном участке ЛИНИИ манифольда определенной длины, которая указывается в паспорте датчика. Желательно горизонтальной устанавливать ИХ И плоскости относительно оси трубопровода. При этом необходимо:



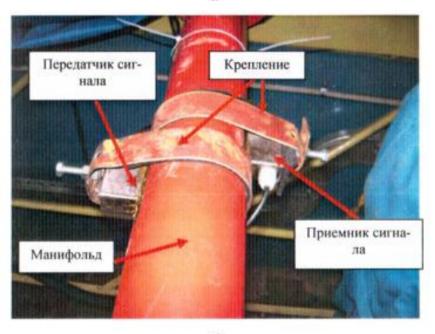
Рисунок 2.18 – Внешний вид датчика расхода на входе

- 1) зачистить места установки передатчика и приемника ультразвукового сигнала датчика от грязи, краски, окалины, ржавчины и отшлифовать поверхность трубопровода;
- 2) нанести специальную смазку (ЛИТОЛ-24) на предварительно осушенные места установки передатчика и приемника сигнала для стабильного прохождения сигнала;
- 3) прижать с помощью специальных креплений передатчик и приемник сигнала к линии манифольда.

Пример монтажа датчика расхода на входе показан на рисунке 2.19.



а



б

Рисунок 2.19 — Пример монтажа датчика расхода на входе: а - общий вид, 6 - крупный план установки передатчика и приемника сигнала

2.4.10. Датчик расхода на выходе (ДРвых)

Датчик расхода на выходе предназначен для индикации расхода смеси бурового раствора и выбуренной породы на выходе из скважины. Принцип действия датчика основан на измерении мгновенного уровня смеси в желобе или трубе и дальнейшей интеграции показаний по времени, в результате чего

получается значение расхода. Датчик состоит из акустического преобразователя и блока обработки информации. Внешний вид датчика показан на рисунке 2.20.

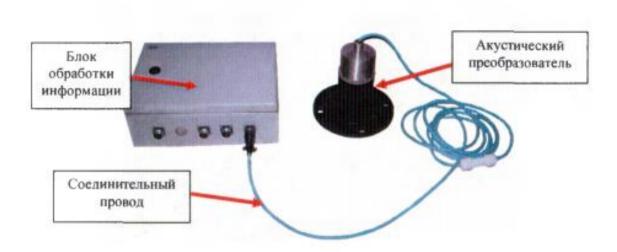


Рисунок 2.20 – Внешний вид датчика расхода на выходе

При монтаже датчика необходимо помнить о так называемой зоне нечувствительности. Зона нечувствительности - это минимальное расстояние между акустическим преобразователем и контролируемым уровнем смеси, на котором датчик может работать. Поэтому акустический преобразователь устанавливается на специальную трубу, которая соответствует зоне нечувствительности датчика. Если смесь на выходе из скважины поступает по трубе в систему очистки, то в ней вырезается специальное отверстие для монтажа датчика. Акустический преобразователь должен устанавливаться строго перпендикулярно потоку смеси. Вариант установки датчика расхода на выходе показан на рисунке 2.21 [2,3,4].





Рисунок 2.21 — Пример монтажа датчика расхода на выходе: а — блок обработки информации, б — акустический преобразователь

2.4.11. Датчик положения клиньев (ДПК)

Датчик положения клиньев служит для определения отрытого и закрытого положения клиньев ротора. Принцип действия датчика основан на измерении угла поворота вилки, управляющей приводом клиньев. Угол определяется по проекции силы тяжести, действующей на акселерометр внутри датчика. Внешний вид датчик показан на рисунке 2.22.



Рисунок 2.22 – Внешний вид датчика положения клиньев.

Датчик устанавливается с помощью магнита, вмонтированного в его корпус. Пример схемы установки датчика положения клиньев показан на рисунке 2.23.

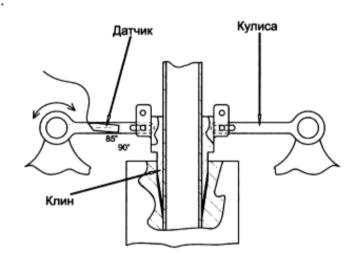


Рисунок 2.23 — Установка датчика положения клиньев на исполнительном механизме.

2.4.12. Блок сопряжения (БС)

Блок сопряжения служит для первичной обработки информации с датчика. Каждому датчику (или группе датчиков) отведен свой блок сопряжения. Это обусловливается тем, что выходной сигнал датчика необходимо привести к стандарту передачи по каналу связи. Поскольку в большинстве случаев сигнал с выхода датчиков является аналоговым, то внутри БС находится аналого-цифровой преобразователь. Цифровой сигнал представляет собой последовательность логических нулей и единиц в виде

напряжения определенного уровня. Аналоговый сигнал же представляет собой непрерывную функцию изменяющейся во времени амплитуды, фазы или частоты сигнала. Именно из-за этого аналоговый сигнал обладает малой помехозащищенностью. Кроме того, вся современная аппаратура работает с цифровыми сигналами, поэтому вводу информации в компьютер обязательно предшествует ее оцифровка. Если датчик выдает значения в виде цифрового сигнала, то блок сопряжения выполняет подсчет количества поступивших импульсов в единицу времени. Такой принцип применен, например, в датчике оборотов ротора. БС представляет собой модуль ввода данных, помещенный в защитный корпус. Кроме непосредственно модуля ввода блоке сопряжения находятся данных вспомогательные платы преобразования, внешний вид БС показан на рисунке 2.24 [2, 3,4].

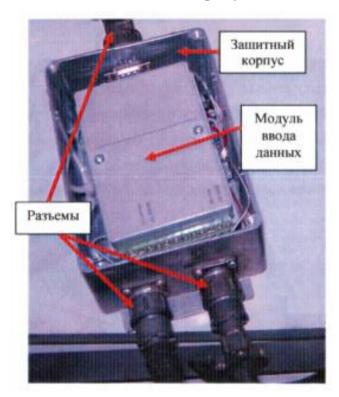


Рисунок 2.24 — Внешний вид блока сопряжения

Блоки сопряжения монтируются в непосредственной близости от связанного с ними датчика (или группы датчиков). Пример монтажа БС показан на рисунке 2.25.

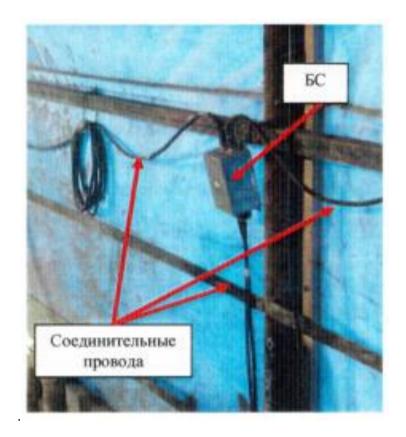


Рисунок 2.25 – Вариант установки БС

Вопросы для самоподготовки:

- 1. Задачи и комплексы ГТИ.
- 2. Геологические задачи.
- 3. Технологические задачи.
- 4. Планово-экономические задачи.
- 5. Научно-исследовательские (экспериментальные) задачи.
- 6. Информационные задачи.
- 7. Физические основы геолого-геохимических и технологических методов исследования скважин в процессе бурения.
- 8. Методы геолого-геохимических и технологических исследований скважин в процессе бурения.
 - 9. Монтаж наземных датчиков ГТИ на буровой.
 - 10. Архитектура станции ГТИ АП К «Волга».

- 11. Датчик оборотов лебедки (ДОЛ).
- 12. Датчик давления (ДД).
- 13. Датчик веса (ДВ).
- 14. Датчик оборотов ротора (ДОР).
- 15. Датчик момента (ДМ).
- 16. Датчик плотности бурового раствора (ДП).
- 17. Датчик уровня бурового раствора (ЦУ).
- 18. Датчик расхода на входе (ДРвх).
- 19. Датчик расхода на выходе (ДРвых).
- 20. Датчик положения клиньев (ДПК).
- 21. Блок сопряжения (БС).

ГЛАВА III

ИЗМЕРЕНИЯ И КАРОТАЖ В ПРОЦЕССЕ БУРЕНИЯ НАКЛОННО НАПРАВЛЕННЫХ И ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН НА СУШЕ И НА МОРЕ

3.1. Общие сведения

Горизонтальные и наклонно направленные скважины являются более выгодными по сравнению с вертикальными с экономической точки зрения, если учесть дополнительные объемы добычи нефти и газа; продуктивность скважин зависит от вскрываемой насыщенной мощности пласта. В связи с актуальна задача правильного расположения ствола относительно направления распространения продуктивного пласта с учётом Без разбуривания месторождения. использования забойных сетки телеизмерительных параметров систем ДЛЯ непрерывного контроля траектории ствола скважины, ee оперативного корректирования геофизического каротажа в процессе бурения успешно строить наклонно направленные и горизонтальные скважины на суше и на море сегодня невозможно.

Комплекс измерительных датчиков контроля направления ствола скважины состоит из датчиков измерения угла наклона скважины (зенитный угол) и ее азимута. Для управления процессом направленного бурения измерительную систему оборудуют датчиком положения отклонителя. Описанные группы датчиков объединены в одной телеизмерительной системе для оптимизации процесса бурения наклонно направленных и горизонтальных скважин на суше и на море.

Акселерометры, равно как и магнитометры, располагаются ортогонально. Ориентация осей схематически представлена на рисунке 3.1.

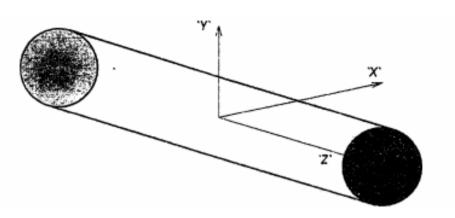


Рисунок 3.1 – Ориентация осей акселерометров и магнитометров.

Как видно на рис. 3.1, ось «Z» совпадает с осью инструмента, ось «Y» проходит из центра прибора через верхнюю образующую корпуса зонда, ось «Х» же дополняет ортогональную систему координат. Акселерометры измеряют составляющие (проекции на оси) вектора силы тяжести (G_x , G_y , $G_{\rm z}$), а магнитометры – составляющие вектора напряженности магнитного поля (H_x, H_y, H_z) . Результаты измерений зависят от ориентации векторов относительно этих полей. Измеренные составляющие векторов полей гравитации и напряженности магнитного поля передаются на поверхность, где при помощи специальных программ на ЭВМ пересчитываются в зенитный угол (I), азимут (A), ориентирование отклонителя относительно верхней образующей ствола скважины (ВОСС), ориентирование отклонителя относительно магнитного севера (OMC), величину напряженности магнитного поля (H_t) , ускорение свободного падения (G_t) по формулам (3.1 -3.6):

$$BOSS = \tan^{-1} \frac{G_X}{G_Y} \tag{3.1}$$

$$OMC = \tan^{-1} \frac{H_X}{H_V} \tag{3.2}$$

$$I = \tan^{-1} \left(\frac{\sqrt{G_X^2 + G_Y^2}}{G_Z} \right) \tag{3.3}$$

$$A = \tan^{-1} \left(\frac{(H_Y \cdot G_X - H_X \cdot G_Y) \cdot \sqrt{G_X^2 + G_Y^2}}{H_Z \cdot (G_X^2 + G_Y^2) - G_Z \cdot (H_Y \cdot G_X + H_X \cdot G_Y)} \right)$$
(3.4)

$$G_I = \sqrt{G_X^2 + G_Y^2 + G_Z^2} \tag{3.5}$$

$$H_I = \sqrt{H_X^2 + H_Y^2 + H_Z^2} \tag{3.6}$$

После первого замера полученная в результате вычислений величина напряженности магнитного поля Земли сравнивается с теоретической величиной для данной глубины и времени измерения, которая приводится в ежегодно выпускаемой Глобальной геомагнитной модели. Сила тяжести тоже сравнивается с теоретической величиной. Если разница отсутствует, то прибор откалиброван и работает верно.

Зенитным углом скважины называется угол между вертикалью в любой текущей точке измерения и осью скважины или касательной к ней в данной точке.

Азимутальным углом, или азимутом, скважины называется угол, отсчитываемый по часовой стрелке и образованный каким-либо выбранным направлением отсчета и горизонтальной проекцией оси скважины в любой сс точке. В зависимости от выбора начального направления отсчета азимут может быть истинным, магнитным или условным. В первом случае отсчет ведется от географического севера, во втором – от магнитного, а в третьем - от направления на произвольно взятый репер, географические координаты которого известны. При увеличении азимутального угла происходит правое плюс, а при уменьшении – левое минус азимутальное искривление скважины.

Знание зенитного и азимутального углов, а также глубины замера по стволу позволяют точно судить о траектории ствола скважины. Ориентирование же отклонителя (и его изменение при необходимости) дает

возможность оперативно управлять траекторией. Информацию о глубине получают с наземного датчика (аналого-цифрового преобразователя обновленного на валу лебедки).

Инклинометрическая телеизмерительная система позволяет проводить измерения в процессе бурения (ИПБ), которые классифицируются следующим образом:

- ориентирование отклоняющей компоновки по заданному азимуту в стволе скважины путем измерения направления действия отклонителя относительно апсинудальной плоскости компоновки низа бурильной колонны (КНБК);
- определение угла закручивания бурильной колонны под действием реактивного вращающего момента от породоразрушающего инструмента и его учет при бурении скважины с использованием отклоняющего инструмента;
- проведение инклинометрических измерений непосредственно в процессе проводки скважины;
- получение технологических параметров (забойная температура, частота вращения вала забойного двигателя, нагрузка на долото и т.д.) в процессе строительства скважины.

Помимо инклинометрической системы, дающей возможность получить сведения о траектории ствола скважины и азимутальном ориентировании отклонителя, в настоящее время широкое распространение получили более сложные телеизмерительные системы (телесистемы), позволяющие получать данные о состоянии ствола скважины, притоках пластового флюида, поглощении бурового раствора, каротажные данные о предполагаемом составе проходимых пород, их открытой пористости и плотности, составе и свойствах пластового флюида, пластовом давлении и т.д. То есть данные системы позволяют проводить забойные каротажные исследования в процессе бурения (КПБ). Эти технологии интенсивно развиваются и широко

применяются, но требуют весьма больших капиталовложений. В сложных системах в режиме реального времени на поверхность передается не весь объем получаемой информации (навигационные параметры, температура, данные гамма- и электромагнитного каротажа); часть ее хранится в модулях забойной памяти и извлекается после подъема инструмента на поверхность.

Необходимость расширения геофизического комплекса методов на различной физической основе обусловила создание цифровой комплексной скважинной аппаратуры, посредством которой измеряется большое количество различных геофизических параметров, передаваемых по каналам связи к наземной обрабатывающей и регистрирующей аппаратуре.

Большой процент наклонно направленных и горизонтальных скважин проводится не по продуктивному пласту и, с точки зрения геофизики, вслепую. Причиной этого является отсутствие геофизической информации в процессе бурения.

Есть два подхода к решению этих проблем:

- 1) При бурении проводить привязочные каротажи.
- 2) Использование системы, регистрирующей геофизические параметры и передающей их на поверхность в режиме реального времени КПБ. Данный подход обладает преимуществом по сравнению с первым, так как возможна более оперативная корректировка траектории скважины и не затрачивается дополнительное время на привязочные каротажи.

В настоящее время бескабельные телесистемы и автономные приборы широко применяются решения различных геологических, ДЛЯ технологических и технических задач в процессе бурения наклонно направленных И горизонтальных скважин, изучения параметров геологического разреза, освоения в сложных геолого-технических условиях и эксплуатации нефтегазовых, угольных, рудных и специальных скважин и месторождений разных полезных ископаемых.

Для геофизических исследований скважин применяют около двадцати различных методов каротажа. Как правило, измерения свойств горных пород, проходимых скважиной, производят через продолжительное время после их вскрытия. За это время проникновение фильтрата бурового раствора оказывается настолько значительным, что порой полностью маскирует истинный характер пласта. Ухудшается и отбивка границ пластов. Желательно проводить каротаж в момент вскрытия пласта или вскоре после окончания бурения, когда бурильные трубы еще не извлечены из скважины.

Измерения в процессе бурения были впервые осуществлены при введении в практику работ метода газового каротажа. Однако недостатком этого метода было то, что выбуренные породы разбуриваемого пласта с потоком промывочной жидкости достигают поверхности через 30 и более минут после вскрытия пласта, и в районах с высокой скоростью бурения приходилось иногда останавливать процесс бурения для оценки характера вскрытых скважиной пластов. Кроме того, применение этого метода не исключало необходимости проведения электрического каротажа после бурения аппаратурой на кабеле.

Были проведены значительные поисковые работы по разработке метода и аппаратуры для непрерывного, в реальном масштабе времени, получения информации на поверхности о различных свойствах проходимых скважиной пород в процессе бурения. При этом основной упор был сделан на разработку методов КПБ и каналов связи забоя скважины с поверхностью.

Середина прошлого века характеризуется появлением нового направления — разработкой автономно действующих скважинных приборов со встроенными в них регистраторами для записи измеряемых величин. Предложения, связанные с устройствами, использующими канал связи, сводятся к выбору типа канала, соответствующих источников питания, передающей и приемной аппаратуры, зондовых устройств и др. При этом предусматривается проведение электрического, радиоактивного и иногда

других методов каротажа. В качестве источников питания используются химические источники тока или турбогенераторы.

Системы контроля забойных параметров в первую очередь можно классифицировать по используемому для передачи закодированных данных от забоя к поверхности каналу связи. Разработаны следующие (основные) разновидности каналов связи, каждый из которых обладает своими преимуществами и недостатками:

- акустический;
- электрический (проводной);
- электромагнитный;
- гидравлический.

3.2. Акустический канал связи

Системы с акустическим каналом связи используют звуковые колебания, распространяющиеся в скважине по промывочной жидкости, колонне бурильных труб или окружающей породе. Соответственно поэтому они разделяются на три вида: гидроакустические, акустомеханические и сейсмические.

Из трех видов забойных телеметрических систем (ЗТС) с акустическим каналом связи сейсмические системы применяются пока только для пассивного контроля координат забоя. Из-за недостаточной точности определения положения забоя (десятки метров) они еще находятся на стадии научных и экспериментальных исследований.

В настоящее время ЗТС с гидроакустическим каналом связи не используются. Проблемой, связанной с созданием гидроакустического канала, является разработка низкочастотного излучателя до 100...200 Гц, который был бы способен эффективно возбуждать колебания внутри колонны бурильных труб в скважине.

Среди зарубежных телесистем встретить телесистему с акустическим каналом связи можно только в компании Schlumberger, хотя исследования в

этом направлении ведут многие нефтесервисные компании. Характерной особенностью телесистем cакустическим каналом связи независимость от параметров бурового раствора, так как акустический сигнал распространяется по трубам и только на дневной поверхности он трансформируется в электромагнитные колебания. Закодированный сигнал в виде упругих колебаний проходит по бурильной колонне. У акустического канала, помимо достоинств, есть и ряд недостатков. Переданные на поверхность сигналы обладают малой информативностью. Сигнал трудно распознавать на фоне помех вследствие низкой интенсивности, отражения и интерференции волн, происходящей из-за изменения диаметра труб и замковых соединений. Контроль забойных процессов основывается на анализе вибраций наземной части колонны бурильных труб. Основным параметром, который дается контролировать, является частота вращения долота, но обработка сигнала сложна и не дает точной технологической информации. К недостаткам акустического канала связи можно также отнести значительное затухание сигнала с глубиной, поэтому в бурильной колонне через интервал в 00 м должны быть установлены ретрансляторы, принимающие, усиливающие и передающие сигнал на поверхность. В состав каждого ретранслятора входит приемник, преобразователь, передатчик и Установка источник электроэнергии. ретрансляторов усложняет технологический процесс и приводит к дополнительным гидравлическим бурильным при движении бурового раствора по потерям Максимально возможная глубина применения акустического канала связи ограничена 4000 м [2, 3, 4].

3.3. Электрический (проводной, кабельный) канал связи

Для передачи электрических сигналов используется кабельный токопровод электробура или спускаемый по бурильной колонне специальный кабель.

Преимуществами кабельных систем являются двухсторонняя связь наземной аппаратурой, возможность передачи электроэнергии ПО линии связи ДЛЯ питания забойных датчиков, недостатками — высокая стоимость и низкая надежность специального бурильного инструмента. При применении кабельного канала передачи информации вводятся ограничения для технологии строительства наклонно направленных И горизонтальных скважин, исключается возможность проработок скважины, т.е. возможно бурение только на скольжении. Для устройства проводного канала связи в каждую бурильную трубу или свечу встроен отрезок кабеля по центру тела или по стенке трубы (например, геофизический кабель). При свинчивании труб отрезки проводов автоматически соединяются cпомощью специального контактного устройства. Из-за сложности технического выполнения кабельный канал связи используется редко и при бурении скважин не глубже 6000 м. В отечественной практике применяются кабельные телесистемы различных фирм-производителей. В качестве кабеля в них используется стандартный одножильный геофизический кабель [2, 3, 10].

3.4. Электромагнитный канал связи

Сигналы передаются на поверхность в виде электромагнитного излучения по массиву горных пород и принимаются расположенными на поверхности антеннами. Преимуществами данного способа передачи информации от забоя к поверхности являются отсутствие кабеля и необходимости в циркуляции, более высокая скорость передачи данных по сравнению с гидравлическим каналом связи, менее жесткие требования к буровому раствору. К недостаткам можно отнести высокую зависимость от электрофизических параметров пород и геологических характеристик около скважинного пространства, а также от наличия работающего поблизости Ha оборудования. нефтепромыслового величину качество электромагнитного сигнала отрицательно влияют электрические помехи, создаваемые нефтепромысловым оборудованием и низкоомными горными породами. Средний показатель по максимальной дальности устойчивой передачи сигнала составляет около 3500 м. Исторически сложилось, что электромагнитный канал связи используется в отечественных забойных телеметрических системах. Широкое распространение получили забойные телесистемы (ЗТС) с электромагнитным каналом связи, в состав которых входят:

- блок забойных датчиков;
- блок питания;
- блок обработки сигналов датчиков, их модулирования и формирования выходного сигнала для передачи на поверхность в процессе бурения;
 - наземное устройство для приема передаваемых сигналов;
 - наземное оборудование и приборы для декодирования полученных

сигналов, их преобразования в форму, удобную для использования информации, индикации в показаниях приборов, обработки и накопления в памяти ЭВМ [2, 3,10].

3.5. Гидравлический канал связи

Передача сигналов происходит в виде гидродинамических импульсов давления по потоку бурового раствора внутри бурильной колонны. Наибольшей популярностью гидравлический канал связи пользуется за рубежом, где считается наиболее надежным, дальнодействующим и не зависящим от электрофизических параметров пород.

К числу общих недостатков гидравлического канала передачи информации на поверхность относят:

1. Значительное затухание гидродинамических импульсов при прохождении через столб промывочной жидкости. Из зарубежного опыта известно, что при использовании растворов на водной основе импульс затухает приблизительно на 50% каждые 1000 м. Раствор на углеводородной

основе, а также аэрированные промывочные жидкости и пены еще более гасят импульсы давления.

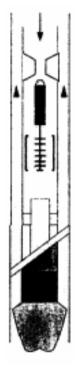
- 2. Наличие большого количества помех, вызванных, например, пульсациями давления, обусловленными неравномерной подачей качающих узлов буровых насосов.
- 3. Высокие требования к буровому раствору (содержание песка < 1 4 %, газа < 7%).
- 4. Вследствие относительно медленного распространения импульсов давления данные измерений передаются менее быстро, чем в системах с кабельным каналом связи.

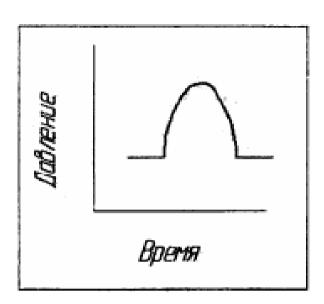
Существуют три принципа передачи информации по гидравлическому каналу связи: с положительными импульсами давления бурового раствора, с отрицательными импульсами и непрерывными волновыми скачками давления, близкими по форме с гармоническими. Образование импульсов давлений основано на перекрывании гидравлического канала с буровым раствором (положительные импульсы) или соединения его с затрубным пространством (отрицательные импульсы). Графические схемы образования положительных, отрицательных и непрерывных импульсов давлений представлены на рис. 3.2 — 3.4. Ниже приведено также краткое описание принципов образования импульсов.

Пульсатор (передатчик импульсов) генерирует положительные импульсы давления бурового раствора в соответствии с сигналами от блока датчиков. Положительные импульсы давления возникают при частичном перекрывании тарельчатым клапаном проходного отверстия для бурового раствора.

Импульсы давления принимаются датчиком давления приемной части, который установлен на стояке буровой установки на поверхности (амплитуда импульсов составляет 0,35 – 1,0 МПа). Клапан пульсатора

пошаговым двигателем.





или

Рисунок 3.2 – Принцип работы гидравлического положительного канала связи

Импульсы давления передаются по столбу жидкости в бурильной колонне приблизительно со скоростью звука, а затем они регистрируются на поверхности с помощью преобразователя давления, расположенного вблизи стояка.

Импульсы расшифровываются находящейся на поверхности системой обработки данных и передаются на рабочую площадку буровой бурильщику и операторам наклонно направленного и горизонтального бурения. Эти данные передаются в виде двоичных чисел (например, строки из "О" и "1", соответствующих передаваемым данным).

Гидравлический положительный канал передачи информации обладает следующими достоинствами и недостатками.

Достоинства:

1. Не требуется сообщения с кольцевым пространством.

- 2. Создает мощные и продолжительные, легко регистрируемые импульсы давления внутри бурильной колонны.
 - 3. Простота конструкции.

Недостатки:

- 4. Длительность передачи сигнала обычно больше, чем у других систем (меньшая частота прохождения сигналов).
- 5. Может быть чувствительным к наполнителям, применяющимся для ликвидации поглощения.
 - 6. Имеет ограничения по внутреннему диаметру.
 - 7. Чувствителен к производительности насосов.

Отрицательные же импульсы (рис. 3.3) генерируются при открывании на короткое время (0.25 - 1.0 c) клапана, перекрывающего проход в стенке бурильной колонны.

Спад определяется по падению давления в нагнетательной линии буровых насосов. Простые системы с отрицательными импульсами передают данные в виде двоичных чисел. В более сложных системах используются модулированные по времени пульсации, в которых промежутки времени между импульсами используются в качестве данных. Это позволяет формировать данные одним импульсом, а не последовательностью импульсов (битов информации).

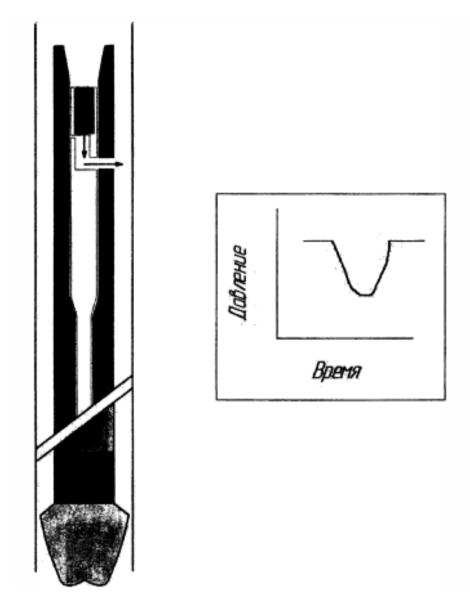


Рисунок 3.3 – Принцип работы гидравлического отрицательного канала связи

Гидравлический отрицательный канал передачи информации обладает следующими достоинствами и недостатками.

Достоинства:

- 1. Большая скорость передачи данных по сравнению с системами с положительными импульсами.
- 2. Широкий диапазон характеристик буровых растворов.

Недостатки:

- 3. Чувствителен к перепадам давления.
- 4. Существует сообщение с кольцевым пространством.

- 5. Имеет ограничения по внутреннему диаметру.
- 6. Во время работы формируются более слабые импульсы, которые трудно улавливать.

При образовании непрерывных импульсов используется поворотный к клапан (модулятор), с помощью которого создается непрерывное гармоническое колебание давления в столбе бурового раствора (рис. 3.4). Поворотим й клапан состоит из неподвижной пластины и ротора с изменяющейся скоростью. Когда ротор поворачивается под статором, создается непрерывная волна давления с частотой 12 Гц. Изменение скорости ротора создает фазовый сдвиг волны давления. Волна давления/фазовый сдвиг передаются инерх по буровому раствору в бурильной колонне, затем регистрируются и расшифровываются в двоичной системе.

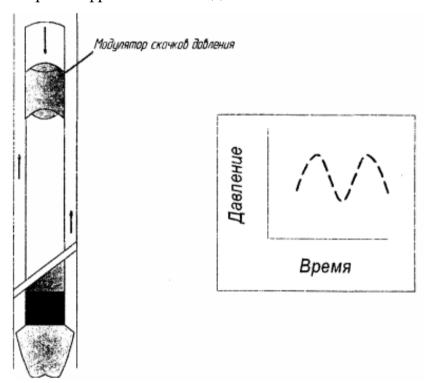


Рисунок 3.4 — Принцип работы гидравлического волнового канала связи Гидравлическая волновая передача информации обладает следующими достоинствами и недостатками.

Достоинства:

- 1. Большая скорость передачи данных по сравнению со стандартными системами с положительными импульсами.
- 2. Небольшое количество энергии, требующейся для приведения вращающегося клапана в движение, так как он движется перпендикулярно потоку.

Недостатки:

- 1. Действует в более узком диапазоне характеристик бурового раствора.
- 2. Имеет ограничения по внутреннему диаметру.
- 3. Более слабые импульсы, их труднее улавливать.
- 4. Высокая чувствительность к наполнителям для ликвидации поглощений.
 - 5. Большой перепад давления в забойном узле.
 - 6. Высокая интенсивность эрозии поворотного клапана.

Телеметрическая система с гидравлическим каналом связи снабжается энергией от турбогенератора, литиевых батарей (ресурс которых может составлять до 1000 часов) или комбинированным способом [2, 9, 14].

3.5.1. Факторы, оказывающие влияние на обнаружение импульсов давления

Глубина скважины. Чем больше глубина спуска датчика, тем слабее импульс, достигающий поверхности.

Вязкость бурового раствора. Существует обратная зависимость между вязкостью бурового раствора и величиной импульса: чем выше вязкость, тем более ослабевает импульс.

Плотность бурового раствора. С увеличением плотности бурового раствора импульс усиливается.

Расход бурового раствора. Расход бурового раствора связан такой же зависимостью с величиной импульса, как и плотность бурового раствора. Чем больше расход, тем сильнее импульс.

Факторы, вызванные изменениями сопротивления внутреннего пространства труб:

- 1. Изгибы трубопровода.
- 2. Арматура в трубопроводе, которая сама по себе вносит некоторую турбулентность в линию.
 - 3. Шероховатость сварных соединений секций трубопровода.
 - 4. Шероховатость сварных соединений с резьбовыми частями.
- 5. Чрезмерное количество конических пробок и клапанов на короткой секции линии бурового раствора.
 - 6. Тупиковые участки линии бурового раствора, которые создают стоячую волну.
- 7. Гибкие шланги в линии, остальная часть которой выполнена из металлических труб.

Факторы давления:

- 1. Факторы давления, связанные с люфтом во втулках насоса взазорах.
- 2. Шум в результате скачков давления, обусловленных процессом бурения:
 - кавитация в долоте;
 - перемещение стабилизатора;
- направляющие компоновки, которые используются при гидравлическом способе бурения для изменения направления скважины.
 - 3. Недостаточная зарядка компенсаторов.
 - 4. Негерметичные компенсаторы.
 - 5. Суммарная и дифференциальная частота пульсаций давления, генерируемых двумя насосами, которые работают с разной частотой.

Факторы, вызванные изменениями физических характеристик буровой колонны, типа бурового раствора и собственной частоты зонда:

- 1. Диаметр бурильной колонны.
- 2. Рабочая частота датчиков телесистемы.

- 3. Высокая водоотдача бурового раствора.
- 4. Тип бурового раствора (разбухающий, пластический, псевдопластический, реопектический или тиксотропный).

Каждый из этих типов имеет тенденцию к повышению либо понижению вязкости со временем, или при увеличении давления, или в обоих случаях.

Лучшее обнаружение импульсов достигается при использовании простой схемы сервисных трубопроводов, при эксплуатации насосов с рабочей частотой, значительно отличающейся от частоты передачи данных, а также при уменьшении помех, сопровождающих работу насосов.

Основные факторы, оказывающие влияние на детекцию импульсов, представлены на рисунке 3.5.

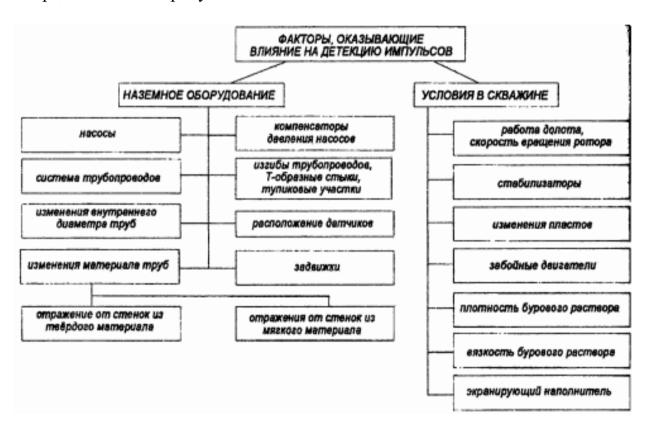


Рисунок 3.5 – Факторы, оказывающие влияние на детекцию импульсов

3.5.2. Основные источники помех при передаче импульсов через буровой раствор

Помехи от долота. Считается, что причиной этих помех являются многочисленные естественные источники, такие как трение о забой, колебания давления при работе долота, пульсация и работа проходного поршня при движении долота. Эти беспорядочные помехи обычно находятся в диапазоне от 0 до 50 Гц, с колебаниями давления, не превышающими 0,0138 МПа. Данные помехи ослабевают по мере углубления скважины, а также когда буровое долото находится над забоем. Уровень помех также может колебаться в зависимости от пласта.

Трение бурильной колонны. Помехи этого типа возникают при значительных синусоидальных колебаниях, обычно в диапазоне от 1 до 3 Гц. Эти частоты напрямую связаны с частотой вращения (числом оборотов в минуту), однако их диапазон может расширяться при нагрузке и разгрузке инструмента. Эти помехи сопровождаются колебаниями давления в диапазоне 0,069 – 0,276 МПа и не зависят от глубины скважины. Их возникновение связывают с нагрузкой на долото, изменения которой могут КНБК. оказывать влияние на механизм поведения Помехи беспорядочно появляться и исчезать, они могут усиливаться или ослабевать в зависимости от угла наклона ствола скважины.

Резонанс бурильной колонны. Эти помехи связаны с частотой резонанса бурильной колонны. Реальные частоты зависят как от характера взаимодействия бурильной колонны с пластом, так и от вида используемых буровых растворов. Данный тип помех характеризуется значениями давления выше 3,45 МПа и обычно сопровождается интенсивными перемещениями ведущей бурильной трубы. Изменения частоты вращения в диапазоне 10-20%, как правило, устраняют этот источник помех.

Быстрое поступательное движение труб. Этот тип помех в значительной степени обусловлен величиной давления. Интенсивность помех

связана с частотой изменений механической скорости проходки и обычно не МПа. 0,345 Помехи проявляются главным образом положительном или отрицательном скачке давления различной продолжительности. Обычно причинами появления этих помех служат временные перерывы в бурении, резкое перемещение труб во время их проработки или при опускании колонны на уровень забоя, а также движения долота при направленном бурении скважины.

Помехи от насосов. Как правило, представляют собой сильный, повторяющийся сигнал. Появление этого сигнала связывают с рабочей частотой насосов, с функционированием компенсатора, с эффектом избыточного давления при нагнетании бурового раствора, а также с состоянием насосных клапанов, цилиндровых втулок. Подача поршнями представляет собой насосов бурового раствора периодически повторяющийся процесс, состоящий из нескольких гармоник основной частоты вращения. Интенсивность данных помех обычно составляет около 0,689 МПа, но для некоторый насосов может достигать 1,74 МПа. Как правило, основная частота подавляется по отношению к нескольким первым гармоникам. Несмотря на то, что помехи от насосов генерируются самими насосами, в ряде случаев они регистрируются на выходе из ствола скважины после отражения от бурового долота. В свою очередь отраженная волна может вновь проделать весь путь, начав его от насосов. Этот феномен наиболее часто отмечается в не глубоких скважинах при очень низкой вязкости бурового раствора. Неисправный поршень, вкладыш или клапан могут видоизменять сигнал со слабым взаимодействием частот и ритмов при работе двух насосов. Эта частота обычно не выходит за пределы интервала шириной 0,25 Гц и может возникать за счет различий в рабочих частотах насосов. Именно эта проблема вызывает наибольшие трудности при использовании насосов с очень близкими рабочими частотами.

Гидравлические забойные двигатели. Низкоскоростные, с высокими моментными нагрузками винтовые забойные двигатели вызывают помехи, аналогичные помехам, вызываемым буровым долотом. Наиболее часто эта проблема возникает при использовании долот режущего действия РDС. Считается, что подобные помехи появляются при неустойчивом крутящем моменте на буровом долоте. Изменение крутящего момента трансформируется нагнетательными двигателями в пульсацию давления.

Стоячие волны. Стоячие продольные волны возникают в бурильной колонне и служат источником помех в диапазоне частот от 0,05 до 0,25 Гц. Эти помехи зависят от глубины скважины и от скорости распространения звука в буровом растворе.

Реверберация. Реверберация зависит от конфигурации поверхностных трубопроводов и от эффективности функционирования компенсаторов. Реверберация вызывается многократными отражениями, возникающими в коротких отрезках трубы, как правило, не в основном потоке. Этот феномен обычно устраняется компенсатором. Реверберация становится проблемой, когда частота отражений приближается к частоте сигнала.

Отражения. Все продольные волны отражаются от любого препятствия в напорном трубопроводе. Наиболее значительными препятствиями являются буровое долото и буровой насос. Эти отражения могут быть использованы для повышения или понижения эффективных помех. Они могут ВИН» легко устранены установкой датчиков на одной растворной линии. Наиболее часто источниками проблем являются бурильные трубы с постепенно уменьшающимся сечением, тупиковые секции наземных трубопроводов, сдвоенные протоки, а также поврежденные поверхности трубопроводных задвижек. По мере возможности все эти проблемы следует устранить или предупреждать [9].

3.5.3. Способы уменьшения влияния сторонних факторов на детекцию импульсов

Трубная обвязка

- 1) Не допускать протяженных глухих интервалов. Все соединения трубопровода оборудуются нагнетательного задвижками, которые помещаются в местах соединений. Всякий раз, когда входящий (или выходящий) импульс оказывается в месте соединения труб, он расщепляется. По достижении конца глухого интервала расщепленная волна отражается и возвращается обратно в напорный трубопровод, где расщепляется вновь. 11роцесс продолжается вплоть до полного затухания импульса. Этим объясняется стремление перекрыть трубу в месте ее соединения с напорным трубопроводом, а не в другом ее конце. Положение нормализуется, если расположить задвижку на расстоянии 3 – 6 метров от напорного трубопровода.
- 2) Минимизировать количество шлангов. При низких значениях давления импульс может видоизменяться в буровых и передаточных шлангах, которые могут вести себя как пружины, вызывая появление импульсов "обратного" знака. Это означает следующее: если на входе в шланг наблюдается скачок давления, то на выходе будет отмечено падение давления. Однако, вероятнее всего, шланг не обладает достаточной емкостью для полного возврата импульса от пульсатора и воздействию шланга подвергнется лишь часть волны. Вследствие этого импульс видоизменится, и его будет труднее обнаружить. Пропускная способность шланга является функцией его упругости. Некоторые шланги полностью утрачивают гибкость при давлении в 20 МПа. Однако до сих пор не выяснена величина давления, при которой влияние рассматриваемого эффекта на практике можно не учитывать.
- 3) Минимизировать количество резких изгибов. Свести к минимуму количество прямоугольных изгибов. Согласно теории отраженных

вол» резкие изгибы являются причиной появления отражений, ослабляющих импульс скачка давления.

4) He колебаний допускать значительных диаметра. увеличение/уменьшение Единовременное внутреннего диаметра трубопровода не должно превышать 0,0254 метра. При двукратном уменьшении площади поперечного сечения трубы возникает отражение составляющее 33% исходной волны. Другими импульса, словами, уменьшение диаметра трубы с 0,1524 м до 0,108 м приведет к потере 1/3 величины импульса.

3.6. Каротаж в процессе бурения

В настоящее время наиболее востребованы из-за своей простоты, дешевизны и информативности два вида каротажа в процессе бурения – гамма-каротаж и электромагнитный каротаж. Рассмотрим их более подробно.

3.6.1. Гамма-каротаж

Гамма-каротаж - это каротаж естественной радиоактивности. В горных породах основными источниками радиоактивности являются уран, торий и калий, чаще всего встречающиеся в глинистых минералах. Таким образом, датчик может использоваться для определения «глинистости» пород. Глины, как правило, обладают высокой пористостью и низкой проницаемостью и характеризуются высокими показателями по результатам гамма-каротажа. В свою очередь породы, представляющие собой коллекторы, например песчаники и известняки, обладают меньшей радиоактивностью и большими значениями пористости и проницаемости. Приблизительные естественной радиоактивности ДЛЯ различных пород единицах Американского института нефти (АРІ) приведены на рис. 3.6.

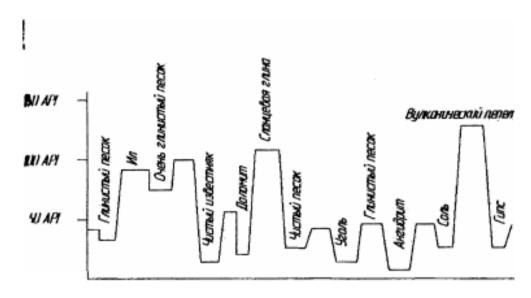


Рисунок 3.6 — Значения естественной радиоактивности в единицах API для различных минералов

Таким образом, результаты гамма-каротажа дают возможность оценить «глинистость» породы, а также говорят о потенциальных коллекторских свойствах (пористости или проницаемости).

Следует отметить еще несколько преимуществ использования зонда гамма-каротажа в составе телесистемы:

- возможность проведения каротажа естественной радиоактивности (который обычно входит в любой комплекс ГИС) в скважинах с высокими значениями интенсивности пространственного искривления, горизонтальных скважинах, где проведение комплекса геофизических исследований на кабеле невозможно или затруднительно;
- прибор благодаря высокой вертикальной разрешающей способности (около 15 см) позволяет проводить расчленение разреза, весьма точно оценивать мощность пропластков и отбивать их границы;
- данные интерпретации гамма-каротажа можно соотносить с литологическим разрезом для определения точного местонахождения, что позволяет избежать необходимости проведения промежуточных работ по ГИС;

– при проводке горизонтальных участков по коллектору гамма-каротаж не может использоваться для заблаговременного обнаружения границ пласта из-за небольшой глубины исследования, но он может быть полезен для подтверждения наличия входа в коллектор или выхода из него.

Как уже было сказано, результаты гамма-каротажа представляются в единицах АРІ (Американского института нефти). Аппаратура прибора преобразует количество событий за минуту в количество отсчетов за минут (то есть количество возникающих и посылаемых на аппаратуру импульсом пропорционально количеству излученных породой гамма квантов). Каротажи естественной радиоактивности в середине 20 века выполнялись с различным масштабированием. Поэтому в 1959 году был разработан стандарт Американского нефтяного института. Шкала единиц АРІ градуирована на 200 единиц.

Проводится цикл измерений, и количество отсчетов делится на время цикла. Полученное значение необходимо умножить на калибровочный коэффициент, учитывающий толщину и диаметр УБТ, в которой находится зонд. Данный коэффициент указывается в документации аппаратуры и вносится в программное обеспечение при настройке телесистемы.

3.6.2. Электромагнитный каротаж в процессе бурения

Исследование производится на 2 частотах излучения электромагнитных волн (400 кГц и 2 МГц), что позволяет зондировать горную породу в стенках скважины на разную глубину и с различным вертикальным разрешением. Принцип измерения удельного электрического сопротивления заключается в следующем. Передающая антенна формирует распространяющуюся электромагнитную волну, которая распространяется перпендикулярно оси прибора. Частота волн остается неизменной, меняются же фаза и амплитуда волны в зависимости от среды, через которую она проходит. Эти изменения измеряются по мере того, как волна проходит через приемные антенны.

В процессе исследований измеряется сдвиг фаз и затухание амплитуды электромагнитных волн. Сдвигом фаз называют замедление электромагнитной волны при распространении в проводящих слоях. В свою очередь затухание – это снижение мощности сигнала при распространении в проводящих слоях.

На рис. 3.7 и 3.8 показаны реакции пород с высоким и низким удельными сопротивлениями соответственно.

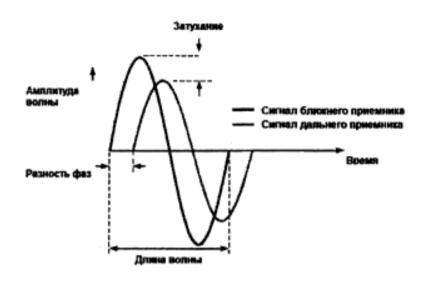


Рисунок 3.7 – Реакция среды с низким сопротивлением

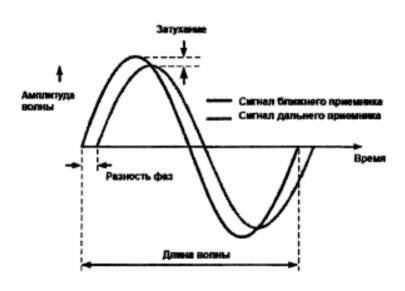


Рисунок 3.8 – Реакция среды с высоким сопротивлением

Величина уровня сигнала между двумя приемниками меняется обратно пропорционально удельному электрическому сопротивлению пласта, то есть чем больше проводимость (меньше сопротивление), тем больше понизится уровень сигнала на этом интервале. Глубина исследований электромагнитных приборов каротажа сопротивлений уменьшается с понижением сопротивления пласта [2, 10, 14].

Типовая конструкция прибора состоит из генераторов 2 частот, 2 передатчиков и 2 приемных станций. При частоте 400 кГц возможна наибольшая глубина исследования, а также устранение диэлектрических эффектов. (Под глубиной исследования понимают среднюю проводимость; зоны проникновения фильтрата бурового раствора и незатронутой зоны пласта.) Так, кривая затухания электромагнитных волн на частоте 400кГц отражает показания с наибольшей глубиной исследования пласта, больше всего на нее влияет сопротивление соседних слоев. Измерения же на частоте 2 МГц по разности фаз с учетом влияния скважины позволяют]получить наивысшее вертикальное разрешение. То есть прибор дает возможность 4 получать значения компенсированных удельных электрических сопротивлений.

3a прибора счет конструкции значения получаются скомпенсированными, то есть два измерения проводятся с одной и той же передатчиками, частотой расстояниями между НО OT различных передатчиков, после чего они суммируются и усредняются. Компенсация позволяет устранить ошибки, вызванные смещением характеристик антенн приемников из-за перепада давлений и температур, а также устраняет необходимость процесса осуществлении длительного снятия температурных характеристик.

Отметим, что применение зонда электромагнитного каротажа обусловлено необходимостью точной проводки горизонтального ствола скважины в коллекторе, а также возможностью количественно оценить

параметры продуктивного пласта. Зонд электромагнитного каротажа позволяет оценить следующие параметры:

- удельное электрическое сопротивление не затронутой воздействием бурового раствора зоны пласта;
- удельное электрическое сопротивление (УЭС) промытой зоны (зоны проникновения);
 - удельное электрическое сопротивление промывочной жидкости;
 - диаметр зоны проникновения фильтрата бурового раствора;
 - диаметр ствола скважины (то есть выполняет функцию каверномера);
 - водонасыщенность порового пространства;
- анизотропию проходимых пород (анизотропия больше влияет на разность фаз, чем на затухание. На высокой частоте, 2 МГц, значения УГ)С по разности фаз оказываются выше, чем по затуханию, причем значения измерений в залегающих под определенным углом пропластках больше, чем в случае, когда измерения выполнены параллельно плоскостям напластования);
 - подвижность углеводородов.

С точки зрения «геонавигации», то есть точного управления траекторией ствола скважины с использованием геологической геофизической информации пласте, знание величин удельных электрических сопротивлений наряду гамма-каротажа И наддолотной cданными инклинометрии является инструментом, позволяющим избежать отклонения траектории ствола скважины, которое может привести, например, к выходу из пласта-коллектора и, как следствие, к потере части продуктивного работ забуриванию интервала ИЛИ проведению дорогостоящих ПО дополнительного ствола скважины. При бурении горизонтального ствола ось прибора располагается параллельно или почти параллельно контактам (ВНК, ГНК, ГВК) или границам пластов. При большой глубине исследований прибор оказывается под влиянием вышележащей и нижележащей границ пластов и выдает аномальные значения (вначале происходит разделение кривых с большой и малой глубиной исследований, а затем появляются аномально высокие значения УЭС). Определение границ пластов на значительном расстоянии от прибора позволяет своевременно узнать о приближении к границе пласта и постепенно внести изменение в траекторию ствола скважины, с минимальным увеличением извилистости ствола.

На рисунке 3.9 представлены аномальные показания при бурении с зенитным углом около 90° в нефтеносном песке с УЭС 300 Ом·м относительно соседнего горизонтального ВНК, ниже которого УЭС составляет 10 Ом⋅м [2, 10, 14].

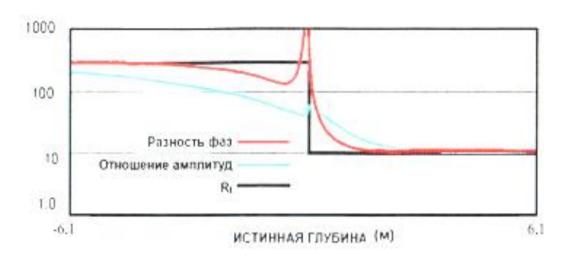


Рисунок 3.9 – Аномальные значения УЭС на частоте 400 кГц говорят о приближении к ВНК

Использование ИПБ и КПБ позволяет с оптимизмом относиться к разработки рентабельности вопросу нетрадиционных источников углеводородов: газогидратных, угольных, сланцевых залежей, где мировые запасы метана на несколько порядков превышают известные запасы традиционного природного газа, и залежей высоковязких нефтей и битумов. Технологии разработки труднодоступных залежей углеводородов горизонтальными открывают принципиально скважинами новые

возможности в плане сооружения и эксплуатации скважин с отдалением забоя от устья на десятки километров. При этом совмещаются функции, обеспечивающие бурение, капитальный ремонт. Методы интенсификации и транспортировки углеводородов являются решающими при освоении континентального шельфа России и являются стратегическим направлением научно-технического прогресса в разработке месторождений первой половины 21 века.

Вопросы для самоподготовки:

- 1. Общие сведения.
- 2. Акустический канал связи.
- 3. Электрический (проводной, кабельный) канал связи.
- 4. Электромагнитный канал связи.
- 5. Гидравлический канал связи.
- 6. Факторы, оказывающие влияние на обнаружение импульсов давления
- 7. Основные источники помех при передаче импульсов через буровой раствор.
- 8. Способы уменьшения влияния сторонних факторов на детекцию импульсов.
 - 9. Каротаж в процессе бурения.
 - 10. Гамма-каротаж.
 - 11. Электромагнитный каротаж в процессе бурения.

ГЛАВА **IV.**

БУРОВЫЕ РАСТВОРЫ И ОСЛОЖНЕНИЯ, ВОЗНИКАЮЩИЕ ПРИ БУРЕНИИ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ И НАКЛОННО НАПРАВЛЕННЫХ СКВАЖИН

4.1. Общая информация

Основная цель горизонтального бурения - повышение продуктивности и добычи за счет изменения условий течения, создание линейного режима течения углеводородной фазы в коллекторе вместо радиально-кольцевого. Именно это изменение режима течения является регулирующим фактором продуктивности и увеличения дебита. Поэтому одним из наиболее важных основных параметров горизонтального бурения является протяженность интервала дренирования, пробуренного горизонтально в коллекторе, или, точнее, относительная длина этого интервала в отношении к мощности коллектора и размерам площади дренирования [12].

При бурении сильно искривленных скважин возникают осложнения, связанные с применяемым буровым раствором. Следствием несоответствия бурового раствора условиям бурения могут быть следующие проблемы:

- прихваты бурильного инструмента, если поддерживается необоснованная величина водоотдачи раствора и высокое содержание твердой фазы;
 - плохая очистка и зашламление ствола скважины;
 - избыточный крутящий момент;
- высокие сопротивления расхаживанию бурильной колонны и невозможность передачи необходимого веса колонны на долото;
 - нарушение устойчивости стенок скважины;
- поглощение бурового раствора продуктивной зоной,
 сопровождающееся снижением производительности скважин;
 - кольматация приствольной зоны;

- образование уступов вследствие резкого самопроизвольного изменения в направлении бурения;
 - осложнения при спуске каротажных приборов на стальном канате;
 - плохое качество цементирования.

В скважине с большим углом отклонения от вертикали перенос шлама может представлять серьезную проблему, поскольку в данном случае для осаждения на стенку скважины шламу требуется преодолеть очень небольшое расстояние.

При бурении горизонтальных и наклонно направленных скважин высока вероятность шламонакопления, что объясняется уменьшением геометрических размеров кольцевого пространства и, как следствие, увеличением влияния пристенных эффектов. В результате этого изменяется профиль скоростей потока промывочной жидкости в кольцевом пространстве и уменьшается средняя скорость ядра потока бурового раствора, что ухудшает условия транспортирования шлама. Рекомендуется вращать бурильную колонну, что оказывает благоприятное воздействие на вынос шлама.

Правильно выбранная система бурового раствора - важное решение возникающих проблем.

Теоретически никаких проблем, связанных с очисткой горизонтальной секции ствола, возникать не должно, так как в зоне компоновки низа бурильной колонны поддерживается турбулентный режим течения (рис. 4.2). Однако промысловые данные опровергают это положение.

При прекращении циркуляции для снятия показаний ориентирующего инструмента или наращивания бурильной колонны твердые частицы скапливаются в нижней части ствола (рис. 4.1), и в условиях поддержания нормальной циркуляции удалить их очень трудно.

В связи с тем, что в узкой части кольцевого пространства, вблизи контакта бурильных труб со стенкой скважины, течение бурового раствора

минимально, достигается, как правило, невысокая степень очистки. А большая часть потока бурового раствора приходится на зону кольцевого пространства, имеющего максимальный зазор, выше колонны бурильных труб.

В горизонтальных скважинах перенос шлама может представлять достаточно серьёзную проблему. Поэтому важно правильно и рационально выбрать буровой раствор с регулируемыми реологическими свойствами. Если для подъема шлама к устью и поддержания его в состоянии движения вверх желателен турбулентный режим (рис. 4.2), то буровой раствор должен иметь низкую вязкость.

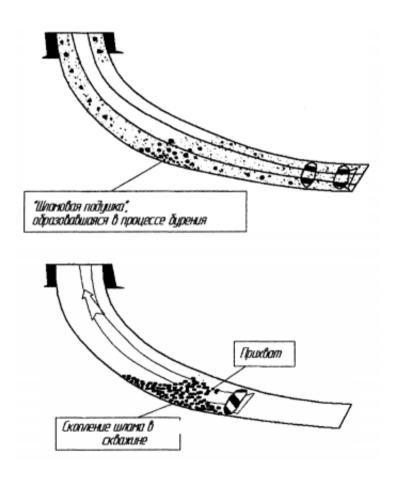


Рисунок 4.1 – Шламонакопление при бурении горизонтального ствола

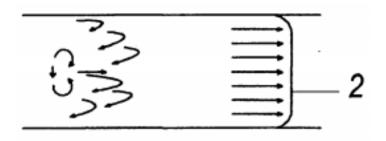


Рисунок 4.2 – Турбулентный режим течения жидкости

Если же поддерживается ламинарный режим течения (рис. 4.3), то буровой раствор должен иметь высокую вязкость при низкой скорости сдвига.

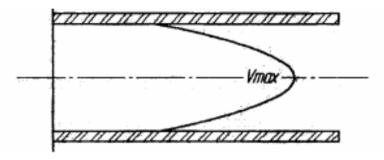


Рисунок 4.3 – Ламинарный режим течения жидкости

При бурении боковых стволов даже незначительное оседание шлама способно вызвать наростообразные отложения его на нижней стенке ствола скважины. В дальнейшем это может привести к прихвату бурильной колонны во время спускоподъемных операций (СПО), увеличению крутящего момента и сил трения, действующих на бурильную колонну, вследствие уменьшения диаметра кольцевого пространства.

4.2. Особенности промывки боковых стволов

Гидравлическая программа строительства дополнительного ствола определяет ряд технико-технологических рекомендаций:

 по режиму промывки и составу бурового раствора; снижению гидродинамического давления в скважине;

- по обеспечению выноса шлама, особенно с участков с зенитным углом более 55 ~ 65°, путем оптимизации режима промывки и реологических параметров бурового раствора;
- по предотвращению прихватов и обеспечению передачи рациональной осевой нагрузки на долото за счет улучшения смазывающих свойств бурового раствора, уменьшения толщины и липкости корки;
- по сохранению устойчивости стенок скважины путем регулирования кольматирующих, фильтрационных свойств бурового раствора и выбора оптимального диапазона его плотности.

В связи со значительным увеличением объёмов горизонтального бурения к буровым растворам предъявляются дополнительные технические требования. Принципы выбора бурового раствора горизонтальных и вертикальных скважин одинаковы. Однако при выборе промывочной жидкости для горизонтальных скважин некоторые факторы требуют к себе более пристального внимания и более детальной проработки.

Установлено, что для достижения улучшенных показателей бурения и успешной проводки скважины особенно важно поддерживать высокие взвешивающие и несущие свойства бурового раствора. В противном случае возникают осложнения. Скопление выбуренных твердых частиц в скважине ведет к увеличению трения и уменьшению возможности передачи нагрузки на долото, что в свою очередь приводит к снижению механической скорости бурения.

Скорость осаждения частицы шлама в буровом растворе зависит от структурных свойств жидкости. Эта зависимость влияет на транспортировку шлама и в вертикальных скважинах. Однако после образования шламовой постели на нижней стенке скважины с зенитным углом более 30° изменение реологических свойств раствора мало улучшает вынос шлама. Маловязкие жидкости наиболее эффективны в скважинах с зенитными углами более 30°, т.к. режим их течения турбулентный и завихрения потока способствуют

выносу шлама. Для уменьшения гидравлических сопротивлений и обеспечения более плоского профиля скоростей в затрубном пространстве пластическую вязкость следует понизить до минимума.

Для выноса шлама из горизонтального участка диаметром 216 – 241 мм обычно достаточно иметь производительность насосов в пределах 20 – 30 л/с. В связи с этим должна быть обеспечена турбулизация потока промывочной жидкости – динамическое напряжение сдвига т0 не должно превышать 5 Па, а пластическая вязкость должна быть низкой (для этого должна быть организована хорошая, очистка бурового раствора от выбуренной породы, чтобы содержание твердой фазы в растворе было минимальным). Однако необходимо, чтобы удерживающие свойства бурового раствора были высокими. Особенно это важно для тех периодов, когда раствор в скважине остается в покое.

Горизонтальный ствол лучше очищается при турбулентном режиме повышение турбулентности течения. Однако потока обусловливает эрозионное разрушение стенок горизонтального ствола и появляется опасность обвалообразований. Турбулизация потока бурового раствора будет характерна в основном для верхней части горизонтального ствола. При турбулентном потоке перемещение шлама не зависит от реологических показателей промывочной жидкости. В верхнем сечении ствола перемещение шлама происходит с большей скоростью относительно нижнего сечения, где бурового поток раствора ламинизируется И отмечаются процессы шламонакопления, дюнообразования и заиливания.

При этом желательно, чтобы упрочнение структуры со временем происходило медленно. Хотя при турбулентном режиме течения вынос шлама из горизонтального участка улучшается, создание такого режима не является непременным условием, а иногда турбулентный режим просто недостижим. Важнее всего ограничивать механическую скорость проходки до нужных пределов. При проявлении признаков неудовлетворительной

скважины лучше увеличить подачу насосов, чем изменять реологические свойства бурового раствора или режим течения. Повышение плотности раствора способствует лучшему выносу шлама. В большинстве случаев выбор плотности бурового раствора предопределён другими факторами, в частности, выбор плотности зависит от величины пластового давления, величины напряжения в околоствольной зоне, свойств горных пород. Необходимо, чтобы значение плотности было достаточным для того, чтобы обеспечить деформационную устойчивость стенок скважины, предотвратить осыпи и обвалы при данном угле падения пластов и данной величине зенитного угла. Завышенное значение плотности может привести к гидроразрыву породы. Поэтому очень важно рационально определить плотность бурового раствора, необходимую для того, чтобы в процессе бурения удерживать искривлённые участки в стволе скважины. Поведение горных пород при одних и тех же углах искривления на разных площадях разное. В связи с этим для сохранения устойчивости ствола плотность бурового раствора приходится определять отдельно для каждой площади и литологической группы пород.

При строительстве горизонтальных скважин особое внимание следует уделять смазочным добавкам в буровой раствор для уменьшения сил сопротивления при спускоподъемных операциях.

4.3. Взаимосвязь между реологией бурового раствора и его транспортирующей способностью при строительстве скважин с большим отходом от вертикали

К буровым растворам, применяемым для бурения горизонтальных скважин, предъявляются достаточно высокие требования.

Проектирование современной системы очистки горизонтальной скважины должно включать проектирование реологических свойств промывочной жидкости и технологии промывки таким образом, чтобы

обеспечивалась высокая скорость бурения без применения дополнительных средств очистки или других способов ликвидации осложнений.

Анализ реологических показателей бурового раствора показал, что наилучшая корреляция между объемом шлама в затрубье при установившемся режиме течения и показаниями вискозиметра достигается при малых скоростях сдвига. Это относится к показаниям при 6 и 3 об/мин и начальной прочности геля (Θ_1). Коэффициент корреляции от 0,9 до 0,95.

При углах наклона 45° увеличение значений этих параметров улучшало вынос шлама, т.е. уменьшался объем шлама в затрубье. То же наблюдалось при углах, близких к 90 градусам, но при ламинарном режиме течения.

Вязкость бурового раствора

Буровые растворы - это неньютоновские жидкости. Для них характерно изменение кажущейся вязкости с увеличением скорости деформации. Однако кажущаяся вязкость оказывает незначительное влияние на вынос шлама.

У неньютоновских жидкостей зависимость между напряжением сдвига и скоростью сдвига определяется как эффективная Однако вязкость. У эффективная вязкость неньютоновской жидкости непостоянна. большинства буровых растворов эффективная вязкость сравнительно высока при низких скоростях сдвига и сравнительно низка при высоких скоростях сдвига. Получается, что при увеличении скорости сдвига эффективная вязкость снижается. Когда жидкость ведёт себя, таким образом, она называется разжижающейся при сдвиге. Итак, эффективная вязкость раствора будет сравнительно высокой при низких скоростях сдвига в кольцевом пространстве, что как раз способствует очистке ствола.

А.И. Пеньков и С.А. Рябоконь [1] считают, что в сильнонаклонных скважинах образуются трудно вытесняемые «языки», состоящие из твёрдой фазы, выпавшей из бурового раствора на нижнюю стенку наклонной скважины. Для того чтобы исключить её выпадение, необходимо

поддерживать динамическое напряжение сдвига в соответствии с углом наклона скважины, равное:

$$r_0 = -1.0 + 0.1377 \alpha$$

где

 r_0 — динамическое напряжение сдвига, Па;

 α — угол наклона скважины, градус.

Касательное напряжение сдвига

В результате экспериментов было выявлено, что вынос шлама улучшается при малых скоростях вращения ротора, например 100 об/мин. Коэффициент корреляции в большинстве случаев превышал 85% для ламинарного течения при малых скоростях. Показания при 6 и 3 об/мин также хорошо коррелируются с транспортировкой шлама при самых разных углах искривления.

Режим течения жидкости

С увеличением зенитного угла вынос шлама затрудняется. Уже при углах $40-50^{\circ}$ возникают сложности с очисткой ствола скважины. При зенитных углах до 45° шлам выносится эффективнее при ламинарном режиме течения. Транспортировка улучшается при повышении реологических свойств, особенно динамического напряжения сдвига τ_0

Турбулентный режим предпочтителен при углах, близких к 90 градусам. При турбулентном режиме реология раствора оказывает незначительное влияние на транспортировку шлама.

Тиксотропные свойства буровых растворов

В некоторых гетерогенных средах, таких как буровые растворы, скорость деформации, вызванная определённым напряжением сдвига, зависит также от структурных изменений, возникающих вследствие этого сдвига.

Под тиксотропией понимают изотермическое или изобарическое преобразование системы «золь-гель-золь», то есть образование гелевой структуры, когда раствор находится в состоянии покоя, и переход в жидкообразное состояние при перемешивании [15]. Прочность структуры геля, которая способна сопротивляться разрушению, характеризуется напряжением сдвига.

С технологической точки зрения показатель тиксотропии (СНС) важен при оценке удерживающей способности бурового раствора остановленной циркуляции, а также при оценке гидродинамических операций давлений время спускоподъемных восстановлении И циркуляции. В первом случае необходимо иметь более высокие значения статического напряжения сдвига, а во втором – минимальные, чтобы не допустить гидроразрыва пород и поглощения бурового раствора при спуске труб и восстановлении циркуляции или снижения забойного давления при подъёме бурильной колонны.

В соответствии с нормами АНИ значение СНС, или Θ, необходимо измерять для 10 с и 10 мин при скорости вращения 3 об/мин после выдержки раствора в состоянии покоя.

При различных зенитных углах увеличение начального статического напряжения (10 с) снижало накопление шлама в заколонном пространстве.

Более высокие значения параметров позволяют работать при ламинарном режиме даже при углах, близких к горизонтальным, особенно при малых скоростях сдвига.

Показатели СНС через 10 минут не коррелируются с транспортировкой шлама при самых разных углах искривления.

Таким образом, к реологическим параметрам, имеющим связь с процессом выноса шлама, относятся:

 касательные напряжения при средних скоростях сдвига бурового раствора в затрубном пространстве;

- показания вискозиметра при 3 об/мин;
- начальное статическое напряжение сдвига (CHC_{10c})

При ламинарном режиме течения увеличение значений вышеупомянутых показателей способствует активизации процесса выноса шлама.

Для углов отклонения от вертикали до 45°C процесс выноса шлама лучше протекает при ламинарном режиме течения. При углах > 60°C рекомендуется турбулентный режим.

При турбулентном режиме реология раствора заметно не влияет на концентрацию шлама в затрубном пространстве.

4.4. Характеристики шлама и шламовых скоплений

Основные характеристики выбуренного шлама – плотность, размер частиц, их форма, а также активность взаимодействия с буровым раствором. Плотность выбуренного шлама варьируется от 2,0 до 2,8 г/см³, что выше плотности буровых растворов. Первоначальный размер и форма шламовой частицы определяется типом долота, механической скоростью бурения и забойным дифференциальным давлением. Наибольший по размеру шлам генерируется долотами с длинными зубьями при высокой механической скорости бурения и пониженном дифференциальном давлении. Самые большие частицы – осыпающиеся, создаваемые перегруженными сланцами и нестабильностью ствола. Шлам может физически видоизменяться под действием бурового раствора (диспергирование, агрегирование), и в результате механической деградации (большие частицы измельчаются, превращаясь в более мелкие). Осыпающиеся и другие большие частицы сложно транспортируются из скважины, могут рециркулировать в затрубном пространстве до тех пор, пока при вращении бурильной колонны не измельчатся, превратившись в более мелкие, легче транспортируемые частицы.

Если нет надлежащих удерживающих сил, шлам может аккумулироваться на забое скважины (выпадать), в обсадных колоннах большого диаметра, на отдельных участках (пробкообразование), на нижней стороне наклонно направленного интервала (постели), как грязевые кольца в размытых зонах, и прямо около УБТ или забойной компоновки (пробки и сужения). Пробки и прихваты труб могут вызываться затягиванием УБТ и элементов выше через уже существующие шламовые скопления. На рисунке 4.4 показана шламовая постель, формирующаяся в кольцевом пространстве с высокой кривизной.

Скопления шлама могут быть трудно размываемыми, поэтому свойствам раствора и мероприятиям в буровой практике, которые минимизируют их формирование, должно придаваться особое значение.

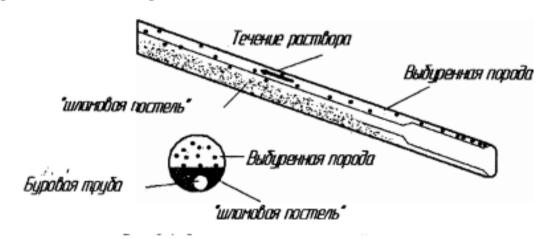


Рисунок 4.4 – Формирование «шламовой постели»

«Шламовые постели», формирующиеся в горизонтальных скважинах, могут приобретать широкий диапазон характеристик, которые сильно воздействуют на технологию очистки скважины. Например, чистый песок, выбуриваемый чистым рассолом, будет формировать неконсолидированные шламовые скопления, которые имеют тенденцию скатываться быстрее, чем сползать вниз, и способствуют гидравлической и механической эрозии. Активные сланцы, разбуриваемые на растворах на водной основе, могут формировать толстые, подобные фильтрационной корке «постели», которые

очень тяжело удаляются без агрессивного гидродинамического и механического воздействия.

4.5. Требования к очистке буровых растворов при проводке горизонтальных скважин

4.5.1. Показатель степени очистки

Процесс очистки бурового раствора занимает важное место среди других процессов строительства горизонтальных скважин. Поддержание свойств бурового раствора особенно важно при вскрытии продуктивных пластов. Наиболее эффективными методами регулирования содержания твёрдой фазы являются механические методы, позволяющие удалять из бурового раствора выбуренную породу в виде шлама или сгущенной пульпы плотностью 1400 – 1900 кг/м³. Механические средства очистки позволяют значительно сократить объёмы избыточного раствора, а также расход материалов на разбавление раствора.

Показатель степени очистки представляет собой отношение объёма частиц, удаленных из раствора наземным оборудованием, к объёму выбуренной породы. При высокой степени очистки объём избыточного раствора может быть незначительным (в пределе $\varepsilon \to 1$, $V_{uso} \to 0$). Правда, изза сильного измельчения породы даже при многоступенчатой очистке из раствора не удаляется вся выбуренная порода.

В табл. 4.1 приведены экспериментальные данные по эффективности применения различных механических средств очистки буровых растворов.

Таблица 4.1 — Эффективность применения различных механических средств очистки буровых растворов

Наименование	Размер удаляемых	Степень очистки	Плотность шлама,
средств очистки	частиц, мкм	раствора, %	г/см3
Вибросито	>140,0	10-25	1,6-1,7
Пескоотделитель	70,0-140,0	20-30	1,4-1,5
Илоотделитель	40,0-70,0	15-20	1,25-1,4
Центрифуга	5,0-40,0	20-40	1,8-1,9

4.6. Требования, предъявляемые к раствору для обеспечения хорошей очистки его от выбуренной породы

Основным мероприятием, способствующим поддержанию компонентного состава и показателей свойств буровых растворов при бурении скважин, является своевременная и качественная очистка раствора от выбуренной породы.

Особенно жесткие требования к очистке раствора должны предъявляться при вскрытии продуктивных пластов горизонтальных скважин. При этом степень очистки бурового раствора должна приближаться к 100%.

Достижение требуемой степени очистки бурового раствора на данном этапе развития буровой техники возможно только при применении многоступенчатых систем очистки.

Применение четырёхступенчатой системы очистки позволяет существенно сократить объём избыточного раствора, что очень важно для решения экологических проблем при строительстве скважин.

Первая ступень очистки — вибросита. Принцип работы любого вибросита прост и заключается в подаче бурового раствора из потока циркуляции на вибрирующую с определенной частотой сетку, где крупные и средние частицы шлама удаляются по желобу в отвал, а более мелкие поступают с раствором в поток циркуляции для дальнейшей очистки.

На второй и третьей ступенях очистки используют гидроциклонные песко- и илоотделители. Механизм работы гидроциклонов основан на том, что центробежная сила значительно превышает силу тяжести, действующую на частицу. При этом более крупные и тяжёлые частицы отбрасываются к стенкам и двигаются вниз к вершине конуса, а мелкие и лёгкие вместе с жидкостью двигаются во внутреннем потоке циклона, направленном вверх к сливному патрубку.

Для эффективного удаления мелких частиц применяются центрифуги. Центрифугирование разбавленной суспензии производится путём действия объемных сил дисперсной фазы в роторах со сплошной стенкой и объёмных сил дисперсионной среды и частично дисперсной фазы в роторах с перфорированной стенкой.

Очистка малоутяжелённых буровых растворов (плотность 1,4-1,6 г/см 3) должна осуществляться виброситами, сито-гидроциклонными установками и центрифугой

При использовании утяжеленных буровых растворов их очистка должна осуществляться виброситом и центрифугой. При этом центрифуга используется в режиме регенерации утяжелителя и удаления из системы циркуляции тонкодисперсной выбуренной породы.

Качество очистки бурового раствора зависит от эффективности каждой ступени очистки.

4.6.1. Очистка бурового раствора виброситами

Эффективность очистки раствора виброситами зависит от размера ячеек сетки, пропускной способности, количества используемых вибросит. С уменьшением размера ячейки вибрирующей сетки степень очистки раствора увеличивается. При этом режим работы вибросит и их количество должны обеспечивать очистку всего объема раствора, выходящего из скважины.

Пропускную способность вибросита можно определить по формуле

$$Q_P = \frac{Q_B}{\exp 24.4 \cdot \eta_{n\pi}}$$

где

 Q_P – пропускная способность вибросита по буровому раствору, л/с;

 $Q_{\rm B}$ – пропускная способность вибросита по воде, л/с;

 η – пластическая вязкость бурового раствора, Па-с.

Для сеток с различным размером ячеек $Q_{\rm B}$ имеет следующие значения: размер ячейки сетки 0.16×0.16 мм - 40.0 - 45.0 л/с;

размер ячейки сетки $0,20\times0,20$ мм — 50,0 л/с; размер ячейки сетки $0,25\times0,25$ мм — 60 л/с; размер ячейки сетки $0,40\times0,40$ мм — 140 л/с

Количество вибросит BC-1, необходимое для очистки циркулирующего ј раствора, определяется из зависимости

$$n = \frac{Q_H}{Q_P}$$

Пример. Подача буровых насосов $Q_{\rm H}=30\,$ л/с, в качестве бурового раствора используется раствор с вязкостью $\eta_{nn}=0{,}025\,$ Па-с. Для качественной очистки выбираем сетку с размером ячейки $0{,}16\times0{,}16\,$ мм. Определим пропускную способность вибросита:

$$\ln\,Q_{\rm P} = \ln\,Q_{\rm B} - 24,4\,\,\eta_{\scriptscriptstyle nn} = 3,81 - 24,4 - 0,025 = 3,81 - 0,61 = 3,2$$
 или $Q_{\rm P} = 24,5\,\,\rm \pi/c$

Следовательно, для очистки всего объема циркулирующего бурового раствора потребуются два вибросита.

$$\eta = \frac{30,0}{24.5} = 1,22 \approx 2$$

Использование вибросит с мелкоячеистыми сетками позволит удалить из бурового раствора до 20-30% выбуренной породы.

4.6.2. Очистка бурового раствора гидроциклопными песко- и илоотделителями

Эти устройства предназначены для удаления из бурового раствора частиц породы размером до 30-40 мкм. Эффективность разделения дисперсной фазы в центробежном поле гидроциклона зависит от многих факторов, и в первую очередь от производительности шламового насоса Q, напора H, плотности ρ_p и вязкости η бурового раствора.

Для гидродинамически подобных гидроциклонов размер удаляемых частиц можно представить соотношением:

$$\delta_1 = \delta_1 \sqrt{\frac{\eta_2 \cdot \Delta \rho_1}{\eta_1 \cdot \Delta \rho_2}} \tag{4.3}$$

где $\delta_{_1}$ — размер частиц, удаляемых гидроциклоном из тестовой жидкости, имеющей вязкость η при разности плотностей Δ $\rho_{_1}=(\rho_{_n}-\rho_{_g})$, мкм;

 δ_2 — размер частиц, которые будут удаляться гидроциклоном при реальных значениях вязкости η_2 при разности плотностей Δ ρ_2 , мкм

Как видно из приведенных расчетов, выбор и необходимость использования гидроциклонных песко- и илоотделителя обусловлены вязкостью и плотностью применяемых растворов. В целом на гидроциклонных установках может быть удалено до 30% выбуренной породы.

4.6.3. Применение центрифуги

С учетом эффективности очистки раствора гидроциклонными аппаратами определим требуемую производительность центрифуги при непрерывной ее работе в процессе углубления скважины.

Производительность центрифуги при полном удалении выбуренной породы из бурового раствора равна:

$$q = \frac{V_n}{\varepsilon \sum (\frac{V_n}{Q} + 0.01 \cdot r)}$$
 (3.4)

где q - производительность центрифуги, м $^3/\mathrm{q}$;

 $V_{\rm n}$ – объем выбуренной породы, м $^3/$ ч;

 $Q_{\rm n}$ — производительность циркуляционной системы, м 3 /ч;

 ε – степень удаления породы центрифугой в долях единицы,

 $\varepsilon = 0.9$;

 Γ – содержание твердой фазы в исходном растворе, Γ = 5,0%.

$$V_{n}=E\times F\times V_{M} \tag{3.5}$$

$$E = \left(1 - \frac{\varepsilon_1 + \varepsilon_2}{100}\right) = \left(1 - \frac{20 + 30}{100}\right) = 0,5$$
 (3.6)

F – площадь скважины с учетом кавернозности, м 3 /ч;

 $V_{\rm M}$ – механическая скорость бурения, м/ч.

где E — коэффициент, учитывающий степень очистки раствора на вибросите и гидроциклонах:

Предположим, что скважина бурится долотом — 0,216 м с механической скоростью $V_{\rm M}=5,0$ м/ч, производительность циркуляционной системы $Q_{_{\it c}}=108,0$ м 3 /ч (30 л/с).

Время работы центрифуги может составлять 20% от времени на механическое бурение.

4.7. Зависимость эффективности очистки от параметров скважины

Эффективность очистки скважины зависит от профиля скважины и геометрии затрубного пространства.

Эксцентричность колонны бурильных труб является следствием увеличения зенитного угла ствола скважины и зависит от кольцевой геометрии.

Предложены разные классификации углов наклона ствола. Одни исследователи делят ствол скважины на 3 отличающихся друг от друга по степени очистки интервала в зависимости от угла наклона:

$$0-45^{\circ}$$
; 2) $45-55^{\circ}$; 3)55 -90° .

Другие предлагают разделение на 4 интервала в зависимости от поведения шлама в затрубном пространстве:

- 1) вертикальный $0 10^{\circ}$;
- 2) низкий $-10-30^{\circ}$;
- 3) средний $-30-60^{\circ}$;
- 4) высокий $-60 90^{\circ}$.

При угле наклона ствола менее 10° частицы начинают оседать по направлению к забою под влиянием силы тяжести.

В интервале $10 - 30^{\circ}$ начинают формироваться напластования шлама. Шлам становится более вязким и плотным при увеличении угла, сохраняя, однако, тенденцию к скольжению вниз к забою. Эта тенденция проявляется до тех пор, пока наклон не достигнет 60° , после чего силы трения являются причиной остановки шлама.

Наиболее опасным является интервал с углами наклона $45-55^{\circ}$ (по первой классификации) и с углами наклона $30-60^{\circ}$ (по второй классификации).

В сильно искривленных скважинах вязкость, статическое напряжение сдвига и режим промывки имеют особое значение, потому что частицы выбуренной породы в таких скважинах могут осаждаться намного быстрее, чем в вертикальных за счет эффекта Бойкотта. Увеличение скорости осаждения вследствие бойкоттовского осаждения наиболее заметно при углах наклона скважины от 40 до 50°; в этом же диапазоне происходит Co наиболее интенсивное скольжение шлама. сползанием результирующий градиент плотности раствора по поперечному сечению вызывает нарушение равновесия давлений, что приводит к образованию конвекционных потоков жидкости, выталкивающих более легкую жидкость вверх и способствующих движению шлама вниз, тем самым ускоряя осаждение шлама. Во многих случаях циркуляция раствора усиливает эффект Бойкотта. В результате шлам осаждается намного быстрее в динамических условиях. Увеличение скорости циркуляции, вязкости и прочности геля может замедлить, но не устранить усиленное динамическими условиями осаждение Бойкотта.

Улучшение удерживающей способности бурового раствора способствует меньшему осаждению шлама. Улучшение удерживающей способности достигается повышением прочности геля, вязкости при низких скоростях сдвига (ВНСС) и плотности раствора.

Свойства раствора и параметры режима бурения должны быть подобраны для наиболее критического интервала, но нельзя игнорировать и другие.

Геометрия затрубного пространства значительно влияет на поведение шлама. Частицы шлама имеют тенденцию аккумулироваться в интервалах уменьшения скорости течения. Частицы, попавшие в эти интервалы, могут оседать и при углах менее 50° скользить по стенке скважины и закупоривать кольцевое пространство.

Увеличение скорости течения раствора улучшает транспортировку шлама.

Эксцентричность колонны бурильных труб и скорость их вращения значительно влияют на профиль скоростей и поведение твердых частиц.

При угле наклона более 20° колонна бурильных труб может "лежать" на нижней стенке скважины. Это заставляет большую часть жидкости протекать по верхней части кольцевого пространства, препятствуя нормальной транспортировке, так как подобный профиль течения дает недостаточно энергии для транспортирования частиц по нижней части ствола и способствует напластованию шлама.

4.8. Зависимость эффективности очистки от режима течения жидкости

Скорость течения раствора в затрубном пространстве рассматривается как ключевой параметр очистки ствола. Увеличение скорости течения улучшает транспортировку шлама, несмотря на режим потока.

При очень высокой скорости (турбулентный режим течения) большинство твердых частиц выносится потоком.

Низкая кольцевая скорость может позволить частицам концентрироваться на нижней стенке скважины, и в результате сформируется шламовая подушка.

Турбулентный режим для выноса шлама применяется в тех случаях, когда:

- не происходит значительного размыва стенок скважины;
- в самой широкой части затрубья можно поддерживать число
 Рейнольдса, превышающее 4000;
- предполагается вымывание только бурового шлама (а не больших кусков обвалившейся породы);
 - производительность насоса может обеспечить заданный расход;
- обеспечивается повышенная скорость движения раствора в затрубном пространстве. Скорость движения раствора в затрубном пространстве должна быть не менее 0,84 м/с

Трудно точно определить скорость, требуемую для создания турбулентного потока в эксцентричном кольцевом пространстве для неньютоновской жидкости. Для расчетов обычно применяется число Рейнольдса, равное 4000. Турбулентность не рекомендована для эрозионно-чувствительных формаций и при ограниченной мощности насоса.

Хорошей очистки скважины в ламинарном режиме можно достичь, когда все реологические свойства раствора правильно подобраны. Наилучшей очистки скважины биополимерными растворами можно достичь при ламинарном потоке, вращении и полной эксцентричности инструмента. Вращение возбуждает спиральный поток, который помогает быстро удалить существующий шлам и предотвратить образование новых напластований.

4.9. Зависимость эффективности очистки от свойств раствора Вязкость раствора при низких скоростях сдвига (ВНСС)

Высокое значение вязкости при низких скоростях сдвига (ВНСС) обеспечивает прекрасную выносящую способность раствора. Хорошая удерживающая способность позволяет предотвратить оседание шлама.

Очистку ствола скважины при циркуляции раствора можно улучшить за счёт увеличения динамического напряжения сдвига τ_0 .

В настоящее время хорошо известно, что качество очистки при ламинарном режиме зависит от значений ВНСС, которая пропорциональна истинному значению τ_0 раствора.

Величину τ_0 нельзя рассматривать в качестве надёжного индикатора качества очистки ствола горизонтальной скважины. Показания ротационного вискозиметра Фанн при 3 и 6 (или 3 и 100) об/мин могут быть использованы для вычисления истинного τ_0 с достаточно высокой точностью.

При низких скоростях сдвига наиболее точно реологические свойства характеризуют показания вискозиметра при частоте вращения 3 и 6 об/мин, а также значение начальной прочности геля. Существует правило, согласно которому значение показаний на вискозиметре при 6 об/мин должно быть в 1 — 1,5 раза больше диаметра скважины в дюймах (вычисления и измерения в системе АНИ).

$$\tau_0 > (1 - 1.5) \, \text{Д}_{\text{CKB}}$$
 (4.7)

где τ_0 фунт/100 фут²; Д_{СКВ}, дюйм;

$$\tau_0 > (0.3 - 0.5) \, \text{Д}_{\text{CKB}}$$
 (4.8)

где τ_0 дПа; Д_{СКВ}, мм

Вискозиметр Брукфильда позволяет измерять вязкость раствора при низких скоростях сдвига (далее — ВНСС) — он позволяет измерять напряжение сдвига при $0.0636~{\rm c}^{-1}$, что значительно ниже $5.11~{\rm c}^{-1}$ стандартного шестискоростного полевого вискозиметра, при $3~{\rm o}6/{\rm muh}$.

С применением растворов с повышенным значением ВНСС (минимум 40000 мПа·с при скорости сдвига 0,063 с⁻¹) не требуется турбулентный режим течения для удаления шлама.

Растворы с повышенной ВНСС показали очень хорошие результаты при ламинарном потоке и эксцентричной вращающейся бурильной колонне. Плоский профиль СНС позволяет эффективно удерживать выбуренный

шлам, снизить пусковое давление, уменьшить броски давления при СПО (эффект «поршневания»).

Эффективная транспортировка шлама может быть получена за счёт того, что частицы шлама наделены энергией. При турбулентном потоке это обеспечивается за счёт высокой скорости течения. Растворы с повышенной ВНСС должны работать в ламинарном режиме для эффективной передачи энергии. Вращение бурильной колонны позволяет придать частицам шлама дополнительную механическую энергию. Однако это эффективно лишь в растворах с высокой ВНСС и практически не оказывает влияния на растворы с низкой ВНСС.

Оптимизация процесса промывки

Шлам в горизонтальной скважине достаточно быстро оседает и накапливается на нижней стенке. Это явление наиболее опасно при углах наклона $30-60^{\circ}$ из-за вероятности сползания накопившегося шлама при низкой подаче насосов и остановке циркуляции.

Образование шламовой подушки происходит достаточно легко. Сложность заключается в её удалении.

Разрушить шламонакопление можно при вращении бурильной колонны, повышении скорости течения раствора, продавливании вязких пробок. Для нормального функционирования биополимерных растворов необходимо поддерживать высокую ВНСС.

Следует избегать разбавления растворов, использования разжижите л ей, флокулянтов и низкой подачи насосов.

Попеременная закачка вязких и жидких пробок при высокой подаче насосов (особенно при вращении колонны) позволяет в большинстве случаев разрушить и удалить напластования шлама. Закачивание высоковязких пачек бурового раствора для выноса осевшего на стенке шлама многократно подтвердило эффективность этого технологического мероприятия. Рекомендуется иметь объём высоковязкой пачки равным 1/4 — 1/7 объёма

скважины. Эффективность высоковязкой пачки может быть повышена, если следом за пачкой поток раствора будет двигаться в турбулентном режиме. Также эффективно прокачивать высоковязкие растворы с контрастной (высокой) плотностью.

Вращение и расхаживание инструмента в горизонтальных интервалах позволяет вымыть шлам, выпавший в осадок, и повысить эффективность высоковязкой пачки. Длина расхаживания должна быть не меньше расстояния между замками бурильного инструмента.

Промывки с максимально возможной подачей, вращение бурильной колонны, расхаживание, а также поддержание заданных реологических свойств бурового раствора улучшают качество очистки ствола скважины.

В качестве профилактического мероприятия следует проводить контрольные спускоподъемные операции через 18 — 24 часа непрерывного углубления ствола скважины.

4.10. Выбор системы раствора для исключения осложнений при бурении горизонтальных скважин

Проблемы, возникающие как результат неправильного выбора программы промывки скважины, могут повлечь за собой ряд осложнений, таких как обвалы стенок скважины, затяжки, прихваты.

Основными факторами, осложняющими процесс бурения глинистых пород, являются их склонность к поверхностной гидратации и набуханию, диспергирование в растворах на водной основе, осмотическое увлажнение и осушение, значительное снижение прочности при увлажнении, подверженность эрозионному воздействию потока раствора.

Причинами этих осложнений могут служить физико-химические и электрохимические процессы, которые происходят в результате того, что буровой раствор разного химического состава взаимодействует с породами и пластовыми жидкостями.

Устойчивость стенок скважины

В интервале набора кривизны горизонтальных скважин в результате разбухания сланцев и образования желобов создаются боковые нагрузки на бурильную колонну, что может привести к прихвату бурильных труб.

Возникновение каверн в данных интервалах может привести к сложностям при транспортировке шлама и, как следствие, к появлению дифференциальных прихватов.

В сравнении с аналогичной вертикальной скважиной устойчивость стенок может нарушаться по мере приближения угла наклона скважины к горизонтали.

Изменение направления пластового давления относительно ствола скважины повышает вероятность того, что может потребоваться увеличение плотности бурового раствора с целью сохранения устойчивости стенок скважины, сложенных глинистыми сланцами.

Так как некоторые породы могут разрушаться при турбулентном режиме течения промывочной жидкости, проблема деформационной устойчивости стенок скважины стоит наиболее остро.

В результате изменения конфигурации ствола поток раствора на отдельных участках приобретает ламинарный характер. А это приводит к тому, что затрудняется транспортировка шлама из затрубного пространства и возможность возникновения прихвата увеличивается.

Проблему решают так называемым механическим способом - подбором плотности бурового раствора. Или же «химическим» способом — за счёт правильного подбора ингибирующих и фильтрационных свойств.

Ингибирующей способностью раствора называется способность замедлять или предотвращать протекание процессов поверхностной или осмотической гидратации, а также снижать диспергирование глинистой породы.

Низкая плотность раствора может привести к вытеснению глин и прихвату колонн.

Бели проблемы вызваны так называемым механическим фактором, то лучшее решение — отрегулировать плотность раствора (обычно повысить). Если плотность раствора не может быть повышена, следует улучшить транспортирующую способность раствора.

Ингибирующие свойства раствора могут влиять на размер и поведение шлама. В общем случае использование ингибированных растворов позволяет избежать большей части проблем, связанных с разбуриванием глинистых сланцев. Очевидно, при сегодняшней тенденции к применению более сложных рецептур буровых растворов, когда в качестве стабилизирующих реагентов используются два и более высокомолекулярных полимера, повышающих их ингибирующие свойства, в совокупности с уменьшением времени нахождения ствола в необсаженном состоянии возможно существенное снижение кавернозности ствола.

<u>Дифференциальный прихват бурильных труб</u>

При вскрытии пластов под большими углами наклона вероятность прихватов вследствие воздействия дифференциального давления возрастает. Боковые нагрузки бурильной колонны на наклонном участке ствола выше, и вероятность прихвата растет с увеличением площади, контактирующей с пластом и глинистой коркой.

Для поддержания устойчивого состояния стенок скважины может возникнуть необходимость повышения плотности бурового раствора, что приведет к увеличению дифференциального давления. Во всех случаях понижение водоотдачи (с образованием тонкой глинистой корки) позволяет избежать прихвата бурильной колонны.

Снизить коэффициент трения фильтрационной корки и уменьшить вероятность прихвата можно путём введения смазочной добавки.

При бурении горизонтальных скважин к буровому раствору предъявляются повышенные требования – как к ингибирующим, так и к фильтрационным свойствам.

Опыт бурения скважин показал также существование серьезной проблемы передачи нагрузки на долото, поэтому и к смазочным свойствам раствора предъявляются более высокие требования.

Различные ситуации, связанные с осложнениями и авариями в процессе бурения, можно определять прямыми или косвенными методами, анализируя технологические параметры, получаемые со станции ГТИ и забойной телеметрической системы. К ним можно отнести:

- 1. положение талевого блока Н, [м];
- 2. нагрузку на долото $N_{\rm Д}$, [т];
- 3. вес на крюке $W_{\rm K}$, [т];
- 4. механическую скорость проходки V_{MEX} , [м/час];
- 5. детально-механический каротаж $T_{\text{ДКМ}}$, [мин/м];
- 6. давление на входе $P_{\rm BX}$, [атм];
- 7. расход на входе $Q_{\rm BX}$ [л/мин];
- 8. расход на выходе $Q_{\text{ВЫХ}} > [\pi/\text{мин}];$
- 9. объем бурового раствора V_P , [м³];
- 10. плотность бурового раствора β_{P-pa3} , [г/см³];
- 11. обороты ротора υ_{p} , [об/мин];
- 12. крутящий момент на роторе M_P , [H·м].

Помимо этого, может регистрироваться и значительное количество других параметров, часть из которых регистрируется непосредственно, часть рассчитывается косвенным методом. Зачастую некоторые параметры оператор станции ГТИ вводит вручную. Создается и отдельная база данных, геологическую информацию, такую включающая как шламограммы, газосодержание в растворе и др. Однако она скорее вспомогательная, и определить по ней технологические операции невозможно. Рассмотрим несколько основных технологических операций на примере графических показаний вышеперечисленных двенадцати параметров.

На технологических диаграммах параметры «объем» и «плотность» бурового раствора в обычном случае сильно не изменяются и остаются практически постоянными на протяжении длительного времени. Однако существуют некоторые факторы, при которых эти параметры отклоняются от значений, указанных в геолого-технологическом наряде (ГТН). К ним относятся:

- 1. поглощение бурового раствора;
- 2. приток флюида в скважину;
- 3. изменение плотности в связи с насыщением бурового раствора частицами горной породы;
 - 4. промыв стенок бурильной колонны;
 - 5. изменение реологических свойств бурового раствора и т.д.

Спуск инструмента в скважину. Для этой операции характерно плавное пилообразное увеличение веса на крюке и пилообразная диаграмма положения талевого блока. При спуске наблюдается выдавливание инструментом раствора из скважины, о чем можно судить по характерным пикам расхода на выходе. Диаграмма спуска инструмента в скважину показана на рисунке 4.5.

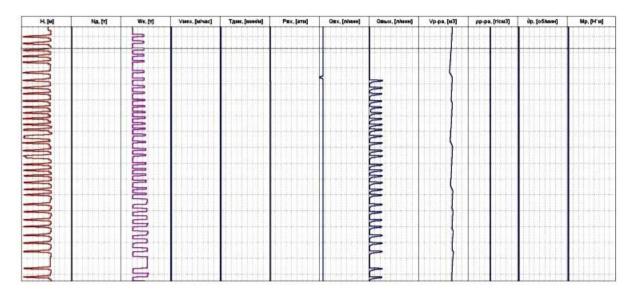


Рисунок 4.5 – Диаграмма спуска инструмента в скважину

Промывка с расхаживанием и проработкой инструмента в скважине. Эту операцию можно определить по следующим параметрам : зигзагообразная диаграмма талевого блока; наличие движения бурового раствора на входе и выходе из скважины, давление в манифольде и наличие веса инструмента на крюке. Важно отметить, что расхаживание инструмента может производиться в разных интервалах глубин, что видно на диаграмме положения талевого блока. В случае простой промывки (3-5 минут) положение талевого блока не меняется в течение времени. Превышение временного интервала промывки без расхаживания может привести к прилипанию бурового инструмента. Диаграмма промывки с расхаживанием и проработкой инструмента в скважине показана на рисунке 4.6.

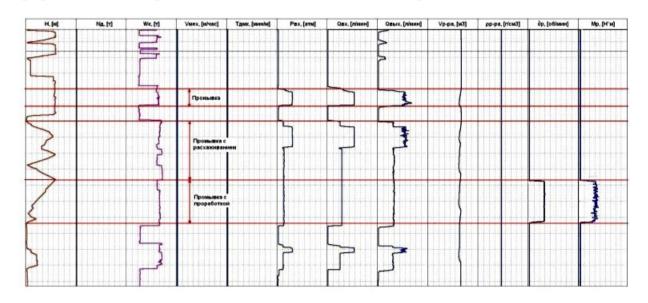


Рисунок 4.6 – Диаграмма промывки с расхаживанием и проработкой инструмента в скважине

Бурение. При бурении талевый блок постепенно снижается к нулевой отметке, присутствует нагрузка на долото, вес на крюке, давление в манифольде, расход на входе и выходе из скважины. Также бурение характеризует детально механический каротаж (ДМК) и механическая скорость бурения. В случае роторного бурения параметр «обороты ротора» держится в соответствии с подобранным технологическим режимом бурения, а при применении забойного двигателя этот параметр находится на нулевой

отметке. Параметр «момент на роторе» находится в пределах определенного коридора допуска. По сравнению с простой проработкой во время бурения вес на крюке несколько уменьшается, что объясняется разгрузкой инструмента на забой (параметр «нагрузка на долото»). Диаграмма бурения показана на рисунке 4.7.

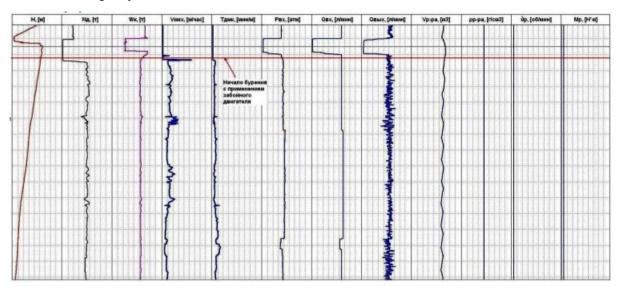


Рисунок 4.7 – Диаграмма бурения

Наращивание. Под наращиванием в данном случае понимается увеличение длины инструмента путем добавления новой бурильной трубы или свечи в промежутках между непосредственным бурением. Для этой операции характерно отключение давления в манифольде, нулевые показания графиков расходов на входе и на выходе, вес на крюке должен соответствовать весу ненагруженного талевого блока (или нулевому значению при соответствующей тарировке датчика веса). Диаграмма талевого блока отражает следующую последовательность действий:

- 1. Подъем, отвинчивание, спуск в шурф квадрата.
- 2. Подъем и навинчивание трубы (или свечи) на спущенный в скважину буровой инструмент.
 - 3. Подъем, навинчивание квадрата на инструмент.

При применении верхнего привода операции с квадратом отсутствуют. На рис. 4.8 отражена диаграмма наращивания.

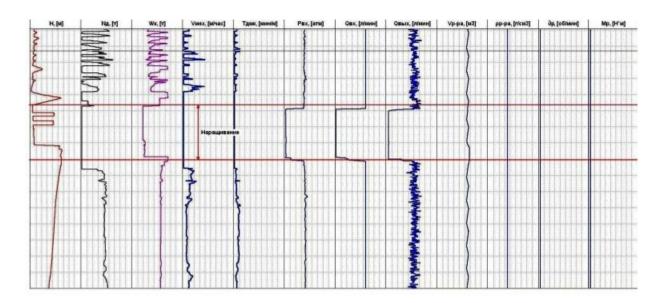


Рисунок 4.8 – Диаграмма наращивания

Как мы видим, в процессе строительства скважин далеко не редки осложнения и аварийные ситуации. Работа по их предотвращению и ликвидации с информационной точки зрения лежит на операторе ГТИ. Наличие знаний об осложнениях и аварийных ситуациях – производственная необходимость. Поэтому ниже приведена таблица 4.2, в которой указаны основные виды внештатных технологических ситуаций, их возможные причины, приводится анализ ситуаций, описываются действия, выполняемые оператором ГТИ, и рекомендации бурильщику.

Таблица 4.2 — Типовые технологические ситуации, их возможные причины, действия оператора и рекомендации бурильщику

Внештатная	Возможные причины	Анализ ситуации и	Рекомендации	
технологическая		действия,	бурильщику	
ситуация		выполняемые		
		оператором ГТИ		
1.	. В процессе бурения, про	оработки или промывк	ТИ	
Резкое изменение	Поглощение БР;	Контроль потока на	Прекратить бурение,	
потока на выходе го	приток пластового	выходе и уровня БР	поднять инструмент	
скважины и уровня	флюида; Другие	в емкостях	на длину квадрата,	
БР в емкостях.			выключить	
Возможны рост			циркуляцию.	
скорости проходки,			Визуально	
изменение			проверить	
крутящего момента			положение БР в	
на роторе и			скважине	
снижение давления				

на входе			
на входе Наблюдается перелив из скважины	НГВП	Произвести расчет интенсивности притока и оценить вид поступающего флюида, контролировать работы по ликвидации проявления	Вскрытие интервала, проявляющего приток с забоя. Герметизировать устье и начать работы согласно инструкции по ликвидации проявления. После ликвидации проявления бурение
Уровень в скважине снижается при отсутствии циркуляции БР	Поглощение БР	Рассчитать интенсивность поглощения с циркуляцией и без нее. Определить	продолжить с отбором керна Вскрытие поглощающего интервала. Включить ненадолго циркуляцию,
		плотность БР, при которой поглощение должно прекратиться	поднять инструмент в прихватобезопасный вал. Провести работу по ликвидации поглощения согласно соответствующим расчетам. После ликвидации поглощения бурить с отбором керна
Уровень БР в скважине медленно снижается при включенной циркуляции	Поглощение БР	Рассчитать интенсивность поглощения	Вскрытие интервала! поглощением в процессе циркуляции, зависимости от интенсивности поглощения продолжить бурение с отбором керна или ликвидировать поглощение
Появление кратковременных резких увеличений крутящего момента на роторе и одновременно	Подклинка	Контроль веса на крюке, давления БР на входе и крутящего момента на роторе	Прекратить бурение, продолжая циркуляцию и вращение ротором, приподнять инструмент на

колебаний оборотов ротора (подклинки). Возможен рост давления БР в манифольде			длину , квадрата
Затяжка инструмента при подъеме, возможно сохранение подклинок, рост или колебания давления БР на входе	Увеличение силы трения буровой колонны о ствол скважины (в том числе и из-за сложной геометрии ствола); обвал	Контроль веса на * крюке, крутящего момента на роторе, давления БР на входе. Отбор и анализ шлама	Осторожное расхаживание инструмента с вращением и интенсивной циркуляцией, поднять инструмент на длину квадрата
Затяжки при подъеме и посадки при спуске. Подклинки сохраняются или увеличиваются, колебания давления на фоне общего роста. Возможно снижение скорости потока. В шламе аномальное количество обвальной породы. Возможен рост давления до потери циркуляции	Обвал	Проверить эффективность выноса шлама по скорости подъема БР в затрубном пространстве. Определить интервал неустойчивости ствола и необходимые параметры БР для ликвидации осложнения	Расхаживание инструмента с вращением и циркуляцией, поднять инструмент на длину квадрата, обработка раствора
Затяжки при подъеме, посадки при спуске и подклинки сохраняются. Остальные параметры стабильны Резкое снижение давления БР на		Контроль веса на крюке, момента и скорости вращения ротора По весу оценить глубину слома	Подъем с проворотом на малой скорости, расхаживание с циркуляцией до прекращения затяжек. При стабилизации параметров продолжение рейса, подъем бурильного
входе и, возможно, веса на крюке. Подклинки отсутствуют Скорость проходки снизилась. Вес на	Вскрытие пород с новыми физико-	Отбор и анализ шлама. Контроль	инструмента Подобрать технологический
крюке и давление на входе в норме.	механическими параметрами; износ	давления БР в манифольде,	режим бурения. При увеличении

Подклинки	долота	момента и	скорости проходки
отсутствуют		оборотов ротора	продолжить бурение
Появляются	Износ опор долота	Контроль давления	Подъем инструмента
высокоамплитудные	1	БР, момента и	13
увеличения момента		оборотов ротора.	
и подклинки.		Оценка износа	
Скорость проходки		поднятого долота	
падает. Вес на		mediminer e demerm	
крюке и давление на			
входе в норме			
Кривая крутящего	Наличие металла на	Контроль давления	Подъем инструмента
момента и давления		БР, момента и	подвем инструменти
БР приобретает		оборотов ротора.	
характерный	попос долога	Оценка износа	
«пилообразный» вид		поднятого долота	
с широкой		подпитого долога	
амплитудой			
колебаний			
При установке	Износ опор долота	Контроль давления	Прекращение рейса
долота на забой	rishes thep deliera	БР, момента и	и подъем
вновь возникают		оборотов ротора.	инструмента
подклинки, скорость		Оценка износа	ille i pylileti i a
проходки снижается		поднятого долота	
Резкое или плавное	Проявление; промыв	Контроль	Бурение прекратить
снижение давления	инструмента	газосодержания,	и осторожно
БР на входе с	interpymenta	плотности и	поднять инструмент
одновременным		температуры БР на	на длину квадрата,
ростом числа ходов		входе, уровня БР в	постоянно
насоса (при		емкостях, давления	промывать скважину
дизельном приводе).		БР на входе,	
Возможно		механической	
изменение расхода		скорости бурения	
БР на выходе и		F	
увеличение			
механической			
скорости.			
Возможно, этому			
предшествовало			
плавное снижение			
давления			
Газосодержание БР	Выход на поверхность	Контроль	Дегазировать или
повышено,	«пачки» газированной	параметров БР на	удалить из системы
плотность БР	БР (без выброса)	входе	циркуляции «пачку»
снижена. Возможно			газированной БР. Не
увеличение уровня			допускать закачки в
БР в емкостях и			скважину
снижение			газированной БР
температуры БР на			
выходе			
Газосодержание БР	НГВП	Контроль	Герметизация устья.

	T	T	
постоянно растет,		параметров	Ликвидация
плотность		БР на выходе.	проявления согласно
снижается.		Оценка	инструкции.
Возможно		интенсивности	Продолжение
выплескивание БР		проявления и вида	бурения после
из скважин,		поступающего	приведения
повышение уровня		флюида.	параметров БР
БР в емкостях,		Контроль по циклу	в норму
изменение расхода		циркуляции за	
БР на выходе		изменением	
		параметров	
		БР с целью	
		своевременного	
		выявления и	
		дегазации	
		закачиваемой в	
		скважину части	
		газовой «пачки»	
Расход БР на входе	Неисправность	Контроль давления,	Подъем бурильной
И	насосов	расход параметров	колонны на длину
на выходе, давления		БР	квадрата для
БР в манифольде		на входе и выходе	уточнения причины
одновременно		ИЗ	неисправности
снижаются. На фоне		скважины	
общего			
снижения возможны			
скачки и колебания			
давления.			
Параметры			
БР стабильны			
Параметры БР на	Промыв поршня	Контроль давления,	Ремонт насоса.
выходе стабильны.	насоса;	расхода и	
Давление БР на	размыв клапана	параметров	от забоя,
входе	насоса;	БР на входе и	расхаживание
стабилизировалось	выход газовой шапки	выходе.	риемаживание
на	выход газовой шанки	Уточнение	
более низком уровне		причины	
* -		неисправности	
1		псисправности	
снижаться, расход			
на			
входе и выходе			
снижается.			
На фоне общего			
снижения давления			
БР на			
входе наблюдаются			
колебания с			
частотой			
подачи насоса,			
расход			

на входе и выходе			
снижается.			
Снижение			
плотности			
Постепенное	Промыв инструмента	Контроль давления	Продолжая
(возможно резкое)		И	циркуляцию,
снижение давления		расхода БР на	приподнять
при		входе и	инструмент на 1 - 2
постоянном расходе		выходе, веса на	метра
БР на входе.		крюке,	
Возможно снижение		температуры БР	
температуры		на выходе,	
		скорости	
		бурения	
Давление БР в	Разгерметизация	Контроль давления	Проверка
манифольде резко	линии манифольда;	В	манифольда
снизилось. Вес на	выход из строя	манифольде,	и бурового насоса.
крюке в	бурового насоса;	температуры БР на	Продолжая
норме	промыв инструмента	выходе	циркуляцию,
			приподнять
			инструмент на 1 - 2
			метра
Давление БР плавно	Промыв инструмента	Контроль давления	Продолжать бурение
снижается с		БР, скорости	в течение 15 - 20
небольшой		бурения,	минут. Дальнейший
интенсивностью.		температуры БР на	анализ по
Вес на крюке в		выходе	ситуации
норме			
Снижение или	Промыв инструмента	Контроль давления.	Прекращение рейса
стабилизация на		При снижении	и подъем бурильной
более низком уровне		скорости проходки	колонны, вследствие
давления		- проверка	чего снижается
БР и скорости		скорости подъема	давление
проходки, возможно		БР в затрубном	
снижение		пространстве на	
температуры БР на		вынос шлама	
выходе			
Давление БР	Разрушение насадок	Поиск	Продолжение
стабилизировалось	долота	оптимальных	бурения в
на более		режимов бурения	оптимальном j
низком уровне,			режиме
соответствующем			
бурению без одной			
или			
нескольких насадок.			
Скорость бурения			
снижается.			
Возможны			
подклинки			
Плавные колебания	В системе циркуляции	Контроль	Выровнять

давления, возможны одновременно колебания расхода БР на выходе и уровня в емкостях. Ритмичные по циклу колебания вязкости и газосодержания БР	неоднородная БР	параметров БР на выходе	параметры БР и продолжить бурение
Медленное увеличение давления БР на к ходе. Остальные параметры стабильны	Сальник на инструменте; обвал стенок скважины	Контроль давления, момента, нагрузки на крюке, параметров БР на входе и выходе	Продолжать бурение с периодическим отрывом снаряда от забояна длину квадрата
На фоне общего плавного роста или снижения давление колеблется в широких пределах. Возможно увеличение расхода БР на выходе и снижение уровня БР в емкости. Аномальное увеличение плотности и вязкости БР на вход	В системе циркуляции неоднородная БР	Следить за уровнем БР в емкости и давлением в манифольде	Проинформировать бурильщика о наличии «пачки» высоковязкого раствора. Выровнять параметры БР и продолжить бурение
Давление БР продолжает расти. Возможны небольшие затяжки при подъеме инструмента и увеличение крутящего момента, скорость бурения снижается. При промывке скважины давление снижается до нормального. В шламе возможно повышенное содержание обвальной породы	Зашламление забоя в результате недостаточной очистки или обвала стенок скважины	и анализ шлама. Проверка скорости подъема БР в затрубном пространстве на вынос шлама и определение необходимого количества БР для эффективной очистки забоя	Остановить бурение и промыть скважину. В течение времени, необходимого для выноса шлама после нормализации параметров, продолжить бурение с более интенсивной промывкой
Давление	Сальник на	Контроль давления,	Прекратить бурение.

продолжает расти, появляются колебания крутящего момента при общем его увеличении, наблюдаются затяжки при подъеме и посадки при спуске. При расхаживании рост давления прекратился, возможно его снижение. Затяжки и посадки снижаются, колебания момента исчезли	инструменте	веса, крутящего момента. Проверка скорости подъема БР в затрубном пространстве на вынос шлама	Осторожно расхаживать инструмент с циркуляцией. После нормализации параметров продолжить бурение
Давление продолжает расти, возможно, до критического, затяжки, посадки и колебания момента сохраняются	Сальник на инструменте не сбивается, есть угроза прихвата инструмента	Контроль давления, веса, крутящего момента. Проверка скорости подъема БР в затрубном пространстве на вынос шлама	Продолжить отбивку сальника. При невозможности - осторожный подъем
Давление продолжает расти, возможно, скачкообразно и до потери циркуляции; колебаний момента, затяжек и посадок не наблюдается, возможно увеличение крутящего момента. При расхаживании давление стабилизируется или скачкообразно снижается	Забиты промывочные отверстия долота или недостаточная очистка БР	Контроль давления, веса, крутящего момента. Проверка скорости подъема БР в затрубном пространстве на вынос шлама	Прекратить бурение, промыть скважину и очистить БР. При потере циркуляции - подъем бурильной колонны, после нормализации параметров продолжить бурение
Резкое увеличение механической скорости бурения. Возможно соответствующее	Вскрытие пород с новыми физикомеханическими параметрами, возможно,	Контроль механической скорости бурения, уровня в емкостях, параметров БР	Бурение прекратить до подъема забойных фракций шлама. При подтверждении

изменение крутящего момента. Остальные параметры стабильны	продуктивного коллектора	на входе и анализ шлама. Оптимизировать режим бурения	наличия коллектора произвести подъем бурильной колонны и продолжить бурение. При отсутствии коллектора продолжить бурение с оптимальными техническими характеристиками
Резкое снижение механической скорости бурения до определенной величины. Возможно снижение крутящего момента	Вскрытие более твердых пород	Оптимизация технологических режимов бурения. Прогноз износа вооружения долота	Продолжить бурение при оптимальных режимах бурения
Скорость бурения продолжает существенно падать. Крутящий момент снижается. Остальные параметры стабильны	Износ вооружения долота	Расчет рейсовой скорости, определение оптимального времени, прекращение рейса. Оценка износа поднятого долота	Продолжить бурение до оптимального износа вооружения долота
	2. Спускоподъем	1 ' '	
Нарушение баланса объемов поднятых (спущенных) труб и доливания (вытеснения) БР в скважину	Поглощение; приток флюида в скважину	Контроль расхода БР на выходе, уровня БР в доливной, приемной емкости и в скважине	Прекратить процесс спуско-подьема. Визуально проверить и сообщить оператору ГТИ о положении уровня БР в скважине
При спуске объем вытесненной БР меньше объема металла спущенных труб. Может наблюдаться снижение уровня БР в скважине	Поглощение при спуске; гидроразрыв пласта	Расчет общего объема и интенсивности поглощения с начала нарушения баланса. Расчет допустимой скорости спуска инструмента. Контроль	Ликвидировать поглощение, продолжить спуск с допустимой скоростью

	за	ликвидацией	
	погло	ощения	

4.11. Рекомендации по выбору типа бурового раствора для заканчивания скважин

Эффективность вскрытия продуктивных отложений зависит от:

- геолого-физических характеристик залежи, физико-химических свойств пластовых флюидов;
- характеристик и показателей применяемой технологии работ на всех этапах заканчивания скважин;
 - свойств буровых, тампонажных и специальных растворов;
- величин и пределов изменения забойных дифференциальных
 давлений по стволу скважины при бурении и цементировании обсадной колонны;
- гидравлической связи пластов и ствола скважины, нестационарности гидравлических процессов.

Планирование мероприятий по предупреждению загрязнения пласта при его вскрытии определяется необходимостью максимально возможного восстановления равновесного состояния в системе «нефть - остаточная вода - порода», нарушенного вследствие взаимодействия бурового раствора с пластом и вызвавшего ухудшение условий фильтрации нефти и газа через породу-коллектор в зоне проникновения. При этом выбор состава и свойств бурового раствора для вскрытия конкретного продуктивного пласта осуществляется исходя из необходимости максимально возможного сохранения фильтрационных свойств пород-коллекторов.

Отрицательное воздействие проникшей в пласт воды может проявляться многообразно. Вода, проникающая в нефтегазовый пласт:

 вызывает набухание глинистых частиц, содержащихся в пласте коллектора, в результате чего резко снижается проницаемость призабойной зоны;

- образует водонефтяные эмульсии, которые в ряде случаев существенно снижают проницаемость призабойной зоны;
- удерживается в пористой среде капиллярными силами, и частичное вытеснение ее из поровых каналов может происходить лишь при значительных перепадах давления, что затрудняет продвижение нефти к забою скважины, особенно при низкопроницаемых коллекторах;
- при взаимодействии фильтрата бурового раствора с высокоминерализованной водой могут образовываться нерастворимые осадки в порах коллектора.

Влияние растворов на проницаемость продуктивного пласта

Водные растворы большинства известных химических реагентов снижают проницаемость продуктивного пласта значительно больше, чем техническая вода. При этом механизмы такого снижения проницаемости могут быть совершенно разными — от увеличения набухаемости глин (при применении диспергаторов NaOH, Na_2CO_3 , УЩР) до образования нерастворимых либо студневидных осадков при взаимодействии с пластовым флюидом (акрилаты, жидкое стекло, КССБ).

Однако поверхностно-активные вещества, дающие эффект в одном случае, могут приводить к противоположному эффекту в других условиях.

Таким примером могут служить ПАВ или комбинации на основе анионоактивных веществ, которые, положительно изменяя свойства фильтрата бурового раствора, одновременно гидрофилизируют поверхность поровых каналов, уменьшая фазовую проницаемость для углеводородной жидкости.

Степень изменения гидропроводности призабойной зоны количественно выражается отношением фактической продуктивности (гидропроводности) пласта к его потенциально возможной продуктивности (гидропроводности):

$$O\Pi = \frac{\eta_{\phi}}{\eta_{n}}$$

где $\eta_{\scriptscriptstyle \phi}$ - фактическая продуктивность пласта;

 $\eta_{\scriptscriptstyle n}$ - потенциально возможная продуктивность.

Практика показывает, что при одинаковом уровне загрязнения призабойной зоны пласта в горизонтальных и вертикальных скважинах (ОП $_{IC} = \text{ОП}_{BC}$) абсолютные потери дебита в горизонтальных скважинах будет существенно выше, чем в вертикальных. Так, например, в вертикальной скважине при ОП $_{BC} = 0,5$ и фактическом дебите, равном 50 м³/сут., потеря дебита составляет 50 м³/сут. А в горизонтальных скважинах при ОЦ $_{IC} = 0,5$ и фактическом дебите, равном 150 м³/сут., потеря дебита составляет 150 м³/сут., т.е. настолько больше, во сколько раз увеличивается их дебит за счет увеличения поверхности отбора.

Основными технологическими факторами, влияющими на коэффициент гидродинамического совершенства скважины, характеризующий снижение проницаемости в процессе первичного вскрытия продуктивного пласта, являются:

- тип бурового раствора;
- структура порового пространства;
- минерализация пластовых вод;
- литологические свойства пласта;
- репрессия на пласт;
- температура пласта;
- скорость фильтрации жидкостей;
- время контакта бурового раствора с породой.

Результаты исследований, а также промысловый опыт и анализ качества вскрытия продуктивных пластов на месторождениях Западной Сибири показывают, что существующая технология вскрытия пластов значительно снижает продуктивность коллекторов. Достигается лишь 50 – 70%

потенциальной продуктивности, а зачастую и меньше, особенно для низкопроницаемых пластов (K < 0.01 мкм 2).

Основной причиной низких значений коэффициента гидродинамического совершенства скважин ОП является несоответствие состава и свойств рабочих жидкостей (буровых растворов и жидкостей перфорации) и режимов проведения различных технологических операций в скважине геологофизическим условиям продуктивного пласта и состоянию призабойной зоны пласта. Это обусловливает то, что жидкости проникают в пласт на значительную глубину, и приводит к развитию факторов загрязнения.

К факторам загрязнения относятся:

- блокирование поровых каналов твердыми частицами буровых растворов;
- блокирование поровых каналов набухающими минералами матрицы продуктивного пласта;
- блокирование поровых каналов тонкодисперсными частицами гранулярной основы пласта вследствие растворения его матрицы;
- блокирование поровых каналов нерастворимыми осадками,
 возникающими в результате взаимодействия фильтратов бурового или иного скважинного раствора с пластовым флюидом;
- блокирование поровых каналов эмульсией (пеной) фильтрат углеводороды;
 - водное блокирование;
 - изменение характера смачиваемости поровых каналов.

Горизонтальные скважины намного более чувствительны к загрязнению, чем вертикальные в тех же условиях, по следующим причинам:

 ствол горизонтальной скважины имеет более продолжительное время контакта с буровым раствором по сравнению с вертикальной скважиной;

- большинство горизонтальных скважин в интервале продуктивного пласта не цементируются и не перфорируются, а заканчиваются открытым стволом или фильтром. Поэтому проникновение твердой фазы бурового раствора и тонкодисперсных частиц выбуренной породы в пласт является главной причиной снижения продуктивности горизонтальных скважин. В вертикальных же скважинах поверхностное проникновение твердой фазы легко преодолевается перфорацией;
- в горизонтальном стволе трудно достигается равномерная депрессия из-за большой протяженности ствола в зоне пласта. Кроме того, она может быть недостаточной, чтобы очистить загрязненный пласт;
- методы химического стимулирования пласта в горизонтальной скважине могут быть дорогостоящими и неэффективными;
- вертикальная и горизонтальная проницаемость в большинстве пород неодинаковы.

Указанные выше отличия вызывают более сильное снижение продуктивности в горизонтальных скважинах, чем в вертикальных. Экспериментальные исследования показывают, что при прочих равных условиях коэффициент восстановления проницаемости продуктивного пласта в горизонтальной скважине на 17-20% меньше, чем в вертикальной.

Это подтверждается и данными из современной зарубежной практики (табл. 4.3 и 4.4).

Таблица 4.3 – Влияние буровых растворов на загрязнение пласта в горизонтальной скважине (результаты испытаний на керне при 37°C)

	Начальная	Репрессия	Восстановление
Буровой раствор	проницаемость,	на пласт,	нефтепроницае
	$MKM^{2} 10^{-3}$	МПа	мости
			%
1. Инвертный эмульсионный	871,4	1,2	29,3
раствор с твердой фазой в виде			
СаСО ₃ с размером частиц 20 мкм			
<u> </u>			

2. Инвертный эмульсионный раствор низкой вязкости с твердой фазой в виде CaCO ₃ с размером частиц 325 мкм	864,6	1,2	71,1
3. КС1 - полимерный раствор	932,9	1,2	52,5
4. Полимерный раствор с твердой фазой в виде CaCO ₃ и бентонита	1246,0	1,1	56,4

Таблица 4.4 — Влияние буровых растворов на загрязнение низкопроницаемого консолидированного песчаника — коллектора в горизонтальной скважине (результаты испытаний при 81 °C)

	Начальная	Репрессия	Восстановлени	
Буровой раствор	проницаемость,	на пласт,	e	
	мкм $^{2} 10^{-3}$	МПа	нефтепроницае	
			мости	
			%	
1. Биополимер + крахмал в пресной	8,32	3,65	42,9	
воде				
2. Биополимер + крахмал в 3% КС1	1,20	3,65	49,8	
3. Биополимер + Дриспак в пресной	18,92	3,65	7,8	
воде				
4. Биополимер + Дриспак в 3% КС1	15,32	3,65	28,0	
5. Промысловый инвертный	18,78	3,28	46,4	
эмульсионный раствор,				
содержащий 6% выбуренной				
породы				
6. Промысловый инвертный	1,53	0,30	96,1	
эмульсионный раствор с				
низким содержанием твердой фазы				
при низком перепаде давления				

Из таблиц 4.3 и 4.4 следует, что к качеству раствора для вскрытия продуктивного пласта горизонтальным стволом предъявляются более высокие и жесткие требования и не всякий буровой раствор, дающий хорошие результаты в вертикальной скважине, может эффективно использоваться в горизонтальной скважине (растворы 2,4, табл. 3.4).

Даже инвертно-эмульсионные растворы (на нефтяной основе) не во всех случаях дают хорошие результаты (раствор 1, табл. 4.3, раствор 5, табл. 4.4).

Поэтому вопросы качественного вскрытия продуктивных пластов горизонтальными скважинами требуют особого подхода, тщательного их изучения и создания специальных материалов и систем буровых растворов. В таблице 4.5 представлены инженерные решения основных проблем нарушения гидропроводности пластов.

Таблица 4.5 — Проблемы нарушения продуктивности пластов и их инженерное решение

Потенциальные проблемы нарушения продуктивности пластов	Главные факторы	Инженерные решения	
Миграция тонких частиц	Скорость фильтрации	Нормирование скорости	
типрация топких пастиц	Проницаемость пород	фильтрации	
	Перепад давления	Добавка кольматанта с d =	
	Перепад давления	1/3 d пор	
		*	
		Минимальный перепад,	
		перфорация на депрессии	
Диспергирование и	Ингибирующие свойства	Нормирование скорости	
набухание глинистых	раствора	увлажнения вводом	
минералов и мусковита		ингибиторов	
Выпадение осадков	Железо (Ге-кальцит, хлориг)	Регулирование рН,	
вследствие смены	CaCO3, CaSO.	связыватели кислорода	
термодинамических условий	Флюориты	Безсульфатные системы	
и несовместимости рабочих	-		
и пластовых жидкостей			
Изменения смачиваемости	За счет ПАВ	Нормирование	
пород	За счет полимеров	нефтесмачивающих свойств	
Водно-эмульсионное	Эмульгирование	Деэмульгирование ПАВ	
блокирование			

Резюмируя всё вышесказанное, можно сделать следующие выводы:

- 1. Наибольшую опасность представляют углы наклона ствола скважины 30 60°.
- 2. Эффект Бойкотта может ускорить осаждение шлама, особенно в скважинах с углами наклона 40 50° .
- 3. Технологический регламент бурения, оптимальный для одного интервала скважины, может быть непригодным для бурения другого интервала той же скважины, поэтому необходимо ориентироваться на эффективную очистку наиболее критического интервала (30 60°).

- 4. Скопление шлама происходит в интервалах с пониженной скоростью восходящего потока; при остановке циркуляции может произойти оползание шлама, если угол наклона ствола меньше 50°.
- 5. Необходимо поддерживать максимально допустимую скорость восходящего потока бурового раствора и избегать продолжительных промывок при низких скоростях движения раствора, особенно когда бурильная колонна не вращается.
- 6. Улучшение удерживающей способности бурового раствора способствует меньшему осаждению шлама и повышению качества очистки скважины при небольших скоростях движения (улучшение удерживающей способности достигается повышением прочности геля, вязкости и плотности раствора).
- 7. Эксцентричность бурильной колонны при промывке высоковязкими жидкостями не способствует эффективному выносу шлама.
- 8. Увеличение скорости восходящего потока бурового раствора способствует повышению эффективности выноса независимо от режима промывки.
- 9. При больших углах наклона ствола скважины толщина осевшего шлама обратно пропорциональна скорости восходящего потока.
- 10. При бурении пород, склонных к размыву, предпочтительно применение ламинарного режима промывки.
- 11. Применение турбулентного режима обеспечивает эффективный вынос шлама при бурении сильно искривленных скважин малого диаметра в устойчивых породах.
- 12. Эффективность очистки ствола скважины при ламинарном режиме повышается с увеличением вязкости при низких скоростях сдвига (ВНСС) 3 и 6 об/мин и прочности геля. Значения этих свойств в системе АНИ должны соответствовать диаметру ствола скважины.

- 13. Как правило, закачка пачек бурового раствора повышенной вязкости с небольшой скоростью не дает нужного эффекта при бурении интервалов с большим углом наклона, если не вращать и не расхаживать бурильную колонну.
- 14. Эффективность очистки ствола скважины повышается, если закачать пачки бурового раствора повышенной вязкости в достаточном объеме с высокой скоростью и в турбулентном режиме.
- 15. Вращение бурильной колонны более эффективно в вязких буровых растворах.

Данные правила сформулированы компанией M-1 Drilling Fluids на основании проведенных лабораторных и промысловых исследований.

4.12. Системы буровых растворов для бурения горизонтальных скважин

Выбор той или иной системы промывочной жидкости для горизонтального участка обуславливается обеспечением деформационной устойчивости ствола скважины, транспортировкой шлама, предупреждением прихватов и сохранением фильтрационно-емкостных свойств пласта.

Условно системы растворов для горизонтального бурения подразделяются на:

- традиционные глинистые растворы с различными полимерными присадками;
 - растворы без содержания твердой фазы;
 - растворы на углеводородной основе, синтетические растворы;
- биополимерно-карбонатные и биополимерно-солевые растворы,
 гидрогели полимеров с полисахаридной основой с высокими тиксотропными свойствами.

Применение глинистых растворов для бурения горизонтальных скважин продолжительное время было обусловлено тем, что основное внимание уделялось технико-технологическим проблемам управления геометрией

скважины. Вопрос промывки первоначально имел второстепенное значение. Несколько позже, когда в мире резко возрос интерес к горизонтальному бу рению, появились достаточно корректные теории промывки горизонтальных И скважин. стала очевидна невозможность применения некоторых традиционных систем случаях проводки глинистых BO многих горизонтального интервала. С применением глинистых растворов выявились недостатки: кольматация пластов-коллекторов глинистыми следующие частицами; наработка коллоидной фазы; сложность в регулировании тиксотропных свойств растворов. В связи с этим в выигрышном положении оказались буровые растворы на углеводородной основе (РУО).

К преимуществам данных систем можно отнести полную инертность по отношению к активным глинистым породам и солям, высокую стабильность свойств, низкий коэффициент трения, исключительно высокую термостабильность. Тем не менее углеводородным системам не удалось обеспечить качественную очистку горизонтального ствола. Это связано с реологическими свойствами данной системы. Для РУО характерное разжижение в условиях высоких температур и снижение тиксотропных характеристик.

Экологические требования к применению буровых растворов на углеводородной основе ужесточаются. В связи с этим разработаны неводные синтетические составы, биоразлагаемые в условиях суши и моря.

В качестве углеводородной фазы в этом случае используются синтетические продукты, получаемые либо из растительного сырья, либо из синтетических углеводородов. Сохраняя все преимущества углеводородных систем, они могут сбрасываться в море без ущерба для морской фауны.

С целью уменьшения загрязнения горизонтального интервала на рынке буровых растворов предлагаются рассолы с кольматирующей твердой фазой в виде гранулированных водо- и кислоторастворимых солей, стабилизированных полимерами.

Применение новых полимерных материалов, таких как биополимеры, полианионная целлюлоза (ПАЦ-РАС), ОЭЦ, карбоксиметилированные (КМК), оксипропилированные и редкосшитые крахмалы, позволяет обеспечить высокие транспортирующие и удерживающие свойства системы, исключить возникновение дифференциальных прихватов и сохранить коллекторские свойства пласта.

В силу своих структурных особенностей полисахаридные реагенты в сочетании с биополимерами или другими реагентами подобного типа способны создавать водные полимерные растворы, не содержащие твердой фазы, с широким диапазоном эксплуатационных свойств.

Буровые растворы на этой основе обладают уникальными псевдопластичными свойствами, т.е. практически не отличаются по вязкости от вязкости воды при высоких скоростях сдвига, характерных для насадок долота, и резко "загущаются" при низких скоростях сдвига, т.е. при движении в затрубье. Это обстоятельство обеспечивает энергетически выгодные условия разрушения породы долотом и выноса шлама.

Концепция таких систем бурового раствора разработана на базе особого свойства некоторых типов неньютоновских жидкостей с сильно нелинейным реологическим профилем, называемого «вязкость при низких скоростях сдвига» (ВНСС). Под низкой скоростью сдвига понимается скорость меньше 0.1 с⁻¹ по вискозиметру Брукфильда. Это свойство раствора является наиболее критичным для обеспечения качественной очистки горизонтальных стволов. Обычно ВНСС измеряется при 0.06 с⁻¹ по вискозиметру Брукфильда и должна составлять не менее 25000-30000 мПа·с – более низкие значения свидетельствуют о недостаточной концентрации. Крупные молекулы биополимера механически разрушаются при воздействии больших нагрузок (истечение через насадки долота, лопатки турбобуров или центробежных насосов, гидроциклоны и т.п.), что приводит к снижению ВНСС, ухудшению удерживающих и выносящих свойств раствора.

Система с ВНСС спроектирована для бурения в «экологически чувствительных» регионах (в том числе и для строительства скважин на море), где предъявляются особо высокие требования к токсичности раствора. биологически компоненты раствора разложимы, что позволяет сбрасывать раствор и шлам непосредственно на землю или в море. Вместе с тем биоразложимость раствора имеет и негативную сторону, т.к. необходимо бактерий постоянно контролировать активность растворе ДЛЯ предотвращения нежелательного разложения раствора во время бурения. Для уничтожения или подавления жизнедеятельности бактерий в буровых растворах разработано несколько типов жидких и твердых бактерицидов («ИКС-САЙД102», «ИКС-САЙД-207», «БАКБАН-3», «ЭМ-АЙ САЙД»), применяемых в зависимости от типа раствора, концентрации и активности бактерий. При приготовлении раствора, перед вводом прочих реагентов, произвести предварительную обработку рекомендуется раствора бактерицидами в количестве 0.5-0.6 кг/м³ для уничтожения бактерий с последующей ежедневной дообработкой 0.1-0.2 кг/м³ для предотвращения их дальнейшего развития. Фактическая концентрация бактерицида зависит от температуры раствора, солености, щелочности, концентрации бактерий.

Биополимерные растворы обеспечивают:

- снижение скин-фактора при первичном вскрытии пласта при низких скоростях фильтрации раствора в пласт;
- уникальный реологический профиль, характеризующийся высокой вязкостью при низких скоростях сдвига и способностью к разжижению в условиях истечения из насадок;
- стабильность реологических и фильтрационных свойств в процессе всего бурения скважин;
- низкие потери давления, позволяющие оптимизировать гидравлическую мощность, передаваемую на забойный двигатель и долото, особенно при бурении стволов малого диаметра;

- хорошие смазывающие способности, снижающие вероятность возникновения дифференциальных прихватов и затяжек инструмента при проводке горизонтальных стволов, а также увеличивающие долговечность долот и забойных двигателей;
- качественную очистку горизонтальных стволов от выбуренного шлама;
- поверхностно-активные и ингибирующие способности раствора способствуют сохранению коллекторских свойств пластов.

Биополимер обеспечивает повышение вязкости благодаря образованию поперечных связей между молекулами. В результате такого макромолекулярного взаимодействия достигается взвешивание твердой фазы.

При концентраций биополимера ниже некоторого минимального значения $(3.5 - 4.5 \text{ кг/м}^3 \text{ в зависимости от солености воды и других компонентов раствора) поперечных связей недостаточно для образования гелевой структуры, несущая способность раствора резко снижается.$

Замена глинистого раствора (вязкостью около 80 с) на биополимерный снижает устьевые давления на 3,5 – 5,5 МПа. Такое снижение давления обычно интерпретируют как возникновение размыва ствола, однако в дан ном случае этот эффект обеспечивается низкой вязкостью раствора (особенно при истечении ИЗ насадок долота) И, следовательно, биополимерный раствор существенно улучшает рабочую характеристику забойного двигателя. К долоту удается подвести гораздо большую мощность, что увеличивает скорость проходки и повышает надежность управления траекторией ствола, поскольку мгновенная передача нагрузки на инструмент повышает эффективность регулирования зенитного и азимутального углов. Бурильные трубы перемещаются легко и без каких-либо зависаний.

Первичное вскрытие продуктивных пластов биополимерными системами «БУРВИС»

Безглинистая биополимерная система «Бурвис» удовлетворяет всем требованиям, предъявляемым к промывочным жидкостям. Она обладает уникальными удерживающими и выносящими способностями, прекрасными смазочными и поверхностно-активными свойствами, максимально защищает коллектор. Основные свойства системы представлены в таблице 4.6.

Система «Бурвис» обеспечивает устойчивость глинистых разрезов и максимальное сохранение продуктивности при первичном вскрытии продуктивных пластов. Низкие скорости фильтрации в пласт способствуют снижению скин-фактора. Уникальный реологический профиль системы «Бурвис» характеризуется высокой вязкостью при низких скоростях сдвига и способностью к разжижению в условиях истечения из насадок.

Таблица 4.6 – Общие технологические параметры биополимерных растворов «БУРВИС»

Технологические параметры	Условные обозначения	Пресный	Слабоминерали зованный	Минерализова нный					
	Технические								
Плотность	ρ , Γ /cm ³	1,02-1,04	1,04-1,12	1,12-1,25					
Показатель фильтрации	Фзо,см ³	2-3	2-3	3-4					
Условная вязкость	УВ ^{700/300}	30-50	30-45	32-47					
Показатель	pН	8-9	7-8	7-8					
Удельное сопротивление	R, Om/m	0,4-0,45	0,32-0,37	0,03-0,04					
Коэффициент трения	$K_{\tau p}$	0,14-0,20	0,17-0,20	0,19-0,21					
	Структурно-ре	ологические							
Пластическая вязкость	ηпл, мПа∙с	10-13	12-16	13-18					
Эффективная вязкость при 600 об/мин	η _{эф} , мПа·с	22-26	24-30	27-32					
Предельное динамическое	τ₀, дПа	95-115	90-130	97-155					

напряжение сдвига							
Статическое напряжение сдвига	Gels 1мин/10мин, ДПа	20-25/35-40	25-30/40-45	30-35/45-55			
Показатель нелинейности	П	0,42-0,36	0,41-0,33	0,42-0,35			
Коэффициент консистенции	К, Па∙с ⁿ	1,20-1,53 1,24-1,67		1,19-1,71			
Ингибирующие и поверхностно-активные							
Показатель увлажняющей способности	Π_0 , см/час	0,10-0,12	0,08-0,10	0,06-0,09			
Межфазное натяжение фильтрат бурового раствора - углеводород	σ, мН/м	7-12	5-9	4-10			
Краевой угол смачивания	Θ, град	110-115	120-136	118-127			

Первичное вскрытие продуктивных пластов биополимерными системами на синтетической основе РНСО

Буровые растворы на синтетической основе РНСО предназначены для бурения скважин с большим отклонением ствола от вертикали, первичного вскрытия коллекторов в сложных геологических условиях. Минимальная токсичность РНСО, а также его биоразлагаемость как в аэробных, так и в анаэробных условиях позволяет применять его в районах с повышенными экологическими требованиями, в том числе и при бурении на море.

РНСО — эмульсионные системы, дисперсионной средой которых является синтетическая биоразлагаемая углеводородная жидкость, а дисперсной фазой - вода различной степени минерализации.

Технологические свойства РНСО обеспечиваются комплексом специальных реагентов, выполняющих роль эмульгаторов, структурообразователей и понизителей вязкости.

РНСО обладает превосходными несущими свойствами как в динамическом, так и в статическом состоянии. На это указывает высокое значение τ_0 и низкое – пластической вязкости η_{ns}

РНСО являются альтернативой применяемым РУО на основе нефти и продуктов её переработки, а также их зарубежным аналогам.

РНСО, как и растворы на основе дизельного топлива, являются растворами многоразового использования. Сроки хранения до 1 года без потери технологических свойств.

Применение РНСО обеспечивает:

- повышение технико-экономических показателей работы долот;
- снижение осложнений при бурении;
- повышение качества вскрытия пластов;
- сокращение затрат на утилизацию и захоронение выбуренного шлама и отработанного раствора.

Исследования на кернах с различной глинистостью и проницаемостью подтверждают высокую эффективность РНСО при вскрытии продуктивных пластов.

Свойства промывочной системы РНСО отражены в табл. 4.7 и 4.8.

Таблица 4.7 – Буровые растворы на синтетической неводной основе

Тип	Значения коэффициента восстановления проницаемости,%					
раствора	Искусственный керн	Естественный керн	Естественный керн			
	$K = 0.01 \text{ MKM}^2$	$K - 0.5 \text{ MKM}^2$	$K = 0.002 - 0.008 \text{ MKM}^2$			
	Глинистость - 0%	Глинистость- 5 6%	Глинистость -12 -			
			15%			
РУО						
(дизельное	100	98	82			
топливо)						
PHCO						
(синтетическая	100	97	82			
жидкость)						

Таблица 4.8 – Основные показатели буровых растворов на синтетической неводной основе

Показатели	РНСО
Плотность, Γ /см ³	0.9 - 1.65
Вязкость пластическая, мПа·с	20 - 50
Динамическое напряжение сдвига, дПа	25 - 200

Фильтрация, см ³ /30 мин	0,5-3,5
Соотношение фаз (У:В),%	60/40 — 90/10
Коэффициент трения по АНИ	0,035 - 0,075
Термостойкость, °С, не менее	140
Биоразлагаемостъ, %	> 60

Первичное вскрытие продуктивных пластов биополимерной системой «РИНПОЛИС»

«Ринполис» — водный раствор полимерного состава полисахаридной природы, индифферентного к солям, содержащий ПАВ комплексного действия (ПКД-515), минеральные соли и комплексоны.

Система бурового раствора «Ринполис» может применяться для бурения горизонтальных скважин в различных отложениях, как в характеризующихся высоким содержанием глин, так и в крепких устойчивых карбонатноглинистых породах при температуре до 140°C.

Отличительной особенностью системы «Ринполис» является то, что все компоненты, входящие в ее состав, являются водо- и (или) кислоторастворимыми.

Система «Ринполис» обеспечивает:

- повышение продуктивности скважин;
- сохранение устойчивости ствола;
- уменьшение крутящего момента и трения;
- повышение скоростей бурения;
- сохранение природной среды.

Система раствора с рассчитанными реологическими параметрами - «Фло-Про» (FLO-PRO)

Система бурового раствора «Фло-Про» - вязкоупругая система раствора, не зависящая от времени. Для «Фло-Про» характерен вязкопластический режим течения с повышенным, «хрупким» СНС.

«Фло-Про» — безглинистая промывочная жидкость, что позволяет достичь высоких стабильных реологических характеристик и свести к минимуму загрязнение призабойной зоны продуктивных горизонтов, а также необходимость работ по очистке призабойной зоны пласта и интенсификации притока.

Использование специально подобранного по фракционному составу карбоната кальция позволяет свести к минимуму вероятность проникновения больших объемов фильтрата, твердой фазы или всего раствора вглубь ПЗП. Сам карбонат кальция может быть легко удален с забоя скважины обратным потоком пластового флюида или 10-15%-ным раствором соляной кислоты.

Система «Фло-Про» обладает высокой вязкостью при низкой скорости сдвига. Это даёт следующие преимущества:

- улучшенная очистка ствола скважины;
- удерживающая способность бурового раствора;
- смазывающая способность бурового раствора;
- снижение водоотдачи бурового раствора;
- гибкость при выборе плотности и ингибирующей способности;
- экологическая безопасность;
- не нарушает эксплуатационные свойства пласта;
- система относительно устойчива к воздействию загрязнителей;
- рентабельность.

Система «Фло-Про» содержит минимальный набор компонентов, что делает ее более стабильной и обеспечивает легкое приготовление и обслуживание.

Система «Фло-Про» широко применяется во всем мире и показала исключительную эффективность при проводке горизонтальных и наклонно направленных скважин в России, Армении, Голландии, Австрии и десятках других стран, а также на Аляске. В результате использования системы «Фло-Про» на сотнях скважин по всему миру было отмечено, что применение

данной системы позволяет увеличить скорость проходки на 30-45%, снизить потери давления на 20 – 40%, снизить коэффициент трения и увеличить производительность скважин в 2 – 3 раза по сравнению с обычными глинистыми или полимерглинистыми растворами. Использование «Фло-Про» позволяет заметно сократить время на бурение скважины и ввод ее в эксплуатацию, снизить затраты на освоение скважины и существенно повысить экономическую эффективность бурения. Высокая смазывающая способность раствора в сочетаний с тонкой, плотной, малопроницаемой фильтрационной коркой позволяет практически полностью избежать дифференциального возникновения прихвата, весьма вероятного горизонтальном стволе, когда бурильная колонна плотно прилегает к нижней стенке скважины.

Реологический модификатор «Фло-Виз Плюс» является ключевым компонентом системы «Фло-Про». «Фло-Виз Плюс» - высокоразветвленный биополимер с очень большой молекулярной массой, обеспечивающий уникальные реологические свойства раствора. Это один из двух главных компонентов системы, «ответственный» за ее реологические и тиксотропные свойства. «Фло-Виз Плюс» - единственный из существующих полимерных загустителей, который оказывает столь радикальное воздействие на реологические свойства растворов.

Основным назначением «Фло-Виз Плюс» является поддержание высокой вязкости раствора при низких скоростях сдвига (ВНСС), что позволяет достичь «пробкообразного» профиля течения раствора в затрубье и эффективного удержания и выноса шлама в горизонтальном и наклонном участке скважины.

Уникальные свойства «Фло-Виз Плюс» способствуют хорошему и полноценному выносу шлама, обеспечивают прекрасные тиксотропные характеристики, позволяют снизить гидравлические потери и коэффициент трения, создать дополнительные сопротивления для проникновения

фильтратов ПЗП. Все это в совокупности положительно сказывается на скорости бурения, качестве вскрытия продуктивного пласта, уменьшает затраты времени на строительство скважин и снижает себестоимость добычи углеводородных ископаемых.

Рекомендуемая концентрация реагента в растворе - от 3 до 8 кг/м³. При использовании «Фло-Виз Плюс» в специальных жидкостях (пакерные, жидкости для фрезерования и т.п.) может потребоваться увеличение концентрации полимера до 9-12 кг/м³.

Система «Фло-Про» изначально проектировалась как максимально стабильная и в то же время простая система, которую легко приготовить и обслуживать. «Фло-Про» не содержит глины и использует небольшое количество реагентов, что делает раствор весьма устойчивым к воздействию факторов загрязнения, включая соли, пластовые воды, ионы кальция и т.п. Однако сочетание высокой щелочности с высокой жесткостью (например, при попадании в раствор сырого цемента) может привести к гидролизу полимеров и выпадению их в осадок. Оптимальный уровень щелочности раствора, при котором обеспечивается максимальная эффективность используемых полимеров, — 8,5-9,5.

Вопросы для самоподготовки:

- 1. Общая информация.
- 2. Особенности промывки боковых стволов.
- 3. Взаимосвязь между реологией бурового раствора и его транспортирующей способностью при строительстве скважин с большим отходом от вертикали.
 - 4. Характеристики шлама и шламовых скоплений.
- 5. Требования к очистке буровых растворов при проводке горизонтальных скважин.
 - 6. Показатель степени очистки.

- 7. Требования, предъявляемые к раствору для обеспечения хорошей очистки его от выбуренной породы.
 - 8. Очистка бурового раствора виброситами.
- 9. Очистка бурового раствора гидроциклопными песко- и илоотделителями.
 - 10. Применение центрифуги.
 - 11. Зависимость эффективности очистки от параметров скважины.
 - 12. Зависимость эффективности очистки от режима течения жидкости.
 - 13. Зависимость эффективности очистки от свойств раствора.
- 14. Выбор системы раствора для исключения осложнений при бурении горизонтальных скважин.
- 15. Рекомендации по выбору типа бурового раствора для заканчивания скважин.
 - 16. Системы буровых растворов для бурения горизонтальных скважин

ПРАКТИЧЕСКИЕ ЗАНЯТИЯ

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ 1

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЗОН СОВМЕСТИМЫХ УСЛОВИЙ БУРЕНИЯ

Выделение в геологическом разрезе зон с совместимыми условиями бурения является главным этапом в проектировании буровой скважины. Зоны с несовместимыми условиями бурения считаются таковыми в случае, если при выходе из зоны І в зону ІІ в последней возникнут или поглощения бурового раствора или проявления неустойчивости горных пород или нефтеводогазопроявления. Для предотвращения осложнения необходимо изменение плотности промывочной жидкости, для того, чтобы продолжать бурение в зоне ІІ с буровым раствором с измененной плотностью и не допустить осложнений в зоне І, ее необходимо изолировать от других зон спуском обсадной колонны и ее цементированием. Граница раздела зон І и ІІ является глубиной установки башмака обсадной колонны.

Выделение зон с совместимыми условиями бурения производится построением совмещенного графика давлений пластового и гидроразрыва пород в координатах глубина — эквивалент градиента давлений. Для определения эквивалента градиентов давлений необходимо величину давления разделить на давление столба пресной воды такой же высоты.

Пример. Используя исходные данные по литологической характеристике разреза, осложнениям (рис.1.1), величинам пластовых давлений и давлений гидроразрыва пластов (давления поглощения раствора) (табл. 1.1) построить совмещенный график давлений, определив зоны несовместимых условии бурения, плотность бурового раствора и глубины спуска обсадных колонн [18].

Таблица 1.1 – данные по литологической характеристике

Глубина, м	Пластовое давление, МПа	Давление гидроразрыв а (давление поглощения) , МПа	,	Пластовое давление. МПа	Давление гидроразрыв а (давление поглощения), МПа
200	-	4,0	3500	33,0	59,5 (45,5)
600	6,0	11,0	4000	40,0	80,0
1000	-	20,0	4250	-	71,0 (60,0)
1300	13.0	23,5 (18,0)	4500	49,5	105,0
1625	17,0	30,8	4800	72,0	110,0
2100	24,0	40,0	5250	78,0	125,0
3000	36,5	57,0	5550	82,5	122,0 (112,0)

Определение зон несовместимых условий бурения производится в следующем порядке. Выделение интервалов геологического разреза по пластовым давлениям. По нашим данным в разрезе 8 интервалов (табл. 1.2).

Таблица 1.2 – Выделение интервалов геологического разреза.

Номер интервала	1	2	3	4	5	6	7	8
Интервал по глубине, м	0-1300	1300- 1750	1750- 2700	2700- 3490	3490- 3550	3550- 4300	4300- 4620	4620- 5500
Пластовое давление, МПа	6,0-13,0	17,0	24,0	36,5	33,0	40,0	49,5	72,0- 82,5

Определяем значение эквивалентов градиентов пластовых давлений для каждого интервала по формуле $P_{\text{пл}} = 0.01 \cdot H$, где H - глубина.

Интервал $1 - 13,0/(0,01 \cdot 1300) = 1,0.$

Соответственно для интервалов 2 – 8 получаем: 1,04; 1,14; 1,22; 0,94; 1,0; 1,1; 1,49. По этим данным строится график изменения эквивалентов градиентов пластовых давлений по глубине. Параллельно этим графикам, касательно к крайним точкам графика проводим линии АВ, СД, ЕГ. Эти

линии являются граничными по пластовым условиям для определения интервалов. Так кривая AB определяет совместимость по пластовым давлениям интервалов 1 – 4, кривая СД – интервалов 5 – 7, кривая ЕF – интервала 8. Выделяем интервалы разреза по давлению гидроразрыва (табл. 1.3).

Таблица 1.3 – Интервалы разреза по давлению гидроразрыва

Номер интервала	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
Интервал по глубине, м	0- 375	375- 740	740- 1250		1370- 3410			4250- 4350	4350- 5550	5550- 5600
Давление гидроразрыва, МПа	4,0	11,0	l ′	·	,	59,5 (45,5)	80,0	71,0 (60,0)	110- 122	122 (112)

Рассчитываем значения эквивалентов градиентов давлений гидроразрыва пластов (поглощений бурового раствора) для каждого интервала. Для интервала 9 эквивалент гидроразрыва равен $4.0 / (0.01 \cdot 200) = 2.0$. Аналогичным образом определяем значения эквивалентов градиентов давлений гидроразрыва для интервалов 10 - 18. Они, соответственно, равны:

```
11,0: (0,01 \cdot 600) = 1,83
20,0: (0,01 \cdot 1000) = 2,0
23,5: (0,01 \cdot 1300) = 1,81
30,8: (0,01 \cdot 1625) = 1,89
59,5: (0,01 \cdot 3500) = 1,70
45,5: (0,01 \cdot 3500) = 1,3
80,0: (0,01 \cdot 4000) = 2,0
71,0: (0,01 \cdot 4250) = 1,57
110,0: (0,01 \cdot 4800) = 2,29
122,0: (0,01 \cdot 5550) = 2,2
112,0: (0,01 \cdot 5550) = 2,0
```

глубина м	литология	осложнени я	пластовое давление, Мпа	давление гидроразр ыва	Эквивалент градиента давлений мп. ^{10⁻¹} 9 10 12 14 16 18 20	плотность раствора глубина спуска обсадных
	пески, глины			4.0	A K 9	
500	глины песчаники		6.0	11.0	1 10	
1000	глины песчаники глины			20.0	11	
1500	песчаники	поглощения	13.0	23,5	2	
~~			17.0	30,8		
2000		обвалы	24.0	40	3 13	87
2500	глинистые породы	осыпи, обвалы				1,25-1,35
3000			36.0	57	4	
3500	песчаники, алевролиты	поглощения	33.0	59,5	5 C R 14	
4000			40.0	80	6	: n
	глины	поглощения		71	[16 O	-
₹500		- Z	49.5	105.0	7 E E	J
5000	песчаники, алевролиты	осыпи, обвалы	72.0	110.0	D N 17	
5600		нефтегазопро явления	78.0	125.0	8 P P 18	13-20
5600			82.5	122.0	P	
	глины					
		4				

Рисунок 1.1 – Технико-геологический разрез скважины

Таблица 1.4

Номер варианта												
	()	-	1	2	2	3	3	4	1		
Глубина	литоло	осложн	лито-	ослож-	лито-	осложн	литоло	осложн	литоло	осложн		
скважины, м	гия	ения	логия	нения	логия	ения	КИЛ	ения	гия	ения		
-500	0-400м	осыпи	0-130м	обвалы	0-220м		0-420м		0-230м			
	пески,		пески,		пески,		пески,		пески,			
	глины		глины		глины		глины		алевро			
									литы,			
	400-		130-		220-		420-		230-	800-		
	700м		500 м		990м		1265м		850м	850м		
	глины		пески,		глины,		глины		глины,	погло		
			глины,		алевро		опоко-		песча-	щения		
			алевро		литовы		видные		ники,			
			литы		e				алевро			
	700-	погло	500-		990-	погло			850-			
	900м	щения	900 м		1170м	щения			1150м			
	песчан		глины		пески,				пески,			
	ики				песчан				алевро			
					ики,				литы,			
					глины				глины			
-1000	900-	погло	900-	погло	1170-		1265-	1265-	1150-			
	1500 м,	щения	1100м	щения	1670 м,		1700м	1300м	1400 м,			
	алевро		песчан		песчан		песча-	погло	песча-			
	литы,		ики		ики,		ники,	щения	ники,			
	алеври				алевро		алевро		пески			
	ты				литы,		литы,					
-1500	1500-	погло	1100-		1670-		1700-		1400-			
	1700 м,	щения	1750 м,		1800 м,		2060 м,		1450 м,			
	песчан		глины		песча-		песча-		аргилл			
	ики				ники		ники		иты			
-2000	1700-			погло	1800-		2060-	2060-	1450-	1800-		
	3000 м,		2000 м,	щения	2140 м,				2000 м,	•		
	глины		песча-		аргил-		песча-	погло	песча-	погло		
			ники		литы,		ники,	щения	ники	щения		
					алевро		глины					

2000-	2140-	2560-	
2700 м,	2540 м,	2850 м,	
глины	песча-	аргилл	
	ники,	иты	
	алевро		
	литы		

Продолжение табл.1.4

-2500			2700-		2540-	2540-	2850-	ГОРОП	
-2300								газоп-	
			3000 м,		2900 м,	2650 м,	3100 м,	роявле	
			песчан		аргилл	газопр	песча-	кин	
			ики		иты,	оявлен	ники,		
					песчан	ия	аргил-		
					ники,		литы		
					алевро				
-3000	3000-	3000-	3000-	нефте-				2000-	
	3500 м,	3100 м,	3200 м,	газоп-				3400 м,	
	песча-	погло	алевро	роявле				извест	
	ники,	щения	литы,	ния				няки,	
	алевро		песча-					мерге-	
-3500	3500-							3400-	нефте-
	3900 м,							3700 м,	прояв-
	глины,							песча-	ления
	алевро							ники,	
	литы							извест	
								няки,	
								доломи	
-4000									

продолжение табл. 1.4.

	Номер варианта											
	5 6 7 8 9											
Глубина	литоло	осложн	литоло	осложн	литоло	осложн	литоло	осложн	литоло	осложн		
скважины, м	гия	ения	гия	ения	гия	ения	гия	ения	гия	ения		
-500	0-200м		0-400м		0-120м		0-600м		0-400м			
	пески,		пески,		пески,		пески,		глины			
	глины		глины		глины		гпины					

20	200-	400-	130-		600-	погло	400-	
60	000м	900м,	900м		700м,	щения	1000м	
O	поки,	глины,	песча-		песча-		пески,	
П	есча-	алевро	ники,		ники		глины	
H	ики,	литы	глины,					
Lì	лины		алевро					
60	600-	900-	900-	погло	700-			
12	200м	1100 м	1030м	щения	1000м,			
Lì	лины,	глины	песча-		глины			
aı	левро		ники					
л	иты							
П	есча-							

Продолжение табл.1.4

-1000	1200-	погло	1100-	погло	1030-		1000-	1000-	900-
	1300 м,	щения	1350м	щения	1670 м,		1400м,	1800 м,	1000м,
	глины		песча-		аргил-		глины,	песча-	погло
			ники		литы		мерге-	ники	щения
					песча-		ЛИ		
	1300-		1350-						
	1600 м,		1650 м,						
	песча-		глины						
	ники,								
	алевро-								
-1500	1600-		1650-	погло	1630-	2000-	1400-	1800-	
	2000 м,		1850 м,	щения	3000 м,	2200 м,	2500м,	2000м,	
	туфо-		песча-		песча-	погло	извест-	песча-	
	песча-		ники,		ники,	щения	няки,	ники	
	ники		алевро-		аргил-		песча-		
			литы,		литы,		ники		
			глины		алевро				
-2000	2000-	2000-	1850-					2000-	
	2500м,	2100м,	2500м,					2200м,	
	доло-	погло	глины					глины	
	миты,	щения							
-2500	2500-		2500-					2200-	погло
	3600м,		2900м,					2700 м,	щения
	извест-		аргил-					песча-	
	паки		пити					шии	

-3000		3400-	2900-		3000-		2900-		2700-	
		3500м,	3800м		3100м,		3200м,		3200м,	
		газоп-	аргилл		аргил-		мерге-		глины	
		роявле-	иты,		литы,		ли			
		ния	алевро		биту-					
					3100-	погло	3200-			
					3350м,	щения	3500 м,			
					извест		извест			
-3500	3500-			3500-	3350-		3500-	газо-	3400-	
	3900 м,			3800м,	3900м,		3600м,	прояв-	3600 м,	
	глины,			нефте-	глини-		песчан	ления	глины	
	алевро			газо-	сто-		ики			
	литы			прояв-	карбо-					
				ления	натные					
					поро-					
-4000							3600-		3600-	нефте-
							3800 м,		3800м,	прояв-
							извест-		песча-	ления
							наки		ники	

Таблица 1.5

		0		1		2	,	3		4
глуби на, м	пластовое давление, МПа	давление гидро- разрыва, МПа	пластовое давление, МПа	давление гидро- разрыва, МПа	пластовое давление, МПа	давление гидро- разрыва, МПа	Пластовое давление, МПа	давление гидро разрыва, МПа	пластовое давление, МПа	давление гидро разрыва, МПа
		300м								
		6,0								
-500	5,0		5,5	10,0	5,0	10,0	5,5	11,0	5,0	11,0
		700м								
		12,0		900м		990м				800м.
-1000	10,0		10,0	16(14)	11,0	17(15)				13(11)
							11,0	1265м	10,0	
-1500	16,0	27,0	17,0	1750м	-18,0	1670м		21(16)		

		(20,0)		-29,0		28(22)	16,0	28,0	17,0	28,8
				(25,0)						
			1800м							
			-19,0							1800м
										-29,0
-2000	2100м							2060м		(25,0)
	-25,0	40,0			24,0	41,0	23,0	-35,0		
								(30,0)	24,0	
-2500		48,0	27,0	47,0	52,0	60,0	26,0	48,0		
							2850м		27,0	47,0
							-63,0			
					2900м					
-3000	36,0	57,0	62,0	72,0	36,0	60,0		3100м	36,0	55,0
		(42,0)						-59		
			3400м						3400 м	
			-39,0						-75	
-3500	33,0	59,0	37,0	3700м					75	80,0
3300	33,0	33,0		-61,0						00,0
	3900м	3900м		31,0						
-4000	40,0	81,0	45,0							
74000	70,0	01,0	75,0							

продолжение таблицы 1.5

_	1										
		5		6		7		8		9	
	глуоина, м	пластовое давление, МПа	давление гидро- разрыва, МПа								

	200м								
	4,0								
5,5		5,0	10,0	5,0	10,5	5,5	11,0	5,0	10,5
							600м		
							11(10)		
10,0	17,0	11,0	1100м	11,0	900м	12,5		9,5	900м
	(12,0)		-18		17(14)				16
			(15)						(13)
15,5	27,0	17,0	1650м	18,0	29,0	16,5		17,0	28,0
			-28						
			(24)						
		1800м							
		-19							
25,0	35,0		34,0	25,0	35,0	23,5	34(30)	23,0	2200м
	(30,0)				(30)				33
									(29)
27,0	48,0	29,5	49,0	52,0	60	26,5	50,0	31,0	49,0
35,0	60	34,0	58,0	36,0		34,5	59,0	35,0	60,0
					3100м				
					57				
					(42)				
3400м									
-75	82,0	76,0	62,0	40,0		45,0	81,0	72,0	3600м
									83,0
				3900м					
				-41,0	80,0				
	10,0 15,5 25,0 27,0 35,0	4,0 5,5 10,0 17,0 (12,0) 15,5 27,0 25,0 35,0 (30,0) 27,0 48,0 35,0 60	4,0	4,0 5,5 5,0 10,0 10,0 11,0 11,0 1100M (12,0) -18 (15) 15,5 27,0 17,0 1650M -28 (24) 1800M -19 25,0 35,0 34,0 (30,0) 27,0 48,0 29,5 49,0 35,0 34,0 58,0	4,0 5,5 5,0 10,0 5,0 110,0 17,0 111,0 1100m 111,0 (12,0) -18 (15) 15,5 27,0 17,0 1650m 18,0 -28 (24) 1800m -19 25,0 35,0 34,0 25,0 35,0 34,0 25,0 35,0 34,0 58,0 36,0 3400m -75 82,0 76,0 62,0 40,0	4,0	4,0	4,0	4,0

-4000					

Эти значения эквивалентов градиентов давлений гидроразрыва и давлений поглощения бурового раствора наносим на график (кривые 9-18).

Пунктиром показаны давления, при которых возникают поглощения раствора. Параллельно оси ординат строим линии КМ, RN, OP, которые проводим касательно к крайним точкам кривой эквивалентов градиентов давлений поглощений бурового раствора. Эти линии определяют граничные условия по давлениям гидроразрыва.

Таким образом, нами получены зоны ABKM, CДRN, EFPO, условия бурения в которых совместимы. Определение этих зон позволило наметить пределы изменения плотности бурового раствора в каждой зоне.

Окончательный выбор плотности раствора производится в соответствии с требованиями работы [6]. Превышение гидростатического давления столба бурового раствора над пластовым должно составлять:

- для скважин глубиной до 1200 м 10-15%,
- для скважин глубиной до 2500 м 5-10%,
- для скважин с глубинами свыше 2500 м 4-7%.

Глубина спуска обсадной колонны принимается на 10-20 м выше границы раздела смежных зон с несовместимыми условиями бурения. Окончательный выбор глубины установки башмака обсадной колонны определяется с учетом ряда дополнительных факторов [13].

Контрольное задание. Построить совмещенный график давлений с целью определения зон с совместимыми условиями бурения. Исходные данные с литологией геологического разреза, осложнениями и пластовыми давлениями и давлениями гидроразрыва пластов приведены в таблицах 4 и 5.

ПРАКТИЧЕСКАЯ РАБОТА № 2

Тема: «Определение пластового давления. Определение дебита нефтяных и газовых скважин»

Цель: «Освоить теоретическое обоснование, ответить на контрольные вопросы»

Определение пластового давления.

Определение дебита нефтяных и газовых скважин. Известны способы определения пластового давления и коэффициента продуктивности скважин, основанные на экспериментальных методах восстановления давления и установившихся отборов. Измеряют глубинным манометром забойное давление p_3 . Спустя 2 – 3 мин останавливают скважину и через время t_k , равное 10-15 мин, вновь измеряют забойное давление, принимая эту точку отсчета за начало координат расчетного участка кривой восстановления давления с приращением забойного давления от момента остановки скважины на величину Δp_{H} . Затем каждые 8-10 мин в течение 100 мин измеряют приращение забойного давления Δp . По приведенной формуле методом наименьших квадратов вычисляют текущее расчетное приращение пластового давления. По нему вычисляют значение конечного приращения пластового давления, постоянные времени и коэффициенты путем сравнения в определенный момент времени давлений расчетных и действительных, кривой снятых на начальном участке восстановления давления. Экстраполируют кривую восстановления давления до момента, при котором приращение пластового давления за заданный промежуток времени будет равно нулю. По найденным значениям вычисляют пластовое давление. Недостатками этих методов является необходимость длительной остановки скважины и присутствия на ней обслуживающего персонала. Длительная остановка скважин ведет к изменению режима их работы и пласта в целом. Это сказывается на результатах измерения и не позволяет реализовать

систематического контроля над процессом разработки пласта, что приводит к его быстрому обводнению.

В качестве прототипа выбран способ определения пластового давления в лобывающих И нагнетательных скважинах, включающий остановку (закрытие) скважины, снятие с помощью глубинного манометра кривой восстановления давления, измерение забойного давления до остановки скважины, а также спустя некоторое время после ее остановки. Недостатком ЭТОГО способа является TO, что требуется полное снятие кривой восстановления давления и, как следствие, длительное время остановки скважины и присутствие на ней обслуживающего персонала. Кроме того, восстановления требует полное снятие кривых давления большого количества времени, ведет к значительным потерям добычи нефти и большим эксплуатационным затратам. Процесс добычи нефти является сложным технологическим процессом, и оптимально его реализовать можно лишь при наличии необходимого объема первичной информации о состоянии пласта и технологического оборудования. Особенно актуально это проблема разработки стоит при регулировании пласта, когда необходимо поддерживать заданную скорость перемещения контура нефтеносности. Для этого необходимо систематически строить и анализировать карты изобар, позволяющие контролировать изменения давления по пласту. На основании карты изобар регулируется отбор жидкости из пласта, объем нагнетаемой воды и характер перемещения контура нефтеносности, а также анализируется равномерность вытеснения нефти водой.

Определение дебита нефтяных и газовых скважин.

Способ определения дебита газа и газового фактора продукции скважин, работающих при давлении на приеме насоса ниже давления насыщения, включает измерение затрубного давления и динамического уровня жидкости в затрубном пространстве, плотности нефти при стандартных условиях, температуры и коэффициента растворимости газа с поправочным

коэффициентом. Измеряют дебит скважины по жидкости, обводненность, изменение затрубного давления и динамического уровня при закрытой затрубной задвижке, время измерения. Дебит газа и газовый фактор определяют по изменению объема газа в затрубном пространстве исходя из условия равенства давления насыщения по всему уровню приема насоса. Причем дебит газа и искомое значение газового фактора определяют по приведенным математическим выражениям. Техническим результатом является повышение точности и обеспечение возможности определения дебита газа и газового фактора в скважинах с давлением на приеме насоса ниже давления насыщения. Известны способы определения газового фактора нефти путем отбора всей добываемой продукции либо ее части за определенный промежуток времени, разделения продукции на фазы и объема Эти способы последующего измерения фаз. капиталоемкие и недостаточно точны по причине невозможности полного разделения фаз.

Определение газового фактора и отборов газа на скважинах с давлением на приеме насоса ниже давления насыщения, работающих в режиме накопления и сброса газа из затрубного пространства, представляет особо сложную проблему. Причина сложности состоит как в том, что все существующие методы и средства измерений сами работают в периодическом режиме, так и в том, что по мере накопления газа растет затрубное давление и динамический уровень.

Для стока (добывающая скважина) скорость движения жидкости в одной и той же точке одного и того же потока можно выразить так:

$$U=Q/F$$
; $U=K\cdot dP/M\cdot dr$

где

U – скорость жидкости, м/с

Q – дебит скважины, м 3 /с

K – проницаемость пласта, мкм 2

M – динамическая вязкость жидкости, $\Pi a/c$.

dP - перепад давления на пути фильтрации жидкости, Π а.

dr – длина пути, на котором фильтруется жидкость, м.

Левые части этих уравнений равны, приравниваем и правые части:

$$Q/2p \cdot r \cdot h = K \cdot dp/M \cdot dr; (Q/F = K \cdot dP/M \cdot dr)$$

$$d_p = (Q \cdot M/2\Pi \cdot K \cdot h) \cdot (d_r \cdot r_1); dP = Q \cdot M/2\Pi \cdot K \cdot h; R_k = d_r/R_1$$

Откуда
$$P_{nn}$$
 - $P_{3a\delta} = Q \cdot M i_n R_k$,

 Γ_c решая относительно Q получают

$$Q=2\Pi\cdot K\cdot h\ (P_{nn}-P_{3a6})\ ML_n=R_k/r_c$$

где

 P_{nn} – давление пластовое, Па

 $P_{3a\delta}$ – давление забойное, Па

 R_k — радиус контура питания (давления) пл.

 r_c – радиус скважины, м.

Это выражение называется уравнением притока или законом Дюпюи или формулой дебита нефтяной скважины.

Формулы для расчёта дебита скважин справедливы при определённых условиях: только для плоскорадиального установившегося притока однородной по всей толщине пласта жидкости (газа) или для так называемых гидродинамически "совершённых" скважин. Однако, как правило скважины не бывают гидродинамически совершёнными. Так, в некоторых скважинах вскрывают только часть толщины пласта, и если пласт не крепят обсадной колонной, то такие скважины являются несовершёнными по степени вскрытия.

В большинстве скважин пласт вскрывают на всю его толщину, но сообщение скважины с пластом осуществляется через ограниченное число отверстий в обсадной колонне. Такие скважины несовершенны по характеру вскрытия. Чаще всего в производственной практике скважины по степени и характеру вскрытия одновременно.

Контрольные вопросы:

- 1) Как определяют пластовое давление опытным путём?
- 2) Для чего необходимо строить карты изобар?
- 3) Как выглядит закон Дюпюи?
- 4) Какие скважины называются гидродинамически «совершёнными»?
 - 5) Как определяют газовый фактор?

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ№3

ГЛУШЕНИЕ СКВАЖИН

3.1 Расчет требуемой плотности жидкости глушения скважин

Перед проведением ремонтных работ в скважину закачивается жидкость глушения скважин (ЖГС) с плотностью, обеспечивающей предотвращение поступления флюида из продуктивного пласта в скважину. Для глушения скважин за один цикл через насосно-компрессорные трубы, спущенные до забоя, с полной заменой скважинной жидкости, необходимая плотность ЖГС рассчитывается по формуле:

$$\rho_{\mathcal{K}TC} = \frac{P_{\Pi\Pi}(1 + K_{BP})}{g \cdot H_{\Pi 3}} \tag{3.1}$$

где

 $ho_{\mathcal{K}\Gamma C}$ – плотность жидкости глушения скважин, кг/м 3 ;

 $P_{\Pi \Pi}$ – пластовое давление, Па;

 $K_{\it BP}$ — коэффициент безопасности работ, зависящий от глубины скважины, коэффициента продуктивности и газового фактора, определяется из Приложения 1;

g – ускорение свободного падения, м/с²;

 $H_{\it H3}$ – отметка положения искусственного забоя по вертикали скважины, м:

$$H_{U3} = h_{U3} \cos \alpha \tag{3.2}$$

где

 h_{H3} — отметка положения искусственного забоя по стволу скважины, м; α — средний зенитный угол ствола скважины, градус.

Градиент пластового давления определяется по следующей формуле:

$$gradP_{\Pi\Pi} = \frac{P_{\Pi\Pi}}{H_{H3}} \tag{3.3}$$

Существуют случаи неверного указания пластового давления в планах на глушение скважин. Тогда возможно, что плотность завезенной ЖГС не

обеспечивает надежного глушения скважины. В случае, если плотность ЖГС ниже требуемой, на устье скважины будет отмечено избыточное давление. Тогда точную требуемую плотность ЖГС можно рассчитать по формуле:

$$\rho_{XTC} = \frac{(P_H + P_3) \cdot (1 + K_{EP})}{g \cdot H_{H3}}$$
 (3.4)

где

 $P_{\it H}$ – избыточное давление на устье скважины, Па;

 P_3 – забойное давление, создаваемое столбом использованной ЖГС, Па.

3.2 Расчет необходимого количества компонентов жидкости глушения скважин

Количество реагента (NaCl, CaCl₂), требующегося для приготовления необходимого объема жидкости глушения определенной плотности, рассчитывается по формуле:

$$m_{P} = \frac{\rho_{P} \cdot (\rho_{\mathcal{M}TC} - \rho_{B}) \cdot V_{\mathcal{M}TC}}{\rho_{P} - \rho_{B}}$$
(3.5)

где

 m_P – количество реагента, кг;

 ρ_P – плотность реагента, кг/м³ (плотность NaCl 2150 кг/м³ , CaCl $_2$ – 2200 кг/м³);

 ho_B — плотность воды, используемой для приготовления жидкости глушения, кг/м 3 ;

 $V_{\mathcal{K}\Gamma C}$ – требуемый объём жидкости глушения, м³.

В случае, если на скважину завезена жидкость глушения с большей плотностью, необходимо провести разбавление ее водой до нужного значения плотности. Количество воды в литрах, необходимого для добавления в 1м³ исходного раствора ЖГС с целью снижения плотности раствора до заданного значения, можно определить по формуле [6]:

$$V_B = \frac{\rho_B \cdot (\rho_{ucx} - \rho_{3aa})}{\rho_{3aa} - \rho_B} \tag{3.6}$$

где

 ρ_{ucx} – плотность исходного раствора ЖГС, кг/м³;

 $\rho_{3a\partial}$ – плотность заданного раствора ЖГС, кг/м³.

В случае недостаточной плотности ЖГС следует дорастворить в ней дополнительный объем солей или утяжелителя. Расход утяжелителя, необходимого для повышения плотности 1 м³ ЖГС, определяют по формуле:

$$m_{y} = \frac{\rho_{P} \cdot (\rho_{3a\partial} - \rho_{ucx})}{\rho_{V} - \rho_{3a\partial} \cdot (1 - n + n \cdot \rho_{V})}$$
(3.7)

где

 ρ_{v} – плотность утяжелителя, кг/м³;

n — влажность утяжелителя.

Наиболее распространенным утяжелителем является барит (BaSO₄), который представляет собой тонкий белый порошок плотностью 4000 – 4200 кг/м³. Для устранения склонности барита к седиментации в раствор рекомендуется добавлять ПАВ или триполифосфат натрия (0,5 % сухого вещества от массы барита).

В качестве утяжелителя также могут использоваться:

- гематит (Fe₂O₃) порошок плотностью 4300-4600 кг/м³;
- магнетит (Fe₃O₄) порошок плотностью 4200-4400 кг/м³;
- мел (CaCO₃) порошок плотностью 2700-2800 кг/м³, используемый для утяжеления раствора до плотности 1450 кг/м³.

Недостатками растворов высокой плотности являются высокая стоимость используемых солей, коррозионная активность в силу высокой минерализации. Применение растворов высокой плотности не исключает процесса их фильтрации в пласт, где при контакте с пластовыми водами возможно выпадение солей.

1.3 Расчет необходимого объема жидкости глушения скважин

Для определения необходимого объема ЖГС рассчитывается внутренний объем скважины с учетом толщины стенки труб, объема спущенных НКТ и глубины спуска скважинного насосного оборудования.

Требуемый объем ЖГС для проведения ремонтных работ можно определить как разность между внутренним объемом скважины и объемом НКТ по телу трубы:

$$V_{\mathcal{K}TC} = (V_{\mathcal{K}} - V_{HKT} - V_{III}) \cdot K_3 \tag{3.8}$$

где

 K_3 – коэффициент запаса, учитывающий объем поглощения жидкости глушения;

 $V_{ЭК}$ – объем эксплуатационной колонны, м³

$$V_{\mathfrak{K}} = \frac{\pi \cdot D^2}{4} \cdot H \tag{3.9}$$

где

D – внутренний диаметр эксплуатационной колонны, м;

H – глубина скважины, м.

 V_{HKT} – объем жидкости, вытесняемой насосно-компрессорными трубами, \mathbf{m}^3

$$V_{HKT} = \frac{\pi \cdot (d_{gheu}^2 - d_{ghymp}^2)}{\Delta} \cdot H_C$$
 (3.10)

где $d_{\it ghem}$ и $d_{\it ghymp}$ — соответственно внешний и внутренний диаметры НКТ, м.

Примечание: для НКТ:

114мм V 1м = 7,9 л;

102мм V 1м = 6,16 л;

73мм V 1м = 1,28 л;

60мм V 1м = 1,99 л;

48мм V 1м = 3,02 л.

 $V_{I\!I\!I}$ — объем, вытесняемый металлом штанг (при глушении скважин оборудованных ШГН), м³

$$V_{III} = \frac{\pi \cdot d_{um.cp}^2}{4} \cdot H_C \tag{3.11}$$

где $d_{\mathit{um.cp.}}$ – средневзвешенный диаметр штанг, м:

$$d_{um.cp} = \frac{\sum d_{um.n} \cdot h_n}{H_C} \tag{3.12}$$

где

 $d_{um.n}$ и h_n – диаметры и длины n - ступеней колонны штанг, м.

3.4 Расчет количества циклов глушения скважины

Количество циклов глушения скважины определяется по формуле:

$$K_{II} = \frac{V_{\Im K}}{V_{\nu}} \tag{3.13}$$

где: V_K – объем кольцевого пространства, м³.

Объем первого и последующего циклов глушения (кроме последнего) должен соответствовать объему между внутренним диаметром эксплуатационной колонной и внешним НКТ до глубины спуска насоса:

$$V_{n-III} = \frac{\pi \cdot (D_{\Im K_{BHymp}}^2 - D_{HKT_{BHeul}}^2)}{4} \cdot H_C$$
 (3.14)

Объем последнего цикла глушения:

$$V_{aII} = V_{\mathcal{K}\Gamma C} - \Sigma V_{n-III} \tag{3.15}$$

3.5 Расчет времени отстоя на осаждение жидкости глушения в скважине

Перед составлением плана работ следует определиться, каким образом первая пачка жидкости глушения поступит к забою скважин. В составе первой пачки обычно участвует блокирующий состав. Для месторождений с низкой проницаемостью продуктивного пласта или высокой глинистостью породы рекомендуется способ осаждения. При осаждении первая пачка жидкости глушения закачивается в режиме циркуляции и располагается в затрубном пространстве от уровня приема насоса и выше. Скважина закрывается на отстой на время, рассчитанное по формуле:

$$T = \frac{H_{II3}}{v} \tag{3.16}$$

где H_{H3} — расстояние от приема насоса до забоя скважины, м; v — скорость оседания жидкости глушения, м/с.

Правила ведения ремонтных работ в скважинах (РД 153-39- 023-97), утвержденные Минтопэнерго Российской Федерации, указывают скорость оседания 0,04 м/с.

3.6 Условие задачи и варианты заданий

Условие задачи: рассчитать основные технологические параметры процесса глушения скважины (плотность, количество основного реагента и объем ЖГС, количество и объемы циклов глушения, время отстоя), оборудованной УЭЦН. Дать рекомендации для случая, если на скважину завезена жидкость глушения с плотностью, превышающей рассчитанную на 30 кг/м³. Варианты задачи: решение задачи осуществляется в соответствии с индивидуальным вариантом задания, установленным преподавателем. Варианты заданий приведены в таблице 3.1.

Таблица 3.1 — Варианты заданий для расчета основных технологических параметров глушения скважины

Параметр		Первая цифра варианта									
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	
Пластовое давление, МПа	10	13	15	18	20	22	25	28	30	32	
Газосодержание продукции, м ³ /м ³	70	90	110	130	180	200	300	350	420	450	
Коэффициент продуктивности, м ³ /(сут атм)	0,2	0,6	0,8	1,0	1,2	1,4	1,6	1,8	2,0	2,2	
Отметка положения искусственного забоя по стволу скважины, м	1000	1300	1500	1800	2000	2200	2500	2800	3000	3200	
Средний зенитный угол ствола скважины, градус	3	5	8	10	13	15	20	25	30	35	
Отметка глубины спуска насоса по вертикали скважины, м	800	1150	1200	1620	1750	1900	2100	2200	2300	2400	
Интервал перфорации по вертикали скважины, м	980- 986	1285- 1290	1475- 1483	1768- 1779	1930- 1938	2120- 2130	2335- 2347	2530- 2543	2596- 2607	2610- 2620	

ПРАКТИЧЕСКАЯ РАБОТА № 4

ТЕМА: МЕТОДИКА РАСЧЕТА БУРИЛЬНЫХ КОЛОНН ПРИ БУРЕНИИ ЗАБОЙНЫМИ ДВИГАТЕЛЯМИ.

Диаметр бурильных труб выбирают в зависимости от диаметра предыдущей обсадной колонный и способа бурения.

При одноразмерной (одного размера) колонне допускаемую глубину спуска колонны, составленную из труб с одинаковой толщиной стенки и группой прочности материала, определяют по формуле:

$$L_{\partial on} = \frac{Q_{p} - k \cdot (Q_{V\!E\!T} + G) \cdot \left(I - \frac{\rho_{\delta p}}{\rho_{\scriptscriptstyle M}}\right) - (P_{\scriptscriptstyle 0} - P_{\scriptscriptstyle n}) \cdot F_{\scriptscriptstyle y}}{k \cdot q_{\delta p} \cdot \left(1 - \frac{\rho_{\delta . p.}}{\rho_{\scriptscriptstyle o}}\right)}, M$$

где

 $Q_{\rm p}$ – допускаемая растягивающая нагрузка для труб нижней секции МН.

$$Q_p = \frac{\sigma_T \cdot F_{\kappa p}}{n}$$

где

 σ_T – предел текучести материала труб, МПа

 F_{TP} – площадь сечения трубы, м²

 G_T – вес трубы

n — коэффициент запаса прочности

n = 1.3 – для нормальных условий бурения

n = 1.35 — для осложненных условий бурения

k=1.15 — коэффициент, учитывающий влияние трения, сил инерции и сопротивления движению раствора

 $Q_{V\!BT}$ – вес утяжеленных бурильных труб, МН

G – вес забойного двигателя и долота

 $p_{\scriptscriptstyle M}$ – прочность материала труб, г/см³

 $p_{\rm M}$ =7,85 г/с ${\rm M}^3$

 F_{κ} – площадь проходного канала, м²

 Q_{ET} – приведенный вес 1 п.м. трубы

 $p_0 + p_n$ — перепады давления, соответственно на долоте и в турбобуре, МПа

Если по результатам расчетов:

 $L_{\partial on} > H$, достаточно

 $L_{\partial on} < H$, бурить колонной нельзя, необходимо вводить сверху вторую секцию, составленную из труб той же группы прочности стали, но с большей толщиной стенки, где H – проектная глубина скважины по инструменту, м.

Длина второй секции определяется по формуле:

$$L_{0} = \frac{Q_{p2} - Q_{p1}}{k \cdot q_{BT} \cdot \left(1 - \frac{P_{n}}{p}\right)} = \frac{\frac{\sigma_{T}}{n} \cdot \left(F_{00} - F_{00}\right)}{k \cdot q_{00} \cdot \left(1 - \frac{P_{00}}{p_{M}}\right)}, M$$

где $Q_{\rm p1},\ Q_{\rm p2}$ – допустимые растягивающие нагрузки для труб первой и второй секций МН

 $q_{\rm БT2}$ – приведенный вес 1 n.м. труб, MH

 $F_{\rm 2TP}$ – площадь сечения трубы, M^2

Общая допустимая длина колонны:

$$\Delta L_{\text{доп}} = L_{\text{доп}} + I_2$$
 , M

Если $\Delta L_{\text{доп}} > H$, достаточно, если $\Delta L_{\text{доп}} < H$, недостаточно, требуется одна секция сверху.

III-я секция сверху будет состоять из труб с группой прочности стали «Д» и толщиной стенки выше предыдущей.

Таким образом, расчет вести до выполнения условий достаточности

 $L \Delta L_{\text{доп}} = L_{\text{доп}} + I_2$, достаточно.

Пример расчета бурильной колонны при бурильном способе бурения.

Выбор бурильной колонны.

Данные к расчету:

- 1. Н=3000 м проектная глубина скважины по инструменту
- 2. *D*=215,9 мм диаметр долота

- 3. $p_{\rm p}=1,3 {\rm г/cm}^3-{\rm плотность}$ бурового раствора
- 4. Тип труб ТБВК.

Ход расчета:

- 1. Диаметр труб и типы элементов бурильной колонны выбираем в зависимости от диаметра предыдущей обсадной колонны и способа бурения. Принимаем ТБВК-140.
 - 2. Длины элементов бурильной колонны:
 - $a)~L_{
 m T}=23,5{=}24~{\it M}-$ длина турбобура ЗТСШ1-195
 - б) $L_{\rm YBT} = 50 \ \text{м} -$ длина УБТ $-178 \ \text{м}$
 - в) $L_{\rm BT} = H L_{\rm T} L_{\rm YBT} = 3000 24 50 = 2926$ м длина труб ТБВК
- 3. Принимаем трубы из стали «Д» с толщиной стенки 8 мм по ГОСТ 631-75.

И так, приняты типы элементов БК:

ТБВК 140×8×2926 м

УБТ 478×50 м

ЗТСШ1-195×24 м.

4. Допускаемая глубина спуска колонны, составленной из труб ТБВК 140-8 определяем по формуле:

$$L_{TK} = \frac{Q_p - k \cdot (Q_{VET} + G) \cdot \left(1 - \frac{p_{\delta m}}{p_{_M}}\right) - p_0 \cdot F_0}{k \cdot q_{\delta m} \cdot \left(1 - \frac{p_{\delta . p.}}{p_{_M}}\right)}, M$$

где $Q_{\rm p}$ — допускаемая растягивающая нагрузка для труб нижней секции, МН

$$Q_p = \frac{\sigma_m \cdot F_{mp}}{n} = \frac{380 \cdot 33.1 \cdot 10^{-4}}{1.3} = 0.96, MH$$

где $\sigma_{\rm T}$ – предел текучести материала труб, МПа

 $F_{\rm TP} = 33.1 \cdot 10^{-4} \ {\rm M}^2 -$ площадь сечения трубы

n = 1,3 — коэффициент запаса прочности для нормальных условий

k = 1,15 — коэффициент, учитывающий влияние трения, сил текучести и сопротивление движения жидкости.

 $F_{\rm k} = 120.1 \cdot 10^{-4} \, {\it M}^2$ - площадь проходного канала

 $Q_{\text{УБТ}} = L_{\text{УБТ}} \cdot q_{\text{бт}} = 50.0.00156 = 0.078 \ MH - \text{вес УБТ}.$

 $G = 0.0485 \ z/cm^3$ – вес забойного двигателя

 $P_{\rm M} = 31 \cdot 10^{-5} \, MH -$ приведенный вес 1 п.м. труб

 $P_{\rm p} = 6,1 \ M\Pi a$ — перепад давления на долоте и в турбобуре

$$L_{\partial on} = \frac{0.96 - 1.15 \cdot \left(0.078 + 0.049\right) \cdot \left(1 - \frac{1.3}{7.85}\right) - 6 \cdot 120.1 \cdot 10^{-4}}{1.15 \cdot 31 \cdot 10^{-5} \cdot \left(1 - \frac{1.3}{7.85}\right)} = 2575 \text{ m}$$

$$L_{2} = \frac{\frac{\sigma_{T}}{n} \cdot \left(F_{mp2} - F_{mp1}\right)}{k \cdot q_{ET} \cdot \left(1 - \frac{p_{\delta.p.}}{p_{M}}\right)}, M$$

где

 $F_{\rm Tp2}$ =36,9·10⁻⁴ ${\it M}^2$ – площадь сечения с толщиной стенки 9 мм $q_{\rm 6T}$ = 33.9·10⁻⁵ MH – приведенный вес 1 п.м.

$$L_2 = \frac{\frac{380}{1.3} \cdot \left[(36.9 - 33.1) \cdot 10^{-4} \right]}{1.15 \cdot 34 \cdot 10^{-5} \left(1 - \frac{1.3}{7.85} \right)} = 341 \text{ M}$$

Общая длина колонны

$$L'_{don} = L_{don} + L_2 = 2575 + 341 = 2916 \text{ M};$$

 $L'_{\partial on} < H$, не достаточно.

III-я секция сверху будет состоять из труб с группой прочности стали «Д» с толщиной стенки 10 мм.

$$L_3 = \frac{\frac{380}{1.3} \cdot \left[(40.7 - 36.9) \cdot 10^{-4} \right]}{1.15 \cdot 39.3 \cdot 10^{-5} \left(1 - \frac{1.3}{7.85} \right)} = 294 \text{ M}$$

$$L''_{\partial on} = L_{\partial on} + L_3 = 2916 + 294 = 3210 \text{ m};$$

 $L'_{\text{доп}} > H$, достаточно.

Таким образом, бурильная колонна будет состоять из трех секций.

Результаты расчетов сводим в таблице 4.1.

Таблица 4.1

№ п/п		ервал жения, м		Примечание			
	ОТ	до	d, mm	σ , MM	сталь	тип	
1	0	84	140	10	Д	ТБВК	
2	84	425	140	9	Д	ТБВК	
3	425	2575	140	8	Д	ТЮВК	

ЛАБОРАТОРНЫЙ ПРАКТИКУМ

ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА № 1.

ФИЗИКО - ТЕХНИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ ТВЕРДЫХ ТОПЛИВ

Цель работы:

Технический анализ твердого топлива имеет целью определение качества данного сорта топлива. На основе технического анализа определяются основные свойства топлива, важные для оценки возможности его технического применения.

В настоящей лабораторной работе производится определение влаги, золы и выхода летучих веществ при техническом анализе ископаемых углей.

Лабораторная установка включает в себя:

- 1. Весы лабораторные с набором гирь.
- 2. Шкаф сушильный.
- 3. Печь для обжига.
- 4. Эксикатор.
- 5. Лабораторные посуда (ступка, сита, бюксы, фарфоровые тигли) и инструмент (щипцы, шпатель и др.).

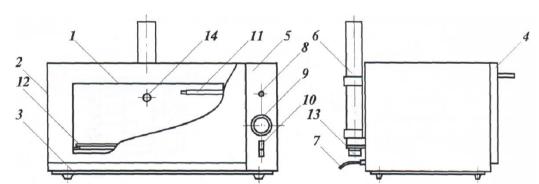


Рисунок 1.1 — Сушильный шкаф: 1 - нагревательная камера; 2 - кожух; 3 - основание; 4 - дверца; 5 - панель управления и индикации; 6 - вытяжная труба; 7 - кабель подключения к электросети; 8 - индикатор нагрева; 9 - датчик-реле определения температуры; 10 - выключатель; 11 - термобаллон; 12 - поддон; 13 - вентилятор; 14 - сопло

Нагревательная камера 1 представляет собой короб из нержавеющей

стали, к боковым и задней стенкам которого присоединены три плоских нагревательных элемента. Камера обернута термоизолятором и установлена на основании 3 при помощи винтов. Сверху камеры одевается кожух 2, который крепится к основанию.

Спереди камера закрыта дверцей 4, оборудованной термоизоляцией и плотно прижатой к камере с помощью пружин. Панель управления и индикации 5, закрепленная на кожухе справа от дверцы, предназначена для установки и регулирования температурного режима в рабочем пространстве сушильного шкафа, а также его включения и выключения. Для этого на панели управления имеются: индикатор 8 и датчик-реле 9 определения температуры, выключатель 10. Термобаллон 11 датчика-реле установлен в нагревательной камере. Температура в камере задается вращением ручки датчика-реле температуры 9. Сигнал о работе нагревателя подает индикатор 8.

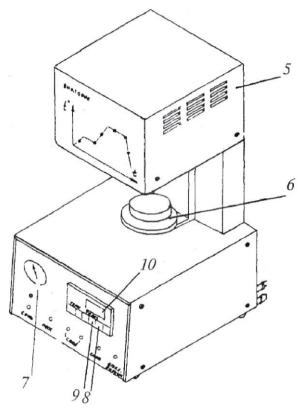
Бюкса с навеской пробы твердого топлива помещается на поддон 12, находящийся в нагревательной камере. Испаряющаяся влага удаляется из камеры эжекционным способом при помощи вентилятора 13, установленного в нижней части вытяжной трубы 6.

Шкаф сушильный предназначен для работы при температурах окружающей среды от 288 К (15°С) до 308 К (35°С), относительной влажности воздуха 46...80 %, атмосферном давлении 86,5... 106 кПа (650...800 мм рт ст).

Время достижения максимальной температуры после включения около 30 мин, непрерывной работы — 8 часов; среднее время восстановления около 2 часов.

Печь для обжига (рис. 1.2) предназначена для проведения технологического процесса при температуре до 1200°С. Наибольшая скорость изменения температуры в зоне рабочего пространства 130°С; среднее время восстановления не менее 5 часов. Диапазон изменения

температуры внутри зоны рабочего пространства 600...1200 °C, точность поддержания температуры в установившемся режиме ± 3 °C. Печь снабжена системой, позволяющей осуществлять программирование температурновременного режима нагрева.



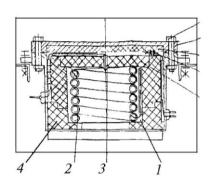


Рисунок 1.2 — Печь для обжига: 1 - рабочий объем; 2 - электрический нагреватель; 3 - термоэлемент; 4 - термоизоляция; 5 - кожух; 6 - стол с автоматической системой перемещения; 7 - панель управления; 8 - терморегулятор; 9 - таймер; 10 - цифровое индикаторное табло

Основные элементы печи показаны на рис. 2. Внутри рабочего объема 7 расположены электрический нагреватель 2 и электрический термоэлемент 3. Печь выложена изнутри термоизоляционным материалом 4; снаружи закрыта кожухом 5. Подача образцов для нагрева в камеру и выгрузка из нее осуществляются помощью стола 6, снабженного системой c перемещения. Программирование автоматического температурновременного режимов нагрева осуществляется с панели управления 7 с помощью терморегулятора 8, таймера 9 и цифрового табло индикации параметров 10.

І. Определение содержания влаги

Сущность метода заключается в высушивании угля до постоянного веса в сушильном шкафу при температуре 102... 105 °C.

Высушивание производится в электрическом лабораторном сушильном шкафу (рис. 1.1).

Проведение работы

- 1. Взвесим на аналитических весах с точностью до $0{,}0002$ г пустую бюксу с крышкой, вес m_a , г ;
- 2. Шпателем или специальной ложкой пересыпам в бюксу навеску угля в 1...2 г (толщина слоя угля в бюксе не должна превышать 5мм и производим взвешивание бюксы с навеской угля, вес m_b , г;
- 3. Бюксу с навеской угля вставляем в предварительно разогретый до 102... 105 °C сушильный шкаф и при этой температуре сушим около 30 мин;
- 4. Вынув бюксу из шкафа, охлаждаем её в эксикаторе и взвешиваем на аналитических весах, вес m_c , Γ ;
- 5. Производим контрольные просушивания, продолжительностью каждое 30 мин до тех пор, пока убыль веса не будет менее 0,001 г или до

увеличения веса из-за окисления угля при его длительном нагревании (в этом случае в расчет принимаем предпоследний вес m_c)

6. Общую убыль веса, в процентах к навеске угля, принимаем за содержание влаги W^P в рабочем топливе и вычисляем по следующей формуле:

$$W^{P} = \frac{m_b - m_c}{m_b - m_a} \cdot 100\% \tag{1.1}$$

Примечание. Во время сушки в шкафу крышка бюксы с навеской должна быть приоткрытой, а при охлаждении на воздухе и в эксикаторе, а также при взвешивании – закрытой.

II. Определение содержания золы

Сущность метода озоления угля заключается в постепенном продвигании фарфорового противня с углем в нагретую до 800 °C (±25 °C) печь для обжига (рис. 1.2) и прокаливания при этой температуре зольного остатка до постоянного веса.

Проведение работы

- 1. Взвесим на аналитических весах (с точностью до $0,0002~\Gamma$) пустой фарфоровый противень вес m_a , Γ ;
- 2. Шпателем пересыпаем в противень навеску угля в 1 г и производим взвешивание противня с навеской, вес m_b , г;
- 3. Предварительно разогреваем печь до температуры 850°С, опускаем загрузочный стол в нижнее положение, установив противень с навеской угля, и выдержать в таком положении в течение 10 мин. Затем поднимаем стол в среднее положение и выдерживаем в течение 10 мин, после чего продвигаем противень с навеской в зону полного накала печи;
- 4. При плотно закрытой печи выдерживаем пробу твердого топлива при температуре 800°C в течение 40 мин;

- 5. Опустив загрузочный стол печи в среднее положение, вынимаем противень с золой и охлаждаем вначале на воздухе в течение 6 мин, а затем в эксикаторе и взвешиваем на аналитических весах, вес m_c , Γ ;
- 6. Производим контрольные 15-минутные прокаливания противня с золой при температуре 800°C, которые повторяем до тех пор, пока изменение веса не будет менее 0,001 г;
- 7. Во всех случаях в расчет принимаем последний вес противня с зольным остатком вес m_c , Γ ;
- 8. Вес зольного остатка, в процентах к навеске угля, принимаем за содержание золы $A^{\rm P}$ в рабочем топливе и вычисляем по формуле:

$$A^{P} = \frac{m_c - m_a}{m_b - m_a} \cdot 100\% \tag{1.2}$$

9. В связи с тем, что проба рабочего топлива содержит влагу, содержание золы в пересчете на сухую массу топлива определяем по формуле:

$$A^{C} = A^{P} \frac{100}{100 - W^{P}},\% \tag{1.3}$$

III. Определение выхода летучих веществ

Сущность метода заключается в нагревании навески угля, находящейся в фарфоровом тигле с притертой крышкой, в печи (*puc. 2*) при температуре 850 °C в течение 7мин.

Проведение работы

- 1. Взвесим на аналитических весах (с точностью до 0,0002~г) пустой фарфоровый тигель вес $m_{\rm a}$, г ;
- 2. Шпателем пересыпаем в противень навеску угля в 1 г и производим взвешивание тигеля с навеской, вес m_b , г;
- 3. Предварительно разогреваем печь до получения устойчивой температуры 850°C, опускаем загрузочный стол в нижнее положение,

устанавливаем тигель с навеской угля, и поднимаем стол в верхнее положение до плотного закрытия печи;

- 4. При плотно закрытой печи выдерживаем пробу твердого топлива при температуре 850°C в течение 7 мин;
- 5. Опускаем загрузочный стол печи в среднее положение, вынимаем противень с золой и охлаждаем вначале на воздухе в течение 5мин, а затем в эксикаторе, после чего взвешиваем на аналитических весах, вес m_c г;
- 6. Потерю в весе в процентах к навеске угля за вычетом содержания влаги W^P принимаем за выход летучих веществ в рабочем топливе V^P и вычисляем по формуле:

$$V^{P} = \frac{m_b - m_c}{m_b - m_a} \cdot 100\% \tag{1.4}$$

7. Пересчитываем выход летучих веществ на сухую и горячую массу топлива по формулам:

$$V^{C} = V^{P} \frac{100}{100 - W^{P}}, \% {1.5}$$

$$V^{\Gamma} = V^{P} \frac{100}{100 - W^{P} - A^{P}},\%$$
 (1.6)

Примечание. Во время испытаний температуру печи необходимо контролировать: если температура последние 4 мин будет отличаться от 850 °C более чем на 20°C, производим повторное испытание образца.

IV. Результаты измерений

Результаты измерений заносим в таблицу:

№ опыта	Наименование	Вес пустой формы та, г	Вес формы с навеской до нагрева M_b , г	Вес формы с навеской после нагрева m _c , г	
I	Определение содержания влаги W^{P}	23,71	24,71	24,66	

II	Определение содержания золы A^{P}	10,73	11,73	11,05
III	Определение выхода летучих веществ V^{P}	29,50	30,52	30,39

V. Определение теплотворной способности топлива

Различают высшую и низшую теплотворную способность топлива. Высшая теплотворная способность $Q_{\rm B}^{\rm P}$ определяется количеством тепла, которое выделяется при полном сжигании 1 кг топлива без учета расхода тепла на испарение влаги. Низшая теплотворная способность $Q_{\rm H}^{\rm P}$ соответствует

количеству тепла при полном сгорании 1 кг топлива с учетом расхода тепла на испарение содержащейся в нем влаги.

Теоретический расчет теплотворной способности исследуемого топлива может быть произведен на основе полученных в лабораторной работе данных анализа по формуле Д.И. Менделеева:

$$Q_{\text{в}}^{\text{P}} = 81C^{\text{P}} + 300H^{\text{P}} + 26(S^{\text{P}} - O^{\text{P}}),$$
 ккал/кг; (1.7)

$$Q_{\rm H}^{P} = Q_{\rm B}^{P} - 6(9H^{P} - W^{P}),$$
 ккал/кг; (1.8)

где C^P , H^P , S^P , O^P , W^P - процентное содержание углерода, водорода, серы, кислорода и влаги исходя из следующего рабочего состава топлива:

$$C^{P} + H^{P} + O^{P} + N^{P} + S^{P} + A^{P} + W^{P} = 100 \%.$$
 (1.9)

При определении теплотворной способности в первом приближении можно применять, что из-за малого содержания в топливе азота, серы и кислорода $(N^P \approx 0, S^P \approx 0, O^P \approx 0)$, а выражение (1.9) записать в виде:

$$C^{P} + H^{P} + A^{P} + W^{P} = 100 \%.$$
 (1.10)

где H^{P} - содержание водорода в рабочей массе топлива, оцениваемое по опытному значению процента выхода летучих веществ V^{P} .

VI. Результаты проведенного анализа топлива

Результаты проведенного анализа топлива сводятся в таблицу:

Содержание						Теп	лота	Марка топлива
Содержание						сгорания		ттарка топлива
W^{P}	A^{P}	A^{C}	V^{P}	V^{C}	V^{Γ}	$Q_{\scriptscriptstyle m B}{}^{ m P}$	$Q_{\scriptscriptstyle m H}{}^{ m P}$	
%	%	%	%	%	%	ккал/кг		Донецкий T – P
5	32	33,7	12,7	13,4	20,2	7884,3	7228,5	

По данным анализа даём заключение о марке и качестве топлива на основе общепринятых методов классификации.

ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА № 2.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПЛОТНОСТИ НЕФТЕПРОДУКТОВ.

Цель работы: Целью работы является экспериментальное определение плотности нефтепродуктов ареометром для нефти (нефтеденсиметром).

Основные положения.

Плотность (ρ) — масса тела, заключенная в единице объема, г/см³, кг/м³. Плотность нефтепродукта — отношение плотности нефтепродукта, взятого при температуре t=20 °C к плотности воды при температуре t=4 °C. Плотность нефтепродукта обозначается p_4^{20} . Удельный вес нефтепродукта — отношение веса определенного объема нефтепродукта при t=20°C к весу такого же объема воды при t=4 °C. Обозначается эта величина d_4^{20}

Для всех измерений, точность которых не превышает 0,01 %, числовые значения относительных величин плотности (и удельного веса) можно принимать одинаковыми.

Плотность нефтепродуктов определяется нефтеденсиметром, пикнометром или гидростатическими весами. Нефтеденсиметром и весами определяется плотность нефтепродуктов, имеющих вязкость при 50 °C не более 200 сСт (v < 200сСт), а также более вязких нефтепродуктов, не выделяющих осадка при их разбавлении керосином. Пикнометром определяется плотность всех нефтепродуктов. Наиболее часто и быстро плотность определяется нефтеденсиметром.

Определение плотности нефтеденсиметром

Для определения плотности жидкого топлива нефтеденсиметром (рис. 2.1) в стеклянный или металлический цилиндр 2 соответствующих размеров по высоте и диаметру наливают испытуемый нефтепродукт 4 и выдерживают его при температуре окружающей среды для того, чтобы он принял эту температуру. В нефтепродукт осторожно опускают нефтеденсиметр 1. Когда прекратятся его колебания, по верхнему краю

мениска (*аб*) отмечают, до какого деления шкалы (с нанесенными на ней значениями плотности) погрузился нефтеденсиметр. Чем меньше плотность нефтепродукта, тем глубже погружается денсиметр, Одновременно по термометру 3 с ценой деления 1°С, впаянному в нижнюю часть (поплавок) денсиметра, определяют температуру нефтепродукта. Точность определения плотности нефтеденсиметром достигает 0,001.

- 1 нефтеденсиметр;
- 2 стеклянный сосуд;
- 3 термометр;
- 4 испытуемая жидкость

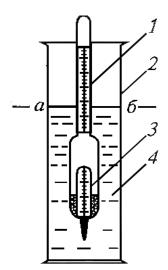


Рисунок 2.1 – Определение плотности продукта нефтеденсиметром:

Для определения плотности вязкого нефтепродукта (v>200cCm) его необходимо разбавить равным объемом керосина известной плотности $\rho_{\text{кер}}$. Определив плотность полученной смеси $\rho_{\text{см}}$ как маловязкого нефтепродукта, вычисляют плотность ρ испытуемого нефтепродукта по формуле:

$$\rho = 2 \rho_{cM} - \rho_{\kappa ep}. \tag{2.1}$$

Плотность (удельный вес) зависит от фракционного и химического состава топлива. Наиболее тяжелыми являются ароматические углеводороды замкнутого кольцевого строения. С увеличением плотности возрастает длина топливного факела. Величина плотности нефтепродукта дает возможность определить расчетом весовое количество топлива в цистернах н емкостях, косвенно характеризовать способность топлива к воспламенению (чем больше плотность, труднее воспламеняется), об тем оно судить относительной способности топлива к распылу и т.д. Плотности некоторых нефтепродуктов приведены в таблицу 2.1.

Таблица 2.1 – Плотность нефтепродуктов

Наименование нефтепродуктов	Плотность нефтепродуктов при 20° С $_{\Gamma/\text{см}^3}$
Авиационный бензин	0,73 - 0,75
Автомобильный бензин	0,71-0,76
Топливо для реактивных двигателей	0,76-0,84
Дизельное топливо	0,83 - 0,93
Моторные масла	0,88 - 0,94
Мазут	0,92 - 1,015
Нефть	0,74 - 0,97

Если определение плотности нефтепродукта производится не при 20 °C, а при другой температуре, то ее значение может быть приведено к плотности в нормальном состоянии по формуле:

$$\rho_4^{20} = \rho_4^t + y(t-20) \tag{2.2}$$

где ρ_4^{20} — плотность испытуемого нефтепродукта при 20°C, ρ_4^t — плотность при температуре опыта t°C, t — температура опыта в °C, y — средняя температурная поправка на 1°C принимается по данным, приведенным в таблице 2.2

Определение плотности выполняется по ГОСТ 3900-85. Сущность метода заключается в погружении ареометра в испытуемый продукт и снятии показаний по шкале ареометра при температуре опыта. По окончании производится пересчет результатов на плотность при $t=20~^{\circ}\text{C}$ - приведение к плотности в нормальном состоянии по формуле (2.2).

В качестве аппаратуры используются ареометры для нефти по ГОСТ 18481-81, цилиндры для ареометров стеклянные по ГОСТ 18481-81 или металлические, термометры ртутные стеклянные типа ТЛ-4 №4 по ТУ 25-2021.003-88 или термометры стеклянные для испытания нефтепродуктов типа ТИН5 по ГОСТ 450-80 при использовании ареометров типа АН. Термостат или водяная баня для поддержания температуры с погрешностью не более 0,2 °C.

Таблица 2.2 – Таблица температурных поправок

Плотность нефтепродукта, $\Gamma/\text{см}^3$	Поправка, г/см ³ · °С	Плотность нефтепродукта, г/см ³	Поправка, г/см ³ ·°С
0,6900 - 0,6999	0,000910	0,8500 - 0,8599	0,000699
0,7000 - 0,7099	0,000897	0,8600 - 0,8699	0,000686
0,7100 - 0,7199	0,000884	0,8700 - 0,8799	0,000673
0,7200 - 0,7299	0,000870	0,8800 - 0,8899	0,000660
0,7300 - 0,7399	0,000857	0,8900 - 0,8999	0,000647

0,7400 - 0,7499	0,000844	0,9000 - 0,9099	0,000633
0,7500 - 0,7599	0,000831	0,9100 - 0,9199	0,000620
0,7600 - 0,7699	0,000818	0,9200 - 0,9299	0,000607
0,7700 - 0,7799	0,000805	0,9300 - 0,9399	0,000594
0,7800 - 0,7899	0,000792	0,9400 - 0,9499	0,000581
0,7900 - 0,7999	0,000778	0,9500 - 0,9599	0,000667
0,8000 - 0,8099	0,000765	0,9600 - 0,9699	0,000554
0,8100 - 0,8199	0,000752	0,9700 - 0,9799	0,000541
0,8200 - 0,8299	0,000738	0,9800 - 0,9899	0,000528
0,8300 - 0,8399	0,000725	0,9900 - 1,0000	0,000515
0,8400 - 0,8499	0,000712		

В зависимости от свойств испытуемого продукта пробу доводят до температуры испытания, указанных в табл. 2.3; в других случаях пробу выдерживают при температуре окружающей среды до достижения этой температуры.

Обработка результатов заключается в округлении измеренной температуры до ближайшего значения, указанного в *табл. 3*. По округленному значению температуры t и плотности p, определенной по шкале ареометра, находят плотность испытуемого продукта при 20° C по таблице в приложении 1 стандарта [1]. За результат испытания принимают среднеарифметическое двух определений.

Таблица 2.3 — Таблица перевода плотности при температуре испытания в плотность при $20^{\circ}\mathrm{C}$

Температура испытания, °C	Плотность по шкале ареометра, г/см ³									
ane	0,600	0,610	0,620	0,630	0,640	0,650	0,660	0,670	0,680	0,690
Ten	Плотность при 20 °C, г/см ³									
27,0	0,607	0,617	0,627	0,637	0,647	0,6564	0,6663	0,6762	0,6861	0,6960
27,5	0,608	0,617	0,627	0,637	0,647	0,6569	0,6668	0,6767	0,6866	0,6965
28,0	0,608	0,618	0,628	0,638	0,647	0,6573	0,6672	0,6771	0,6870	0,6969
28,5	0,609	0,618	0,628	0,638	0,648	0,6578	0,6677	0,6771	0,6874	0,6973

Рассмотрим содержание таблицы 2.3, представляющей собой фрагмент таблицы из приложения 1 стандарта [1], и пример пересчета плотности.

Определенная с помощью нефтеденсиметра плотность нефтепродукта при температуре 27,5°C равна 0,6448 г/см³. Для пересчета этого значения на значение плотности при 20°C необходимо:

- 1) округлить измеренную плотность до второй значащей цифры, например: $0.6448 \approx 0.64 \text{ г/см}^3$;
- 2) по таблице 2.3 в горизонтальной графе «Плотность по шкале ареометра, °С» найти округленную величину плотности, например, 0,640;
- 3) в графе «Температура испытания, °С» найти значение температуры испытания 27,5°С;
- 4) по таблице 2.3 найти плотность продукта при $20^{\circ}\text{C} 0,647 \text{ г/см}^3$. Так как при округлении измеренной плотности значение плотности фактически уменьшили на $(0,6448-0,64)=0,0048\approx0,005 \text{ г/см}^3$, необходимо прибавить это значение к найденному по табл. 3 значению плотности при 20°C , т. е. $(0,647+0,005)=0,652 \text{ г/см}^3$.

Таким образом, плотность продукта при 20° С равна 0,652 г/см³. Если бы измеренную плотность округлили до 0,650 г/см³, то фактическое увеличение значения плотности составило бы (0,65-0,6448)=0,0048-0,005 г/см³. Из значения плотности при 20° С, найденного по табл. 2.3, $0,6569\approx0,657$ г/см³, необходимо вычесть 0,005 г/см³ т.е. 0,657-0,005=0,652 г/см³. Плотность продукта при 20° С равна 0,652 г/см³.

Выполнение работы

- 1.Ознакамливаемся с устройством и правилами использования нефтеденсиметров.
- 2.Определяем плотность испытуемых нефтепродуктов при температуре окружающей среды и приводим их плотности к нормальным условиям.
- 3. Определяем плотность предложенного для испытания нефтепродукта (масла или топлива) при различных температурах и приводим полученные значения к нормальным условиям.

t, ⁰ C	$ ho^{t_4}$		$ ho_4^{20}$		$\overset{-20}{ ho}$ 4	
	ДТ	Масло	ДТ	Масло	ДТ	Масло
25,5	0,832	0,883	0,836	0,887		
25	0,835	0,884	0,8386	0,8873	0,8373	0,8869
25	0,834	0,884	0,8376	0,8863		
25	0,834	0,883	0,837	0,887		

ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА № 3. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ВЯЗКОСТИ НЕФТЕПРОДУКТОВ.

Цель работы

Целью работы является экспериментальное определение вязкости нефтепродуктов и изучение простейших приборов для определения вязкости.

Основные положения

Вязкость (внутреннее трение) - свойство жидких и газообразных тел оказывать сопротивление их течению - перемещению (сдвигу) одного слоя жидкости относительно другого под действием внешних сил. Согласно закону Ньютона для рассматриваемого сложного движения:

$$T = \mu \cdot S \frac{du}{dy} \tag{3.1}$$

где T — сила, препятствующая перемещению с относительной скоростью duслоев жидкости, находящихся на расстоянии dy друг от друга (сила вязкости или внутреннего трения), μ – динамический коэффициент вязкости, S – площадь соприкосновения слоев, du/dy – градиент скорости, являющейся показателем интенсивности изменения величины скорости по нормали к ее направлению. Сила вязкости, приходящаяся на единицу площади поверхности сопротивления двух слоев, называется вязкостным (касательным) напряжением τ_{μ} и определяется формулой:

$$\tau_{\mu} \frac{T}{S} = \mu \cdot \frac{du}{dy} \tag{3.2}$$

Динамический коэффициент вязкости µ, являющийся основной количественной характеристикой вязкости жидкостей и газов, имеет размерность

$$\left[\mu\right] = \left[\frac{T}{S\frac{du}{dy}}\right] = \frac{F \cdot \tau}{L^2}$$

где F – единица силы; au – единица времени; L – единица длины.

Единицами измерения динамического коэффициента вязкости μ -служат: в системе СИ - $Hc/m^2 = \Pi ac$, в системе СГС - πas (77) или r/(cm c), в технической системе — $\kappa rc c/m^2$. В литературе встречаются следующие обозначения динамической вязкости:

$$1\Pi = 1 \frac{\partial u h \cdot c}{Mc^{2}} = 1 \frac{\kappa c}{M^{2} \cdot c} = 0, 1 \frac{H \cdot c}{M^{2}} = 0, 1 \Pi a \cdot c;$$
$$1c\Pi = 10^{-3} \frac{H \cdot c}{M^{2}} = 10^{-3} \Pi a \cdot c = 1 M \Pi a \cdot c;$$

$$1\frac{\kappa c}{m^2 \cdot c} = 9,806 \frac{H \cdot c}{m^2} = 9,806 \Pi a \cdot c.$$

Наряду с динамическим коэффициентом вязкости широко используют кинематический коэффициент вязкости v , определяемый соотношением

$$v - \mu / \rho$$
, (3.3)

где ho - плотность жидкости.

Легко убедится, что размерность кинематического коэффициента вязкости

$$[v] = \frac{L^2}{\tau}$$

а единицами измерения кинематического коэффициента вязкости служат ${\rm m}^2/{\rm c}$ и ${\rm cm}^2/{\rm c}$. В литературе встречаются следующие обозначения кинематической вязкости:

Динамический коэффициент вязкости сильно зависит от температуры, причем для жидкостей при повышении температуры он убывает, а для газов возрастает. Давление мало влияет на величину µ, однако при относительно высоких величинах давления (порядка сотен кг/см²) вязкость большинства жидкостей возрастает.

Для нефтепродуктов наиболее распространено определение кинематической вязкости (кинематического коэффициента вязкости v) с помощью приборов, называемых вискозиметрами. Этот метод основан на том, что вязкость прямо пропорциональна времени протекания жидкостей, взятых в одинаковом количестве, через один и тот же капилляр (сечение), обеспечивающий ламинарность потока.

Для сравнительной характеристики вязкости нефтепродуктов пользуются условной или относительной вязкостью. Условной вязкостью называют отношение времени истечения из вискозиметра типа ВУ (Энглера) 200 мл испытуемого нефтепродукта при температуре испытания ко времени истечения 200 мл дистиллированной воды при 20°C, являющемуся (водным числом) прибора. Величина этого постоянной отношения условных градусов. Условная как число вязкость температуре t обозначается знаком BY_t .

По известному значению условной вязкости можно подсчитать кинематическую вязкость как

$$v = 0.0731^{\circ}BV - \frac{0.0631}{{}^{\circ}BV}, cM^{2}/c.$$
 (3.4)

Для перевода значений кинематической вязкости в градусы условной вязкости следует пользоваться формулой:

$$BY=0.135-v$$
,

где v - кинематическая вязкость, mm^2/c .

Изменение вязкости нефтепродукта при различной температуре

определяется его вязкостно-температурной характеристикой (BTX). Чем более полого проходит BTX, тем лучше вязкостно-температурные свойства топлива. BTX топлив зависят от их фракционного и группового состава: чем тяжелее фракционный состав, тем сильнее вязкость топлива зависит от температуры. Маловязкие топлива обладают лучшими BTX по сравнению с более вязкими. Вязкость углеводородных топлив повышается с увеличением давления. Кинематическая вязкость некоторых нефтепродуктов приведена в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Кинематическая вязкость некоторых нефтепродуктов

Nº		Кинематическая вязкость, мм ² /с				
п/п	Нефтепродукты	V ₂₀	V50	V 80	V ₁₀₀	
	Дизельное топливо					
	летнее	3,06,0	-	-	-	
1	зимнее	1,85,0	-	-	-	
	арктическое	1,54,0	-	-	-	
	Мазуты					
2	флотские	-	3689	-	-	
	топочные		-	59118	-	
	Масла					
	моторные	-	-	-	812	
3	турбинные	-	2048	-	-	
	компрессорные	-	-	-	6, 530	
	индустриальные	-	455	-	-	

Вязкостные свойства являются основным эксплуатационным параметром, по которому выбирают масло. В качестве показателей, характеризующих вязкостно-температурные свойства масел, в ГОСТ и ТУ приводятся отношения

значений кинематической вязкости масла при 50° Си 100° С, т.е. v_{50}/v_{100} . Чем меньше это отношение, тем лучше вязкостно-температурные свойства масла

в данном интервале температур (т.е. 50...100 °C). Но этот показатель не характеризует вязкостных свойств масел при более низкой температуре. Поэтому для масел, применяемых в зимнее время, в ГОСТ и ТУ дополнительно нормируется температурный коэффициент вязкости (ГОСТ 3153-51):

$$TKB_{0-100} = \frac{v_0 - v_{100}}{v_{50}}. (3.5)$$

Этот показатель также характеризует пологость BTX масла в интервале температур 0...100 °C. При сравнении TKB_{0-100} v_{50}/v_{100} , нетрудно убедится в практической равноценности их, т.е. каждый из них характеризует свойства масел в интервале 0...50 °C.

Для оценки вязкостно-температурных свойств масел наряду с перечисленными, применяют индекс вязкости (ИВ), который характеризует изменение вязкостк смазочных масел в зависимости от температуры. У масел с высоким индексом вязкости оно относительно небольшое, у масел с низким индексом вязкости — значительное. Метод расчета индекса вязкости представлен в ГОСТ 25371-82 (СТ СЭВ 2386-80).

Вязкость истинных (молекулярных) жидкостей подчиняется закону Ньютона. При появлении в жидкости частиц, способных ассоциироваться с образованием различных пространственных структур, вязкость жидкости становится зависящей от градиента скорости du/dy. Течение такой жидкости сопровождается нарушением образовавшейся структуры, а в отличие от истинной или ньютоновской вязкости такую вязкость называют структурной. Структурная вязкость отчетливо проявляется у коллоидных систем. Ярко выраженной структурной вязкостью обладают консистентные смазки. У смазочных масел при низкой температуре нередко появляются признаки структурной вязкости вследствие ассоциации этих условиях части молекул масла (присутствие в маслах парафинов, церезинов с высокой температурой кристализации).

Кинематическая вязкость (ГОСТ 33-82) определяется с помощью капиллярных вискозиметров Оствальда-Пинкевнча или ВПЖ-2 с тремя расширениями (рис.1). Для определения кинематической вязкости при низкой температуре допускается применение капиллярных вискозиметров Воларовича с четырьмя расширениями.

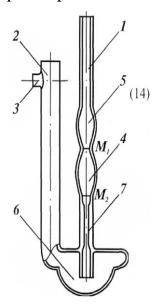


Рисунок 3.1 — Вискозиметр типа ВПЖ-2: 1,2 - колена; 3 - отводная трубка; 4,5 - резервуары; 6 - расширение; 7 - капилляр.

I. Определение вязкости нефтепродуктов капиллярным вискозиметром

Набор капиллярных вискозиметров с тремя расширениями состоит из 11 вискозиметров со следующими диаметрами капилляров: 0,4; 0,6; 0,8; 1,0; 1,2; 1,5; 2,0; 2,5; 3,0; 3,5; 4,0 мм. Набор вискозиметров с четырьмя расширениями состоит из 9 вискозиметров со следующими диаметрами капилляров: 0,8; 1,0; 1,2; 1,5; 2,0; 2,5; 3,0; 3,5; 4,0мм.

Для определения кинематической вязкости испытуемого нефтепродукта при заданной температуре выбирают вискозиметр с таким расчетом, чтобы время истечения этого нефтепродукта было в пределах 300 ± 180 с. При анализе высоковязких масел при $O^{\circ}C$ время истечения может быть увеличено

до 900 c, а при анализе топлив при 20°C – уменьшено до 60 c.

Для погружения капиллярных вискозиметров используют термостат с прозрачными стенками или окнами. При отсутствии его допускается использование химического стакана высотой не менее 170 мм и емкостью не менее 1л. Вискозиметр (рис. 3.1), заполненный испытуемым нефтепродуктом, погружают в термостат или химический стакан с заранее налитой соответствующей жидкостью и закрепляют в штативе так, чтобы расширение было погружено наполовину. С помощью другого держателя закрепляют термометр так, чтобы его резервуар находился на уровне, соответствующем середине капилляра вискозиметра. При этом на выступающий из жидкости столбик ртути или спирта вводят поправку

$$\Delta t = kh \cdot (t_1 - t_2), \tag{3.6}$$

где k=0,00016для ртутного термометра и k=0,001 — для спиртового термометра; и h — высота выступающего над жидкостью столбика ртути или спирта в градусных делениях шкалы термометра; t_1 — температура определения вязкости; t_2 — температура окружающего воздуха вблизи середины выступающего столбика. Положительную поправку вычитают из температуры опыта, отрицательную прибавляют.

Проведение работы.

Вискозиметр, заправленный испытуемой жидкостью и подготовленный для определения вязкости, устанавливают вертикально в термостат (химический стакан) и, выдерживая при заданной температуре в течении 15мин, приступают к определению вязкости, засасывая испытуемый нефтепродукт из нижней части 6 вискозиметра (рис. 3.1) так, чтобы он заполнил капилляр 7, резервуар 4 и нижнюю часть резервуара 5, после чего испытуемой жидкости дают свободно стекать обратно, фиксируя с помощью секундомера время прохождения жидкости между метками М₁ и М₂. Во время истечения жидкости между метками из одного расширения в другое

следят за постоянством температуры и за тем, чтобы в расширении не образовывались пузырьки воздуха. Определение повторяют не менее трех раз. Значение вязкости испытуемого продукта получают умножением времени истечения на постоянную вискозиметра:

$$v_t = C \cdot \tau$$
,

где C — постоянная вискозиметра, сCm/с (мм²/с²); $\tau_{\rm l}$ — среднее время истечения продукта, с.

При изменении кинематической вязкости следует учитывать плотность масла, так как если одному и тому же значению кинематической вязкости соответствуют различные плотности, то это свидетельствует о разной динамической вязкости сравниваемых масел, которая единственно определяет процесс смазки.

<i>t</i> , ⁰ C	τ,c		С,	$\tau_{\rm t},{ m m}^2/{ m c}$		μt, Πa·c	
	ДТ	Масло	cCT/c	ДТ	Масло	ДТ	Масло
25	12,2	210,3	0,3298	4,02·10 ⁻⁰⁶	6,94·10 ⁻⁰⁵	0,0337	0,0615
25	12	210	0,3298	3,96.10-06	6,93·10 ⁻⁰⁵	0,0331	0,0614
25	12	211	0,3298	3,96.10-06	6,96·10 ⁻⁰⁵	0,0331	0,0617
25	12,3	210,8	0,3298	4,06·10 ⁻⁰⁶	6,95·10 ⁻⁰⁵	0,034	0,0617

II. Определение условной вязкости нефтепродуктов

Определение условной вязкости (ГОСТ 6258-85) с помощью вискозиметра Энглера возможно для всех нефтепродуктов, дающих непрерывную струю в продолжение всего опыта и вязкость которых нельзя определить по ГОСТ 33-82

Вискозиметр Энглера показан на рисунке 3.2. Он состоит из измерительного хромированного внутреннего резервуара 5 с крышкой 4. В крышку вставляется термометр 1 для измерения температуры исследуемой жидкости и запорный стержень 3, закрывающий калиброванное отверстие 9

диаметром 2,8 мм сточной трубочки, расположенной в дне сосуда 5. На внутренней стенке резервуара имеются три заостренных штифта предназначенных для контроля за необходимым объемом жидкости при заполнении прибора, а также для правильной установки его с помощью установочных винтов. Сосуд 5 помещен в водяную ванну 6, снабженную мешалкой 7, термометром 2. Необходимая температура воды в ванне поддерживается электрическим нагревательным элементом 8. Исследуемая жидкость выпускается в мерную колбу 10 с контрольной риской на шейке.

Для определения условной вязкости испытуемого нефтепродукта при заданной температуре в ванну вискозиметра наливают воду (при определении вязкости до 80°С), масло или глицерин (при определении вязкости в диапазоне температур 50... 100°С) и нагревают до температуры несколько выше заданной температуры определения.

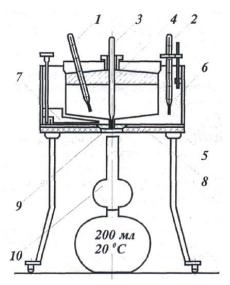


Рисунок 3.2 — Определение условной вязкости вискозиметром типа ВУ: 1,2 - термометр; 3 - запорный стержень; 4 - крышка; 5 - внутренний резервуар; 6 - водяная ванна; 7 - мешалка; 8 - нагревательный элемент; 9 - калиброванное отверстие; 10 - мерная колба.

Подготовка вискозиметра к работе

Предварительно определить постоянную (водное число) вискозиметра, т. е. время истечения из него 200мл дистиллированной воды при температуре 20 °C через калиброванное отверстие трубки прибора. Для стандартного

вискозиметра время истечения через сточную трубочку 200 мл воды при температуре 20° С

должно быть равным 51 ± 1 с. Если водяная константа выходит из этого предела, вискозиметр к определению вязкости не допускается.

Проведение работы

- 1. Перед каждым определением условной вязкости внутренний резервуар вискозиметра и его сточную трубку промывают чистым легким бензином и высушивают воздухом.
- 2. Плотно закрывают сточное отверстие вискозиметра запорным стержнем и наполняют внутренний резервуар испытуемым нефтепродуктом, предварительно подогретым несколько выше заданной температуры определения вязкости. При этом необходимо следить за тем, чтобы не образовывалось пузырьков воздуха. Уровень налитого нефтепродукта должен быть немного выше остриев штифтов.
- 3. В ванну вискозиметра наливают воду (при определении вязкости до 80°С) или масло (при определении вязкости в диапазоне температур 50...100 °С), нагретые несколько выше заданной температуры определения вязкости.
- 4. Нефтепродукт, налитый во внутренний резервуар, доводят точно до заданной температуры опыта и выдерживают его в течение 5 мин с отклонениями \pm 0,2°C, замечая соответствующую температуру жидкости в ванне (обычно на 0,2... 0,5°C выше температуры нефтепродукта), н поддерживают ее на этом уровне с точностью \pm 0,2°C, перемешивая содержимое ванны мешалкой.
- 5. Установив точно по острию штифтов уровень нефтепродукта, закрывают вискозиметр крышкой и под сточное отверстие ставят сухую измерительную колбу.
- 6. Выдержав заданную температуру опыта в течение 5, мин, быстро вынимают запорный стержень и включают одновременно секундомер. Когда нефтепродукт в измерительной колбе доведен точно до метки,

соответствующей 200 мл, секундомер останавливают и определяют время истечения с точностью до 0,2 с.

Порядок расчета условной вязкости

Условную вязкость испытуемого нефтепродукта при температуре опыта °ВУ, определяют по формуле:

$${}^{\circ}BV_{t} = \frac{\tau_{1}}{\tau_{20}^{H_{2}O}} , \qquad (3.7)$$

где t_1 — время истечения из вискозиметра 200 мл испытуемого нефтепродукта при температуре опыта t, c; $\tau_{20}^{H_2O}$ — водное число вискозиметра, c.Расхождение между двумя параллельными опытами не должно — 5c; более 1000c-10c.

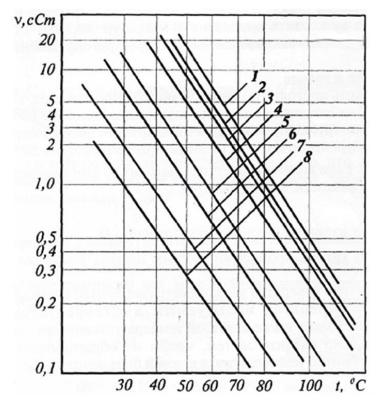


Рисунок 3.3 — Влияние температуры нефтепродуктов на их вязкость: 1 - автол; 2 - дизельное топливо; 3 - цилиндровое; 4 - моторное; 5 - индустриальное; 6 -турбинное; 7 - веретенное; 8 - трансформаторное

III. Изучение зависимости вязкости нефтепродуктов от температуры

Проведение работы

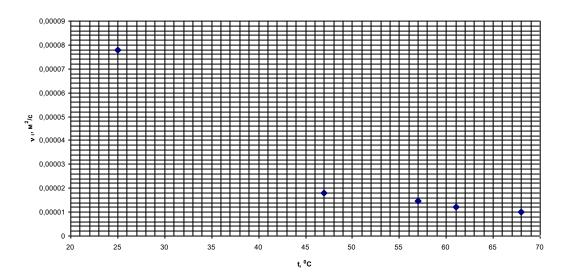
1. Ознакомившись с устройством и правилами пользования

вискозиметрами для определения кинематической и условной вязкости взять 500 мл образца испытуемого нефтепродукта (масла или топлива) и произвести обезвоживание и очистку его от механических примесей.

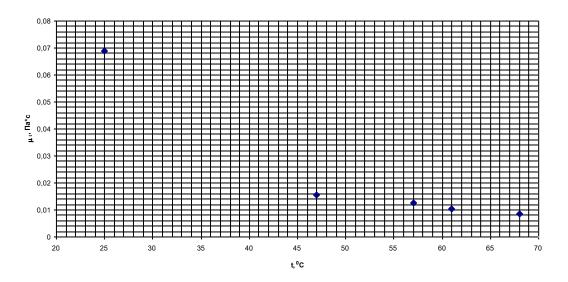
- 2. Определить кинематическую и условную вязкость испытуемого нефтепродукта при температурах 20, 30, 40, 50, 100 °C. Сравнить полученные результаты при температурах 20, 50, 100 °C с табличными данными и ГОСТ. Построить графическую зависимость v = f(t).
- 3. Замерить плотность испытуемого нефтепродукта при тех же температурах и вычислить динамическую вязкость. Построить графическую зависимость $\mu = f(t)$.
- 4. Сопоставить полученные результаты с приведенными на рисунке 3.3. Используя данные справочной литературы и ГОСТ, дать заключение о виде испытуемого нефтепродукта.

t, ⁰ C	τ,c	$^0\mathrm{BY}$	τ^{t}_{4} , K Γ/M^{3}	$\tau_{\rm t},{\rm m}^2/{\rm c}$	μ _t , Πα·c
25	548	10,75	883,5	7,799·10 ⁻⁵	0,0689
47	140	2,75	865,7	1,781·10 ⁻⁵	0,0154
57	121,5	2,38	859,1	$1,475 \cdot 10^{-5}$	0,0127
61	107	2,09	856,4	1,226·10 ⁻⁵	0,0105
68	95	1,86	851,8	1,02·10 ⁻⁵	0,0087

Зависимость $\nu_t\!\!=\!\!f(t)$



Зависимость $\mu_t \!\!=\!\! f(t)$



ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА № 4.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ТЕМПЕРАТУРЫ ВСПЫШКИ НЕФТЕПРОДУКТОВ

Цель работы.

Целью работы является экспериментальное определение температуры вспышки нефтепродуктов в закрытом тигле.

Основные положения

В стандартах температуру вспышки нормируют для ограничения в нефтепродуктах количества фракций с более высоким давлением паров. Этот показатель служит главным образом для оценки пожароопасности нефтепродуктов, что необходимо для правильной организации их хранения, оборудования складов и других целей.

Используется два способа определения температуры вспышки $t_{всп}$ в открытом или в закрытом тигле. Температура вспышки при этом зависит не только от свойств самого нефтепродукта, но также и от условий, в которых она определяется. При проведении испытания в приборе с открытым тиглем температура вспышки получается несколько выше, чем, в приборе с закрытым тиглем. В отличии от открытого, в закрытом тигле топливо нагревается в замкнутом объеме без непосредственного контакта с окружающей средой, а имеющееся небольшое окно открывается только на короткое время в момент приближения к поверхности топлива пламени зажигательного приспособления.

Объясняется это тем, что при нагревании нефтепродукта в открытом тигле образующиеся пары легче рассеиваются в окружающем воздухе и, соответственно, для получения концентрации, обеспечивающей появление вспышки, необходим нагрев до более высокой температуры, чем в закрытом тигле. Поэтому $t_{\rm всп}$ продукта в приборах закрытого типа бывает ниже на 20...30 °C, чем в приборах открытого типа. Чем более широкую фракцию представляет собой испытуемый нефтепродукт и чем выше его температура

вспышки, тем больше разница значений $t_{\rm всп}$ при определении ее в приборах с открытым и закрытым тиглями.

Действующими стандартами приборы с открытым тиглем применяются главным образом для испытаний нефтепродуктов, имеющих относительно высокую $t_{\rm BCR}$ (масла и т.п.), а с закрытым тиглем — для продуктов с менее высокой $t_{\rm BCR}$, в т.ч. для дизельных топлив. Температуры вспышки некоторых нефтепродуктов приведены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Температура вспышки некоторых нефтепродуктов

№ п/п	Нефтепродукты	Температура вспышки, °С, не ниже
1	Топлива для реактивных двигателей	2830
2	Керосин	28
3	Дизельное топливо летнее зимнее арктическое	4065 3550 3035
4	Мазуты флотские топочные	8090 90110
5	Масла моторные турбинные компрессорные индустриальные	195200 186195 200275 120200

Прибор для определения температуры вспышки с закрытым тиглем показан на рисунке 4.1. Основные узлы прибора: тигель 1, крышка тигля 6 и 200

ванна 11 с электронагревателем 2. Тигель из гнезда ванны вынимают ухватом. Для этой цели на фланце укреплены два крючка. На внутренней поверхности гигля имеется круговой уступ — указатель уровня нефтепродукта.

На крышке тигля расположены: заслонка 3 с механизмом ее перемещения, лампочка зажигательная 5, патрубок 9 для термометра и мешалка 10 с гибким валиком 7. В крышке прорезаны три отверстия трапецеидальной формы. В нерабочем положении они закрываются заслонкой с двумя отверстиями, которые соответствуют среднему и боковому отверстиям крышки. При вращении заслонки рукояткой 8 открываются боковые отверстия крышки, а зубец 4 упирается в нижнюю часть лампочки, наклоняя ее к отверстию в крышке. Возвращение заслонки и лампочки в первоначальное положение происходит под действием пружины, находящейся в рукоятке перемещения заслонки.

Для перемешивания нефтепродукта и образующейся над его поверхностью смеси паров служит мешалка, которая представляет собой стержень с укрепленными на нем двумя парами лопастей. Нижняя пара лопастей перемешивает нефтепродукт, верхняя — смесь его паров с воздухом. Верхний конец стержня мешалки прикреплен к гибкому валику с рукояткой для вращения вручную или при помощи электродвигателя, который должен обеспечивать вращение лопастей со скоростью 60 ± 15 об/мин.

Ванна состоит из электрического нагревателя 2, помещенного внутри корпуса с крышкой. Крышка имеет в центре отверстие для установки тигля в стакан нагревателя. Внутри корпус заполнен теплоизоляционным материалом. Питание прибора осуществляется от сети переменного тока через регулятор напряжения. Регулятор напряжения позволяет плавно изменять скорость нагрева нефтепродуктов. Снизу на корпусе имеется винт 12 для заземления прибора.

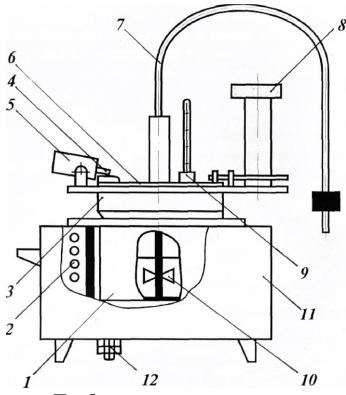


Рисунок 4.1 — Прибор для определения температуры вспышки нефтепродуктов в закрытом тигле: 1 - тигель; 2 - электрический нагреватель; 3 - заслонка; 4 - зубец; 5 -лампочка зажигательная; 6 - крышка тигля; 7 - гибкий валик; 8 - рукоятка вращения заслонки; 9 - патрубок для термометра; 10 - мешалка; 11 -ванна; 12 - заземление

Подготовка к работе

1. Подготовка испытуемого образца.

Испытуемый образец продукта перемешивают в течение 5 мин в склянке, заполненной не более чем на 2/3 ее объема. Образцы продуктов, имеющих $t_{\rm всп} < 50^{\circ}{\rm C}$, охлаждают до температуры, которая не менее, чем на $17^{\circ}{\rm C}$ ниже ожидаемой температуры вспышки; образцы вязких продуктов перед испытанием нагревают до достаточной текучести, но не выше температуры, которая на $17^{\circ}{\rm C}$ ниже предполагаемой температуры вспышки.

2. Подготовка прибора.

Прибор устанавливают на ровном устойчивом столе в таком месте, где нет заметного движения воздуха и свет настолько затемнен, что вспышка хорошо

видна. Для защиты от движения воздуха и света прибор окружают экраном. Прибор необходимо заземлить. Рукоятку напряжения поставить на нулевую отметку.

Тигель, мешалку, заслонку и крышку прибора промыть растворителем, высушить и охладить до температуры, не менее чем на 77°C ниже ожидаемой температуры вспышки.

При испытании продуктов с $t_{всп} < 50^{\circ} C$ нагревательную ванну охлаждают до температуры окружающей среды.

Испытуемый продукт налить в тигель до метки, не допуская смачивания стенок тигля выше указанной метки.

Тигель закрыть крышкой, установить в нагревательную ванну, вставить термометр и зажечь зажигательную лампочку, регулируя пламя так, чтобы форма его была близкой к шару диаметром 3-4 *мм*.

Проведение работы

- 1. Прибор подключают к сети и ведут нагрев следующим образом.
- а) при анализе нефтепродуктов с температурой вспышки $t_{\rm всп} < 50^{\circ}{\rm C}$ температуру повышают со скоростью $1^{\circ}{\rm C}$ в минуту при непрерывном перемешивании с начала до конца опыта;
- б) при анализе нефтепродукта с температурой вспышки от 50°C до 150°C начальное нагревание ведут со скоростью 5...8°C в минуту, а для продуктов с температурой вспышки выше 150°C со скоростью 10... 12°C при периодическом перемешивании.

Когда нефтепродукт нагреется до температуры на 30°C ниже предполагаемой температуры вспышки, нагревание ведут так, чтобы температура повышалась со скоростью 2 °C в минуту.

2. При температуре на 10 °C ниже ожидаемой температуры вспышки начинают проводить испытание на вспыхивание через 1°C для продуктов с температурой вспышки до 50 °C и через 2°C – для продуктов с температурой вспышки выше 50°C. Нефтепродукт при этом все время перемешивают

вращением мешалки. Только в момент испытаний на вспыхивание перемешивание прекращают. Отверстия крышки открывают на 1с: если вспышка не произошла, продукт вновь перемешивают, повторяя операцию зажигания через 1°С для нефтепродуктов с температурой вспышки до 50°С и через 2°С – для нефтепродуктов с температурой вспышки выше 50°С.

- 3. За температуру вспышки принимают температуру, показываемую термометром при появлении первого синего пламени над поверхностью нефтепродукта. После получения первой вспышки испытание продолжают, повторяя зажигание через 1°C – для нефтепродуктов с температурой вспышки до 50°C и через 2°C – для нефтепродуктов с температурой вспышки выше 50°C. В случае отсутствия вспышки все испытание повторяют заново. Если при повторном определении температура вспышки, полученная при первом определении, повторится, а воспроизводимости вспышки через 2°C также не произойдет, определение считают оконченным и за температуру вспышки принимают показание термометра в момент появления синего пламени поверхностью нефтепродукта над В тигле при двух последовательных определениях.
- 4. Температура вспышки испытуемого нефтепродукта на данном приборе выводится как среднее арифметическое трех измерений, проведенных в соответствии с вышеизложенной методикой. Причем наибольшее расхождение между измерениями (с учетом погрешности термометра по его паспорту) не должно превышать 2 °C.

Три последовательных измерения должны вестись со свежими порциями того же нефтепродукта при соблюдении вышеприведенных указаний. Тигель, крышку, заслонку и мешалку при этом тщательно вытирают чистым сухим полотенцем, не промывая их растворителями.

5. В том случае, если испытанию подвергают неизвестный нефтепродукт, делают предварительное определение температуры вспышки. После установления приближенного значения температуры вспышки

проводят повторное определение.

6. При испытании на вспышку должно наблюдаться и записываться атмосферное давление.

При барометрическом давлении, отличающемся от 760 *мм рт.* ст. на 15*мм* и более, вводят в показанную термометром температуру вспышки поправку Δt , которую вычисляют по формуле

$$\Delta t = 0.0345 - (760 - B), \tag{4.1}$$

где B – фактическое барометрическое давление, *мм рт. ст.*

В приведенной ниже в таблице 2 даны поправки, вычисленные (с точностью до 1°С) на основе указанной выше формулы.

Таблица 4.2 — Влияние барометрического давления на определение температуры вспышки нефтепродуктов

Барометрическое давление	Поправка
мм рт. ст.	°C
630658	+4
659687	+3
688716	+2
717745	+ 1
745775	0
775803	-1

7. По найденной температуре вспышки, сравнивая с данными ГОСТ, дают заключение о принадлежности нефтепродукта к определенному виду и возможной области его применения согласно общепринятым принципам классификации.

В результате проведения опыта получена температура вспышки дизельного топлива:

$$t_{\rm BC\Pi} = 66 \, {}^{0}{\rm C}$$
.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В настоящий момент развития нефтегазовой отрасли направленное бурение является одной из основных технических систем сооружения эффективных скважин, предназначенных для эксплуатации месторождений углеводородного сырья. Это связано со значительным усложнением горногеологических условий эксплуатации вновь осваиваемых месторождений, а также с восстановлением месторождений на ранее освоенных промыслах, которые существенно сократили добычу из-за снижения запасов углеводородов и связанного с этим падением пластового давления. В результате технического прогресса созданы высокоэффективные средства и технологии проходки сложных наклонно направленных горизонтальным окончанием, а также многоствольных скважин, поднявших уровень эффективности освоения месторождений на высокий уровень. В настоящий момент предложены средства дистанционного «беспилотного» формирования траектории скважин с контролем направления в режиме непрерывного контроля и управления. В данных системах широко задействованы электронные средства и компьютерные технологии. учебном пособии приведены сведения о направленном бурении ретроспективе развития с изложением основных положений теории направленного бурения, что может служить основой изучения данного высокотехнологичного раздела специальности по бурению нефтяных и газовых скважин.

Библиографический список

- 1. Бабаян Э.В. Буровые технологии. 2-е изд., доп. Краснодар: Совет. Кубань, 2009.
- 2. Кульчицкий В.В., Григашкин Г.А., Ларионов А.С., Щебетов А.В. Геонавигация скважин. М.: Макс Пресс, 2008.
- 3. Кульчицкий В.В., Григашкин Г.А. Телеметрические системы с электромагнитным каналом связи при морском бурении горизонтальных скважин // Труды 7-й Международной конференции и выставки по освоению ресурсов нефти и газа российской Арктики и континентального шельфа. Санкт-Петербург, 13-15 сентября 2005 г. СПб, 2005.
- 4. Кульчицкий В.В., Григашкин Г.А., Варламов С.Е. Комплекс оборудования для бурения горизонтальных и наклонно направленных нефтяных и газовых скважин. Основной ресурс. 2005. № 1.
- 5. Калинин А.Г., Кульчицкий В.В. Естественное и искусственное искривление скважин. М.-Ижевск, 2006.
- 6. Левицкий А.З. Геолого-технологические исследования на стадии заканчивания скважин. М.: РГУНГ им. Губкина, 2005.
- 7. Левицкий А.З., Командровский В.Г., Тенишев В.М., Шилкин И.В. Компьютерные и информационные технологии в решении задач оперативного управления бурением. Ч. 1,2, 3. М.: РГУНГ им. Губкина, 1999.
- 8. Лукьянов Э.Е., Стрельченко В.В. Геолого-технологические исследования в процессе бурения. М.: РГУНГ им. Губкина, 1997.
 - 9. Маковей Н. Гидравлика бурения. М.: Недра, 1986.
- 10. Молчанов А.А., Абрамов Г.С. Бескабельные системы для исследований нефтегазовых скважин (теория и практика) / Под общ. ред. А.А. Молчанова. М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2003. 450 с. .
- 11. Рязанов Я.А. Энциклопедия по буровым растворам. Оренбург: Летопись, 2005.

- 12. Тахаутдинов Ш.Ф., Юсупов И.Г. Технический прогресс в технике и технологии строительства скважин и добычи нефти. Нефтяное хозяйство. 1996.-№ 12.-С. 17-19.
- 13. Технологическое руководство по буровым растворам для бурения горизонтальных скважин с большим углом отклонения компании M-1 Drilling Fluids.
- 14. Измерения и каротаж в процессе бурения нефтегазовых скважин. Системы Navi Trak, Navi Gamma, Multiple Propagation Resistivity, NavigatorTool // Baker Hughes Incorporated Catalog. 1997.
- 15. Шарафутдинов 3.3., Чегодаев Ф.А., Шарафутдинова Р.3. Буровые и тампонажные растворы. Теория и практика: справочник. СПб.: НПО «Профессионал», 2007.
- 16. Fundamentals of Horizontal Weil Completions. Austin C. and str., Drilling. 1988. V . 49. № 3. P. 28-31.
- 17. Mac Nally R. Horizontal drilling finding a niche // Petrol Eng. Int. 1990. Vol. 62. № 9. P. 38-41.
- 18. Tim Beatty, Barry Hebner, Randy Hiscoc, Pan Canadian Petroleum std. Calgary. Core tests help prevents formation damage in horizontal well // Oil and Gas Journal. 1993. August № 2. P. 64-70.
- 19. White W. Better practices and synthetic fluid improve drilling rates // Oil and Gas J. 1995, Π. V. 93. № 8. P. 43-46.
- 20. Акбулатов, Т. О. Определение расчетного радиуса искривления при работе роторных управляемых систем (РУС) / Т. О. Акбулатов, Л. М. Левинсон, Р. А. Хасанов // Территория Нефтегаз. 2007. № 10. С. 20—25.
- 21. Григулецкий, В. Г. Проектирование компоновок нижней части бурильной колонны / В. Г. Григулецкий, В. Т. Лукьянов М.: Недра, 1990. 302 с.
- 23. Зиненко, В. П. Направленное бурение: учеб. пособие для вузов / В. П. Зиненко. М.: Недра, 1990. 152 с.

- 24. Калинин, А. Г. Бурение наклонных скважин: справочник / А. Г. Калинин, Н. А. Григорян, Б. З. Султанов; под общ. ред. А. Г. Калинина. М.: Недра, 1990. 348 с.
- 25. Калинин, А. Г. Бурение наклонных и горизонтальных скважин: справочник / А. Г. Калинин, Б. А. Никитин, К. М. Солодкий, Б. З. Султанов; под ред. А. Г. Калинина. М.: Недра, 1997. 618 с.
- 26. Кольская сверхглубокая. Научные результаты и опыт исследований/ Коллектив авторов. М.: МФ «Технонефтегаз», 1998. 260 с.
- 27. Костин, Ю. С. Современные методы направленного бурения скважин / Ю. С. Костин. М.: Недра, 1981. 152 с.
- 28. Кривошеев, В.В. Искривление скважин в анизотропных породах / В. В. Кривошеев. Томск: Изд-во НТЛ, 1999. 240 с.
- 29. Нескоромных, В.В. Направленное бурение и основы кернометрии: учебник / В. В. Нескоромных. М.: Инфра-М, 2015. 328 с.
- 30. Нескоромных, В.В. Разрушение горных пород при бурении скважин: учеб. пособие / В. В. Нескоромных. М.: Инфра-М, 2015. 336 с.
- 31. Повалихин, А. С. Бурение наклонных, горизонтальных и многозабойных скважин / А. С. Повалихин, А. Г. Калинин, С. Н. Бастриков, К. М. Солодкий. 2012. 645 с.
- 32. Сулакшин, С. С. Направленное бурение: учебник / С. С. Сулакшин. М.: Недра, 1987. 272 с. Учебное издание
- 33. Klyuev R.V., Bosikov I.I., Alborov A.D. Research of non-sinusoidal voltage in power supply system of metallurgical enterprises. Lecture Notes in Electrical Engineering. 2020. T. 641. C. 393-400.
- 34. Klyuev R.V., Bosikov I.I., Alborov A.D. Research and mathematical modeling of the thermal and power performance of resistance furnaces at metallurgical ENTERPRISES. Lecture Notes in Electrical Engineering. 2020. T. 641. C. 630-636.

- 35. Клюев Р.В., Босиков И.И., Гаврина О.А., Крысанов К.С. Анализ состояния изоляции электрооборудования горно-металлургических комбинатов. Известия Тульского государственного университета. Науки о Земле. 2020. № 2. С. 201-215.
- 36. Клюев Р.В., Босиков И.И., Гаврина О.А., Атрушкевич В.А. Выбор средств защиты высоковольтного двигателя экскаватора на руднике открытых работ горно-металлургического комбината. Безопасность труда в промышленности. 2020. № 7. С. 46-53.
- 37. Клюев Р.В., Босиков И.И. Разработка программы автоматизиации технологических процессов на горно-обогатительном комбинате. В книге: Фундаментальные проблемы управления производственными процессами в условиях перехода к индустрии 4.0. тезисы докладов научного семинара в рамках международной научно-технической конференции "Автоматизация". Министерство науки и высшего образования Российской Федерации Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования «Южно-Уральский государственный университет» (национальный исследовательский университет)». 2020. С. 141-144.
- 38. Klyuev R.V., Bosikov I.I., Tavasiev V.Kh., Gobeev M.A. Improving the energy efficiency of transport equipment in ore mining. В сборнике: IOP Conference Series: Materials Science and Engineering. VIII International Scientific Conference Transport of Siberia. 2020. C. 012124
- 39. Klyuev R.V., Bosikov I.I., Tavasiev V.Kh., Gobeev M.A. Influence of transport and road complex on the natural-technical system. В сборнике: IOP Conference Series: Materials Science and Engineering. VIII International Scientific Conference Transport of Siberia. 2020. C. 012223.
- 40. Клюев Р.В., Босиков И.И., Майер А.В., Гаврина О.А. Комплексный анализ применения эффективных технологий для повышения устойчивого развития природно-технической системы. Устойчивое развитие горных территорий. 2020. Т. 12. № 2 (44). С. 283-290.

41. Клюев Р.В., Голик В.И., Босиков И.И., Гаврина О.А. Разработка методики обеспечения электробезопасности электрических сетей карьеров. Известия Тульского государственного университета. Науки о Земле. 2020. № 3. С. 74-91

БОСИКОВ ИГОРЬ ИВАНОВИЧ

БУРЕНИЕ НАКЛОННЫХ, ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ И МНОГОЗАБОЙНЫХ СКВАЖИН

УЧЕБНОЕ ПОСОБИЕ

для подготовки и проведения лекционных, лабораторных занятий и организации самостоятельной работы

Пособие издано в авторской редакции, пунктуации и орфографии

Технический редактор Е.Н. Маслов Компьютерная верстка А.В. Черная Дизайн обложки Е.Н. Макарова

Подписано в печать 20.11.2020 Формат 60×84 1 / 16. Бум 65 гр. Печать цифровая. Гарнитура «Times». Усл. п.л. 15,11 Тираж 50 экз. Заказ № 037.

Северо-Кавказский горно-металлургический институт (государственный технологический университет). 362021, г. Владикавказ, ул. Николаева, 44

Отпечатано ИПЦ ИП Цопановой А.Ю. 362000, г. Владикавказ, пер. Павловский, 3