

Министерство образования и науки Республики Казахстан
Некоммерческое акционерное общество «Talar»

БИМУРЗАЕВ А.Ш., КАРИМОВА А.С., ЖАМАНБАЕВ А.М.

УЧЕБНОЕ ПОСОБИЕ

Специальность «Испытание скважин на нефть и газ»

Квалификация «Техник-технолог»

*Разработано по актуализированным типовым
учебным планам и программам для системы технического и
профессионального, послесреднего образования по специальности
0806000 «Испытание скважин на нефть и газ»*

Нур-Султан, 2020 г.

УДК 622.24(075.32)
ББК 33.133я722
Б61

Рецензенты:
ТОО "Высший колледж АРЕС Petrotechnic"
УМО по профилю «Нефтегазовое производство»,
ОЮЛ «Ассоциация производственных геологических организаций
Республики Казахстан»

Рекомендовано
Республиканским научно-практическим центром «Учебник»

Б61 Специальность «Испытание скважин на нефть и газ», квалификация «Техник-технолог»: Учебное пособие/ А.Ш. Бимурзаев, А.С. Каримова, А.М. Жаманбаев/ Нур-Султан: Некоммерческое акционерное общество «Talap», 2020 г. – 326 с.

ISBN 978-601-333-937-5

Учебное пособие разработано в соответствии с актуализированными типовыми учебными планом и программой по специальности ТиПО 0806000 «Испытания скважин на нефть газ».

Включены основные материалы теоретического и практического курса по профессиональным модулям ПМ 05 «Управление технологической операцией по испытанию скважин», ПМ 06 «Освоение скважины (перфорация скважины, вызов притока нефти и газа)», ПМ 07 «Планирование и организация производственных работ», ПМ 08 «Контроль за соблюдением требований промышленной экологии и охрана труда», а также контрольные вопросы и задания для оценки результатов обучения.

В учебном пособии кратко изложены вопросы технологии первичного и вторичного вскрытия продуктивных пластов, испытания пластов в процессе бурения и в крепленном стволе скважин, методика проектирования конструкции скважин, методы и расчеты крепления скважин, дана характеристика основных тампонажных материалов. Изложена технология консервации и ликвидации скважин. Приведенные методики соответствуют действующим нормативным документам.

УДК 622.24(075.32)
ББК 33.133я722

ISBN 978-601-333-937-5

© НАО «Talap», 2020

ОГЛАВЛЕНИЕ

Предисловие	10
Раздел 1. Управление технологической операцией по испытанию скважин	11
1.1 Организация и управление режима испытания в процессе выполнения технологических операций	11
1.1.1. Первичное вскрытие продуктивных пластов и способы вскрытия продуктивных пластов	11
1.1.2. Процессы, происходящие в пристволенной зоне пласта при первичном вскрытии	12
1.1.3. Выбор бурового раствора для вскрытия продуктивного пласта	17
1.1.4. Испытание продуктивных пластов в процессе бурения и основные способы испытаний	20
1.1.5. Вскрытие пластов в различных режимах, противовыбросовое оборудование	27
Практическое занятие №1. Приготовление утяжеленных буровых растворов	29
1.2 Регулирование параметров телеметрических систем	30
1.2.1 Телеметрическая система	30
1.2.2 Испытатели пластов трубы (ИПТ)	32
1.2.3 Анализ кривых восстановления давления	36
1.2.4 Сбор и обработка данных	40
1.2.5 Интерпретация данных	44
1.2.6. Исследование скважин опробователями пластов и трубными пластоиспытателями	52
1.2.8. Качественный анализ диаграмм глубинных манометров	56
1.2.9. Расчет компоновки буровой колонны при испытании пласта	58
1.3 Корректирование технологического процесса при испытании скважин	62
1.3.1. Методы крепления скважин обсадными колоннами	62
1.3.2. Конструкция скважин и призабойной зоны скважины	64
1.3.3. Вид долот	67
1.3.4. Виды буровых труб	71
1.3.5. Виды обсадных колонн	72
1.3.6. Приготовление бурового раствора	74
Практическое занятие №2. Выбор конструкции скважин	77
1.3.7. Технологический расчет крепления скважин	82
Практическое занятие №3. Метод Саркисова	88

1.3.8. Проектирование конструкции скважины	91
Практическое занятие №4. Проектирование конструкции скважины	96
1.3.9. Подготовка скважин и обсадных труб к спуску	101
1.3.10. Технология и организация спуска обсадных колонн	106
1.3.11. Осложнения и аварии при спуске обсадных колонн	108
1.4 Контроль технологических процессов и операции по испытанию скважин	110
1.4.1. Порядок осуществления контроля	110
1.4.2. Требования к освоению и испытанию скважин	112
1.4.3. Предупреждение и ликвидация аварий и осложнений	115
1.4.4. Используемые материалы и технические средства при контроле технологических процессов и операций	117
Практическое занятие №5. Испытатели пластов на бурительных трубах	120
Практическое занятие №6. Многоцикловые испытатели пластов	125
Практическое занятие №7. Комплекс оборудования киод-110	127
Практическое занятие №8. Приспособления для селективного испытания пластов успд-146-168	128
Практическое занятие №9. Испытатели пластов на кабеле	129
Практическое занятие №10. Испытатели пластов на базе струйных аппаратов	134
Практическое занятие №11. Максимальное давление на устье скважины	136
Практическое занятие №12. Определение объема жидкости	136
Практическое занятие №13. Определение объема жидкости над воздушной подушкой	138
Практическое занятие №14. Определение глубины снижения уровня воды в скважине	139
Практическое занятие №15. Определение высоты воздушной подушки	140
Практическое занятие №16. Определение глубины пусковых каналов	141
Раздел 2. Освоение скважин	144
2.1. Вторичное вскрытие продуктивных пластов	144
2.1.1. Технология приготовления тампонажного раствора и классификация базовых тампонажных материалов	144
2.1.2. Обоснование способа вскрытия продуктивных пластов	148
2.1.3. Выбор способа перфорации	149

2.1.4.	Выбор интервалов и плотности перфорации	151
2.1.5.	Жидкости для перфорирования	152
	Практическое занятие №17. Выбор тампонажных растворов.	162
2.1.6.	Процессы при твердении тампонажного материала и регулирование свойств тампонажного материала. Предотвращение коррозии цементного камня	167
2.1.7.	Способы цементирования обсадных колонн и факторы влияющие на качество цементирования	169
	Практическое занятие №18. Гидравлическая программа цементирования обсадных колонн	171
2.1.8.	Процесс цементирования и регулирование осложнения при цементировании скважин	175
2.1.9.	Основные методы и выбор методов перфорации	178
	Практическое занятие №19. Проектирование гидropескоструйной перфорации	187
2.1.10.	Технология перфорационных работ	193
2.1.11.	Состав и свойства перфорационных жидкостей	197
2.2.	Выполнение работ по освоению скважин	201
2.2.1.	Методы освоения и испытания нефтяных и газовых скважин	201
2.2.2.	Методы физико-химической обработки пласта	202
2.2.3.	Исследование эффективности различных кислотных композиций в зависимости от их растворяющих способностей	208
2.2.4.	Консервация скважин	210
2.2.5.	Ликвидация скважин	214
	Практическое занятие №20. Расчет параметров зоны растворения в соляно-кислотном растворе	222
	Практическое занятие №21. Выбор скважины для кислотной обработки.	225
2.2.6.	Методы воздействия на призабойную зону и способы вызова притока и условия их применения	228
	Практическое занятие №22. Определение расхода жидкости и давления во время нагнетания кислотного раствора в пласт	233
2.3.	Производственный и технологический контроль в процессе испытания и отбора проб пластового флюида	237
2.3.1.	Способы отбора проб пластовых флюидов	237
2.3.2.	Контроль процесса отбора проб пластового флюида	239

2.4.	Совершенствование испытателя пласта и реконструкция производства	255
2.4.1.	Обвязка устья скважин	255
2.4.2.	Промывка и чистка скважины от песчаных пробок, парафина и неорганических солей	258
2.4.3.	Расчет ремонтно-изоляционных работ	260
2.4.4.	Глушение скважины перед подземным ремонтом скважины	260
2.4.5.	Расчет эффективности производственной деятельности по реконструкции производства	262
2.4.6.	Передача скважин заказчику	265
	Практическое занятие №23. Определение давления закачки рабочей жидкости насосными агрегатами при освоении скважины струйными аппаратами	267
	Практическое занятие №24. Расчет объемов жидкостей для гидравлического разрыва пласта и массы закрепителя трещин	270
	Практическое занятие №25. Приближенный расчет основных параметров гидropескоструйной перфорации, необходимые для обеспечения заданного коэффициента гидродинамического несовершенства скважины	273
Раздел 3.	Планирование и организация производственных работ	279
3.1.	Текущее и перспективное планирование деятельности производственного участка	279
3.1.1.	Организация цикла строительства скважины (ЦСС)	279
3.1.2.	Характерные особенности управления буровых работ (УБР)	280
3.2.	Текущее и перспективное планирование деятельности производственного участка	281
3.2.1.	Планово-организационные и оперативно-хозяйственные функции аппарата УБР	281
3.2.2.	Управление предприятием	282
3.2.3.	Организационная структура предприятия	285
3.3.	Основные технико-экономические показатели работы производственного участка	292
3.3.1.	Основные документы, учет и контроль строительства скважин: технический проект и смета	292
3.3.2.	Геолого-технический наряд, наряд на производство буровых работ и инструктивно-технологическую карту	294
3.3.3.	Оперативный и статический учет результатов буровых работ	296
3.3.4.	Экономические показатели разработки	297

Практическое занятие №26. Радиальный поток через скважину	298
Практическое занятие №27. Около скважинные эффекты	299
Практическое занятие №28. Радиальная диффузия	300
Раздел 4. Соблюдение требований промышленной экологии и охраны труда	302
4.1. Соблюдение требований промышленной экологии и охраны труда	302
4.1.1. Общие рекомендации по охране окружающей среды	302
4.1.2. Свойства вредных веществ и их воздействие на человека	303
4.1.3. Организация безопасного проведения работ по освоению и испытанию скважин	306
Практическое занятие №29. Суперпозиция и анализ давления. Анализ повышения давления: метод MDH	309
Практическое занятие №30. Анализ повышения давления: метод Хорнера	312
Практическое занятие №31. Анализ повышения давления: метод эквивалентного времени агарвала	315
Практическое занятие №32. Испытание скважин. Влияние пограничных эффектов и разломов.	317
ГЛОССАРИЙ	322
СПИСОК РЕКОМЕНДУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ	324

ПРЕДИСЛОВИЕ

Учебное пособие предусматривает возможность самостоятельного обучения студентов по профессиональным модулям ПМ 05 «Управление технологической операцией по испытанию скважин», ПМ 06 «Освоение скважины (перфорация скважины, вызов притока нефти и газа)», ПМ 07 «Планирование и организация производственных работ», ПМ 08 «Контроль за соблюдением требований промышленной экологии и охрана труда», а также контрольные вопросы и практические задания для оценки результатов обучения.

Основная цель пособия – формирование у студентов знаний по вопросам теории и практики основных технологических процессов, связанных с креплением скважин, вскрытием и испытанием продуктивных пластов, освоением, консервацией и ликвидацией нефтегазовых скважин.

Задачи учебного пособия – содействие усвоению студентами научных основ, терминов и понятий, а также основных методик расчета и составления проектов на крепление, испытание и освоение скважин, консервацию и ликвидацию скважин.

Учебное пособие структурировано в соответствии с рабочей программы дисциплины «Испытания скважин на нефть и газ» и состоит из четырех разделов:

1. Управление технологической операцией по испытанию скважин
2. Освоение скважин
3. Планирование и организация производственных работ
4. Соблюдение требований промышленной экологии и охраны труда

Результатами изучения данного пособия являются приобретение следующих навыков:

- организация освоения технологической операцией по испытанию скважин
- регулирование параметров телеметрических систем
- корректировать технологические процессы при испытании скважин
- осуществлять вторичное вскрытие продуктивных пластов
- осуществлять выполнение работ по освоению скважин
- проводить производственный и технологический контроль в процессе испытания и отбора пластового флюида
- участвовать в совершенствовании испытателя пласта и реконструкции производства

При изучении учебного материала необходимо соблюдать единство терминологии и обозначений в соответствии с действующими стандартами и Международной системой единиц измерений. Маркировку, технические характеристики приборов и оборудования необходимо проводить в соответствии с техническими условиями, нормами и ГОСТами.

Раздел 1. УПРАВЛЕНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ ОПЕРАЦИЕЙ ПО ИСПЫТАНИЮ СКВАЖИН

1.1. Организация и управление режима испытания в процессе выполнения технологических операций

1.1.1 Первичное вскрытие продуктивных пластов и способы вскрытия продуктивных пластов

В зависимости от горно-геологических условий и гидродинамического состояния залежи применяются три способа первичного вскрытия продуктивных пластов, основным отличительным признаком которого является величина дифференциального давления, создаваемого в процессе разбуривания продуктивного пласта.

Первый способ (традиционный) основан на принципе превышения давления в скважине над пластовым (вскрытие на репрессии). Создание репрессии позволяет поддерживать безопасные с точки зрения предупреждения ГНВП условия бурения скважины. Этот способ вскрытия пластов является основным в мировой и отечественной практике. Во избежание нарушения технологии буровых работ и снижения технико-экономических показателей бурения, величина репрессии регламентируется «Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности».

Промысловый опыт свидетельствует об эффективности репрессивного способа бурения скважин в условиях, не осложненных неустойчивостью и низкой прочностью горных пород, наличием в разрезе пластов с аномально низкими давлениями (АНПД). Однако в осложненных условиях применение этого способа сопровождается поглощениями бурового раствора, гидроразрывами горных пород, прихватами инструмента, значительным загрязнением ПЗП и др. явлениями, снижающими технико-экономические показатели строительства скважин

Второй способ вскрытия пластов предполагает регулирование давления в скважине на уровне близкого к пластовому (вскрытие пластов на «равновесии»). Во избежание газонефтеводопроявлений (ГНВП) и выбросов применение этого метода возможно только в определенных условиях бурения скважин и допустимых пределах снижения давления в скважине. Этот способ реализуется с применением растворов низкой плотности, аэрированных жидкостей и пен. Иногда используют 2 вида бурового раствора. Он используется для вскрытия пластов с низкими пластовыми давлениями. Поскольку в процессе бурения трудно выдержать равенство забойного и пластового давления, устанавливают допустимые отклонения дифференциальных давлений. Обычно они не превышают ± 3 МПа.

Третий способ вскрытия пластов реализуется на принципе поддержания забойного давления, на уровне ниже пластового (вскрытие

пластов на депрессии). Этот способ в настоящее время находит все более широкое применение в буровой практике в условиях низких пластовых давлений. Способ вскрытия пластов на депрессии предполагает применение промывочных жидкостей, характеризующихся низкой плотностью (аэрированных растворов, пен, газов). При вскрытии пластов на депрессии устье скважины герметизируется, а замкнутая циркуляционная система и позволяет отделять и утилизировать поступающие пластовые флюиды (нефть, газ). В процессе вскрытия пласта таким способом одновременно идет приток пластового флюида, который должен от циркулирующего очистного агента. Два последних способа реализуются при герметизированном устье скважины.

Все три способа вскрытия продуктивных пластов объединяет единый подход к разработкам технологических решений при их реализации – контролю и регулированию дифференциальных давлений в условиях гидродинамической связи вскрываемых пластов и скважины.

К способу вскрытия продуктивных пластов и конструкции забоя скважин предъявляются ряд требований:

- обеспечивать эффективную гидродинамическую связь забоя скважины с продуктивным пластом (пластами);
- поддерживать устойчивость горных пород ПЗП и предупреждать обрушение стенок скважины;
- создать условия селективного вскрытия продуктивных и изоляцию водо- и газонасыщенных пропластков;
- обеспечить прохождение к забою необходимого оборудования, инструмента и геофизической аппаратуры;
- обеспечивать необходимым объемом информации на протяжении времени эксплуатации скважины.

По геологическим условиям залегания различают 4 типа объектов эксплуатации:

- коллектор однородный, прочный, близко расположенных высоконапорных горизонтов нет;
- коллектор однородный, прочный, у кровли пласта имеется газовая шапка или близко расположенные напорные объекты;
- коллектор неоднородный, характеризующийся чередованием устойчивых и неустойчивых пород, водо- и газосодержащих участков с различными пластовыми давлениями;
- коллектор слабосцементированный, с нормальным или низким пластовым давлением, при его эксплуатации имеет место вынос песка. [1]ch

1.1.2 Процессы, происходящие в пристволенной зоне пласта при первичном вскрытии

Коллекторские свойства пород в призабойной зоне изменяются в результате физического и физико-химического воздействия.

По традиционной технологии бурения первичное вскрытие продуктивных пластов ведется на режиме репрессии с использованием для промывки скважины буровых растворов на водной основе.

Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности установлено, что плотность бурового раствора при вскрытии флюидонасыщенных пластов должна определяться из расчета создания гидростатического давления в скважине, превышающего пластовое (поровое) давление на величину:

10% для пластов, залегающих на глубине до 1200 м (но не более 1,5 МПа);

5% для пластов, залегающих на глубине глубиной выше 1200 м (но не более 2,5-3,0 МПа).

В действительности репрессии на продуктивные пласты оказываются существенно большими из-за дополнительных давлений от динамических процессов, возникающих при движении бурового раствора или бурового инструмента в стволе скважины.

При первичном вскрытии (разбуривании) продуктивных пластов за счет активного взаимодействия очистных агентов со стенками скважины происходит ухудшение коллекторских свойств в пристволенной зоне пласта за счет коагуляции порового пространства твердой фазой и проникновения в пласт фильтрата бурового раствора (рис. 1.1).

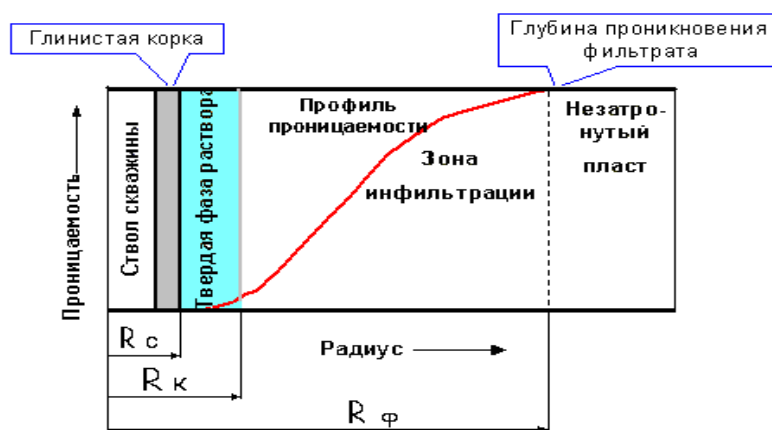


Рисунок 1.1. Схема загрязнения призабойной зоны скважины

К сожалению, в большинстве случаев этот процесс не поддается контролю. Поэтому важно знать какие факторы и как влияют на этот процесс, что позволит регулировать параметры технологического процесса вскрытия пластов и уменьшить степень загрязнения ПЗП.

Важнейшими факторами, которые влияют на изменение коллекторских свойств, являются геолого-физические свойства горных пород, дифференциальное давление, тип и свойства промывочной жидкости, время воздействия раствора на пласт.

В течение времени контакта бурового раствора с продуктивным пластом в условиях репрессии в ПЗП формируется четыре зоны:

- фильтрационная корка на стенках скважины;
- кольматационный слой в поровом пространстве;
- зона порового пространства, промытая от пластового флюида;
- зона порового пространства, заполненного смеси фильтрата раствора и пластового флюида.

Формирование фильтрационной корки на стенке скважины и глубина зоны кольматации ПЗП существенно зависит от соотношения размеров пор (d_{Π}) и частиц твердой фазы бурового раствора ($d_{\text{ч}}$).

В соответствии с критерием А. Абрамса при $d_{\text{ч}} > 1/3 d_{\Pi}$ проникновения твердой фазы в поровое пространство практически не происходит, частицы задерживаются на стенке скважины, образуется фильтрационная корка. Фильтрационная корка, особенно у глинистых растворов, формируется достаточно быстро после 5-15 мин после вскрытия проницаемого участка. Ее толщина может достигать 1-10 мм. Фильтрационная корка оказывает основное влияние на гидроизоляцию продуктивного пласта. Она ограничивает проникновение фильтрата бурового и цементного раствора в ПЗП. Фильтрационная корка (пленка) должна быть тонкой (до 1 мм) и плотной. Такая корка формируется при использовании высококачественных буровых растворов с низким показателем фильтрации (до 10 см³/30 мин), ее проницаемость на несколько порядков меньше проницаемости пород продуктивного пласта.

Толстая и рыхлая фильтрационная корка (некачественный буровой раствор) не предотвращает фильтрацию дисперсионной среды в пласт, так как она характеризуется высокой проницаемостью. Кроме того, такая корка в ходе спуско-подъемных операций (СПО) многократно сдвигается со стенок скважины, что приводит к затяжкам и прихватам бурильного инструмента.

При $1/3 d_{\Pi} < d_{\text{ч}} < 1/10 d_{\Pi}$ частицы твердой фазы бурового раствора проникают в приствольную зону пласта на небольшую глубину (10 - 30 мм). Зона кольматации проницаемого пласта формируется одновременно с формированием фильтрационной корки. Проницаемость пласта в зоне кольматации снижается в 2 – 10 раз. Глинистые частицы имеют, попадая в поровое пространство, образуют очень прочные связи с поверхностью стенок пор. Эта зона может исказить результаты испытания пласта в процессе бурения скважины, но при освоении скважины зона кольматации такой толщины легко разрушается методами перфорации или в ходе мероприятий, проводимых для интенсификации притока нефти (кислотные обработки, переменные депрессии, вибро- и теплогазохимическое воздействие и др.).

При $d_{\text{ч}} < 1/10 d_{\Pi}$ происходит неконтролируемое глубокое проникновение (до 1 м) твердой фазы бурового раствора в продуктивный пласт. При этом на 1-2 порядка может снизиться проницаемость приствольной зоны пласта, которая не восстанавливается в полном объеме при вторичном вскрытии и освоении скважины.

Особенно глубокое проникновение твердой фазы в продуктивные пласты происходит при наличии в породе естественных трещин. При неконтролируемом (самопроизвольном) гидроразрыве горных пород, которое происходит при нарушении технологии бурения или цементирования скважины. При самопроизвольном ГРП образуются глубокие (на несколько десятков метров) трещины в пласте, которые быстро заполняются буровым или тампонажным раствором. При загущении или отверждении этих растворов вокруг скважины образуются глинизированные или цементные экраны, которые существенно снижают приток пластовых флюидов в скважины при ее освоении. Отмечены случаи проникновения гематита (утяжелитель в составе бурового раствора) на расстоянии 90 м от скважины [8]. Чаще всего в таких скважинах при их испытании и освоении вообще не удается получить приток.

Большое отрицательное влияние на качество вскрытия, коллекторские свойства продуктивного пласта оказывает фильтрат бурового раствора, т.к. он проникает в приствольную зону пластов на большую глубину по сравнению с твердой фазой (до 2 – 3 м) и взаимодействие его со скелетом породы и флюидами более сложное.

При использовании растворов на водной основе в промытой от пластового флюида зоне, при смачивании стенок пор и трещин, увеличении количества связанной воды, существенно снижается фазовая проницаемость для нефти (рис. 1.2.).

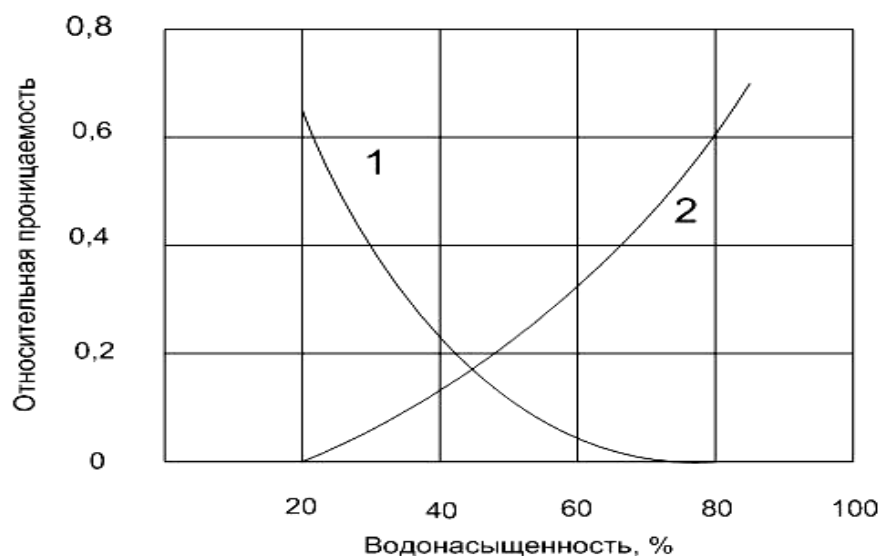


Рисунок 1.2 - Зависимость относительной проницаемости песчаника для нефти (1) и воды (2) от водонасыщенности порового пространства

Под действием водного фильтрата происходит набухание глинистых частиц, содержащихся как в терригенных, так и в карбонатных коллекторах. Набухание глинистых частиц коллектора существенно повышается при обработке растворов реагентами – пептизаторами и стабилизаторами (кальцинированная и каустическая сода, триполифосфат натрия и др.). Это

приводит к дополнительной кольтматации пор, снижению проницаемости коллектора. Наибольший эффект закупоривания происходит в коллекторах с низкой проницаемостью.

При взаимодействии фильтрата раствора с нефтью могут выпадать осадки асфальтосмолистых веществ, парафинов, происходит окисление нефти, образуются высоковязкие эмульсии. В результате химических реакций фильтрата с пластовым флюидом в порах коллектора могут выпадать осадки (рис.1.3.).

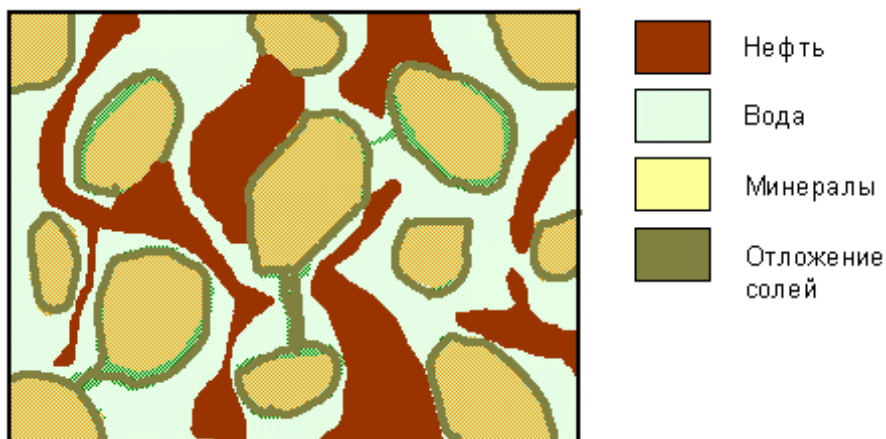


Рисунок 1.3 - Солеотложение в поровом пространстве коллектора

Третьим гидроизолирующим барьером между естественно насыщенным пластом и скважиной является зона смешения фильтрата бурового раствора с пластовым флюидом. Радиус такой зоны может составлять от нескольких до десятков метров. В этой зоне могут выпадать осадки труднорастворимых солей (сульфаты кальция, магния и др.), асфальтосмолистых веществ, парафинов, происходит окисление нефти, образуются высоковязкие эмульсии.

Все эти нежелательные явления зависят от способности раствора отдавать дисперсионную среду (фильтрат), перепада давления (репрессии) и от времени взаимодействия раствора с пластом.

Объем фильтрата бурового раствора, который зайдет в пласт (V_{ϕ}) можно рассчитать так:

$$V_{\phi} = 2 \pi R_c h \Phi_d t,$$

где, Φ_d - показатель фильтрации динамический, t - время фильтрации.

[1]

Контрольные вопросы:

1. Назовите три способа первичного вскрытия продуктивных пластов?
2. Какие требования предъявляются к способу вскрытия продуктивных пластов и конструкции забоя скважин?

3. Как определяется плотность бурового раствора из расчета создания гидростатического давления в скважине?

4. За счет чего происходит ухудшение коллекторских свойств в пристволенной зоне пласта при первичном вскрытии (разбуривании) продуктивных пластов.

5. Какие зоны формируются во время контакта бурового раствора с продуктивным пластом?

6. При каком соотношении диаметра частиц и пор проникновение твердой фазы в поровое пространство практически не происходит?

7. При каком соотношении диаметра частиц и пор частицы твердой фазы бурового раствора проникают в пристволенную зону пласта на небольшую глубину?

8. При каком соотношении диаметра частиц и пор происходит неконтролируемое глубокое проникновение (до 1 м) твердой фазы бурового раствора в продуктивный пласт?

9. Какое влияние оказывает на качество вскрытия фильтрат бурового раствора?

10. Какое влияние оказывает на качество вскрытия растворов на водной основе?

1.1.3 Выбор бурового раствора для вскрытия продуктивного пласта

Для разбуривания продуктивных пластов должны использоваться буровые растворы, отвечающие следующим требованиям:

- твердая фаза бурового раствора не должна глубоко проникать в пласт (содержание частиц размером $d_{\text{ч}} \leq 1/3 d_{\text{п}}$ должно быть не более 5 %);
- фильтрат раствора не должен способствовать набуханию глинистых частиц коллектора;
- плотность раствора должна обеспечивать минимально допустимую репрессию на пласт;
- показатель фильтрации раствора должен быть минимальным (до $10 \text{ см}^3/30 \text{ мин}$);
- поверхностное натяжение на границе раздела фаз “фильтрат-флюид” должно быть минимальным;
- минерализация и солевой состав фильтрата раствора по возможности должен быть близким к составу пластового флюида;
- раствор должен обеспечивать высокую скорость бурения без осложнений с целью сокращения времени его контакта с продуктивным пластом.

По загрязняющей способности очистные агенты можно расположить в следующий ряд:

- газообразные агенты;
- аэрированные растворы (пены);

эмульсии;
растворы на нефтяной основе;
минерализованные растворы;
растворы на основе пресной воды;
утяжеленные растворы.

Если пласт характеризуется коэффициентом аномальности $k_a \ll 1$ (зона АНПД), то для его вскрытия могут быть использованы газообразные агенты (обедненный по кислороду воздух, отработанные газы ДВС и др.), аэрированные жидкости (пены).

При $k_a = 0,9$ могут использоваться пены, эмульсии, растворы на нефтяной основе.

В случае низких пластовых давлений ($k_a \leq 1$) возможно вскрытие пластов на «равновесии» забойного и пластового давления или даже на «депрессии», т.е. когда $P_{пл} > P_3$. Однако это допускается в исключительных случаях при наличии соответствующих планов работ, согласованных с органами Гостехнадзора. При этом требуется герметизация устья скважины при бурении.

Если $k_a \geq 1$, то в большинстве случаев вскрытие пластов производится на репрессии с применением безглинистых или малоглинистых полимерных или полимерсолевых буровых растворов плотностью 1,10 - 1,16 г/см³.

Зоны с АВПД ($k_a \gg 1$) приходится разбуривать с использованием утяжеленных буровых растворов, хотя их загрязняющая способность наиболее значительна.

Для снижения влияния гидродинамического давления на продуктивные пласты иногда при роторном бурении ограничивают интенсивность промывки ствола скважины, а выбуренную породу собирают в шламоуловители, которые включаются в компоновку низа бурильной колонны (КНБК).

Для снижения гидродинамической составляющей давления на пласт ограничивают скорость спуска бурильной колонны и снижают вязкость бурового раствора.

Технология и качество вскрытия продуктивных пластов, прежде всего применяемые при этом буровые растворы, оказывает существенное влияние на технико-экономические показатели, геолого-геофизическую информативность результатов исследования разреза, качество строительства и эффективность эксплуатации скважины, в конечном счете - на достоверность оценки запасов и эффективность разработки месторождения.

До недавнего времени основной объем бурения при вскрытии продуктивных пластов осуществлялся с применением глинистых буровых растворов. Недостаток этого типа растворов заключается в отрицательном влиянии на коллекторские свойства продуктивных пластов. Достаточно отметить, что коэффициент восстановления проницаемости пласта после вскрытия на глинистом растворе при освоении скважин не превышает 50 %.

Новым и наиболее перспективным направлением работ в этой области является разработка безглинистых полимерных растворов. В настоящее время в основном используются два типа полимерных растворов:

высоковязкие коллоидные растворы полимеров без дисперсной фазы;
полимерные растворы с полимерсолевой дисперсной фазой на основе «сшитых» полимеров.

Первый тип растворов представляет собой высоковязкий коллоидный раствор водорастворимого полимера-загустителя (полиакриламида, КМЦ или др.) с концентрацией 0,2 - 0,5 %. Эти растворы имеют плотность 1000 - 1010 кг/м³, которая эффективна при вскрытии продуктивных пластов с низкими пластовыми давлениями, но недостаточна для вскрытия пластов с высоким пластовым давлением.

Утяжеление растворов может быть достигнуто путем введения в раствор солей натрия, калия, кальция и других металлов, а также растворением полимера в минерализованной пластовой воде (полимерсолевые растворы). Введение в полимерный раствор добавок солей, а также разбавление его минерализованной пластовой водой существенно снижает его вязкость. В связи с этим, для обеспечения требуемой вязкости бурового раствора необходимо в отдельных случаях повышать концентрацию полимера в растворе до 0,6 - 1,2 %. Этот тип полимерного раствора рекомендуется для вскрытия продуктивных пластов с проницаемостью менее 0,050 мкм.

Второй тип растворов называют также полимер-дисперсным. Они отличаются тем, что дополнительно содержит полимерсолевую дисперсную фазу в виде нерастворимых в воде микрогелей разной формы и размеров, а также редкосшитой структурой полимера в растворе. Для получения такого раствора в раствор первого типа дополнительно вводят небольшие количества (0,03-0,10%) солей алюминия или других трехвалентных металлов, являющихся «сшивающими» агентами между молекулами полимера, которые приводят к образованию пространственной структуры и полимер-солевой дисперсной фазы. Целесообразно использовать в качестве добавок хлористые и оксихлористые соли трехвалентных металлов, т.к. их анионы не образуют твердых осадков кальция и магния. Полимер-дисперсные растворы более стабильны, полимер в них более устойчив к деструкции.

Количество ингредиентов в растворе зависит от марки полимера, геолого-технических и гидрогеологических условий бурения и заканчивания скважин.

Технологические показатели свойств полимер-дисперсных растворов изменяются в следующих пределах: плотность 1000 - 1350 кг/м³, условная вязкость 18 - 50 с, показатель фильтрации 4 - 10 см³ за 30 минут, pH = 6 - 9.

Промысловые испытания некоторых рецептов этих растворов показали, что основными преимуществами полимерных растворов по сравнению с глинистыми являются:

отсутствие в исходном растворе твердой фазы;
незначительная фильтрация раствора в пласт;
более высокий коэффициент восстановления проницаемости пород;
многократное снижение расхода материалов и реагентов.

Кроме того, за счет уменьшения плотности полимерных буровых растворов происходит существенное снижение репрессии на продуктивный пласт, отсутствие твердой фазы в полимерном буровом растворе, его хорошие смазывающие свойства оказывают положительное влияние на работу бурового оборудования и забойных двигателей. Бурение в интервалах залегания продуктивных пластов с промывкой полимерными растворами позволяет повысить скорость проводки скважин на 15-20 %.

Контрольные вопросы:

1. Каким требованиям должны отвечать буровые растворы для разбуривания?
2. Как классифицируются очистные агенты по загрязняющей способности?
3. Какие агенты используются для вскрытия пластов с коэффициентом аномальности намного меньшим 1 (АНПД)?
4. Какие агенты используются для вскрытия пластов с коэффициентом аномальности равным 0,9?
5. Какие агенты используются для вскрытия пластов с коэффициентом аномальности меньшим или приближенно равным 1?
6. Какие агенты используются для вскрытия пластов с коэффициентом аномальности большим или приближенно большим 1?
7. Какие агенты используются для вскрытия пластов с коэффициентом аномальности намного большим 1 (АВПД)?
8. Какие меры можно принять для снижения гидродинамического давления на продуктивные пласты?
9. В чем преимущество использования полимерных растворов по сравнению с глинистыми?
10. Какие основные типы полимерных растворов используются в настоящее время?

1.1.4 Испытание продуктивных пластов в процессе бурения и основные способы испытаний

Под испытаниями пласта понимается комплекс работ, обеспечивающих вызов притока жидкости и газа из пласта, отбор проб пластовых жидкостей и газа, выявление газонефте содержания пласта, определение основных гидродинамических параметров пласта. Испытание проводится как в процессе бурения скважины, так и после окончания бурения, спуска и цементирования эксплуатационной колонны.

Испытание и опробование пластов в процессе бурения проводится в последовательности разбуривания перспективных горизонтов (метод «сверху вниз»).

Испытание пластов после завершения строительства скважины проводится в крепленном (обсаженном) стволе в последовательности «снизу-вверх» с учетом результатов испытания в открытом стволе. Поэтому обычно число объектов, испытываемых в колонне меньше, чем при испытании в процессе бурения.

Преимущества испытания пластов в процессе бурения заключаются в том, что данные о гидродинамических характеристиках пласта получаются более объективными, т.к. призабойная зона пласта еще интенсивно не загрязнена буровым и цементным растворами и на проведение исследований требуется меньшее время, чем на испытание в обсаженном стволе.

Различают опробование и испытание продуктивных пластов.

Опробование пластов обычно ограничивается отбором проб пластовых флюидов.

Испытание пластов кроме отбора проб пластового флюида предусматривает гидродинамические исследования.

Задачами испытания пластов являются:

Оценка продуктивности объекта (пласта).

Отбор проб пластовых флюидов для исследования.

Оценка коллекторских свойств пласта.

Оценка степени загрязнения призабойной зоны пласта (ПЗП).

Сущность испытания пласта состоит в следующем:

Изоляция пласта (или его участка) от остального разреза скважины.

Создание депрессии на пласт и вызов притока пластового флюида.

Регистрация изменения давления и притока пластового флюида на различных режимах отбора проб.

На рисунке 1.4 показана классификация используемых в настоящее время систем испытания и опробования пластов.



Рисунок 1.4 - Классификация систем для испытания и опробования пластов

Исследование скважин опробователями пластов

Для оценки нефтегазоносности пластов в процессе бурения используют опробователи, спускаемые в скважину на кабеле, или сбрасываемые внутрь бурильной колонны.

Опробователи, спускаемые на каротажном кабеле

При планировании и проведении работ, а также при интерпретации полученных данных необходимо учитывать особенности опробователей такого типа. К ним относятся:

- точная привязка испытываемых пластов к каротажным диаграммам;
- высокая избирательность – опробование проводится на очень маленьком участке пласта (точечное опробование) – и возможность исследования близко расположенных участков;
- небольшие затраты времени на проведение операции; даже в глубоких скважинах на одну операцию затрачивается 2 - 4 ч.;
- отсутствие необходимости специально готовить скважину; опробование можно провести после промежуточного каротажа этой же каротажной партией;
- получение притока нефти и газа из пласта различной проницаемости за счет высокой депрессии и небольшого объема отобранных проб; приборами можно отбирать даже незначительные притоки углеводородов;
- полностью исключена возможность нефтегазопроявлений и открытого фонтанирования.

Использование опробователей, спускаемых на кабеле, способствует повышению достоверности интерпретации данных промыслово-геофизических исследований, выделению нефтеносных, газоносных и водоносных пластов, установлению водонефтяных и газожидкостных контактов. Результаты опробования приборами на кабеле позволяют оценивать свойства пласта, изучать его проницаемость.

Промышленностью освоен выпуск каротажных опробователей пластов трех типов: ОПК7-10; ОПК4-5 и термостойкий ОПТ7-10.

Первые два типа приборов аналогичны по конструкции и принципу действия и отличаются только размерами. В приборе ОПТ7-10 для управления работой гидравлической системы вместо пороховых зарядов используется золотниковый переключатель, который приводится в действие электромагнитом.

Приборы работают на трехжильном, а при установке специальной головки на одножильном кабеле с типовым наземным оборудованием для промыслово - геофизических работ.

Конструкцией прибора ОПК предусмотрена возможность, до создания перепада давлений, сделать канал кумулятивным перфоратором, размещенным в опробователе. Объект опробования выбирают по результатам бурения, и это во многом зависит от опыта геологов. Если в процессе бурения замечены нефтегазоводопроявления (по газокаротажу, шламу, выходам углеводородов с буровым раствором), то, как правило, проводится промежуточный каротаж для изучения вскрытой зоны. Интерпретация результатов каротажа может быть основанием для планирования опробования пласта. В этом случае обязательно проведение кавернометрии для определения интервала, где можно установить прибор, так как при попадании его в каверну герметизирующее и прижимающее устройства могут не сработать и процесс окажется неудачным. Для установки прибора необходимо подбирать участок скважины без каверн.

Чем меньше времени прошло после вскрытия пласта бурением до начала опробования, тем более достоверный результат можно ожидать. Успешность процесса зависит также от величины пластового давления испытываемого интервала. Чем выше пластовое давление, тем меньше времени необходимо на наполнение баллона. Обычно баллон держат открытым 5-20 мин.

На рисунке 1.5 показана схема работы опробователя типа ОПК.

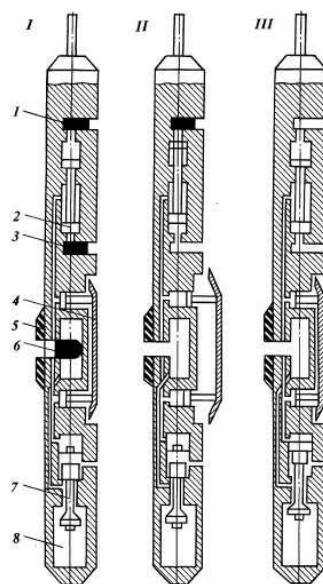


Рисунок 1.5 - Схема опробователя пластов, спускаемого на каротажном кабеле:

I – при спуске в скважину; II – при отборе пробы пластового флюида; III – при подъеме из скважины; 1 – верхний пороховой заряд и заглушка; 2 – дифференциальный возвратный поршень; 3 – нижний пороховой заряд и заглушка; 4 – прижимная лапа; 5 – герметизирующая накладка; 6 – кумулятивный заряд; 7 – впускной клапан; 8 – баллон для пробы флюида

– прибор при спуске в скважину. Положение II - прибор на уровне испытываемого пласта, произведен выстрел нижней пробки, поршень переместился, приведя в рабочее положение элементы прижимной системы, произведен выстрел кумулятивным перфоратором, флюид из пласта поступает в пробоотборник (баллон). Положение III - произведен выстрел верхней пробки, прижимное устройство и герметизирующий элемент возвращены в транспортное положение.

Не рассматривая комплекса подготовительно-заключительных работ при опробовании пласта прибором, спускаемым на кабеле, можно выделить три стадии, связанные непосредственно с поведением пласта во время опробования:

возникновение и распространение гидродинамического возмущения в пласте;

уменьшение давления в некотором объеме пласта вследствие перемещения жидкости и газа из пласта в баллон;

восстановление пластового давления в зоне опробования после прекращения перетока.

Представляет интерес определение расстояния, на которое может повлиять процесс опробования, или радиуса дренирования. Работами, выполненными лабораторией опробования пластов Волго-Уральского филиала ВНИИгеофизики, определены радиусы дренирования для различных пластов. Подсчитано, что для пластов большей мощности при применении

баллонов вместимостью до 10 л радиус дренирования составляет 50 см. На радиус дренирования существенно влияет пористость пласта. При опробовании пропластков радиус дренирования больше. В связи с неоднородностью пластов можно предполагать, что он может составлять 80-100 см.

Практика показывает, что баллоны наполняются пластовыми жидкостями и газом, фильтратом бурового раствора, буровым раствором. Соотношения их объемов различны. В зависимости от объема пластовой жидкости выбирают метод ее использования. Так, если объем нефти более 0,5 л, проводят полный анализ нефти. Для проб меньшего объема ограничиваются измерением плотности, вязкости и люминесцентными исследованиями. Способ определения характеристик пластовых воды и газа зависит от их объема и наличия лабораторий для проведения исследований.

Кроме описанных, известны другие конструкции опробователей пластов, спускаемых на кабеле. Например, опробователь пластов ОП-150 конструкции ВНИИКанефтегаза – ВНИИгеофизики выполнен на базе сверлящих грунтоносов, применяющихся для отбора керна из стенки необсаженной скважины.

При использовании этого опробователя возможен одновременный отбор образца грунта и насыщающих его жидкостей, причем пробу не загрязняют газы, образующиеся от взрывчатых веществ. Наличие двух баллонов (верхнего и нижнего) позволяют отбирать как загрязненные, так и более чистые образцы пластового флюида. Опробователь опускается в скважину на кабель-тросе с помощью лебедки самоходной станции сверлящих грунтоносов.

Опробователи, сбрасываемые внутрь бурильной колонны

Опробователи, сбрасываемые внутрь бурильной колонны, используются при роторном способе бурения.

Сбрасываемый внутрь бурильной колонны опробователь позволяет вызывать приток сразу после вскрытия продуктивного пласта и отбирать пробу пластовой жидкости. Для этого в компоновку низа бурильной колонны (КНБК) над долотом устанавливают специальное пакерующее устройство, которое в процессе бурения не препятствует циркуляции бурового раствора по затрубному кольцевому зазору (рис.1.6). После спуска пробоотборника в пакерующее устройство, открываются каналы, по которым буровой раствор под давлением подается под пакерующий элемент и вызывает его расширение вплоть до полного контакта со стенками ствола скважины и перекрытия кольцевого зазора. Таким образом, происходит изоляция призабойной зоны скважины от остального ствола.

С повышением давления внутри бурильной колонны открывается клапан в пробоотборнике. За счет того, что пробоотборник заполнен воздухом при атмосферном давлении, давление в подпакерной зоне резко понижается, в результате чего пластовый флюид проникает в скважину и

попадает в пробоотборник. Одновременно регистрирующим манометром записывается кривая восстановления давления в пробоотборнике.

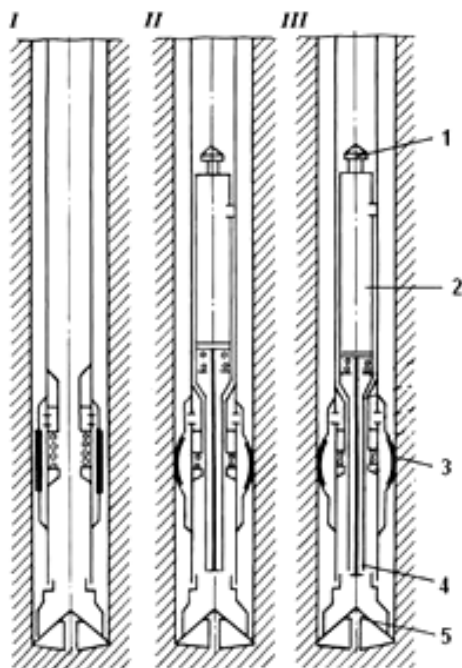


Рисунок 1.6 - Схема опробователя пластов, сбрасываемого внутрь бурильной колонны:

I – в процессе бурения; II – в процессе пакеровки; III – в процессе отбора пробы пластового флюида; 1 – шлипсовая головка; 2 – пробоотборник; 3 – пакерующее устройство; 4 – впускной клапан; 5 – долото

По истечении времени, отведенного для опробования пласта, давление в бурильной колонне снижают (сбрасывают), в результате чего закрывается клапан в пробоотборнике и пакер постепенно возвращается в исходное положение. [1]

Контрольные вопросы:

1. Что понимается под испытанием пласта?
2. В какой последовательности проводят испытание пластов?
3. Какое преимущество испытания пласта в процессе бурения?
4. Чем отличается опробование от испытания пласта?
5. Какие задачи выполняет испытание пласта?
6. Перечислите особенности опробователей, спускаемых на каротажном кабеле
7. Опишите технологию опробования прибором ОПК
8. В каком случае используются опробователи, сбрасываемых внутрь бурильной колонны
9. Опишите технологию опробования опробователем, сбрасываемом внутрь бурильной колонны
10. Опишите принципиальную схему опробователя, сбрасываемом внутрь бурильной колонны.

1.1.5 Вскрытие пластов в различных режимах, противовыбросовое оборудование

Создание репрессии при вскрытии продуктивных пластов позволяет поддерживать безопасные с точки зрения предупреждения ГНВП условия бурения скважины. Этот способ вскрытия пластов является основным (традиционным) в мировой и отечественной практике. Во избежание нарушения технологии буровых работ и снижения технико-экономических показателей бурения, величина репрессии регламентируется «Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности».

Пласты с аномально высокими пластовыми давлениями (АВПД) характеризуются повышенным коэффициентом аномальности ($k_a \geq 1,2$). Одновременно с этим, как правило, чем выше коэффициент аномальности, тем меньше разница между пластовым давлением и давлением ГРП или давлением поглощения пласта. Вскрытие таких пластов проводится с применением буровых растворов такой плотности, при которой обеспечивается минимально необходимая репрессия на пласт (от 5 до 10% в зависимости от глубины) /ПБ/. Обычно в таких случаях используют утяжеленные и тяжелые буровые растворы. При разбуривании пластов с АВПД в буровой раствор может попадать пластовый флюид из выбуренной породы, за счет диффузии, массообмена. Поэтому важно следить за плотностью выходящего раствора, содержанием нефти и газа. На поверхности буровой раствор должен хорошо очищаться и дегазироваться. Для уменьшения опасности нефтегазопроявлений ограничивают скорость подъема бурильной колонны при СПО (эффект поршневания), понижают вязкость бурового раствора, ограничивают время нахождения скважины без промывки. На случай необходимости замены бурового раствора в скважине на буровой должен быть его запас в объеме, равном полутора-двухкратному объему скважины.

Неотъемлемым условием вскрытия пластов с АВПД является возможность герметизации устья скважины при возможных нефтегазопроявлениях

Для этого на колонне, из-под которой ведется вскрытие продуктивных пластов, заранее монтируется противовыбросовое оборудование (ПВО) по схемам, утвержденным ГОСТ 13862-90.

Это оборудование обеспечивает герметизацию устья как при спущенной в скважину бурильной колонне, так и без нее. В состав его входят от 1 до 4 превенторов различного типа (плащечный, универсальный, вращающийся), блок глушения и дросселирования, отводные рабочие и аварийные выкидные линии. При бурении нефтяных скважин с большим газовым фактором и газовых скважин в состав обвязки ПВО включают трапную установку и факел для сжигания газа.

Наиболее часто используемая схема монтажа ПВО для нефтяной скважины приведена на рисунке 1.7.

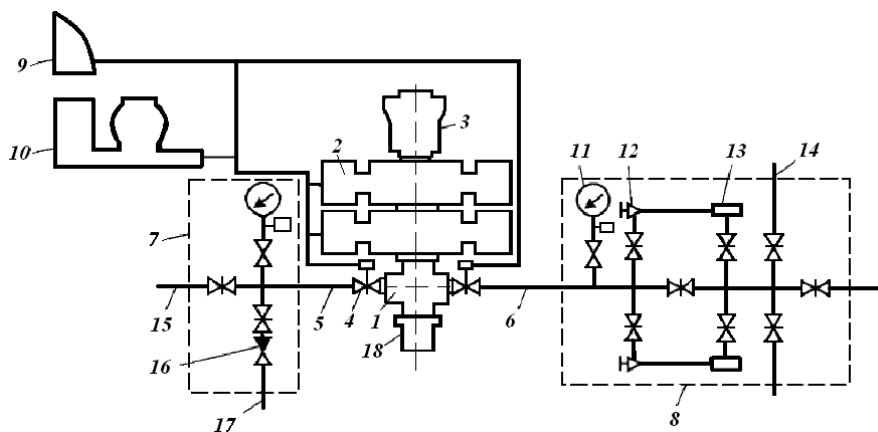


Рисунок 1.7 - Схема противовыбросового оборудования с 3 преенторами.

1 – крестовина; 2- плашечные преенторы; 3 - универсальный (вращающийся) преентор; 4 - гидроуправляемые задвижки; 5 – линия глушения; 6 – линия дросселирования; 7 - блок глушения; 8 – блок дросселирования; 9 – вспомогательный пульт управления; 10 – основной пульт гидроуправления; 11 – манометр; 12 – регулируемый дроссель; 13 – гаситель потока; 14 – отвод к сепаратору; 15 – линия сброса; 16 – обратный клапан; 17 – отвод для присоединения насосных агрегатов; 18 – устье скважины.

Наиболее важные правила монтажа ПВО следующие:

1. Верх колонны, на которую монтируется ПВО, должен быть минимум на 30 см выше уровня земли (для возможности захвата за колонну при принудительном глушении открытого фонтана).

2. Над верхним преентором устанавливается катушка для установки при необходимости дополнительного преентора.

3. Выкидные линии должны быть направлены в разные стороны. Допускается разворот линии глушения на 180° с применением кованых угольников.

4. Длина выкидных линий должна быть не менее 30 м (а в случае возможного фонтанирования - не менее 100 м). Все линии должны иметь уклон в сторону отустья (для освобождения линий от жидкости самотеком).

5. Основной пульт управления преенторными установками и ручное.

Контрольные вопросы:

1. Какие меры принимаются при бурении пластов с аномально высокими пластовыми давлениями?

2. Что такое эффект поршневания при СПО

3. Что такое противовыбросовое оборудование и его назначение

4. Опишите принципиальную схему ПВО и его основные узлы и элементы

5. Каких правил следует придерживаться при монтаже ПВО.

Практическое занятие №1

Приготовление утяжеленных буровых растворов

При приготовлении утяжеленных буровых растворов с заданной вязкостью требуется рассчитать массу глины, химического реагента и баритового утяжелителя. Требуемая масса глины для приготовления заданного объема V утяжеленного бурового раствора с заданной вязкостью определится из зависимости:

$$\Gamma = V \frac{(\ln \eta / \eta_0 - a_1 C_p K_p) \rho_r}{a_1 K_r \rho_p} \quad \text{или} \quad \Gamma = V \frac{(\ln \eta / \eta_0 - n \ln \eta / \eta_0) \rho_r}{a_1 K_r \rho_r (1+n)} 10. \quad (1.1)$$

Масса барита (в кг):

$$Y = V \frac{\rho_p - 0,01 \Gamma_1 (\rho_r - \rho_B) \cdot \rho_Y \cdot 100}{\rho_Y - \rho_B}, \quad (1.2)$$

Γ - объемное содержание глины, %;

ρ_B , ρ_p , ρ_r , ρ_Y - плотность воды, раствора, глины и утяжелителя, г/см³.

В таблице 1.1 приведены данные лабораторных работ по приготовлению буровых растворов с заданными значениями пластической вязкости и плотности.

Таблица 1.1 - Соотношение компонентов буровых растворов

Состав раствора, рассчитанный по методике, г/л					Плотность раствора, г/см'			Пластическая вязкость Па • с		
глина	вода	химический реагент		барит	требуемая	фактическая	относитель- ная погреш- ность, %	требуемая	фактическая	относитель- ная погреш- ность, %
		назва- ние	коли- чество							
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
77,23	825,55	УЩР	1,219	596,0	1,5	1,5	0	0,08	0,086	+7,5
54,78	736,00	УЩР	1,219	1008,0	1,8	1,801	+ 0,05	0,05	0,056	+ 12,6
44,70	737,10	УЩР	1,219	1017,0	1,8	1,801	+ 0,05	0,03	0,034	+ 13,0
67,10	923,12	КМЦ-600	0,380	208,8	1,2	1,201	+ 0,8	0,03	0,034	+ 13,0
53,59	737,00	КМЦ-600	0,380	1009,0	1,8	1,802	+ 0,11	0,05	0,052	+ 4,0
47,40	864,28	КМЦ-400	0,420	487,9	1,4	1,402	+ 0,14	0,02	0,018	- 10,0
48,52	801,06	КМЦ-400	0,420	750 0	1,6	1,602	+ 0,12	0,03	0,034	+ 13,0
62,70	861,80	М-14	0,107	475,4	1,4	1,400	0	0,05	0,050	0
45,36	895,45	Окзил	1,190	358,0	1,3	1,301	+ 0,07	0,02	0,022	+ 10,0
49,10	926,15	ФХЛС	1,250	223,5	1,2	1,201	+ 0,08	0,02	0,020	0
62,70	860,65	ФХЛС	1,250	475,4	1,4	1,408	+ 0,57	0,05	0,045	-10,0

Компонентный состав этих растворов был рассчитан по разработанной методике. Анализ полученных данных показывает, что относительная погрешность расчетов по сравнению с фактическими данными составляет не более 13%, что вполне допустимо.

1.2. Регулирование параметров телеметрических систем

1.2.1 Телеметрическая система

Ключевыми методами сбора данных для оценки продуктивности скважины и определения характеристик пласта-коллектора в условиях поисково-разведочного и оценочного бурения являются гидродинамические исследования скважин. Технология сбора данных при гидродинамических исследованиях скважин недавно была усовершенствована благодаря разработке беспроводной акустической телеметрической системы, передающей данные в режиме реального времени.

К 1926 году, когда Эдгар и Мордика Джонстон произвели первое промышленное опробование пласта испытателем, спущенным на колонне бурильных труб, было выдано уже более 20 патентов на испытатели пластов. До внедрения братьями Джонстон своих инновационных методов опробования пластов единственным методом опробования скважин в случае отсутствия притока нефти на устье было тартание - спуск полой трубы на кабеле для отбора проб пластовой жидкости. Тартание производилось после спуска и цементирования обсадной колонны над исследуемым интервалом. Успешный опыт применения первых испытателей пластов заложил основу для создания компании Johnston Formation Testing Company, которая была приобретена компанией Schlumberger в 1956 году.

На сегодняшний день большая часть испытаний пластов при помощи, спущенных на трубах испытателей (ИПТ), по сути, являются временными заканчиваниями скважин с целью отбора пластовых флюидов, пока на скважине находится буровая установка. В ходе опробования скважин при помощи ИПТ пластовый флюид поднимается по бурильным трубам или насосно-компрессорным трубам (НКТ) и поступает в замерный сепаратор или временный пункт подготовки, где производятся измерения, отбор проб и анализ.

Опробование пласта испытателем, спущенным на колонне бурильных труб, проводится для сбора данных различных типов. Описательные испытания могут проводиться для отбора скважинных проб пластового флюида и измерений давления в закрытой скважине. Испытания скважины на продуктивность имеют целью определение максимального дебита или протяженности пласта. Основные задачи испытаний поисково-разведочных и поисково-оценочных скважин - определение продуктивности и скин-фактора, отбор проб жидкости, определение характеристик пласта-коллектора, определение протяженности пласта и выявление тектонических нарушений.

Цели испытаний добывающих скважин обычно связаны с измерениями среднего пластового давления и скин-фактора и определением характеристик пласта-коллектора.

Гидродинамические исследования скважин состоят из циклов отработки и остановки скважин с одновременным наблюдением за изменениями забойного давления. Инженеры-разработчики используют полученные результаты для предварительной оценки продуктивного потенциала пласта при помощи анализа кривых восстановления давления, показывающих в логарифмической шкале зависимость давления от времени во время циклов остановки и отработки скважины. Графики демонстрируют закономерности изменения давления, которые с использованием обобщенных теоретических кривых могут быть связаны с конкретными моделями пласта. При помощи теоретических кривых можно определить такие характеристики пласта-коллектора, как скин-фактор, проницаемость и полудлина искусственных трещин.

Механизм, изолирующий скважину от притока, должен быть установлен как можно ближе к точке, в которой пластовый флюид поступает в скважину. Это необходимо для устранения влияния ствола скважины на результаты испытаний. Влияние ствола скважины задаётся объёмом флюида в стволе скважины, который может увеличиваться или уменьшаться, или границей «жидкость - газ», которая может перемещаться вследствие изменения дебита. Влияние ствола скважины под точкой перекрытия притока флюида из пласта в скважину может иметь сложный характер, например, из-за разделения фаз. Подобные процессы могут налагаться на изменения пластового давления или вовсе маскировать их, препятствуя наблюдению точной картины колебаний пластового давления. Важнейшая часть анализа кривых восстановления давления - разделение эффектов ствола скважины и интерпретируемых изменений пластового давления на раннем этапе испытания.

Отбор проб пластовых флюидов через испытательную колонну может производиться на любом этапе испытания скважины. Пробы можно отбирать как при помощи специальных поточных пробоотборников с триггерными механизмами, так и при помощи пробоотборников, спускаемых на кабеле в НКТ. Отобранные пробы отправляются в лабораторию для проведения PVT-анализа. Продолжительность лабораторных исследований может составлять несколько месяцев.

Применение приборов каротажа в процессе бурения, например, прибора для измерения пластового давления во время бурения StethoScope, позволяет получить исходные данные о характеристиках пласта, типах пластовых флюидов и его продуктивности. Эти сведения часто используются в сочетании с данными стандартного каротажа приборами на кабеле, информацией о пластовом давлении и с результатами анализа проб жидкости, полученных после проходки исследуемого интервала. В поисково-разведочных и поисково-оценочных скважинах такие оценки могут быть

неоднозначными и проверить их можно только путем мониторинга пласта в динамических условиях, например, в ходе проведения испытаний с ИПТ.

Опробования пласта испытателем на колонне бурильных труб позволяют получить дополняющую информацию для подтверждения характеристик пласта и флюида, а также для прогнозирования продуктивности пласта. Среди всех данных, используемых при подготовке проектов заканчивания скважин, именно эти данные отличаются наименьшим уровнем неопределенности и наибольшим радиусом исследования. По сравнению с другими методами оценки пласта, продолжительность, время отработки и данные о дебите, полученные в ходе испытания скважин с ИПТ, позволяют увеличить глубину исследования пласта. Поэтому испытание скважин даёт большую часть информации, необходимой инженерам при проектировании схемы заканчивания скважин и объектов добычи. [42]

1.2.2 Испытатели пластов трубные (ИПТ)

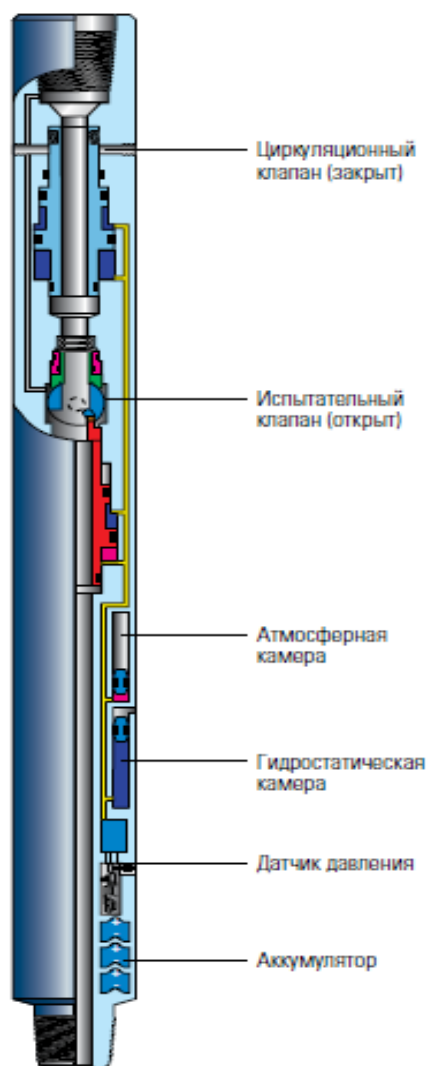
Несмотря на все преимущества в эффективности, надежности и точности, основные элементы современных ИПТ не отличаются от своих предшественников, применявшихся еще в 1930-х годах компанией Johnston Formation Testing Company. Основные элементы ИПТ - это четыре вида устройств:

- пакеры для разобщения пластов
- забойные клапаны для регулирования притока
- регистраторы давления для анализа результатов измерений
- устройства для отбора представительных проб.

Усовершенствования испытательного оборудования, внесённые с течением времени, ограничивались, главным образом, внедрением дополнительных устройств: циркуляционных клапанов, яссов, предохранительных муфт и т. д., основная цель которых - сократить время освобождения испытательной колонны от прихвата или обеспечить возможность глушения скважины. В последние годы сервисные компании проделали большую работу с целью сокращения неопределенности и затрат, связанных с испытанием скважин, а также для повышения уровня безопасности и качества. Большой шаг в этом направлении - создание системы испытания пластов Quartet.

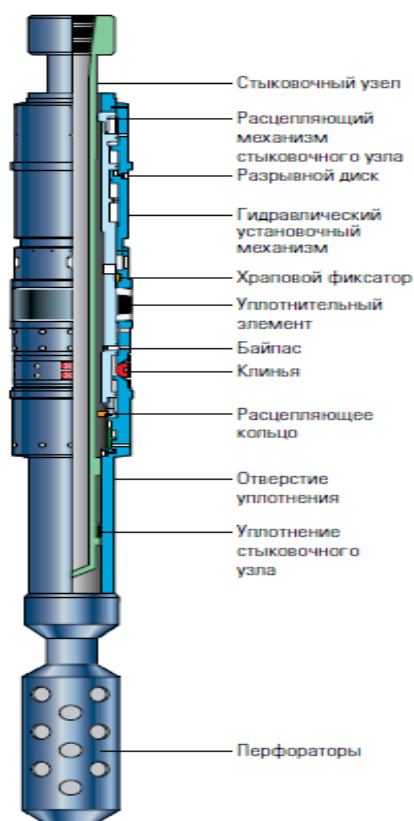
Система Quartet обеспечивает выполнение всех четырех основных функций испытателя пласта на трубах (изоляция, регулирование притока, измерения и отбор проб) за один спуско-подъём. Система Quartet состоит из устройства разобщения пластов CERTIS, сдвоенного клапана с дистанционным управлением IRDV, кварцевых манометров Signature и автономного инструмента для отбора проб пластового флюида SCAR.

Устройство разобщения пластов CERTIS обеспечивает изоляцию пласта на глубине отбора, извлечение устройства осуществляется за один



рейс. Устройство разобщения пластов оборудовано узлом плавающего уплотнения, компенсирующего перемещение НКТ во время испытания, что позволяет обойтись без телескопических удлинителей и утяжелённых бурильных труб (рис. 1.8).

Рисунок 1.8 - Система разобщения пластов



Гидравлический установочный механизм системы CERTIS срабатывает при подаче давления на разрывной диск; при этом вращение колонны или её перемещение не требуется. Для расцепления системы необходимо приподнять колонну, чтобы направленное вверх усилие обеспечило освобождение храпового фиксатора и срезание удерживающих штифтов расцепляющего кольца. Это ослабит клинья и обеспечит освобождение системы. При дальнейшем подъёме открывается байпас, чтобы предотвратить поршневой эффект при подъёме пакера из скважины. Стыковочный узел остается на плаву в отверстии уплотнения, что компенсирует перемещения стыковочного узла при изменении температуры. Возможна установка манометров на испытательной колонне под системой CERTIS. Под корпусом системы могут устанавливаться перфораторы, спускаемые на НКТ.

Сдвоенный клапан с дистанционным управлением IRDV осуществляет независимое управление испытательным и циркуляционным клапанами посредством команд, передаваемых гидравлическими импульсами низкого давления в жидкости, заполняющей межколонное пространство (рис. 1.9).

Рисунок 1.9 - Сдвоенный клапан с дистанционным управлением

Сдвоенный клапан с дистанционным управлением IRDV состоит из испытательного клапана и циркуляционного клапана, которые могут работать как независимо, так и совместно в заданной последовательности. Испытательный клапан, являющийся первичным барьером в период восстановления давления, срабатывает при подаче команд по беспроводному каналу связи или при помощи гидравлических импульсов низкого давления. Возможность подачи беспроводных команд обеспечивает независимую работу обоих клапанов без вмешательства в работу других инструментов в испытательной колонне. Когда циркуляционный клапан находится в открытом положении, между НКТ и затрубом возможна циркуляция. Импульсы низкого давления регистрируются датчиком давления, а электронная схема подтверждает принимаемую команду, сравнивая её с командами, которые хранятся в библиотеке команд в памяти. Клапан IRDV может быть настроен на обратную связь по беспроводному каналу для подтверждения приёма команд. Оба клапана срабатывают от аккумуляторов, а дополнительная мощность обеспечивается гидравлической системой, которая при срабатывании клапана выпускает жидкость из атмосферной камеры в гидростатическую камеру.



Манометры Signature с керамическими электронными платами с высокой точностью измеряют пластовое давление и температуру (рис. 1.10).

Рисунок 1.10 - Кварцевый манометр Signature

Манометр Signature состоит из датчика, электронного блока и аккумуляторной батареи. Датчик имеет керамический модуль с многокристальной интегральной схемой (не показан).

Автономный инструмент для отбора проб пластового флюида SCAR предназначен для отбора представительных проб флюида из потока (рис. 1.11).

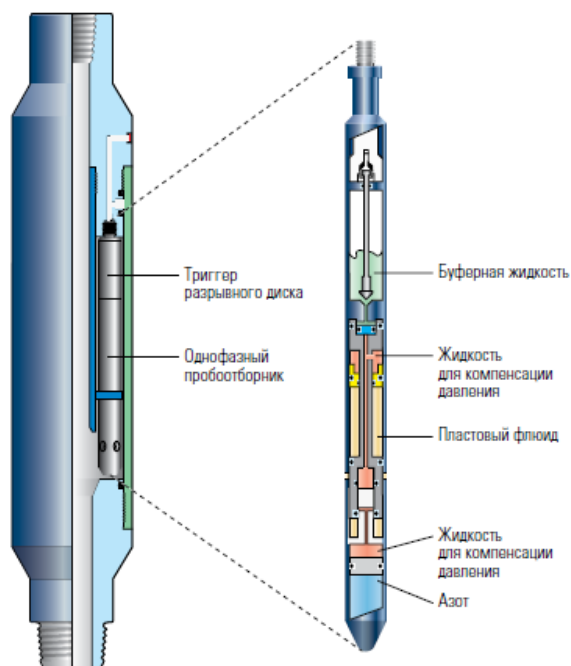


Рисунок 1.11 - Глубинный пробоотборник

Автономный инструмент для отбора проб пластового флюида SCAR (слева на рис.) обеспечивает отбор представительных однофазных проб пластового флюида, не содержащих загрязняющих веществ, непосредственно из потока пластового флюида вблизи пласта-коллектора. Инструмент оборудован однофазным пробоотборником (справа на рис.). Открывание пробоотборника для отбора проб пластового флюида производится при помощи триггерного механизма разрывного диска, срабатывающего при подаче давления в затрубное пространство или при помощи беспроводных команд. Чтобы каждая проба сохранялась под давлением, равным или выше пластового, однофазный пробоотборник имеет автономный запас азота. При срабатывании триггерного механизма пластовый флюид под действием жидкости для компенсации давления заполняет пробоотборную камеру. В узле компенсации давления содержатся запасы азота, жидкости для компенсации давления и буферной жидкости. Они предназначены для постепенного увеличения объема пробоотборной камеры, занимаемого пробой, что необходимо для предотвращения изменения свойств пробы.

Точность анализа характеристик пласта и степень его изученности зависят от качества измерений давления в стволе скважины, а точность измерений зависит от метрологических параметров. [42]

1.2.3 Анализ кривых восстановления давления

Метрология - это наука об измерениях, в основе используются при калибровке датчиков с целью достижения определенных технических параметров (рис. 1.12).

Метрологические параметры манометра

Статические параметры	Точность
	Разрешение
	Стабильность
	Чувствительность
Динамические параметры	Переходной отклик при изменении давления
	Переходной отклик при изменении температуры
	Динамический отклик при одновременном изменении температуры и давления

Рисунок 1.12 - Метрологические параметры манометра

С точки зрения метрологии, манометры имеют следующие статические параметры:

Точность - это алгебраическая сумма всех погрешностей, влияющих на результат измерений давления

Разрешение - это минимальное измерение давления, которое способен обнаружить датчик. Разрешение равно сумме разрешения датчика, разрешения аналого-цифрового преобразователя и шума электронной схемы, возникающего в цепи усиления. Таким образом, при определении разрешения манометра необходимо учитывать влияние электронной схемы и заданной частоты отбора проб. Разрешение в интерпретируемом диапазоне исследований (переменном радиусе дренирования) зависит от разрешения манометра. Метрологические характеристики манометра могут повлиять на процесс принятия важнейших решений при оценке размеров и протяженности пласта-коллектора, которые являются основными целями интерпретации результатов испытания скважин.

Стабильность - это способность датчика сохранять свои рабочие характеристики в течение достаточно длительного времени. Стабильность выражается в среднем дрейфе датчика в фунт/дюйм²/сутки при определенном давлении и температуре. Различаются три уровня стабильности - краткосрочная стабильность (первый день испытаний), среднесрочная стабильность (последующие шесть дней) и долгосрочная стабильность (в течение как минимум одного месяца).

Чувствительность - это отношение изменения выходного сигнала преобразователя, вызванного изменением давления, к изменению давления, т.е. наклон кривой отношения выходного сигнала преобразователя к давлению.

Динамические параметры:

Переходной отклик при изменении давления - это отклик датчика, зарегистрированный до и после изменения давления при постоянной температуре.

Переходной отклик при изменении температуры - это отклик датчика, наблюдаемый в условиях динамической температуры при постоянном давлении. Данный параметр отражает время стабилизации, необходимое для точных измерений давления при заданном изменении температуры.

Динамический отклик при изменении температуры и давления - это отклик датчика до и после изменения, как температуры, так и давления.

Данные измерений давления позволяют получить информацию о размерах и форме залежи, а также о её продуктивности. Анализ кривых восстановления давления - это процесс преобразования данных о давлении в полезную информацию. В ходе этого процесса производится анализ изменений давления во времени, в частности, анализ изменений, связанных с небольшими колебаниями объёма флюида.

При типовом испытании скважины из пласта отбирается ограниченный объём флюида с одновременным измерением давления в месте контакта с пластом, а также измерениями дебита на глубине и на устье скважины. После отработки скважина останавливается, при этом измерения давления в стволе скважины продолжают в период восстановления давления.

Скважинные манометры, предназначенные для наблюдений за изменениями пластового давления во время испытания скважины, должны обладать высокой точностью. Но высокую точность измерений трудно достичь в сложных скважинных условиях. Во время испытания скважины приборы находятся под влиянием гидродинамических условий, а также тепловых и механических воздействий колонны.

С течением времени в технологию измерения давления были внесены значительные усовершенствования. В 1930-х годах в скважины спускали механические манометры с разрешением около 35 кПа (5,1 фунт/дюйм²). Манометры регистрировали давление путём механического перемещения чувствительного к давлению элемента по рабочей поверхности носителя записи, вращающегося часовым механизмом. Это позволяло записывать изменения давления во времени. Оцифровка данных производилась вручную по графикам зависимости давления от времени.

Последующие усовершенствования электронных схем и повышение надежности систем, предпринятые компанией Hewlett-Packard, в 1970-х годах привели к созданию электронных манометров. Разработка стабильных высокоточных электронных манометров шла быстрыми темпами, и к началу XXI века в отрасли были внедрены два основных типа манометров.

Первыми электронными манометрами, получившими широкое распространение в нефтедобывающей промышленности, были манометры с тензодатчиком. Основой таких манометров была цепь сопротивления, установленная на чувствительную к давлению мембрану. Изменение длины

мембраны под действием давления приводило к изменению баланса измерительного моста Уитстона. Манометры с тензодатчиком имели разрешение 0,7 кПа (0,1 фунт/дюйм²), что было недостаточно для точного определения характеристик пласта.

Манометры с вибрирующими кварцевыми кристаллами, разработанные в 1970-х годах, позволили сделать существенный шаг в направлении повышения метрологических характеристик забойных манометров. Благодаря превосходным метрологическим характеристикам кварцевые манометры стали стандартным инструментом для измерений скважинного давления и температуры, хотя точность измерений этих параметров. Для измерения деформации, вызванной воздействием давления на чувствительный механизм, в кварцевых манометрах применяется пьезоэлектрический эффект: измеряется частота колебаний кварца, которая зависит от давления, после чего происходит оцифровка данных. Высокая частота колебаний кварцевых датчиков позволяет повысить разрешение и скорость отклика. Обычно разрешение кварцевого манометра равно 0,07 кПа (0,01 фунт/дюйм²). В настоящее время манометр Schlumberger Signature CQG, оборудованный кварцевым кристаллом CQG с компенсацией, способен регистрировать изменения давления величиной всего лишь 0,021 кПа (0,003 фунт/дюйм²) (рис. 1.13).

Аналитики используют результаты измерений высокого разрешения (вверху на рис.), выполненных при помощи манометра Signature, для получения четкой интерпретации данных по давлению. Высококачественные данные по давлению (в центре рис., зеленые квадраты) используются для построения кривой производной давления (красные квадраты). Кривая позволяет инженерам выявлять различные режимы давления во время восстановления. Измерения низкого разрешения (внизу на рис.) могут дать неинтерпретируемый набор данных.

Манометры Signature могут применяться для опробования пласта при температуре до 210°C (410°F) и давлении до 200 МПа (29 000 фунт/дюйм²). Они способны работать как в режиме реального времени, так и в режиме записи в память. Манометры Signature могут спускаться в составе испытательной колонны, внутри специального контейнера, где могут размещаться до четырех манометров. В испытательной колонне возможна установка нескольких контейнеров выше и ниже системы CERTIS.

Проблемы скважинных измерений не ограничиваются тяжелыми условиями эксплуатации. На точность измерений давления в ходе испытаний скважин влияют три основных неопределенности, связанные с разрешением и точностью манометра, которые обычно зависят от масштабов изменений давления и температуры в скважине. Эти неопределенности могут вносить погрешности в результаты измерений. Кроме того, погрешности может быть вызваны и неопределенностью окружающих условий. Например, во время отработки скважины может произойти разрыв газового пузырька вблизи манометра, что создаст высокочастотный шум с интенсивностью того же

порядка, что и точность манометра, и в несколько раз выше разрешения манометра. В случае резких изменений давления и недостаточно высокой частоты отбора проб, фильтрация высокочастотного шума может быть затруднена. Аналогичная ситуация может возникнуть, когда в притоке происходит разделение фаз на малые объёмы воды и газа.

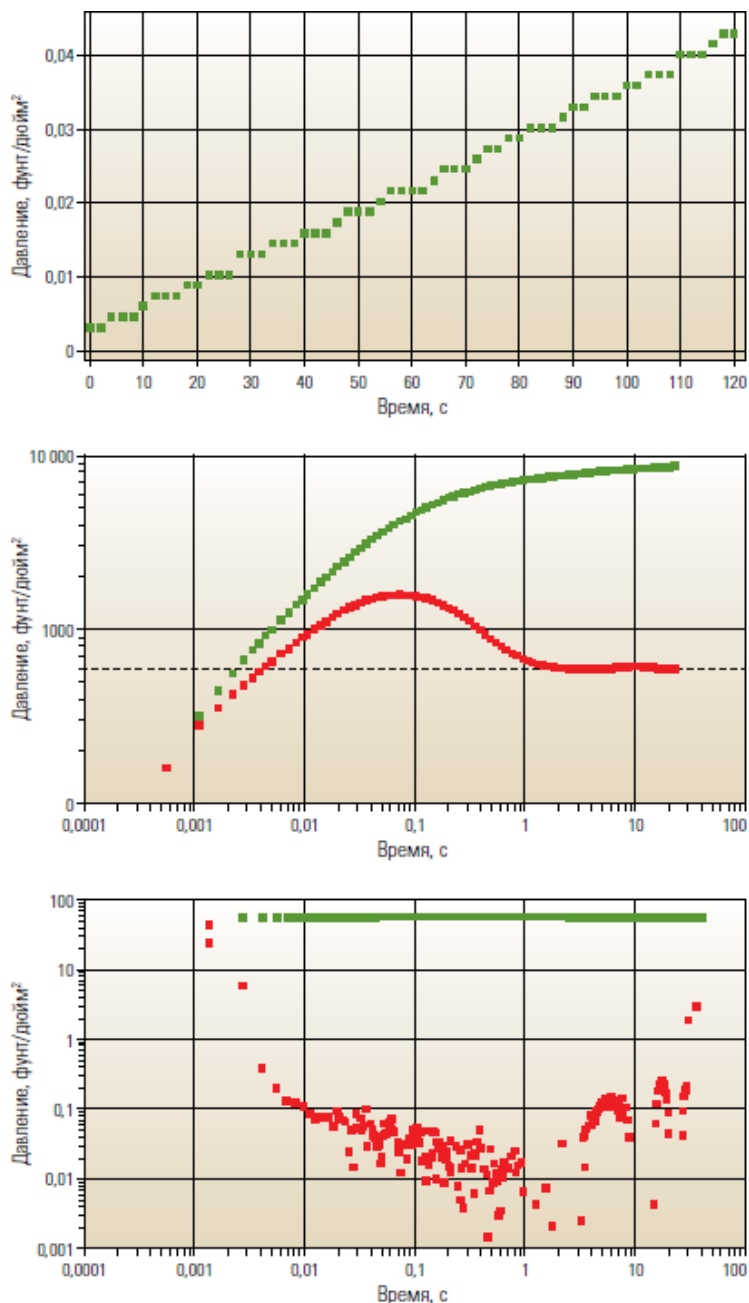


Рисунок 1.13 - Влияние высокого разрешения на качество данных

Внедрение кварцевых манометров привело к существенному улучшению метрологических характеристик. Тем не менее, специалисты признавали, что недоступность данных до окончания испытаний снижала их ценность. Для преодоления этого недостатка была разработана система, позволяющая оператору контролировать ход испытаний и получать данные измерений давления и температуры на поверхности в режиме реального

времени. Возможность оперативного получения данных и контроля хода работ позволяет операторам вносить изменения, необходимые для выполнения задач испытаний. [42]

1.2.4 Сбор и обработка данных

Чтобы снизить уровень неопределенности, связанный с некоторыми параметрами скважины и пласта, первый этап при подготовке плана работ по испытанию скважины заключается в постановке целей (рис. 1.14).

Тип испытания	Задачи испытания	Полученные данные
Описательный	Характеристики скважины	Забойное давление и температура
	Характеристики пласта (среднее пластовое давление, эффективная мощность, коэффициент упругости и коэффициент межпорового перетока)	Дебит на устье
	Связь между скважинами и пластами (гидропротестирование и многоинтервальные испытания)	
Продуктивность	Протяженность пласта и механизм вытеснения	Забойное давление и температура
	Соотношение забойного давления и дебита (для скважины и пласта)	Дебит на устье

Рисунок 1.14 - Типы испытаний скважин, цели испытаний и полученные данные

Существуют два типа испытаний - описательные испытания и испытания на продуктивность, которые позволяют получить самые разнообразные скважинные данные. Описательные испытания служат для сбора информации о характеристиках скважины и пласта-коллектора, а испытания на продуктивность обычно проводятся для изучения отдачи пласта, его протяженности и механизма вытеснения. При выполнении испытаний обоих типов измеряется забойное давление и температура, а также дебит на устье. Последовательность операций и продолжительность отдельных периодов отработки скважины зависят от типа испытаний.

Возможность измерений забойного давления и температуры в режиме реального времени с передачей данных по беспроводному каналу связи позволяет контролировать неопределенности, связанные с параметрами скважины и пласта, вносить корректировки. В ходе испытания и в определенной степени держать под контролем технические проблемы и экономические факторы, связанные с применением традиционных испытателей пластов на трубах.

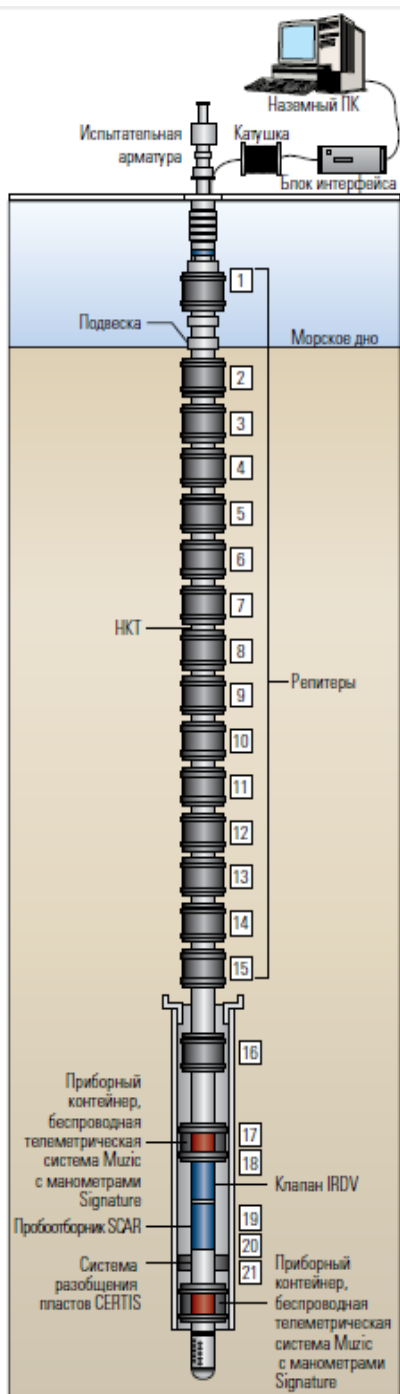
Последовательность и продолжительность испытаний выбираются на основании исходных данных, полученных из различных источников, включая кернаграммы и данные анализа керна. Традиционно испытание скважины проходит по циклу «планирование - выполнение - оценка», когда специалисты готовят планы и выполняют испытания скважин для сбора данных, необходимых для оценки пласта и отбора проб флюида для лабораторного анализа.

Чаще всего сбор данных ведется с помощью электронных манометров, работающих в режиме записи в память, что не позволяет операторам получать данные в режиме реального времени для проверки допущений, сделанных перед проведением испытаний, а также для проверки достижения целей или внесения оперативных изменений в ходе испытания скважины. В результате план по испытанию скважин выполняется до конца вне зависимости от поведения пласта. Это, в свою очередь, приводит к выполнению ненужных работ, увеличению срока испытаний, к упущенным возможностям и даже ухудшению эксплуатационных характеристик пласта. Зачастую тот факт, что перед испытанием скважины были сделаны неверные допущения, или что цели испытания оказались недостижимыми, становится

очевидным только после окончания испытания и анализа данных из памяти прибора.

В отрасли были предприняты попытки найти выход из таких ситуаций при помощи наземной системы считывания показаний скважинных приборов (surface readout - SRO). В системах SRO наземное оборудование соединяется с подземными приборами при помощи электрических кабелей, предназначенных для считывания данных из памяти приборов, спускаемых в составе компоновки ИПТ. Загрузка данных производится, главным образом, на заключительных этапах испытания. При этом какие-либо изменения могут вноситься лишь на поздних этапах работ, что ограничивает возможности для оптимизации последовательности операций в целом.

Поэтому практика установки приборов с электрическими кабелями становилась все менее популярной среди нефтегазодобывающих предприятий, разрабатывающих дорогостоящие глубоководные месторождения. Это было связано с опасениями, что электрические кабели могут запутаться или оборваться при проходе через запорную арматуру. Эффективность управления операциями по испытанию скважины при передаче данных по электрическим кабелям ограничена из-за того, что передача данных происходит только во время остановки скважины, поскольку существует риск выталкивания компоновки с кабелями из скважины во время отработки.

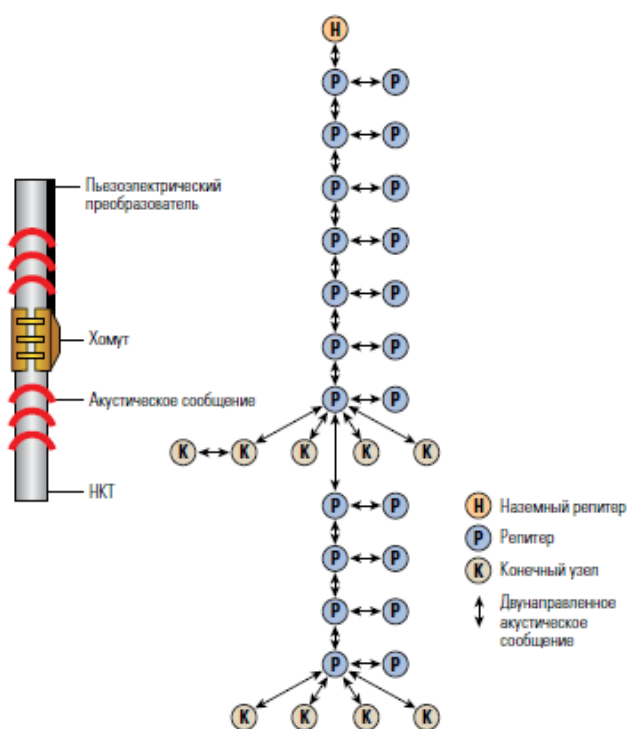


Чтобы преодолеть эти ограничения, инженеры компании Schlumberger разработали беспроводную телеметрическую систему Muzic (рис. 1.15).

Рисунок 1.15 - Система опробования пласта с беспроводной телеметрической системой Muzic.

Сеть акустических репитеров (ретрансляторов), установленных на НКТ при помощи хомутов, предназначена для дистанционного опроса приборов или инструментов с обратной связью через компьютерный терминал на буровой. Горизонтальное резервирование обеспечивается установкой двух репитеров в каждом пронумерованном узле сети, при этом один из репитеров всегда находится в режиме ожидания. Вертикальное резервирование обеспечивается благодаря тому, что дальность связи каждого репитера в два раза больше, чем стандартное расстояние между репитерами, которое обычно составляет 305 м (1000 футов).

Система Muzic предназначена для установки в колонну с испытателем пласта Quartet. Для интерактивного управления испытанием скважины телеметрическая система Muzic подключается к системе опробования пласта Quartet, обеспечивая операторам, доступ к скважинным данным в режиме реального времени и передавая команды управления скважинным оборудованием по беспроводному каналу связи.



Распределённая цифровая беспроводная телеметрическая система для передачи данных использует акустические волны, источник которых находится в испытательной колонне.

Акустическая сеть состоит из нескольких репитеров (ретрансляторов), установленных на НКТ при помощи хомутов (рис. 1.16).

Рисунок 1.16 - Сетевая архитектура беспроводной системы Muzic

Основой беспроводной сети Muzic являются акустические репитеры, устанавливаемые на НКТ при помощи хомутов (слева на рис.). Преобразователь генерирует акустический сигнал (красные волны), в котором закодирована цифровая информация. Акустический сигнал распространяется в обоих направлениях по всей длине колонны труб.

Распространение сигнала происходит от одного репитера к другому, пока сигнал не достигнет поверхности. С помощью нескольких репитеров можно создать сетевую архитектуру (справа на рис.), в которой передающие узлы (Р) передают и получают информацию от передающих хабов (концентраторов), а также от конечных узлов (К), соединенных с датчиками или исполнительными механизмами. Конечные узлы являются основными устройствами, которые передают данные оператору на поверхности. Они соединяются с датчиками для сбора информации и исполнительными механизмами для управления различными устройствами.

Каждый репитер может передавать или принимать акустические сигналы, что обеспечивает возможность управления скважинным оборудованием при помощи беспроводных команд. Путём оперативных изменений плана испытания скважины операторы могут извлечь максимальную пользу из каждой операции.

Данные в цифровом виде передаются от одного репитера к другому в обоих направлениях на своём пути к конечной точке назначения. Акустическая сеть поддерживает связь с установленными в КНБК скважинными манометрами или испытательным оборудованием (испытательным клапаном, циркуляционным клапаном или пробоотборником) для сбора данных, передачи команд или проверки режима работы. Эта интерактивная платформа также открывает возможности увеличения глубинности исследования пласта и доступа к ранее неохватываемым участкам скважины для инструментального изучения и приборного контроля.

Методы обработки сигнала, применяемые в системе передачи цифровых данных, аналогичны методам обработки, которые применяются в других системах беспроводной связи. Вместе с тем качество передачи данных по беспроводному каналу зависит от множества факторов, в том числе от влияния обсадной колонны или НКТ, уровня окружающего шума и от технических ограничений электронного оборудования и аккумуляторных батарей.

С точки зрения распространения акустических сигналов, НКТ является сложной средой. Эффективность НКТ как среды распространения звуковых волн ограничена уровнем шума, затуханием и искажением сигналов. Например, каждый раз при прохождении звуковой волны через муфту НКТ создаётся эхо. Для поддержания связи между конечными пунктами серию эхо-сигналов, создаваемых при прохождении через несколько муфт НКТ, приходится подавлять с помощью современных методов обработки сигналов. Кроме того, из-за акустической природы связи любое повышение уровня шума окружающей среды оказывает негативное влияние на качество связи.

Дополнительные трудности при разработке подобных систем возникают из-за необходимости применения электронного оборудования с низким энергопотреблением и длительным временем работы от аккумуляторных батарей. Низкое энергопотребление ограничивает выбор

процессоров, применяемых в скважинном оборудовании, а также их вычислительную мощность. Для решения указанных проблем был разработан специальный сетевой протокол, обеспечивающий управление и оптимизацию системы связи с сетью репитеров.

Благодаря системе Muzic стало возможным внедрение нового рабочего процесса для испытаний в режиме реального времени. Схема принятия решений нового рабочего процесса опирается на результаты оценки рисков, планирование испытаний, проверку данных, систему обеспечения качества и оперативную проверку данных на этапе выполнения работ. Данный процесс позволяет принимать оперативные решения и вносить изменения в процессе выполнения испытаний.[42]

1.2.5 Интерпретация данных

Традиционный процесс испытания скважин основан на последовательном выполнении работ по планированию, подготовке и выполнению испытаний с последующей интерпретацией данных. При таком подходе к изучению характеристик пласта, когда интерпретацию проводят после окончания испытаний, результаты анализа данных не влияют на этапы планирования и выполнения работ.

Доступность скважинных данных и информации о режимах скважинного оборудования в реальном времени благодаря использованию таких технологий, как телеметрическая система Muzic, означает значительный шаг вперед по сравнению с последовательным подходом. Поступление данных из пласта происходит мгновенно, они становятся доступны уже на этапе выполнения работ. Это позволяет оператору изменять последовательность операций без подъема испытательной колонны из скважины. Получаемая в режиме реального времени информация о состоянии ствола и режимах скважинных инструментов резко повышает эффективность и достоверность измерений (рис. 1.17).

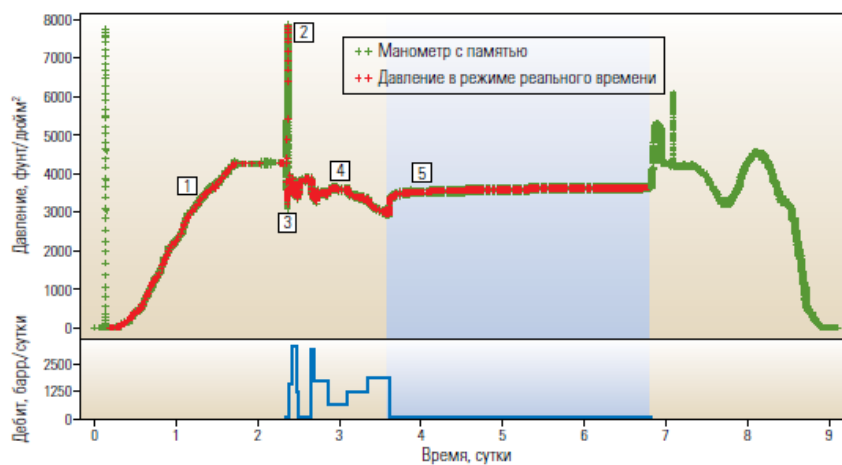


Рисунок 1.17 - Наложение набора данных в режиме реального времени на набор данных из памяти

Данный пример показывает полное совпадение данных, собранных в режиме записи в память (зеленый) с данными, полученными в режиме реального времени (красная линия). Данные, собранные в режиме записи в память, доступны для загрузки только по окончании испытания. В то же время беспроводная технология позволяет операторам регистрировать давление в режиме реального времени и оперативно принимать соответствующие решения. Информация, которую могут получить операторы на основании данных в режиме реального времени и на основании, которой могут приниматься решения, включает в себя состояние НКТ при спуске в скважину (1), превышение пластового давления над гидростатическим перед перфорацией (2), гидродинамическая связь после перфорации (3), ход очистки скважины и отработки (4), восстановление давления (5, синяя штриховка). Дебит (синяя линия) отображается в режиме реального времени в течение всего испытания. Измерения в режиме реального времени были остановлены только при подъёме колонны из скважины, после почти семи суток работы.

Внедрение оперативного мониторинга в стандартный рабочий процесс испытания скважин способствует сокращению общих затрат и времени работы буровой, так как в основе процесса лежит реальное поведение пласта, а не общепринятые методы и расчеты (рис. 1.18).

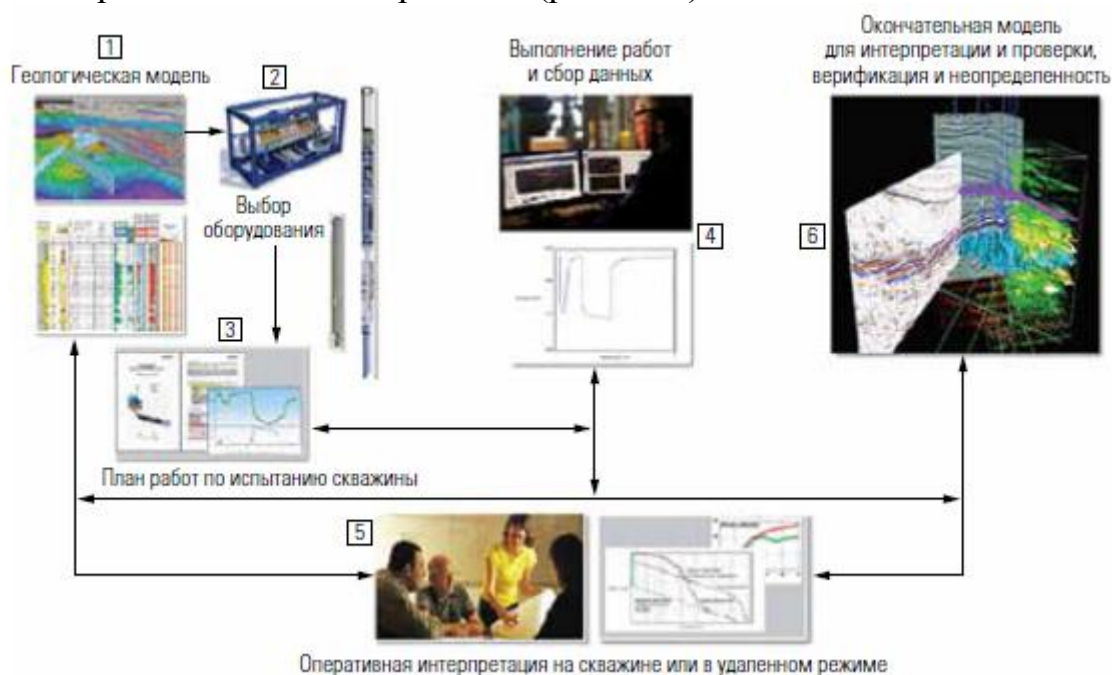


Рисунок 1.18 - Рабочий процесс объединения этапов планирования, выполнения и интерпретации в режиме реального времени

Беспроводная телеметрическая система Muzic и программное обеспечение InterACT дают возможность использования результатов оперативной интерпретации и анализа для уточнения геологической модели и анализа КВД, а также конечной модели пласта. В процесс интеграции входит информация из геологической модели (1), использованная при выборе

испытательного оборудования (2) и подготовке плана испытания скважины (3). Благодаря доступности оперативных скважинных данных во время испытания скважины (4), фактические результаты испытаний непрерывно сопоставляются с плановыми результатами, а выходные данные (5) помогают при уточнении окончательной интерпретации (6). Процесс продолжается несколько раз для каждого периода отработки, в результате чего создаётся модель, обладающая наименьшим уровнем неопределенности.

Это позволяет немедленно выявлять и исправлять любые ошибочные операции, устранять любые неопределенности и сокращать затраты на проведение повторных операций, необходимость в которых возникает из-за недостаточно убедительных данных.

Компания Total E&P планировала провести испытание скважины с углом отклонения 45°, пробуренной на шельфе в провинции Восточный Калимантан, Индонезия. Целевой интервал залегал на глубине 3200 м (10 500 футов) (измеренная глубина) при забойном давлении 25 000 кПа (3600 фунт/дюйм²) и забойной температуре 118°C (244°F).

Оператор нуждался в анализе результатов гидродинамических испытаний и получении предварительных расчетных значений основных характеристик пласта - давления, скин-фактора, эффективной мощности и границ пласта. Было разработано техническое решение, в основе которого лежала беспроводная телеметрическая система Muzic, связанная с помощью интерфейса с манометрами высокого разрешения Signature. Данные, передаваемые манометрами Signature, почти полностью совпадали с данными, собранными при помощи манометров с памятью. Передача данных о давлении и температуре продолжалась почти семь суток (рис. 1.19).

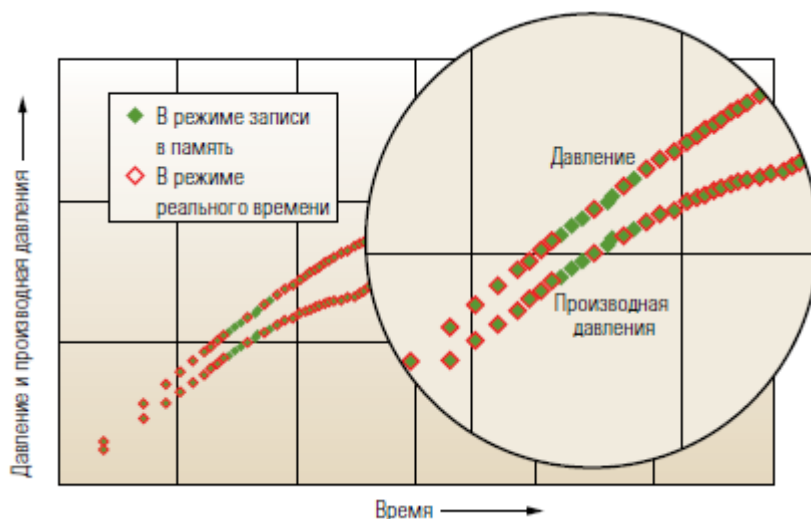


Рисунок 1.19 - Сравнение данных манометра Signature, полученных в режиме реального времени, с данными из памяти

Данные о давлении, полученные кварцевым манометром Signature и передаваемые в режиме реального времени, практически полностью соответствуют данным, выгруженным из памяти во время

гидродинамических испытаний скважины компании Total E&P на индонезийском шельфе. Данные измерений забойного давления и температуры передавались кварцевыми манометрами на поверхность в режиме реального времени без перерывов в течение почти семи суток. Эти данные позволили выполнить анализ кривых восстановления давления в режиме реального времени и проверить ход выполнения задач, поставленных компанией Total E&P Indonesia.

Непрерывное поступление данных позволило инженерам провести оптимизацию гидродинамического режима и поддерживать режим отбора из пласта ниже уровня истощения. Кроме того, в режиме реального времени была проведена интерпретация данных КВД, которая подтвердила достижение целей испытания. Так как инженерам удалось подтвердить достижение целей в ходе испытания, продолжительность работы скважины была сокращена без риска потери важных данных.

Перед инженерами компании Petrobras, разрабатывавшими подсолевые отложения в бассейне Сантос (Santos) на бразильском шельфе, стояла задача сбора данных в режиме реального времени с выводом данных на поверхность в ходе испытания глубоководной скважины без спуска оборудования на кабеле, обычно требуемого для сбора данных. Инженеры компаний Schlumberger и Petrobras приняли решение о спуске в скважину беспроводных манометров Signature на глубину 2000 м (6600 футов) под водой на расстоянии 250 км (155 миль) от берегов Бразилии. Беспроводная связь обеспечивалась телеметрической системой Muzic, использовавшейся для передачи данных от датчиков давления и температуры. Данная конфигурация оборудования позволила инженерам получать данные во время периодов отработки и остановки скважины, контролировать качество очистки скважины в режиме реального времени и собирать информацию об основных характеристиках пласта-коллектора до окончания испытания (рис. 1.20).

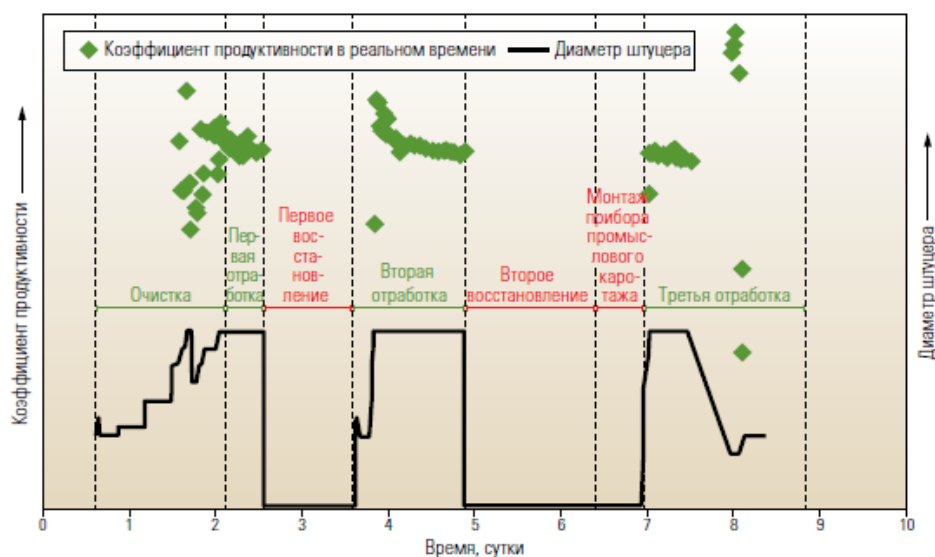


Рисунок 1.20 - Построение графика коэффициента продуктивности в режиме реального времени в ходе испытания скважины

При помощи системы Muzic оператор измерял коэффициент продуктивности при отработке скважины через штуцеры различного диаметра.

В результате, чтобы подтвердить превышение пластового давления над гидростатическим, стало возможным наблюдение за изменениями давления после детонации перфоратора.

Кроме того, у инженеров компаний Petrobras и Schlumberger появилась возможность контролировать режим работы глубинных клапанов, произвести расчет продуктивности скважины во время отработки, проверить полноту данных, собранных во время начального и главного периодов восстановления, определить пластовое давление после начального периода отработки после перфорации. При этом не потребовался спуск приборов на кабеле (рис. 1.21).

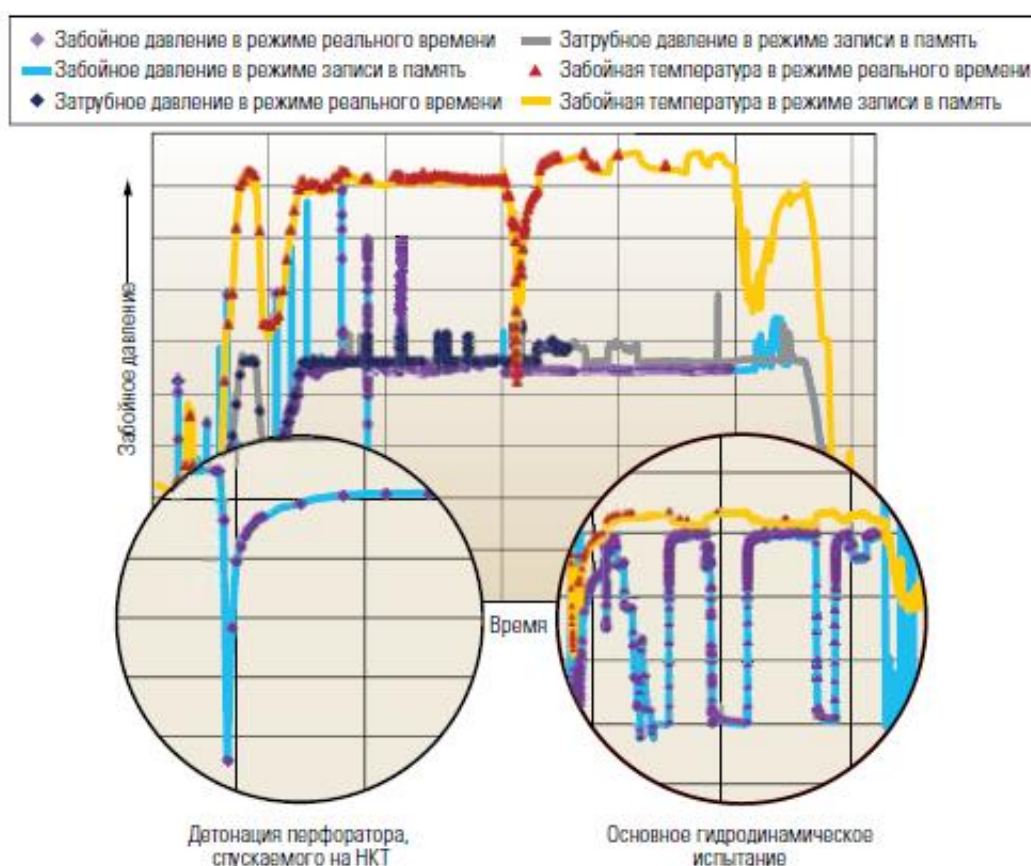


Рисунок 1.21 - Сбор важнейших данных в режиме реального времени

Совпадение данных, полученных в режиме реального времени, с данными из памяти подтверждает их точность. Данные, полученные в режиме реального времени, дают достаточно полную информацию о событиях, которые происходят во время испытания скважины, несмотря на меньшую частоту отбора проб по сравнению с данными, собранными в режиме записи в память. На врезке с графиком отдельного испытания показаны данные при детонации перфоратора, спускаемого на НКТ (слева на рис.); резкое падение давления с последующим резким его повышением

служит подтверждением, полученным в режиме реального времени о том, что после перфорации приток пластового флюида поступает из пласта в скважину. На ещё одной врезке с графиком отдельного испытания изображено изменение пластового давления во время основного гидродинамического испытания (справа на рис.). График показывает, что объём полученных данных является достаточным для подробного анализа, а том числе определения коэффициента продуктивности и анализа КВД во время отработки и накопления.

Типовой задачей при испытании скважины является выбор продолжительности периода восстановления давления. Часто специалисты по испытанию скважин рассчитывают продолжительность периода восстановления давления как целое кратное от продолжительности периода отработки. Получая информацию о фактическом изменении пластового давления в режиме реального времени в период восстановления давления, инженеры могут проверить, удалось ли достичь заданного отклика пласта. Проверка осуществляется в более сжатые сроки по сравнению с проведением нескольких испытаний, тем самым экономится время работы буровой установки. И наоборот, если цели испытаний достичь не удалось, продолжительность испытаний можно увеличить.

Более высокая общая эффективность испытаний достигается благодаря проверке режима работы скважинного оборудования на каждом этапе работ. Решения о дальнейшем ходе испытания скважины принимаются на основании точной информации о реакции пласта по изменению давления в стволе скважины, что повышает общий уровень безопасности работ. Управление инструментом по беспроводному каналу связи экономит время и сокращает число операций по сравнению с традиционными гидравлическими методами управления. Получение данных в режиме реального времени - важнейшее условие для снижения уровня неопределенности при измерении параметров пласта. Телеметрическая система Muzic обеспечивает дистанционную интерпретацию с помощью совместного использования данных с программным обеспечением.

На основании геологической модели и в соответствии с заданными техническими требованиями готовится план испытания и выбираются приборы и ИПТ. Во время испытания скважины в режиме реального времени производится проверка данных о давлении в скважине и дебите на устье, а также контроль качества. Инженеры могут использовать эти данные для экспресс-интерпретации и определения параметров скважины и пласта. На основании получаемых данных в режиме реального времени может проводиться уточнение начальной модели пласта с созданием новой интерпретационной модели, имеющей меньший уровень неопределенности. Этот процесс многопрофильный и динамический. Результаты интерпретации и анализа могут применяться для корректировки прежних допущений итеративным способом и для постоянного повышения изученности коллектора.

Компанией Maersk Oil с целью подтверждения нефтегазоносности была пробурена поисково-разведочная скважина на шельфе вблизи Луанды. Скважиной вскрыты нефтеносные песчаники; целевой интервал залегал на глубине приблизительно 5000 м (16 000 футов) при глубине моря 1462 м (4797 футов).

На всем протяжении испытания передача данных со скважинных манометров обеспечивалась беспроводной телеметрической системой Muzic. Оператор мог удостовериться, превышает ли пластовое давление гидростатическое давление перед перфорацией, измерить начальное пластовое давление после перфорации, проверить режим работы скважинных приборов в ходе испытания, оптимизировать продолжительность очистки на основании данных о забойном давлении, сократить продолжительность периода восстановления давления и убедиться, что пробы были отобраны в идеальных условиях

Система совместной работы RT Certain, работающая в режиме реального времени, позволила создать единую рабочую среду для совместной работы специалистов-разработчиков, находившихся на буровой установке в Луанде и в Копенгагене, Дания. Программная платформа поддерживала передачу скважинных данных и содержала набор инструментов для интерпретации. Это позволило специалистам, находившимся на буровой и за её пределами, принимать правильные решения. Интегрированная система способствовала сбору достаточного объёма данных для успешного выполнения испытания методом неустановившихся отборов.

Применение беспроводной испытательной системы сэкономило 28 часов работы буровой установки, что в денежном выражении составило около 1,5 млн долл. США. При этом объём полученных данных был достаточным для оценки основных параметров пласта-коллектора (рис. 1.22).

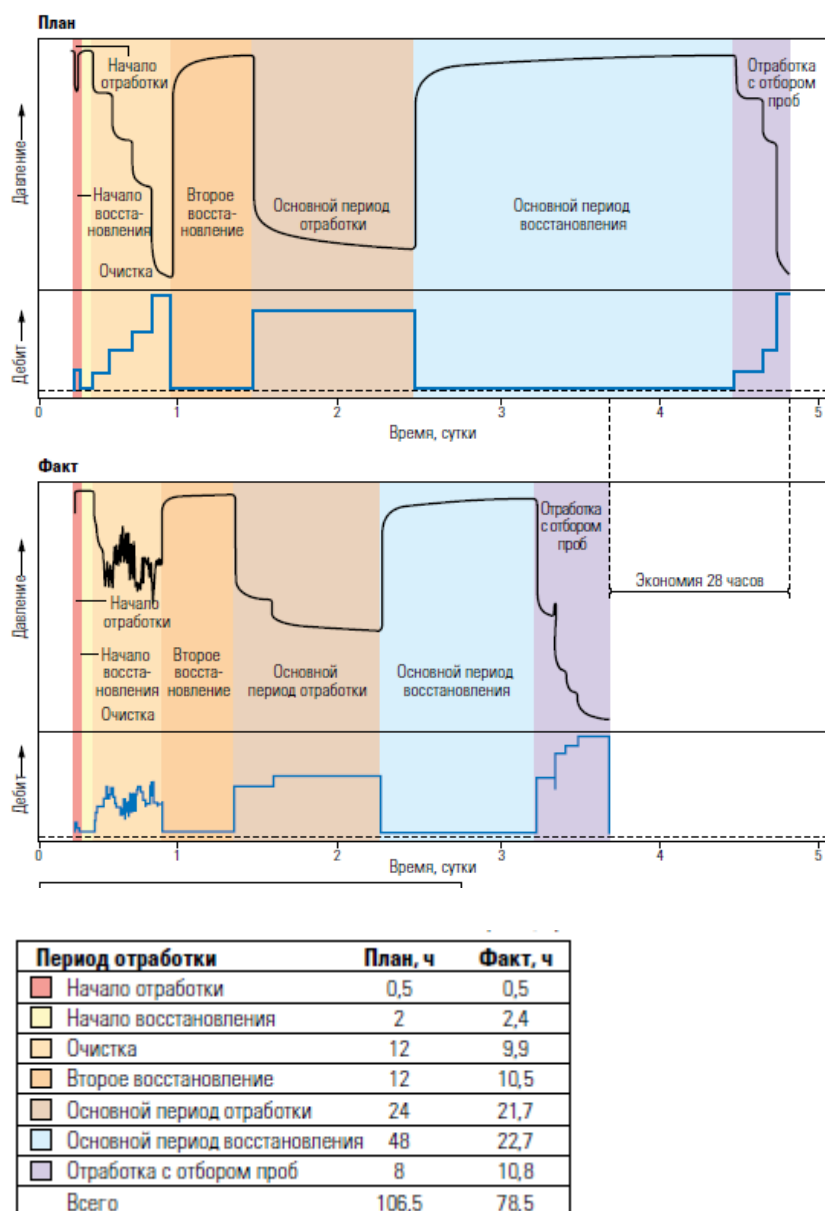


Рисунок 1.22 - Принятие решений в режиме реального времени

По плану испытание скважины должно было продолжаться почти пять дней (вверху на рис.). Применяв систему опробования пласта с беспроводным управлением, инженеры компании Maersk Oil могли наблюдать за параметрами пласта и принимать решения в режиме реального времени. Это сократило продолжительность испытания скважины более чем на одни сутки. Получение данных в режиме реального времени (в центре рис.) позволило специалистам получить нужную информацию о характеристиках пласта и сократило продолжительность испытания на 28 часов по сравнению с первоначальным планом (внизу на рис.).

Сравнение данных, выгруженных из памяти на поверхности, с данными, полученными в режиме реального времени и использованными для интерпретации в ходе испытания, подтвердило правильность оперативных решений.[42]

1.2.6 Исследование скважин опробователями пластов и трубными пластоиспытателями

Аппараты, спускаемые в скважину на колонне бурильных труб, называются трубными пластоиспытателями. Они получили наибольшее распространение при испытании пластов в процессе бурения (типа КИИ, МИГ), т.к. дают возможность не только отбирать пробы пластового флюида, но и проводить гидродинамические исследования.

При этом пласт может изолироваться сверху, сверху и снизу, с опорой на забой или на стенки скважины (рис.1.23).

Схема компоновки наиболее часто используемого пластоиспытателя с одним пакером и опорой на забой приведена на рисунке 1.24.

Фильтр-хвостовик пластоиспытателя предназначен для опоры на забой при создании сжимающей нагрузки, размещения приборов и для задержки твердой фазы в период притока пластового флюида. Длина хвостовика для предотвращения потери устойчивости при сжатии обычно не превышает 50 м.

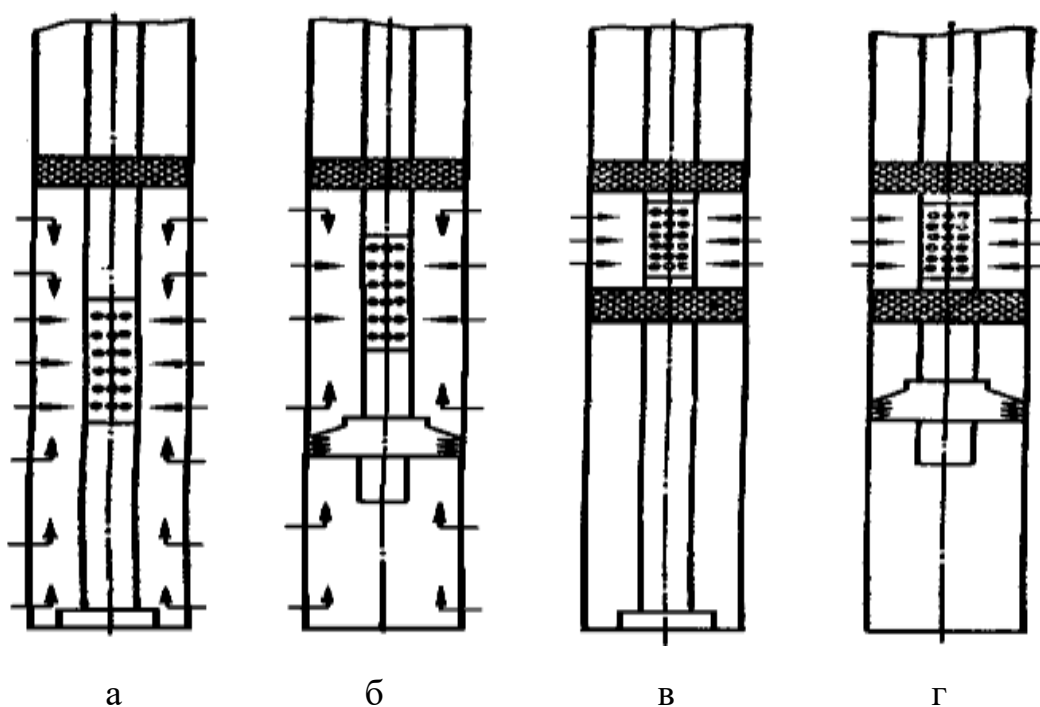


Рисунок 1.23 - Схемы изоляции пластов при испытании в открытом стволе

- а* - опора на забой, изоляция пласта сверху,
- б* - опора на стенки, изоляция пласта сверху,
- в* - опора на забой, изоляция пласта сверху и снизу,
- г* - опора на стенки, изоляция пласта сверху и снизу

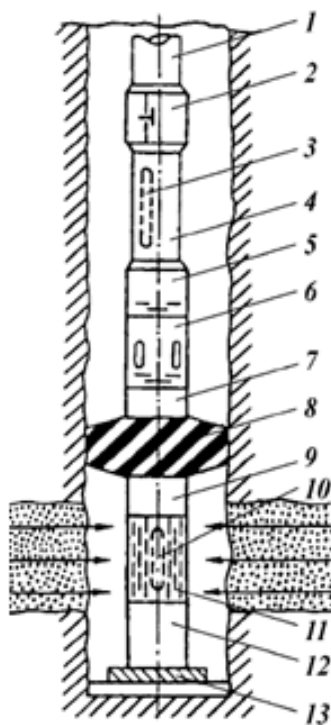


Рисунок 1.24 - Схема компоновки трубного пластоиспытателя МИГ

Безопасный замок предназначен для отсоединения бурильной колонны и пластоиспытателя при возможном прихвате фильтра-хвостовика за счет обвалов стенок скважины при высоких депрессиях.

Пакер предназначен для перекрытия затрубного пространства, изоляции пласта от вышележащего разреза скважины. Гидравлический ясс используется для облегчения распаковки и освобождения нижней части компоновки при незначительных прихватах.

Пластоиспытатель включает в себя впускной (главный), уравнивающий клапаны и гидравлическое реле времени, которые позволяют проводить испытание пласта в режиме притока.

Запорно-поворотный клапан (ЗПК) может быть одинарного или многоциклового действия, он позволяет прекращать поступление пластового флюида внутрь бурильной колонны и исследовать пласт в режиме восстановления давления.

Циркуляционный клапан предназначен для восстановления циркуляции жидкости в процессе подъема бурильной колонны и вымыва из нее отобранного пластового флюида.

Технология испытания пласта с использованием компоновки многоциклового испытателя МИГ, состоит в следующем.

После сборки компоновки она спускается на забой на колонне бурильных труб. Поскольку при спуске впускной клапан пластоиспытателя и циркуляционный клапан закрыты, то самозаполнения колонны не происходит, это вынуждает доливать колонну водой или буровым раствором

сверху до глубины, которая рассчитывается исходя из необходимой депрессии на пласт в процессе испытания.

Пакер в транспортном положении имеет диаметр 0,8-0,9 от диаметра скважины, что при определенных условиях может явиться причиной высоких импульсов давлений на стенки скважины (эффект поршневания) и гидроразрыва слабых пластов. Для уменьшения этого явления конструкцией пластоиспытателя предусмотрено, что отверстия уравнительного клапана при СПО открыты. Это позволяет части жидкости перетекать из подпакерного пространства через уравнительный клапан.

После достижения забоя на компоновку создается сжимающая нагрузка, достаточная для раскрытия пакера. При прижатии резинового элемента к стенкам скважины происходит изоляция испытуемого пласта (объекта) от вышележащего разреза скважины.

Одновременно с пакеровкой при создании сжимающей нагрузки включается в работу гидравлическое реле времени, которое через 3-5 минут открывает впускной клапан пластоиспытателя. Задержка в открытии впускного клапана необходима для предотвращения его открытия при спуске инструмента в случае посадок компоновки на уступы и каверны в скважине.

При открытии впускного клапана пластоиспытателя происходит сообщение подпакерной зоны (зоны испытуемого объекта) с полостью бурильной колонны. Это приводит к резкому падению давления в подпакерной зоне до давления столба жидкости в бурильных трубах, создается депрессия на пласт, что является необходимым условием притока пластового флюида.

Если давление в призабойной зоне снизилось и стало ниже пластового, то происходит очистка ПЗП и пластовый флюид поступает через фильтр и впускной клапан внутрь бурильной колонны. Начинается первый открытый период притока. Уровень жидкости в колонне растет, увеличивается давление на забой, что фиксируют глубинные манометры, установленные в нижней части компоновки.

Продолжительность первого открытого периода составляет 3-5 мин. По истечении этого времени закрывают ЗПК путем вращения бурильной колонны на 10 оборотов. Приток жидкости (газа) в бурильную колонну прекращается. Начинается первый закрытый период испытания пласта. В этот период происходит быстрое восстановление давления в подпакерной зоне вплоть до пластового. Продолжительность первого закрытого периода составляет 10 - 40 мин.

Затем снова вращают бурильную колонну на 10 оборотов, ЗПК открывается, начинается второй открытый период притока пластового флюида в бурильную колонну. Давление столба жидкости в ней растет, на диаграммах глубинных манометров записывается кривая притока.

Продолжительность второго открытого периода от 15 мин до 1 часа и более. О наличии притока можно судить по объему и скорости выхождения

воздуха из бурильной колонны. Обычно не допускается выход пластового флюида на поверхность в процессе испытания пласта, но обвязка устья скважины должна предусматривать такую возможность.

По истечении второго открытого периода притока закрывают ЗПК, вращая колонну на очередные 10 оборотов. Начинается второй закрытый период испытания, в период которого идет быстрое повышение давления в подпакерной зоне, снимается конечная кривая восстановления давления (КВД).

Однако это восстановление идет более медленно, т.к. пласт дренирован на большую глубину и не всегда в конце этого периода давление в подпакерной зоне достигает пластового.

Общее время нахождения компоновки пластоиспытателя на забое не должно превышать допустимое время оставления колонны без движения в скважине, которое определяется заранее.

После завершения процесса испытания пласта создают растягивающую нагрузку на компоновку. При этом сначала открывается уравнильный клапан, который сообщает подпакерную зону с полостью затрубного пространства выше пакера, происходит выравнивание давления в этих зонах, т.е. на пласт снова начинает действовать давление столба бурового раствора в скважине с необходимой репрессией, пласт задавливается.

При дальнейшем создании растягивающей нагрузки пакер приходит в транспортное положение и начинают извлечение бурильной колонны с компоновкой пластоиспытателя на поверхность. Если при освобождении пакера ощущаются трудности, то сначала работают гидравлическим яссом, если это не помогает освободить компоновку, производят рассоединение от прихваченной части в безопасном замке. При подъеме бурильной колонны при закрытом ЗПК и циркуляционном клапане жидкость в колонне вместе с отобранным пластовым флюидом движется к устью.

После достижения уровня жидкости в бурильной колонне поверхности, с помощью буровых насосов или ЦА повышается давление внутри бурильной колонны, открывается циркуляционный клапан. Обратной промывкой производится вымыв отобранного флюида из бурильной колонны с отбором проб. Дальнейший подъем бурильной колонны проходит с открытым циркуляционным клапаном.

Контрольные вопросы:

1. Что из себя представляют трубные пластоиспытатели
2. Опишите принципиальную схему трубного пластоиспытателя
3. Для чего предназначен безопасный замок для трубного пластоиспытателя
4. Для чего предназначен пакер, циркуляционный клапан и запорно-пооротный клапан для трубного пластоиспытателя
5. В чем заключается технология испытания пласта с использованием трубного испытателя с компоновкой многоциклового испытателя МИГ.

1.2.7 Качественный анализ диаграмм глубинных манометров

В компоновку испытательного оборудования, спускаемого в скважину на колонне бурильных труб (КИИ, МИГ), включают от 2 до 5 глубинных манометров. Наибольшую информацию несет диаграмма манометра, установленного в зоне фильтра. На рисунке 1.25 представлен общий вид такой диаграммы.

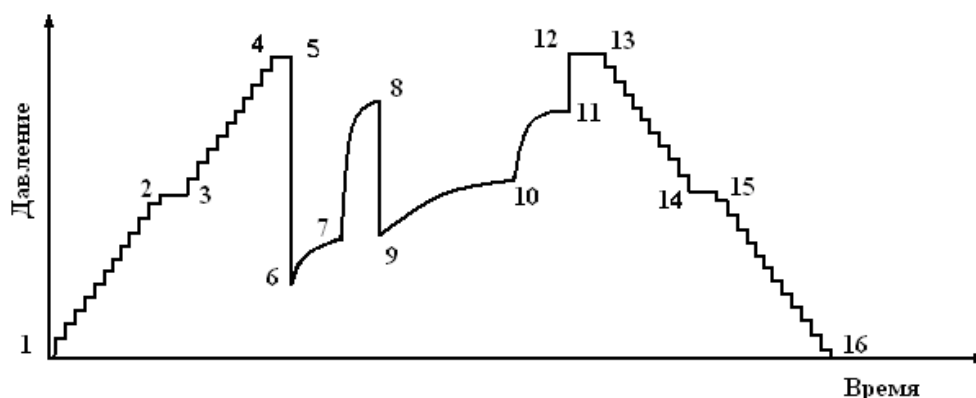


Рисунок 1.25 - Диаграмма глубинного манометра, установленного в зоне фильтра МИГ

Наиболее характерны следующие участки этой диаграммы:

1-2 и 3-4 - спуск инструмента в скважину. Отмечается ступенчатое повышение давления, действующего на манометр при сборке и спуске бурильной колонны из отдельных труб или «свечей».

2-3 - долив бурильной колонны буровым раствором или водой с целью создания расчетной депрессии на пласт в период испытания.

4-5 - пакеровка, закрытие уравнительного клапана и работа гидравлического реле времени.

5 - открытие впускного (главного) клапана.

6-7 - первый открытый период, кривая притока.

7 - закрытие ЗПК.

7-8 - первый закрытый период, начальная кривая восстановления давления, в точке 8 может быть зарегистрирована величина пластового давления.

8 - открытие ЗПК.

9-10 - второй открытый период притока, кривая притока.

10 - закрытие ЗПК.

10-11 - второй закрытый период, конечная кривая восстановления давления.

11 - открытие уравнительного клапана.

12-13 - распаковка.

13-14 и 15-16 - подъем бурильной колонны.

14-15 - открытие уравнительного клапана и вымыв отобранного флюида.

По результатам интерпретации диаграмм глубинных манометров рассчитывают (Рис.1.26):

коэффициент продуктивности:

$$k_{\text{пр}} = \frac{Q_{\text{ср}}}{P_{\text{пл}} - P_{\text{кп}}} \quad (1.3)$$

коэффициент закупорки:

$$k_3 = \frac{k}{k_{\text{экв}}} \quad (1.4)$$

скинэффект:

$$S_K = (k_3 - 1) \frac{R_K}{R_C} \quad (1.5)$$

В приведенных формулах приняты следующие обозначения:

$P_{\text{пл}}$ - пластовое давление;

$P_{\text{кп}}$ - давление в скважине в конце открытого периода, притока;

$Q_{\text{ср}}$ - средний дебит (приток) флюида в открытый период;

k - проницаемость незагрязненного коллектора (пласта);

$k_{\text{экв}}$ - эквивалентная проницаемость пласта в пределах до контура питания (загрязненной и незагрязненной зоны);

R_K - радиус контура питания;

R_C - радиус скважины

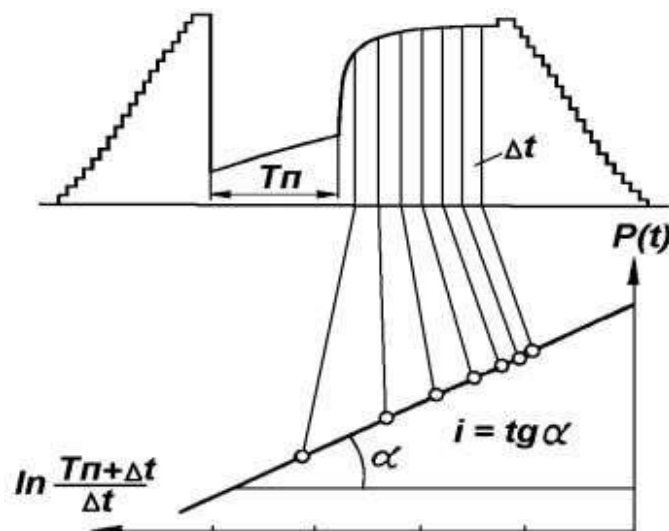


Рисунок 1.26 - Обработка диаграммы пластоиспытателя методом Хорнера

Контрольные вопросы:

1. По диаграмме глубинного манометра опишите участки 1-2 и 3-4. Чем характеризуется давление и как это отражается на диаграмме
2. По диаграмме глубинного манометра опишите участки 2-3 и 4-5. Какие операции происходят в данном промежутке и как это отражается на диаграмме
3. По диаграмме глубинного манометра опишите участки 5, 6-7, 7-8. Какие операции происходят в данном промежутке и как это отражается на диаграмме. Опишите характерные точки 7 и 8, чем они характеризуются
4. По диаграмме глубинного манометра опишите участки 9-10, 10-11. Какие операции происходят в данном промежутке и как это отражается на диаграмме. Опишите характерные точки 10 и 11, чем они характеризуются
5. По диаграмме глубинного манометра опишите участки 12-13, 13-14 и 15-16. Какие операции происходят в данном промежутке и как это отражается на диаграмме. Опишите промежуток 14-15, чем он характеризуется.

1.2.8 Расчет компоновки бурильной колонны при испытании пласта

При бурении вертикальных скважин и прямолинейных участков наклонно направленных скважин бурильная колонна обычно включает в себя утяжеленные толстостенные бурильные трубы (УБТ) и бурильные трубы (БТ).

Расчет компоновки УБТ

В общем случае УБТ являются частью компоновки низа бурильной колонны (КНБК), в которую, кроме них, долота и забойного двигателя, входят центрирующие элементы (калибраторы, центраторы и т.п.), необходимые для проводки скважины согласно заданному профилю. Проектирование КНБК, учитывающее траекторию скважины, в данном разделе не рассматривается.

Расчет КНБК заключается в определении диаметров и длины ступеней УБТ, обеспечивающих заданную нагрузку на долото при наибольшей устойчивости и прочности компоновки. Последняя может состоять из одной или нескольких ступеней УБТ с диаметрами, уменьшающимися по направлению от долота к бурильным трубам. Рекомендуемые диаметры бурильных труб d_H в зависимости от диаметра долот, которыми ведется бурение, приведены в таблице 1.2.

Таблица 1.2 - Рекомендуемые сочетания наружных диаметров элементов бурильных колонн в зависимости от диаметров долот

Диаметр долот, мм	Диаметр забойного двигателя, мм	Диаметр кр	углых УБТ, мм	Диаметр СБТ, мм	Диаметр АБТ, мм
		с забойным двигателем	при роторном бурении		
139,7-146,0	85	73; 89	108	73	-
149,2-158,7	137	120	120	73; 89	73; 93
165,1-171,4	127	120	120; 138	89	93
187,3-200	164; 172	146	146	114	129
212,7-244,5	195	178	178	127; 140	129, 147
250,8	215	203	203	140	147
269,9	240	219; 229	219; 229	140	147
295,3	240	229	229; 245	110	147
311,1-320	240	229	245; 254	140	-
349,2-393,7	240	229	273	140	-
445,5 и более	240	229	299	140	-

Диаметр основной (нижней) ступени УБТ выбирают исходя из диаметра долота (жесткости обсадной колонны, под которую ведется бурение) и условий бурения (осложненных и неосложненных) в пределах:

$$\frac{d_{УБТ(1)}}{d_g} = 0,65 \div 0,85 \quad (1.6)$$

где, $d_{УБТ(1)}$ - диаметр первой ступени УБТ

d_g - диаметр долота

При бурении скважин долотами с диаметрами $d_g \leq 295,3$ мм в неосложненных условиях значение соотношения (1.6) выбирают ближе к верхнему пределу (0,85), а при бурении большими диаметрами или в осложненных условиях его применяют вблизи нижнего предела (0,65).

Рекомендуется, чтобы при бурении забойными двигателями их диаметр был равен или несколько больше диаметра нижней ступени УБТ. В таблице 1.2 даны подобранные по формуле (1.6) диаметры забойных двигателей и первых ступеней УБТ.

В зависимости от применяемого способа и условий бурения по таблице 1.3 выбирают тип УБТ

Таблица 1.3 - Характеристика УБТ

Тип	Диаметры, мм		Масса 1м, кг	Момент свинчивания, кН.м, при группе прочности материала			
	наруж- ный	внут- ренний		Л	К	Л	М
УБТС2-120	120	64	63,5			7-14	8-16
УБТС2-133	133	64	84			10-22	12-27
УБТ-146	146	74	97,6	10-16	12-19		
УБТС2-146	146	68	103			13-31	15-36
УБТ-178	178	90	145	19-32	22-38		
УБТС2-178	178	80	156			25-64	29-74
УБТ-203	203	100	192	31-54	37-64		
УБТС2-203	203	80	214,6			36-93	41-107
УБТ-219	219	112	225,1	27-46	31-54		
УБТС2-229	229	90	273,4			41-107	47-123
УБТ-245	245	135	267,4	40-69	47-82		
УБТС2-254	254	100	336,1			67-178	78-205
УБТС2-273	273	100	397,9			69-181	79-210
УБТС2-299	299	100	489,5			70-186	81-215

Желательно сбалансированные УБТС1 и УБТС2 использовать при роторном способе бурения и бурения в осложненных условиях; горячекатаные УБТ - при бурении с забойными двигателями.

Для обеспечения плавного перехода по жесткости от КНБК к бурильным трубам число ступеней в компоновке КНБК должно быть таким, чтобы при переходе к БТ и переходах между ступенями выполнялось условие:

$$\frac{d_{УБТ(n+1)}}{d_{УБТn}} \geq 0,75 \quad (1.7)$$

где $n = 1, 2, \dots$ - номер ступени УБТ, отсчитываемый снизу-вверх

При переходе от последней ступени УБТ к бурильным трубам в соотношении (1.7) следует принимать

$$d_{УБТ(n+1)} = d_H$$

Нижняя (первая) секция УБТ многоразмерной компоновки КНБК, предназначенная для создания основной части нагрузки на долото, должна иметь длину:

$$l_{УБТ(1)} = \lambda_1 l_{УБТ} \quad (1.8)$$

где $l_{УБТ}$ - общая длина УБТ, м; $\lambda_1 = 0,7 + 0,8$ - эмпирический коэффициент. В осложненных условиях бурения его уменьшают до $\lambda_1 \geq 0,4$. Если УБТ одноразмерная, то $\lambda_1 = 1$.

На практике число ступеней УБТ в КНБК обычно не превышает 3. Общую длину УБТ при одно-двух- и трехразмерной конструкции КНБК в зависимости от нагрузки на долото, угла наклона скважины и плотности промывочной жидкости определяют по формуле:

$$l_{УБТ} = \frac{1,15(P_g - gG_{з\partial})}{g(1 - \frac{\rho_1}{\rho_m}) \left[\lambda_1 q_{УБТ(1)} + \frac{1}{n-1} (1 - \lambda_1)(q_{УБТ(2)} + q_{УБТ(3)}) \right] \cos \alpha} \quad (1.9)$$

где P_g - осевая нагрузка на долото, Н;

$G_{з\partial}$ - масса забойного двигателя, кг; ρ ,

ρ_1 ρ_m - плотность жидкости и материала УБТ, кг/м³;

g - ускорение силы тяжести, м/с²;

$q_{УБТ(1)}$, $q_{УБТ(2)}$, $q_{УБТ(3)}$ - масса 1 погонного метра первой, второй и третьей ступени УБТ, кг/м;

n - число ступеней УБТ;

α - угол отклонения УБТ от вертикали, град, (в вертикальных скважинах $\alpha = 0$).

Для трехразмерной КНБК $n = 3$;

для двухразмерной $q_{УБТ(3)} = 0$, $n = 2$;

для одноразмерной $q_{УБТ(2)} = q_{УБТ(3)} = 0$, и $\lambda_1 = 1$

Для определения общей длины $l_{УБТ}$ следует вначале задаться коэффициентом λ_1

Если КНБК двухразмерная, то длина первой ступени $l_{УБТ(1)}$ вычисляется по формуле, второй

$$l_{УБТ(2)} = l_{УБТ} - l_{УБТ(1)}$$

Если КНБК трехразмерная, то длина второй и третьей ступени находится по формуле

$$l_{УБТ(2)} = l_{УБТ(3)} = \frac{l_{УБТ} - l_{УБТ(1)}}{2} \quad (1.10)$$

Для обеспечения прочности резьбовых соединений УБТ между собой должны крепиться с крутящими моментами, приведенными в таблице 1.3.

Общий вес компоновки вместе с забойными двигателями в жидкости вычисляется по формуле:

$$Q_{КНБК} = g(G_{з\partial} + q_{УБТ(2)}l_{УБТ(1)} + q_{УБТ(2)}l_{УБТ(2)} + q_{УБТ(3)}l_{УБТ(3)})(1 - \frac{\rho}{\rho_m}) \quad (1.11)$$

Общая длина всей компоновки

$$l_{КНБК} = l_{з\partial} + l_{УБТ(1)} + l_{УБТ(2)} + l_{УБТ(3)} \quad (1.12)$$

Контрольные вопросы:

1. В чем заключается расчет КНБК (компоновка низа бурильной колонны)
2. В каких пределах выбирается диаметр основной (нижней) ступени УБТ
3. Какое условие должно соблюдаться для обеспечения плавного перехода по жесткости от КНБК к бурильным трубам
4. Как определяют общую длину УБТ при одно-двух- и трехразмерной контрукции КНБК
5. Что предпринимается для обеспечения прочности резьбовых соединений

1.3 Корректирование технологического процесса при испытании скважин

1.3.1 Методы крепления скважин обсадными колоннами

В процессе бурения скважин вскрываются пласты, характеризующиеся различной прочностью и устойчивостью к осыпям, обвалам, насыщенные различными типами флюидов (нефть, вода, газ и их смеси), имеющих различные коэффициенты аномальности, легкорастворимые (соленосные) породы.

В естественном состоянии эти пласты изолированы друг от друга плотными, непроницаемыми породами (водоупорами). При строительстве скважин эта изоляция нарушается, что может явиться причиной межпластовых перетоков, загрязнения пресных водоносных горизонтов, неконтролируемого выхода пластовых флюидов на поверхность.

Затраты на крепление скважин составляют от 15 до 30% их стоимости. От качества крепления скважин зависит долговременность безаварийной эксплуатации сооружения, объемы и качество продукции.

С точки зрения охраны недр и окружающей среды необходимо в процессе строительства и эксплуатации скважин создавать условия для полной изоляции вскрытых пластов друг от друга, восстановить естественную их разобщенность.

При креплении скважин достигаются следующие цели:

- создание долговечного прочного и герметичного канала для транспортировки жидкости или газа из пласта на поверхность или наоборот;
- герметичное разобщение всех проницаемых пластов друг от друга;
- укрепление стенок скважины, сложенных недостаточно устойчивыми породами;
- защита эксплуатационного канала от коррозии при контакте с агрессивными средами (пластовыми жидкостями, газами и др.);

- создание условий для прочного закрепления на устье скважины противовыбросового и эксплуатационного оборудования.

Качественное крепление скважин и долговременное разобщение пластов достигается комплексным решением трех основных задач:

подготовка скважины к креплению в интервале размещения цементного раствора;

временная или долговременная изоляция комплекса флюидонасыщенных пластов продуктивной толщи;

применение тампонажных материалов, структурно-механические свойства которых соответствуют конкретным геолого-промысловым условиям крепления и долговременной эксплуатации скважин.

Успешное решение этих задач обеспечивает формирование надежного канала связи в системе «продуктивный пласт – устье скважины» и долговременное разобщение газо- нефте и водонасыщенных пластов, а также выполнение основных требований по охране недр и окружающей среды.

Классификация способов крепления скважин приведена на рисунке 1.27.

Основными способами крепления нефтегазовых скважин являются:

- спуск и цементирование обсадных колонн (основной способ);
- установка цементных мостов;
- химическое закрепление стенок скважины;
- использование технических средств для закрепления стенок скважин в зонах осложнений (профильные перекрыватели, пакеры, тампонажные снаряды). [1]

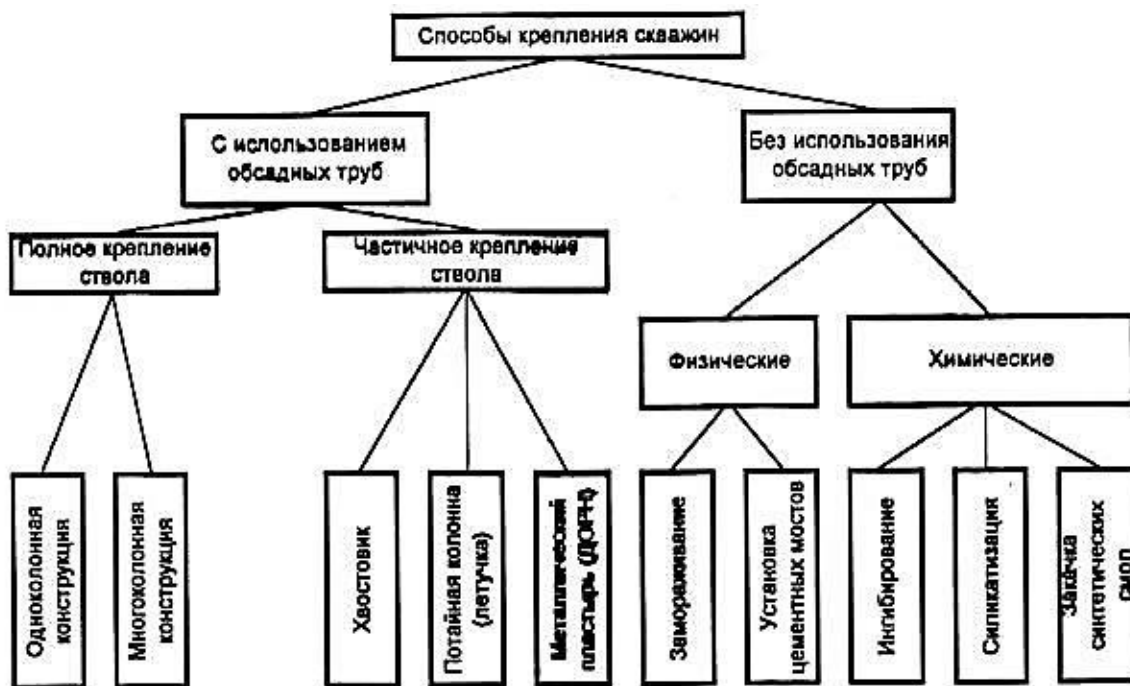


Рисунок 1.27 - Классификация способов крепления нефтяных и газовых скважин. [1]

Контрольные вопросы:

1. Причины, по которым производят крепление скважин обсадными колоннами
2. Какие цели достигаются при креплении скважин?
3. Решение, каких задач позволяет произвести качественное крепление скважин?
4. Каковы основные способы крепления нефтегазовых скважин?
5. Каковы основные способы крепления без использования обсадных труб?

1.3.2 Конструкция скважин и призабойной зоны скважины

Исходными данными для проектирования конструкции скважины являются: цель бурения и назначение скважины, проектный горизонт и глубина скважины, диаметр эксплуатационной колонны, пластовые давления и давления гидроразрыва горных пород стратиграфических горизонтов, способы заканчивания скважины и ее эксплуатации, профиль скважины и его характеристики, характеристика пород по крепости.

При выборе конструкции скважины учитывают продолжительность бурения каждой зоны крепления, интенсивность износа кондуктора и промежуточных обсадных колонн, а также геологическую изученность района буровых работ.

Конструкцию скважины выбирают в соответствии с действующей методикой.

Глубина спуска кондуктора определяется требованием крепления верхних неустойчивых отложений и изоляции верхних водоносных или поглощающих горизонтов. Если кондуктор оборудуется противовыбросовой арматурой, то глубину установки башмака кондуктора рассчитывают из условия предупреждений гидроразрыва при ликвидации нефтегазопроявлений по формуле

$$H = 100 \frac{p_y + \Delta p_y}{\rho_{\text{э.гр}} - \rho_{\text{пл.ж}}} \quad (1.13)$$

где, p_y - давление на устье при закрытом превенторе во время нефтегазопроявлений, МПа; Δp_y - дополнительное давление на устье, возникающее при очистке скважины от поступивших пластовых жидкостей, МПа; $\rho_{\text{э.гр}}$ - плотность бурового раствора, эквивалентная градиенту гидроразрыва пород на глубине установки башмака кондуктора, г/см³; $\rho_{\text{пл.ж}}$ - плотность пластовой жидкости в стволе скважины, г/см³.

Это положение распространяется на первую промежуточную колонну при глубине ее спуска до 1000 м.

Для выбора числа промежуточных колонн и глубины их спуска строят совмещенный график изменения пластового давления, давления гидроразрыва пород и гидростатического давления столба бурового раствора

в координатах «глубина - эквивалент градиента давления».

Под эквивалентом градиента давления понимается плотность жидкости, столб которой в скважине на глубине определения создает давление, равное пластовому или давлению гидроразрыва.

Если отсутствуют данные о давлениях гидроразрыва, то в исключительных случаях его можно определить по формуле:

$$p_{гр} = 0,0083H + 0,66 p_{пл}, \quad (1.14)$$

где, H - глубина определения давления гидроразрыва, м; $p_{пл}$ - пластовое давление на глубине определения давления гидроразрыва, МПа.

В интервалах залегания пород, в которых возможно нарушение пристволенной зоны скважины, где плотность бурового раствора выбирают с учетом горного давления, вместо пластового давления на график может быть нанесено горное давление.

В интервалах интенсивных поглощений бурового раствора на график вместо давления гидроразрыва может быть нанесено давление, при котором начинается интенсивное поглощение.

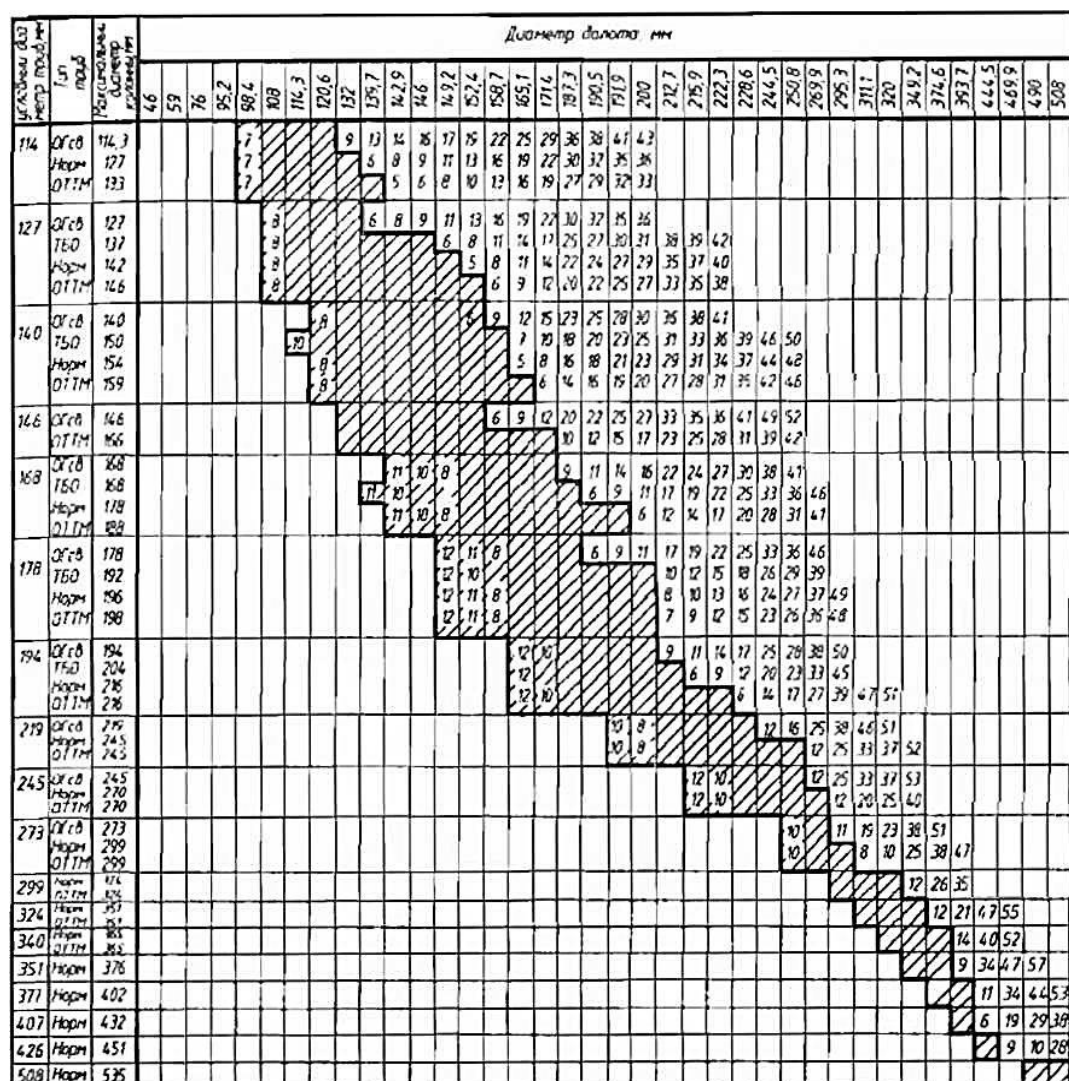
Зоны совместимых условий бурения являются зонами крепления скважин обсадными колоннами, число их соответствует числу обсадных колонн. Глубину спуска обсадной колонны принимают на 10-20 м выше окончания зоны крепления (зоны совместимых условий), но не выше глубины начала следующей зоны совместимых условий.

Под совместимостью условий бурения понимается такое их сочетание, когда созданные параметры технологических процессов бурения нижележащего интервала скважины не вызовут осложнения в пробуренном вышележащем интервале, если последний не закреплен обсадной колонной.

Диаметр обсадных колонн и долот выбирают снизу вверх, начиная с эксплуатационной колонны по рисунку 1.28.

Диаметр долота для бурения под выбранную обсадную колонну определяется требуемым зазором между муфтой колонны и стенкой скважины. Величина зазора зависит от диаметра и типа соединений обсадных труб и профиля скважины, сложности геологических условий, гидродинамических давлений при бурении и креплении интервала, выхода из-под башмака предыдущей колонны. Величину зазора между муфтой обсадной колонны и стенкой скважины выбирают по данным анализа опыта бурения и крепления скважин в данном районе и в сходных геологических условиях других районов страны или по результатам специально поставленных исследовательских работ при проходке опорно-технологических скважин на данной площади. Если такие данные отсутствуют, то при выборе диаметров долот можно пользоваться следующими рекомендациями:

Диаметр обсадной трубы, мм	114-	140-	178-	219-	273-	324-	>377
Зазор, мм	127	168	194	245	299	351	
	7-10	10-15	15-20	20-25	25-35	35-40	40-50



Цементирование проводят следующим образом:

- а) кондукторы - по всей длине;
- б) промежуточные колонны в нефтяных добывающих скважинах глубиной до 3000 м - на участке не менее 500 м от башмака, а в более глубоких скважинах - по всей длине;
- в) промежуточные колонны в разведочных и газовых скважинах - по всей длине;
- г) эксплуатационные колонны в нефтяных добывающих скважинах - на участке от забоя до уровня, расположенного не менее чем на 100 м выше башмака предыдущей колонны. А в газовых и разведочных скважинах - по всей длине; если надежно герметизировать соединения обсадных труб, то в газовых и разведочных скважинах разрешается длину участка цементирования эксплуатационной колонны выбирать так же, как и в нефтяных скважинах.

Контрольные вопросы:

1. Какие исходные данные необходимы для проектирования конструкции скважины?
2. Как рассчитывают глубину установки башмака кондуктора при установке ПВО?
3. Что понимают под совместимостью условий бурения?
4. Как выбирают диаметр обсадных колонн и долот?
5. Каким образом проводят цементирование?

1.3.3 Виды долот

Буровое долото представляет собой один из основных инструментов для разрушения горных пород (рис 1.29) механическим способом. Исходя из того, какой вид имеет рабочая часть, различают:

- шарошечные долота – бурение нефтяных, газовых скважин
- лопастные долота – бурения мягких и среднетвердых пород.



Рисунок 1.29 – виды долот

Первый тип может состоять из одного или нескольких сферических или цилиндрических шарошек. Последние крепятся на подшипниках на цапфах секций. Могут использоваться подшипники скольжения, качения или же их сочетание.

Второй тип представляет собой кованный корпус, на котором размещаются лопасти. Их боковые грани армированы специальными зубками, которые упрощают калибровку стен скважин. Кроме этого, сами лопасти также армируются твердым сплавом – это делается для повышения их износостойкости и, соответственно, срока службы.

Кроме основной классификации, существует ещё немало типов и подвидов долота. Такое распределение позволяет легче ориентироваться в разнообразии и упрощает подбор подходящего под конкретную ситуацию долота. Подробнее о назначении, типах и сферах их применения – далее в статье.

Назначение буровых долот

Как было указано выше, буровые долота используются для того, чтобы пробурить нефтяную, газовую, водяную или любую другую скважину. Фактически, данный элемент выполняет следующие функции:

- разрушение грунта в забое;
- глубинная проходка;
- выравнивание стенок скважины.

Долота широко применяются во многих сферах, где требуется пробурить грунт. К примеру, если нужно сделать колодец или же собрать информацию о составе почв и дать им оценку. Нефтяная и газовая промышленность не в состоянии обойтись без этого породоразрушающего оборудования, так как именно оно позволяет наиболее эффективно производить бурение скважин различного размера и глубины.

По назначению долота делят на три большие группы:

- для сплошного бурения – разрушение в одной плоскости или ступенчато;
- для колонкового бурения – разрушение по периферии;
- специальные.

В геологоразведке часто используются колонковые виды, так как они позволяют достать образцы грунта.

Буровые долота и их классификация – это то, что необходимо тщательно изучить. Каждый тип имеет свои особенности и назначение. В частности, далее будут рассмотрены:

- шарошечные;
- лопастные;
- алмазные;
- фрезерные.

Эти виды наиболее часто применяются для бурения скважин нефтяного, газового или любого другого типа.

Шарошечные долота

Один из самых универсальных породоразрушающих инструментов, который широко применяется во всех отраслях. Он оказывает дробящий или дробяще-скалывающий эффект, тем самым формируя скважину нужного

диаметра. Такое долото предназначено для абразивных и неабразивных пород любой твердости.

Устройство долота довольно сложное, так как базируется на подвижных элементах – подшипниках. Приваренные друг к другу секции оснащены вращающимися шарошками. Последние могут иметь конусообразную или цилиндрическую форму. Именно за счет них и происходит ударное или ударно-сдвигающее действие.

Последний метод наиболее эффективен, так как за счет проскальзывания шарошек удается произвести дополнительное скалывание.

От количества шарошек зависит и область применения инструмента:

- одношарошечные – для бурения скважин на большую глубину;
- двухшарошечные – в геологоразведке;
- трехшарошечные – нефтяные, газовые скважины;
- четырехшарошечные – для сложных условий.

Типы буровых долот шарошечного вида не имеют четкой специализации и при необходимости ничто не запрещает использовать одношарошечные вместо трехшарошечных.

Все зависит от того, какой именно должна в итоге получиться нефтяная или какая-либо другая скважина.

Лопастное долото

По устройству такое долото значительно проще, чем шарошечное. Фактически, это просто корпус, к которому прикреплены несколько лопастей. Наиболее эффективно показывает себя этот породоразрушающий инструмент в мягких, рыхлых породах. Лопастное долото способно работать на высоких скоростях и, при благоприятных условиях, давать внушительные результаты бурения. К примеру, пройти за одну проходку около 1500 метров более чем реально.

На сегодняшний день представлены следующие виды буровых долот лопастного типа:

- однолопастные – для цементных пробок;
- двухлопастные;
- трехлопастные;
- трехлопастные, истерающе-режущие;
- шестилопастные.

В списке выше все типы, кроме однолопастного, предназначены для довольно пластичных и мягких пород.

Последние три применяются, когда нужна нефтяная или газовая скважина, так как они имеют большой диаметр.

Для продления срока службы инструмента, используется армирование не только самой лопасти, но и её контактного края. Это позволяет понизить разрушающее воздействие пород, а также способствует образованию более гладких и ровных стенок скважин.

Алмазное долото

Если планируется, что скважина будет проходить через ряд различных по твердости пород, нередко применяются алмазные долота. Сам инструмент рассчитан на среднюю твердость, однако используется и тогда, когда твердые породы чередуются с мягкими. Оптимальными считаются породы средней твердости.

Разрушение слоев происходит за счет их истирания. Долото включает в себя алмазные режущие элементы, которые и обеспечивают уничтожение пород. Общая эффективность долота напрямую зависит от того, какого качества и величины алмазы используются.

По типу их расположения различают:

- однослойное долото;
- многослойное долото.

Кроме этого, существует классификация, которая опирается на расположение рабочих элементов:

- радиальные;
- спиральные;
- ступенчатые.

Несмотря на довольно внушительные показатели и преимущества, алмазное долото является очень требовательным инструментом. Так, если при бурении нефтяной скважины на его пути попадется металлический объект или же просто слишком твердая горная порода, то инструмент выйдет из строя: алмазный элемент может расколоться или выпасть из корпуса. Впрочем, плохая промывка также приведет к тому, что долото выйдет из строя или же будет работать менее эффективно.

Фрезерное долото

Фрезерные типы буровых долот, по сравнению с другими видами породоразрушающих инструментов, гораздо проще по своему устройству, а также значительно прочнее и устойчивее. Конструкция такого долота представляет собой монолитный корпус. В него и запрессованы дробящие элементы, которые и обеспечивают высокую эффективность.

В отличие от своих аналогов, фрезерное долото не боится твердых пород или металлических элементов.

К примеру, его часто используют для того, чтобы пробить бетонную или цементную пробку. Если по какой-то причине в скважине осталась шарошка, то её убирают именно с помощью фрезерных долот.

Несмотря на все свои плюсы, существует и ряд ограничений:

- не подходят для вязких пород;
- невозможна быстрая проходка;
- довольно примитивный способ промывки.

Тем не менее, данный породоразрушающий инструмент просто незаменим для бурения нефтяных, газовых и любых других скважин. Такое долото чаще всего используется в качестве вспомогательного элемента, однако в некоторых случаях применяется и как основное.

1.3.4 Виды бурильных труб

Трубы для бурения входят в состав бурильных установок. Они выполняют роль связующего звена между режущим инструментом (долотом) и бурильной аппаратурой. Эти детали нужны для спуска в скважину, образования нужного вращения и нагрузки, а также подъёма рабочих инструментов со дна скважины на поверхность. Помимо этого, они осуществляют подачу бурильного раствора, который выполняет функцию охлаждения режущего элемента. Скважины, которые бурят с помощью бурильного оборудования, классифицируются по продуктам добыwania (нефть газ, вода и прочее).

Для бурения скважин применяются особый тип труб с высокими прочностными характеристиками.

В зависимости от материала изготовления выделяют следующие виды бурильных труб:

1. Стальные трубы. Изделия из стали наиболее распространены. Диаметр стальной бурильной трубы может варьироваться в пределах от 34 до 168 мм. Стандартный диаметр, чаще всего используемый в буровом оборудовании – 60 мм. Посредством данных труб осуществляется колонковое бурение, подразумевающее высокую скорость вращения долота, поэтому порода разрушается по кольцевой траектории. Стальные трубы имеют повышенную степень надежности, поэтому их применяют для добычи алмазных пород.

2. Трубы из легких сплавов. Изделия из таких сплавов могут иметь разные характеристики и особенности (одним из вариантов трубы из легкого сплава является конструкция с утолщенными концами и круглым сечением профиля). Толщина стенки легкосплавных труб варьируется в пределах от 9 до 17 мм.



Буровое оборудование производится прессовкой. Сырье, которое обрабатывается данным методом, должно предварительно пройти термическую обработку, которая повысит характеристики исходного

материала. Для соединения деталей используются замки, отличающиеся достаточно легкой конструкцией.

Для улучшения прочностных характеристик торцевые части деталей утолщаются, в результате чего увеличивается и вес буровой трубы. К крайним участкам трубы сварочным методом крепится специальная муфта и замковый ниппель.

Производственные линии по изготовлению бурового оборудования учитывают все требования, предъявляемые к данным деталям, поэтому на выходе, независимо от группы прочности бурильных труб, получаются качественные элементы, способные выполнять свои функции на протяжении всего эксплуатационного периода.

Важнейшим качеством, которым должно обладать буровое оборудование, является высокая сопротивляемость коррозии. Дело в том, что большая часть деталей постоянно подвергается воздействию влаги, поэтому необходимо свести к минимуму риск разрушения материала. Увеличение стойкости к коррозии достигается за счет специальных обработок. То же самое касается резьбового соединения и других соединительных элементов – все они должны покрываться антикоррозионной смазкой.



1.3.5 Виды обсадных колонн

Обсадная труба - это конструкция, которая изготавливается из разных материалов и имеет цилиндрическую форму. Монтаж такой трубы производится непосредственно в пробурённую скважину. Используются подобные изделия для защиты скважины от осыпания грунта.

Для защиты нефтяных и газовых скважин используют инвентарные, очень прочные обсадные трубы. Как правило, в нефтегазовой сфере применяют только металлические детали. Основным материалом в этом случае выступает сталь. Это обусловлено тем, что пластик не обладает достаточными показателями прочности для работы на таких глубинах.

Размеры этих изделий варьируют от 9,5 до 13 м. Соединение между ними производится с помощью специальной резьбы. В зависимости от конструктивных особенностей резьба может иметь коническое сечение, треугольное и т. д. При высоких показателях рабочего давления (выше 30 мПа), резьба дополнительно оснащается резиновыми уплотнителями.



Важно! Некоторые типы труб применяют в сфере строительства и могут быть использованы только один раз, потому что их монтаж осуществляется с заливкой всей конструкции раствором бетона. После окончания работ демонтаж такой колонны невозможен даже с использованием специальной техники.



В нефтегазовой промышленности используют только стальные трубы с высокой прочностью

Размеры диаметров таких конструкций могут быть от 114 до 509 мм. Кроме этого, диаметр оказывает непосредственное влияние на толщину стенок, которая может иметь разные показатели (от 6 до 16 мм).

Примеры зависимости толщины стенок обсадных труб от диаметра представлены в таблице 1.4.

Таблица 1.4

Диаметр, мм	426	426	426	426
Толщина стенок, мм	10 – 12	10 – 12	10 – 12	10 – 12

Показатели толщины стенок изделий для нефтегазовых скважин подразделяются на 7 основных групп, в пределах которых наблюдаются следующие границы текучести – 379-1067 мПа.

Помимо этого, все эти изделия делят по способу производства на:

- обычные (отклонение прямолинейного показателя на 1 метр составляет - до 1 мм);
- с увеличенной точностью (отклонение не выше 0,5 мм).

1.3.6 Приготовление бурового раствора

Приготовление, утяжеление и обработка буровых растворов, а также их очистка от выбуренной породы - важный процесс при бурении скважины. От качества бурового раствора в значительной мере зависит успех проводки скважины.

Приготовление буровых растворов может осуществляться в механических мешалках и гидравлических смесителях.

В настоящее время в отечественной практике для приготовления буровых растворов широко применяются порошкообразные материалы. Для приготовления буровых растворов из этих материалов используют следующее оборудование: блок приготовления раствора (БПР), выносной гидроэжекторный смеситель, гидравлический диспергатор, емкости ЦС, механические и гидравлические перемешиватели, поршневой насос.

При обработке глинистых растворов химическими реагентами, особенно содержащими щелочи и кислоты, рабочие должны работать в резиновых перчатках, очках, фартуках и сапогах, чтобы брызги щелочи и кислоты не повредили лицо, руки и одежду.

В механических глиномешалках можно приготовить растворы из сырых глин, глинобрикетов и глинопорошков.

Более эффективны, чем глиномешалки, фрезерно-струйные мельницы ФСМ-3 и ФСМ-7.

Фрезерно-струйная мельница может быть использована не только для приготовления растворов, но и для утяжеления бурового раствора, а также для добавки в него глины и глино-порошка. В этом случае в ФСМ вместо воды подается буровой раствор. Техническая характеристика ФСМ приведена ниже.

Очистка промывочной жидкости от обломков выбуренной породы (шлама). Буровой раствор, выходящий на поверхность из скважины, может быть вновь использован, но для этого он должен быть очищен от обломков выбуренной породы (шлама).

Поступающие в буровой раствор частицы выбуренной породы оказывают вредное влияние на его основные технологические свойства. Кроме того, наличие в растворе абразивных частиц существенно снижает показатели работы долот, гидравлических забойных двигателей, буровых насосов и другого оборудования. В связи с этим очистке буровых растворов должно уделяться особое внимание.

Для очистки бурового раствора от шлама используется комплекс различных механических устройств: вибрационные сита (рис. 1.30.), гидроциклонные шламоотделители (рис. 1.31.), сепараторы, центрифуги. В составе циркуляционной системы все эти механические устройства должны устанавливаться в строгой последовательности. При этом схема прохождения бурового раствора должна соответствовать следующей технологической цепочке: скважина - газовый сепаратор - блок грубой очистки от шлама

(вибросита) дегазатор - блок тонкой очистки от шлама (песко- и илоотделители, сепаратор) - блок регулирования содержания и состава твердой фазы (центрифуга, гидроциклонный глиноотделитель) - буровые насосы - скважина.

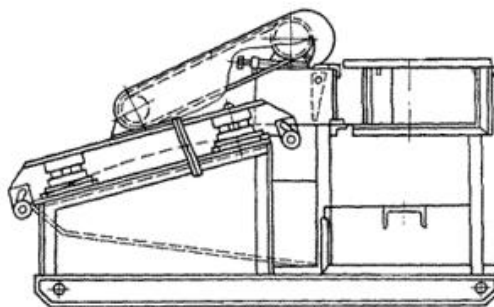


Рисунок 1.30 - Схема вибросита

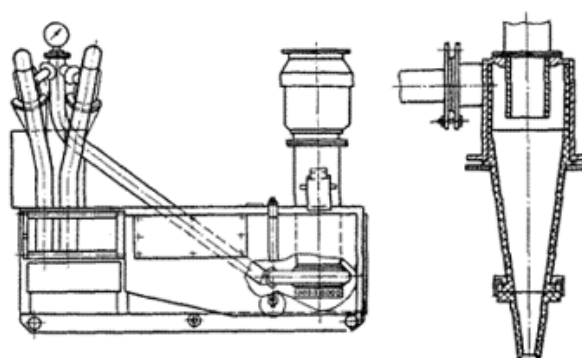


Рисунок 1.31 - Схема гидроциклонного илоотделителя

При отсутствии газа в буровом растворе исключают ступени дегазации; при использовании неутяжеленного раствора, как правило, не применяют сепараторы, глиноотделители и центрифуги; при очистке утяжеленного бурового раствора обычно исключают гидроциклонные шламоотделители (песко- и илоотделители). Таким образом, выбор оборудования и технологии очистки бурового раствора от шлама должен основываться на конкретных условиях бурения.

Для очистки буровых растворов, как обязательная, принята трехступенчатая система.

Технология очистки не утяжеленного бурового раствора по этой системе представляет собой ряд последовательных операций, включающих грубую очистку на вибросите и тонкую очистку - пескоотделение и илоотделение - на гидроциклонах шламоотделителях. Буровой раствор после выхода из скважины подвергается на первой ступени грубой очистке на вибросите и собирается в емкости. Из емкости центробежным насосом раствор подается в батарею гидроциклонов пескоотделителя, где из раствора удаляются частицы песка. Очищенный от песка раствор поступает через верхний слив в емкость, а песок сбрасывается в шламовый амбар. Из емкости центробежным насосом раствор подается для окончательной очистки в батарею гидроциклонов илоотделителя. После отделения частиц ила

очищенный раствор направляется в приемную емкость бурового насоса, а ил сбрасывается в шламовый амбар.

Дегазация промывочных жидкостей. Газирование бурового раствора препятствует ведению нормального процесса бурения. Во-первых, вследствие снижения эффективной гидравлической мощности уменьшается механическая скорость проходки, во-вторых, возникают осыпи и проявления пластовой жидкости и газа в результате снижения эффективной плотности бурового раствора, т. е. гидравлического давления на пласты, в-третьих, возникает опасность взрыва или отравления ядовитыми пластовыми газами (например, сероводородом). Пузырьки газа препятствуют удалению шлама из раствора, поэтому оборудование для очистки от шлама работает неэффективно.

Газ в буровом растворе может находиться в свободном, жидком и растворенном состояниях. Свободный газ легко удаляется из бурового раствора в поверхностной циркуляционной системе путем перемешивания в желобах, на виброситах, в емкостях. При устойчивом газировании свободный газ из бурового раствора удаляют с помощью газового сепаратора.

Очищенный от свободного газа буровой раствор обычно поступает на вибросито. Однако при наличии в буровом растворе жидкости токсичного газа, например, сероводорода, поток из сепаратора по закрытому трубопроводу сразу подается на дегазатор для очистки от газа. Только после окончательной дегазации буровой раствор очищают от шлама. Наибольшее распространение в отечественной практике получили вакуумные дегазаторы. Они представляют собой двухкамерную герметичную емкость, вакуум в которой создается насосом. Камеры включаются в работу поочередно при помощи золотникового устройства. Производительность дегазатора при использовании глинистого раствора достигает 45 л/с; остаточное газосодержание в буровом растворе после обработки не превышает 2%.

Регенерация утяжелителей. Утяжелители - дорогие и дефицитные материалы, поэтому их экономное и повторное использование - весьма важная задача работников бурения.

Существуют следующие способы повторного использования утяжеленного раствора.

1. При близком расположении бурящихся скважин утяжеленный раствор перекачивают из одной буровой в другую по трубопроводу.

2. При отсутствии трубопровода утяжеленный раствор из буровой в буровую перевозится в автоцистернах.

3. Утяжелитель извлекают из раствора при помощи специальных устройств. Регенерацию утяжелителей из отработанных растворов производят осаждением в желобах, в гидроциклонных установках или в специальных регенерационных установках.

Практическое занятие №2

Выбор конструкции скважин

Выбрать конструкцию разведочной скважины при следующих исходных данных: скважина вертикальная, проектная глубина 5600 м, цель бурения - разведка нефти и газа в палеогеновых отложениях II и III ярусов, диаметр эксплуатационной колонны 140 мм, геологическая характеристика площади буровых работ приведена на рисунке 1.14.

Пластовые давления, давления гидроразрыва и давления, при которых возможны интенсивные поглощения бурового раствора, приводятся в таблице 1.5.

Решение:

По литологической характеристике разреза выделяем интервалы с приведенной выше характеристикой пластовых давлений (Табл. 1.4а):

Таблица 1.4а - Характеристика разреза интервала с пластовым давлением

Номер интервала	1	2	3	4	5	6	7	8
Интервал, м	0-1300	1300-1750	1750-2700	2700-3410	3410-3550	3550-4300	4300-4620	4620-5600
Пластовое давление, МПа	6,0-13,0	17,0	24,0	36,5	33,0	40,0	49,5	72,0-82,5

Таблица 1.5 - Характерные давления на различных глубинах по разрезу скважины

Глубина, м	Пластовое давление, МПа	Давление гидроразрыва (давление поглощения раствора), МПа	Глубина, м	Пластовое давление, МПа	Давление гидроразрыва (давление поглощения раствора), 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)

Для указанных интервалов находим значения эквивалентов градиентов пластовых давлений по формуле:

$$\Gamma = \frac{P_{\text{кз}}}{0,01H} \quad (1.15)$$

Для 1-го интервала $\Gamma = 13,0 / (0,01 \times 1300) = 1,0$.

Аналогично для остальных интервалов:

2- го: $17,0/(0,01 \cdot 1625) = 1,04$;

3- го: $24,0/(0,01 \cdot 2100) = 1,14$;

4- го: $36,5/(0,01 \cdot 3000) = 1,22$;

5- го: $33/(0,01 \cdot 3500) = 0,94$;

6- го: $40/(0,01 \cdot 4000) = 1,0$;

7- го: $49,5/(0,01 \cdot 4500) = 1,1$;

8- го: $78/(0,01 \cdot 5250) = 1,49$.

Строим график изменения пластового и гидростатического давлений бурового раствора в координатах «глубина - эквивалент градиента давления». Для этого наносим на график значения эквивалентов градиентов пластовых давлений и строим линию 1 - 8. Параллельно оси ординат проводим линии *AB*, *CD*, *EF* касательно к крайним точкам кривой эквивалентов градиентов пластовых давлений. Эти линии определяют граничные условия по пластовым давлениям для соответствующих интервалов (см. рис. 1.32).

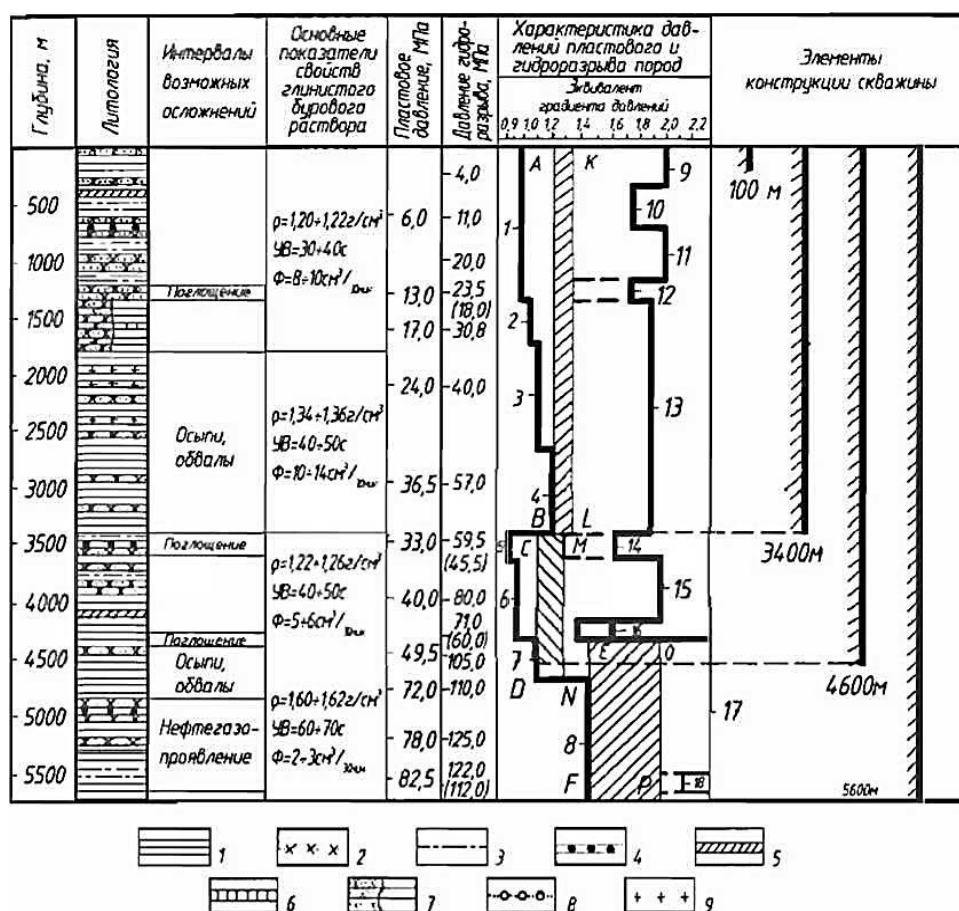


Рисунок 1.32 - Совмещенный график давлений для выбора конструкции скважины:

1 - глины и аргиллиты; 2 - песчаники; 3 - алевроиты и алевролиты; 4 - роговики; 5 - мергели; 6 - известняки; 7 - равномерное тонкое переслаивание песчаников, 8 - пески и галечники; 9 - соли

Аналогично строим кривую эквивалентов давлений гидроразрыва и давлений, вызывающих поглощения бурового раствора.

Выделяем интервалы с аномальной характеристикой давлений гидроразрыва (табл 1.46):

Таблица 1.46 – Аномальная характеристика давлений гидроразрыва

Номер интервала	9	10	11	12	13
Интервал, м	0-375	375-740	740-1250	1250-1370	1370-3410
Давление гидро-разрыва, МПа	4,0	11,0	20,0	23,5	17,0
Номер интервала	14	15	16	17	18
Интервал, м	3410 - 3550	3550-4250	4250- 4350	4350- 5550	5550 -5600
Давление гидро-разрыва, МПа	59,5 (45,5)	80,0	71,0(60,0)	110(122)	122(112)

Определяем значения эквивалентов градиентов давлений гидроразрывов пластов (поглощений бурового раствора) для интервалов:

$$\begin{aligned}
 &9\text{-го: } p_{\text{гид}}/0,01H = 4,0/(0,01 \cdot 200) = 2,0; \\
 &10\text{-го: } 11,0/(0,01 \cdot 600) = 1,83; \\
 &11\text{-го: } 20,0/(0,01 \cdot 1000) = 2,0; \\
 &12\text{-го: } 23,5/(0,01 \cdot 1300) = 1,81; \quad 18,0/(0,01 \cdot 1300) = 1,38; \\
 &13\text{-го: } 30,8/(0,01 \cdot 1625) = 1,89; \\
 &14\text{-го: } 59,5/(0,01 \cdot 3500) = 1,7; \quad 45,5/(0,01 \cdot 3500) = 1,3; \\
 &15\text{-го: } 80/(0,01 \cdot 4000) = 2,0; \\
 &16\text{-го: } 71,0/(0,01 \cdot 4250) = 1,67; \quad 60/(0,01 \cdot 4250) = 1,41; \\
 &17\text{-го: } 110/(0,01 \cdot 4800) = 2,29; \\
 &18\text{-го: } 122/(0,01 \cdot 5550) = 2,2; \quad 112/(0,01 \cdot 5550) = 2,0.
 \end{aligned}$$

Наносим на график значения эквивалентов градиентов давлений гидроразрывов и давлений поглощений и строим кривые 9-18 (на рис. 1.33. пунктиром показаны давления, при которых начинается интенсивное поглощение бурового раствора).

Параллельно оси ординат проводим линии KLr MN, OP, касательные к крайним точкам кривой эквивалентов градиентов давлений поглощений бурового раствора.

Полученные зоны ABKL, CDMN и EFOP являются зонами совместимых условий бурения (зонами крепления скважины обсадными колоннами). В связи с наличием трех зон крепления конструкция скважины будет представлена тремя обсадными колоннами:

1-ю промежуточную колонну следует спустить на глубину 3400 м (на 10 м выше окончания зоны АВКЛ); 2-ю промежуточную колонну - на глубину 4600 м (на 20 м выше зоны CDMN); эксплуатационную колонну - на глубину 5600 м.

Исходя из требования охраны источников водоснабжения от загрязнения и предотвращения осложнений при бурении под 1-ю промежуточную колонну кондуктор следует опускать на глубину 100 м.

Диаметры обсадных колонн выбираем по номограмме, приведенной на рисунке 1.33.

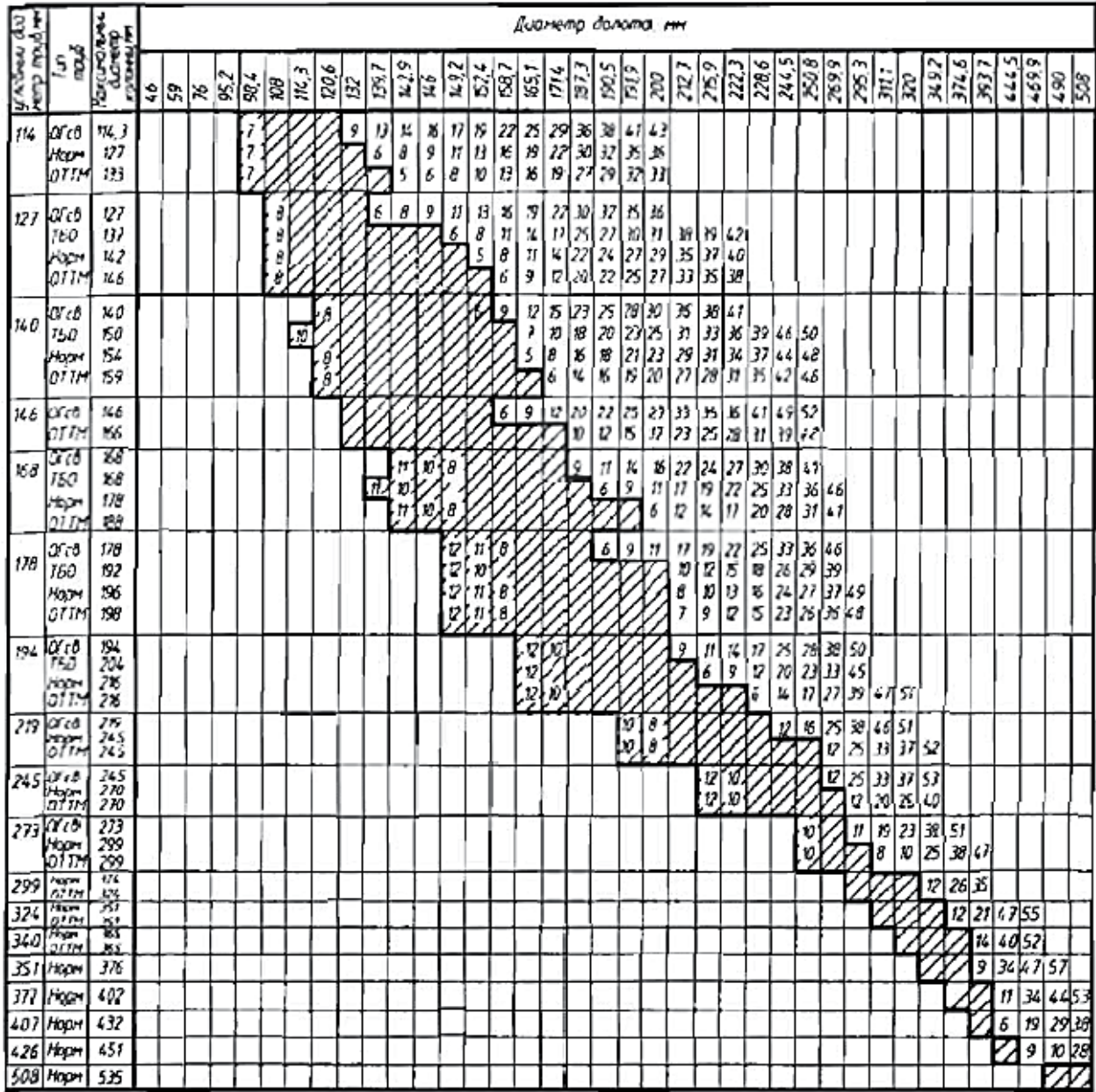


Рисунок 1.33 - Номограмма для выбора диаметра обсадных колонн и долот

Примечания: 1. ОГси - обсадные гладкие резьбовые и сварные трубы; Н,рч — трубы по ГОСТ 632-80; ОТТМ и ТБО - соответственно муфтовые и безмуфтовые обсадные трубы с трапецеидальной резьбой.

2. Заштрихованная область несовместимых размеров долот и труб. В левой части этой области цифрами обозначены максимальные толщины стенок труб, при которых данное долото еще проходит в колонну. В правой части номограммы указаны зазоры по телу трубы или муфтовому соединению между обсадной колонной и стенкой скважины.

Для труб диаметром 140 мм (ГОСТ 632-80) находим зазор (предварительно заданный зазор для этих труб, по данным практики бурения на данной площади, равен 18 мм). Определяем далее, что требуемый зазор обеспечивается долотом диаметром 190,5 мм; оно может быть использовано в обсадной колонне диаметром 219 мм. Поэтому 2-ю промежуточную колонну принимаем диаметром 219 мм с обычными резьбовыми соединениями (ГОСТ 632-80). Для их спуска требуется зазор 25 мм (зазор задан предварительно). Данной величине зазора соответствует долото диаметром 295,3 мм, которое проходит в колонну диаметром 324 мм. Поэтому принимаем диаметр 1-й промежуточной колонны равным 324 мм.

Для спуска 324-мм колонны из труб с обычными резьбовыми соединениями требуется зазор 35 мм (зазор задан предварительно).

В горизонтальной строке, где указан диаметр трубы 324 мм (ГОСТ 632-80), находим зазор 35 мм, которому соответствует диаметр долота 393,7 мм.

Для прохождения долота такого размера необходимо запроектировать кондуктор диаметром 426 мм, а бурение ствола под него производить долотом диаметром 490 мм.

Результаты выбора конструкции скважины сведены в таблице 1.6.

Таблица 1.6 – Результаты выбора конструкции скважин

Тип обсадной колонны	Глубина спуска, м	Диаметр, мм		Высота подъема тампонажного раствора, м
		колонны	долота	
Кондуктор	100	426	490	100
1-я промежуточная	3400	324	393,7	3400
2-я промежуточная	4600	219	295,3	4600
Эксплуатационная	5600	140	190,5	5600

1.3.7 Технологический расчет крепления скважин

В последнее время для расчета обсадных колонн Г.М. Саркисов предложил новую (уточненную) методику определения расчетных давлений, которая позволяет сократить расход металла.

По этой методике величина давлений устанавливается последовательным рассмотрением всех этапов строительства и эксплуатации скважины. В новой методике принято, что система состоит из колонны, цементной оболочки и окружающих пород, что дает возможность учесть их давление.

Величины расчетных (избыточных) наружных давлений для случая, когда они определяются давлением столба бурового раствора, подсчитывают по формулам:

$$p = \frac{1}{10,2}(\rho_p z - (z - H)\rho_n) \text{ при } H \leq z \leq L \quad p = \frac{1}{10,2}\rho_p z \text{ при } 0 \leq z \leq H \quad (1.16)$$

где, L - глубина скважины в м;

z - глубина, на которой определяется давление, в м;

H - уровень жидкости (нефти) в колонне в м;

ρ_p и ρ_n - плотности соответственно бурового раствора и нефти в т/м^3 ;

p - расчетное давление, бар.

Давление у забоя скважины (при $z = L$) и на уровне H (при $z = H$), соответствующее формулам (1.16), определяют по формулам:

$$p_L = \frac{1}{10,2}(\rho_p L - (L - H)\rho_n) \quad p_H = \frac{1}{10,2}\rho_p H \quad (1.17)$$

Расчетное давление в зацементированной зоне обсадной колонны определяют по следующей формуле:

$$p_{расч} = (p_1 - kp_c) - (p_2 - p_c) = (p_1 - p_2) + (1 - k)p_c \quad (1.18)$$

где, p_1 и p_2 - наружное и внутреннее давления к концу заливки скважины;

p_c - снижение внутреннего давления в период эксплуатации; k - числовой коэффициент, определяемый по формуле:

$$k = \frac{2}{[(1 + m_1) - \omega(1 + m_2)] + [(1 - m_1) - \omega(1 + m_2)]\lambda^2} \quad (1.19)$$

где, m_1 , и m_2 - коэффициенты Пуассона материалов трубы и цементной оболочки, равные $m_1 = 0,33$ и $m_2 = 0,4$

$$\omega = E_1 / E_2$$

где, E_1 и E_2 - модули упругости материалов трубы и цементной оболочки;
 λ - отношение наружного диаметра колонны к внутреннему.

Для пользования формулой (1.19) необходимо определить p_1 , p_2 , p_3 (в бар) следующим образом:

$$p_1 = \frac{1}{10,2} [h\rho_p + (z-h)\rho_u] \quad p_1 = \frac{1}{10,2} [h\rho_p + (z-h)\rho_u + (L-z)(\rho_u - \rho_0)] \quad (1.20)$$

где, h - расстояние от устья скважины до верхней границы зацементированной зоны

ρ_u , ρ_0 - плотности цементного раствора и жидкости в колонне

Подставив формулу (1.20) в уравнение (1.18), получим

$$p_{расч} = \frac{1}{10,2} [(L-z)(\rho_u - \rho_0) + (1-k)p_c] \text{ бар.} \quad (1.21)$$

Формулой (1.21) можно пользоваться до тех пор, пока

$$p_1 - kp_c \geq z\rho_B / 10,2 \quad (1.22)$$

Для полного осушения скважины, когда $p_c = p_z$

Формула принимает вид

$$p_{расч} = \frac{1}{10,2} [(\rho_u - k\rho_0)z - (1-k)(\rho_u - \rho_0)h - k(\rho_u - \rho_0)L] \text{ бар.} \quad (1.23)$$

Глубина z_0 , на которой давление $p_x - kp_c$ достигает величины гидростатического, определяемая из уравнения (1.22), равна

$$z_0 = (1-k)(\rho_u - \rho_p)h + k(\rho_u - \rho_0)L / (\rho_u - k\rho_0 - \rho_B) \quad (1.24)$$

Таким образом, при полном осушении скважины и для $z > z_0$ (где z_0 определено по формуле (1.24), расчетное давление подсчитывается по уравнению (1.23), а для $z < z_0$ - по гидростатическому закону, т.е. по формуле

$$p_{расч} = \frac{1}{10,2} z\rho_B, \text{ бар.} \quad (1.25)$$

где, ρ_B - плотность воды.

Когда в колонне остается столб жидкости плотностью ρ_n на глубине H от устья скважины, расчетное давление равно

$$p_{расч} = \frac{1}{10,2} [\rho_u - k(\rho_0 - \rho_n) - \rho_n]z - (1-k)(\rho_u - \rho_p)h - k(\rho_u - \rho_p)L + (1-k)\rho_n H, \text{ бар.} \quad (1.26)$$

Если $z < H$, определяют $P_{расч}$ так же, как и для полного осушения скважины, и при этом следует пользоваться формулой (1.23), заменив в ней L на H .

Когда $H > h$, в зацементированной зоне различают два участка, первый - от забоя до уровня жидкости (здесь P определяют по формуле (1.26)) и второй - от уровня жидкости до уровня цемента ($P_{расч}$ подсчитывают по уравнению (1.23)). При $H < h$ давление во всей зацементированной зоне определяют по формуле (1.26).

Формула (1.26) так же, как и (1.23), справедлива, если наружные давления не меньше гидростатических. Значение z (обозначенное через z_0), при котором в этом случае наружное давление равно гидростатическому, определяют по формуле:

$$z_0 = \frac{(1-k)(\rho_{\text{ц}} - \rho_p)h + k(\rho_{\text{ц}} - \rho_0)L - k\rho_n H}{\rho_{\text{ц}} - k(\rho_0 - \rho_n) - \rho_B} \quad (1.27)$$

Таким образом, для $z > H$ и при $z > z_0$, где z_0 определено по формуле (1.27), $P_{расч}$ определяют по уравнению (1.26), а при $z < z_0$ по формуле:

$$P_{расч} = \frac{1}{10,2} [z\rho_{\text{ц}} - (z - H)\rho_n], \text{ бар.} \quad (1.28)$$

Для $z < H$ и при $z > z_0$, где z_0 определено по уравнению (1.24), $P_{расч}$ определяют по формуле (1.23), а $z < z_0$ - по уравнению (1.25).

По взаимному расположению уровней жидкости в колонне и цемента за ней, а также по характеру изменения наружного давления вдоль зацементированной зоны все возможные случаи делятся на три группы, а группы - на варианты.

Первая группа ($h > H$) подразделяется на два варианта.

1. Наружное давление по всей зацементированной зоне выше гидростатического. По формуле (1.27) находят z_0 , которое оказывается меньше h , $P_{расч}$ по всей зацементированной зоне определяем по уравнению (1.26). Для данного варианта:

$$\begin{aligned} p_L &= \frac{1}{10,2} [(\rho_{\text{ц}} - \rho_n)L - (\rho_{\text{ц}} - \rho_p)h + H\rho_n](1-k) \\ p_h &= \frac{1}{10,2} [(1-k)H\rho_n - k(\rho_{\text{ц}} - \rho_p)(L-h) + (1-k)(\rho_{\text{ц}} - \rho_n)h] \\ p'_h &= \frac{1}{10,2} [h\rho_p - (h-H)\rho_n] \\ p_H &= \frac{1}{10,2} \rho_p H \end{aligned} \quad (1.29)$$

где, p_L - давление на забое скважины;

p_H - давление на глубине H ;

p'_h - давление на глубине h ;

P'_h – второе расчетное давление на глубине h , соответствующее наружному давлению столба глинистого раствора; здесь P_{z_0} и P_h определяются по формуле (1.26).

2. Наружное давление в сечении z_0 достигает величины гидростатического. По формуле (1.27) находят z_0 , которое оказывается больше h , $P_{расч}$ в интервале от забоя до z_0 определяют по уравнению (1.26), а выше и до h - по формуле (1.28). Для этого варианта:

$$\begin{aligned} p_L &= \frac{1}{10,2} [(\rho_u - \rho_n)L - (\rho_u - \rho_p)h + H\rho_n](1-k) \\ p_h &= \frac{1}{10,2} [\rho_B z_0 - (z_0 - H)\rho_n] \\ p'_h &= \frac{1}{10,2} [h\rho_p - (h - H)\rho_n] \\ p_H &= \frac{1}{10,2} \rho_p H \end{aligned} \quad (1.30)$$

Вторая группа ($h < H$) подразделяется на три варианта.

1. Наружное давление во всей зацементированной зоне выше гидростатического. По уравнению (1.27) находят z_0 , которое оказывается меньше H . Второй раз z_0 подсчитываем по формуле (1.23), и оно оказывается меньше h , $P_{расч}$ от забоя до H определяется по уравнению (1.26), а выше и до h - по формуле (1.23). Для данного варианта:

$$\begin{aligned} p_L &= \frac{1}{10,2} [(\rho_u - \rho_n)L - (\rho_u - \rho_p)h + H\rho_n](1-k) \\ p_H &= \frac{1}{10,2} [(\rho_u - k\rho_0)H - (1-k)(\rho_u - \rho_p)h - k(\rho_u - \rho_0)L] \\ p_h &= \frac{1}{10,2} [(1-k)\rho_p + k(\rho_u - \rho_0)h - k(\rho_u - \rho_0)L] \\ p'_h &= \frac{1}{10,2} \rho_p h \end{aligned} \quad (1.31)$$

2. Наружное давление в некотором сечении зацементированной зоны, находящемся выше уровня жидкости в колонне, достигает величины гидростатического. По уравнению (1.27) вычисляем z_0 , оказывающееся меньше H . Далее по формуле (1.24) вторично находим z_0 , которое оказывается больше H . $P_{расч}$ от забоя до H определяем по уравнению (1.26), от H до z_0 - по формуле (1.23) (при этом L заменяем на H), а выше и до h - по уравнению (1.25). Для данного варианта:

$$p_H = \frac{1}{10,2} [(\rho_u - \rho_n)L - (\rho_u - \rho_p)h - H\rho_p](1-k)$$

$$p_h = \frac{1}{10,2} [(\rho_u - k\rho_0)H - (1-k)(\rho_u - \rho_p)h - k(\rho_u - \rho_0)L] \quad (1.32)$$

$$p_{z_0} = \frac{1}{10,2} \rho_u z_0 \quad p_h = \frac{1}{10,2} \rho_u h \quad p'_h = \frac{1}{10,2} \rho_p h$$

3. Наружное давление в некотором сечении зацементированной зоны, находящемся ниже уровня жидкости в колонне, достигает величины гидростатического.

По формуле (1.27) определяем z_0 , при этом оказывается, что $z_0 > H$. $P_{расч}$ от забоя до z_0 находим по уравнению (1.26), от z_0 до h - по уравнению (1.25). Для этого варианта:

$$p_L = \frac{1}{10,2} [(\rho_u - \rho_n)L - (\rho_u - \rho_p)h - H\rho_n](1-k)$$

$$p_{z_0} = \frac{1}{10,2} [\rho_s z_0 - \rho_n(z_0 - H)] \quad (1.33)$$

$$p_H = \frac{1}{10,2} \rho_s H \quad p_h = \frac{1}{10,2} \rho_s h \quad p'_h = \frac{1}{10,2} \rho_p h$$

Третья группа ($H = L$) подразделяется на два варианта.

1. Наружное давление во всей зацементированной зоне выше гидростатического. По уравнению (1.24) определяем z_0 , которое оказывается меньше h , $P_{расч}$ по всей зацементированной зоне находят по формуле (1.23). Для данного варианта:

$$p_L = \frac{1}{10,2} [\rho_p h + \rho_u(L - H)](1-k)$$

$$p_h = \frac{1}{10,2} [(1-k)\rho_p h + k(\rho_u - \rho_0)(L - h)] \quad (1.34)$$

$$p'_h = \frac{1}{10,2} \rho_p h$$

2. Наружное давление в некотором сечении зацементированной зоны достигает величины гидростатического. По формуле (1.24) определяем z_0 , оказывающееся больше h , $P_{расч}$ от забоя до z_0 вычисляется по уравнению (1.23), а выше и до h - по формуле (1.25). Для данного варианта:

$$p_L = \frac{1}{10,2} [\rho_p h + \rho_u(L - h)](1-k) \quad (1.35)$$

$$p_{z_0} = \frac{1}{10,2} \rho_s z_0 \quad p_h = \frac{1}{10,2} \rho_s h \quad p'_h = \frac{1}{10,2} \rho_p h$$

Пользуясь формулами (1.29) - (1.35), можно вычислить $P_{расч}$ для любых условий. Сначала по заданным значениям h и H надо определить группу, к которой относится рассматриваемый пример. Затем по z_0 узнают номер варианта, а следовательно, и соответствующие расчетные формулы. Определив p_L , p_{z0} , p_h и т.д., можно построить эпюру расчетных давлений по всему стволу скважины.

Расчеты на давление следует производить по формуле Г.М. Саркисова, определяющей критическое давление для трубы, т.е. давление, при котором наибольшее напряжение доходит до предела текучести металла труб:

$$p_{кр} = 11k_{\min} \left\{ \sigma_p + Ek_0^2 \rho \left(1 + \frac{3e}{2\rho^3 R_{\min}} \right) - \sqrt{\left[\sigma_p + E^2 k_0 \rho \left(1 + \frac{3e}{2\rho^3 R_{\min}} \right)^2 - E^2 k_0 \rho \sigma_p} \right] \right\}, \text{ бар} \quad (1.36)$$

e - овальность, рекомендуется принимать 0,014 для труб диаметром 168 мм и 0,0175 для труб диаметром 146 мм.

Обозначения приняты те же, что и в формуле Саркисова Г.М., учитывающей совместное влияние овальности и разностенности труб:

$$p_{см} = 11k_{\min} \left\{ \sigma_p + Ek_0^2 q \left(1 + \frac{3e}{4q^3 k_{\min}} \right) - \sqrt{\left[\sigma_p + Ek_0^2 q \left(1 + \frac{3e}{4q^3 k_{\min}} \right) \right]^2 - 4Ek_0^2 q \sigma_p} \right\}, \text{ бар}$$

$$k_{\min} = \frac{\delta_{\min}}{D}, \quad k_0 = \frac{\delta_0}{D}, \quad q = \frac{\delta_q}{\delta_{\min}}$$

где, D – наружный диаметр трубы в см;

$\delta_{\min}$ – минимальная толщина стенки трубы в см; ее определяют как разность между номинальной толщиной δ стенки и минусовым допуском ω на толщину стенки: $\delta_{\min} = \delta - \omega$, при $\omega = 12,5 \% \delta_{\min} = 0,875 \delta$;

δ_0 – условная расчетная средняя толщина стенок разностенной трубы при утвержденных стандартом допусках на трубы $\delta_0 = 0,925 \delta$;

E – модуль упругости, равный $2,06 \cdot 10^5$ МН / м²;

σ_p – предел пропорциональности (принимается равным пределу текучести) металла трубы в МН / м²;

e - овальность трубы, выражаемая отношением $\frac{u}{D}$, где

u – абсолютное значение номинальной овальности, определяемое как разность между наибольшим и наименьшим диаметрами трубы.

Для труб диаметром от 114 до 146 мм $e = 0,025$; для больших труб $e = 0,025$

Запас прочности $k_{кр}$ на смятие наружным давлением по отношению к критическому давлению, определенному по формуле (1.26), рекомендуется

принимать для секций в зоне фильтра равным 1,15 - 1,4 (нижний предел при устойчивых породах). Для всех остальных секций $k_{кр} = 1$.

Контрольные вопросы:

1. Как рассчитывается величина расчетных (избыточных) наружных давлений, когда они определяются давлением столба бурового раствора?
2. Как рассчитывается давление у забоя скважины?
3. Как рассчитывается давление в зацементированной зоне обсадной колонны?
4. Как определяется давление на забое для 1 группы ($h > H$), если давление по все зацементированной зоне выше гидростатического для случаев: $h > H$, $h < H$, $h = H$.
5. Как определяется критическое давление для трубы по методу Саркисова Г.М.

Практическое занятие №3

Метод Саркисова

Скомпоновать 168-мм эксплуатационную колонну, рассчитанную нами по второму варианту в примерах 1 и 2 настоящей главы, пользуясь методикой, предложенной Г.М. Саркисовым.

Принимая обозначения в соответствии с формулами (1.16) - (1.35), для рассматриваемых условий имеем $L = 3500$ м, $H = 2000$ м, $h = 2200$ м, $\rho_p = 1,4$ т/м³, $\rho = 0,85$ т/м³, $\rho_{ц} = 1,89$ т/м³.

1. Так как $h > H$, пример относится к первой группе. Для уточнения номера варианта определяем значение z_0 по формуле (1.27), приняв предварительно значение $k = 0,25$ и $\rho_0 = 1,0$ т/м³:

$$z_0 = \frac{(1-0,25)(1,89-1,4)2200 + 0,25(1,89-1,0)3500 + 0,25 \cdot 0,85 \cdot 2000}{1,89 - 0,25(1,0 - 0,85) - 1,0} = 2490 \text{ м}$$

2. Внешнее давление в сечении z_0 подсчитываем по уравнению (1.28)

$$p_{z_0} = \frac{1}{10,2} [3000 \cdot 1,0 - (3000 - 2000) \cdot 0,85] = 211 \text{ бар}$$

или, что все равно, по формуле (1.30):

3. Принимая $k_{кр} = 1,15$, подсчитываем сминающее давление у забоя:

$$p_{см} = k_{кр} P_L = 1,15 \cdot 314 = 363 \text{ бар}$$

Это давление могут воспринять 168-мм обсадные трубы из стали Е с толщиной стенки $\delta = 11$ мм, для которых $p_{кр} = 425$ бар.

4. Для подсчета длины первой секции колонны определяем возможное местоположение труб второй секции из стали Е х 10 мм, для которых

$$p_{кр} = 356 \text{ бар.}$$

Принимая $k_{кр} = 1,15$, находим возможную предельную глубину спуска труб:

$$h_{10} = \frac{10,2 p_{кр}}{k_{кр}} = \frac{10,2 \cdot 356}{1,15} = 3180 \text{ м}$$

Длина первой секции равна: $l_1 = 3500 - 3180 = 320 \text{ м.}$

5. Третью секцию труб принимаем из стали Е х 9 мм, для которых $p_{кр} = 289 \text{ бар.}$ Принимая $k_{кр} = 1,15$, находим возможную предельную глубину спуска труб:

$$h_9 = \frac{10,2 \cdot 289}{1,15} = 2560 \text{ м}$$

Длина труб второй секции может быть равна:

$$l_2 = 3180 - 2560 = 620 \text{ м.}$$

6. Четвертую секцию колонны принимаем из труб Е х 8 мм, для которых $p_{кр} = 225 \text{ бар.}$ Учитывая $k_{кр} = 1,15$, определяем возможную глубину спуска труб:

$$h_8 = \frac{10,2 \cdot 225}{1,15} = 1990 \text{ м}$$

Однако вследствие того что $k_{кр} = 1,15$ лишь в зоне перфорации (1300 м), а выше неё $k_{кр} = 1$, пересчитаем возможную глубину спуска труб Е х 8 мм:

$$h_8 = 2290 \text{ м}$$

Длина третьей секции труб равна: $l_3 = 1300 - (320 + 620) = 360 \text{ м.}$

7. Пятую секцию колонны принимаем из труб Е х 7 мм, для которых $p_{кр} = 157 \text{ бар.}$ Учитывая $k_{кр} = 1,0$, определяем возможную глубину спуска труб

$$h_7 = \frac{10,2 \cdot 157}{1,0} = 1600 \text{ м}$$

Длина четвертой секции труб равна $l_4 = 2200 - 1600 = 600 \text{ м.}$

8. Проверяем, выдержит ли колонну самая верхняя труба (у устья скважины), для чего предварительно подсчитываем силу тяжести колонны, состоящей из труб марки Е (см табл 1.7).

Таблица 1.7 - Сила тяжести колонны в интервалах

Интервал, м	Толщина стенки, мм	Длина секции, м	Сила тяжести, кН
3500-3180	11	320	$43,5 \cdot 9,81 = 119$
3180-2560	10	620	$39,9 \cdot 9,81 = 242$
2560-2200	9	360	$36,2 \cdot 9,81 = 128$
2200-1600	8	600	$32,5 \cdot 9,81 = 191$
1600-0	7	1600	$28,7 \cdot 9,81 = 450$

Общий вес $Q = 1130$ кН.

9. Учитывая запас прочности на страгивание $k_p = 1,3$, находим нагрузку, которую должна выдержать самая верхняя труба (у устья) колонны:

$$Q' = 1,3 \cdot 1130 = 1470 \text{ кН.}$$

Трубы из стали Е х 7 мм такую нагрузку выдержать не могут (у них $P_{стр} = 1130$ кН). Поэтому у устья скважины следует поставить более прочные трубы.

10. Определяем, сколько метров труб Ех7мм можно оставить в колонне:

$$L'_8 = \frac{\frac{1130000}{1,3} - (119000 + 242000 + 128000 + 191000)}{28,7 \cdot 9,81} = 678 \text{ м}$$

Принимаем длину пятой секции колонны из труб Е х 7мм равной $L_5 = 678$ м.

11. Определяем возможную длину шестой секции колонны из труб Е х 8 мм:

$$L'_8 = \frac{\frac{1140000 \cdot 9,81}{1,3} - (119000 + 242000 + 128000 + 191000 + 190000)}{32,5 \cdot 9,81} = 590 \text{ м}$$

Принимаем длину шестой секции колонны из труб Е х 8 мм равной $l_6 = 590$ м.

12. Оставшаяся длина седьмой секции колонны из труб Е х 9 мм, для которой $p_{стр} = 162 \cdot 9,81 = 1588$ кН, равна:

$$3500 - (320 + 620 + 360 + 600 + 678 + 590) = 332 \text{ м.}$$

Таким образом, конструкция равнопрочной 168-мм эксплуатационной колонны из труб марки Е представляется в следующем виде (см табл. 1.8).

Таблица 1.8 - Конструкция равнопрочной 168-мм эксплуатационной колонны из труб марки Е

Интервал, м	Толщина стенки, мм	Длина секции, м	Сила тяжести, кН
3500-3180	11	320	$43,5 \cdot 9,81 = 119$
3180-2560	10	620	$39,9 \cdot 9,81 = 242$
2560-2200	9	360	$36,2 \cdot 9,81 = 128$
2200-1600	8	600	$32,5 \cdot 9,81 = 191$
1600-922	7	678	$28,7 \cdot 9,81 = 190$
922-332	8	590	$32,5 \cdot 9,81 = 188$
332-0	9	332	$36,2 \cdot 9,81 = 118$

Общий вес колонны $Q = 1176$ кН.

$$k_p = \frac{1588}{1176} = 1,35$$

Проверим запас прочности у верхней трубы. Из сравнения результатов нетрудно видеть, что при расчете колонны по новой методике Г.М. Саркисова она оказалась на 59 кН (на 4,7%) легче.

1.3.8 Проектирование конструкции скважины

Типы профилей наклонно направленных скважин и рекомендации по их применению

Профиль типа А (тангенциальный) представлен на рисунке 1.34 и состоит из 3 участков: вертикального 1, участка набора угла наклона ствола 2 и прямолинейного наклонного участка 3. Профиль этого типа рекомендуется применять при бурении неглубоких скважин на однопластовые месторождения, если предполагается большое смещение забоя. Он позволяет ограничить до минимума время работы с отклонителем, получить наибольшее отклонение от вертикали при наименьшем угле наклона ствола, эксплуатировать скважины без затруднений

Профиль типа В (см. рис. 1.34.) отличается от профиля типа А

тем, что вместо прямолинейного наклонного участка имеется участок естественного снижения угла наклона 3. Профиль этого типа рекомендуется применять в районах, где естественное снижение угла наклона невелико, и для больших глубин скважин, когда стабилизация угла наклона затруднена. Он требует набора значительно большего угла наклона ствола, длина второго участка (набора кривизны) будет больше, а значит, увеличится время работы с отклонителем.

Профиль типа В-*S*-образный (см. рис. 1.34.) состоит из пяти участков: вертикального 1, участка набора угла наклона ствола 2, прямолинейного

наклонного участка 3, участка снижения угла наклона 4 и вертикального 5. Его рекомендуется применять при проходке глубоких скважин, требующих пересечения стволом нескольких продуктивных горизонтов. Это наиболее сложный профиль.

Профиль типа Г (см. рис. 1.34.) отличается от профиля типа В тем, что в нем участки 3 и 4 заменены участком самопроизвольного падения угла наклона 3. Рекомендуется применять при бурении глубоких скважин, в которых возможны отклонения в нижней части ствола скважины.

Профиль типа Д - J-образный (см. рис. 1.34.) состоит из вертикального участка и участка набора угла наклона ствола 2. Профиль характеризуется большой длиной второго участка. Рекомендуется его применять, если необходимо выдержать заданные углы входа в пласт и вскрыть наибольшую толщину пласта.

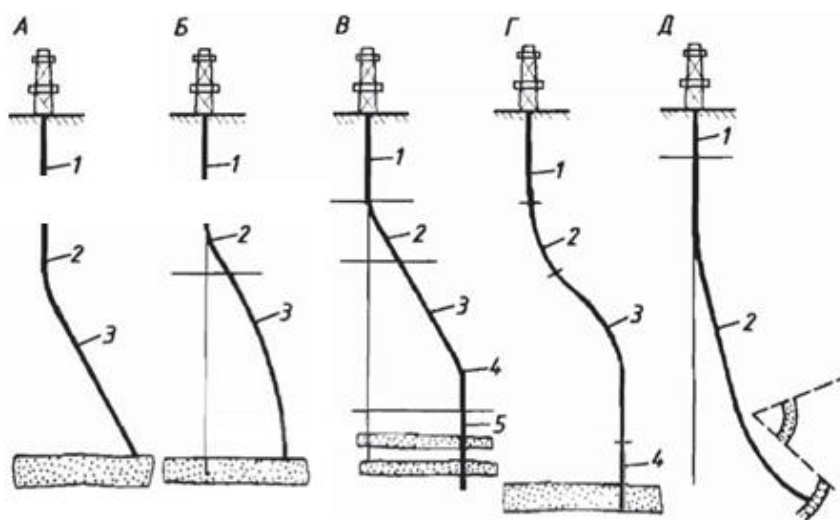


Рисунок 1.34 - Типы профилей наклонно направленных скважин

Выбор, расчёт и построение профилей обычного типа

Для расчета любого профиля необходимо иметь следующие данные: глубину скважины по вертикали, отклонение забоя скважины от вертикали, длину первого вертикального участка, азимут наклонного ствола.

Расчет профиля сводится к определению максимального угла наклона ствола, вертикальных и горизонтальных проекций профиля (рис. 1.35, А-Д).

Длина первого вертикального участка должна быть не менее 40-50 м, окончание его следует по возможности приурочить к пластам средней крепости, где за один рейс долота можно набрать угол наклона 5 - 6°. С целью экономии затрат времени на ориентированный спуск инструмента длина первого вертикального участка для профилей типа А - Г должна быть минимальной, а для профиля типа Д - максимальной.

Если начало искривления ствола можно приурочить к породам, слагающим разрез скважины сразу после башмака кондуктора, то это начало необходимо предусмотреть через интервал, равный величине проходки на

долото после спуска кондуктора (чтобы не повредить башмак кондуктора при работе с отклонителем).

Величину расчетного радиуса искривления необходимо сравнить с величиной минимально возможного радиуса искривления.

Выбранный радиус искривления необходимо принимать на 5 - 10% больше его теоретической величины, так как фактический интервал работы с отклонителем увеличивается из-за неточности установки отклонителя при зарезке наклонного участка ствола и при последующих рейсах долота. Угол наклона ствола на прямолинейном наклонном участке всегда должен быть более $10 - 12^\circ$.

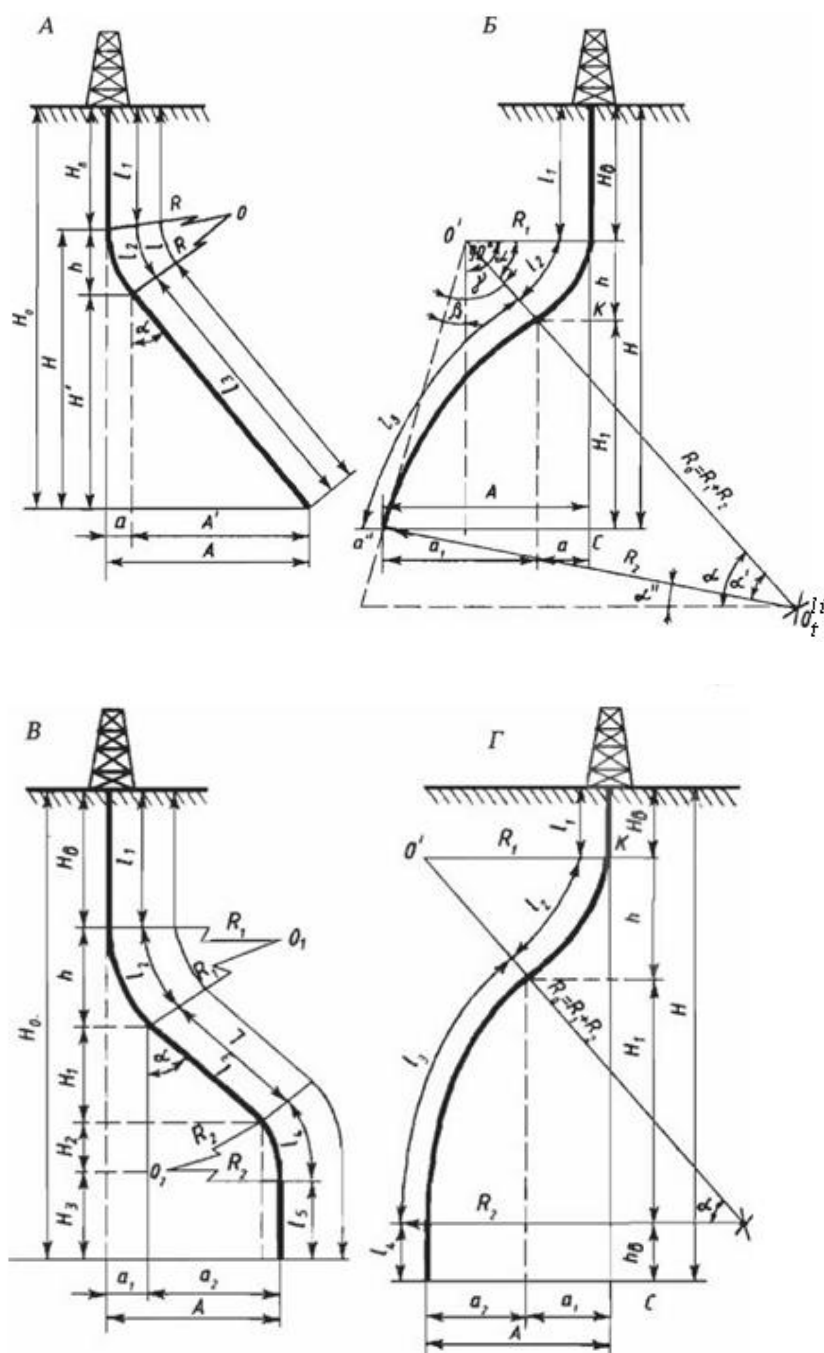


Рисунок 1.35 а - Расчетные схемы профилей А, Б, В, Г

В профилях типа *В* минимальная длина второго вертикального участка (пятого по порядку) должна быть равной расстоянию между кровлей верхнего и подошвой нижнего продуктивных горизонтов (если стволом предполагается вскрыть несколько пластов). Длину этого участка следует увеличить примерно на 5 - 10% от минимальной, учитывая, что над ним находится участок, где работы будут проводиться с отклонителем и возможны ошибки, как по азимуту, так и по углу наклона ствола.

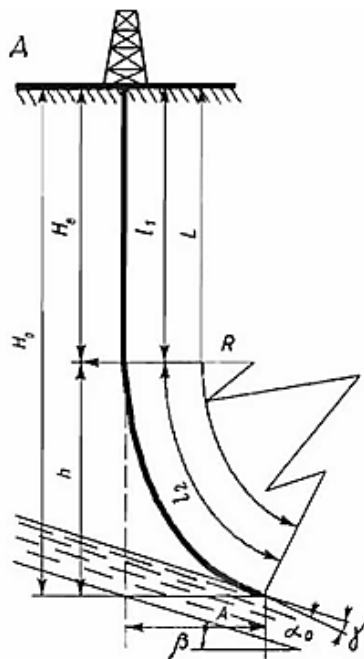


Рисунок 1.35 б - профиль Д

По окончании расчета профиля на миллиметровой бумаге строят горизонтальную и вертикальную проекции в масштабах: горизонтальную проекцию - 1:200, 1:400 или 1:500; вертикальную проекцию - 1:1000 или 1:2000.

Порядок проектирования профиля:

детально изучают данные по ранее пробуренным скважинам, устанавливают закономерности искривления стволов, изменение азимута, влияние различных факторов на изменение угла и азимута искривления;

с помощью структурной карты, на которой нанесено положение устья и забоя проектируемой скважины, определяют исходные данные для расчета профиля: вертикальную и горизонтальную проекции ствола и азимут искривления;

в соответствии с условиями проходки выбирают тип профиля;

устанавливают длину вертикальных участков (одного - для профилей типа *А, Б, Г, Д* и двух - для профиля типа *В*);

выбирают компоновку низа бурильной колонны и определяют интенсивность изменения угла искривления (или наоборот);

по величине интенсивности изменения угла искривления определяют радиусы и сравнивают их с минимально допустимыми; темп снижения угла искривления принимают по данным практики;

определяют максимальный угол наклона ствола скважины и проекции всех участков ствола на горизонтальную и вертикальную плоскости. Если угол искривления ствола задан, то определяют значение радиуса искривления и интенсивность угла искривления;

на основании расчетных данных строят проектный профиль ствола скважины.

Горизонтальную проекцию строят следующим образом: выбирают точку, которая будет являться устьем скважины, через нее в направлении заданного азимута проводят прямую линию и от выбранной точки на ней откладывают в соответствующем масштабе отрезок, равный длине смещения забоя от вертикали. Из конца этого отрезка радиусом того же масштаба проводят окружность, ограничивающую допуск на отклонение забоя от заданного положения. Нормы допустимых отклонений забоев скважин от проекта приведены в таблице 1.9.

Таблица 1.9 - Нормы допустимых отклонений забоев скважин

Геологическая область	Тип скважин		Эксплуатационные скважины глубиной L, м							
	Поисковые	Разведочные	До 2000		2000-2500		2500-3000		>3000	
			Минимальные расстояние между скважинами s, м							
			>200	≤ 200	>200	≤ 200	>200	≤ 200	>200	≤ 200
Платформенная	10% s, ≤ 5% L	10% s, ≤ 5% L	10% s	10% s	12% s	12% s	15% s	15% s	20% s	20% s
Складчатая	5% L	10% s ≥ 20 м	10% s	15% s ≥ 20 м	12% s	20% s ≥ 30 м	15% s	25% s ≥ 40 м	20% s	30% s ≥ 50 м

Из точки, принятой за устье скважины, проводим две линии, касательные к окружности.

Вертикальную проекцию строят на том же листе миллиметровой бумаги. Проводят оси координат. На вертикальной оси от начала координат вниз в масштабе откладывают отрезок, равный глубине наклонной скважины, но вертикали. На этом отрезке наносят конечные точки отдельных участков профиля, а затем точки соединяют на прямолинейных участках - по прямой, на участках искривления по дуге радиусом, определяемым расчетом.

Формула (1.26) так же, как и (1.23), справедлива, если наружные давления не меньше гидростатических. Значение z (обозначенное через z_0), при котором в этом случае наружное давление равно гидростатическому, определяют по формуле

$$z_0 = \frac{(1-k)(\rho_u - \rho_p)h + k(\rho_u - \rho_0)L - k\rho_n H}{\rho_u - k(\rho_0 - \rho_n) - \rho_B}$$

Таким образом, для $z > H$ и при $z > z_0$, где z_0 определено по формуле (1.27), $P_{расч}$ определяют по уравнению (1.26), а при $z < z_0$ по формуле

$$P_{расч} = \frac{1}{10,2} [z\rho_u - (z-H)\rho_n], \text{ бар}$$

Для $z < H$ и при $z > z_0$, где z_0 определено по уравнению (1.24), P определяют по формуле (1.23), а $z < z_0$ - по уравнению (1.25).

Контрольные вопросы:

1. Опишите профиль типа А (тангенциальный) и рекомендацию по его применению
2. Опишите профиль типа Б и рекомендацию по его применению
3. Опишите профиль типа В-S образный и рекомендацию по его применению
4. Опишите профиль типа Г и рекомендацию по его применению
5. Опишите профиль типа Д - j-образный и рекомендацию по его применению
6. Какие данные необходимы для расчета профиля любого типа
7. Какие требования соблюдаются к длине первого участка
8. Каким следует выбирать радиус искривления
9. Какие требования соблюдаются к длине второго участка
10. Каков порядок проектирования профиля?

Практическое занятие №4

Проектирование конструкции скважины

Выбрать, рассчитать и построить профиль наклонно-направленной разведочной скважины при следующих условиях: скважина должна вскрыть один продуктивный горизонт, естественное искривление ствола незначительное. Конструкция скважины в таблице 1.10.

Решение. В связи с тем, что скважина предназначена для вскрытия одного продуктивного пласта и углы падения пластов небольшие, принимаем профиль типа А (см. рис. 1.35, а).

Определяем исходные данные для расчета. Азимут искривления ствола и длину проекции ствола на горизонтальную плоскость определяем на структурной карте месторождения (рис. 1.36). Азимут может быть измерен при помощи транспортира непосредственно на карте.

Примечание. L – проектная глубина скважины.

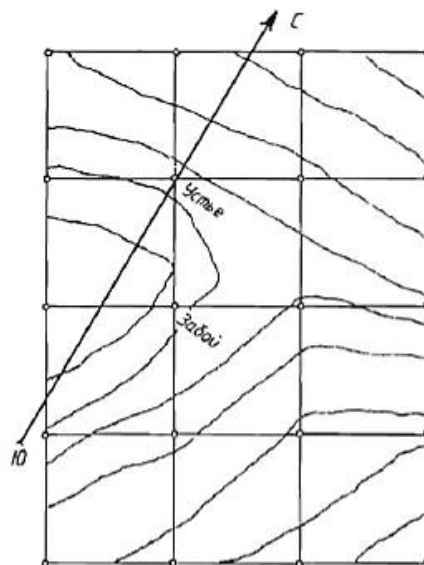


Рисунок 1.36 - Выкопировка из структурной карты

При этом необходимо учесть поправку на направление, равную алгебраической сумме угла сближения меридианов и склонения магнитной стрелки. В данном случае $\phi = 150^\circ$. Длина проекции ствола на горизонтальную плоскость равна расстоянию между положением устья и забоя скважины, измеренному в масштабе карты, и в нашем случае $A = 500$ м.

Таблица 1.10 - Исходная информация о проектируемых колоннах (пример 1.7)

Тип колонны	Диаметр колонны, мм	Глубина спуска, м
Направление	324	5
Кондуктор	245	250
Эксплуатационная колонна	146	1800

Длину первого вертикального участка выбирают, исходя из геологического разреза месторождения; окончание желательно приурочивать к пластам средней крепости. Практически H_1 принимается равной глубине спуска кондуктора плюс величина проходки на долото в этом интервале, чтобы не повредить башмак кондуктора при работе с отклонителем. В нашем случае $H_1 = 250 + 50 = 300$ м.

Общая глубина скважины по вертикали определяется как сумма альтитуды устья скважины, отметки кровли продуктивного горизонта в точке его вскрытия, мощности пласта и глубины зумпфа (по вертикали), в нашем случае $H_0 = 1700$ м.

Определяем радиус искривления ствола скважины. Для набора кривизны принимают следующую компоновку: долото диаметром 190,5 мм, турбобур Т12МЗ-170, кривой переводник с углом изгиба 2° и УБТ диаметром

146 мм. Такая компоновка обеспечивает интенсивность набора угла искривления $1^{\circ}20'$ на 10 м проходки.

Тогда:

$$R = \frac{57,3}{\Delta\alpha_{10}} \cdot 10$$

где $\Delta\alpha_{10}$ - интенсивность набора кривизны на 10 м проходки.

$$R = (57,3/1,33) 10 = 430 \text{ м.}$$

Ввиду увеличения фактического интервала работы с отклонителем из-за неточности его установки рассчитанный радиус искривления принимается на 5 -10 % больше теоретической величины, т. е. $R = 480$ м. Этот радиус должен быть больше минимального.

Минимально возможный радиус искривления ствола, в который можно пропустить турбобур, при диаметре ствола, равном диаметру долота, рассчитывают по формуле

$$R_{\min} = \frac{167l_T^2}{D_{\text{дол}} - d_T - k + f}$$

где l_T - длина турбобура с долотом, м; $D_{\text{АОА}}$ - диаметр долота, мм; d_T - диаметр турбобура, мм; k - минимальный зазор между корпусом турбобура и стенкой скважины, мм ($k = 5 - 8$ мм); f - стрела прогиба турбобура, мм.

$$f = 0,13 \cdot 10^7 q_T l_T^2 / l_T E$$

где q_T - масса 1 см турбобура, кг; l_T - момент его инерции, см^4 ; E - модуль Юнга, Н/см^2

$$l_T = 0,049d_T^4 = 0,049 \cdot 17^4 = 4092,5 \text{ см}^4$$

$$R_{\min} = \frac{167 \cdot 8,75^2}{190,5 - 170 - 6 + 14,2} = 445,5 \text{ м}$$

Таким образом, $R > R_{\min}$ [$480 > 445,5$].

Фактическая интенсивность набора кривизны

$$\Delta\alpha_{10} = \frac{57,3 \cdot 10}{480} = 1,19^{\circ}$$

Находим максимальный угол наклона ствола

$$\cos \alpha = \frac{R(R-A) + H\sqrt{H^2 + A^2 - 2AR}}{(R-A)^2 + H^2}$$

$$\cos \alpha = \frac{480(480 - 500) + 1400\sqrt{1400^2 + 500^2} - 2 \cdot 480 \cdot 500}{(480 - 500)^2 + 1400^2} = 0,934$$

где, R - радиус искривления участка набора кривизны, м; A - смещение забоя от вертикали, м; H - проекции второго и третьего участков ствола на вертикаль, м; $\alpha = 21^\circ$. Определяем проекцию участка набора кривизны на горизонтальную плоскость:

$$\alpha = R(1 - \cos \alpha) = 480(1 - 0,934) = 31,7 \text{ м}$$

на вертикальную плоскость:

$$h = R \sin \alpha = 480 \cdot 0,358 = 172 \text{ м}$$

Определяем проекцию прямолинейного наклонного участка на вертикальную плоскость:

$$H' = H_0 - (H_B + h) = 1700 - (300 + 172) = 1228 \text{ м}$$

Рассчитываем длину участка набора кривизны:

$$l_2 = 0,0174 R \alpha = 0,01745 \cdot 480 \cdot 21 = 176 \text{ м}$$

Находим длину прямолинейного наклонного участка:

$$l_3 = H' / \cos \alpha = 1228 / 0,934 = 1315 \text{ м}$$

Определяем горизонтальную проекцию прямолинейного наклонного участка:

$$A' = H' \operatorname{tg} \alpha = 1228 \cdot 0,384 = 470 \text{ м.}$$

Суммарная фактическая длина отклонения составит:

$$L_\phi = a + l' = 31,7 + 470 = 501,7 \text{ м.}$$

Находим погрешность в определении угла наклона:

$$\Delta \alpha = \operatorname{arctg} \frac{(A - A_\phi)}{l_3} \cos \alpha = \operatorname{arctg} \frac{1,7 \cdot 0,934}{1315} = 0^{\circ} 5'$$

Погрешность находится в пределах точности измерений инклинометрами; значит, расчет сделан правильно.

Определяем длину ствола по профилю:

$$L = l_1 + l_2 + l_3 = 300 + 176 + 1315 = 1791 \text{ м}$$

По данным расчета строим в масштабе профиль ствола скважины (рис 1.37, а, б).

Горизонтальную проекцию профиля строят так: на листе миллиметровой бумаги выбирают точку O , которую принимают за устье наклонной скважины (верхняя кромка миллиметрового листа соответствует северной стороне). При помощи транспортира через эту точку в направлении проектного азимута (150°) проводят прямую линию и от выбранной точки O на ней откладывают отрезок AE , равный длине отклонения забоя от вертикали в принятом масштабе ($1: 200$, $1: 400$ или $1: 500$), т. е. $00, = AE = 500$ м. Из точки O , (рис. 1.36, а) радиусом 90 м в этом же масштабе проводим окружность, ограничивающую допуск на отклонение забоя от заданного положения (круг допуска). Радиус для данной скважины должен быть не более 5% глубины скважины, т. е. 90 м. Две касательные линии, проведенные от точки O к кругу допуска, образуют конус допусков.

Затем на этом же листе миллиметровой бумаги проводят оси координат. От начала координат вниз на вертикальной оси откладываем отрезок, равный вертикальной проекции ствола скважины $OA = H_0 = 1700$ м в масштабе $1: 1000$ или $1: 2000$. На этом отрезке откладываем расстояния $OB = 300$ м и $BC = 172$ м. Из точки C проводим горизонтальную линию и на ней откладываем отрезок $CD = 31,7$ м; из точки A проводим горизонтальную линию и на ней откладываем отрезок $AE = 500$ м. Точки O и B , D и E соединяем прямой, а B и D - по дуге окружности радиуса 480 м (рис. 1.36, б).

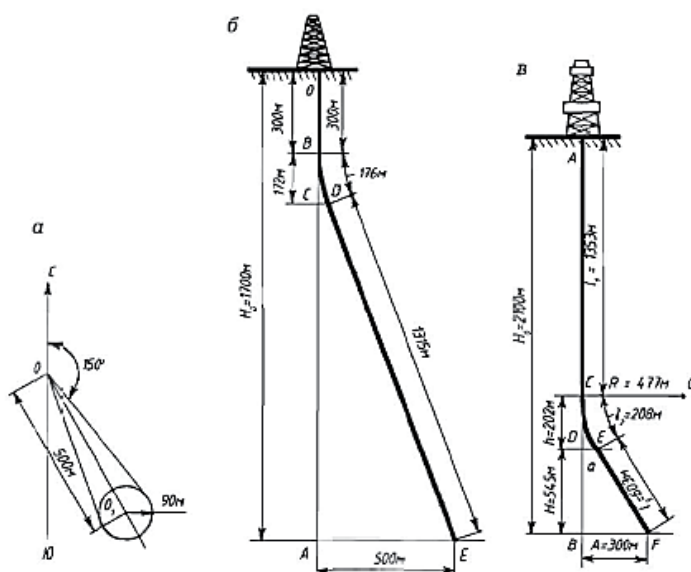


Рисунок 1.37 - Схемы построения профиля типа Л:
а - горизонтальная проекция; б - вертикальная проекция; в -
рассчитанный по упрощенной методике

В таблице 1.11, 1.12 приведены поинтервальные значения углов наклона скважины

Таблица 1.11 – Сведения об отклонении скважины от вертикали

Интервал глубины, м	Длина интервала, м	Средний угол искривления интервала, градус	Отклонение забоя за интервал $x = l \cdot \sin \alpha_{кр}$	Общее отклонение забоя скважины, м
0-300	300	0	0	0
300-350	50	2,98	2,59	2,59
350-400	50	8,94	7,76	10,35
400-450	50	14,9	12,85	23,20
450-476	26	19,44	8,58	31,78
476-500	24	21	8,58	40,36
500-1791	1291	21	461,4	501,76

Таблица 1.12 – Сведения о зенитных углах и азимутах ствола скважины

Интервал глубины, м	Длина интервала, м	Угол искривления скважины в конце интервала, градус	Азимут, градус
0-300	300	0	
300-350	50	5,96	150
350-400	50	11,92	150
400-450	50	17,88	150
450-476	26	21,00	150
476-500	24	21,00	150
500-1791	1291	21,00	150

Примечание. Углы искривления скважины на втором участке, условно разделенном на отдельные интервалы по 50 м, определены из условия, что увеличение искривления прямо пропорционально глубине.

1.3.9 Подготовка скважин и обсадных труб к спуску

После последнего долбления проводят тщательную промывку ствола скважины. Подъем бурильной колонны проводят с контрольным замером ее длины.

После проведения заключительного комплекса геофизических исследований ствол скважины готовят к спуску обсадной колонны. Для этого ствол скважины проверяют на возможность поглощения бурового и тампонажного растворов в процессе цементирования. Гидродинамические исследования проводят методом опрессовки ствола в целом или поинтервально с применением бурильной колонны и гидромеханического пакера. Давление опрессовки выбирается таким, чтобы были созданы условия, соответствующие максимальным давлениям в конце цементирования колонны при выбранном способе его осуществления. При проведении прямого одноступенчатого способа цементирования давление опрессовки ствола скважины можно рассчитать из следующего выражения:

$$P_{\text{ОПР}} = (\varphi_{\text{ЦР}} - \varphi_{\text{БР}}) H_{\text{Ц}} \lambda g,$$

где, $\rho_{\text{ЦР}}$ и $\rho_{\text{БР}}$ - соответственно плотность цементного и бурового растворов;

$H_{\text{Ц}}$ - высота подъема цементного раствора в затрубном пространстве;

λg - коэффициент, учитывающий гидродинамические потери в кольцевом пространстве при цементировании (можно принимать $\lambda = 1,10 \div 1,15$);

g - ускорение свободного падения.

Обычно опрессовочное давление при подготовке ствола скважины средней глубины составляет 5-7 МПа. При создании расчетного давления на устье скважины на установившемся режиме определяют приемистость ствола скважины или исследуемого интервала (Q). По результатам гидродинамических исследований рассчитывают остаточный коэффициент приемистости:

$$k_{\text{П}} = Q/P_{\text{ОПР}}, \text{ м}^3/\text{ч МПа}$$

Принято считать, что при $k_{\text{П}} \leq 0,5 \div 1,0 \text{ м}^3/\text{ч МПа}$ ствол скважины готов к использованию прямого одноступенчатого метода цементирования.

Если $k_{\text{П}} > 1,0 \text{ м}^3/\text{ч МПа}$, то в зависимости от конкретных условий принимают решение о необходимости проведения изоляционных работ или выбирают другие, более безопасные способы цементирования обсадной колонны.

В условиях наличия в разрезе скважины продуктивных пластов, характеризующихся низкими давлениями ГРП (гидравлический разрыв пласта), в некоторых случаях на стадии их первичного вскрытия или на стадии подготовки ствола к спуску обсадной колонны проводят укрепление стенок скважины. И повышение градиента давления ГРП методом управляемой кольматации или физико-химическими методами с применением высокомолекулярных соединений (ВМС) или других реагентов.

Гидроизоляцию проницаемых пластов методом управляемой кольматации проводят с использованием кольмататоров, включаемых в компоновку бурильной колонны над долотом (рис. 1.38).

Конструкция кольмататоров (рис. 1.39) позволяет направлять струи промывочной жидкости (3 и более) под углом $75 - 90^\circ$ к стенке скважины. Состав твердой фазы раствора подбирают таким образом, чтобы их размер был в основном в пределах от $1/3$ до $1/10$ размера пор коллектора.

В зависимости от прочностных характеристик горных пород скорость струй выбирается в пределах 40-120 м/с. Такая обработка ствола скважины приводит к внедрению частиц твердой фазы в поровое пространство породы на глубину до 1-2 см. В ПЗП (призабойной зоны пласта) образуются кольматационные экраны, происходит повышение давления ГРП на 15 - 20 МПа.

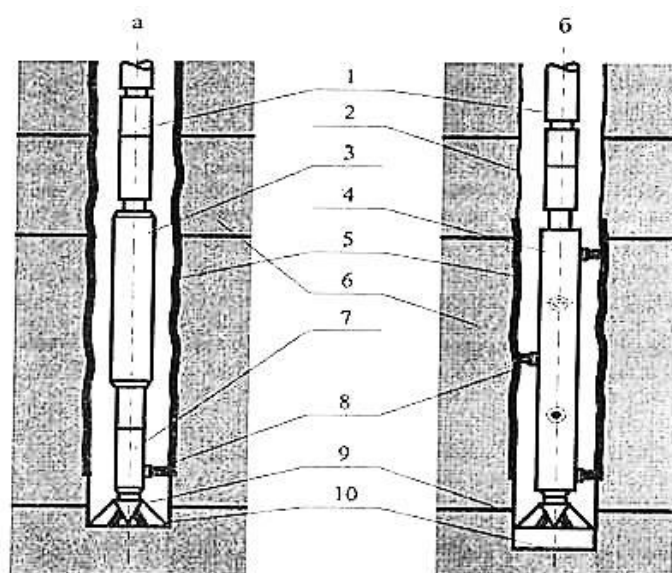


Рисунок 1.38 - Технологические схемы обработки ствола гидромониторными струями бурового раствора:

а - непрерывная обработка при бурении скважины; **б** - селективная обработка при подготовке ствола к спуску обсадной колонны; 1- УБТ; 2- ствол скважины; 3 - низкооборотный забойный двигатель; 4, 7 - кольмататор; 5 - кольматационный слой; 6 - проницаемые пласты; 8 - гидромониторные насадки; 9 - долото; 10 - забой скважины.

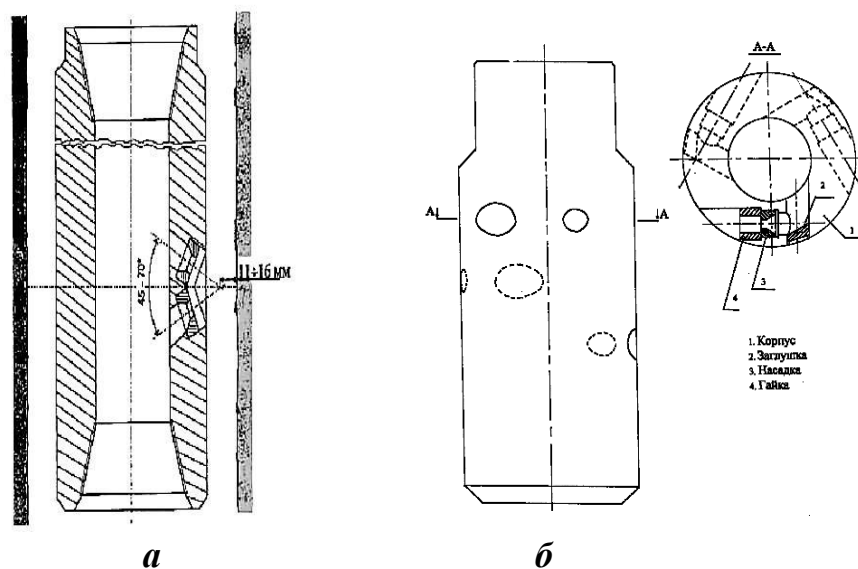


Рисунок 1.39 - Конструкции кольматоров

а - кольматор конструкции УГНТУ
б - кольматор конструкции ПермНИПИнефть

Кольматационные экраны в ПЗП (призабойной зоны пласта) предотвращают загрязнение пластов буровым и цементным растворами в процессе цементирования обсадных колонн. При вторичном вскрытии (перфорации) такие экраны легко разрушаются и затруднений в процессе освоения скважины не происходит. Особенностью кольматационного слоя является то, что величина депрессии для его разрушения на порядок меньше репрессии, при которой происходит его формирование. Величина депрессии разрушения слоя составляет 0,5 - 1,5 МПа. В последние годы в практике бурения все больше находят применение высокомолекулярные соединения (ВМС). Полимерные буровые растворы и композиционные составы имеют ряд свойств, характерных для неньютоновских жидкостей.

Макромолекулы ВМС в водной среде способны изменять свои размеры и форму в широких пределах. Размеры макромолекул соответствуют размерам частиц высокодисперсных систем и изменяются от 1 до 80 – 100 нм. В растворе молекулы ВМС имеют форму цепей, клубков, глобул. Проникая в пористую среду ПЗП, макромолекулы могут сшиваться между собой во времени, в результате чего происходит образование геля, который имеет хорошее сцепление со стенками пор и каналов. В результате этого процесса в пристенной части проницаемого пласта образуется гидроизолирующий слой с высокими вязкоупругими и закупоривающимися свойствами, а на стенках скважины – связанная с ним тонкая полимерная пленка. Такая гидроизолирующая система практически исключает гидродинамическое взаимодействие скважины с продуктивным пластом с момента их первичного вскрытия до крепления скважины. При толщине изолирующего экрана 20 – 40 см градиент давления фильтрации через него повышается в 4 и более раз (до 0,020 – 0,025 МПа/м), а коэффициент изоляции достигает 90 – 99 %.

Иногда для укрепления ствола скважины используют химическую обработку стенок. Для этой цели могут применяться метасиликаты натрия - МСН. МСН могут вводиться в буровой раствор, в буферную жидкость или в состав ванны, закачиваемой на забойные скважины на период спуска обсадной колонны.

Для обеспечения прохождения обсадной колонны по стволу скважины проводят его проработку и шаблонировку.

Проработка ствола скважины проводится новым полноразмерным долотом со скоростью до 20-40 м/ч с применением той же компоновки бурильной колонны, что и при бурении. Иногда в состав КНБК (компоновка низа бурильной колонны) включают калибраторы, центраторы, стабилизаторы, расширители, укороченные УБТ. Во избежание забуривания второго ствола в процессе проработки не допускается остановка в подаче долота при его вращении. Особенно тщательно прорабатываются места сужений, осыпей и обвалов стенок скважины.

Шаблонировка ствола скважины проводится с применением бурильной колонны, к низу которой присоединены 2-4 обсадные трубы из компоновки спускаемой обсадной колонны.

После прохождения указанной компоновки по стволу скважины до забоя и обратно без посадок и затяжек считают его готовым к спуску обсадной колонны.

При наличии затяжек и посадок в процессе шаблонирования эти интервалы ствола вновь прорабатываются и проводится повторное шаблонирование.

Конечной операцией подготовки ствола к креплению является промывка и выравнивание свойств промывочной жидкости в установленных ГТН (геолого-технический наряд) пределах.

Подготовка обсадных труб к спуску в скважину

В соответствии с проектным расчетом на буровую завозятся обсадные трубы с 5% запасом по длине. В качестве запасных берут трубы, которые составляют наиболее прочную секцию колонны. При транспортировке труб и погрузочно-разгрузочных работах предпринимают меры, которые предотвращают повреждение резьбы и изгиб тела труб. На ниппельную часть резьбы надевают предохранительные колпаки.

Трубы укладываются на козлы рядом с приемными мостками муфтами в сторону буровой в порядке, обратном спуску (в нижние ряды укладываются трубы, необходимые для компоновки верха колонны). Каждая труба промеряется стальной лентой и регистрируется в специальной ведомости. Трубы должны быть опрессованы на базе производственного обслуживания (БПО), о чем должен составляться акт, который доставляется на буровую вместе с трубами. Если трубы предварительно не опрессованы, то эту работу выполняют на буровой с использованием ЦА.

На БПО должны быть проверены по размеру и по натягу резьбы и уплотнительные поверхности. Шаблонировка труб по внутреннему диаметру осуществляется при сборке обсадной колонны с использованием двойного жесткого шаблона с диаметром, который на 2-3 мм меньше внутреннего диаметра трубы.

Не прошедшие гидравлического испытания и шаблонировки трубы бракуются и заменяются резервными.

Контрольные вопросы:

1. Какие мероприятия следует провести перед спуском обсадной колонны?
2. Как рассчитывают давление опрессовки ствола скважины
3. Как рассчитывают коэффициент приемистости ствола скважины или исследуемого интервала?
4. Как проводят гидроизоляцию проницаемых пластов?
5. Опишите действие кольматоров для промыва скважин

6. Каковы преимущества использования ВМС (высоко - молекулярных соединений)

7. Как проводят химическую обработку стенок для укрепления ствола скважины?

8. Как проводится проработка и шаблонировка ствола скважины?

9. Какие меры следует принять при транспортировке и погрузке-разгрузке труб?

10. Какие процедуры должна пройти труба перед использованием?

1.3.10 Технология и организация спуска обсадных колонн

Спуск обсадной колонны является технически сложным процессом, успешность которого определяется режимами спуска, продолжительностью промежуточных промывок и организацией работ.

Перед спуском обсадной колонны в скважину проверяется исправность бурового оборудования - лебедки и ее тормозов, пневматических клиньев ротора, элеваторов, центрирование вышки, состояние талевого каната. При необходимости производят переоснастку талевой системы и смену талевого каната.

До спуска колонны скважина должна быть заполнена буровым раствором, соответствующим ГТН. В плашечном превенторе заменяются плашки под диаметр обсадной колонны, или обеспечивается наличие патрубков по диаметру бурильной колонны с переводником на обсадную.

Сборка низа колонны (башмака с направляющей пробкой, башмачного патрубка) осуществляется заблаговременно на приемных мостках.

После завершения подготовки ствола скважины и бурового оборудования осуществляют сборку и спуск обсадной колонны. Спуском обсадной колонны руководит ответственный инженерно-технический работник.

При сборке резьбовых соединений первые 2-3 нитки должны навинчиваться вручную, затем используется АКБ, докрепление резьбы осуществляется машинными ключами с контролем вращающего момента.

При свинчивании резьбового соединения торец муфты должен совпадать с последней резьбы на трубе (допуск ± 1 нитка). Если идет недоворот на 3 нитки и более, и происходит излишний переворот на 2 нитки и более, то труба с такой резьбой заменяется.

Спуск легких обсадных колонн может осуществляться с помощью одного элеватора и клиньев ротора, более тяжелых колонн - с помощью двух элеваторов. Обсадные колонны большого диаметра спускают с использованием спайдеров (специальных клиновых захватов).

Нижние 5-10 труб обсадной колонны после свинчивания иногда привариваются к муфтам для предотвращения их развинчивания в ходе спуска колонны.

При свинчивании резьбовых соединений используются специальные уплотнительные смазки (Р-2, Р-402, УС-1 и др.)

Элементы технологической оснастки устанавливаются на обсадной колонне в соответствии с проектом (регламентом) на крепление скважины.

Если обсадная колонна спускается с действующим обратным клапаном (нет samozapолнения), то производится ее периодический долив буровым раствором. Максимальная длина незаполненной раствором колонны определяется из выражения:

$$H = \frac{P_{cm}}{[\eta_{cm}] \cdot \rho_p \cdot g}$$

где, P_{cm} - сминающее давление для обсадных труб,

$[\eta_{cm}]$ - коэффициент запаса прочности на смятие при спуске обсадной колонны, $[\eta_{cm}] = 3 \div 4$.

ρ_p - плотность бурового раствора,

g - ускорение свободного падения.

В буровой практике долив колонн при спуске производят через 150-400м. Обратные клапаны типа ЦКОД позволяют снизить гидромеханические нагрузки на стенки скважины, исключить операции по доливу жидкости в колонну и сокращают время спуска на 1-3 часа.

В процессе спуска обсадных колонн осуществляется промежуточные промывки. Места промежуточных промывок обычно приурочиваются к зонам осложнений - осыпей и обвалов, нефтегазопроявлений, при достижении башмака предыдущей колонны. После завершения спуска обсадной колонны осуществляется тщательная (2-3 цикла) промывка ствола скважины. Все промывки осуществляются на режимах, предотвращающих гидроразрывы и поглощения бурового раствора.

После окончания спуска колонны она остается в подвешенном состоянии (допускается разгрузка на забой при его нащупывании до 5-6 т). Для удобства обвязки устья скважины после цементированной к верхней трубе колонны присоединяется подгонный патрубок заранее рассчитанной длины. На этот патрубок устанавливается цементирующая головка.

Контрольные вопросы:

1. Чем определяется успешность спуска обсадной колонны?
2. Что следует проверить перед спуском обсадной колонны?
3. Как осуществляется сборка резьбовых соединений?
4. С какой неисправной резьбой заменяется труба на другую?
5. Как осуществляют спуск обсадной колонны?
6. Для чего нижние 5-10 труб обсадной колонны иногда привариваются к муфтам?
7. Как определяется максимальная длина незаполненной раствором колонны?

8. Через сколько метров производят долив колонн при спуске?
9. Для чего используются обратные клапаны типа ЦКОД?
10. Чего следует опасаться при осуществлении промывки ствола скважин после завершения спуска?

1.3.11 Осложнения и аварии при спуске обсадных колонн

При спуске обсадных колонн могут происходить поглощения бурового раствора, прихваты, смятие, обрывы обсадных труб и другие осложнения и аварии.

Поглощения бурового раствора возможны при недостаточной подготовленности ствола скважины к спуску колонны, из-за нарушения режима (скорости) спуска, при отклонении параметров раствора от заданных в ГТН (повышенная плотность и вязкость раствора). Для предотвращения поглощений устраняют вызывающие их причины.

Нефтегазопроявления возникают в тех случаях, когда давление в скважине снижается и становится ниже пластового, а также тогда, когда скважина остается долгое время без промывки и в стволе скважины за счет диффузии образуются пачки газа (газированной нефти).

Снижение давления в скважине может происходить из-за снижения плотности бурового раствора, его поглощения в верхних интервалах разреза, при расхаживании обсадной колонны.

Для предотвращения проявлений пластовых флюидов в процессе спуска колонны необходимо поддерживать необходимое противодавление на продуктивные пласты и осуществлять промежуточные промывки ствола скважины. Устье скважины должно быть оборудовано противовыбросовым оборудованием.

Прихваты обсадной колонны при спуске ее в скважину возможны в случае возникновения осыпей и обвалов горных пород, из-за прилипания колонны к стенке скважины, заклинивания в желобах, местах искривлений ствола скважины, посторонними предметами.

В качестве профилактических мер по предупреждению прихватов обсадной колонны можно предложить - тщательную подготовку ствола скважины (проработка, шаблонировка, закрепление стенок скважины), ввод в буровой раствор смазывающих добавок, использование центрирующих колонну элементов, не допущение оставления колонны в скважине на длительное время, осуществление промежуточных промывок.

Обрывы обсадной колонны при спуске в скважину могут происходить как по телу труб, так и в местах их соединений (срыв резьбы, разрушение сварного шва). Причинами обрывов могут быть заводские дефекты, ошибки в расчетах прочности, нарушение режима спуска колонны.

Для предотвращения обрывов обсадных колонн должна проводиться подготовка и проверки обсадных труб и их соединений на поверхности,

расчеты колонн на растяжение должны проводиться с обеспечением необходимого запаса прочности, спуск колонны должен проводиться в соответствии с запланированной скоростью движения.

Технические средства для испытания перспективных горизонтов в процессе бурения

Выявление качественных и количественных параметров пластов, вскрываемых в процессе бурения скважин, возможно лишь при сочетании разных методов их исследований - промышленно-геофизических, гидродинамических с исследованиями кернового материала. Среди этих методов особое место занимают гидродинамические, позволяющие получить приток пластового флюида, отобрать натурные пробы, оценить характеристику коллекторских свойств пласта и степень его загрязнения в призабойной зоне.

Суть гидродинамических методов заключается в изоляции продуктивного горизонта от воздействия столба жидкости (буровой) и от остальных продуктивных горизонтов в создании перепада давления в данном объекте с целью получения движения пластового флюида со стороны массива коллектора к скважине, чтобы зарегистрировать объемную скорость притока и характер смены давления в скважине против испытываемого объекта на протяжении всего периода испытания и, конечно, отобрать представительные пробы пластового флюида.

Значение этих исследований очень велико, так как на основании их анализа удастся определить продуктивные пласты и отличить их от непродуктивных, получить информацию, позволяющую существенно сократить расходы на бурение скважин.

Для испытания объектов в открытом стволе в процессе бурения используются две группы специальных аппаратов:

аппараты, спускаемые в скважину на бурильных трубах;

аппараты, спускаемые в скважину на каротажном кабеле.

В скважинах, обсаженных эксплуатационной колонной труб, кроме указанных выше, используются гидродинамические испытатели пластов на базе струйных аппаратов, спускаемые в скважину также на трубах - бурильных или насосно-компрессорных.

Применение испытателей пластов (на бурильных трубах или на каротажном кабеле) стало неотъемлемой частью технологического цикла строительства разведочных скважин.

Помимо всех различий в технологии испытания, цель этих методов - получение кривых притока и кривых восстановления давления.

Контрольные вопросы:

1. Какие осложнения могут возникнуть при спуске обсадной колонны?
2. По каким причинам могут возникнуть поглощения бурового раствора?
3. В каких случаях возникают нефтегазопроявления?

4. Из-за чего может возникнуть снижение давления в скважине?
5. Что следует предпринять для предотвращения проявлений пластовых флюидов?
6. По каким причинам могут возникнуть прихваты колонн?
7. Какие меры помогают предотвратить прихваты колонн?
8. По каким причинам могут происходить обрывы обсадной колонны?
9. В чем заключается суть гидродинамических методов исследований пласта?
10. Какие две группы аппаратов используются для испытания объектов в открытом стволе в процессе бурения?

1.4 Контроль технологических процессов и операции по испытанию скважин

1.4.1 Порядок осуществления контроля

Организация работы по контролю над ведением технологических процессов бурения скважин на нефть и газ, их испытанием и подготовкой к эксплуатации предусматривает осуществление системной согласованной работы ведомственного и государственного контроля.

Ведомственный контроль за соблюдением технологических процессов при бурении скважин на нефть и газ, их испытанием и подготовкой к эксплуатации осуществляется в 5 этапов:

а) первый этап - на уровне буровой бригады и геофизической партии (отряда), который осуществляется ежедневно, на постоянной основе, буровым мастером и начальником геофизической партии (отряда). Проверка проводится путем осмотра рабочих мест, опроса работающих, а при необходимости, опробования оборудования, механизмов, инструмента, приспособлений и других устройств. Выявленные недостатки должны немедленно устраняться. Недостатки, устранение которых не в их компетенции, записываются в вахтовый журнал;

б) второй этап - на уровне районной инженерно-технологической службы буровой организации и геофизической экспедиции, который осуществляется ответственными инженерно-техническими работниками буровой организации и геофизической экспедиции.

Начальник районной инженерно-технологической службы буровой организации анализирует ежедневно поступающую от буровых мастеров информацию о состоянии технологического процесса, оборудования, приборов, средств автоматики и защиты. Не реже одного раза в неделю на всех буровых проверяет состояние ведения технологического процесса, на основании режимных листов (проекта, геолого-технического наряда, технологических регламентов и др.), записи в вахтовом журнале, в котором записывает поручения по устранению недостатков.

Контроль над проведением геофизических работ осуществляется руководством геофизической экспедиции (начальник, главный инженер,

главный геолог) и ответственными работниками производственно-технического отдела, которые выезжают на место работы полевых партий (отряда) не реже одного раза в квартал. При этом проверяется соблюдение технологии производственного процесса, контролируется полнота и качество выполнения комплекса исследований, состояние геофизического оборудования. Руководство экспедиции организует проведение ежемесячных приемок полевых материалов геофизических партий (отряда). Выявленные нарушения заносятся в производственный журнал с указанием сроков устранения недостатков и ответственных;

в) третий этап - на уровне буровой организации, который осуществляется руководителем не реже одного раза в квартал совместно с технологом, механиком, энергетиком, руководителем цеховой службы контрольно-измерительных приборов и автоматики производит проверку технологической дисциплины ведения буровых работ, состояние оборудования, наличие в необходимых объемах химических реагентов и других необходимых материалов для ведения работ. По выявленным нарушениям и недостаткам им должны быть даны письменные распоряжения об их устранении с указанием исполнителей и сроков, а если выявленные нарушения и недостатки могут привести к аварии, то он обязан немедленно приостановить работы до устранения этих нарушений;

г) четвертый этап - на уровне акционерных компаний, который осуществляется главными специалистами и начальниками отделов не реже одного раза в полугодие (согласно утвержденному годовому графику проверок) и не менее чем в одной буровой организации и геофизической экспедиции. Проверка проводится с участием руководителей и специалистов буровой организации и геофизической экспедиции. В ходе проверки дается оценка контролю, осуществленному на уровне буровой организации и геофизической экспедиции. Результаты проверки обсуждаются со всеми руководителями производственных подразделений буровой организации и геофизической экспедиции с последующим оформлением акта и изданием приказа, распоряжения, решения с мерами и сроками по устранению недостатков.

Работа по контролю за технологической дисциплиной в подразделениях компании рассматривается не реже одного раза в полугодие на Совете директоров (техническом совете) акционерной компании с участием работников органов государственного контроля, дается оценка этой работе, намечаются меры по ее улучшению. По итогам работы за год издается обзорный приказ;

д) пятый этап - на уровне оператора по добыче, который осуществляется курирующим заместителем председателя правления компании, руководителями управлений техники и технологии бурения, геологии и разработки месторождений не реже одного раза в год (согласно утвержденному годовому графику проверок) и не менее чем в одной буровой организации и геофизической экспедиции. Проверка проводится с участием

руководителей и специалистов компании. В ходе проверки дается оценка контроля, осуществленного на уровне компании. Результаты проверки обсуждаются на региональных совещаниях руководителей и инженерно-технических работников предприятий, акционерных компаний с участием работников органов государственного контроля.

Для компании дополнительно действует также специализированный ведомственный контроль по предупреждению газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов при строительстве нефтяных и газовых скважин, который осуществляется военизированной частью противофонтанной и газовой безопасности. [39]

1.4.2 Требования к освоению и испытанию скважин

При производстве работ по освоению скважин необходимо иметь запас жидкости глушения в количестве не менее двух объемов скважины, находящейся непосредственно на скважине, или материалов для оперативного ее приготовления.

Работы по освоению и испытанию скважин могут быть начаты при обеспечении следующих условий:

- высота подъема цементного раствора за эксплуатационной колонной и качество сформировавшейся крепи соответствуют требованиям рабочего проекта на бурение скважины;
- эксплуатационная колонна прошаблонирована, опрессована совместно с колонной головкой и превенторной установкой (фонтанной арматурой), герметична при давлении, превышающем на 10% максимально ожидаемое давление на устье скважины;
- устье с фонтанной арматурой или превенторной установкой и выкидные линии оборудованы и обвязаны в соответствии со схемой;
- отсутствуют межколонные давления. В случае возможных отклонений по высоте подъема цемента от рабочего проекта работы по освоению и испытанию скважины проводятся после согласования с заказчиком и проектной организацией.

Устье скважины перед перфорацией эксплуатационной колонны должно быть оборудовано противовыбросовым оборудованием по утвержденной схеме, а скважина заполнена буровым раствором (или специальной жидкостью), соответствующим рабочему проекту. В случае вскрытия перфорацией газовых, нефтяных и водоносных горизонтов с аномально высоким пластовым давлением противовыбросовое оборудование должно быть представлено превенторной установкой. Подготовительные работы перед спуском заряженного перфоратора в скважину осуществляются в соответствии с требованиями. Перфорация продуктивного пласта при сниженном уровне или в среде, отличающейся от установленных требований, должна производиться в условиях обеспечения герметизации устья скважины при ГНВП. Технология и порядок проведения таких работ устанавливаются

специальным планом, утвержденным пользователем недр (заказчиком) и согласованным с противофонтанной службой (противофонтанной военизированной частью).

Во время перфорации производителем работ должно быть установлено наблюдение за уровнем жидкости в скважине.

Фонтанная арматура до установки на устье скважины должна быть опрессована на величину рабочего давления, установленного изготовителем, а после установки - на давление, равное давлению опрессовки эксплуатационной колонны. Результаты опрессовки на устье скважины оформляются актом комиссии, в состав которой включается представитель заказчика.

Комплекс работ по освоению скважины должен предусматривать меры, обеспечивающие:

- исключение закупорки пласта при вторичном вскрытии;
- сохранение скелета пласта в призабойной зоне;
- предупреждение прорыва пластовой воды и газа из газовой "шапки";
- термогазодинамические исследования по определению количественной и качественной характеристики пласта и его геологофизических параметров;
- сохранение, восстановление или повышение проницаемости призабойной зоны;
- предотвращение неконтролируемых газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов;
- безопасное пользование недрами и охрану окружающей среды.

Устойчивость призабойной зоны пласта и сохранность цементного камня обеспечиваются допустимой депрессией, величина которой устанавливается заказчиком с учетом проектных решений и фактических характеристик пласта, вскрытого скважиной.

Приток флюида из пласта вызывается путем создания регламентируемых депрессий за счет:

- замены бурового раствора на раствор меньшей плотности, техническую воду или дегазированную нефть. При этом разница в плотностях последовательно заменяемых жидкостей не должна быть более $0,5-0,6 \text{ г/см}^3$; при большей разнице плотностей должны быть ограничены темпы снижения противодавления на пласт;
- использования пенных систем;
- использования специальных технических средств и технологий (например, струйный насос).

Снижение уровня жидкости в эксплуатационной колонне с использованием воздуха запрещается. Вызов притока путем снижения уровня в эксплуатационной колонне свабированием, использованием скважинных насосов, нагнетанием инертного газа или природного газа от соседней скважины производится в соответствии с планом работ и согласовывается с заказчиком.

Глубинные измерения в скважинах с избыточным давлением на устье должны проводиться с применением лубриката, технические характеристики которого соответствуют условиям работы скважины. До установки лубриikator должен быть опрессован на рабочее давление, установленное изготовителем, а после установки - на давление опрессовки колонны.

Для каждой скважины, подлежащей освоению, составляется план работ и назначаются ответственные лица за их выполнение. План утверждается техническим руководителем буровой организации и согласовывается с заказчиком.

Испытание скважин в процессе бурения с помощью испытателей пластов осуществляется по плану работ, предусматривающему мероприятия по подготовке ствола скважины, обработке раствора противоприхватными добавками, величину депрессии на испытываемый пласт, порядок подготовки бурильной колонны и проведения такой операции. План работ согласовывается с заказчиком, геофизической организацией (в случаях ее участия) и утверждается техническим руководителем буровой организации.

Проведение работ с трубными пластоиспытателями разрешается в скважинах при исправном буровом инструменте, насосах. Испытания пластов в зависимости от их задач могут проводиться без и с выпуском жидкости долива и пластового флюида на поверхность.

Перед испытанием скважины с помощью пластоиспытателя с выводом пластового флюида на поверхность необходимо:

- рассчитать колонну бурильных труб на избыточное внутреннее и наружное давления, которые могут возникнуть в процессе испытания;
- оборудовать буровую колонну шаровым краном и специальной устьевой головкой, опрессовав их на давление, превышающее на 10% максимальное ожидаемое в процессе операции;
- провести обвязку устья с манифольдом буровых насосов и выкидной линии превенторной установки;
- обеспечить возможность прямой и обратной закачки промывочной жидкости в скважину;
- провести испытание на герметичность обсадной колонны с противовыбросовым оборудованием;
- оборудовать устье скважины рабочей площадкой для экстренного закрытия аварийного крана на специальной устьевой головке при подъеме бурильной колонны с элементами обвязки над столом ротора;
- обеспечить на буровой в местах выхода пластового флюида активную вентиляцию.

Запрещается проведение работ с трубными пластоиспытателями в скважинах без оборудования их превенторной установкой.

Проведение работ с трубными пластоиспытателями в условиях поглощения промывочной жидкости и слабом проявлении скважины должно проводиться по дополнительным планам, содержащим мероприятия по

обеспечению безаварийности и безопасности работ и согласованным с противофонтанной службой (противофонтанной военизированной частью).

О проведенных работах по освоению и испытанию скважин составляется суточный рапорт по форме, установленной в организации. [40]

1.4.3 Предупреждение и ликвидация аварий и осложнений

Буровые предприятия совместно с проектными организациями должны разрабатывать меры по предупреждению аварий и осложнений.

В целях предупреждения аварий с бурильной колонной необходимо:

принять меры по снижению вибрации колонны бурильных труб, используя для этой цели наддолотные амортизаторы или внося изменения в компоновку низа бурильной колонны и режим работы породоразрушающего инструмента;

в процессе первого долбления измененной компоновкой низа бурильной колонны (КНБК) тщательно проработать открытый ствол с принятием мер предосторожности против заклинивания колонны бурильных труб и забуривания нового ствола;

производить изменения способа бурения после тщательной подготовки ствола скважины, колонны бурильных труб, породоразрушающего инструмента, оборудования и контрольно-измерительных приборов;

определять момент подъема долота по показателям механического каротажа и показаниям контрольно-измерительных приборов;

для плавного снижения жесткости КНБК составлять низ колонны из УБТ разных диаметров;

определять длину УБТ установленной нагрузкой на долото, исходя из расчета передачи на долото 75 % веса УБТ при роторном способе бурения.

Перед вскрытием пласта или нескольких пластов с возможными флюидопроявлениями необходимо провести:

обучение членов буровой бригады практическим действиям по ликвидации газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов согласно типовой Инструкции по действию членов буровой вахты при газонефтеводопроявлениях;

учебную тревогу. Дальнейшая периодичность учебных тревог устанавливается буровым предприятием по согласованию с противофонтанной службой.

К работам на скважинах с возможными газонефтеводопроявлениями не допускаются ИТР, не прошедшие в течение пяти лет переподготовки в специализированных учебно-курсовых комбинатах по курсу «Управление скважиной при газонефтеводопроявлениях».

При обнаружении газонефтеводопроявлений буровая вахта обязана загерметизировать устье скважины, канал бурильных труб, информировать об этом руководство бурового предприятия, противофонтанной службы и действовать в соответствии с инструкцией по ликвидации проявления.

При проведении ремонтно-изоляционных работ запрещается перфорация обсадных колонн в интервале возможного разрыва пластов давлением газа, нефти (после вызова притока), а также против проницаемых непродуктивных пластов.

Работа по ликвидации открытого фонтана должна проводиться по специальному плану, разработанному штабом, созданным в установленном порядке. Штаб несет полную ответственность за реализацию разработанных мероприятий.

Работы на устье фонтанирующей скважины должны проводиться силами противofонтанной службы, а вспомогательные работы - членами буровой бригады, прошедшими специальный инструктаж.

Оборудование, специальные приспособления, инструменты, материалы, спецодежда, средства страховки и индивидуальной защиты, необходимые для ликвидации газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов, должны находиться всегда в полной готовности на складах аварийного запаса буровых предприятий и противofонтанных служб.

Дислокация складов и перечень их оснащенности определяются Положением о складах аварийного запаса.

К подъему буровой колонны из скважины, в которой произошло поглощение бурового раствора при наличии газонефтеводопроявления, разрешается приступать только после заполнения скважины до устья и отсутствия перелива.

Особенно тщательно следует контролировать объем доливаемого бурового раствора, сопоставляя его с объемом поднимаемого металла труб.

Подъем труб немедленно должен быть прекращен, если для заполнения скважины до устья будет долито менее $0,5 \text{ м}^3$ бурового раствора от контрольной величины.

Спуск колонны буровых труб осуществляется при непрерывном контроле объема вытесняемого бурового раствора.

Бурение скважин с частичным или полным поглощением бурового раствора (воды) и возможным флюидопроявлением проводится по специальному плану, который согласовывается с проектировщиком, заказчиком и противofонтанной службой.

При установке ванн (нефтяной, водяной, кислотной) гидростатическое давление столба бурового раствора и жидкости ванны должно превышать пластовое давление. При вероятности или необходимости снижения гидростатического давления ниже пластового работы по расхаживанию буровой колонны следует проводить с герметизированным затрубным пространством и с установленным в буровых трубах шаровым краном, с разработкой и осуществлением специальных мер безопасности.

При проходке пород, склонных к текучести, долотами истирающего типа необходимо периодически, в соответствии с геолого-техническим нарядом, проводить профилактический подъем долота выше кровли этих отложений.

При длительных остановках или простоях скважин со вскрытыми, склонными к текучести породами бурильный инструмент должен быть поднят в башмак обсадной колонны; периодически следует проводить проработку открытого ствола до забоя. Периодичность определяется технологической службой бурового предприятия.

Работы по освобождению прихваченного бурильного инструмента с применением взрывных устройств (торпеды, детонирующие шнуры и т.п.) следует проводить по специальному плану, согласованному с геофизическим предприятием.

Перед спуском в скважину аварийного инструмента должен быть подготовлен эскиз компоновки с указанием необходимых размеров.

Для разбуривания внутренних деталей муфт ступенчатого цементированья, стыковочных устройств и цементных стаканов в обсадных колоннах следует применять долота без боковой армировки с твердыми штыревыми вставками или со срезанными периферийными зубьями; в случае необходимости интервал установки муфты ступенчатого цементированья или стыковочного устройства может быть дополнительно проработан полномерным плоскодонным фрезером без боковой армировки.[41]

1.4.4 Используемые материалы и технические средства при контроле технологических процессов и операций

Для процессов строительства скважин характерны быстрое изменение ситуаций и действие многочисленных факторов, взаимосвязанных и изменяющихся во времени и пространстве. Производственные процессы при бурении скважин отличаются цикличной повторяемостью, причем каждый цикл характеризуется своими особенностями, обусловленными влиянием конкретных геолого-технических и организационных факторов. Кроме того, в процессе бурения зачастую возникают различные непредвиденные ситуации, нарушающие запланированный ход производства и требующие принятия оперативных решений. Это связано, как правило, с геологическими осложнениями при бурении (уходами циркуляции, обвалами и др.), авариями с неожиданным выходом из строя бурового оборудования и породоразрушающего инструмента и т. п.

По функциональному назначению устройства, предназначенные для контроля и управления процессом бурения скважин, можно подразделить на:

- средства наземного контроля параметров режима углубления скважин;
- средства автоматического регулирования подачи долота;
- средства оперативной оптимизации процессов углубления скважин,
- системы диспетчерского телеконтроля и управления буровыми процессами;
- средства сбора и передачи технологической информации для последующей обработки и использования.

Разработаны и применяются ряд устройств, позволяющих оптимизировать отдельные параметры режима бурения, а также комплексные системы управления процессом бурения (углубления) скважин на основе использования средств автоматики, телемеханики и ЭВМ.

В настоящее время достаточно широко используют передачу параметров режима бурения на расстояние как при помощи проводочной, так и беспроводной связи. Это позволяет оборудовать на диспетчерских пунктах (участках) специальные пульты, на которых монтируют показывающие и регистрирующие приборы параметров режима бурения каждой буровой установки. Диспетчер (инженер участка) получает возможность круглосуточно следить за работой буровых установок и при необходимости незамедлительно вносить нужные коррективы в процесс проводки скважин.

Телеметрия забойных параметров при бурении скважин является решающим фактором в создании автоматической системы управления процессом бурения.

Применение приборов контроля и управления позволяет решать множество разноплановых задач, связанных с обеспечением эффективности процессов бурения скважин: геологических, технологических, научно – исследовательских, информационных, планово – экономических. Приведем перечень и содержание этих задач.

Геологические задачи: оптимизация получения геолого-геофизической информации - выбор и корректировка:

интервалов отбора керна, шлама, образцов грунтов;

интервалов, методов и времени проведения изменяемой части обязательных детальных исследований ГИРС. Оперативное литолого-стратиграфическое расчленение разреза. Оперативное выделение пластов-коллекторов. Определение характера насыщения пластов-коллекторов. Оценка фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) пластов-коллекторов. Контроль процесса испытания и определение гидродинамических и технологических характеристик пластов при испытании и опробовании объектов. Выявление реперных горизонтов.

Технологические задачи: раннее обнаружение газонефтеводопроявлений и поглощений при бурении. Оптимизация процесса углубления скважины в зависимости от геологических задач. Распознавание и определение продолжительности технологических операций. Выбор и поддержание рационального режима бурения с контролем отработки долот. Раннее обнаружение проявлений и поглощений при спускоподъемных операциях, управление доливом. Оптимизация спускоподъемных операций (ограничение скорости спуска, оптимизация работы грузоподъемных механизмов). Контроль гидродинамических давлений в скважине. Контроль пластовых и поровых давлений, прогнозирование зон АВПД и АВНД. Контроль спуска и цементирования

обсадной колонны. Диагностика предаварийных ситуаций в реальном масштабе времени. Диагностика работы бурового оборудования.

Планово-экономические задачи: определение технико-экономических показателей бурения. Определение баланса времени работы вахты, буровой бригады (буровой установки). Подготовка и передача на верхний уровень управления сводных форм оперативной отчетности за вахту, рейс, сутки и по скважине в целом.

Научно-исследовательские (экспериментальные) задачи: проведение планируемых экспериментов с целью построения и уточнения моделей отдельных технологических процессов и свойств горных пород. Документирование испытаний новых технико - методических средств и технологий.

Информационные задачи: передача по требованию Заказчика геолого-технологической информации по каналам связи. Сбор, обработка и накопление геолого-технологической информации в виде базы данных для ее дальнейшего использования.

Аппаратно-программный комплекс станции ГТИ предназначен для регистрации и визуализации измеряемых параметров, обработки, накопления и интерпретации данных, сетевого обмена данными между компьютерами в станции и передачи требуемой информации удаленным пользователям. Компьютерное оборудование должно обеспечивать возможность непрерывной регистрации и визуализации измеряемых параметров при заданной частоте опроса датчиков и заданной частоте регистрации в режиме реального времени проводки скважины.

Компьютерное оборудование должно обеспечивать выполнение программ по интерпретации данных ГТИ.

В состав станции ГТИ должна входить система бесперебойного питания, обеспечивающая автономное питание аппаратного комплекса в течение времени не менее 0,5 часа.

Регистрация цифровых данных в функции времени для полного воспроизведения реальной ситуации должна производиться по требованиям согласно документациям. Частота регистрации данных по глубине и по глубине с «отставанием» устанавливается исходя из дифференциации свойств разреза и технологических условий бурения скважины в пределах 0,1 - 1 м. Рекомендуемый шаг регистрации данных по глубине не более 0,5 м по всему разрезу до продуктивных пластов и не более 0,2 м в интервале продуктивных пластов.

Все зарегистрированные данные должны храниться на станции ГТИ до момента окончания работ - независимо от того, осуществлялась или нет периодическая передача данных в КИП.

Цифровые данные, передаваемые в КИП, должны храниться до окончания жизнедеятельности скважины.[51]

На приведенной ниже схеме отображено расположение основных узлов регистрации и контроля процесса бурения скважины, а так же возможное место расположения станции ГТИ.

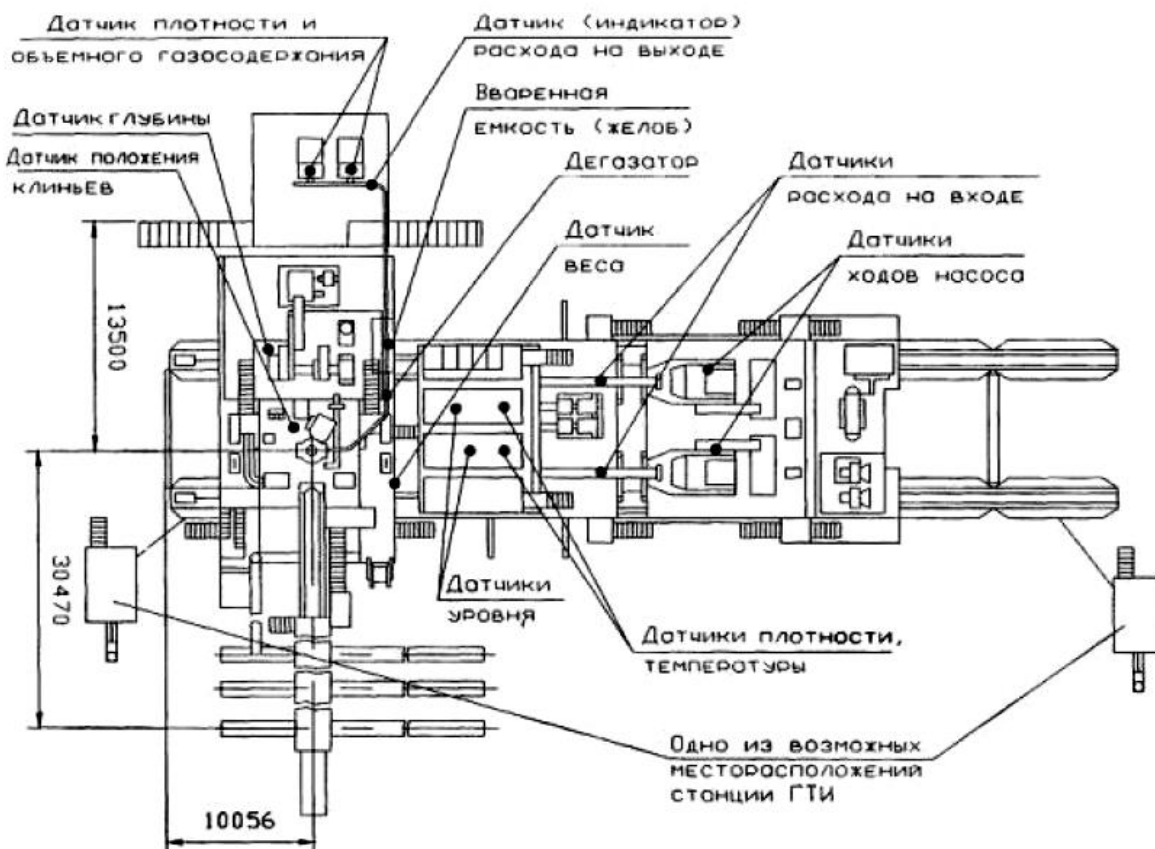


Рисунок 1.40 – Схема расположения регистрирующих и контрольно-измерительных приборов на буровой установке [51]

Практическое занятие №5

Задание: на основании изложенных методов испытания пластов подготовить доклад с использованием дополнительного материала, используемого для исследования. Подготовка материала осуществляется под руководством преподавателя. Презентация возможна в групповом режиме.

Испытатели пластов на бурильных трубах

Испытатели на трубах включают следующие основные узлы: фильтр, пакер, собственно испытатель с уравнительным и главным впускным клапанами, запорный и циркуляционный клапаны. Эти испытатели предназначены для испытания скважин в одно-, двух-, многоцикловых режимах и рассчитаны для исследования скважин в открытом стволе и после спуска эксплуатационной колонны.

В таблице 1.13 представлены характеристики трех типов испытателей пластов типа КИИ (компоновка испытательного исследования) двухциклового действия.

Таблица 1.13 - Характеристики испытателей пластов типа КИИ

Показатели	КИИ-2М-146	КИИ-2М-95	КИИ-М-65
Диаметр внешнего корпуса, мм	146	95	67
Диаметр скважины, мм	190-295	108-161	75-112
Диаметр пакерующего элемента, мм	170-270	95-145	67-95
Максимальная длина одного узла, м	2,3	2,5	2,575
Длина полной компоновки, м	16,2	18,18	18,465
Масса узла, кг	200	100	50
полного комплекта	120	910	325
Допустимый перепад давления на пакере, МПа	35	35	35
Допустимая забойная температура, °С	170	170	170
Допустимая осевая нагрузка, кН:			
при сжатии	300	100	45
при растяжении	600	250	150

На рисунке 1.41 изображена схема компоновки испытателя пласта с глубинными приборами и пробоотборником с закреплением пакера на стенках скважины.

На рисунке 1.42 изображены схемы компоновки испытателя пластов с одним и двумя пакерами и с упором фильтра ("ноги") на забой скважины.

Одними из основных элементов испытателей пластов являются цилиндрические пакеры сжатия. Пакерование происходит при нагрузке на пакер от 15-30 до 150-200 кН в зависимости от диаметра скважины и свойств резины. При испытании пластов с упором на забой скважины в момент достижения хвостовиком забоя резиновый элемент пакера под нагрузкой сокращается по длине, увеличивается в диаметре и изолирует расположенную выше пакера зону от подпакерной испытываемой зоны скважины.

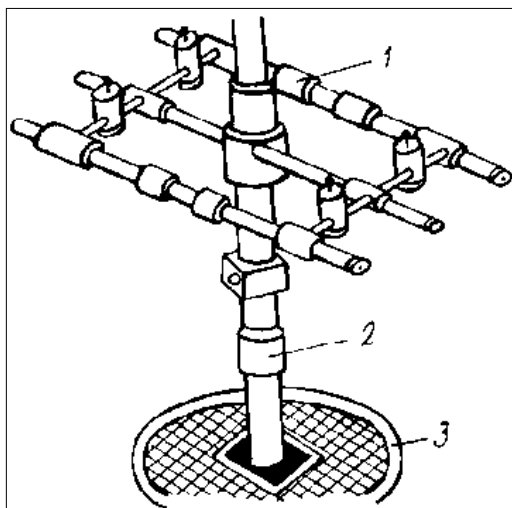


Рисунок 1.41 - Общая схема компоновки наполнителя пластов с закреплением пакеров на стенках скважины: 1 - устьевое оборудование; 2, 5 - бурильные трубы; 3 - ротор; 4 - сливной клапан; 6 - компенсатор; 7 - многогоцикловый испытатель; 8 - пробоотборник с манометром; 9, 11 - верхний и нижний пакер соответственно; 10 - фильтр с манометром; 12 - опорный якорь; 13 - манометр

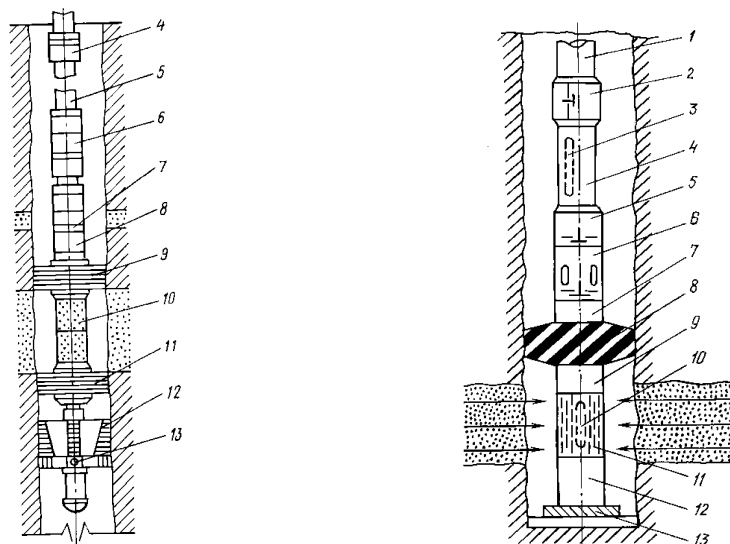


Рисунок 1. 42 - Схема компоновки испытателя пластов с одним пакером с упором на забой скважины:

- 1, 4 - бурильные трубы; 2 - циркуляционный клапан; 3 - верхний манометр;
 5 - запорно-поворотный клапан; 6 - испытатель; 7 - ясс; 8 - пакер;
 9, 12 - утяжеленная бурильная труба; 10 - нижний манометр; 11 - фильтр;
 13 - упорный башмак

Испытуемые интервалы, как правило, характеризуются или полным отсутствием зоны проникновения, или небольшими ее размерами. Пакерование и испытание осуществляются с упором башмака 13 на забой скважины. В компоновке испытателя применяют один пакер 8 и фильтр 11 с манометром 10, который устанавливают против интервала испытания на бурильных трубах 1 и 4. Над пакером расположен ясс 7, испытатель 6, запорно-поворотный клапан 5, бурильные трубы 1 и 4, циркуляционный клапан 2. Второй манометр 3 установлен над пакером. Также над пакером в бурильных трубах размещается пробоотборник. В зависимости от плана работ и интенсивности выхода газа из бурильных труб при открытии запорно-поворотного клапана испытания может проходить в одно- и двухцикловом режимах.

Основные узлы КИИ-2М-146:

Испытатель пластов ППГ-146 предназначен для вызова притока из пласта, изолированного от остальных частей скважины пакером, при сниженном противодавлении на пласт.

Ясс гидравлический применяется для облегчения снятия пакера с места по окончании испытания.

Пакер цилиндрический ПЦ-178, ПЦ-146 используется для разобщения скважины с испытанным пластом.

Фильтр Ф-146 предназначен для фильтрации жидкости, поступающей из зоны испытанного пласта сквозь испытующие приспособления.

Переводник для установления приборов ПП-146. Назначение переводника - установление глубинных приборов (манометров, термометров).

Клапан циркуляционный КЦ-146 используется с целью восстановления прямой и обратной циркуляции над испытателями пластов.

Приспособление для опрессования (ПО-000). Назначение приспособления - создание гидравлического давления в узлах ИПТ (испытатель пластов на трубах) для испытания на герметичность и заполнение масляной камеры испытателя пластов.

Клапан запорно-поворотный двойного закрытия (ЗП-2-146). Его назначение - двухкратное закрытие и открытие полости бурильных труб с целью записи при помощи глубинных манометров начальной и конечной кривой восстановления давления (КВД).

Обвязка к приспособлению для сжатия (ОПС-000). Назначение обвязки-подвод масла в приспособление для сжатия и управление его работой.

Приспособление для сжатия (ПСГ-146,000). Приспособление используется для сжатия и растяжения испытателя пластов.

Удлинитель (41.000) обеспечивает сбор по секциям для предупреждения изгиба штока при затягивании комплекса в буровую с мостков и подборе длины колонны бурильных труб.

При испытании пластов с упором на забой скважины через 30-180 с после передачи нагрузки на пакерующий элемент закрывается уравнительный клапан и открывается впускной клапан испытателя пластов. Момент открытия клапана фиксируется на устье скважины показаниями стрелки гидравлического индикатора веса (важно не упустить колебания этой стрелки). Момент открытия клапана можно обнаружить и по резкому перемещению верхней трубы вниз. При хорошо промытом забое проседание инструмента отсутствует. Однако главным признаком открытия клапана испытателя и наличия притока из пласта следует считать выход газа (воздуха) из труб. При обнаружении продуктивного нефтяного, а тем более газового пласта интенсивный выход воздуха и газа наблюдается визуально. Для фиксации притока операторы обычно пользуются резиновым шлангом, соединяющим верхнюю муфту бурильной трубы сосудом, заполненным водой. При этом выход пузырьков газа сквозь слой воды характеризует интенсивность притока флюида. В комплекс ИПТ входит устьевая головка, облегчающая контроль выхода газа, и отбор его проб.

Характер изменения давления, зафиксированного манометрами 16, 13 и 7 (см. рис. 1.43), показан кривыми I, II, III на рисунке 1.44. Схема пробоотборника накопителя (а) и компоновка ИПТ с пробоотборником (б) изображена на рисунке 1.45.

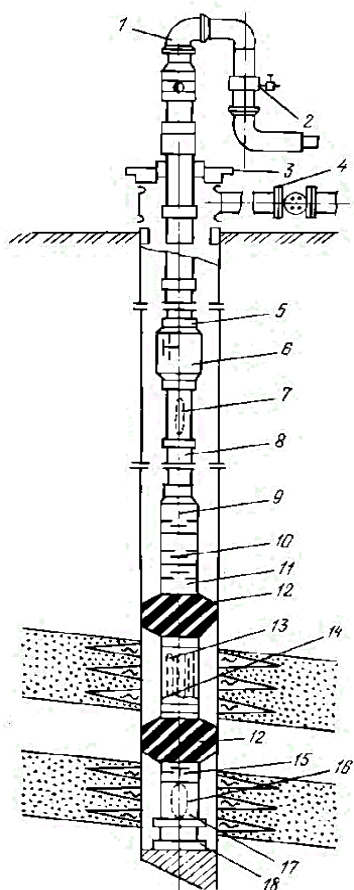


Рисунок 1.43 - Схема компоновки испытателя пластов с двумя пакерами и с упором "ноги" на забой скважины:

1 - быстросъемные трубы; 2 - пробный кран; 3 - стол ротора; 4 - задвижка превентора; 5 - колонна бурильных труб; 6 - циркуляционный клапан; 7 - верхний манометр; 8 - бурильная труба; 9 - запорно - поворотный двухцикловой клапан; 10 - испытатель пластов; 11 - ясс; 12 - пакер ПЦ; 13 - основной манометр для записи КВД; 14 - щелевой фильтр; 15 - уравнильный клапан; 16 - контрольный манометр; 17 - утяжеленные бурильные трубы; 18 - упорный башмак

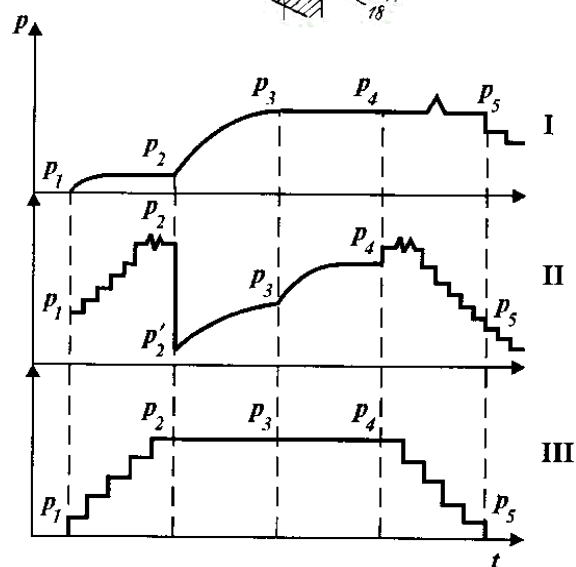


Рисунок 1.44 - Характер изменения давления, зафиксированного манометрами:

I - диаграмма верхнего (трубного) манометра для регистрации притока (уровня) в трубах; $p_1 - p_2$ - спуск труб, давление столба жидкости в трубах не изменяется; $p_2 - p_3$ - рост давления в период притока пластовой жидкости в трубы после пакерования и открытия клапана; $p_3 - p_4$ - прекращение притока, стабилизация давления в трубах; $p_4 - p_5$ - давление в трубах при подъеме испытателя с закрытым клапаном;

II - диаграмма манометра в фильтре: $p_1 - p_2$ - ступенчатый рост гидростатического давления при спуске испытателя; $p_2 - p_2'$ - падение давления при открытии клапана и регистрации притока $p_2 - p_3$; $p_3 - p_4$ - перекрытие притока (точка p_3) и запись КВД; $p_4 - p_5$ - давление в период срыва пакера и подъема испытателя;

III - диаграмма контрольного манометра: $p_1 - p_2$ - ступенчатый рост давления гидростатического столба жидкости при пуске испытателя пласта ИПТ; $p_2 - p_3 - p_4$ - давление в подпакерной зоне в период вызова и перекрытия притока; $p_4 - p_5$ - изменение давления в процессе подъема ИПТ

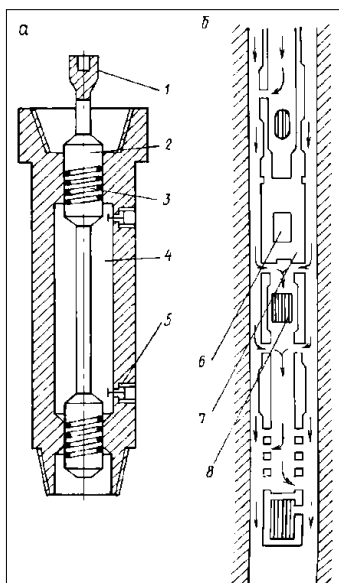


Рисунок 1.45 - Компоновка ИПТ и пробоотборник:

1 - шток; 2 - запорное приспособление; 3 - уплотняющие кольца; 4 - полость испытателя; 5 - клапан; 6 - запорный клапан; 7 - пробоотборник; 8 - испытатель пластов

Практическое занятие №6

Задание: на основании изложенных методов испытания пластов подготовить доклад с использованием дополнительного материала, используемого для исследования. Подготовка материала осуществляется под руководством преподавателя. Презентация возможна в групповом режиме.

Многоцикловые испытатели пластов

Более усовершенствованные узлы и широкий выбор вспомогательных приспособлений входят в состав многоцикловых испытателей пластов - трубных испытателей третьего поколения. На рисунке 1.46 изображены разные варианты компоновок этих испытателей в зависимости от

необходимости решения геолого-промысловых задач и технического состояния скважины. В таблице 1.14 содержатся технические характеристики многоцикловых испытателей пластов. В таблице 1.15 представлено описание назначения основных узлов многоцикловых испытателей пластов.

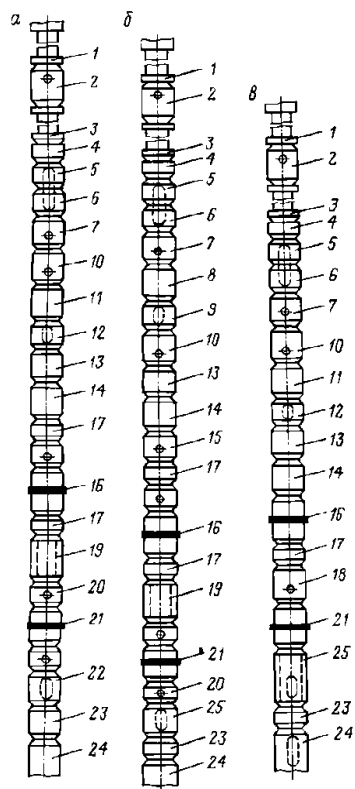


Рисунок 1.46 - Компоновка испытателей пластов:

а - с двумя пакерами; б - селективного испытания объектов; в - многоциклового испытания объектов в наклонно направленных стволах;

1,3 - бурильные трубы; 2 - циркуляционный клапан; 4,17, 23 -переводники; 5, 6, 9, 12, 25 - патрубки; 7 - штуцер; 8 - запорно-поворотный клапан; 10 - ИПТ; 11 - приспособление для вращения; 13 - пробоотборник; 14 - ясс; 15 - безопасный замок; 16, 21 - пакер; 18 - распределяющее приспособление; 19 - фильтр; 20 - уравнивающее приспособление; 22 - фильтр; 24 - хвостовик

Таблица 1.14 - Технические характеристики многоцикловых испытателей пластов

Параметры	МИГ-146	МИГ-127	МИК-95	МИК-80	МИК-65
Внешний диаметр, мм	146	127	95	80	67
Длина, мм: максимальная секции	2918	2890	2600	3470	3200
общего комплекса	27 450	27 150	21 400	23 410	16 500
Допустимая нагрузка, кН: сжимающая	1500	1250	600	400	200
растягивающая	700	600	450	200	1500
Крутящий момент, кН-м	10	7,5	4,9	3,9	3,1
Максимальный перепад давления, МПа	45	45	45	45	40
Максимальная температура, °С	200	200	200	200	200
Масса, кг: максимальная секции	235	163	120	92	78
общего комплекса	5442	5682	1810	635	540
Тип присоединительной резьбы	3-121	3-101	3-76	3-62	3-56
Диаметр скважин, мм	190-295	161-243	118-165	97-112	78-102

Таблица 1.15 - Назначения основных узлов многоцикловых испытателей пластов

Узел	Шифр	Назначение
Испытатель пластов скважин на трубах ИПГ		Комплекс оборудования для: испытания перспективных пластов в необсаженных скважинах с целью вызова притока из пласта; отбора проб пластовой жидкости (газа) и определения основных гидродинамических характеристик исследуемого пласта
Испытатель пластов	ИП	Основной клапанный механизм для: перекрытия внутренней полости колонны труб от скважинной жидкости при спуске и подъеме ИПТ; соединения бурильных труб с испытуемым интервалом; уравнивания давления над и под пакером перед его снятием и в процессе спуска и подъема ИПТ
Клапан запорный поворотный	ЗП	Механизм предназначен для перекрытия бурильных труб в процессе испытания с целью получения кривой восстановления пластового давления
Клапан циркуляционный	КЦ	Механизм для осуществления прямой и обратной циркуляции жидкости в любой момент процесса испытания пласта
Яс гидравлический	ЯГ	Механизм для облегчения снятия пакера после испытания или ликвидации прихвата хвостовика ИПТ
Пакер цилиндрический	ПСГ	Узел для герметичного перекрытия кольцевого пространства ствола скважины с целью изоляции испытуемого объекта от остального ствола скважины
Фильтр	Ф	Толстостенный патрубок с продольными щелями и переводниками, служащими для предупреждения забивания механическими примесями штуцера и проходных каналов ИПТ и для размещения глубинных регистрирующих приборов
Замок безопасный	ЗБ	Механизм для откручивания колонны бурильных труб и ИПТ с целью поднятия их в случае прихвата

Практическое занятие №7

Задание: на основании изложенных методов испытания пластов подготовить доклад с использованием дополнительного материала, используемого для исследования. Подготовка материала осуществляется под руководством преподавателя. Презентация возможна в групповом режиме.

Комплекс оборудования КИОД -110

Комплекс предназначен для исследования, интенсификации и освоения объектов в скважине, обсаженной эксплуатационной колонной, а также для их доразведки. Комплекс опускается в скважину на насосно-компрессорных или бурильных трубах.

Комплекс (рис. 1.47) включает многоциклового испытатель пластов 8, пробоотборник 9, уравнильный клапан 12, якорь 13, секционный пакер 10 и малогабаритную устьевую головку 1.

КИОД-110 позволяет проводить исследования как с однопакерной, так и селективно с двухпакерной компоновкой, а также испытывать несколько объектов за один спуск комплекса оборудования в скважину, выполнять интенсификацию притока из пласта за счет очистки призабойной зоны пласта путем многократного гидравлического воздействия на нее чередованием депрессии и репрессии. Его конструктивные параметры позволяют работать в скважинах с гидростатическим давлением до 30 МПа.

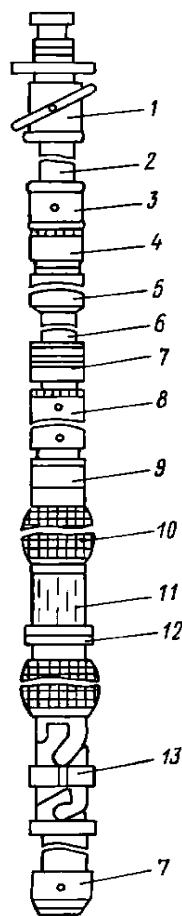


Рисунок 1.47 - Комплекс испытательного оборудования КИОД-110:

1 - головка устьевая ГУ-30 ш; 2, 6 - НКТ; 3 - клапан сливной КС-100; 4 - клапан перепускной КП-110; 5 - клапан заливной КЗА-110; 7 - устройство для установки скважинного манометра; 8 - испытатель пластов ИПТ-110; 9 - пробоотборник ПО-110; 10 - пакер секционный ПС-115, ПС-135; 11 - фильтр; 12 - клапан уравнильный КЗ-110; 13 - якорь ЯК-110/136, ЯК-135/156

Практическое занятие №8

***Задание:** на основании изложенных методов испытания пластов подготовить доклад с использованием дополнительного материала, используемого для исследования. Подготовка материала осуществляется под руководством преподавателя. Презентация возможна в групповом режиме.*

Приспособление для селективного испытания пластов УСПД -146-168

Оборудование УСПД-146-168 предназначено для испытания в многократном режиме одного или нескольких пластов, причем испытание до трех пластов может выполняться с отбором герметизированной пробы из каждого пласта. Оборудование используется в составе серийных ИП с якорями или в компоновке с упором на забой скважины.

Приспособление для селективного испытания состоит из упорного узла, узла впускного и уравнительного клапанов с блоком проб отборочных камер и сигнального приспособления.

Упорный узел служит для предупреждения самопроизвольного прокручивания штока при спусках-подъемах, передачи крутящего момента с помощью расположенного ниже узла ИП и обеспечения свободного вращения УСПД в сжатом положении.

Узел впускного клапана служит для чередования открытия и закрытия проходного канала приспособления (выполнение периодов приток - восстановление давления), а также управления работой пробоотборочных камер.

Уравнительный клапан предназначен для уравнивания давления на пакере по окончании исследования. Кроме того, он служит байпасом для спуска и подъема оборудования.

Шток уравнительного клапана через сменную муфту соединен со штоком впускного клапана каркасом блока пробоотборника, на котором закреплены три пробоотборочные камеры. Приспособление, управляющее их работой, обеспечивает поочередную или одновременную работу камер. Режим работы пробоотборника задается при сборке УСПД перед очередным испытанием. Сигнальное приспособление УС-146 предназначено для передачи на поверхность сигнала о создании депрессии на пласт. Сигнал о создании депрессии передается на поверхность в виде увеличения нагрузки на индикаторе веса с одновременным проседанием труб на 3-8 см. Принцип действия сигнального приспособления заключается в том, что для передачи депрессии на пласт осевая нагрузка передается размещенным ниже узлам через масляную подушку. Открытие впускного клапана и уменьшение давления под впускным клапаном и под пакером приводят к разгерметизации масляной камеры, в результате чего шток сигнального приспособления быстро перемещается вниз, что отображается на показаниях ГИВ и положении труб.

Практическое занятие №9

Задание: на основании изложенных методов испытания пластов подготовить доклад с использованием дополнительного материала, используемого для исследования. Подготовка материала осуществляется под руководством преподавателя. Презентация возможна в групповом режиме.

Испытатели пластов на кабеле

При работе испытателя пластов на кабеле выполняются следующие операции:

а) изоляция небольшого испытуемого участка на стенке скважины от остальных частей ствола при помощи селекторного прижимного герметичного элемента;

б) соединение пористого пространства испытуемого участка породы с баллоном для отбора пробы и создание (при необходимости) дренажного канала в пласте;

в) отбор пробы жидкости и газа из пласта в баллон и герметизация;

г) уравнивание давления на участке отбора пробы с гидростатическим, что обеспечивает беспрепятственный подъем прибора.

Наличие притока и изменение давления при испытании контролируются и регистрируются на поверхности при помощи дистанционных датчиков. Для работы используются спускоподъемное оборудование, регистрирующая аппаратура и кабель, применяемые при геофизических исследованиях скважин.

Испытания пластов приборами, спускаемыми на кабеле, имеют свои характерные особенности.

1. Высокая выборочность - исследуется очень небольшой интервал разреза. Это позволяет использовать испытатель для поинтервального исследования, обнаружения места расположения водонефтяного и газожидкостных контактов, отбивки границ пластов.

2. Высокая чувствительность испытателя к наличию углеводородов (нефти и газа) в породах связана с глубокой депрессией, создаваемой в пласте при отборе пробы. Герметизация и хранение в баллоне пластовых газов дает возможность изучать характер насыщения пластов несмотря на наличие зоны проникновения.

3. Точная привязка результатов испытания с каротажными диаграммами позволяет обоснованно выбрать точки испытания и сопоставить эти результаты с данными других геофизических методов. При наличии точной привязки существует возможность испытать пласты малой мощности.

4. Оперативность. На одну операцию, даже при глубоких скважинах, потребуется 0,5-1,5 ч. Специальной подготовки скважина не требует.

5. Невозможность открытого фонтанирования при испытании, так как во время работ гидростатическое давление в стволе скважины остается неизменным. Это особенно важно при исследовании газоносных пластов.

Учитывая оперативность геофизических методов с информативностью прямого испытания, испытатели пластов обеспечивают увязку результатов испытания с данными каротажа и существенно дополняют комплекс исследований разведочных скважин.

Процесс испытания можно разделить на три последовательные стадии:

- 1) возникновение и распространение гидродинамического возбуждения в пласте;
- 2) движение жидкости и газа из пласта в баллон;
- 3) восстановление пластового давления в зоне испытания после остановки притока. Испытание пластов приборами на кабеле является сложным многостадийным, неустойчивым процессом, протекающим в короткие промежутки времени.

Впервые в нефтяной практике испытатель пластов на каротажном кабеле был предложен в 1937 г. Г.С. Морозовым, Г.Н. Строцким и К.И. Бондаренко.

В США работы по созданию испытателей пластов на кабеле проводились фирмой "Шлюмберже". С 1955 г. эти приборы начали широко использоваться фирмой "Шлюмберже" и другими геофизическими фирмами мира.

Испытатель фирмы "Шлюмберже" спускают в скважину на семижильном бронированном кабеле (рис. 1.48).

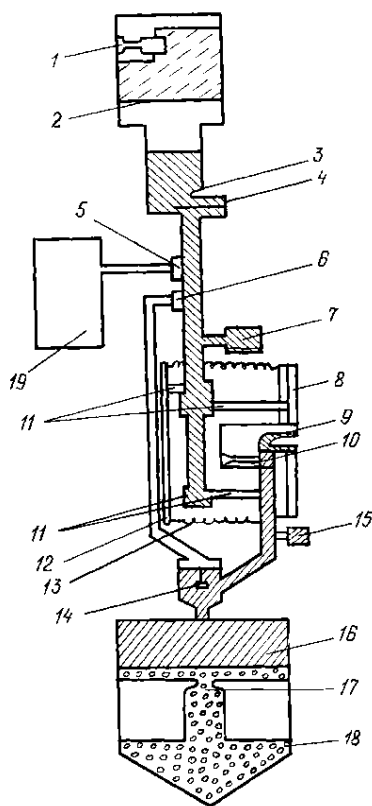


Рисунок 1.48 - Принципиальная схема испытателя пластов на кабеле фирмы "Шлюмберже"

Для работы прибора в скважине используют энергию гидростатического давления жидкости в скважине. После установки прибора в заданном интервале сигналом по кабелю открывается управляющий клапан 1. Промывочная жидкость поступает на поршень-мультипликатор 2, вытесняющий рабочую жидкость, которая наполняет гидравлическую систему прибора, через регулятор давления 4 к поршням 11 прижимающего механизма. Поскольку поршень-мультипликатор создает в системе давление более высокое, чем гидростатическое, поршни 11 выдвигаются из корпуса прибора. При этом прижимающая планка 12 и резиновый уплотняющий башмак 8, закрепленные на поршнях, прижимаются к противоположной стенке скважины с усилием в несколько килоньютонов. После этого по сигналу с поверхности срабатывает перфорационное приспособление 9, создающее дренажный канал в пласте и открывающее доступ пластовому флюиду в емкость прибора 18.

Конструкция емкости для пробы сложная. Она разделена на две части перегородкой, в которой находится дросселирующее отверстие-штуцер 17 очень малого сечения (0,2-0,002 мм). В верхнюю часть емкости перед спуском прибора заливается вода, очищенная от твердых частиц, в нижней - находится воздух под атмосферным давлением. Поступающие из пласта флюиды давят на подвижный поршень 16, вытесняющий воду из верхней части емкости в нижнюю через штуцер. Депрессия, действующая на пласт, определяется гидравлическим сопротивлением штуцера. Снижение величины депрессии для предотвращения разрушения коллекторов позволяет облегчить условия работы уплотняющего башмака и исключить ударные нагрузки в приборе. После отбора пробы открывается клапан 6, подающий рабочую жидкость к гидравлическому клапану баллона 14. Клапан перемещается, герметизируя пробу в баллоне. Для снятия прижимного приспособления открывается клапан 5, соединяющий гидравлическую систему со сливной камерой 19, заполненной воздухом под атмосферным давлением. Рабочая жидкость направляется в сливную камеру, а обратные пружины 13 помогают вернуть башмак и прижимную планку в прежнее положение. Поскольку разница давления под башмаком и гидростатического давления продолжает создавать прижимное усилие, удерживающее башмак, то при этом загорается уравнивающий пороховой заряд 10, отрывающий от стенки башмак или разрушающий его. Если не сработает клапан сливной камеры, то натяжкой кабеля срезают аварийный штифт 3. При этом нарушается уплотнение гидравлической системы и давление в ней уравнивается с гидростатическим.

Давление в гидравлической системе и в канале отбора пластовых флюидов контролируется дистанционными датчиками давления 7 и 15. В качестве перфорационного приспособления применяется кумулятивный перфоратор. При установке блока с кумулятивным зарядом большой мощности, способным пробить обсадную колонну и цементное кольцо, прибор может применяться для испытания обсаженных скважин. Наибольший размер прибора в поперечном сечении 140-160 мм в

зависимости от перфорационного блока позволяет использовать его в необсаженных скважинах диаметром 228 мм и более и в обсаженных скважинах диаметром более 157 мм.

В поинтервальном испытателе пластов фирмы "Шлюмберже" устанавливаются два кумулятивных заряда на расстоянии 30 см друг от друга. В приборе, предназначенном для работы в необсаженных скважинах, оба заряда находятся внутри одного герметизирующего башмака, а при сборке для обсаженных скважин у каждой точки отбора имеется индивидуальный уплотняющий элемент небольших размеров. Обе точки отбора соединены каналом с баллоном для пробы.

Наличие двух точек отбора пробы вызвано желанием повысить результативность работ в неоднородных коллекторах, когда попадание на непроницаемый пропласток служит условной причиной отсутствия притока, что требует дополнительных спусков прибора. В обсаженных скважинах, кроме того, наличие двух зарядов повышает надежность вскрытия пласта. В сборке для обсаженных скважин герметизирующие элементы жестко подсоединяются на блоке прижимного приспособления. Уравнительный пороховой заряд и разрушающий башмак заменены управляющим уравнительным клапаном, который открывается при убиении прижимного приспособления. Между каналом отбора и баллоном установлен регулирующий клапан, который позволяет отобрать пробу без выстрела кумулятивными зарядами путем соединения герметизированных участков отбора с баллоном. Для повышения надежности герметизации баллона устанавливают обратный клапан.

Испытатели пластов, используемые другими фирмами, незначительно отличаются от испытателя фирмы "Шлюмберже".

В СССР разработка и применение испытателей пластов на кабеле развивались аналогично зарубежным. ВНИИГДС (г. Уфа, Тверь) были впервые проведены испытания в скважинах и осуществлен серийный выпуск ИПК в 1963 г. После проведения исследований в скважинах глубиной 4 км и более возникла необходимость в новой принципиальной схеме прибора для этих условий. Большие ударные нагрузки и гидравлические удары приводили к заклиниванию подвижных поршней. В результате воздействия высокоскоростных течений раствора с абразивными добавками силовой цилиндр изнашивался, ненадежно работали термоустойчивые заряды, уплотняющие резиновые клапаны и т.д.

Для создания термоустойчивого испытателя пластов ИПТ-7-10 была использована замкнутая гидравлическая система двойного действия с золотниковым клапаном - распределителем. Применение золотникового переключателя в термоустойчивом испытателе пластов ИПТ-7-10 исключает возможность возникновения резких гидравлических ударов в гидравлической системе прибора и больших ударных нагрузок в его деталях, которые имели место в испытателях типа ИПК при подаче высокого гидростатического давления на силовой и обратный клапаны. В приборе ИПТ-7-10 опасность заклинивания подвижных частей из-за

температурных деформаций меньше, чем в силовом узле испытателя пластов типа ИПК. Это, а также сниженные рабочие перепады давления обеспечивают работу прибора ИПТ-7-10 на больших глубинах при значительных гидростатических давлениях. Испытатели пластов с дистанционными датчиками давления ИПД-7-10 разработаны на основе прибора ИПТ-7-10 и повторяют его принципиальную схему. Испытатель ИПД-7-10 обеспечивает при отборе проб дистанционную регистрацию давления в баллоне с целью контроля процесса испытания, определение пластового давления и оценку гидродинамических параметров пласта.

Испытатели пластов для необсаженных скважин ИПН-7-10 предназначены для исследования коллекторов, в которых чередуются плотные и проницаемые пласты, и значительная часть объекта не дает притока. Поэтому необходимо увеличивать число испытываемых точек, что увеличивает время и стоимость работ.

Прибором ИПН-7-10 при отсутствии притока из испытываемого участка пласта (что видно по показаниям датчиков) можно последовательно испытывать еще 8-10 участков без подъема на поверхность, пока не будет получен приток. При необходимости испытания наиболее перспективного участка можно повторить исследования с выстрелом кумулятивным зарядом.

Испытатель ИПН-7-10 экономически оправдывает "прощупывание" верхней и нижней частей пласта для оценки их эффективной мощности. Испытатель ИПН-7-10 в данное время - основной прибор для исследования необсаженных скважин.

Выпускаются также испытатели пластов для необсаженных глубоких скважин малого диаметра ИПН-5-7 и испытатель пластов для обсаженных скважин ИПО-5-6. Прибор ИПО-5-6 предназначен для исследования основного фонда обсаженных скважин с колоннами диаметром от 125 до 152 мм.

В его конструкции использована принципиальная схема привода от гидростатического давления с замкнутой гидравлической системой двойного хода, золотниковым распределителем и поршнем-демультипликатором, аналогичная схеме приборов ИПН.

Выпускаются также испытатели пластов для структурно-поисковых и гидрогеологических скважин ИПГ-4-7. В конструкции этого прибора использована принципиальная схема электромеханического привода. Такой тип привода может быть успешно реализован на глубине до 3000 м, позволяет проводить работу независимо от величины гидростатического давления и дает возможность многократного срабатывания прибора.

Для работы с испытателями пластов на кабеле используется передвижная лаборатория на автомобиле. В ней смонтировано оборудование, необходимое для разборки и проверки испытателей, тарирования дистанционных датчиков. Пульт управления и контроля находится на другой машине - каротажной станции-подъемнике.

Практическое занятие №10

Задание: на основании изложенных методов испытания пластов подготовить доклад с использованием дополнительного материала, используемого для исследования. Подготовка материала осуществляется под руководством преподавателя. Презентация возможна в групповом режиме.

Испытатели пластов на базе струйных аппаратов

В Ивано-Франковском институте нефти и газа (Р.С. Яремийчук, В.Р. Возный, 1979 - 1985 гг.) разработана принципиально новая конструкция испытателей пластов на базе струйных аппаратов. Приспособление УГИП-1 (рис.1.49) состоит из корпуса с седлом 1 под обратный клапан 12 и струйного аппарата 2. Корпус приспособления снабжен каналами 3 для нагнетания рабочей жидкости, каналами 4 для прохождения эжектированной жидкости, окнами 5 для выхода смешанной жидкости в затрубное пространство и каналом 6 для передачи давления из подпакерного пространства к преобразователю давления в электрический ток.

Верхняя и нижняя части корпуса снабжены резьбой для подсоединения к НКТ. Струйный аппарат включает в себя подсоединяющую головку 7, преобразователь давления мембранный тензометрического типа ПДМТ 8, твердосплавный насадок 9, камеру смешения 10, диффузор 11, обратный клапан 12 со штоком 13, втулку 14 для подсоединения измерительных приборов (глубинного манометра, термометра и расходомера). Присоединительная головка имеет разъем для обеспечения электрического контакта. Приспособления УГИП-1 и УЕОС-2 предназначены для испытания пластов и вызова притока из продуктивных горизонтов с одновременной очисткой призабойной зоны пласта в обсаженных эксплуатационной колонной скважинах.

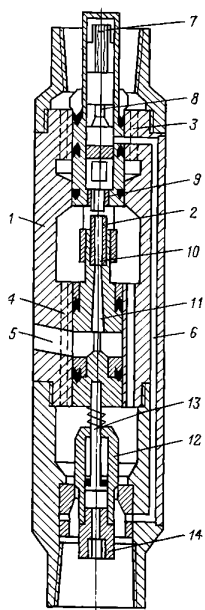


Рисунок 1.49 - Устройство для гидродинамических исследований пластов УГИП-1 на базе струйного аппарата

Устройство позволяет:

в процессе испытания скважины проводить запись кривых восстановления давления после снижения давления в подпакерном пространстве;

управлять величиной депрессии и временем ее действия без использования компрессорных и азотных установок;

проводить циклическое воздействие на пласт в режиме депрессия - репрессия с целью очистки призабойной зоны пласта;

проводить дистанционный контроль при помощи регистрирующих приборов изменения забойного давления в процессе исследования фильтрационных характеристик пласта и очистки его призабойной зоны.

Исследование скважин с помощью УГИП-1 проводят в указанной ниже последовательности:

спускают на насосно-компрессорных трубах пакер и корпус приспособления (после соответствующего действия - подготовки скважины) и пакеруют кольцевое пространство;

устанавливают фонтанную арматуру с лубрикатором, опрессовывают отдельно НКТ и пакер соответствующими опрессовочными клапанами;

спускают на каротажном кабеле струйный аппарат с обратным клапаном до его посадки в корпус;

проводят исследования, прокачивая рабочую жидкость через НКТ и струйный аппарат насосным агрегатом.

При прохождении рабочей жидкости через струйный аппарат в камере смешения снижается давление, за счет чего обратный клапан открывается, и депрессия передается в подпакерную зону. Величина депрессии и время ее действия зависят от расхода рабочей жидкости, прокачиваемой через струйный аппарат, параметром контроля является давление насосного агрегата.

Прекращение подачи рабочей жидкости ведет к уравниванию давления в камере смешения и внутри НКТ, обратный клапан при этом закрывается, и в подпакерном пространстве происходит процесс восстановления давления. Цикл может повторяться многократно с различными значениями депрессии и при различной длительности периодов (притока и восстановления давления) и циклов. Регистрацию давления ведут на диаграмме в каротажной лаборатории АКС-Л; также возможна установка автономного глубинного манометра и пробоотборника к хвостовику обратного клапана.

К достоинствам указанного устройства относится то, что при испытании перспективных горизонтов имеется возможность проводить параллельно и геофизические исследования без дополнительных спускоподъемных операций с НКТ и бурильным инструментом.

Расчет максимального давления на устье скважины и объем жидкости, которую необходимо закачать в скважину в процессе вызова притока из продуктивного пласта методом замещения жидкости

Практическое занятие №11

Максимальное давление на устье скважины

Определить максимальное значение давления на устье скважины в процессе вызова притока из продуктивного пласта методом замещения жидкости на более легкую.

Исходные данные (варианты в таблице 2.1):

плотность бурового раствора ρ_p ;

плотность воды $\rho_v = 1000 \text{ кг/м}^3$;

глубина спуска НКТ H_t ;

потери давления:

в колонне труб $-\Delta P_t$

в затрубном пространстве $-\Delta P_{кп}$.

Решение:

Максимальное значение давления на устье скважины определяются по формуле:

$$P_{уст} = (\rho_p - \rho_v) g H_t + \Delta P_t + \Delta P_{кп}, \quad (1.37)$$

Потери давления соответственно в затрубном пространстве и в колонне труб (определяют из справочных таблиц либо по специальной методике).

Практическое занятие №12

Определение объема жидкости

Определить объем жидкости, которую необходимо закачать в скважину в процессе вызова притока по методу замещения жидкости для создания депрессии на пласт.

Исходные данные (варианты в таблице 1.16):

плотность бурового раствора ρ_p ;

плотность воды $\rho_v = 1000 \text{ кг/м}^3$;

глубина скважины H ;

глубина спуска НКТ H_t ;

среднее пластовое давление $P_{пл}$;

потери давления:

в колонне труб $-\Delta P_t$

в затрубном пространстве $-\Delta P_{кп}$;

диаметр (внутренний) эксплуатационной колонны $D_{эв}$;

колонна НКТ: внешний диаметр d_n и внутренний d_v ;

Решение:

Объем легкой жидкости, которую необходимо подать в скважину, чтобы значения давлений на забое выровнялись, находим по формуле:

$$V_v = S_{кп} H_t + S_t \left[\frac{(P_{пл} - \Delta P_{кп} - \Delta P_t) / g - H \rho_p}{\rho_p - \rho_v} \right], \quad (1.38)$$

где $S_{\text{кп}}$ - площадь сечения межтрубного пространства; $S_{\text{т}}$ - площадь сечения внутренней полости НКТ.

Если объем жидкости, закачанной в скважину, превышает полученное значение, значит, создается депрессия на пласт и можно вызвать приток из пласта.

Таблица 1.16 – Варианты исходных данных

вариант	плотность бурового раствора ρ_p , кг/м ³	глубина спуска НКТ H_t , м	потери давления, МПа		внут. диаметр эксплуат. колонны $D_{эв}$, мм	Колонна НКТ		глубина скважины H , м	среднее пластовое давление $P_{пл}$, МПа
			в колонне труб - ΔP_t	в заглубном пространстве - $\Delta P_{кп}$		внешний диаметр d_n , мм	внутренний диаметр d_b , мм		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	1150	1250	1,2	0,6	156	73	62	1280	16,8
2	1200	1300	1,25	0,65	154	73	59	1330	17,48
3	1250	1325	1,3	0,7	152	60	50,3	1360	17,68
4	1300	1350	1,35	0,75	150	89	76	1380	17,94
5	1350	1375	1,4	0,8	148	73	62	1410	18,33
6	1400	1400	1,45	0,85	156	73	59	1435	18,67
7	1150	1425	1,5	0,9	154	60	50,3	1460	19,0
8	1200	1450	1,55	0,95	152	89	76	1480	19,24
9	1250	1475	1,6	0,98	150	89	73	1510	19,63
10	1300	1500	1,65	1,15	148	60	50,3	1530	19,9
11	1350	1550	1,68	0,6	156	73	62	1580	20,54
12	1400	1600	1,7	0,65	154	73	59	1630	21,2
13	1150	1650	1,73	0,7	152	60	50,3	1680	21,84
14	1200	1700	1,75	0,75	150	89	76	1730	22,5

Продолжение таблицы 1.16

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
15	1250	1750	1,8	0,8	148	73	62	1780	23,14
16	1300	1250	1,2	0,85	156	73	59	1280	16,8
17	1350	1300	1,25	0,9	154	60	50,3	1330	17,48
18	1400	1325	1,3	0,95	152	89	76	1360	17,68
19	1150	1350	1,35	0,98	150	89	73	1380	17,94
20	1200	1375	1,4	1,15	148	60	50,3	1410	18,33
21	1250	1400	1,45	0,6	156	73	62	1435	18,67
22	1300	1425	1,5	0,65	154	73	59	1460	19,0
23	1350	1450	1,55	0,7	152	60	50,3	1480	19,24
24	1400	1475	1,6	0,75	150	89	76	1510	19,63
25	1150	1500	1,65	0,8	148	73	62	1530	19,9
26	1200	1550	1,68	0,85	156	73	59	1580	20,54
27	1250	1600	1,7	0,9	154	60	50,3	1630	21,2
28	1300	1650	1,73	0,95	152	89	76	1680	21,84
29	1350	1700	1,75	0,98	150	89	73	1730	22,5
30	1400	1750	1,8	1,15	148	60	50,3	1780	23,14

Расчет объема жидкости над воздушной подушкой в процессе вызова притока из продуктивного пласта методом воздушной подушки

Практическое занятие №13

Определение объема жидкости над воздушной подушкой

Определить объем жидкости над воздушной подушкой. Исходные данные (варианты в таблице 1.17):

плотность воды $\rho_v = 1000 \text{ кг/м}^3$;

глубина снижения уровня воды в скважине H_{cy} ;

диаметр (внутренний) эксплуатационной колонны $D_{эв}$;

колонна НКТ: внешний диаметр d_n и внутренний d_v ;

давление на выходе компрессора после нагнетания газа в затрубное пространство $P_{кмп}$.

Решение:

Высота воздушной подушки определяется по формуле:

$$H_{вп} = \frac{P_{кмп}}{\rho_B g} \quad (1.39)$$

Коэффициенты квадратного уравнения определяется по формуле:

$$B = \frac{\rho_B g (S_{кп} + S_T) H_{cy}}{k_{вп} S_{кп}} \quad (1.40)$$

$$C = \left[\frac{(S_{\text{кп}} + S_{\text{т}})}{k_{\text{вп}} S_{\text{кп}}} - H_{\text{вп}} \right] P_{\text{кмп}} \quad (1.41)$$

где, $S_{\text{кп}}$ - площадь сечения межтрубного пространства; $S_{\text{т}}$ - площадь сечения внутренней полости НКТ; $k_{\text{вп}}$ – эмпирический коэффициент, равен 0,8.

Высота столба воды над воздушной подушкой определяется по формуле:

$$H_{\text{в}} = \frac{B + \sqrt{B^2 + 4\rho_{\text{в}} g C}}{2\rho_{\text{в}} g} \quad (1.42)$$

Объем воды над воздушной подушкой определяется по формуле:

$$V_{\text{в}} = H_{\text{в}} S_{\text{кп}} \quad (1.43)$$

Практическое занятие №14

Определение глубины снижения уровня воды в скважине

Определить глубину снижения уровня воды в скважине в процессе вызова притока при помощи воздушной подушки и минимальную продуктивность поверхностного насоса.

Исходные данные (варианты в таблице 1.17):

плотность воды $\rho_{\text{в}} = 1000 \text{ кг/м}^3$;

глубина снижения уровня воды в скважине $H_{\text{су}}$;

диаметр (внутренний) эксплуатационной колонны $D_{\text{эв}}$;

колонна НКТ: внешний диаметр $d_{\text{н}}$ и внутренний $d_{\text{в}}$;

давление на выходе компрессора после нагнетания газа в затрубное пространство $P_{\text{кмп}}$;

количество воды, закачанной в кольцевое пространство над воздушной подушкой $V_{\text{в}}$.

Решение:

Высота воздушной подушки определяется по формуле:

$$H_{\text{вп}} = \frac{P_{\text{кмп}}}{\rho_{\text{в}} g} \quad (1.44)$$

Высота столба воды в затрубном пространстве над воздушной подушкой определяется по формуле:

$$H_{\text{в}} = \frac{V_{\text{в}}}{S_{\text{кп}}} \quad (1.45)$$

Глубина снижения уровня жидкости определяется по формуле:

$$H_{\text{су}} = k_{\text{вп}} \left[H_{\text{в}} + \frac{H_{\text{вп}} P_{\text{кмп}}}{P_{\text{кмп}} + \rho_{\text{в}} g H_{\text{в}}} \right] \frac{S_{\text{кп}}}{S_{\text{кп}} + S_{\text{т}}} \quad (1.46)$$

Минимальная продуктивность поверхностного насоса обусловлена требованием отсутствия движения пузырьков газа навстречу потоку.

Продуктивность насоса во время нагнетания воды должна удовлетворять следующему условию:

$$Q_B > S_{\text{КП}} [\omega]_{\text{min}} \quad (1.47)$$

где $[\omega]_{\text{min}}$ - минимальная скорость воды, предотвращающая направление вверх движения пузырьков газ в затрубном пространстве, и равна 0,4 м/с.

Практическое занятие №15

Определение высоты воздушной подушки

Определить высоту воздушной подушки. Исходные данные (варианты в таблице 1.17):

плотность воды $\rho_v = 1000 \text{ кг/м}^3$;

глубина снижения уровня воды в скважине $H_{\text{су}}$;

диаметр (внутренний) эксплуатационной колонны $D_{\text{эв}}$;

колонна НКТ: внешний диаметр d_n и внутренний d_v ;

давление на выходе компрессора после нагнетания газа в затрубное пространство $P_{\text{кмп}}$;

количество воды, закачанной в кольцевое пространство над воздушной подушкой V_v .

Таблица 1.17 – Варианты исходных данных

вариант	количество воды, закачанной в кольцевое пространство над воздушной подушкой $V_v, \text{м}^3$	внут. диаметр эксплуат. колонны $D_{\text{эв}}, \text{мм}$	Колонна НКТ		глубина снижения уровня воды в скважине $H_{\text{су}}, \text{м}$	давление на выходе компрессора после нагнетания газа в затрубное пространство $P_{\text{кмп}}, \text{МПа}$
			внешний диаметр $d_n, \text{мм}$	внутренний диаметр $d_v, \text{мм}$		
1	2	3	4	5	6	7
1	5	156	73	62	400	3,5
2	5	154	73	59	450	3,5
3	5,5	152	60	50,3	500	5,0
4	5,5	150	89	76	550	5,0
5	6,5	148	73	62	600	6,5
6	6,5	156	73	59	650	6,5
7	8	154	60	50,3	700	8,0
8	10	152	89	76	750	8,0
9	10	150	89	73	800	5,5
10	12	148	60	50,3	850	9,5
11	12	156	73	62	900	7,5

Продолжение таблицы 1.17

1	2	3	4	5	6	7
12	15	154	73	59	950	7,5
13	15	152	60	50,3	1000	9,5
14	20	150	89	76	1050	12,0
15	20	148	73	62	1100	11,0
16	5	156	73	59	400	3,5
17	5	154	60	50,3	450	3,5
18	5,5	152	89	76	500	5,0
19	5,5	150	89	73	550	5,0
20	6,5	148	60	50,3	600	6,5
21	6,5	156	73	62	650	6,5
22	8	154	73	59	700	8,0
23	10	152	60	50,3	750	8,0
24	10	150	89	76	800	5,5
25	12	148	73	62	850	9,5
26	12	156	73	59	900	7,5
27	15	154	60	50,3	950	7,5
28	15	152	89	76	1000	9,5
29	20	150	89	73	1050	12,0
30	20	148	60	50,3	1100	11,0

Решение:

Высота столба воды в затрубном пространстве над воздушной подушкой определяется по формуле:

$$H_B = \frac{V_B}{S_{КП}} \quad (1.48)$$

Высота воздушной подушки определяется по формуле:

$$H_{ВП} = \left[1 + \frac{\rho_B g H_B}{P_{КМП}} \right] * \left[\frac{S_{КП} + S_T}{kS} H_{cy} - H_B \right] \quad (1.49)$$

Определить глубины установки пусковых клапанов на колонне НКТ для вызова притока из продуктивного пласта.

Практическое занятие №16

Определение глубины пусковых клапанов.

Определить, на каких глубинах в колонне НКТ следует разместить пусковые клапаны для вызова притока жидкости.

Исходные данные (варианты в таблице 1.18):

плотность бурового раствора ρ_r ;

плотность воды $\rho_v = 1000 \text{ кг/м}^3$;

плотность газа $\rho_g = 1,29 \text{ кг/м}^3$;

статический уровень раствора находится на глубине $H_{ст}$;

глубина скважины H ;

глубина спуска НКТ H_t ;

среднее пластовое давление $P_{пл}$;

атмосферное давление P_0 ;

диаметр (внутренний) эксплуатационной колонны $D_{эв}$;

колонна НКТ: внешний диаметр d_n и внутренний d_v ;

давление на выходе компрессора после нагнетания газа в затрубное пространство $P_{кмп}$;

для вызова притока из пласта необходимо создать депрессию ΔP .

Решение:

Уровень жидкости в скважине, обеспечивающий приток пластового флюида определяется по формуле:

$$H_{пр} = \frac{P_{пл} - \Delta P}{\rho_p g} \quad (1.50)$$

Расстояние от устья скважины к месту размещения первого клапана определяется по формуле:

$$L_1 = H_{ст} + \frac{P_{кмп}}{g \left[1 + \frac{S_{кп}}{S_T} \right] \left[\rho_p - \frac{\rho_T P_{кмп}}{P_0} \right]} - \Delta L \quad (1.51)$$

де, ΔL - разность между расчетным и фактическим уровнями размещения клапана, принимается 20 - 25 м.

Расстояние от устья к месту размещения второго клапана определяется по формуле:

$$L_2 = L_1 + \frac{P_{кмп}}{g \left[1 + \frac{S_{кп}}{S_T} \right] \left[\rho_p - \frac{\rho_T P_{кмп}}{P_0} \right]} - \Delta L \quad (1.52)$$

Расстояние от устья к месту размещения третьего клапана определяется по формуле:

$$L_3 = L_2 + \frac{P_{кмп}}{g \left[1 + \frac{S_{кп}}{S_T} \right] \left[\rho_p - \frac{\rho_T P_{кмп}}{P_0} \right]} - \Delta L \quad (1.53)$$

Глубина размещения нижнего клапана не должна быть меньше, чем уровень, обеспечивающий приток флюида в скважину.

Размещение на колонне НКТ пусковых клапанов обеспечивает необходимый уровень снижения жидкости в скважине.

Таблица 1.18 – Варианты исходных данных

вариант	глубина спуска НКТ Н, м	глубина спуска НКТ Н, м	давление на выходе компрессора после нагнетания газа в затрубное пространство $P_{кмп}$; МПа	депрессия ΔP ; МПа	г. диаметр эксплуат. колонны $D_{эв}$, мм	Колонна НКТ		глубина скважины Н, м	глубина спуска НКТ Н, м	глубина спуска НКТ Н, м	глубина спуска НКТ Н, м
						внешний диаметр d_n , мм	внутренний диаметр d_v , мм				
1	1150	1250	3,5	0,5	156	73	62	1280	16,8	100	100
2	1200	1300	3,5	0,6	154	73	59	1330	17,48	100	100
3	1250	1325	5,0	0,7	152	60	50,3	1360	17,68	150	150
4	1300	1350	5,0	0,8	150	89	76	1380	17,94	150	150
5	1350	1375	6,5	0,5	148	73	62	1410	18,33	200	200
6	1400	1400	6,5	0,6	156	73	59	1435	18,67	200	200
7	1150	1425	8,0	0,7	154	60	50,3	1460	19,0	250	250
8	1200	1450	8,0	0,8	152	89	76	1480	19,24	250	250
9	1250	1475	5,5	0,5	150	89	73	1510	19,63	300	300
10	1300	1500	9,5	0,6	148	60	50,3	1530	19,9	300	300
11	1350	1550	7,5	0,7	156	73	62	1580	20,54	350	350
12	1400	1600	7,5	0,8	154	73	59	1630	21,2	350	350
13	1150	1650	9,5	0,5	152	60	50,3	1680	21,84	400	400
14	1200	1700	12,0	0,6	150	89	76	1730	22,5	400	400
15	1250	1750	11,0	0,7	148	73	62	1780	23,14	450	450
16	1300	1250	3,5	0,8	156	73	59	1280	16,8	100	100
17	1350	1300	3,5	0,5	154	60	50,3	1330	17,48	100	100
18	1400	1325	5,0	0,6	152	89	76	1360	17,68	150	150
19	1150	1350	5,0	0,7	150	89	73	1380	17,94	150	150
20	1200	1375	6,5	0,8	148	60	50,3	1410	18,33	200	200
21	1250	1400	6,5	0,5	156	73	62	1435	18,67	200	200
22	1300	1425	8,0	0,6	154	73	59	1460	19,0	250	250
23	1350	1450	8,0	0,7	152	60	50,3	1480	19,24	250	250
24	1400	1475	5,5	0,8	150	89	76	1510	19,63	300	300
25	1150	1500	9,5	0,5	148	73	62	1530	19,9	300	300
26	1200	1550	7,5	0,6	156	73	59	1580	20,54	350	350
27	1250	1600	7,5	0,7	154	60	50,3	1630	21,2	350	350
28	1300	1650	9,5	0,7	152	89	76	1680	21,84	400	400
29	1350	1700	12,0	0,8	150	89	73	1730	22,5	400	400
30	1400	1750	11,0	0,8	148	60	50,3	1780	23,14	450	450

Раздел 2. ОСВОЕНИЕ СКВАЖИН

2.1. Вторичное вскрытие продуктивных пластов

2.1.1 Технология приготовления тампонажного раствора и классификация базовых тампонажных материалов

По вяжущей основе наиболее часто используемые тампонажные материалы подразделяются на следующие группы:

- портландцементы,
- глиноземистые цементы,
- известково-кремнеземистые цементы,
- цементы на основе доменных шлаков,
- гипсовые материалы,
- магнезиальные цементы,
- органические крепители (синтетические смолы).

В соответствии с ГОСТ 25597-83 применяемые для крепления нефтегазовых скважин тампонажные материалы классифицируют по следующим основаниям:

По температуре применения:

1. Для низких температур (до 15 °С).
2. Для нормальных температур (15-50 °С).
3. Для умеренных температур (50-100 °С).
4. Для повышенных температур (100-150 °С).
5. Для высоких температур (150-250 °С).
6. Для сверхвысоких температур (более 250 °С).
7. Для циклически меняющихся температур.

По плотности тампонажного раствора:

1. Легкие (до 1400 кг/м³).
2. Облегченные (1400-1650 г/м³).
3. Нормальной плотности (1650-1950 г/м³).
4. Утяжеленные (1950-2300 г/м³).
5. Тяжелые (более 2300 г/м³).

По коррозионной устойчивости:

1. Устойчивые в кислых средах.
2. Устойчивые в магнезиальных средах.
3. Устойчивые к полиминеральной агрессии.

По величине объемных деформаций:

1. Без особых требований к деформациям.
2. Безусадочные (объемное расширение до 0,1%).
3. Расширяющиеся (объемное расширение более 0,1%).

Основные базовые тампонажные материалы.

При цементировании обсадных колонн наибольшее распространение получили тампонажные растворы на основе портландцемента, шлаковых, белитокремнеземистых, глиноземистых и магнезиальных цементах.

Следующая таблица демонстрирует стратегию подбора тампонажных материалов (см. рис. 2.1).

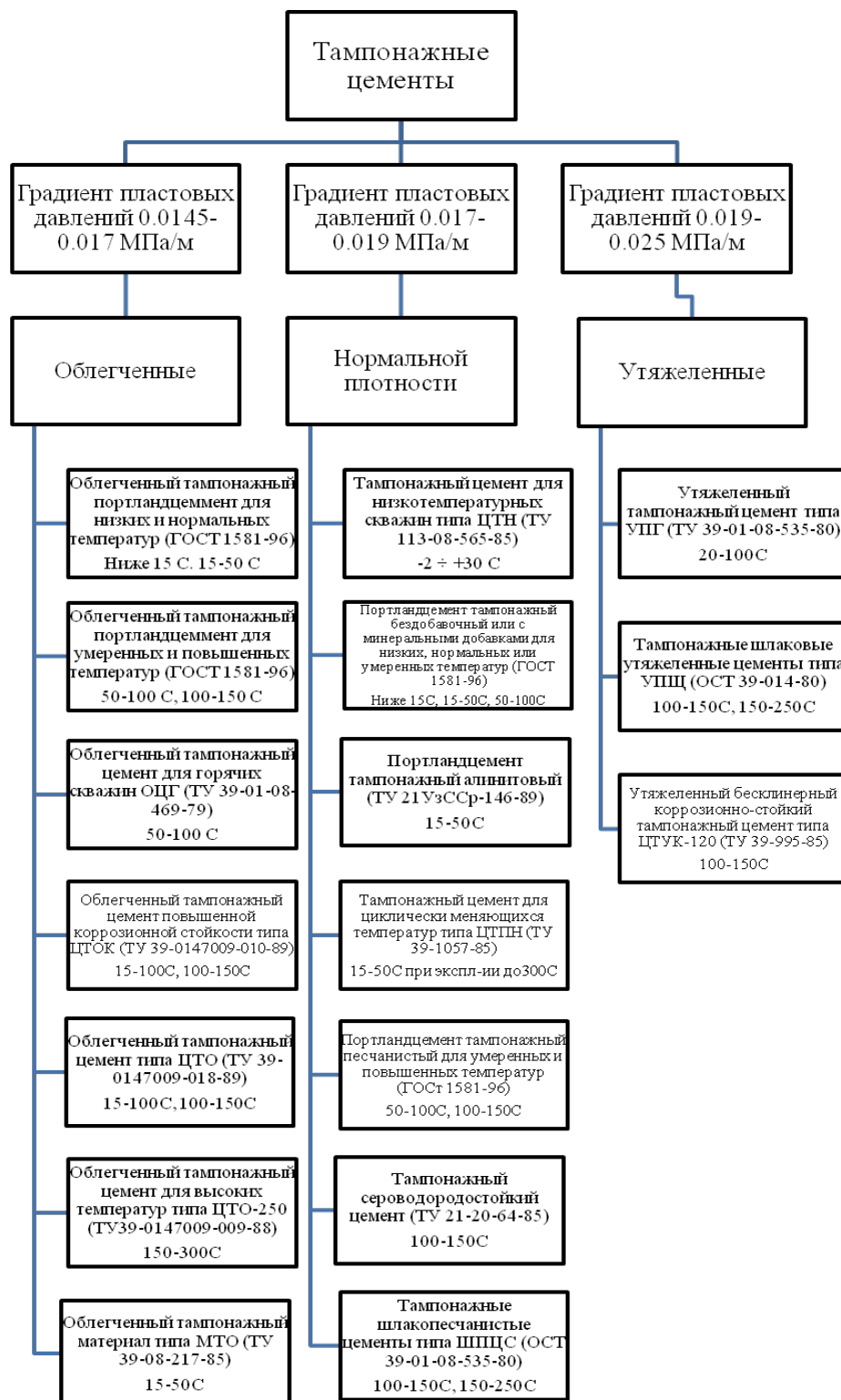


Рисунок 2.1 - Рекомендации по выбору тампонажных материалов [12]

Портландцемент тампонажный выпускают по ГОСТ 1581-96.

По вещественному составу портландцемент выпускают четырех видов:
I – бездобавочный с ненормируемым водоцементным отношением;

I - G - бездобавочный с водоцементным отношением 0,44; I – H - бездобавочный с водоцементным отношением 0,38;

II - с добавками (обычно до 20%), которые не регулируют плотность, выполняют роль наполнителя, с ненормируемым водоцементным отношением;

III - с добавками, которые регулируют плотность (величина добавки до 75% к массе цемента), с ненормируемым водоцементным отношением;

- песчанистые (добавка молотого кварцевого песка до 50% для повышения термостойкости цементного камня) - П50.

По температуре использования тампонажный портландцемент выпускают трех видов:

- для нормальных температур - до 50° С,
- для умеренных температур - до 100° С,
- для повышенных температур (песчанистый портландцемент) - до 150°

С. По сульфатостойкости:

- для типов I II III – обычный (особых требований не предъявляется) и сульфатостойкий – СС;
- для типов I-G и I-H - СС-1 – высокой сульфатостойкости и СС-2 – умеренной сульфатостойкости.

Кроме того, при производстве портландцемента в его состав могут вводиться пластифицирующие (Пл) и гидрофобизирующие добавки (Гф).

Маркировка цемента должна отражать все перечисленные характеристики.

Примеры маркировки тампонажных портландцементов:

- портландцемент тампонажный без добавок обычной сульфатостойкости для низких и нормальных температур:

ПЦТ I - 50 ГОСТ 1581-96

- портландцемент тампонажный с минеральными добавками, сульфатостойкий для низких и нормальных температур:

ПЦТ II-СС-50 ГОСТ 1581-96

- портландцемент тампонажный бездобавочный, с нормированными водоцементном отношении, равном 0,44, высокой и умеренной сульфатостойкости для низких и нормальных температур:

ПЦТ I-G-СС-2 -50 ГОСТ 1581-96

- портландцемент тампонажный с минеральными добавками, плотностью раствора 1,50 г/см³, для температур до 100° С, гидрофобизированный:

ПЦТ III-О65-100-ГФ ГОСТ 1581-96

Основные требования ГОСТ 1581-96 следующие:

Порошок портландцемента должен иметь тонкость помола такой, чтобы при просеивании через сито с ячейкой 80 мкм остаток составлял не

более 15% для нормальных температур и не более 20% для умеренных и повышенных температур. Удельная поверхность цементного порошка должна составлять не менее 250 м²/кг для нормальных температур и не менее 220-230 м²/кг для умеренных и повышенных температур.

Растекаемость тампонажного раствора из портландцемента должна быть не менее 200 мм, водоотделение цементные растворы должны иметь в пределах от 3 до 4%. Время загустевания цементного раствора для всех видов тампонажного портландцемента должно быть не менее 90 мин.

Прочность цементного камня на изгиб из портландцемента с добавками до 20% должна составлять 2,7 МПа через 2 суток для нормальных температур и 3,5 МПа через 1 сутки для умеренных и повышенных температур. Облегченные и песчанистые цементы могут иметь пониженную прочность.

Для условий повышенных и высоких температур по другим ГОСТам и ТУ выпускают несколько разновидностей тампонажных цементов на основе молотых доменных шлаков.

Шлакопесчаные цементы совместного помола ШПЦС-120 и ШПЦС-200 предназначены для условий температур 80-1600С и 160-2500С соответственно (в маркировке цемента указывается средняя температура использования и испытания).

На базе доменных шлаков выпускают облегченные (ОШЦ) и утяжеленные (УШЦ) цементы для повышенных и высоких температур.

Для условий повышенной коррозии могут использоваться цемент тампонажный сероводородостойкий (Н₂S в продукции скважины до 25%) на основе никелиевого шлака и утяжеленный безклинкерный коррозионностойкий цемент (ЦТУК-120).

В условиях температур от -20С до +300С может использоваться цемент тампонажный для низкотемпературных скважин (ЦТН) на основе гипса.

Для цементирования паронагнетательных скважин (высокие циклически меняющиеся температуры до 3500С) используется цемент типа ЦТПН на основе шлака и кварцевого песка.

Крепление скважин в отложениях легкорастворимых солей должно проводиться с использованием тампонажных материалов, затворяемых на концентрированных (насыщенных) растворах солей, слагающих стенки скважины. Это необходимо для обеспечения прочного контакта (химическая связь) цементного камня со стенками скважины.

Для цементирования обсадных колонн, перекрывающих галит (каменная соль) используют портландцемент или цементы на шлаковой основе, затворяемых на насыщенном растворе технической соли (NaCl).

Для крепления скважин в интервалах калийно-магниевых солей в условиях низких температур используются тампонажные материалы на основе магнезиальных цементов (каустический магнезит, каустический доломит), затворяемые на насыщенном растворе хлорида магния (MgCl₂).

В качестве цементов, образующих расширяющийся цементный камень, используют:

гипсоглиноземистый цемент Пашийского завода - расширение до 4%;
расширяющийся тампонажный цемент МИНГа – расширение до 4%;
-расширяющийся тампонажный цемент института «Гипроцемент»-
расширение до 1,2%.

Контрольные вопросы:

1. На какие группы подразделяются тампонажные материалы по вяжущей основе?
2. Как классифицируют тампонажные материалы в соответствии ГОСТ 25597-83
3. Как классифицируют портландцемент по вещественному составу?
4. Каковы основные требования ГОСТ 1581-96 к портландцементу?
5. Для условий повышенной коррозии какой цемент используется?
6. В условиях температур от -20С до +300С какой цемент используется?
7. Для цементирования паронагнетательных скважин (высокие циклически меняющиеся температуры до 3500С) какой цемент используется?
8. Для крепления скважин в отложениях легкорастворимых солей какой цемент используется?
9. Для цементирования обсадных колонн, перекрывающих галит (каменная соль) какой цемент используется?
10. Для крепления скважин в интервалах калийно-магниевых солей в условиях низких температур какой цемент используется?

2.1.2 Обоснование способа вторичного вскрытия продуктивных пластов

С учетом устойчивости пород продуктивных пластов, а также опыта, накопленного в данном районе, обосновать способы перфорации обсадной колонны, плотность и интервалы перфорации эксплуатационной колонны при вторичном вскрытии пластов, регламентировать состав и свойства жидкости в колонне на период перфорации.

При выборе способа перфорации должны учитываться геолого-промысловая характеристика залежи, тип коллектора и технико-технологические данные по скважине:

- толщина, фильтрационно - емкостные свойства призабойной и удаленной зон пласта, расчлененность, литофациальная характеристика пласта и вязкость нефти;
- расстояние до контактов водонефтяного (ВНК), газонефтяного (ГНК) и газоводяного (ГВК);
- пластовое давление и температура в интервале перфорации;
- число обсадных колонн в интервале перфорации, минимальный внутренний диаметр в колонне труб;
- максимальный угол отклонения скважины от вертикали;

- состояние обсадной колонны и ее цементной оболочки;
- свойства и состав жидкости, применявшейся при первичном вскрытии пласта.

При выборе способов вскрытия и технологии прострелочных работ следует учитывать также ожидаемую пробивную способность перфоратора, проходимость в скважине, термобаростойкость, возможное воздействие на обсадную колонну и цементный камень, засорение скважины, возможность вскрыть пласт за минимальное количество спусков с требуемой плотностью, продолжительность и стоимость работ. Каждый вид перфораторов имеет свои особенности, преимущества и ограничения.

Вскрытие пластов стреляющими перфораторами может осуществляться при репрессии (забойное давление в скважине выше пластового) и депрессии (забойное давление в скважине ниже пластового).

Для вскрытия пластов при репрессии исходят из условий безопасного проведения перфорации и предотвращения проникновения больших объемов жидкости из скважины в пласт.

Слабопроницаемые цементированные пласты рекомендуется вскрывать гидropескоструйной перфорацией. [43]

2.1.3 Выбор способа перфорации

В процессе вторичного вскрытия под действием избыточного давления происходит фильтрация перфорационной среды из скважин в пласт, что может существенно ухудшить его проницаемость вследствие вторичного изменения коллекторских свойств в зоне проникновения фильтрата специальных жидкостей.

Выбор перфорационной жидкости осуществляется в зависимости от категории продуктивных пород, физических свойств пластовых флюидов, значения пластового давления и типа бурового раствора, применявшегося при первичном вскрытии продуктивных пород.

Для перфорации при репрессии на пласт скважину (либо зону интервала перфорации и на 100-150 м выше нее) следует заполнить перфорационной жидкостью, не содержащей твердой фазы. Наиболее благоприятные условия перфорации при репрессии обеспечивают перфорационные жидкости на углеводородной основе (нефть, конденсат, дизельное топливо, ИЭР, ИБР). Эти жидкости должны быть совместимы с пластовыми флюидами. Сохранение коллекторских свойств продуктивных пластов отмечается при использовании в качестве жидкостей перфорации пластовых вод и водных растворов хлористого кальция, хлористого калия, бромистого калия, бромистого цинка.

При выборе типа перфорационной жидкости для заполнения зоны перфорации необходимо руководствоваться правилами, определяющими требования к фильтру бурового раствора на стадии первичного вскрытия.

Общие требования ко всем перфорационным и рабочим жидкостям гидropескоструйной перфорации следующие:

- жидкости должны быть совместимы с пластовыми флюидами и не вызывать набухания глин, осадкообразования и образования эмульсии;
- жидкости должны быть технологичными с точки зрения легкости их приготовления, хранения, использования;
- коррозионная активность жидкостей не должна превышать допустимого значения;
- жидкости должны быть совместимы с буровым раствором или жидкостями, заполняющими скважину;
- жидкости не должны загрязнять окружающую среду;
- жидкости и условия их применения должны отвечать требованиям пожаровзрывобезопасности, а также безопасности людей, выполняющих работу с этими жидкостями;
- жидкости должны обеспечивать свободный доступ перфораторов к интервалу перфорации.

Если продуктивные пласты вскрывались с использованием углеводородных буровых растворов (известково-битумных, инвертных эмульсионных), то в качестве перфорационной среды должны быть использованы только углеродные жидкости без твердой фазы.

Если возникает необходимость утяжеления перфорационных жидкостей, то их следует утяжелять легкорастворимыми утяжелителями (CaCO_3 , FeCO_3). При нормальных и аномально высоких пластовых давлениях, если продуктивные породы вскрывались растворами на водной основе в качестве перфорационных сред следует применять водные растворы солей, не содержащие твердой фазы, минерализация которых должна быть не менее минерализации фильтрата бурового раствора. Если плотность выбранного водного раствора солей не обеспечивает достаточного забойного давления, то выше интервала перфорации закачивают буровой раствор, применявшийся при первичном вскрытии, с разделительной буферной пачкой.

Для обработки перфорационной жидкости могут быть использованы как водорастворимые, так и нефтерастворимые ПАВ, эффективно снижающие поверхностное натяжение на границе раздела фаз.

Перфорационной жидкостью заполняются, как правило, только 100 - 300 м нижней части ствола скважины. Для создания необходимой репрессии на вскрываемый продуктивный пласт верхняя часть эксплуатационной колонны заполняется буровым раствором или другой жидкостью соответствующей плотности.

С учетом изложенных рекомендаций следует выбрать тип и состав перфорационной среды, рассчитать её объем, расход необходимых материалов для вскрытия продуктивного пласта в проектируемой скважине.

[43]

2.1.4 Выбор интервалов и плотности перфорации

В случае вскрытия скважиной нефтенасыщенного пласта он перфорируется по всей толщине продуктивного объекта.

Пласты с подошвенной водой и газовой «шапкой» перфорируются в нефтяной части. Расстояние от нижних отверстий до ВНК и от верхних отверстий до ГНК устанавливается для каждой конкретной залежи опытным путем с учетом наличия или отсутствия непроницаемых пропластков, неоднородности, вертикальной трещиноватости и допустимого градиента давления на цементную оболочку эксплуатационной колонны.

В зонах ВНК и ГНК перфорация выполняется одним спуском перфоратора.

Оптимальная плотность перфорации должна обеспечить максимально возможное гидродинамическое совершенство скважины, а также необходимую сохранность обсадной колонны и цементной оболочки за пределами зоны перфорации.

Оптимальная плотность перфорации определяется фильтрационно-емкостными свойствами пласта, однородностью, уплотненностью, расстоянием от ГНК, ВНК и соседних пластов и методов перфорации.

В таблице 2.1 приводится рекомендуемая плотность перфорации для различных пластов

Таблица 2.1 - Рекомендуемая плотность перфорации

Категория пород	Проницаемость, ² мкм	Плотность перфорации при	
		депрессии	репрессии
1. Слабо уплотненные песчано-алевролитовые породы с глинистым цементом	> 0,1 < 0,1	6 10-12	12 12-18
2. Уплотненные песчано-алевролитовые породы с кварцевым и карбонатно-глинистым цементом	> 0,001	18-20	18-20
3. Карбонатные породы, аргиллиты и другие, в которых отсутствует трещиноватость	< 0,001	18-20	18-20
4. Сильно уплотненные песчаники, алевролиты, известняки, доломиты, мергели и другие породы с развитой трещиноватостью	> 0,01 < 0,01	10-12 12	18-20 18-24
5. Тонкослоистые		20	20-24

Продуктивные нефтеносные пласты, удаленные от водоносных и газоносных пластов и от ВНК и ГНК менее чем на 10 м, вскрываются корпусными перфораторами плотностью не более 12 отв/м.

При гидropескоструйном методе вскрытия монолитные однородные по проницаемости пласты вскрывают точечными каналами. Плотность перфорации 2 - 4 отв/м. Плотные, абразивостойкие слабопроницаемые коллекторы (песчаники, известняки, доломиты) эффективнее вскрывать вертикальными щелями высотой не менее 100 мм и не более 500 мм. Максимальный охват пласта обеспечивают щели, располагаемые в шахматном порядке. При вскрытии пластов гидropескоструйным методом

применяют пескоструйные перфораторы АП-6М с насадками диаметром 4,5 - 6,0 мм.

В зависимости от конкретных скважинных условий и выбранного способа перфорации необходимо обосновать интервал и плотность перфорации продуктивного пласта в проектируемой скважине. [43]

2.1.5 Жидкости для перфорирования

Поскольку после перфорирования жидкость фильтруется в пласт, она может вызвать ухудшение проницаемости в радиальном направлении от интервала перфорации. Величина снижения проницаемости в радиальном направлении определяется многочисленными факторами, включая начальную проницаемость пласта, перепад давления между стволом скважины и продуктивным пластом, количество и тип глин и прочих твердых частиц внутри поровых каналов пласта, химические компоненты жидкой фазы и химические и физические свойства твердой фазы.

Чаще всего используемой скважинной перфорационной жидкостью является рассол для заканчивания скважины. Когда потери рассола становятся существенными (с точки зрения количества поглощенной пластом жидкости или ее стоимости), то для закупоривания перфорационных каналов с целью предотвращения дальнейшей утечки по перфорированному интервалу распределяют вторичную жидкостную систему - суспензию для глушения скважин FLCP (kill pill). Чаще всего эти суспензии являются смесями жидких и твердых компонентов, где твердая фаза представлена твердыми частицами полимеров и других веществ, таких как карбонат кальция (CaCO_3), с размером частиц, позволяющим минимизировать утечку жидкости в пласт. После истечения этой жидкостной системы через перфорационный канал, ее твердая и жидкая фазы разделяются по мере фильтрации через стенки пласта (рис. 2.2).

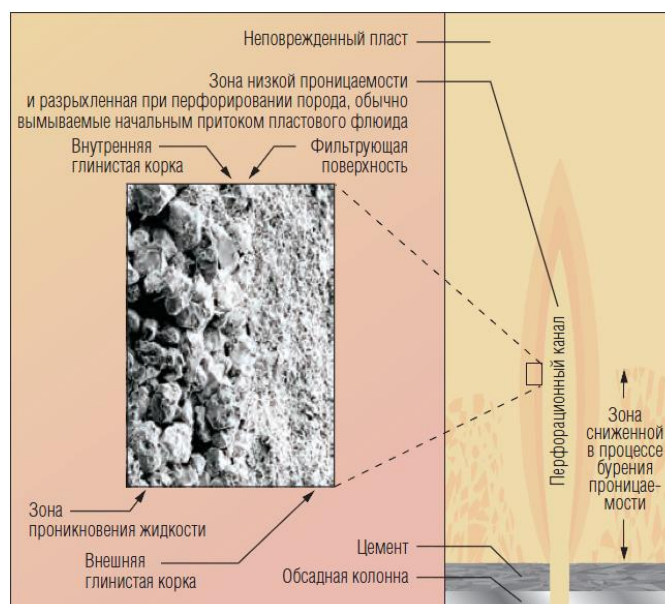


Рисунок 2.2 - Фильтрация на стенке пласта

В условиях репрессии, когда гидростатическое давление в скважине больше, чем пластовое давление, стенки перфорационных каналов выполняют функцию фильтра. По мере того как жидкость из ствола скважины продавливается в пласт под действием повышенного перепада давления в скважине, твердая фаза отфильтровывается на стенке горной породы; лишь жидкость и мелкодисперсные частицы могут мигрировать обратно в проницаемую породу (врезка). Размер частиц, способных пройти начальную зону фильтрации, в основном зависит от диаметра поровых каналов пласта, а также размеров и характеристик частиц твердой фазы, содержащихся в жидкости. Как правило, твердая фаза проникает на небольшое расстояние вглубь пласта, а также распределяется по поверхности, образуя внутреннюю и внешнюю глинистую корку соответственно.

Глубина, толщина, эластичность и другие механические свойства глинистой корки влияют на сложность ее удаления при инициировании притока.

Фильтрация жидкости в пласт может уменьшать проницаемость посредством нескольких механизмов. Вещества, содержащиеся в фильтрующейся жидкости, могут вступать в реакцию с глинистыми частицами в поровых каналах пласта, вызывая их разбухание или делая их подвижными и таким образом снижая эффективную проницаемость. Такие соединения, как поверхностно-активные вещества и полимеры, мигрирующие в продуктивный пласт, могут изменить смачиваемость и эффективный диаметр поровых каналов, таким образом, изменяя потери давления на трение и, возможно, ограничивая приток углеводородов.

По мере того как жидкая фаза фильтруется в пласт, полимеры и другие твердые частицы осаждаются из перфорационной жидкости в

перфорационный канал и пласт, образуя низкопроницаемую глинистую корку (уплотнение) между стенкой канала и пластом. В проницаемой породе скорость, с которой образуется это уплотнение, наряду со свойствами формирующих это уплотнение материалов, определяет скорость фильтрации, общий объем жидкости, поглощенной коллекторским пластом, и, как следствие, общий уровень снижения коллекторских свойств продуктивного пласта после перфорации.

Понимая важность минимизации снижения коллекторских свойств продуктивного пласта из-за фильтрации жидкости, в 2001 г. инженеры компаний Hydro, Schlumberger и M-I SWACO начали исследования, направленные на разработку оптимальной перфорационной жидкости, позволяющей минимизировать снижение коллекторских свойств продуктивного пласта при перфорации на репрессии. Чтобы установить критерий оценки повреждения пласта перфорационной жидкостью, сначала были исследованы жидкости для заканчивания скважин на водной и углеводородной основе, обычно применяемые для перфорирования на репрессии. Начальные составы были разработаны в тесном сотрудничестве между компаниями Hydro Oil & Energy и M-I SWACO в лаборатории компании Hydro в Бергене, Норвегия. Испытываемые жидкости были приготовлены и отправлены в лабораторию компании M-I SWACO в Хьюстоне для проверки их свойств. Затем пробы были переданы в Центр технологий заканчивания продуктивных пластов компании Schlumberger в Рошароне, Техас, США, где были проведены перфорационные испытания.

В Центре в Рошароне в испытательной камере были исследованы шесть типов жидкостей (рис. 2.3).

Жидкость	Базовая жидкость	Утяжелитель	Плотность, г/см ³	Твердая фаза
Буровой раствор на углеводородной основе	Эмульсия с углеводородной дисперсионной средой	Барит	1,65	Барит
Буровой раствор на углеводородной основе с формиатом цезия и низким содержанием твердой фазы	Эмульсия с углеводородной дисперсионной средой	Формиат цезия/карбонат кальция	1,67	Карбонат кальция
Буровой раствор на углеводородной основе с бромидом кальция и низким содержанием твердой фазы	Эмульсия с углеводородной дисперсионной средой	Бромид кальция/карбонат кальция	1,34	Карбонат кальция
Состав для глушения скважины с формиатом калия	Формиат калия	Формиат калия/карбонат кальция	1,63	Карбонат кальция
Состав для глушения скважины с формиатами калия и цезия	Формиаты калия и цезия	Формиат калия/формиат цезия/карбонат кальция	1,63	Карбонат кальция
Состав для глушения скважины с бромидом кальция	Бромид кальция	Бромид кальция/карбонат кальция	1,65	Карбонат кальция

Рисунок 2.3 - Испытания различных видов перфорационных жидкостей

Жидкости в первой серии испытаний представляли собой растворы на углеводородной основе и перфорационные жидкости на основе рассолов для заканчивания скважины. Плотности всех жидкостей были практически

одинаковы и для большинства жидкостей были увеличены путем добавления карбоната кальция (CaCO_3).

Поскольку было установлено, что кумулятивные заряды с цинковой облицовкой несовместимы с некоторыми растворами для заканчивания скважин на водной основе, была оценена совместимость нескольких испытываемых жидкостей как с цинковым, так и со стальным материалом облицовки.⁷ Первый этап испытаний проводился на кернах песчаника Каслгейт (Castlegate) проницаемостью от 600 до 1 000 мД.

В лаборатории испытываемые образцы керна были высушены при температуре 300°F (149°C) в течение 16 ч. Далее образцы были помещены в вакуум и затем насыщены керосином, после чего была измерена начальная пористость. Проницаемость кернов определялась как для осевого, так и для радиального течения при температуре и давлении окружающей среды, что позволило адекватно моделировать действие давления покрывающих пластов. Затем один керн был помещен в сосуд для перфорирования с обсадной колонной и цементной плитой, прикрепленной к основанию керна (рис. 2.4).

Испытательная камера (слева вверху на рис.) показана с керном в эластомерном рукаве. После герметизации установки давление и температура поддерживаются в диапазоне моделируемых забойных условий. Малый и большой гидроаккумуляторы создают давления в дальней зоне (гидростатические давления) (внизу на рис.). Во время испытаний перфоратор (выделен красным цветом) выстреливает через стальную пластину с подложкой из цемента в керн пласта, моделируя таким образом, скважинные условия (врезка).

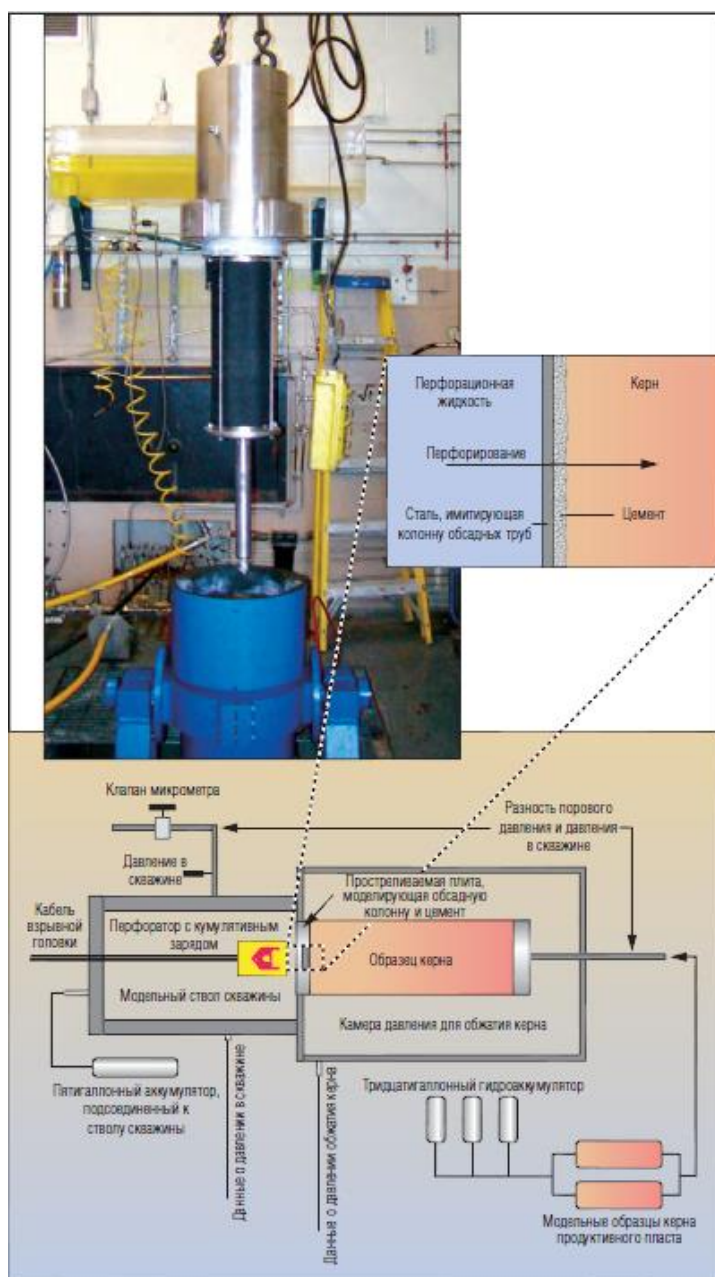


Рисунок 2.4 - Полномасштабная установка для перфорационных испытаний

К керну было приложено давление, имитирующее давление покрывающих пластов, был установлен перфоратор, а модельный ствол скважины был заполнен испытываемой жидкостью. Большинство испытаний проводилось с вращением испытательной камеры, что обеспечивало срабатывание перфораторов в вертикальном направлении для моделирования процесса направленного перфорирования в горизонтальной скважине. Как только в испытательной камере достигалась требуемая пластовая температура, в ней создавались требуемое поровое давление, напряжения, соответствующие давлению покрывающих пластов, и давление в стволе скважины, эквивалентное репрессии на пласт в 450 фунт / дюйм² (3,1 МПа). После того как все давления стабилизировались, производилась перфорация; затем давлению в скважине и поровому давлению давали возможность

повторно стабилизироваться. Систему закрывали и в течение трех дней поддерживали под давлением, соответствующим приложенной репрессии на пласт.

В некоторых испытаниях фильтрация продолжалась в режиме остановленной скважины, заставляя давление в скважине уменьшаться и приближаться к давлению продуктивного пласта (рис. 2.5).

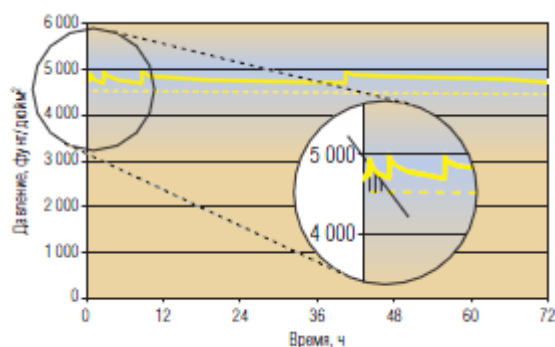


Рисунок 2.5- Типичный профиль давления в скважине при закрытом устье

Распределение давления в скважине было получено в течение 72 ч в режиме закрытой скважины. Пики давления наблюдались, когда модельное гидростатическое давление увеличивали, чтобы учесть фильтрацию жидкости в керн. Скорость фильтрации определяется из наклона кривой фильтрации (врезка).

Если давление падало до заранее заданного уровня, его увеличивали, чтобы поддерживать репрессию в 450 фунт/дюйм². Эта процедура моделировала промысловые работы, в которых периодически восстанавливается гидростатический напор в стволе скважины, обеспечивающий поддержание гидростатического давления. В некоторых испытаниях этот цикл закачки и фильтрации жидкости происходил несколько раз во все время поддержания режима остановленной скважины в зависимости от способности перфорационного флюида предотвращать утечку жидкости.

Спустя три дня установку охлаждали, а давление понижали до уровня атмосферного давления. Продуктивность после перфорации измеряли при температуре окружающей среды путем наблюдения за истечением керосина через керн в осевом направлении. Начиная с низкого расхода жидкости, естественный выход жидкости продолжался до тех пор, пока не устанавливалось стационарное течение. Затем расход жидкости увеличивали для измерения пошагового изменения степени очистки как функции расхода жидкости.

Чтобы сравнить способности различных испытываемых составов предотвращать потери жидкости, была определена скорость образования глинистой корки, которая может интерпретироваться как скорость фильтрации (рис. 2.6).

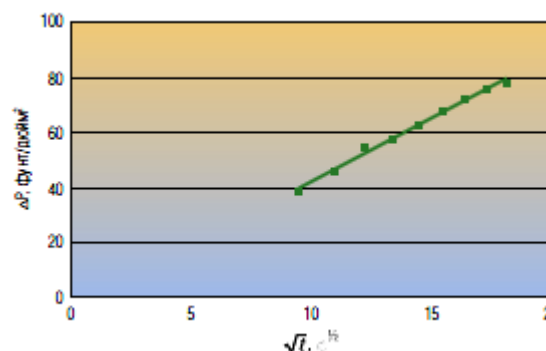


Рисунок 2.6 - Скорость фильтрации

Разность ΔP гидростатического давления в скважине и порового давления непосредственно после стабилизации давления в скважине изображена в зависимости от квадратного корня из времени. Приведенный к изменению площади поверхности стенки перфорационного канала наклон линии показывает скорость образования глинистой корки. Это значение также может истолковываться как скорость фильтрации (объем жидкости, фильтрующейся в керн или через керн с течением времени).

Результаты данной серии испытаний показали, что большинство жидкостей замедляет внедрение фильтрата в керн. Однако рассол бромид кальция (CaBr) и буровой раствор на углеводородной основе с рассолом формиата цезия (CsCOOH) с низким содержанием твердой фазы были исключениями.

Предыдущие испытания выявили наличие химической реакции между частицами цинковой облицовки и содержащим кальций рассолом во время перфорирования с применением зарядов с цинковой облицовкой. Из-за этого перфорационная жидкость, содержащая CaBr , теряет свою способность предотвращать утечку, что подтверждается быстрым выравниванием порового давления до уровня давления в скважине (рис. 2.7).

Предполагается, что цинковая пыль, образовавшаяся из цинковых облицовок зарядов, реагирует с солями в перфорационных жидкостях, содержащих рассолы. Продукты реакции оказывают отрицательное воздействие на полимеры, используемые для предотвращения утечек в перфорационных жидкостях и жидкостях для глушения скважины. Данные о давлении фильтрации указывают на невозможность предотвращения потерь жидкости при применении кумулятивных зарядов с цинковыми облицовками (вверху на рис.): давление в скважине (зеленая линия), ближнее поровое давление (синяя линия) и дальнее поровое давление (оранжевая линия) равны, что указывает на отсутствие глинистой корки и невозможность предотвращения потерь. В случае применения зарядов со стальными облицовками (внизу на рис.) жидкость может образовывать глинистую корку: давление в скважине (зеленая линия) и поровое давление (оранжевая и синяя линии) отчетливо различаются.

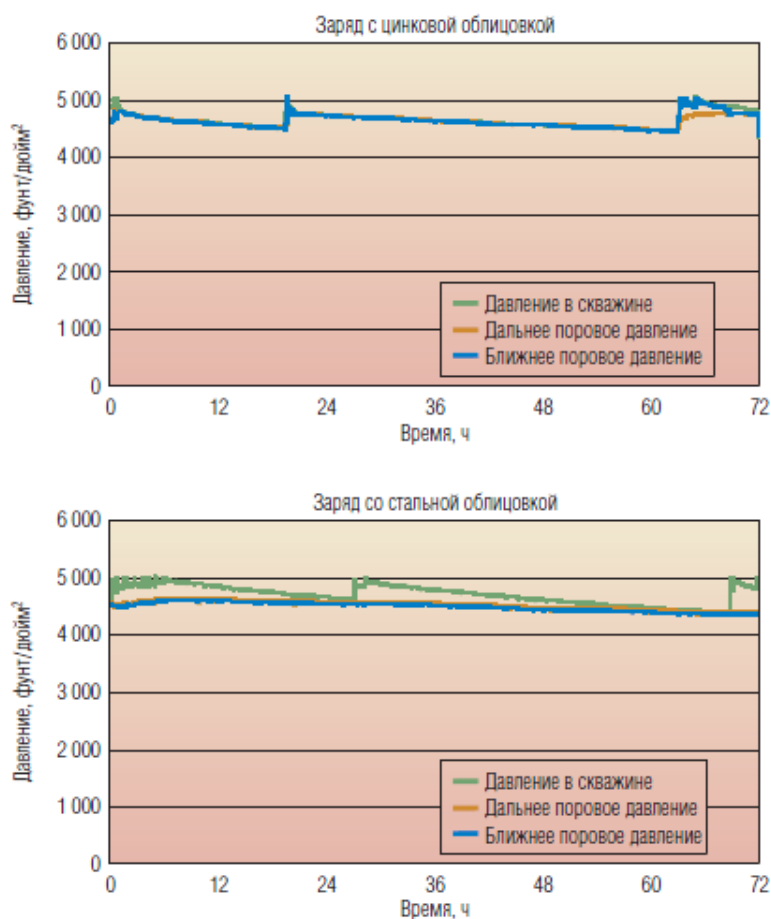


Рис. 2.7. Взаимодействие облицовок кумулятивных зарядов с присадками для снижения фильтрационных потерь

Буровой раствор на углеводородной основе с формиатом цезия и низким содержанием твердой фазы обладает меньшей способностью предотвращать потери жидкости. Так, наблюдалась высокая начальная потеря жидкости, и большее количество жидкости было поглощено пластом, особенно во время начальной стадии мгновенной фильтрации.

Исследование керна после испытаний выявило, что перфорационные каналы были заполнены рыхлой породой и в ряде случаев плотно закупорены смесью твердой фазы из перфорационной жидкости и зерен пластового песка. Это заполнение канала, возможно, выполняло функцию пористой среды, понижая его гидравлическую проводимость, которая иначе была бы бесконечно большой. Чтобы лучше оценить очищающие возможности различных жидкостей, была вычислена проницаемость интервала перфорации, которая учитывает уплотнение глинистой корки внутри перфорационного канала.

Проницаемость интервала перфорации вычисляли путем численного моделирования исходя из измеренной продуктивности и размеров перфорационных каналов. После этого определяли нормализованное отношение эффективной проницаемости интервала перфорации к

проницаемости исходного керна (normalized perforation/ permeability ratio (NPPR)) путем деления проницаемости перфорированного интервала на квадратный корень из средних арифметических квадратов осевой и диаметральной проницаемости керна

Как видно, NPPR является мерой того, насколько проницаем интервал перфорации по сравнению с исходным керном. Эта величина не зависит от длины и диаметра перфорационного канала. Расчеты NPPR подтвердили, что применение перфорационных жидкостей на углеводородной основе обеспечивает получение более чистых перфорационных каналов (рис. 2.8).

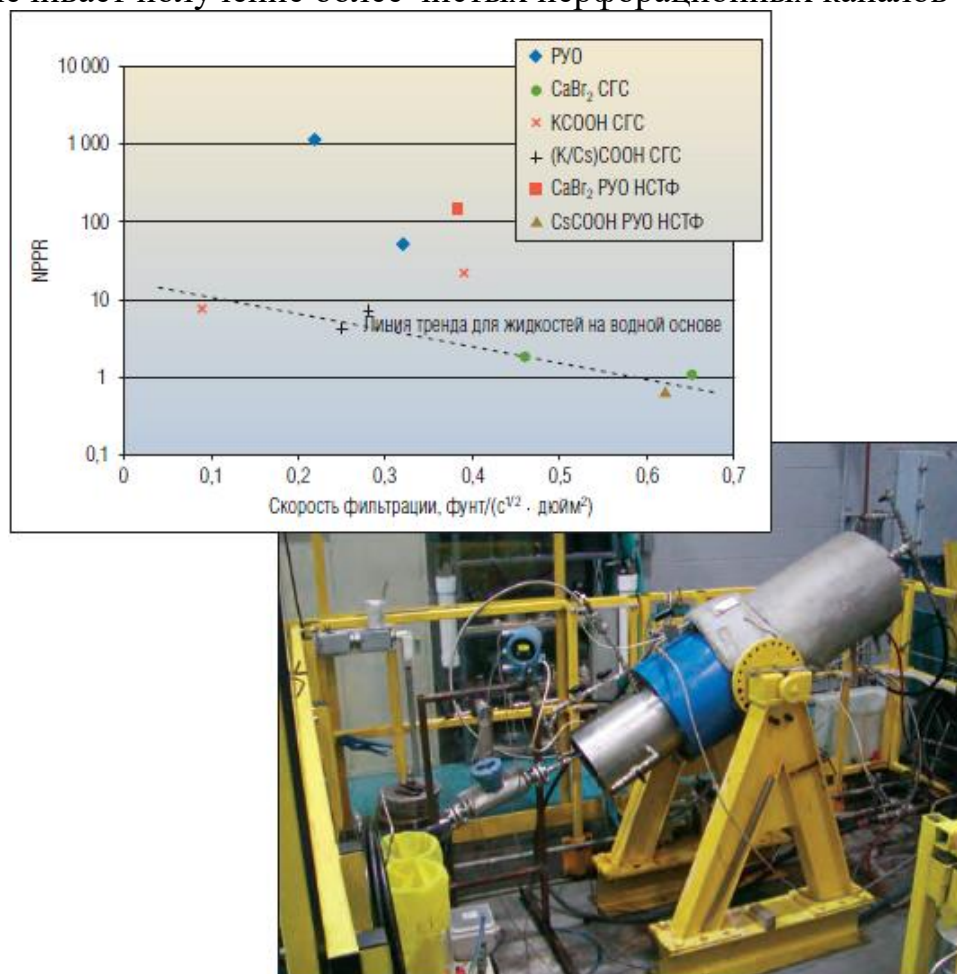


Рис. 2.8 Вычисление эффективной проницаемости интервала перфорации NPPR

Отношение NPPR помогает сравнивать истинную проницаемость пласта с его проницаемостью после перфорирования. NPPR также полезно для выявления различий между испытываемыми жидкостями. Целью является достижение высокого значения NPPR. Растворы на углеводородной основе (синие ромбы, красный квадрат и коричневый треугольник) обладают явным преимуществом перед растворами на водной основе. Сокращения: РУО -растворы на углеводородной основе, СГС - составы для глушения скважины, РУО НСТФ - растворы на углеводородной основе с низким содержанием твердой фазы

NPPR также является полезным параметром для оценок эффективности очистки каналов перфорационными жидкостями на водной основе, которые невозможно получить из расчетов гидравлической эффективности течения в керне (core-flow efficiency (CFE)).¹⁰ Кроме того, результаты показали прямую зависимость между способностью предотвращать утечку жидкости и ухудшением коллекторских свойств пласта. Чем менее эффективно перфорационная жидкость образует глинистую корку, тем сильнее может быть эффект снижения проницаемости породы; это особенно верно для жидкостей на водной основе.

Как правило, чем больше объем жидкости, поглощенной пластом, тем более плотными и менее пористыми становятся внутренняя и внешняя глинистые корки. Поэтому глинистую корку труднее удалить во время эксплуатации скважины, и повреждения перфорационных каналов более значительны. При применении перфорационных жидкостей на водной основе, логарифм NPPR линейно уменьшается с ростом фильтрации жидкости, показывая неэффективность удаления глинистой корки и неблагоприятное влияние относительной проницаемости, вызванное жидкостями на водной основе.

Испытания бурового раствора на углеводородной основе с низким содержанием твердой фазы показали существенное увеличение объемов фильтрации жидкости, которые могут ухудшить продуктивность. Однако, несмотря на высокую скорость фильтрации жидкости и высокие давления и температуры, испытанные буровые растворы на углеводородной основе с низким содержанием твердой фазы незначительно ухудшают проницаемость при условии, что они остаются стабильными и их эмульсии с углеводородной дисперсионной средой (вода в нефти) не инвертируют в течение всего процесса перфорирования.

Возможность измерения модельного скважинного и пластового давлений помогла понять гидродинамику фильтрации и вероятность повреждений, вызванных перфорированием. Результаты этой первой серии испытаний указывают на то, что при использовании перфорационных жидкостей на водной или углеводородной основе главная возможность приостановить снижение проницаемости - это быстрое образование высококачественной глинистой корки на стенках пласта с перфорационным каналом. Несмотря на то, что перфорационные жидкости на углеводородной основе превосходят жидкости на водной основе в смысле их совместимости с породами пласта, минимизация потерь жидкости должна дополнительно способствовать сохранению изначальной продуктивности пласта. [52]

Практическое занятие №17

Выбор тампонажных материалов и растворов

Изучить методику подбора тампонажного материала. Разработать подбор для произвольно выбранного месторождения

Исходная геолого-техническая информация (ИГТИ) формируется с указанием глубин по вертикали и, по длине колонны.

Глубина спуска обсадной колонны.

Общий интервал цементирования.

Глубина установки устройства ступенчатого цементирования.

Интервал установки потайной колонны.

Интервалы установки секций при спуске колонны секциями.

Геостатическая температура горных пород:

на глубине установки башмака колонны;

на глубине 3,2 м (нейтрального слоя, кроме ММП);

на глубине устройства ступенчатого цементирования;

на стыке секций;

на «голове» потайной колонны.

Интервалы залегания пород с наличием:

галита; бишофита; сульфатов;

минерализованной среды с указанием степени минерализации;

сероводорода и углекислоты с указанием содержания во флюиде в % объемных.

Плотность бурового раствора.

Давления гидроразрыва пород, по глубинам в интервале цементирования открытого ствола скважины.

Порядок выбора типа тампонажного материала

Выбор типов тампонажных материалов или композиций (ниже - цемента) осуществляется отдельно для ступеней или секций колонны.

Выбирается из таблицы 2.2 и 2.3 один или несколько типов цемента по термостойкости. Проверяется пригодность цемента для вышележащего интервала.

В случае необходимости для этого интервала применяется другой тип цемента из таблицы 2.2 и 2.3 по термостойкости и с дополнительной разбивкой на подинтервалы.

Из выбранных типов цемента исключают те, которые не удовлетворяют стойкости к агрессии горных пород в соответствии с таблицы 2.2 в интервале, где размещается цемент по окончании процесса цементирования.

После процедуры выбора для каждого интервала принимается один тип цемента с учетом диапазона плотности по таблице 2.2 (А и Б), 2.3, 2.4 и выполнения в любой точке интервала цементирования неравенства

$$P_{гс} < 0,95 P_{гп}, \quad (2.1)$$

где $P_{гс}$ - гидростатическое давление составного столба «тампонажный раствор - буровой раствор»; в первом приближении буферная жидкость не учитывается;

$P_{гп}$ - давление гидроразрыва пласта; при бурении в условиях поглощений в качестве $P_{гп}$ принимается давление начала поглощения.

Плотности тампонажных растворов по интервалам должны быть убывающими по высоте и одинаковыми для данного типа цемента.

Плотность раствора в верхнем интервале должна, как правило, удовлетворять условию

$$\rho_{ур} > \rho_{бр} + 20, \quad (2.2)$$

где $\rho_{ур}$ — плотность тампонажного раствора, кг/м³; $\rho_{бр}$ — плотность бурового раствора при последнем долблении при бурении скважины, кг/м³.

Допускается соотношение $\rho_{ур} > \rho_{бр} - 10$ для случаев $\rho_{бр} > 2000$ кг/м³.

Таблица 2.2

Наименование цемента	Обозначени	Стандарт, ТУ	Изготовитель
1.Портландцемент тампонажный бездобавочный для темп. 15-50°C	ПЦТ 1-50	ГОСТ 1581-96	Цементные заводы России
2.Портландцемент тампонажный с минеральными добавками для теми. 15-	ПЦТ 11-50	ГОСТ 1581-96	Цементные заводы России
3.Портландцемент тампонажный бездобавочный для темп. 50-100°C	ПЦТ 1-100	ГОСТ 1581-96	Цементные заводы России
4.Портландцемент тампонажный с минеральными добавками для темп. 50-100°C	ПЦТ 11-100	ГОСТ 1581-96	Цементные заводы России
5.Портландцемент тампонажный песчанистый для темп. 20-150°C	ПЦТ П-150	ТУ39147-001-70-97	ОАО «НПО «Бурение» ОАО «Ильский 3-д
6.Портландцемент тампонажный облепченный для теми. 20-50°C	ПЦТ Ш-ОБ(4-6)-50	ГОСТ 1581-96	Цементные заводы России
7.Портландцемент тампонажный облепченный для темп. 50-100°C	ПЦТ Ш-ОБ (4-6)-100	ГОСТ 1581-96	Цементные заводы России
8.Портландцемент тампонажный утяжеленный для темп. 25-50°C	ПЦТШ УТ(0-3)-50	ГОСТ 1581-96	Цементные заводы России
9.Портландцемент тампонажный утяжеленный для темп. 50-100°C	ПЦТ Ш-УТ(0-3)-100	ГОСТ 1581-96	Цементные заводы России
10. Цемент тампонажный термостойкий для темп. 80-160°C	ЦТТ-160	ТУ39-00147-001-170-97	ОАО «НПО «Бурение»
11. Цемент тампонажный термосолестойкий для темп. 160-250°C	ЦТТ-250	ТУ 39-00147-001-170-97	ОАО «Ильский 3-д «Утяжелитель»
12. Цемент тампонажный термосолестойкий утяжеленный для темп. 80- 160°C	ЦТТУ-1,2-160	ТУ 39-00147-001-170-97	
13. Цемент тампонажный термосолестойкий утяжеленный для темп. 160- 250°C	ЦТТУ-1,2-250	ТУ 39-00147-001-170-97	

Таблица 2.2 А

Входная информация	Обозначение и порядковый № цемента по таблице 2.1					
	ПЦТ-1-150	ПЦТ-11-50	ПЦТ-1-100	ПЦТ-11-100	ПЦТ-11-150	ПЦТ-111-Об(1-6)-50
	1	2	3	4	5	6
1.рекомендуемая (-2)-20 температурная 20-50 область 50-100 применения, °С 100-160 160-250	+	+	+	+	+	+
2.расчетная плотность тампонажного раствора, кг/м ³	1900-1880	1850-1830	1900-1880	1850-1930	1890-1820	1400-1600
3.рекомендуемое водоцементное отношение	0,44-0,45	0,48-0,50	0,44-0,46	0,48-0,50	0,40-0,45	0,75-1,20
4. плотность сухого цемента, кг/м ³	3150	3120	3150	3120	2880-2950	2700-2900
5.отложения в интервале цементирования:						
галит	+	+	+	+	+	+
бишофит	-	-	-	-	-	-
сульфаты	+	+	+	+	+	+
Минеральная среда с минерализацией до 40г/л	+	+	+	+	+	-
Содержание сероводорода в пределах 6-25% по объему	-	-	-	-	+	-
6.Вид флюида:						
пресная вода	+	+	+	+	+	+
нефть	+	+	+	+	+	-
газ	+	+	+	+	+	-
газоконденсат	+	+	+	+	+	-
7.массовая доля реагентов в % вперерасчете на сухое вещество от массы цемента ЛСТ				0,1-0,5	0,1-0,5	0,1-0,5
Замедлители схватывания						
КМЦ			0,1-0,8	0,1-0,8	0,1-0,8	0,1-0,8
Гипан			0,1-0,3	0,1-0,3	0,1-0,3	0,1-0,3
НТФ			0,05-0,2	0,05-0,2	0,05-0,2	0,05-0,2
Ускорители схват.						
CaCl ₂	1-3	1-3	-	-	-	1-3
NaCl	1-3	1-3	-	-	-	1-3
Na ₂ CO ₃	1-3	1-3	-	-	-	1-3
Стабилизаторы						
КМЦ	0,3-2,0	0,3-2,0	0,3-2,0	0,3-2,0	0,3-2,0	0,3-2,0
Гипан	0,3-2,0	0,3-2,0	0,3-2,0	0,3-2,0	0,3-2,0	0,3-2,0
ПВС-ТР	0,25-0,6	0,25-0,6	0,25-0,6	0,25-0,6	0,25-0,6	0,25-0,6

Примечание: в таблице 2.2 представлены рекомендуемые композиции для условий сероводородной и углекислотной агрессии.

Таблица 2.2 Б

Входная информация	Обозначение и порядковый № цемента по таблице 2.1						
	ПЦТ-Ш-Об(4-6)-100	ПЦТ-Ш-Ут(0-3)-50	ЦТ-Ш-Ут(0-3)-100	ЦТТ-160	ЦТТ-250	ЦТТ У-1,2-160	ЦТТ У-1,2-250
	7	8	9	10	11	12	13
1.рекомендуемая (-2)-20 температурная 20-50 область 50-100 применения, °С 100-160 160-250	+	+	+	+	+	+	+
2.расчетная плотность тампонажного раствора, кг/м³	1400-1600	2000-2300	2000-2300	1890-1820	1890-1820	2250-2080	2500-2080
3.рекомендуемое водоцементное отношение	0,75-1,20	0,30-0,40	0,30-0,40	0,40-0,45	0,40-0,45	0,30-0,36	0,30-0,36
4.плотность сухого цемента, кг/м³	2700-2900	3400-3800	3400-3800	2880-2940	2880-2940	3400-3600	3400-3600
5.отложения в интервале цементирувания:							
галит	+	+	+	+	+	+	+
бишофит	-	-	-	+	+	-	-
сульфаты	+	+	+	+	+	+	+
Минеральная среда с минерализацией до 40г/л	-	+	+	+	+	+	+
Содержание сероводорода в пределах 6-25% по объему	-	-	-	+	+	-	-
6.Вид флюида:							
пресная вода	+	+	+	+	+	+	+
нефть	+	+	+	+	+	+	+
газ	+	+	+	+	+	+	+
газоконденсат	+	+	+	+	+	+	+
7.массовая доля реагентов в % ЛСТ	0,1-0,5	-	0,1-0,5	0,1-0,5	0,1-0,5	0,1-0,5	0,1-0,5
В перерасчете на сухое вещество от массы цемента КМЦ	0,1-0,8	-	0,1-0,8	0,1-0,8	0,1-0,8	0,1-0,8	0,1-0,8
Гипан	0,1-0,8	-	0,1-0,8	0,1-0,8	0,1-0,8	0,1-0,8	0,1-0,8
НТФ	0,1-0,3	-	0,1-0,3	0,1-0,3	0,1-0,3	0,1-0,3	0,1-0,3
Ускорители схват.							
CaCl ₂	-	1-3	-	-	-	-	-
NaCl	-	1-3	-	-	-	-	-
Na ₂ CO ₃	-	1-3	-	-	-	-	-
Стабилизаторы							
КМЦ	0,3-2,0	0,3-2,0	0,3-2,0	0,3-2,0	0,3-2,0	0,3-2,0	0,3-2,0
Гипан	0,3-2,0	0,3-2,0	0,3-2,0	0,3-2,0	0,3-2,0	0,3-2,0	0,3-2,0
ПВС-ТР	0,25-0,6	0,25-0,6	0,25-0,6	0,25-0,6	0,25-0,6	0,25-0,6	0,25-0,6

П р и м е ч а н и е : 1. "Знак" + - рекомендуемая область применения.

2. Отложения бишофита цементируются специальными составами на основе каустического магнезита или хлорида магния, затворенными насыщенными растворами бишофита или хлорида магния

3. При температуре от -2 до + 20С должны применяться специальные тампонажные вяжущие материалы для низких положительных и отрицательных температур. Как исключение, допускается к применению тампонажный портландцемент ПЦТ-1-50 с добавкой 2-6% хлорида кальция.

Таблица 2.3

Температурная область применения, °С	от -2 до +20			от 20 до 50			от 50 до 100			от 100 до 160			от 160 до 250		
Степень коррозион. агрессии Вид тампонажного раствора	Отсутствие агрессии	Умеренная агрессия	Повышенная агрессия	Отсутствие агрессии	Умеренная агрессия	Повышенная агрессия	Отсутствие агрессии	Умеренная агрессия	Повышенная агрессия	Отсутствие агрессии	Умеренная агрессия	Повышенная агрессия	Отсутствие агрессии	Умеренная агрессия	Повышенная агрессия
Нормальной плотности	1,2	1,2	+	1,2	1,2	5	3,4	3,4	5	10	10	10	11	11	11
Облегченные	6	6	-	6	6	-	7	7	-	-	+	+	+	+	-
Утежелевшие	+	+	-	8	8	+	9	9	+	12	12	12	13	13	+

Таблица 2.4

Состав смеси, н.ч. %		Водоцементное отношение	Плотность раствора, кг/м ³	Температурная область применения, °С
ПТЦ 1	-50-60	0,38-0,42	0900-1850	50-160
песок молотый	-50-40			
ПТЦ 1	-45	0,37-0,40	2000-1950	50-160
песок молотый	-30			
барит	-25	0,35-0,38	2050-2000	50-160
ПТЦ 1	-40			
песок молотый	-25	0,30-0,35	2200-2100	50-160
барит	-35			
ПТЦ 1	-30	0,38-0,42	1880-1820	60-160
песок молотый	-20			
барит	-50	0,38-0,42	1880-1820	60-160
ЦТТ-160	-80			
Зола уноса	-20	0,38-0,42	1880-1820	60-160
ШПЦС-120	-80			
Зола уноса	-20	0,40-0,45	1850-1800	80-160
шлак	-54			
песок молотый	-36	0,40-0,45	1850-1800	80-160
ПТЦ 1	-10			

2.1.6 Процессы при твердении тампонажного материала и регулирование свойств тампонажного материала. Предотвращение коррозии цементного камня

Образование цементного камня при твердении тампонажных растворов сопровождается сложными физико-химическими процессами, зависящими от многих факторов (минеральный состав, соотношение компонентов, температура, давление, наличие модифицирующих добавок и др.). Физико-химия процесса подробно изучается в курсе «Буровые промывочные жидкости и тампонажные растворы». Здесь рассматриваются лишь особенности формирования цементного камня в скважинных условиях.

После завершения процесса цементирования скважины тампонажный раствор оставляется на время ожидания его затворения - ОЗЦ. В период этого времени цементный раствор находится в относительном состоянии покоя. Однако в нем проходят процессы, определяющие структуру образующегося цементного камня.

Под действием силы тяжести происходит процесс седиментации - тяжелые частицы цементного порошка стремятся опуститься вниз, оседают на забой скважины, зависят на ее стенках, обсадной колонне, элементах технологической оснастки. Постепенно дисперсная фаза выходит из взвешенного состояния. Пороговое давление твердеющей суспензии снижается до давления столба жидкости затворения. Причем темп снижения давления наиболее высокий в начальный период, до начала схватывания – в течение 1-5 часов. В этот период завершается и седиментационный процесс.

Движение крупных частиц твердой фазы сопровождается образованием вертикальных канальчиков, которые не только не заращаются, но и могут размываться восходящим потоком жидкости затворения, которая вытесняется. По мере снижения порового давления могут в скважину поступать высокоподвижные пластовые флюиды из порового пространства проницаемых пластов и двигаться по этим же канальчикам. Если цементный раствор длительное время остается в жидком состоянии, этот противопоток частиц цемента вниз и жидкости (газа) вверх размывает цементное тесто, происходит его суффозия. Образованные каналы в цементном камне могут впоследствии явиться причиной межпластовых перетоков и грифонов (выход пластового флюида на поверхность). Если же в скважине имеются высокопроницаемые разوناпорные пласты, расположенные на небольшом расстоянии (5-7 м) друг от друга, то возможно полное вымывание из этого интервала цементного раствора и замена его пластовым флюидом.

Тампонирующую способность (способность сопротивляться размыву) цементных растворов можно определять на установке, схема которой представлена на рисунке 2.9.

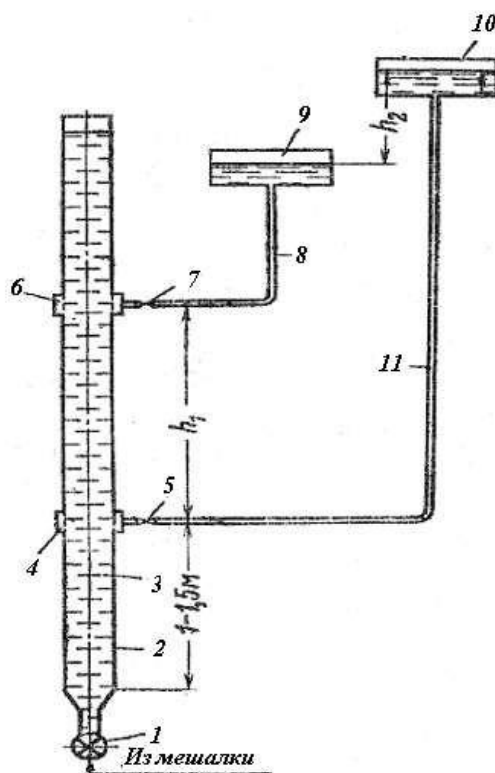


Рисунок 2.9 - Схема установки для определения тампонирующей способности цементного раствора:

1 – кран; 2- цилиндр; 3 – тампонажный раствор; 4, 6 – фильтры; 5, 7 - вентили; 8, 11 – гибкие трубки; 9, 10 – сосуды с водой

Перепад давления между нижним и верхним подводом воды (h_2) регулируется. Отмечают тот момент, когда начнется движение воды по твердеющему цементному раствору из верхнего сосуда (10) в нижний (9) при минимальном h_2 и рассчитывают коэффициент тампонирующей способности цементного раствора:

$$k_T = 1 + h_2 / h_1 \quad (2.3)$$

На искривленных, наклонных и горизонтальных участках скважины седиментационные процессы приводят к образованию вдоль верхней стенки скважины зазора, заполненного отстоявшейся жидкостью затворения, что также не обеспечивает надежное разобщение вскрытых пластов.

Меры предупреждения седиментации:

- повышение продолжительности перемешивания, его интенсивности, за счет чего медленнее идет осаждение твердой фазы тампонажного раствора;
- применение цементов с повышенной удельной поверхностью частиц, что также уменьшает процесс седиментации;
- введение в тампонажный раствор структурообразующих добавок (бентонит и др.);
- уменьшение водоцементного отношения.

При твердении цементного раствора в изолированных условиях (межтрубное пространство, интервалы непроницаемых пород) поровое давление может снизиться (рис. 2.10) сначала до величины равного нормальному гидростатическому (за время t_1), а затем до величины, которая меньше гидростатического, в порах образуется вакуум (за время t_2). Это происходит из-за отсоса воды из пор при реакции гидратации цемента.

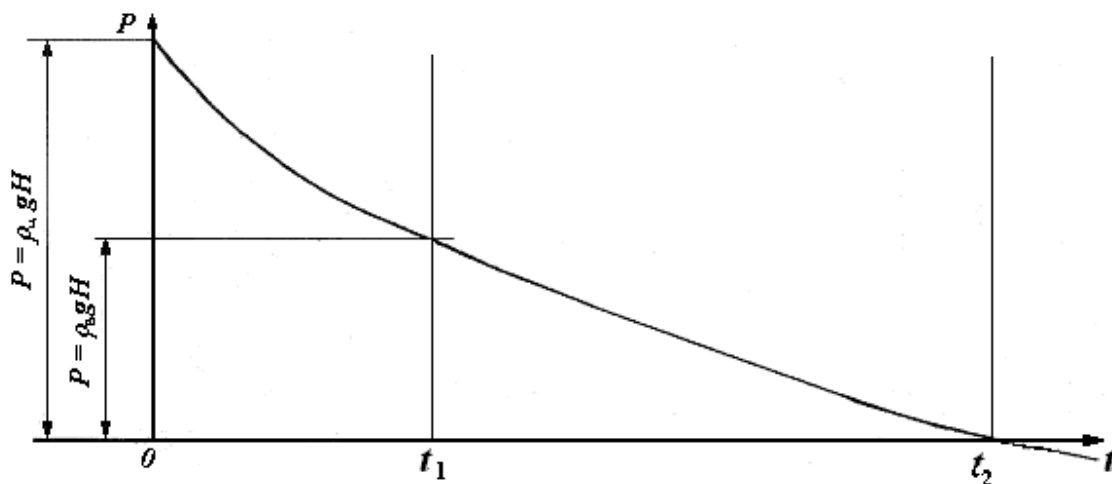


Рисунок 2.10 - График изменения порового давления при твердении цементного камня в изолированных условиях

Контрольные вопросы:

1. Что такое процесс седиментации в процессе образования цементного камня?
2. Как происходит полное вымывание цементного раствора и замена его пластовым флюидом из высокопроницаемых разوناпорных пластов?
3. Как можно определить тампонирующую способность цементных растворов?
4. Как рассчитывается коэффициент тампонирующей способности цементного раствора?

2.1.7 Способы цементирования обсадных колонн и факторы влияющие на качество цементирования

Весь комплекс работ, связанных с замещением бурового раствора цементным (тампонажным), называется цементированием скважины или обсадной колонны; сюда же входят ожидание затвердения цементного раствора (ОЗЦ) и период формирования цементного камня. Существует несколько методов цементирования. Из них наиболее распространен метод прямого цементирования, применяемый с некоторыми вариациями и изменениями с начала нашего века.

Важность качественного цементирования обусловлена тем, что это заключительный этап строительства скважин, поэтому неудачи при его выполнении могут свести к минимуму ожидаемый эффект, стать причиной неправильной оценки перспективности разведываемых площадей, появления "новых" залежей нефти и особенно газа в коллекторах, перетоков флюидов, грифонообразования, газопроявлений и т.д. Стоимость скважин, особенно глубоких, высока, а ущерб от некачественного их крепления, может быть еще большим. В процессе цементирования скважин - операция необратимая, ремонт и восстановление их связаны со значительными затратами средств и времени.

Цементный раствор поступает в заколонное пространство, замещая находящийся там буровой раствор, и затвердевает в камень.

Назначение и функции, выполняемые цементным камнем, многообразны.

Разобшение пластов, их изоляция, т.е. образование в стволе беззасадочного тампона, внутреннюю часть которого составляет колонна обсадных труб. Важное условие - равномерная толщина цементного камня с любой стороны света. Размеры кольцевого зазора (т.е. толщина цементного кольца) не определяют качества разобшения пластов, однако оказывают влияние на формирование цементного камня или предопределяют его отсутствие.

Удержание обсадной колонны от всевозможных перемещений: проседания под действием собственного веса, температурных деформаций, деформаций вследствие возникновения перепадов давления в колонне, ударных нагрузок, вращений и т.д.

Защита обсадной колонны от действия коррозионной среды.

Повышение работоспособности обсадной колонны с увеличением сопротивляемости повышенным (против паспортных данных) внешнему и внутреннему давлению. Естественно, цементное кольцо должно быть сплошным и иметь при этом определенную физико-механическую характеристику.

Сплошное цементное кольцо, приобретая в процессе формирования камня способность к адгезии (цементный камень сцепляется с металлом труб, образуя интерметаллический слой), создает предпосылки к еще большему повышению сопротивляемости высоким внешним и внутренним давлениям.

Краткосрочность операции цементирования скважин не делает ее менее значимой, хотя может быть причиной недостаточного внимания к ее выполнению.

Эксплуатация скважин требует устойчивой работы крепи, что обеспечивается формированием цементного камня вдоль ствола и заполнением им всего заколонного пространства, соответствием свойств камня (и всей крепи) требованиям, обусловленным внешними воздействиями (нагрузками, коррозии и т.д.). Количественно оценить все факторы сложно, что объясняется сложностью моделирования процессов и получения достоверных результатов. Основные трудности при этом заключаются в

недостатке информации об условиях, в которых предстоит формирование цементного камня, и о свойствах материала, который образуется в скважине в результате замещения им бурового раствора.

При проведении цементируемых работ необходимо учитывать, что применение одного мероприятия требует осуществления или изменения другого. Так, очищение стенок скважины от глинистой корки скребками при расхаживании обсадных колонн в большинстве случаев не может быть выполнено без обработки используемых тампонажных растворов для снижения показателя фильтрации и т.д.

Таким образом, технологические факторы, способствующие повышению качества цементируемых работ, взаимосвязаны и взаимозависимы.

Практическое занятие №18

Гидравлическая программа цементирования обсадных колонн

1. Рассчитать необходимую подачу Q для обеспечения режима течения тампонажного раствора в призабойной зоне скважины в затрубном пространстве:

- турбулентного Q_t

- пробкового Q_p

2. Рассчитать максимально допустимое забойное давление P_z из условия предотвращения поглощений или гидроразрыва пород: $P_z = 0,95P_p$

3. Принять для начала счета максимально возможную суммарную подачу ЦА тампонажного раствора $Q_{ца}$, откачиваемого из соединительной емкости в соответствии с технической схемой цементирования

4. Рассчитать давление на БМ и забойное давление для $Q_{ца}$ по буровому раствору, $P_{бм}$ и P_z

5. Проверить выполнение условий:

$$P_{бм} \leq \{[P_y], [P_{ца}]\} \quad (2.4)$$

$$P_z \leq [P_z] \quad (2.5)$$

где, $[P_y]$, $[P_{ца}]$ — допустимое давление на цементирующую головку (верхние трубы колонны) и ЦА соответственно

6. При выполнении условий (2.4) и (2.5) принять $Q_{зн} = Q_{ца}$ для начала закачивания тампонажного раствора.

Произвести закачивание всего объема тампонажного раствора с подачей $Q_{зп}$.

7. При невыполнении одного из условий (2.4) или (2.5) рассчитать новое значение Q , H , снижая подачу ступенями 3 — 5 л/с, до их выполнения.

Произвести закачивание всего объема тампонажного раствора с наращиванием подачи от $Q_{зн}$ до $Q_{ца}$, не превышая $P_{бм}$.

8. Рассчитать положение «головы» тампонажного раствора по окончании закачивания всего объема.

8.1. Тампонажный раствор не вышел из башмака обсадной колонны.

8.1.1. Начать продавливание тампонажного раствора с подачей $Q_{ца}$ до башмака колонны.

8.1.2. Вычислить необходимый объем тампонажного раствора Vh_z для подъема выше кровли продуктивного горизонта (при его отсутствии — на 150—200 м от забоя общей высотой kz на высоту 75 — 150 м.

8.1.3. Вычислить забойное давление $Pzhr$ при положении тампонажного раствора на высоте h_z и подаче Q_t .

8.1.4. Проверить условия (2.5) и $Q_t < Q_{zn}$

8.1.4.1 При выполнении условий (2.5) и (2.4) продавить тампонажный раствор объемом Vh_z с подачей Q_t .

8.1.4.2 При невыполнении условий (2.5) или (2.4) продавливание тампонажного раствора объемом Vh_z произвести с подачей $Q_n \ll Q_t$.

8.2 Тампонажный раствор вышел из башмака обсадной колонны.

9. Определить максимально возможную подачу Qh_z при положении тампонажного раствора на высоте h_z по условиям (2.4) и (2.5).

10. Определить максимально возможную подачу Qnp при подъеме тампонажного раствора до выравнивания уровня в трубах и затрубном пространстве и на проектную высоту h_{np} по условиям (2.4) и (2.5). Продавливание тампонажного раствора произвести со снижением подачи по линейной зависимости между контрольными точками.

11. Зафиксировать по всем контрольным точкам давление на БМ и объемы тампонажного раствора и продавочной жидкости для расчета графика-программы

$$P_{\text{бм}} = f(V, t) \quad (2.6)$$

Здесь V и t — объемы порций закачиваемых жидкостей (тмпонажного и бурового растворов) и продолжительность их закачивания в расчетном режиме.

12. В случае невозможности реализации программы цементирования для подъема тампонажного раствора в один прием на высоту всего цементируемого интервала в связи с невозможностью выполнения условий (2.4) и (2.5) или из-за чрезмерной длительности процесса принимается решение о ступенчатом цементировании с составлением программы процесса для каждой ступени.

Реологические параметры и характеристика бурового и тампонажного растворов

Реологические параметры бурового раствора принимаются из информации по процессу углубления скважины. В случае их отсутствия определяются лабораторным путем при подготовке к креплению скважины (см. ниже).

Реологические свойства бурового и тампонажного растворов следует определять с использованием ротационного вискозиметра. Наиболее применим для рассматриваемой задачи двенадцатискоростной прибор VG; возможный вариант - шестискоростной прибор.

Порядок измерений на приборе следующий:

1. Проба тампонажного (бурового) раствора перемешивается в вискозиметре в течение 20 мин при 600 об/мин. и температуре, равной средней величине между динамической забойной и устьевой.

2. Устанавливается 300 об/мин.

3. Через 60 с работы вискозиметра снимается показание прибора θ_{300} , град.

4. Снижают ступенями 20 с обороты прибора до 3 об/мин. и измеряют показание прибора θ_3 .

Вычисляют:

$$n = 0,5 \lg \frac{\theta_{300}}{\theta_3} \quad (2.7)$$

$$k = \frac{1,066 \theta_{300}}{511^n} \quad (2.8)$$

Скорость нисходящего потока в трубах определяют по формуле:

$$V_T = \frac{Q}{0,785 \cdot d_T^2} \quad (2.9)$$

где, Q – подача жидкости, м³/с

d_T – внутренний диаметр труб, м

$$Re_T = \frac{0,168 \cdot V_T^{2-n} \cdot d_T^n \cdot \rho}{k \cdot 8^n} \quad (2.10)$$

где, ρ – плотность жидкости, кг/м³,

Примечание. Здесь и ниже для случаев переменных параметров по длине канала, входящих в расчетные зависимости, расчеты производить по соответствующим участкам.

Для затрубного пространства

$$V_3 = \frac{Q}{0,785 \cdot (D^2 - d^2)} \quad (2.11)$$

где, D, d – соответственно диаметр ствола скважины и наружный диаметр труб, м

$$Re_3 = \frac{0,168 * v_3^{2-n} * \rho * (D - d)^n}{k * 8^n} \quad (2.12)$$

Гидравлические потери, МПа, в трубах при структурном (ламинарном) режиме

$$\Delta P_T = 10^{-6} \frac{\lambda * L * \rho * v_T^2}{2d_T} \quad (2.13)$$

где, ρ – плотность жидкости, кг/м³ ;

$$\lambda = \frac{16}{Re_T}$$

L – протяженность канала, м

Гидравлические потери в затрубном пространстве при структурном (ламинарном) режиме:

$$\Delta P_3 = 10^{-6} \frac{\lambda * L * \rho * v_3}{2(D - d)} \quad (2.14)$$

$$\lambda = \frac{16}{Re_T}$$

Для турбулентного режима

$$\lambda = \frac{a}{Re_{T,3}^b} \quad (2.15)$$

$$\text{где,} \quad a = \frac{\lg(n) + 3,93}{50}; \quad b = \frac{1,75 \lg(n)}{7}$$

Минимальная подача для обеспечения турбулентного режима в затрубном пространстве

$$Q_T = 240 (D^2 - d^2) * \left[\frac{64 Re_{кр} * k}{\rho} * \left(\frac{2,44}{D - d} \right)^n \right]^{\frac{1}{2-n}} \quad (2.16)$$

Для пробкового режима в затрубном пространстве (при этом $Re = 100$)

$$Q_n = 240 (D^2 - d^2) * \left[\frac{6400 * k}{\rho} * \left(\frac{2,44}{D - d} \right)^n \right]^{\frac{1}{2-n}}$$

В формуле (2.16) величина $Re_{кр}$ – критическая величина числа Рейнольдса принимается из таблицы в зависимости от величины n (см табл. 2.5):

Таблица 2.5 - Зависимость числа Рейнольдса от числа n

n	$Re_{кр}$	n	$Re_{кр}$
0,95	3000	0,55	3400
0,85	3100	0,45	3500
0,75	3200	0,35	3600
0,65	3300	0,25	3700
		0	3800

Контрольные вопросы:

1. Какой комплекс работ включает в себя цементирование скважины?
2. Что может привести некачественное цементирование скважин?
3. Перечислите и опишите назначение и функции, выполняемые цементным камнем?
4. Какие факторы влияют на качество цементного камня и каковы случайные факторы также влияют на качество цементирования?
5. Что следует понимать под технологией цементирования?
6. Каким технико-технологическим факторам следует уделить внимание при цементировании скважины?
7. от чего зависят реологические свойства тампонажных растворов?
8. Что понимается под коэффициентом вытеснения бурового раствора?

2.1.8 Процесс цементирования

Для обеспечения процесса цементирования составляется план, в котором на основании расчетов приводятся объемы всех закачиваемых жидкостей, их состав, порядок приготовления и параметры, режимы закачки растворов, количество и типы цементировочного оборудования, схема его обвязки.

Рецептура тампонажного раствора разрабатывается заранее и не позднее, чем за 5 суток должен быть проведен лабораторный анализ исследования тампонажного материала, что подтверждается актом.

Необходимые материалы и цементировочная техника должны быть доставлены на буровую заблаговременно. Тампонажные материалы загружаются в бункеры смесительных машин, они обвязываются с цементировочными агрегатами согласно выбранной схеме.

На рисунке 2.4 представлена одна из схем обвязки цементировочного оборудования при использовании блока манифольда БМ-700, осреднительной емкости УСО и станции контроля цементирования СКЦ-2М.

Перед началом цементирования руководитель работ (ответственный работник бурового предприятия) проводит инструктаж всех участников цементирования - указывает последовательность и объемы приготовления буферной жидкости, тампонажных растворов, продавочной жидкости,

режимы зачки, последовательность ввода агрегатов в работу, предельные давления и т.п.

Контроль процесса цементирования должен осуществляться с использованием станции СКМ-2М, которая позволяет фиксировать плотность закачиваемого раствора, интенсивность зачки, давление и суммарный объем закаченных жидкостей. Кроме того, в пунктах затворения с помощью лабораторных приборов контролируют плотность и консистенцию тампонажных растворов. Это позволяет оперативно изменять подачу жидкости затворения и тампонажного материала при затворении тампонажного раствора для приведения его параметров до значений, которые соответствуют плану.

После зачки тампонажного раствора в цементирующей головке освобождают верхнюю разделительную пробку, продавливают ее в обсадную колонну (агрегат № 8 на рис. 2.4), промывают выкидные линии ЦА от остатков цементного раствора и начинают закачивать продавочную жидкость. По мере выхода тампонажного раствора в затрубное пространство давление на цементирующей головке растет, что вынуждает переключать ЦА на пониженные скорости (передачи) работы. Для предотвращения гидравлического удара при посадке разделительной пробки на упорное кольцо или обратный клапан последние 1-2 м³ продавочной жидкости закачивают одним ЦА (№ 8 на рис. 2.11) на пониженной скорости работы.

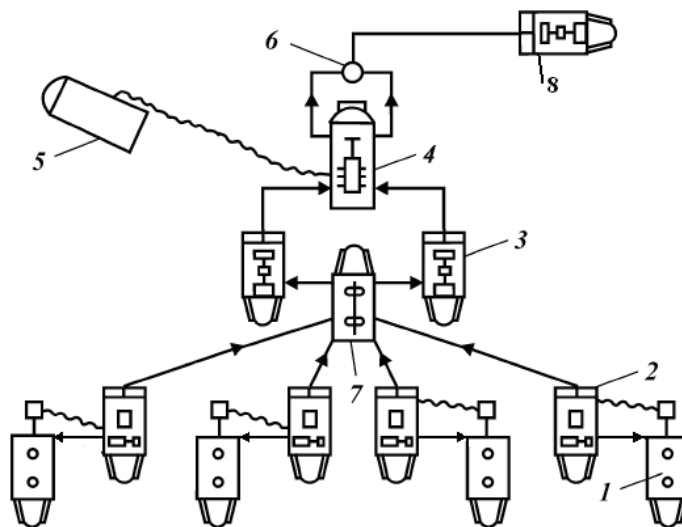


Рисунок 2.11 - Схема обвязки цементирующего оборудования при использовании осреднительной емкости:

1-цементосмесительные машины; 2-цементирующие агрегаты, участвующие в приготовлении цементного раствора; 3-цементирующие агрегаты, участвующие в зачке цементного раствора в обсадную колонну; 4-блок манифольда; 5-станция контроля цементирования; 6-цементирующая головка; 7-осреднительная емкость; 8-цементирующий агрегат для выдвигания разделительной пробки из цементирующей головки и посадки ее на «стоп» кольцо

В момент посадки пробки на упорное кольцо давление в колонне резко повышается, что свидетельствует об окончании процесса цементирования.

В том случае, когда после закачки расчетного объема продавочной жидкости сигнала «стоп» не получено (отсутствует скачек давления) допускается закачать еще продавочную жидкость в объеме, равном объему колонны от «стоп» кольца (обратного клапана) до отметки, которая выше башмака колонны на 3 – 5 м.

После окончания процесса цементирования давление на цементирующей головке плавно стравливают и фиксируют объем вышедшей из колонны продавочной жидкости. Если обратный клапан в составе обсадной колонны работает, то выход продавочной жидкости из колонны вскоре прекращается. Колонну оставляют на ОЗЦ без давления. Если при стравливании давления выход продавочной жидкости из колонны не прекращается (обратный клапан не работает), то вышедший объем продавочной жидкости вновь закачивают в колонну и оставляют ее на ОЗЦ под давлением, величина которого контролируется. При возрастании давления в колонне до опасных для обсадных труб значений его стравливают путем выпуска части продавочной жидкости.

Время ОЗЦ выбирают в зависимости от типа тампонажного раствора и назначения обсадной колонны. Обычно время ОЗЦ для кондукторов и технических колонн 16-24 часа, для эксплуатационных колонн - 24-48 часов.

Теоретическая динамика давлений на устье и забое скважины при прямом одноступенчатом методе цементирования обсадной колонны приведена на рис.

Приведенные диаграммы соответствуют частному случаю, когда объем цементного раствора ($V_{пр}$) больше объема колонны (V_K), а разница гидростатических давлений в трубах и затрубном пространстве при полном заполнении колонны тампонажным раствором ($V_{гст}$) больше суммы гидродинамических потерь давления в трубах и кольцевом пространстве ($V_{гд}$). В качестве продавочной жидкости использован буровой раствор.

Из приведенных диаграмм следует, что давление на устье скважины (цементирующей головке) при закачке цементного раствора может снизиться до нуля, может наступить даже вакуум. На забой и стенки скважины максимальное давление возникает в конце цементирования.

Контрольные вопросы:

1. Что содержит план цементирования?
2. Что необходимо подготовить заранее перед цементированием?
3. Что включает в себя инструктаж участников цементирования?
4. Как осуществляется контроль процесса цементирования?
5. Что фиксируют и за какими параметрами следят в процессе цементирования?
6. Опишите процесс работы цементирующего оборудования
7. Опишите основные элементы и узлы цементирующего оборудования

8. Как выбирают время ОЗЦ (затвердевания цемента)?

2.1.9 Основные методы и выбор методов перфорации

Вскрытие пластов стреляющими перфораторами может осуществляться при репрессии (забойное давление в скважине выше пластового) и депрессии (забойное давление в скважине ниже пластового).

Вскрытие пластов при депрессии осуществляется перфораторами типа ПНКТ, спускаемыми на насосно-компрессорных трубах (НКТ), ПР, ПРК и КПРУ, спускаемыми через НКТ. Перфораторы ПНКТ рекомендуется применять при вскрытии любой части пласта, в том числе и приконтактных зон независимо от величины искривления скважины, качества цементной оболочки, обсадной колонны, аномальности пластового давления.

Недопустимо применять перфораторы типа ПНКТ в следующих случаях:

- если после перфорации необходим спуск глубинных приборов через НКТ в интервал перфорации;

- в процессе вызова притока ожидается вынос из пласта в скважину больших объемов твердой фазы;

- при гидростатическом давлении на уровне установки перфораторов менее 10 МПа при создании депрессии;

- при вскрытии пластов, содержащих нефть с агрессивными компонентами (углекислый газ, сероводород). Перфораторы типа ПР, ПРК, КПРУ рекомендуется применять при перфорации скважин с искривлением ствола до 0,7 рад (40°) при качественной цементной оболочке обсадной колонны независимо от аномальности пластового давления.

Недопустимо применять перфораторы типа ПР и КПРУ в следующих случаях:

- при вскрытии приконтактных зон (ГНК, ВНК);

- при заполнении интервала перфорации глинистым буровым раствором;

- при вскрытии пластов, содержащих нефть с агрессивными компонентами (углекислый газ, сероводород), из-за возможных утечек в лубрикаторе;

- при вскрытии пластов на депрессии в скважину обязательно должны быть спущены НКТ, устье скважины оборудовано фонтанной арматурой и лубрикатором при использовании перфораторов типа ПР. Оптимальная депрессия при таком способе перфорации составляет 2,0-3,5 МПа; не рекомендуется создавать депрессии более 10 МПа.

При репрессии следует вскрывать пласты с нормально и аномально высоким пластовым давлением независимо от положения интервала перфорации, в том числе и в приконтактных зонах (ВНК, ГНК) и при наличии в нефти агрессивных компонентов (углекислый газ, сероводород).

Для вскрытия пластов при репрессии исходят из условий безопасного проведения перфорации и предотвращения проникновения больших объемов жидкости из скважины в пласт.

Гидростатическое давление столба жидкости, заполняющей скважину, должно превышать пластовое на величину:

10-15 % для скважин глубиной до 1200 м, но не более 15 МПа;

5-10 % для скважин глубиной до 2500 м (в интервале от 1200 до 2500 м), но не более 2,5 МПа;

4-7 % для скважин глубиной более 2500 м (в интервале от 2500 м до проектной глубины), но не более 3,5 МПа.

Перед проведением перфорации в скважину спускают НКТ с промывкой до искусственного забоя. Через НКТ закачивают перфорационную и буферную (при необходимости) жидкости из расчета заполнения интервала перфорации и на 100-150 м выше. Устье скважины оборудуется противовыбросовым устройством (задвижкой с превентором).

Перфорацию следует производить не более чем двумя спусками перфораторов в один и тот же интервал. В зонах ВНК и ГНК перфорацию выполнять за один спуск перфоратора. Слабопроницаемые сцементированные пласты рекомендуется вскрывать гидropескоструйной перфорацией.

В мировой и отечественной практике нефтегазодобывающей промышленности прострелочные перфорационные работы в нефтяных и газовых скважинах по видам и объемам (%) применения распределяются следующим образом.

Кумулятивная перфорация..... 90-95

В том числе с депрессией на пласт 2-4

Пулевая перфорация 2-3

Гидроабразивная 1-2

Прочие виды (механическая, с растворяющимися вставками и др.)... 0,5

В подавляющем большинстве случаев все виды перфорационных работ в скважинах производятся при репрессии (Δp_p) на продуктивный пласт. Величина репрессии не должна превышать 5-10 % от значения пластового давления (но не более 2,53,5 МПа) в зависимости от глубины скважины. На практике, особенно в разведочных скважинах, часто репрессии при перфорации превышают норму. Последнее главным образом происходит вследствие ошибочного прогноза пластового давления, отличающегося в сторону завышения от истинного его значения.

При репрессии на пласт в призабойной зоне продуктивного пласта образуется блокирующая зона, состоящая из пристенной кольматационной (толщиной до 5-1,5 мм) и инфильтрационной (радиусом до 300-1000 мм) зон. Чем больше репрессия на пласт (а также водоотдача бурового раствора и время контакта его с продуктивным пластом), тем более мощная блокирующая зона образуется при первичном вскрытии пласта.

Вторичное вскрытие пласта осуществляется перфорацией, для чего применяют стреляющие либо гидropескоструйные перфораторы. По принципу действия стреляющие перфораторы подразделяются на пулевые,

торпедные и кумулятивные. В 40-х и 50-х годах пулевые перфораторы были основным средством вторичного вскрытия пластов. По мере распространения кумулятивных перфораторов в конце 50-х - начале 60-х годов, не выдерживая конкуренции, пулевые перфораторы с горизонтальным расположением ствола практически перестали применяться. В последние годы появились пулевые перфораторы с вертикально-криволинейными стволами, обладающие высокой пробивной способностью. Сейчас они ограниченно применяются в некоторых геолого-технических условиях. Торпедные перфораторы, в которых вместо пуль применяются снаряды замедленного действия, в настоящее время для вскрытия пластов не используются из-за низкой пробивной способности и низкой производительности при работе с ними.

Гидропескоструйная перфорация

Вскрытие пластов стреляющими перфораторами может осуществляться при репрессии (забойное давление в скважине выше пластового) и депрессии (забойное давление в скважине ниже пластового).

Гидропескоструйная перфорация (ГПП) - это метод создания каналов в системе колонна труб - цементное кольцо- горная порода под действием кинетической энергии потока жидкости с песком, сформированного в насадках специального аппарата.

Каналы, образованные вследствие действия кинетической энергии сформированного в насадках потока жидкости с песком в породах прочностью на сжатие $\sigma_{сж} = 100-20$ МПа, имеют длину $l = 10-30$ см и поверхность фильтрации $S=200-500$ см². Поскольку поверхность фильтрации таких каналов в несколько десятков раз больше поверхности каналов, возникших в результате кумулятивной перфорации (КП), то ГПП особенно полезна при вторичном вскрытии трещинных коллекторов.

Для образования каналов ГПП, больших, чем получаемых при КП, применяют интенсивные параметры проведения процесса. Длина канала увеличивается на 30% при использовании насадок диаметром $d = 6$ мм вместо 4,5 мм, на 30-50 % - при разгазировании жидкости азотом, на 40% - при возрастании перепада давления в насадках от 20 до 40 МПа.

Если время формирования канала t увеличить от 20 до 60 мин., то его длина будет медленно возрастать на 20%, а поверхность фильтрации - на 400% (очень быстро). При одновременном применении упомянутых средств длина канала может увеличиваться в 2-3 раза. Однако не следует забывать, что ГПП технологически сложный и дорогостоящий процесс. Например, ГПП с плотностью 2 отверстия на 1 м в несколько раз дороже, чем КП с зарядами ПК-103 при плотности 20 отверстий на 1 м.

Для проведения ГПП в скважину (рис. 2.12) на НКТ спускают пескоструйный аппарат, в корпусе которого размещены две-четыре насадки диаметром 4,5 или 6 мм из абразивно стойкого материала. Для точной установки АП напротив перфорируемых пластов над НКТ размещают

толстостенную муфту длиной до 50 см с толщиной стенки 10 - 15 мм. ВАП предусмотрено два гнезда для клапанов.

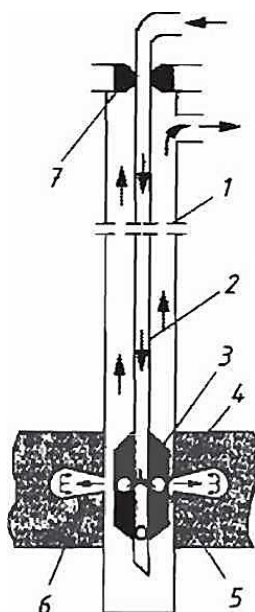


Рисунок 2.12 - Схема перфорации в скважине гидropескоструйным методом:

1- обсадная колонна; 2- НКТ; 3 - АП;
4 - насадка; 5 - пласт;
6 - каналы ГПП; 7 - сальник

Верхний, большой шаровой клапан закидывают временно для опрессовки НКТ, потом его поднимают обратным промыванием. Нижний, меньшего диаметра, закидывают на время образования каналов. Герметизацию затрубного пространства для отведения потока проводят при помощи самоуплотняющегося сальника.

Перед процессом ГПП опрессовывают НКТ, после чего обратным промыванием поднимают верхний шаровой клапан и определяют гидравлические затраты давления $p_{затр}$. Малогабаритным прибором исследуют геологический разрез скважины ГК (НГК), чтобы направить АП к пластам, уточняют длину труб, учитывая их собственный вес. После этого закидывают нижний шаровой клапан и в НКТ закачивают жидкость с абразивным материалом. Преимущественно это песок фракции размером 0,8 - 1,2, реже 2 мм. Смесь жидкости с песком поступает с расходом 8 - 16 л/с, при этом давление на насосных агрегатах составляет 25- 45 МПа. При таких условиях скорость потока на выходе из насадок составляет 160-240 м/с.

Давление на манометрах агрегатов во время образования каналов должно быть постоянным, например, 35 МПа. На выходе из насадки потенциальная энергия давления жидкости переходит в кинетическую энергию потока, которая во время ударов песчинок о перегородку (труба, порода) разрушает ее. Частицы разрушенной породы выносятся из канала перфорации в затрубное пространство и вымываются на поверхность. Если аппарат с насадками зафиксирован якорем на конце труб неподвижно, то образованный канал будет иметь грушевидную форму. Такие условия образования канала называют закрытыми. Если аппарат не зафиксирован (что бывает наиболее часто), то он на конце НКТ получает некоторое осевое перемещение, и канал принимает форму вертикальной выемки длиной 5 - 10

см. Движение аппарата обусловлено произвольным колебанием давления (2-3 МПа) на агрегатах. При незафиксированном аппарате из пласта выносятся частицы породы (чаще до 10 мм), а условия образования канала называют открытыми.

Схема образования канала в скважине изображена на рисунке 2.13.

Глубина канала, формирующегося за цементным кольцом, определяется по уравнению

$$L_{nl} = R_{an} + l_a + l_t - r_c, \quad (2.17)$$

где, R_{an} - радиус аппарата, м;

r_c - радиус скважины (по показаниям каверномера в интервале формирования отверстий ГПП), мм;

l_t - глубина канала, сформированного ГПП, мм;

l_a - расстояние от торца насадки до эксплуатационной колонны, мм.

Рекомендуется выбрать R_{an} , для которого $l_a = 10-20$ мм. Если в зоне образования канала имеются большие каверны, то действие потока не может выйти за границы цементного кольца, и ГПП будет неэффективной. Проектирование ГПП проводят для обеспечения заданного качества сообщения скважины с пластами путем образования необходимого количества каналов определенных размеров.

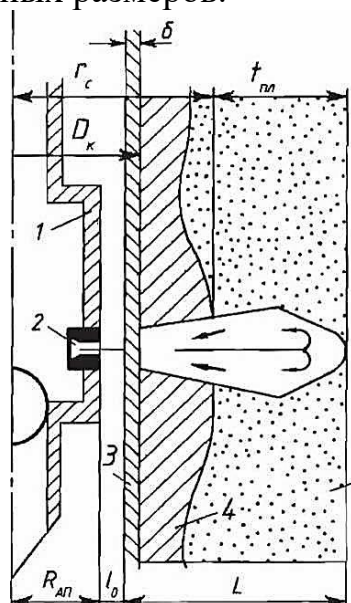


Рисунок 2.13 - Схема формирования канала ГПП в скважине:

1 - гидроджетный аппарат; 2 - насадка; 3 - колонна; 4- цементное кольцо; 5 - пласт

Во время проектирования необходимо обосновывать выбор скважины; выбрать рецептуру жидкости для ГПП, тип абразивного материала, его фракционный состав и концентрацию в жидкости; рассчитать основные параметры процесса, подобрать глубинное, устьевое и наземное

оборудование, оценить технологическую и экономическую эффективность спроектированного процесса.

Обоснование выбора скважины производят на основании данных параметров работы, сравнения ее продуктивности с соседними скважинами того же пласта, данных гидродинамических исследований, по которым определяют фактическое значение коэффициента гидродинамического совершенства скважины ϕ .

ГПП наиболее целесообразно применять в скважинах гидродинамически несовершенных по характеру вскрытия пласта. Если такое несовершенство не обнаружено (например, после кумулятивной перфорации $\phi_{\text{в}} = \phi_{\text{км}}$), то принимают большее, но сравнению с ним значение коэффициента гидродинамического совершенства скважины после ГПП, которое необходимо достичь.

Жидкости для ГПП не должны существенно снижать проницаемость продуктивных пластов, но должны содействовать очищению призабойной зоны от загрязнения. Для ГПП преимущественно применяют водные растворы ПАЖ на пресной технической или минерализованной пластовой воде. ПАЖ выбирают по таким же принципам, как и продвигающие и вытесняющие жидкости для кислотных обработок. Целесообразно, кроме того, использовать рецептуры таких жидкостей для глушения скважины перед текущим или капитальным ремонтом.

Абразивный материал - это обычно кварцевый песок с небольшим содержанием глины (до 0,5 %), фракционный состав песка 0,5 - 1,2 мм. Наибольшие частицы не должны быть более 2 мм, так как иначе они могут закрывать отверстия насадок АП. Оптимальная концентрация песка составляет 30-50 кг/м³ (3-5%). С возрастанием концентрации песка обычно увеличивается объем канала ГПП при той же глубине.

Прочность породы на сжатие значительно влияет на длину канала. Начальная скорость разрушения породы, от которой зависит длина канала ГПП, является функцией квадратного корня значения ее прочности на сжатие $u_{\text{он}} = f(\sqrt{\sigma})$. Например, при одинаковых условиях длина канала в породе с прочностью на сжатие 20 МПа составляет 185 мм, а с прочностью 60 МПа - 125 мм.

Форма и диаметр насадки также значительно влияют на длину канала ГПП. Наиболее эффективные насадки с конусоидальным входом и конусной проточной частью, диаметр которых выбирают исходя из гидравлической мощности применяемых насосных агрегатов равным 4,5 или 6 мм. Увеличение диаметра насадки в 2 раза при прочих равных условиях увеличивает длину канала почти вдвое.

Перепад давления в насадке - один из параметров процесса, который обуславливает увеличение глубины канала ГПП, и его наиболее трудно поддерживать постоянным. Начальная скорость потока является функцией квадратного корня из перепада давления $u_0 = f(\Delta p^{0.5})$ и именно она линейно влияет на длину образующегося канала. Например, увеличение, перепада

давления от 17 до 32 МПа содействует возрастанию длины канала от 9 до 13 см при прочих равных условиях.

Рассмотрим трудности, обусловленные нестабильностью работы насосных агрегатов во времени (процесс ГПП длительный, не менее 30 - 60 мин для каждого резания). Во время ГПП постоянно разрушается входная часть насадки, а также ее сечение. Насадки из сплава ВК-6 после 10 - 15 резаний АП следует менять, так как их диаметр увеличивается на 1,0 - 1,5 мм. Давление на уровне АП в затрубном пространстве нестабильно. В затрубном пространстве может содержаться жидкостно-песчаная (большей плотности) смесь, при помощи которой происходит процесс, или чистая жидкость (меньшей плотности) в начале процесса резания в данном интервале или после его завершения, когда промывают скважину для приподнятая АП в новый интервал.

Давление на устье скважины принимают стабильным, но таковым оно не является.

Изменение давления относительно заданной величины (обычно 20 - 40 МПа) составляет $\pm(2-3)$ МПа. На уровне АП такое изменение давления вызвано движением плунжеров насосных агрегатов. Например, в скважине глубиной около 3000 м в результате изменения давления в устье на 1 МПа АП, а, следовательно, и насадки перемещаются почти на 3 см. Поэтому в обсадной колонне обычно образуется не отверстие диаметром 20-25 мм (как при первоначальной перфорации с заклиниванием АП в стендовых условиях), а щель длиной приблизительно 10 мм. Это дает два преимущества для ГПП с незакрепленным АП:

- 1) длина образующегося канала возрастает на 20-30%;
- 2) не возникает избыточное давление в канале перфорации за обсадной колонной, а, следовательно, не разрушается цементное кольцо и не забиваются поры породы на поверхности образующегося перфорационного канала. Возрастает качество вскрытия пласта ГПП в отличие от кумулятивной перфорации.

Время образования канала - контролируемый параметр процесса, который не зависит от других факторов. Канал образуется интенсивнее в первые минуты резания потоком, после 30 мин рост глубины канала значительно замедляется. Здесь следует различать условия резания с зафиксированными и незафиксированными НКТ с АП. В первом случае имеем так называемые закрытые условия образования канала, а во втором - открытые. В закрытых условиях расширение канала усложняется, так как много энергии затрачивается во встречных потоках круглого отверстия, образовавшегося в эксплуатационной обсадной колонне и имеющего размер $(3 - 4) d_0$ диаметра насадки. В открытых условиях, когда отверстие в колонне овальной формы и большая ось его близка к $20 d_0$, поток, вытекая из канала, не встречает сопротивления, и глубина канала увеличивается. Открытые условия свойственны для ГПП в зоне фильтра или без колонны.

Известно, что увеличение канала ГПП можно записать как функцию времени

$$l_t = f(\sqrt[3]{t})$$

Эта функция описывает увеличение канала за ограниченное время, например, до 100 мин от начала резания.

ГПП с использованием глинистых растворов применяют в скважинах с высоким пластовым давлением. Особенности технологии заключаются в использовании глинистых растворов плотностью 1,5 - 1,8 г/см³ с абразивным материалом. Во время проведения процесса возрастают вязкость и статическое напряжение сдвига, несколько уменьшается водоотдача. Это объясняется диспергированием глинистых и абразивных частиц во время резания.

Для проведения ГПП с использованием глинистого раствора готовят раствор бентонитовой глины плотностью 1,14 - 1,18 г/см³. Потом на поверхности производят 5 - 6 циклов циркуляции всего раствора с перепадом давления 25 - 30 МПа, направляя ниток на металлический предмет. В этот момент диспергируются частицы глины, и раствор становится более стабильным. Благодаря диспергированию затраты глинопорошка уменьшаются вдвое. Далее добавляют к приготовленному раствору абразивный материал - барит, гематит, кварцевый песок. В этом ряду абразивность возрастает от барита к песку. Длительная работа агрегатов обеспечивается в том случае, если диаметр частиц абразива находится в пределах 0,4-0,8 мм. В раствор вначале добавляют 5% абразивного материала. После 2-3 циклов циркуляции через насадки АП раствор обрабатывается, и поэтому необходимо заменить абразивный материал новым (также 5%). Остальные параметры и технология остаются без существенных изменений.

ГПП с газовой фазой (азотом) целесообразно производить в скважинах с низким пластовым давлением. Особенности технологии связаны с применением двух азотных газификационных установок АГУ-8к, которые перевозят жидкий азот и газифицируют его под давлением 22 МПа с расходом 6 нм³/мин. Газ поступает в жидкость через эжектор, и поэтому давление газожидкостной смеси с газосодержанием потока $\phi = 0,2$ (вычисленным при гидростатическом давлении жидкости на уровне АП в скважине) достигает на устье 30 МПа, если давление на насосных агрегатах составляет 40 МПа. В остальном технологичность существенно не отличается от технологии обычной ГПП. Следует четко придерживаться правил техники безопасности во время проведения работ.

Таким образом, при использовании ГПП с газовой фазой глубина канала возрастает на 30%, а его объем - на 200%. Возникает дополнительный перепад давления на насадках и уменьшается противодействие на пласт. К недостаткам следует отнести трудности, связанные с транспортировкой жидкого азота на скважины, и его высокую стоимость.

ГПП с созданием перекрестных каналов предлагается для тонкослоистых пластов. Для проведения перфорации насадки размещают под углом обычно меньше 45° к горизонту. Для ГПП применяют конструкции (Г.Д. Савенкова) часто с автоматическим перекрытием части

насадок и продолжением образования тех каналов, которые не перекрыты. Обратный поток частично сбрасывается в канал, образованный перекрытой насадкой.

ГПП с аппаратами для образования вертикальных или горизонтальных надрезов пласта впервые предложена ВНИИ (Москва) для инициирования щелей ГРП, улучшения связи скважины с пластами и т.п.

ГПП с выдвиганием насадки в пласт применяют для образования глубоких каналов. Существуют различные конструкции аппаратов с одной насадкой на гибкой трубке, которая входит в пласт, а также конструкции ЦНДЛ АТ «Укрнафта» (г. Ивано-Франковск), института «Сирка» (г. Львов).

Контрольные вопросы:

1. Какими перфораторами осуществляют вскрытие пластов при депрессии?
2. В каких случаях недопустимо использовать перфораторы типа ПНКТ
3. В каких случаях недопустимо использовать перфораторы типа ПР и КПРОУ
4. На сколько гидростатическое давление столба жидкости, заполняющей скважину, должно превышать пластовое?
5. Для чего спускают НКТ перед проведением перфорации?
6. Какой должна быть величина репрессии при проведении перфорации?
7. Какими перфораторы используют для вторичного вскрытия?
8. В чем заключается метод гидропескоструйной перфорации?
9. В чем преимущество использования ГПП (гидропескоструйной перфорации) при вторичном вскрытии пласта?
10. Опишите процесс подготовки проведения ГПП и схему компоновки аппарата.
11. Опишите процесс образования каналов при проведении ГПП.
12. Как определяется глубина канала, формируемого за цементным кольцом?
13. Что включает в себя проектирование ГПП?
14. В каких скважинах применяют ГПП?
15. Какие жидкости используют для ГПП?
16. Что используют в качестве абразивного материала?
17. Какими должны быть форма и диаметр насадки при проведении ГПП?
18. Какие трудности могут возникнуть при нестабильной работе насосных агрегатов?
19. Как образование канала зависит от времени?
20. Как готовят ГПП с глинистым раствором и с газовой фазой и в каких скважинах они применяются?

Практическое занятие №19

Проектирование гидропескоструйной перфорации

Проектирование ГПП проводят поэтапно:

оценивают технологическую и экономическую эффективность применения ГПП;

определяют допустимые значения основных параметров резания, необходимых для образования каналов ГПП на проектной глубине;

рассчитывают основные параметры резания и необходимые материальные ресурсы для проведения работ.

Принимают практическое значение коэффициента гидродинамического совершенства ϕ , определяют дополнительную добычу нефти и газа, а также оценивают стоимость ГПП и ее эффективность.

Задаваясь длиной и плотностью каналов ГПП, требуемых для достижения проектного значения коэффициента ϕ , оценивают какие режимы резания необходимы для образования каналов и проверяют, достижимы ли они при возможном давлении на устье скважины. Если давления превышают возможные, то уменьшают число насадок, а если и это не помогает, то уменьшают проектное значение ϕ . Используя результаты первых двух этапов, рассчитывают параметры резания каналов и режимы работы насосных агрегатов и их количество; колонну НКТ из труб, имеющихся на предприятии; длительность ГПП, определяет потребность в материалах. На основе полученной информации можно точнее рассчитать стоимость ГПП и определить ее экономическую эффективность.

Расчет эффективности ГПП.

Рассмотрим варианты применения ГПП для вскрытия пласта.

1. Первичную ГПП всей эффективной мощности, которую должны испытать на приток, применяют в основном в разведочных скважинах для испытания притока из маломощных объектов (толщиной менее 25 м).

Ожидаемый дебит нефти рассчитывают по формуле:

$$q_H = \phi_n q_n \rho_n (100 - \omega_{об}) / 100 \quad (2.18)$$

где, q_H - дебит нефти после ГПП, т/сут; ϕ_n - гидродинамическое несовершенство после ГПП; q_n - потенциальный дебит скважины, полученный, например, по данным исследований пластоиспытателем после бурения, или ожидаемый дебит, определенный из геолого-промысловой характеристики данной скважины, м³/сут; ρ_n — плотность нефти, т/м³; ($\omega_{об}$ — обводненность продукции скважины, %).

Дебит газа определяют следующим образом:

$$q_G = q_H G_0 \quad (2.19)$$

где, G_0 — газовый фактор, м³/т

Ожидаемую дополнительную добычу нефти после первичной перфорации зацементированной обсадной колонны всех продуктивных пластов, которые используют, находим по формуле

$$\Delta Q_H = \sum_i^j q_n K^j t_j$$

или

$$\Delta Q_H = q_H K_e t_j \sum_i^j K_m^j \quad (2.20)$$

где, ΔQ_H - дополнительная добыча нефти, т; K_m - безразмерный коэффициент месячного изменения дебита; K_e - безразмерный коэффициент эксплуатации скважины; j - месяцы после ГПП, в том числе месяц проведения ГПП; $j - 1$ и так далее до конца текущего года (или $j = 12$, если результаты ГПП определяют за календарный год): t - календарное время каждого последующего месяца в сутках (в среднем можно принять $t_j = 30,5$)

Дополнительную добычу газа определяют по известным газовым факторам:

$$\Delta Q_G = \Delta Q_H G_0 / 1000 \quad (2.21)$$

где, ΔQ_G - дополнительная добыча газа, тыс. м³

Экономическую эффективность ГПП оценивают по формуле:

$$\mathcal{E} = (C_H - C_n) \Delta Q_H + (C_G - C_g) \Delta Q_G - Z_{гп} \quad (2.22)$$

где, C_H - отпускная цена нефти, руб/т; C_n - себестоимость 1 т нефти, руб/т; C_G - цена 1000 м³ газа, руб/1000 м³; C_g - себестоимость газа, руб/1000 м³; $Z_{гп}$ - стоимость ГПП вместе с затратами на все виды ресурсов для проведения процесса, а также стоимость ремонта, руб.

Если, $\mathcal{E} > 0$, то применение ГПП целесообразно, поскольку процесс экономически выгоден.

2. Вторичную ГПП всего интервала перфорации, который был вскрыт кумулятивной перфорацией, применяют преимущественно в разведочных скважинах, когда имеются данные промысловых исследований, которые свидетельствуют о недостаточном качестве кумулятивной перфорации.

Дебит нефти и газа после ГПП рассчитывают по уравнениям (2.18) и (2.19). Увеличение дебита нефти (т) можно оценить также, используя зависимость

$$\Delta q_H = (\varphi_{гп} - \varphi_{кп}) q_H \rho_H (100 - \omega_0) / 100 \quad (2.23)$$

где, $\varphi_{кп}$ - гидродинамическое совершенство после КП

Прирост дебита газа, тыс. м³/сут

$$\Delta q_G = \Delta q_H G_0 / 1000 \quad (2.24)$$

Оценивать увеличение дебита после ГПП можно и таким образом:

$$\Delta q_{\Gamma} = q_H - q_{\Phi} \quad (2.25)$$

где q_H - определяют по формуле (2.18); q_0 - фактический дебит нефти перед ГПП, т/сут.

Ожидаемая дополнительная добыча нефти может определяться из зависимости

$$\Delta Q_H = \Delta q_H K_e t_j \sum_i^j K_m^j \quad (2.26)$$

Дополнительную добычу газа определяют по формуле (2.21). Экономическую эффективность рассчитывают из уравнения (2.22).

3. Первичную ГПП дополнительного интервала в скважине (дострел) осуществляют, если часть пласта уже была перфорирована иным способом или обсажена фильтром.

Дебит из дополнительного интервала перфорации можно определить, как и для первичной ГПП всей мощности, по формулам (2.18) и (2.15), учитывая, что дебит ∂n известен только для нового интервала, который будет подвержен ГПП. Ожидаемая дополнительная добыча нефти и газа определяется по формулам (2.20) и (2.21) Таким образом, дополнительная добыча нефти и эффективность ГПП рассчитываются аналогично, как и для первого варианта.

Полный дебит скважины равен сумме дебитов

$$\Delta q_{\text{пскв}} = q_H + q_{\Phi} \quad (2.27)$$

Но эффективность ГПП определяют только в связи с дебитом дополнительного интервала и приростом добычи нефти за его счет.

4. Вторичная ГПП части разреза, вскрытого до того КП, в скважине с однородным пластом.

Для расчета эффективности ГПП применяют условную гидропроводность каждого перфорированного пласта E_i в разрезе скважины:

$$E_i = k_{0i} * h_{\text{пл}i} \quad (2.28)$$

где k_{0i} – проницаемость пласта, мкм², $h_{\text{пл}i}$ – толщина пласта, м

Находим суммарную условную гидропроводность всех пластов скважины

$$\varepsilon_{\text{скв}} = \sum_i^j k_{0i} h_{\text{пл}i} \quad (2.29)$$

Относительную гидропроводность каждого пласта $t_{\text{от}i}$ находим из формулы

$$\varepsilon_{\text{от}i} = \varepsilon_i / \varepsilon_{\text{скв}i} \quad (2.30)$$

Потенциальный дебит каждого пласта

$$q_{\text{пл}i} = q_{\text{п}} \varepsilon_{\text{от}i} \quad (2.31)$$

где, q_{nli} - потенциальный дебит i -го пласта, м³/сут. Коэффициенты гидродинамического совершенства пластов, которые подвергаются КП или ГПП, рассчитывают по формулам или определяют по графикам.

Зная потенциальный дебит скважин с однородным пластом и значения $\phi_c = \phi_{кп}$ или $\phi_{гп}$ легко определить ожидаемый дебит жидкости каждого из пластов после КП или ГПП по формуле:

$$q_{п(кп,гп)} = q_{кпi} \varphi_{с(кп,гп)} \quad (2.32)$$

Дебит скважины перед ГПП рассчитывают как сумму дебитов всех пластов после КП. После ГПП для части пластов вычисляют новый дебит этих пластов, который вместе с дебитом остальных пластов после КП в сумме будет составлять новый дебит скважины.

Дебит нефти каждого пласта определяют по известному дебиту жидкости после КП или ГПП по формуле

$$q_{п(кп,гп)} = q_{п(кп,гп)i} (100 - \omega_0) \rho_n / 100 \quad (2.33)$$

Ожидаемый прирост дебита из i -го пласта

$$\Delta q_{ni} = q_{н(кп,гп)} - q_{н.кпi}$$

а для нескольких пластов

$$q_{н.гп} - q_{н.кп} = \sum_i^j \Delta q_{ni} \quad (2.34)$$

Тогда прирост добычи нефти определяем по зависимости

$$\Delta Q_H = (q_{н.гп} - q_{н.кп}) K_s t_j \sum_i^j K_m^j \quad (2.35)$$

Прирост добычи газа рассчитываем по формуле (2.21)

$$\Delta Q_G = \Delta Q_H G_0 / 1000$$

А экономическую эффективность проведения ГПП – по уравнению (2.22)

$$\mathcal{E} = (\mathcal{C}_H - \mathcal{C}_H) \Delta Q_H + (\mathcal{C}_G - \mathcal{C}_G) \Delta Q_G - \mathcal{Z}_{гп}$$

Рассматривая значения технологической и экономической эффективности ГПП, принимаем решение о целесообразности ее проведения.

5. Вторичная ГПП для части интервала, вскрытого уже КП, в скважине с неоднородным пластом.

Для расчета эффективности ГПП вначале определяют условную гидропроводность и потенциальный дебит каждого перфорированного пласта по формулам (2.28) - (2.31). Аналогично вычисляем фактический текущий дебит каждого пласта Δq_{nfi} – по следующей формуле:

$$\Delta q_{nfi} = q_{ф} \varepsilon_{отi} \quad (2.36)$$

где, q_{ϕ} – фактический дебит скважины после вскрытия пласта КП, м³/сут.

Находим значение коэффициента гидродинамического несовершенства скважины и каждого пласта:

$$\varphi = \varphi_1 \quad ; \quad \varphi = \varphi_1 = q_{\phi}/q_n \quad (2.37)$$

Коэффициенты гидродинамического несовершенства однородных пластов по характеру их вскрытия после проведенной кумулятивной перфорации проектируемой ГПП определяют

по формулам или по графикам и рассчитывают на их основе

ожидаемый дебит каждого однородного пласта $q_{n\text{ кп}i}$ и $q_{n\text{ гп}i}$. Сравнивая значения фактических дебитов неоднородных пластов с рассчитанными дебитами однородных пластов после КП, можно увидеть, что последние гораздо больше. Следовательно, прогнозирование дебита неоднородных пластов после вторичной их ГПП также дает значительно завышенные результаты. Поэтому, определив φ или φ_i по формуле (2.37) для скважины с загрязненным пластом, рассчитать $\varphi_{\text{с}} = \varphi/\varphi_{\text{с(кп гп)}}$ используя значение $\varphi_{\text{с(кп гп)}}$ однородного пласта, невозможно

Дебит скважины с неоднородными пластами после ГПП определяют, как и эффективность ГРП, поскольку $\varphi = \varphi_{\text{гп}}$ близко к единице. Отметим, что и тогда ожидаемый дебит будет несколько завышенным:

$$\varphi_{\text{г}} = \frac{\ln\left(\frac{r_k}{r_c}\right)}{\ln\left(\frac{r_k}{r_{\text{усл}}}\right)} \quad (2.38)$$

Где $\varphi_{\text{г}}$ – отношение дебитов скважины с неоднородными пластами до и после ГПП, $r_{\text{уст}}$ - радиус условной скважины

$$r_{\text{усл}} = r_c + l_{\text{пл}} \quad (2.39)$$

Ниже приведены расчетные значения $\varphi_{\text{г}}$ для $r_k = 200$ м, $r_c = 0,1$ м и изменяющегося значения $l_{\text{пл}}$ после ГПП

$r_{\text{усл}}, \text{м}$	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7
$\varphi_{\text{г}}$	1,10	1,17	1,22	1,27	1,31	1,35

Ожидаемый дебит скважины (или части ее сечения) с неоднородным пластом после ГПП

$$q_{\phi.\text{гп}} = q_{\phi}\varphi_{\text{г}} \quad (2.40)$$

Тогда прирост дебита нефти вычисляют по уравнению

$$q_{\phi} = \sum_i^j q_{\phi.\text{гп}i} - \sum_i^j q_{\text{п.гп}i} \quad (2.41)$$

Прирост дебита нефти вычисляют по уравнению

$$\Delta q_n = \Delta q_{\phi} \rho_n (100 - \omega_0) / 100 \quad (2.42)$$

прирост дебита газа - по формуле (2.21), дополнительную добычу нефти и газа - по уравнениям (2.20) и (2.43), экономическую эффективность ГПП - по формуле (2.22), а потом делают вывод о целесообразности ГПП.

$$ОП = \frac{\Delta p_t - \Delta p_s}{\Delta p_t} \quad (2.43)$$

где, ОП – соотношение продуктивностей

Δp_t – прирост давления в течение времени t после закрытия скважины

Δp_s – депрессия на пласт

Пример:

Вскрыть в интервале 2160–2185 м ($h_{nl}=25$ м) пласт, обсаженный зацементированной колонной $D_k = 146$ мм с толщиной стенки $\delta = 10$ мм. Цементное кольцо с $[r_c - D_k/2] = 77$ мм, поскольку напротив продуктивного горизонта имеются каверны. В таких условиях целесообразно применять ГПП. Размеры проектированных каналов ГПП в породе $\sigma_{сж} = 50$ МПа за цементным кольцом: $l_{nl} = 150$ мм, $r_{nl} = 35$ мм. Число ярусов каналов в горизонтальной плоскости одного яруса $n_k = 1$. Радиус контура питания $r_k = 100$ м, радиус скважины $r_c = 0,1$ м. Пласт с незагрязненной призабойной зоной: $\phi = \phi_c$. Потенциальный дебит скважины $q_n = 20$ м³/сут; плотность нефти $\rho_n = 0,84$ т/м³; заводненность продукции $\omega_0 = 0$; газовой фактор $G_0 = 160$ м³/т. Цена 1 т нефти $C_n = 150$ руб., цена 1000 м³ газа $C_g = 100$ руб. Себестоимость 1 т нефти $C_n = 50$ руб., себестоимость 1000 м³ газа $C_g = 40$ руб.; коэффициент ежемесячного изменения дебита $K_m = 0,96$; коэффициент эксплуатации скважины $K = 0,97$; рассчитанная длительность эксплуатации скважины после ГПП 6 мес, так как работу выполняют в июне и $t_j = 30,5$ сут. Стоимость ГПП вычисляют по известной нормативной стоимости изготовления одного отверстия ГПП $C_0 = 1000$ руб. Поэтому стоимость ГПП 25 м пласта плотностью $n = n_{\text{я}} * n_k = 3 - 1 = 3$ отв./м, $C_{\text{см}} = 25 \cdot 3 \cdot 1000 = 75\,000$ руб.

Решение:

Рассчитываем ожидаемый коэффициент гидродинамического совершенства скважины после ГПП:

$$\phi = \frac{\ln(\frac{100}{0,1})}{(\frac{4 \cdot 100}{0,150}) + (\frac{1}{0,150 \cdot 1 \cdot 3 \cdot 1})(\frac{1}{2 \cdot 3,14 \cdot 0,0035 \cdot 1 \cdot 3 \cdot 1})} = 0,78$$

Напомним, что по условию задачи $\phi = \phi_{\text{гп}}$

Дебит нефти после ГПП определяем по уравнению

$$q_n = 0,8 \cdot 20 \cdot 0,84 + \frac{(100 - 0)}{100} = 13,4 \text{ т/сут}$$

Дополнительную добычу нефти после ГПП, которая будет произведена 25-30 июня текущего года, рассчитываем по формуле

$$\Delta Q_{\text{н}} = 13,4 + 0,97 * 30,5(0,96^1 + 0,96^2 + 0,96^3 + 0,96^4 + 0,96^5 + 0,96^6) = 2015 \text{ т}$$

Прирост добычи газа вычисляем по уравнению

$$\Delta Q_{\text{г}} = 2015 * \frac{160}{1000} = 322 \text{ тыс. м}^3$$

Экономическую эффективность работ вычисляем по формуле без сравнения с КП, которую здесь применять нецелесообразно в связи с большим диаметром каверны:

$$\mathcal{E} = (150 - 50)2015 + (100 - 40)322 - 750\,000 = 145820 \text{ руб.}$$

Следовательно, проведение ГПП экономически выгодно.

2.1.10 Технология перфорационных работ

При подготовке скважины к вторичному вскрытию проводят следующие работы:

- эксплуатационную колонну тщательно промывают. Колонна должна быть заполнена жидкостью, обеспечивающей необходимое противодействие на вскрываемые пласты. Это может быть буровой раствор, на котором производилось первичное разбуривание пластов, или другая жидкость, не ухудшающая коллекторские свойства. Иногда в зону перфорации и выше ее на 100-200 м закачивают специальную жидкость (перфорационную среду), которая не содержит твердой фазы, имеет низкую фильтрацию. Это могут быть водные растворы хлоридов, пена, пластовые воды, жидкости на углеводородной основе (нефть, конденсат, дизтопливо, эмульсии и др). При необходимости утяжеления в состав перфорационной среды вводятся легкорастворимые утяжелители (CaCO_3 , FeCO_3).

- на устье скважины устанавливается колонная головка и перфорационная задвижка, рассчитанные на ожидаемое давление. Штурвал задвижки выносят в сторону от устья на 10 м и размещают его на щите с навесом. При использовании перфораторов на кабеле для герметизации устья используется лубрикатор. При спуске перфоратора на колонне НКТ или через нее на устье скважины устанавливается фонтанная арматура.

При перфорации также необходимо соблюдать условие:

$$P_3 + \rho_{\text{ж}} gH < P_0 + \rho_0 gH + P^* \quad (2.44)$$

где, P_3 , $\rho_{\text{ж}}$ – забойное давление и плотность жидкости при перфорации в обсадной колонне; P_0 , ρ_0 – устьевое давление и плотность жидкости при ОЗЦ; g – ускорение свободного падения; H – высота столба жидкости в колонне в

рассматриваемом сечении; P^* - критическое давление, при котором нарушается цементное кольцо (табл. 2.6).

За величину забойного давления P_3 следует брать местное давление на участке перфорации при взрыве зарядов. Непосредственно в момент перфорации на стенки колонны, заполненной жидкостью, действует давление ударной волны, составляющей несколько сотен МПа. Наименьшее давление возникает при работе с корпусным кумулятивным перфоратором. Так, при использовании кумулятивного перфоратора ПК-103 на стенки колонны действует давление около 100 МПа. Но и это давление значительно превышает допустимое. При эксцентричном расположении перфоратора в колонне местное ударное давление оказывается в несколько раз выше, особенно при наличии зазора между стенкой скважины и цементным камнем. Таким образом, предупредить растрескивание цементного камня при использовании стреляющих и кумулятивных перфораторов практически невозможно. Установлено, что зона трещинообразования может распространяться на расстояние до 200 м от зоны перфорации. Это может явиться причиной обводнений и межпластовых перетоков. Уменьшить ударную волну можно применением компенсаторов давлений, которые должны устанавливаться ниже и выше перфоратора.

Наряду с этим можно рекомендовать применение тампонажных материалов, устойчивых к растрескиванию, армированные песком, глиной, минеральной ватой, асбестом и пр., материалы, характеризующиеся замедленным схватыванием и твердением. Облегченные тампонажные материалы образуют более устойчивый к растрескиванию цементный камень, чем утяжеленные (в цементном камне возникают напряжения меньшие на 20-25%).

Рекомендуется также проводить перфорационные работы в ранние сроки твердения цементного раствора, пока он имеет низкие модуль упругости и хрупкость и высокие пластические свойства. Хрупкость для цементного камня принято характеризовать параметром:

$$\lambda = \sigma_{сж} / \sigma_{изг} \quad (2.45)$$

Портландцементный камень, твердеющий в нормальных условиях (до 20°C), в течение первых суток твердения обладает хорошей устойчивостью к растрескиванию.

Интервал перфорации в скважинах определяется флюидонасыщенностью пластов продуктивной толщи. В случае вскрытия только нефте- или газоносного пласта, его перфорируют по всей продуктивной толще. Пласты с подошвенной водой перфорируются в кровельной части на 20 - 25% нефтенасыщенной толщины. В пластах с подошвенной водой и газовой “шапкой” перфорируют 10% нефтенасыщенной толщины, причем расстояние от верхних отверстий до ГНК должно составлять 30% нефтенасыщенной толщины пласта.

Исследованиями установлено, что для уменьшения загрязнения пластов при их вторичном вскрытии репрессия при перфорации не должна превышать 2-2,5 МПа.

Перфорационные работы должны проводиться с минимальным отрицательным воздействием на коллекторские свойства породы. Буровые растворы, содержащие большое количество мелкодисперсной (глинистой) твердой фазы малопригодны для использования их в качестве перфорационной среды, т.к. имеет место коагуляция глинистыми частицами перфорационных каналов, вследствие чего их пропускная способность уменьшается в 2 и более раза. Даже при концентрации взвешенных частиц 0,50 – 2,0 г/л добиться положительного эффекта при вскрытии пласта невозможно [8]. Поэтому для вторичного вскрытия пластов интервал перфорации должен быть заполнен жидкостью, содержащей минимальное количество твердой фазы. Для очищения жидкости (перфорационной среды) могут использоваться фильтры разных конструкций: сетчатые, с фильтрующими элементами в виде пластин, заполненных кварцевым песком, и др. Такие фильтры позволяют снизить концентрацию взвешенных частиц до 2 мг/л.

При выборе типа жидкости для заполнения зоны перфорации необходимо руководствоваться правилами, регламентирующими требования к фильтрату бурового раствора на стадии первичного вскрытия. При этом необходимо учитывать и свойства фильтрата, который проник в пласт во время первичного вскрытия.

Исследования показывают, если при разбуривании пласта использовался буровой раствор на водной основе, то применение в качестве перфорационной среды водных растворов солей NaCl , KCl , CaCl_2 обеспечивает достижение коэффициента восстановления проницаемости до 0,58-0,61.

Полимерные растворы с содержанием 0,3-0,5 % полиакриламида (ПАА) и 20 % CaCl_2 характеризуются коэффициентом восстановления проницаемости 0,39-0,46. Причинами тому являются проникновение макромолекул полимера в коллектор и адсорбция их на поверхности фильтрационных каналов.

После первичного вскрытия пластов с использованием буровых растворов на водной основе при проведении перфорации в среде инвертно эмульсионного раствора (ИЭР), содержащего 32,5 % дизельного топлива, коэффициент восстановления проницаемости не превышает 0,34. Причина низкой эффективности применения растворов на углеводородной основе в этом случае объясняется тем, что при использовании противоположных по природе смачивания бурового раствора на водной основе и перфорационной жидкости на нефтяной основе в коллекторе появляется новая зона углеводородного контакта, созданная фильтрами этих систем. При этом создается благоприятная среда для образования в призабойной зоне пласта (ПЗП) вязких водонефтяных эмульсий и для блокирования части поровых каналов водным фильтратом.

С учетом изложенного в настоящее время в большинстве районов России и стран СНГ в качестве перфорационной среды при вторичном вскрытии пластов пулевыми, кумулятивными, сверлящими перфораторами используются водные растворы солей (NaCl , KCl , CaCl_2) без твердой фазы. Такая среда (жидкость) закачивается перед проведением перфорационных работ на забой скважины с перекрытием интервала перфорации на 50-100 м.

Для более полного сохранения коллекторских свойств породы пласта может использоваться метод перфорации (чаще кумулятивный) на депрессии, при котором в момент образования каналов под действием градиента давления возникает интенсивный приток нефти или газа из пласта в скважину, в результате чего происходит самоочищение перфорационных каналов и породы призабойной зоны. Одновременно происходит освоение скважины.

Вскрытие нефтяного пласта с расположением пластовых вод от него на расстоянии менее 5 м рекомендуется проводить сверлящими, режущими или гидropескоструйными перфораторами.

В большинстве нефтедобывающих регионов плотность перфорации выбирают от 10 до 30 отверстий на погонный метр.

Контрольные вопросы:

1. Какие работы проводят при подготовке скважины к вторичному вскрытию?
2. Какой должна быть величина забойного давления при проведении перфорации?
3. Какие тампонажные материалы лучше всего использовать при проведении перфорации?
4. В какие сроки твердения цементного раствора лучше проводить перфорацию?
5. Как определяется интервал перфорации?
6. Какой жидкостью должен быть заполнен интервал перфорации для минимального воздействия на коллекторские свойства горной породы?
7. Какие растворы обеспечивают восстановление проницаемости до 0,58-0,61
8. Какие растворы обеспечивают восстановление проницаемости до 0,39-0,46.
9. Какие растворы обеспечивают восстановление проницаемости не более 0,34
10. Какой метод перфорации используется для более полного сохранения коллекторских свойств породы пласта?

2.1.11 Состав и свойства перфорационных жидкостей

Рабочие жидкости для ремонта скважин делятся на две группы: на углеводородной и водной основах.

В первую группу – жидкости на углеводородной основе – входят дегазированная обычная товарная и загущенная нефть, известково-битумные растворы и обратные эмульсии с содержанием водной фазы до 70 %.

Вторая группа – жидкости на водной основе – включает пены, пресные и пластовые воды, водные растворы минеральных солей, глинистые растворы, гидрогели, минерализованные растворы с добавлением гидрофобизаторов.

Отечественный и зарубежный опыт использования различных жидкостей свидетельствует, что в определенных условиях более эффективны и технологичны обратные эмульсии.

В ОАО «НК «Паритет»» в 1998 году разработана, изготовлена и испытана конструкция мобильной, смонтированной на автоприцепе установки для приготовления инвертно-эмульсионных растворов (ИЭР). В конструкции использован новый вид диспергатора, ранее нигде не применявшийся для приготовления ИЭР, гидроакустический смесительный аппарат ГАР-280-4К производства Таллинского машиностроительного завода (Г – гидравлический; А – акустический; Р – роторный; 280-миллиметровый диаметр ротора; 4К – исполнение – с давлением, взрывозащищенностью).

Новая технология приготовления ИЭР заключается в следующем. Основными компонентами ИЭР являются сырая безводная нефть, водный раствор хлористого кальция и эмульгатор - стабилизатор. ИЭР необходимой плотности приготавливается порциями по 5,5 м³. Расчетное количество нефти набирается в бункер одного из агрегатов ЦА-320М. Эмульгатор перемешивается с нефтью насосом агрегата в течение 10–15 мин. В бункер другого агрегата набирается расчетное количество раствора хлористого кальция определенной плотности. Приготовление ИЭР начинается с работы обоих агрегатов и одновременной прокачкой нефти с эмульгатором и раствором хлористого кальция в емкость установки через работающий смесительный аппарат. При этом прокачивается весь объем компонентов ИЭР, набранных в бункеры агрегатов.

Обычно после первой прокачки расчетных объемов компонентов через ГАР требуемые параметры раствора не достигаются. Поэтому проводится вторичная прокачка ИЭР через смесительный аппарат. В процессе операции приготовления замеряются электростабильность ИЭР приборами ИГЭР-1 и плотность – ареометром АГ-2. После приготовления каждой порции через 24 ч отбирают пробу для определения всех параметров ИЭР.

Основным преимуществом новой технологии является высокое качество приготовленного ИЭР, электростабильность которого всегда превышает 200 В. Сроки хранения готового ИЭР без ухудшения качества составляют от 8 до 2 месяцев.

Опытно-промышленные испытания ИЭР, приготовленного по новой технологии, проводились в 1998–1999 годах в скважинах ДОО «Нижневартовскнефть» и ОАО «Черногорнефть». Для сохранения коллекторских свойств продуктивных пластов эти растворы закачивали в интервал перфорации и выше на 150–200 м объемом 3–4 м³ при глушении и перфорации скважин. В испытаниях получены положительные результаты: снизилось время вывода скважин на режим после проведенных работ, сохранились или увеличились дебиты нефти.

Однако использовать ИЭР при гидropескоструйной перфорации не представляется возможным, так как при многократном прохождении через насадки перфоратора произойдет интенсивное диспергирование дисперсной (водной) фазы и раствор станет нетекучим. Кроме того, повышается стоимость этого раствора и появляются большие трудности с его утилизацией.

В ОАО «НПО “Бурение”» разработана и внедрена универсальная технологическая жидкость (УТЖ VIP) (viscosifier petroleum), выпускаемая согласно ТУ 2458-243-00147001-2002 и представляющая собой псевдопластичную, практически не фильтрующуюся в пластовых условиях жидкость гелеобразного вида, основой которой является товарная нефть или стабильный газовый конденсат. Основные физико-химические свойства УТЖ VIP представлены в таблице 2.7.

Таблица 2.7 - Физико-химические свойства системы УТЖ VIP

Плотность, кг/м ³	800–200
Вязкость условная, время истечения 500 см ³ , с	200
Вязкость пластическая при 20 °С, мПа·с	50
Эффективная вязкость при низких скоростях сдвига 9 с–1: при t = 20 °С при t = 80 °С	300 3200
Динамическое напряжение сдвига, дПа	120
Статическое напряжение сдвига, дПа: через 1 мин через 10 мин	100 125
Показатель фильтрации, см ³ /30 мин, при t = 80 °С и p = 30 атм	6,8
Показатель поведения потока, n: на участке 3–81 с–1 на участке 81–1312 с–1	4,35 1,84
Термостабильность, °С	100–120
Стабильность: при t = 20 °С при t = 80 °С	0,00 0,00
УТЖ плотностью до 1 100 кг/м ³ при t = 80 °С	0,02

Преимуществами данной технологической жидкости являются:

возможность регулирования плотности жидкости на основе нефти в широком диапазоне;

полное сохранение дебитов скважин после ремонта;
 обеспечение исключительного блокирующего эффекта (отсутствие фильтрации в пласт);
 легкость приготовления (система может быть приготовлена как в стационарных условиях, так и непосредственно на скважине);
 возможность применения в скважинах с высокими фильтрационно-емкостными свойствами в условиях АНПД;
 сохранение стабильности при пластовой температуре до 120 °С.

Основным отличием универсальной технологической жидкости VIP от применяемых в настоящее время (эмульсии, рассолы, загущенные системы на полисахаридной основе и др.) является создание высокого блокирующего эффекта за счет значительного увеличения эффективной вязкости в забойных условиях (до 3200 мПа·с), что исключает его инфильтрацию и приводит к полному сохранению коллекторских свойств продуктивного пласта вне зависимости от геолого-технических условий в скважине, в том числе при АНПД и высокой проницаемости пласта.

Другой важной особенностью данного состава является возможность увеличения плотности до 1200 кг/м³, что позволяет использовать его в малых объемах (2-4 м³) для заполнения, например, только зоны продуктивного пласта. Выше интервала перфорации в скважине может находиться любая технологическая жидкость меньшей плотности, при этом исключаются всплытие УТЖ VIP и перемешивание жидкостей.

Однако данная жидкость неприменима, так же, как ИЭР, для проведения ЩГПП (щелевая гидropескоструйная перфорация), из-за высокой вязкости и возможности ее увеличения в процессе длительной прокачки ее через насадки перфоратора. Кроме того, эта жидкость дорогая, утилизация ее также сопряжена с большими трудностями.

В.И. Кудинов и Б.М. Сучков в качестве рабочей жидкости при ЩГПП рекомендуют использовать дегазированную нефть. В то же время использование последней существенно повышает пожарную опасность. Использование систем на углеводородной основе в качестве жидкостей ЩГПП значительно усложняет комплекс мероприятий по охране окружающей среды. В связи с этим для этих целей их применять нерационально. В качестве рабочей жидкости для гидроперфорации, по-видимому, целесообразно использовать буровые растворы на водной основе.

Н.А. Петров в качестве рабочей жидкости при гидроперфорации предложил использовать глинистые и естественные глинистые буровые растворы со следующими показателями свойств (табл. 2.8):

Таблица 2.8 - Свойства глинистых буровых растворов, предложенные Н.А. Петровым

ρ	УВ	Ф	η	T0	CHC1	CHC10
1120–1150 кг/м ³	25–40 с	4–6 см ³ /30 мин	10–12 мПа·с	5–6 дПа	8–12 дПа	18–24 дПа

При испытании последних на стенде время прорезания перфорационных отверстий составило 5 мин, в то время как при использовании в качестве рабочей жидкости пластовой воды $\rho = 1140 \text{ кг/м}^3$ с 1,5 % KCl, с содержанием кварцевого песка 60 кг/м^3 оно составило 3 с. Из приведенного следует, что способность резания последней рабочей жидкостью ЩГПП на два порядка выше. Н.А. Петровым также отмечается, что в случае применения естественного глинистого раствора эффективность прорезания щелей выше, чем в случае использования бурового раствора из глинопорошков. Последнее обусловлено содержанием песка в естественном глинистом растворе. В то же время Н.А. Петровым указывается, что глубина щелей находится в пределах от 0,1 до 0,25 м. Но глубина щелей определялась только расчетным путем, а это вполне обоснованно вызывает сомнения.

При использовании в качестве рабочей жидкости глинистого раствора время реза составляло 60–90 мин. Кроме того, при спуске перфораторов в скважину отмечено незаполнение колонны НКТ буровым раствором. В связи с этим проведено совершенствование конструкций перфораторов путем создания обводных каналов для быстрого заполнения колонны НКТ.

Основными требованиями, предъявляемыми к рабочей жидкости ЩГПП [23], считаются стабильность, исключение оседания песка и тем самым предупреждение прихватов. Как показано выше, с этой целью испытаны глинистые и безглинистые буровые растворы. Полученные результаты указывают, что применение последних неперспективно. Правомерно предположить, что рекомендуемое некоторыми авторами загущение водных растворов полимерами также неперспективно.

Таким образом, из вышеизложенного следует, что требования к рабочей жидкости для ЩГПП существенно отличаются от требований, предъявляемых к технологическим жидкостям для ремонта скважин и буровым растворам для бурения скважин. В.С. Калининым предложена рабочая жидкость следующего состава (в кг на 1 м^3) (см табл. 2.9):

Данная жидкость имеет высокую плотность ($> 1250 \text{ кг/м}^3$) и применима только в условиях аномально высокого пластового давления (АВПД). Кроме того, ее приготовление требует больших затрат времени, вызванных необходимостью переработки значительного объема солей в пределах 60–100 т в расчете на одну скважину глубиной более 2000 м. Приготовление водных растворов полисахаридов, в частности КМЦ и модифицированного крахмала, также требует больших затрат времени. Определенные трудности при ЩГПП может вызывать наличие в рабочей жидкости ПАВ, как в данном случае дисолвана, по причине ее вспенивания.

Таблица 2.9 - Состав рабочей жидкости, предложенной В.С. Калининым

хлористый кальций	330
бишофит	500
модифицированный крахмал	58
КМЦ	21
дисолван	8,3

Предлагается применение пластовой воды в качестве рабочей жидкости ЩГПП в карбонатных коллекторах. В качестве рабочей жидкости при вскрытии терригенных отложений также может быть использована пластовая вода, но после соответствующей обработки.

Контрольные вопросы:

1. Какие группы жидкости используют для ремонта скважин?
2. В чем заключается технология приготовления ИЭР (инвертно-эмульсионных растворов)?
3. Почему ИЭР не рекомендуется использовать при ГПП?
4. Что является основой универсальной технологической жидкости (УТЖ VIP) (viscosifier petroleum)?
5. Какие преимущества технологической жидкости (УТЖ VIP) и каково его основное отличие от применяемых ныне?

2.2. Выполнение работ по освоению скважин

2.2.1 Методы освоения и испытания нефтяных и газовых скважин

Освоение скважины - это комплекс работ по очистке призабойной зоны продуктивного пласта (ПЗП) и получению притока пластового флюида.

Вызов притока – основная операция освоения эксплуатационных скважин. После перфорации продуктивная толща пласта находится под репрессией столба жидкости или раствора. Это может быть чистая вода или специально приготовленный раствор поверхностно-активных веществ (ПАВ), или буровой раствор. Заполняющие скважину растворы (жидкости) должны быть инертны к металлу обсадной колонны и скважинного оборудования и не должны снижать проницаемость породы продуктивного пласта в околоскважинной зоне, поскольку период времени между перфорацией и освоением может исчисляться сутками, неделями или даже месяцами.

При решении вопроса о выборе способа и технологии вызова притока следует учитывать величина пластового давления, характер и степень снижения проницаемости породы ПЗП при первичном вскрытии, состав и свойства пород продуктивного пласта (степень цементированности, степень неоднородности коллекторских свойств), состав и свойства флюидов, наличие или отсутствие газовой шапки, подошвенных и посторонних высоконапорных вод, техническое состояние эксплуатационной колонны и цементного камня и др. факторы.

Исключительно важное значение следует придавать также решению вопроса о величине и скорости изменения (динамике) депрессий при вызове притока. Величина депрессии и ее динамика должны определяться типом порового пространства (гранулярный, трещинный) коллектора, составом и свойствами породы пласта, характером и степенью снижения проницаемости породы призабойной зоны, а также некоторыми другими факторами. При

прочих одинаковых условиях в устойчивых коллекторах величина депрессии может быть большей и достигаться более быстро, в слабосцементированных или трещинных – небольшой и медленно нарастающей. Для газовых пластов величина депрессии должна быть существенно меньше, чем в случае нефтяных. Большие депрессии часто являются причиной существенного ухудшения сцепления цементного камня с эксплуатационной колонной и с породой пласта, особенно в интервалах глин и песчаников, размытых при бурении.

Движение пластового флюида в скважину возможно лишь при условии:

$$P_{пл} > P_{заб} + P_{дон} \quad (2.46)$$

где: $P_{заб}$ - забойное давление ($P_{заб} = H_{ж} \rho_{ж} g$);

$P_{дон}$ - дополнительное давление для преодоления гидравлических сопротивлений в пристволенной зоне пласта.

Величина $P_{дон}$ существенно коллекторских свойств горной породы, степени загрязнения ПЗП, метода и плотности перфорации и прочих факторов.

Наибольшие затруднения встречаются при освоении, если:

- в пласте низкое пластовое давление;
- в коллекторе имеется большое количество глины;
- пласт находился продолжительное время под воздействием бурового раствора;
- буровой раствор имел большое количество тонкодисперсной твердой фазы;
- буровой раствор имел высокий показатель фильтрации;
- в процессе бурения и крепления возникали условия для гидроразрыва продуктивного пласта.

Контрольные вопросы:

1. Что означает освоение скважины?
2. Что следует учитывать при решении о выборе способа и технологии вызова притока?
3. Чем должна определяться величина и скорость изменения (динамика) депрессии при вызове притока?
4. К чему может привести большие депрессии при вызове притока?
5. При каком условии соотношения забойного и пластового возможно движение пластового флюида в скважину?
6. Какие затруднения возможны при вызове притока?

2.2.2 Методы физико-химической обработки пласта

Кислотная обработка (КО) - это метод увеличения проницаемости призабойной зоны скважины путем растворения составных частиц породы пласта, а также инородных частиц, которыми загрязнены породы.

Кислотную обработку применяют для увеличения проницаемости карбонатных и песчаных коллекторов в нефтегазодобывающих и нагнетательных скважинах в период их освоения после бурения, во время эксплуатации и ремонтных работ.

Для обработки карбонатных коллекторов преимущественно применяют солянокислотные растворы (СКР), а для песчаных коллекторов после СКР закачивают глинокислотные растворы (ГКР). Такие виды обработки называются соответственно солянокислотными (СКО) и глинокислотными (ГКО).

Химически активной основой перечисленных кислотных растворов (КР) является соответственно соляная кислота (10 - 30% HCl) и смесь соляной (10 - 15% HCl) и плавиковой (1-5% HF) кислот.

Для проведения кислотную обработку в скважину спускают 62-73-мм НКТ в большинстве случаев к нижнему перфорационному отверстию обрабатываемого интервала. Устье скважины оборудуют арматурой для обвязывания труб с колонной и обратным клапаном на входе в полость НКТ. Напорная сторона насосного агрегата ЦА-320, 4АН-700 или другого агрегата обвязывается через обратный клапан с полостью НКТ, а принимающая - с кислотовозом (Аз-3ОА) и автоцистернами (4ЦР, АП), в которых транспортируются кислотные растворы и продавочные жидкости. Нагнетательные трубопроводы опрессовываются давлением, в 1,5 раза превышающим ожидаемое давление нагнетания жидкостей в скважину.

При планировании кислотную обработку необходимо знать растворимость пород в кислоте. Например, известно, что 1 м³ различных кислот растворяет: 15%-ная HCl - 200 кг известняка CaCO_3 или около 70 кг легкорастворимой части эоценового песчаника, содержащего 89% SiO_2 , 3% карбонатов и 7% глин; 4%-ная HF - 48 кг каолина; 10%-ная HCl + 1%-ной HF - 70 кг глинопорошка, состоящего из гидрослюда и монтмориллонита.

Если после обработки излишком СКР применить ГКР, то 1 м³ 10%-ной HCl + 1%-ной HF растворяет 36 кг эоценового песчаника (песчаник периода Эоцен). Увеличение концентрации HF в ГКР до 3% обеспечивает увеличение его растворимости до 51 кг, а до 5% - до 66 кг.

Приведенные данные используют при расчетах объема кислотных растворов и оценках возможной глубины проникновения активной части кислоты в пласт.

Продукты реакции вызывают снижение проницаемости пород после кислотной обработки, если они откладываются в поровом пространстве в виде геля либо твердой фазы или взаимодействуют с пластовыми флюидами, образуя осадки или эмульсии.

Во время взаимодействия соляной кислоты образуются:

с карбонатами пород - водорастворимые соли CaCl_2 , MgCl_2 , газ CO_2 , вода;

с окислами железа и его соединениями в составе пород (например, в виде сидерита FeCO_3) - хлорное железо FeCl_3 , которое после нейтрализации

кислоты гидролизует в виде осадка $\text{Fe}(\text{OH})_3$, способного закупоривать поры;

с сульфатами кальция в составе пород с температурой до 66°C - осадок гипса;

с окисью кремния в глинах - осадок, гель кремниевой кислоты;

с окисью щелочных и щелочноземельных металлов в глинах - соответствующие соли.

Таким образом, во время реакции СКР образуются растворимые и временно растворимые продукты, поэтому технология обработки СКР должна быть такой, чтобы предупредить выпадение нерастворимых осадков.

Во время взаимодействия глинокислоты образуются:

с кварцем - газоподобный SiF_4 , а после снижения кислотности - гель кремниевой кислоты $\text{Si}(\text{OH})_4$, который закупоривает поры;

с алюмосиликатами (глинами) - газоподобный SiF_4 ;

с кварцем и алюминием - параллельно с SiF_4 образуется гексафторокремниевая кислота H_2SiF_6 , соли которой Na_2SiF_6 и K_2SiF_6 выпадают в осадок.

Известно, что реакция ГКР с глинами проходит значительно быстрее, чем с кварцем, поэтому в песчаниках преимущественно растворяются глинисто-карбонатный цемент и частицы, загрязнившие пласт, а зерна кварца (матрицы породы) - значительно меньше.

Часто вместо HF для получения ГКР применяют БФФЛ (бифторид аммония $\text{NH}_4\text{HF}_2 + \text{NH}_4\text{F}$). Например, для получения раствора (12% HCl + 3% HF) применяют смесь (16% HCl + 3% БФФА). Наличие в растворе иона NH_4^+ увеличивает растворимость продуктов реакции HF с силикатными породами, и поэтому для ГКР лучше использовать БФФА.

Для обработки песчаников применяют также смесь 20%-ной H_2SiF_6 + 24%-ной HCl в соотношении 1:1, которая растворяет песчаники и глины подобно глинокислоте.

Таким образом, во время реакций ГКР с силикатными породами образуются временно растворимые и нерастворимые продукты, способные закупоривать поровое пространство. Наиболее важно не допустить закупоривания пласта продуктами реакции после ГКО.

Изменение проницаемости пород после фильтрации сквозь них кислотных растворов зависит от химического и минералогического составов, структуры порового пространства, режимов фильтрации и термобарических условий прохождения реакции. Например, после обработки эоценовых песчаников с карбонатностью $\text{Ск} - 2-9\%$ излишком СКР (10 - 15% HCl) относительно содержания карбонатов увеличение проницаемости сравнительно с начальной можно приближенно рассчитать так: $k_s = 0,8 \text{ Ск}$. Конечно, после такой обработки терригенных коллекторов проницаемость образцов пород возрастает в 2-7 раз. Во время обработки карбонатных поровых пород возрастание проницаемости практически не ограничено.

На выбор рациональных режимов обработки и технологию работ влияет скорость реакции кислотные растворы с породами, которая зависит от

начальной концентрации кислоты, термобарических условий прохождения реакции в пласте, отношение поверхности породы, контактирующей с кислотой, к объему кислотного раствора и гидродинамических условий прохождения реакции, которые описываются параметром Рейнольдса Re .

Известно, что за одинаковые промежутки времени степень нейтрализации кислоты породой не зависит от начальной концентрации. Таким образом, при иных равных условиях за одинаковый промежуток времени вдвое снижается концентрация кислоты (от 20 до 10% или от 12 до 6%). Можно было бы предположить, что, применяя большую начальную концентрацию кислоты, можно увеличить глубину обработки пласта. Однако, поскольку скорость реакции в поровой среде велика, это практически не влияет на глубину обработки.

Увеличение температуры пласта на 10 °С обуславливает возрастание скорости приблизительно в 2 раза. При увеличении давления реакция с соляной кислотой замедляется, а с плавиковой - ускоряется.

Значительное влияние на скорость реакции имеет отношение реагирующей поверхности породы к объему кислоты в порах, которое резко увеличивается при уменьшении размера пор. Например, в канале с диаметром 1 мм это отношение равно 40, а в порах с диаметром 20 мкм - 2000. Поэтому в поровых коллекторах наблюдают резкое увеличение скорости нейтрализации. Например, расчетная глубина проникновения в известняк активной соляной кислоты в каналах с диаметром 1 см равна 600 см, с диаметром 1 мм - 20 см, а в поровых каналах размером 10 мкм - 5 см при других равных условиях.

Итак, нейтрализация кислоты в поровом пространстве происходит во время нагнетания ее в пласт, поэтому выдерживания для реагирования не требуется.

Влияние гидродинамических условий фильтрации кислоты на скорость ее нейтрализации ощутимо лишь в больших каналах или трещинах. Тут с увеличением расхода кислоты, следовательно, и значения Re глубина обработки пласта несколько возрастает. Во время фильтрации кислоты сквозь поровое пространство терригенных коллекторов значения Re очень малы. Экспериментально доказано, что при таких условиях увеличение расхода кислоты практически не приводит к увеличению глубины обработки песчаного пласта.

Типичный кислотный раствор состоит из активной части (HCl , $HCl + HF$), растворителя, ингибитора коррозии, стабилизатора и интенсификатора.

Способы кислотной обработки

Обработка углеводородно-кислотными и нефтекислотными эмульсиями (УКЭ и НКЭ) предназначена для углубления кислотного воздействия на карбонатный пласт и используется как средство антикоррозионной защиты труб при высоких пластовых температурах. Преимущественно УКЭ, НКЭ состоят из 15% HCl , нефти или дизельного топлива и эмульгатора (первичных дистиллированных аминов фракции C_{17} –

C₂₀) в следующих соотношениях: 60; 39,5 и 0,5%. Период стабильности эмульсий составляет обычно $t_{\text{СТАБ}} = 20 - 120$ мин. при $t_{\text{ПЛ}} = 160 - 100$ °С. Эмульсия в период стабильности в реакцию не вступает.

Термохимическая кислотная обработка - воздействие горячей кислотой на карбонатный пласт с пластовыми температурами до 40 °С. Нагревание КР производится во время экзотермической реакции кислоты с магнием в реакционном наконечнике на НКТ или в пласте с гранулами магния, размещенными в трещинах. Во время этого СКР теряет часть своей химической активности.

Термокислотная обработка — это последовательное воздействие на пласт термохимическим способом и кислотными растворами. Термические способы кислотной обработки применяют эффективно после отложения парафина в призабойной зоне, для обработки доломитов, плохо растворяющихся в СКР, а также для образования глубоких каналов разъедания в карбонатных пластах. Во время реакции 1 кг магния с 18,6 л 15%-ной HCl выделяется 19 МДж теплоты. Для термохимической кислотной обработки обычно применяют около 100 кг магния. Остальные параметры определяют как для СКО.

Технология селективных кислотных обработок предполагает последовательное закачивание в пласт вязких жидкостей (эмульсий, раствора полимеров, например, 2%-ного раствора ПАВ объемом 9 м³) и кислотных растворов (состав и объем которых планируется как обычно). Селективные кислотные обработки применяют для повторных обработок (третьих, четвертых и т.д.). Вязкая жидкость, нагнетаемая перед КО, наполняет высокопроницаемую часть пласта, подвергнутую кислотному воздействию при предыдущих КО, и содействует направлению потока кислотных растворов в зоны пласта, еще не подвергнувшиеся обработке. Вследствие этого эффективность повторных КО возрастает.

Пенокислотная обработка предназначена для углубления обработки кислотой и расширения профиля проницаемости во время нагнетания в пласт по сравнению с обычной КО. В результате увеличивается толщина пласта, который продуцирует нефть, возрастает эффективность процесса.

Замедление скорости реакции с породой и увеличение глубины проникновения кислоты в карбонатный пласт обусловлено прилипанием пузырьков газа к поверхности породы. Пены характеризуются начальным напряжением сдвига, и это вызывает расширение профиля поглощения кислоты. Во время освоения скважины наличие газовой фазы содействует лучшему очищению призабойной зоны и вынесению продуктов реакции на поверхность.

Ограничением применения процесса является $T_{\text{ПЛ}} > 85^\circ\text{C}$ или содержание хлоридов в пластовых водах более 5%, так как тогда во время фильтрации в пласте пена разрушается. Закачивать пенокислоту в горизонты с низкими пластовыми давлениями нежелательно, потому что это усложняет освоение скважины.

Пенокислота содержит основание (СКР либо ГКР) с пенообразователем (0,5% ПАВ) и газовой фазой (воздух, природный газ, азот) со степенью аэрации в пластовых условиях от 1,5 до 5. Наиболее часто для образования пенокислоты используют эжектор с насадкой диаметром 4,5 мм и камерой смешения диаметром около 8 мм.

Обработка газированной кислотой предназначена для увеличения глубины растворения вследствие инициирования газовой фазой проникновения активной кислоты до самых больших поровых каналов, что обуславливает их расширение, а также для обеспечения немедленного очищения породы от продуктов реакции. По сравнению с другими способами кислотной обработкой данный способ дает наилучшие результаты в низкопроницаемых терригенных породах с невысоким пластовым давлением, а также при повторных обработках. В карбонатных трещинных породах этот способ таких преимуществ не имеет.

Газированная кислота - это смесь кислотного раствора, такого же, как и для обычной кислотной обработки, с газовой фазой (азотом или природным газом) со степенью аэрации в пластовых условиях от 0,8 до 3. Если степень аэрации больше 5, то это уже обработка кислотными аэрозолями - насыщенными парами кислоты, которые проникают в самые мелкие каналы. Газированные кислоты образуются в эжекторе подобно пенам в кислоте. После проникновения в пласт газированной кислоты незамедлительно начинают очищение его от продуктов реакции. Для этого открывают затрубную задвижку, а в НКТ закачивают чистую газовую фазу и проводят интенсивный дренаж пластов. Поскольку процесс непрерывный, длительность кислотной обработки вместе с освоением скважины сокращается до нескольких часов, что значительно повышает технико-экономические показатели процесса.

Контрольные вопросы:

1. Что такое кислотная обработка коллекторов?
2. Что такое СКО и где она применяется?
3. Что является химической основой кислотных растворов?
4. Какие мероприятия включают в себя КО (кислотная обработка)?
5. Что необходимо знать при планировании КО?
6. Что образуется во время взаимодействия соляной кислоты?
7. Что влияет на выбор рациональных режимов обработки и технологию работ?
8. Что влияет на скорость реакции?
9. Для чего предназначена обработка углеводородно-кислотными и нефтекислотными эмульсиями (УКЭ и НКЭ)?
10. Что такое термохимическая кислотная обработка?
11. Когда использование термохимической КО наиболее эффективно?
12. Когда применяют селективные КО?
13. Для чего предназначена пенокислотная обработка?
14. Что такое газированная кислота?

15. Для чего предназначена обработка газированной кислотой?

2.2.3 Исследование эффективности различных кислотных композиций в зависимости от их растворяющих способностей

Эффективность процесса воздействия кислотного состава на терригенную породу определяли полнотой взаимодействия кислотных систем с породой по растворяющей способности, установленной гравиметрическим методом.

Полученные значения общей растворимости при температуре 20° С представлены в табл. 2.10, а при повышенной температуре – в табл. 2.11

Таблица 2.10 – Общая растворимость образцов горной породы различными кислотными составами, % мас. (20 °С)

№ образца горной породы	Кислотный состав					
	12% HCl	12% HCl + 3% HF	ТК-2 1:5	ТК-3 1:3	ТК-2К 1:2	СК-ТК-4
26082	15,17	36,40	18,66	17,34	11,53	6,57
26098	17,91	39,96	20,29	18,72	11,87	6,32
26120	21,21	40,30	25,10	23,94	19,29	16,85
26125	7,95	31,47	12,67	11,39	5,50	2,81
26150	6,97	30,84	12,20	10,84	5,23	2,59
26202	24,03	43,95	24,45	22,91	16,85	8,95

Таблица 2.11 – Общая растворимость образцов горной породы различными кислотными составами, % мас. (80 °С)

№ образца горной породы	Кислотный состав					
	12% HCl	12% HCl + 3% HF	ТК-2 1:5	ТК-3 1:3	ТК-2К 1:2	СК-ТК-4
26082	14,82	37,12	18,84	17,49	11,45	6,82
26098	18,47	40,63	20,51	18,85	12,2	6,95
26120	21,15	40,98	25,37	24,15	19,23	17,11
26125	8,16	31,85	12,93	11,5	5,54	3,20
26150	7,32	31,24	12,52	10,98	4,94	3,09
26202	23,63	44,75	24,69	23,07	17,26	9,58

Экспериментальные исследования показывают, что общая растворимость терригенных пород при 20 и 80оС в течение заданного времени имеет практически одинаковые значения, что указывает на возможность проведения оценки общей растворяющей способности кислотного состава либо при 20оС в течение 24 часов, либо при 80оС в течение 6 часов.

По результатам исследований кислотные составы можно расположить в следующем порядке возрастания растворяющей способности (рис. 2.14): СК-ТК-4, ТК-2К, соляная кислота (12 % мас.), ТК-3, ТК-2, грязевая кислота. В данном ряду наблюдается закономерная работа различных кислот, входящих в состав кислотных композиций, по отношению к компонентам терригенного коллектора как при 20оС, так и при 80оС. Наибольшей общей растворяющей способностью обладает грязевая кислота, а наименьшей – рабочий раствор сухокислотной композиции СК-ТК-4.

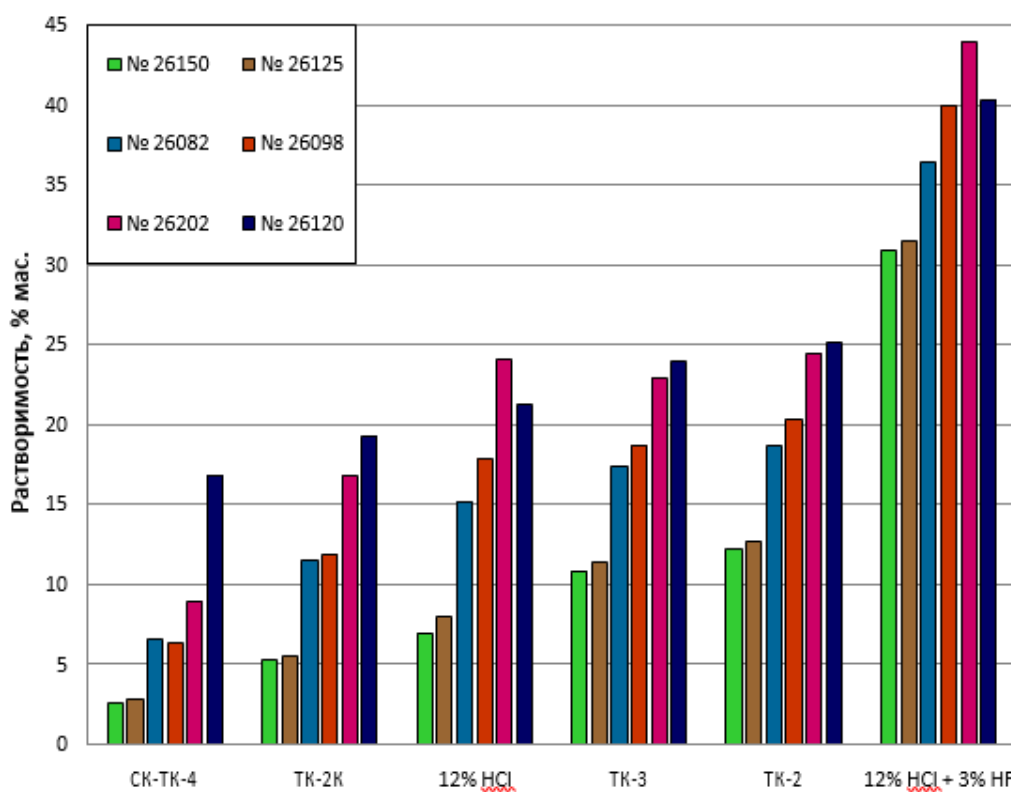


Рисунок 2.14 - Растворяющая способность кислотных составов для различных образцов керна при 20оС в течение 24 часов

Сухокислотная композиция СК-ТК-4 и состав Химеко ТК-2К содержат органические кислоты, которые медленно реагируют породой, обеспечивая длительное действие кислотного состава и значительно увеличивая охват пласта обработкой.

Кислотные композиции Химеко ТК-2 и ТК-3 являются фторсодержащими, однако, в их составах отсутствует фтористоводородная кислота в свободном виде. В рабочих растворах кислотной композиции

Химеко ТК-2 происходит постепенное образование фтористоводородной кислоты (по мере ее расходования на реакции с минералами терригенного коллектора) и органических солей-буферов. Последние, гидролизуясь, выделяют протоны водорода и постоянно поддерживают низкое значение pH до полной нейтрализации плавиковой кислоты, препятствуя выпадению осадков. Кислотная композиция Химеко ТК-3 содержит борофтористоводородную кислоту.

Интересно отметить, что растворимость образца kernового материала № 26202 выбивается по сравнению с остальными. Так, для соляной и грязевой кислот растворимость образца № 26202 самая высокая среди других, что объясняется значительным содержанием хлоритового цемента (22,1% мас.), хорошо растворяющегося минеральными кислотами.

2.2.4 Консервация скважин

Консервация скважин может производиться в процессе строительства скважины, после его окончания и в процессе эксплуатации.

Консервация скважин в процессе строительства производится в случаях:

- консервации части ствола скважин, защищенного обсадной колонной, при сезонном характере работ - на срок до продолжения строительства;
- разрушения подъездных путей в результате стихийных бедствий – на срок, необходимый для их восстановления;
- несоответствия фактических геолого-технических условий проектным – на срок до уточнения проектных показателей и составления нового технического проекта строительства скважин;
- при строительстве скважин кустовым способом - в соответствии с действующими правилами строительства на кустах нефтяных и газовых скважин.

Для консервации скважин с открытым стволом необходимо:

- а) спустить бурильный инструмент с “воронкой” до забоя скважины, промыть скважину и довести параметры бурового раствора до значений, регламентированных проектом на строительство скважины;
- б) поднять бурильные трубы в башмак последней обсадной колонны, верхнюю часть колонны заполнить незамерзающей жидкостью;
- в) загерметизировать трубное и затрубное пространство скважины;
- г) провести консервацию бурового оборудования в соответствии с требованиями нормативно-технической документации, действующей в области промышленной безопасности;
- д) на устье скважины укрепить металлическую табличку с указанием номера скважины, времени начала и окончания консервации скважины и организации-владельца.

Для консервации скважины со спущенной (неперфорированной) обсадной колонной необходимо:

а) спустить в скважину бурильный инструмент или колонну насосно-компрессорных труб (НКТ) до глубины искусственного забоя;

б) обработать буровой раствор с доведением его параметров в соответствии с проектом на строительство скважины, добавить ингибитор коррозии;

в) приподнять колонну на 50 м от забоя, верхнюю часть скважины заполнить незамерзающей жидкостью;

Законченные строительством скважины подлежат консервации на срок до их передачи заказчику для дальнейшей организации добычи нефти, газа, эксплуатации подземных хранилищ, месторождений теплоэнергетических, промышленных минеральных и лечебных вод, закачки воды в соответствии с проектной документацией, строительства системы сбора и подготовки нефти, газа, воды.

Необходимость установки цементного моста над интервалом перфорации устанавливается планом работ на консервацию скважины, разработанным и согласованным в установленном порядке, в зависимости от длительности консервации и других факторов.

Порядок работ по консервации скважины:

а) спустить НКТ с «воронкой». При коэффициенте аномалии давления $k_a > 1,1$ в компоновку насосно-компрессорных труб включить пакер и клапан - отсекающий;

б) заглушить скважину жидкостью с параметрами, установленными проектной документацией и обработанную ингибиторами коррозии. В интервал перфорации закачать специальную жидкость, обеспечивающую сохранение коллекторских свойств продуктивного пласта;

в) поднять НКТ выше интервала перфорации. Верхнюю часть скважины заполнить незамерзающей жидкостью;

г) устьевое оборудование защитить от коррозии. С устьевой арматуры снять штурвалы, манометры, установить на арматуре заглушки;

д) оградить устье скважины (кроме скважин на кустовых площадках). На ограждении укрепить табличку с указанием номера скважины, месторождения, предприятия-пользователя недр, срока консервации. Провести планировку прискважинной площадки;

В процессе эксплуатации подлежат консервации:

а) эксплуатационные скважины на нефтяных и газовых месторождениях после того, как величина пластового давления в них достигает давления насыщения или начала конденсации, - на срок до восстановления пластовых давлений, позволяющих вести их дальнейшую эксплуатацию, что устанавливается проектом разработки месторождения (залежи);

б) добывающие скважины в случае прорыва газа, газовых шапок к забоям – на срок до выравнивания газонефтяного контакта;

в) добывающие скважины при снижении дебитов до величин, предусмотренных проектом (технической схемой), а также нагнетательные

скважины при снижении приемистости – на срок до организации их перевода или приобщения другого горизонта, а также изоляции или разукрупнения объекта эксплуатации под закачку газа (воды) в соответствии с проектом разработки или проведения работ по увеличению приемистости;

г) эксплуатационные и нагнетательные скважины в случае прорыва пластовых или закачиваемых вод – на срок до проведения работ по изоляции, до выравнивания фронта закачиваемой воды или продвижения водонефтяного контакта при наличии заключения проектной организации;

д) скважины, эксплуатация которых экономически неэффективна, но может стать эффективной при изменении цены на нефть (газ, конденсат и т.п.) или изменении системы налогообложения, если временная консервация, по заключению научно-исследовательской организации, не нарушает процесса разработки месторождения;

е) эксплуатационные скважины, подлежащие ликвидации по категории 1-б, если они в перспективе могут быть рационально использованы в системе разработки месторождения или иных целях;

ж) эксплуатационные скважины, эксплуатация которых прекращена по требованию государственных органов надзора и контроля на срок до проведения необходимых мероприятий по охране недр, окружающей среды и т.п.

Временная приостановка деятельности объекта в связи с экономическими причинами (отсутствием спроса на сырье и т.п.) может осуществляться без консервации скважин на срок до 6 месяцев при условии выполнения мероприятий по обеспечению промышленной безопасности, охраны недр и окружающей среды на весь срок приостановки, согласованных с территориальными органами госгортехнадзора.

До ввода скважин в консервацию необходимо:

а) поднять из скважины оборудование. При консервации сроком более одного года по скважинам, оборудованным штанговыми гидравлическими насосами, поднимается подземное оборудование;

б) спустить НКТ, промыть ствол скважины, очистить интервал перфорации;

в) проверить герметичность колонны и отсутствие заколонной циркуляции;

г) ствол скважины заполнить нейтральной жидкостью, исключаяющей коррозионное воздействие на колонну и обеспечивающей сохранение коллекторских свойств продуктивного горизонта и необходимое противодействие на пласт. Верхнюю часть скважины заполнить незамерзающей жидкостью;

д) при консервации нагнетательных скважин срок повторных проверок герметичности эксплуатационных колонн не должен превышать одного года, а эксплуатационных скважин, отработавших амортизационный срок – не более пяти лет.

Схема обвязки устья скважины, установка цементных мостов выше интервалов перфорации, возможность извлечения из скважины НКТ устанавливаются проектной документацией на консервацию скважины.

В скважинах, эксплуатирующих два и более горизонта с разными пластовыми давлениями, следует провести необходимые разобщения этих горизонтов установкой цементного моста (рис. 2.15).

При наличии в продукции скважины агрессивных компонентов должна быть предусмотрена защита колонн и устьевого оборудования от их воздействия.

Периодичность проверок законсервированных скважин устанавливается пользователем недр по согласованию с территориальным органом госгортехнадзора (но не реже: двух раз в год – для скважин, законсервированных после окончания строительства, и одного раза в квартал – в процессе эксплуатации, если в них не установлены цементные мосты). Результаты проверок отражаются в специальных журналах по произвольной форме.

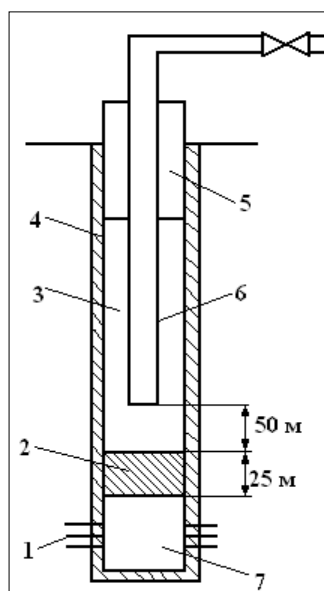


Рисунок 2.15 - Схема оборудования ствола скважины при консервации на длительное время:

1 – интервал перфорации; 2 – цементный мост; 3 – жидкость, обеспечивающая противодействие на пласт; 4 – обсадная колонна; 5 – незамерзающая жидкость; 6 – колонна НКТ; жидкость, не ухудшающая коллекторские свойства пласта.

При обнаружении в ходе проверок или в других случаях тех или иных недостатков (устьевое давление, межколонные проявления, грифоны и т.п.) скважина должна быть выведена из консервации. Предприятие – пользователь недр (владелец) обязано выяснить причины недостатков, разработать и реализовать мероприятия по их устранению по планам, согласованным с территориальными органами госгортехнадзора.

Дальнейшая консервация скважины может быть продлена после устранения причин появления неисправностей по согласованию с органами госгортехнадзора.

Контрольные вопросы:

1. В каких случаях производится консервация скважин в процессе строительства?
2. Что необходимо произвести для консервации скважин с открытым стволом?
3. Каков порядок консервации скважин?
4. какие скважины подлежат консервации в процессе эксплуатации?
5. Что необходимо сделать до ввода скважин в консервацию?
6. Кем устанавливается периодичность проверок законсервированных скважин?
7. Что предпринимается при обнаружении в ходе проверок тех или иных недостатков?

2.2.5 Ликвидация скважин

Все ликвидируемые скважины в зависимости от причин ликвидации подразделяются на 4 категории:

I – скважины, выполнившие свое назначение;

II – скважины, ликвидируемые по геологическим причинам;

III – скважины или часть их ствола, ликвидируемые по техническим причинам (аварийные)

IV – скважины, ликвидируемые по технологическим, экологическим и другим причинам.

I категория - скважины, выполнившие свое назначение. К ним относятся:

I -а) скважины, выполнившие задачи, предусмотренные проектом строительства, проектами (технологическими схемами) и другими технологическими документами на разработку месторождений;

I -б) скважины, достигшие нижнего предела дебитов, установленных проектом, технологической схемой разработки или инструкцией по обоснованию нижнего предела рентабельности эксплуатационных скважин, разработанной и утвержденной в установленном порядке, обводнившиеся пластовой, закачиваемой водой, не имеющие объектов возврата или приобщения, в случае отсутствия необходимости их перевода в контрольный (наблюдательный, пьезометрический) фонд;

I -в) скважины, пробуренные для проведения опытных и опытно-промышленных работ по испытанию различных технологий, после выполнения установленных проектом задач;

I -г) скважины, пробуренные как добывающие, а после обводнения переведенные в контрольные, нагнетательные и другие, при отсутствии необходимости их дальнейшего использования;

I -д) скважины, выполнившие свое назначение на подземных хранилищах нефти и газа и месторождениях термальных и промышленных вод.

II категория - скважины или часть их ствола, ликвидируемые по геологическим причинам. К ним относятся:

II-а) скважины, доведенные до проектной глубины, но оказавшиеся в неблагоприятных геологических условиях, то есть в зонах отсутствия коллекторов, законтурной области нефтяных и газовых месторождений, давшие непромышленные притоки нефти, газа, а также скважины, где были проведены работы по интенсификации притока, которые не дали результатов;

II-б) скважины, прекращенные строительством из-за нецелесообразности дальнейшего ведения работ по результатам бурения предыдущих скважин;

II-в) скважины, не вскрывшие проектный горизонт и не доведенные до проектной глубины из-за несоответствия фактического геологического разреза проектному, вскрытия в разрезе неопределенных препятствий (катастрофические зоны поглощения, обвалы, высоко пластичные породы);

II-г) скважины, законченные строительством на подземных хранилищах нефти, газа и месторождениях теплоэнергетических и промышленных вод и оказавшиеся в неблагоприятных геологических условиях ("сухими", не давшие притока и т.п.);

II-д) скважины нагнетательные, наблюдательные, эксплуатационные, йодобромные, теплоэнергетические, бальнеологические, а также скважины, пробуренные для сброса промысловых отходов, для эксплуатации подземных хранилищ нефти и газа, оказавшиеся в неблагоприятных геологических условиях, приотсутствии необходимо стиих использования виных хозяйственных целях.

III категория - скважины или часть их ствола, ликвидируемые по техническим причинам (аварийные). К ним относятся скважины, где прекращены строительство, работы по капитальному ремонту или эксплуатация вследствие аварий, инцидентов и осложнений, ликвидировать которые существующими методами невозможно или экономически нецелесообразно:

III-а) скважины, на которых возникли открытые фонтаны, пожары, следствием которых явилась потеря ствола скважины, а также аварии с бурильным инструментом, техническими или эксплуатационными колоннами, внутрискважинным и устьевым оборудованием, геофизическими приборами и кабелем, аварии из-за некачественного цементирования. В случаях, когда в исправной части ствола скважины (выше аварийной части) имеются продуктивные горизонты промышленного значения, подлежащие в соответствии с технологическими документами на разработку месторождений отработке этой скважиной, ликвидируется в установленном порядке только аварийная часть ствола, а исправная передается добывающему предприятию;

Ш-б) скважины, где произошел приток пластовых вод при освоении, испытании или эксплуатации, изолировать которые не представляется возможным;

Ш-в) скважины, на которых выявлена негерметичность эксплуатационной колонны в результате ее коррозионного износа вследствие длительной эксплуатации в агрессивной среде;

Ш-г) скважины с разрушенными в результате стихийных бедствий (землетрясения, оползни) устьями или возникновением реальной опасности оползневых явлений или затопления;

Ш-д) скважины при смятии, сломах обсадных колонн в интервалах залегания солей, глин, многолетнемерзлых пород;

Ш-е) скважины, пробуренные на морских месторождениях в случае аварийного ухода буровых установок, разрушения гидротехнических сооружений, технической невозможности и экономической целесообразности их восстановления;

Ш-ж) скважины, пробуренные с недопустимыми отклонениями от проектной точки вскрытия пласта.

IV категория - скважины, ликвидируемые по технологическим, экологическим и другим причинам. К ним относятся:

IV-а) скважины, законченные строительством и не пригодные к эксплуатации из-за несоответствия прочностных и коррозионностойких характеристик эксплуатационной колонны фактическим условиям;

IV-б) скважины, не пригодные к эксплуатации в условиях проведения тепловых и газовых методов воздействия на пласт;

IV-в) скважины, законсервированные в ожидании организации добычи, если срок консервации составляет 10 и более лет в ближайшие 5 лет не предусмотрен их ввод в эксплуатацию, или по данным контроля за техническим состоянием колонны и цементного камня дальнейшая консервация нецелесообразна;

IV-г) скважины, расположенные в санитарно-защитных зонах населенных пунктов, водоохраных зонах рек, водоемов, запретных зонах, по обоснованным требованиям уполномоченных органов;

IV-д) нагнетательные скважины при прекращении их приемистости, скважины на подземных хранилищах и скважины, предназначенные для сброса промышленных вод и отходов производства при невозможности или экономической нецелесообразности восстановления их приемистости;

IV-е) скважины – специальные объекты, ликвидация которых по мере выполнения поставленных задач проводится в соответствии с требованиями законодательства и настоящей Инструкции;

IV-ж) скважины, расположенные в зонах, где изменилась геологическая обстановка, повлекшая за собой изменение экологических, санитарных требований и мер безопасности, и возникло несоответствие эксплуатации скважин статусу этих зон;

IV-з) скважины, не вскрывшие проектный горизонт и не доведенные до проектной глубины из-за возникновения форс-мажорных обстоятельств

длительного действия, банкротства предприятия, отсутствия финансирования, прекращения деятельности предприятия, окончания срока действия лицензии на пользование недр.

Все работы по ликвидации скважин должны проводиться по индивидуальным планам изоляционно-ликвидационных работ по каждой скважине, разработанным в соответствии с проектом на ликвидацию скважин для данной площади или месторождения и соответствующей инструкцией Гостехнадзора.

Оборудование устьев и стволов нефтяных и газовых скважин при их ликвидации должно проводиться в следующем порядке.

Ликвидация скважины без эксплуатационной колонны в зависимости от горно-геологических условий вскрытого разреза производится путем установки цементных мостов в интервалах залегания высоконапорных минерализованных вод ($k_a > 1,1$) и слабопродуктивных, не имеющих промышленного значения залежей углеводородов.

Высота цементного моста должна быть на 20 м ниже подошвы и на 20 м выше кровли каждого такого горизонта.

Над кровлей верхнего пласта с минерализованной водой, а также на границе залегания пластов с пресными и минерализованными водами (если они не перекрыты технической колонной) устанавливается цементный мост высотой 50 м (рис. 2.16).

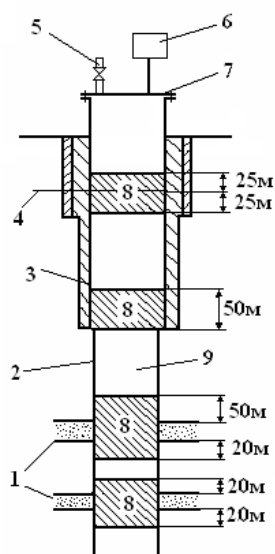


Рисунок 2.16 - Схема оборудования устья и ствола скважины при отсутствии эксплуатационной колонны:

- 1 – продуктивные пласты; 2 – открытый ствол скважины; 3 – кондуктор (промежуточная колонна); 4 - граница пресных и соленых вод; 5 - дыхательный вентиль; 6 - репер; 7 – заглушка; 8 - цементные мосты; 9 - жидкость, обеспечивающая противодействие на пласты

В башмаке последней технической колонны устанавливается цементный мост с перекрытием башмака колонны не менее чем на 50 м.

Наличие мостов проверяется разгрузкой бурильного инструмента или насосно-компрессорных труб с усилием, не превышающим предельно допустимую удельную нагрузку на цементный камень. Установленный в башмаке последней технической колонны цементный мост, кроме того, испытывается методом гидравлической опрессовки.

Результаты работ оформляются соответствующими актами.

Извлечение верхней части технической колонны с незацементированным затрубным пространством допускается при отсутствии в разрезе напорных и углеводородсодержащих горизонтов.

В этом случае в оставшейся части технической колонны устанавливается цементный мост высотой на 50 м выше и 20 м ниже места извлечения колонны.

Оставшаяся часть технической колонны и заполняется нейтральной жидкостью, кондуктор - нейтральной незамерзающей жидкостью.

При ликвидации скважин в результате аварии с бурильным инструментом (категория Ш-а) в необсаженной части ствола и невозможности его извлечения необходимо произвести торпедирование или отворот неприхваченной части инструмента.

При нахождении верхней части оставшегося в скважине инструмента ниже башмака технической колонны необходимо произвести установку цементного моста под давлением с перекрытием головы оставшегося инструмента на 50 м. После ожидания затвердения цемента следует определить разгрузкой бурильного инструмента или насосно-компрессорных труб верхний уровень цементного моста. В башмаке технической колонны необходимо также установить цементный мост высотой 50 м и проверить его наличие разгрузкой бурильного инструмента или насосно-компрессорных труб и опрессовкой.

При аварии с бурильным инструментом, когда его верхняя часть осталась в интервале ствола, перекрытого технической колонной, необходимо произвести его торпедирование или отворот на уровне башмака колонны и цементирование под давлением с установкой цементного моста на уровне не менее 100 м над башмаком технической колонны.

Устье скважины необходимо оборудовать заглушкой (или глухим фланцем с вваренным патрубком и вентилем), установленной на кондукторе (технической колонне).

На устье скважины устанавливается бетонная тумба размером 1х1х1 м с репером высотой не менее 0,5 м и металлической табличкой, на которой электросваркой указывается номер скважины, месторождение (площадь), предприятие - пользователь недр, дата ее ликвидации.

При расположении скважины на землях, используемых для сельскохозяйственных целей, устья скважины углубляются не менее чем на 2 м от поверхности, оборудуются заглушкой, установленной на кондукторе (технической колонне) и табличкой с указанием номера скважины,

месторождения (площади), предприятия-пользователя недр и даты ее ликвидации.

Заглушка покрывается материалом, предотвращающим ее коррозию, и устье скважины засыпается землей.

Выкопировка плана местности с указанием местоположения устья ликвидированной скважины передается землепользователю, о чем делается соответствующая отметка в деле скважины и акте на рекультивацию земельного участка.

По скважинам, ликвидированным по III категории, а также скважинам всех категорий, пробуренным в пределах внешнего контура нефтегазоносности и максимального размера искусственной залежи газохранилища, цементные мосты устанавливаются в интервале и на 20 м ниже и выше мощности всех продуктивных горизонтов, продуктивность которых установлена в процессе строительства скважин, разработки месторождения, эксплуатации хранилища.

Оборудование стволов при ликвидации скважин со спущенной эксплуатационной колонной производится следующим образом.

При подъеме цемента за эксплуатационной колонной выше башмака предыдущей колонны (технической колонны или кондуктора) устанавливаются цементные мосты против всех интервалов перфорации, интервалов негерметичности, установки муфт ступенчатого цементирования, в местах стыковки при секционном спуске эксплуатационной и технической колонн, интервале башмака кондуктора (технической колонны). Если по решению пользователя недр производится отворот незацементированной части эксплуатационной колонны, то устанавливается цементный мост высотой не менее 50 м на «голове» оставшейся части колонны. Оставшаяся часть скважины заполняется незамерзающей нейтральной жидкостью.

При отсутствии цементного камня за эксплуатационной колонной ниже башмака кондуктора или технической колонны, если в этот промежуток попадают пласты-коллекторы, содержащие минерализованную воду или углеводороды, то производится перфорация колонны и цементирование под давлением с установкой цементного моста в колонне, перекрывающего указанный интервал, и на 20 м ниже и выше с последующей опрессовкой, проведением исследований по определению высоты подъема цементного раствора и качества цементирования.

При ликвидации скважины с нарушенной эксплуатационной колонной из-за аварии или с корродированной колонной вследствие длительных сроков эксплуатации проводятся исследования по определению наличия и качества цементного кольца за колонной. Производится установка цементных мостов в интервалах нарушения эксплуатационной колонны с перекрытием всей нарушенной или прокорродировавшей части колонны и на 20 м выше и ниже этих интервалов. Вышележащая часть колонны опрессовывается.

На устье ликвидируемых скважин на эксплуатационной колонне устанавливается заглушка с дыхательным вентилем и металлический репер с данными по скважине (рис. 2.17).

По скважинам, вскрывшим малодебитные, низконапорные пласты ($k_a < 1,1$), допускается принимать консервационные цементные мосты в качестве ликвидационных при условии, что мост перекрывает верхние отверстия перфорации не менее чем на 50 м.

На устье скважины устанавливается бетонная тумба размером 1х1х1 м с репером высотой не менее 0,5 м и металлической табличкой, на которой электросваркой указывается номер скважины, месторождение (площадь), предприятие - пользователь недр, дата ее ликвидации.

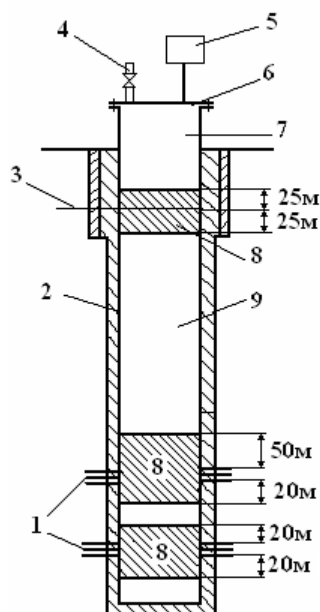


Рисунок 2.17 - Схема оборудования устья и ствола скважины при ликвидации с оставленной эксплуатационной колонной:

1 – интервал перфорации; 2 – эксплуатационная колонна; 3 - граница пресных и соленых вод; 4 - дыхательный вентиль; 5 - репер; 6 - заглушка; 7- незамерзающая жидкость; 8 – цементные мосты; 9 – жидкость, обеспечивающая противодействие на пласты.

При консервации и ликвидации скважин на месторождениях с высоким содержанием сероводорода должны выполняться следующие дополнительные требования:

1. При консервации скважина заполняется раствором, обработанным нейтрализатором. Над интервалом перфорации должен быть установлен цементный мост высотой не менее 100 м. Лифтовая колонна НКТ должна быть приподнята над цементным мостом не менее чем на 50 м или извлечена из скважины. После установки цементного моста трубное и затрубное пространства скважины должны быть заполнены раствором, обработанным нейтрализатором.

2. Штурвалы задвижек арматуры консервируемой скважины должны быть сняты, крайние фланцы задвижек оборудованы заглушками, манометры сняты и патрубки загерметизированы.

3. Устье законсервированной скважины должно быть ограждено, на ограждении установлена металлическая табличка, на которой кроме общих сведений делается надпись: «Опасно, сероводород!».

4. При ликвидации скважин (с эксплуатационной колонной или без нее) продуктивный пласт должен перекрываться цементным мостом по всей его мощности и на 100 м выше кровли.

Если эксплуатационная колонна в ликвидируемую скважину не спущена, то в башмаке последней промежуточной колонны дополнительно должен устанавливаться цементный мост высотой не менее 100 м.

5. При наличии стыковочных устройств в последней спущенной в скважину колонне (эксплуатационной или промежуточной) в интервале стыковки секций должен быть установлен цементный мост на 50 м ниже и выше места стыковки.

6. Перед каждой установкой цементного моста скважина должна быть заполнена буровым раствором, обработанным нейтрализатором. Плотность, такого раствора должна соответствовать плотности раствора, используемого при вскрытии сероводородосодержащего пласта.

7. Тампонажный материал, используемый для установки мостов, должен быть коррозионностойким и соответствовать требованиям, предусмотренным рабочим проектом на строительство скважины для цементирования обсадных колонн в интервалах пласта, содержащего сероводород.

8. По окончании ликвидационных работ устье скважины должно оборудоваться колонной головкой и задвижкой высокого давления в коррозионностойком исполнении, а также отводами для контроля давлений в трубном и межколонном пространствах. Вокруг устья скважины оборудуется площадка размером 2х2 м с ограждением. На ограждении устанавливается металлическая табличка, на которой обозначается номер скважины, наименование месторождения, пользователь недр, дата окончания бурения, а также надпись: «Опасно, сероводород!».

9. После проведения ликвидационных работ через месяц, 6 месяцев и далее, с периодичностью не реже одного раза в год, должен проводиться контроль давлений в трубном и межколонном пространствах, а также контроль воздуха вокруг устья скважины и в близлежащих низинах на содержание сероводорода. Результаты замеров оформляются соответствующими актами.

Контрольные вопросы:

1. На какие 4 категории подразделяются скважины в зависимости от причин ликвидации?

2. Как производится Ликвидация скважины без эксплуатационной колонны?

3. Как производится оборудование стволов при ликвидации скважин со спущенной эксплуатационной колонной?

4. Какие требования должны выполняться при консервации и ликвидации скважин на месторождениях с высоким содержанием сероводорода?

Практическое занятие №20

Расчет параметров зоны растворения в соляно-кислотном растворе

Рассчитать параметры зоны растворения в СКР. Рассчитать глубину проникновения СКР в поровое пространство, количество растворенной породы и радиус зоны растворения на основании лабораторных исследований. Охарактеризовать изменение пористости пород после их обработки.

Кислотный раствор проникает в поровое пространство неравномерно. Поэтому, как и в задаче 4, учтено влияние макронеоднородности (коэффициенты $k_{в.о}$ и $k_{у.ф}$) и микронеоднородности (коэффициент $k_{в}$) породы. С учетом этого определяют объем кислотного раствора на расстоянии r от оси скважины:

$$V_{ks} = 2\pi h_{эф} k_{в.о} k_{у.ф} k_{в} \left(\frac{m_0}{100} \right) [\exp(-0,1r_c) (0,1r_c + 1) - \exp(-0,1r) (0,1r + 1)] 100 \quad (2.47)$$

Если выражение в скобках обозначить функцией $A(r)$, тогда уравнение (2.47) можно записать в виде

$$V_{ks} = 2\pi h_{эф} k_{в.о} k_{у.ф} k_{в} m_0 A(r) \quad (2.48)$$

Вычисленные значения функции $A(r)$ сведены в табл. 2.12.

Таблица 2.12 – Результаты расчетов $A(r)$ в зависимости от радиуса проникновения кислоты r

r , м	$A(r)$	r , м	$A(r)$	r , м	$A(r)$
0,1	-	1,0	0,004630	2,5	0,026435
0,2	0,000147	1,1	0,005565	3,0	0,036880
0,3	0,000438	1,2	0,006609	3,5	0,048620
0,4	0,000729	1,25	0,007150	4,0	0,061304
0,5	0,001159	1,3	0,007696	5,0	0,090000
0,6	0,001678	1,4	0,008696	6,0	0,121700
0,7	0,002287	1,5	0,010140	7,0	0,155600
0,8	0,002980	1,75	0,013800	8,0	0,190900
0,9	0,003761	2,0	0,017480	9,0	0,227400
				10,0	0,263900

Расчет обычно выполняют в пределах $r_c < r < 10$ м, где $r_c = 0,1$ м, а шаг изменения радиуса составляет 0,1 м в пределах до $r = 1$ м; 0,2 м — в пределах

до $r = 2$ м и 1 м - в пределах до $r = 10$ м.

По уравнению (2.48) определяем, какой радиус отвечает заданному объему КР и строим графики $V_{ks} = f(r)$, как указано на рис. 2.8. Далее рассчитываем длительность поступления заданного объема кислотного раствора в пласт

$$t_0 = 1440V_{ks}/q_k \quad (2.49)$$

где t_0 — длительность закачивания СКР, мин; q_k — расход СКР, м³/сут.

Порода растворяется в количестве G_s только в сфере проникновения СКР условным радиусом r . Это означает, что возрастает объем только той части порового пространства, которая заполнена СКР и контактирует с ним. Понятно, что это является зоной реагирования кислоты с породой.

Количество растворенной породы легко определить, если известен коэффициент возрастания пористости k_{ms} .

Для расчета k_{ms} используют результаты лабораторных экспериментов. Фильтруют излишек СКР для полного удаления карбонатов из образца породы и определяют увеличение его пористости Δm_s . Применяют следующее выражение:

$$k_{ms} = (m_0 + \Delta m_s)/m_0 = m_c/m_0. \quad (2.50)$$

Количество растворенной породы (кг) в зоне r проникновения V_{ks} объема соляной кислоты

$$G_s = \rho_{ск} V_{ks} (k_{ms} - 1), \quad (2.51)$$

где $\rho_{ск} = 2000—2700$ кг/м³ — плотность скелета растворяющейся в СКР породы; $k_{ms} = 1,1—1,3$ для слабокарбонатных песчаных пород.

Таким образом, с учетом $V_{ks} = f(r)$ строим зависимость $G_s = f(r)$ рис. 2.18.

Теперь можно определить размеры зоны растворения СКР. Учитываем, что реакция СКР в пласте происходит почти мгновенно, поэтому профиль нейтрализации СКР в пласте прямоугольный.

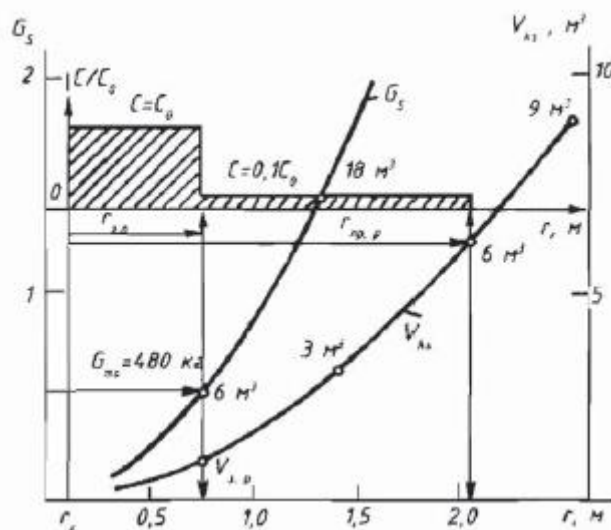


Рисунок 2.18 - Развитие зоны растворения пласта СКР и профиль нейтрализации кислоты (типичная -

G_s - масса растворенной породы, т; V_{ks} - объем СКР, м³; r - радиус от оси скважины, м; $r_{з.р.}$, $r_{н.р.}$ - условные радиусы зоны соответственно растворения и продуктов реакции, м; C , C_0 - соответственно текущая и начальная концентрация; V_{ip} - объем зоны растворения

Условный радиус фронта зоны растворения определяют из максимального количества породы, которая может быть растворенной в объеме кислотного раствора заданной концентрации

$$G_{ms} = V_{ks} D C_s R_{ms} \quad (2.52)$$

где G_{ms} - максимальная растворимость в кислотном растворе, кг; DCS - потеря кислотности, мг • экв/м³; R_{ms} - средняя растворимость породы на единицу потери кислотности, кг/мг • экв.

Для условий обработки песчаных пород, например, Предкарпатья, $R_{ms} = (17-5-25)10^{-6}$ кг/мг • экв.

Считается, что потери кислотности составляют 90% ее начального значения, или

$$DCS = 0,9 C_{ms}. \quad (2.53)$$

(C_{ms} определяют по табл. 2.13)

Подставив (2.53) в уравнение (2.52), найдем

$$G_{ms} = 0,9 V_{ks} C_{ms} R_{ms} \quad (2.54)$$

Таблица 2.13 – Коэффициент диффузии для HCl при 0 °С

Концентрация HCl		Коэффициент диффузии D_{os}
Массовая C_o , %	Молярная $C_{ms} \cdot 10^6$ мг * экв/м ³	* 10^{-8} , м ² /с
5	1,39	0,169
10	2,87	0,190
15	4,46	0,212
20	6,03	0,235
25	7,72	0,259
30	9,45	0,282

После расчета G_{ms} для заданных значений V_{ks} радиус зоны растворения $r_{зр}$ находим графическим или приближенным методом. Откладываем на оси G_s значение G_{ms} и, пользуясь кривой $G_s = f(r)$ (см. рис. 2.8), получаем на абсциссе r искомый радиус зоны растворения. Наиболее часто радиус растворения изменяется в пределах от 0,5 до 1,5 м. Чтобы найти радиус растворения продуктов в пласте $r_{пр.р}$, опустим перпендикуляр из заданного значения V_{ks} на ось абсцисс. Зная глубину обработки пласта кислотой, используем полученные результаты и построим профиль нейтрализации кислоты в пласте (см. рис. 2.8) в координатах $C/C_0 = f(r)$, где C и C_0 — соответственно текущая и начальная концентрации СКР.

Практическое занятие №21

Выбор скважины для кислотной обработки

Обосновать выбор скважины для кислотной обработки, определить объект обработки и фильтрационно-емкостные свойства обрабатываемых пластов. Предварительно провести комплекс гидродинамических и геофизических исследований в скважине, исследовать образцы продуктивных пород.

По данным исследований скважины определяют потенциальный коэффициент продуктивности отдаленной зоны пласта $k_{\text{пот}}$ с природными фильтрационно-емкостными свойствами; фактический коэффициент продуктивности всей зоны дренажа $k > 1$; интервалы продуктивных пластов и их пористость; физические свойства коллекторов данного пласта и влияние кислотной обработки на фильтрационно-емкостные характеристики пород-коллекторов.

Предложенная схема принятия решения относительно кислотной обработки не является исчерпывающей и при наличии более полной информации может быть усовершенствована. Однако она дает представление о многогранности и сложности задачи.

Кислотную обработку проводят в скважине: для которой фактический коэффициент продуктивности меньше потенциального, т.е. отношение продуктивности:

$$\text{ОП} = \frac{K_{\Phi}}{K_{\text{пот}}} < 1 \quad (2.55)$$

нефтенасыщенные пласты, выделенные по данным геофизических исследований, характеризуются пористостью m_0 большей ее нижней предельной границы для пород коллекторов $m_{\text{гр}}$

$$m_0 > m_{\text{гр}} \quad (2.56)$$

толщина поглощающих пластов больше наименьшей предельной, которую следует обрабатывать кислотой, а это означает, что

$$h_{\text{пгл}} > h_{\text{пр}} \quad (2.57)$$

где, $h_{\text{пгл}}$ - толщина пласта, поглощающего жидкость, м.

Интервалы приемистости определяются расходомером во время нагнетания в скважину жидкости с давлением, близким к нагнетанию кислотного раствора, или термометрией.

Пористость образцов песчаников и алевролитов обычно после обработки солянокислотным раствором в количестве, достаточном для полного удаления карбонатов, возрастает не менее чем на 10%:

$$k_{ms} = m_s/m_0 \geq k_{\text{сnp}} \quad (2.58)$$

где, $k_{\text{сnp}} = 1,1$

Вследствие обработки глинокислотным раствором, объем которого равен объему СКР, после СКО пористость возрастает не менее чем на 10% по сравнению с предыдущей:

где m_0 — начальная пористость; m_s и m_g — пористость после обработки СКР и ГКР;

$$k_{\text{доп}} = 1,1.$$

Возрастание пористости после ГКО определится произведением

$$k_{msg} = K_{ms} k_{mg}, \quad k_{msg \text{ пр}} = 1,1 * 1,1 = 1,21 \quad (2.59)$$

Начальная карбонатность коллекторов C_k больше предельной карбонатности $C_k \text{ пр}$, ограничивающей применение СКР.

$$C_k > C_k \text{ пр} \quad (2.60)$$

Если удовлетворяется условие (2.60), то проводят первые обработки СКО, а затем ГКО. Если начальная карбонатность меньше 3%, то проводят только обработку ГКО.

В завершение анализируют данные исследований, сравнивая профили приемистости с выделенными продуктивными пластами в разрезе скважины.

Коэффициент охвата разреза поглощением в вертикальной плоскости

$$k_{в.о} = h_{\text{пл}} h_{\text{эф}} \quad (2.61)$$

где, $h_{\text{пл}}$ — толщина пласта, поглощающего жидкость, м

$H_{\text{эф}}$ — перфорированная толщина продуктивных пластов в скважине.

Из опыта проведения кислотной обработкой известно, что если коэффициент охвата разреза поглощением $k_{\text{го}} < 0,1$, то проводят вторичную перфорацию или поинтервальную кислотную обработку; если $k_{\text{го}} > 0,5$, то во время кислотной обработкой обычно воздействуют на весь разрез, а если $0,1 < k_{\text{го}} < 0,5$, то во время первых кислотной обработкой воздействуют на весь разрез, а вторые — четвертые и дальнейшие обработки должны быть направлены на расширение степени охвата обработкой пластов по толщине, т.е. должны проводиться по технологии выборочных или поинтервальных обработок.

Пример: Скважина эксплуатирует эоценовый песчаник. Дано $k_{\text{ф}} = 16$ т/(сут • МПа); $k_{\text{ном}} = 51$ т/(сут • МПа); в разрезе содержится пять пластов, разделенных в разрезе непроницаемыми прослойками. Интервалы продуктивных пластов и их пористость приведены в таблице 2.14.

Нижний предел пористости мелкозернистых песчаников с содержанием цемента 5 - 10% составляет $m_{\text{пр}} = 8\%$. После пробного нагнетания в скважине проведена термометрия разреза. Обнаружены следующие поглощающие пласты: 2785-2795 м- основной, 2733-2740 м - второстепенный. Итак, принимаем условно $h_{\text{пл}} = 17$ м. Обработка призабойной зоны еще не проведена. Карбонатность коллекторов в среднем $C_k = 4\%$. По данным лабораторных исследований пористость после СКО воз-

растает на 20% по сравнению с начальной. Обосновать выбор скважины для кислотной обработки.

Таблица 2.14 – Характеристика разреза скважины при $h_{нзл}=50$ м

Интервал продуктивного пласта, м	Перфорированная толщина продуктивных пластов в скважине, м	Пористость, %
2733-2740	7	12,0
2756-2768	12	9,8
2785-2795	10	13,0
2808-2820	12	10,5
2823-2851	18	9,6

Решение:

1. Рассчитываем значение ОП по формуле (2.55)

$$\text{ОП} = 18/51 = 0,35 < 1.$$

В этом случае имеем значительные резервы увеличения продуктивности скважины.

2. Проверяем по уравнению (2.56) пористость выделенных нефтенасыщенных пластов. Для всех пластов $m_0 > m_{пр}$, поэтому они являются коллекторами.

3. Толщина продуктивных пластов, которую определяют по формуле (2.49), значительно больше наименьшей предельной, поэтому они могут быть объектом КО.

4. Поскольку $C_k = 4\%$, что по формуле (2.60) больше $C_{пр} = 3\%$, и $k_{ms} = 1,2 > k_{сnp}$, то применяем СКО.

5. Среди выделенных пластов обнаружена приемистость пласта с наибольшей пористостью. Во время КО, очевидно, кислотный раствор будет поглощаться в интервале 2785-2795 и 2733-2740 м.

Таким образом, $k_{го} = 17/59 = 0,3$.

Это означает, что большая часть разреза без специальной технологии не будет обрабатываться кислотой.

Следовательно, в скважине целесообразно проводить кислотную обработку всего разреза для увеличения продуктивности пластов с наилучшими коллекторами. Дальнейшие обработки следует проводить так, чтобы включать в разработку нижние пласты 2808-2851 м по схеме по интервальные обработки. Решение о последующих обработках принимают исходя из результатов исследования скважины после первой СКО.

2.2.6 Методы воздействия на призабойную зону и способы вызова притока и условия их применения

Существуют несколько способов вызова притока при освоении скважины (рис. 2.19).



Рисунок 2.19 - Классификация методов освоения скважин

При вызове притока можно снизить плотность жидкости, заполняющей скважину, понизить уровень жидкости в скважине, или то и другое одновременно, понизить давление на забое применением эжекторных устройств. Снизить $P_{доп}$ можно методами очистки ПЗП, увеличением проницаемости породы коллектора, повышением степени и характера вскрытия пласта.

Выбор технологии и техники освоения определяется, в основном, состоянием призабойной зоны, величиной пластового давления, местоположением межфлюидальных разделов относительно интервала перфорации, назначением скважины, предполагаемым способом ее эксплуатации.

При выборе способа освоения и величины депрессии на пласт учитывают пластовое давление, тип пластового флюида, прочность и устойчивость породы коллектора, близость других флюидонасыщенных горизонтов, прочность обсадной колонны, состояние крепи скважины, наличия технических средств освоения и другие факторы.

Для вызова притока из пласта, сложенного слабыми породами, применяют методы плавного снижения забойного давления. При высокой прочности породы коллектора и высокой герметичности цементного кольца можно допускать резкое или ступенчатое уменьшение давления в скважине.

Допустимое значение депрессии на пласт при вызове притока выбирается с учетом прочности цементного кольца и устойчивости породы

коллектора [2, 8]:

$$\Delta P = P_{\text{пл}} - (P'_{\text{пл}} - ah) \quad (2.62)$$

$$\Delta P \leq (\sigma_{\text{сж}}/2) - k (P_{\text{г}} - P_{\text{пл}}) \quad (2.63)$$

Где: $P_{\text{пл}}$ – давление в продуктивном пласте; $P'_{\text{пл}}$ – давление в прилегающем водоносном горизонте; $P_{\text{г}}$ – горное давление; $\sigma_{\text{сж}}$ – предел прочности породы на сжатие; a – допустимый градиент давления на цементное кольцо для предотвращения гидропрорыва (не более 2,5 МПа/м); h – высота цементного кольца с плотными контактами с колонной и стенками скважины в интервале между продуктивным и водоносным горизонтами; k – коэффициент бокового распора.

Правилами безопасности [18] предусмотрено, что величина депрессии для пород, склонных к потере устойчивости, не должна приводить к снижению эффективного напряжения в скелете породы-коллектора более, чем на 10 - 15%. Из этого условия рассчитаны и в таблице 2.15 приведены допустимые величины депрессии [8].

Приступать к освоению скважины следует после спуска в нее колонны НКТ и другого необходимого оборудования, установки оборудования устьевого (устьевой арматуры) и соответствующей обвязки устьевой арматуры. Нижний конец (башмак) колонны НКТ в зависимости от конкретных условий может быть установлен в пределах интервала перфорации, а также выше или ниже последнего. Например, более тщательная промывка ствола скважины будет обеспечена, если башмак НКТ разместить в зумпфе скважины.

Таблица 2.15 – Допустимая депрессия на пласты горных пород в зависимости от глубины и пластового давления.

Глубина, м	Средняя плотность массива горных пород $\rho_{\text{гор}}$, МПа	Горное давление $P_{\text{гор}}$, МПа	$\Delta p_{\text{деп}} = 0,1 (p_{\text{гор}} - p_{\text{пл}})$, МПа, при различных $k_{\text{д}} = p_{\text{пл}}/p_{\text{гст}}$				
			0,25	0,5	1,0	1,5	2,0
500	1670	8,2	0,70	0,57	0,33	0,08	—
1000	1700	16,7	1,4	1,2	0,7	0,2	—
1500	1750	25,8	2,2	1,8	1,1	0,4	—
2000	1820	35,7	3,1	2,6	1,6	0,6	—
2500	1900	46,6	4,0	3,4	2,2	1,0	—
3000	2000	58,9	5,2	4,4	2,9	1,5	0,01
3500	2150	73,8	6,5	5,7	4,0	2,2	0,5
4000	2300	90,3	8,0	7,1	5,1	3,1	1,2
4500	2400	105,9	9,5	8,4	6,2	4,0	1,8

Устьевая арматура и ее обвязка должны обеспечивать проведение промывки скважины, подключение компрессорных, насосных и других агрегатов, замер давления, температуры и расхода, отбор проб, спуск в скважину различных глубинных приборов, отделение газа от нефти и сжигание отделяемого газа, регулирование работы скважины, направление содержимого скважины в какие-либо емкости или в систему сбора и подготовки продукции скважин на промысле.

Замена жидкости в скважине на более легкую - наиболее простой способ освоения и используется при наличии горизонтов с хорошими коллекторскими свойствами и повышенным пластовым давлением.

Для осуществления этого способа в скважину спускают колонну НКТ с башмаком-воронкой на конце, на устье устанавливают фонтанную арматуру (рис. 2.20). Глубину спуска НКТ определяют с учетом возможности ее прихвата. Если коллектор устойчив, то колонну НКТ можно опускать почти до забоя. При опасности прихвата (слабый коллектор) башмак колонны устанавливают на 10 - 50 м выше верхних отверстий перфорации.

Замену жидкости ведут обратной промывкой (реже - прямой) через межтрубное пространство и колонну НКТ с помощью ЦА или другого передвижного насоса. В процессе замены жидкости контролируют соотношение закачиваемой и выходящей жидкости.

Если дебит жидкости, выходящей из скважины становится больше, чем расход закачиваемой, то это является признаком поступления флюида из пласта.

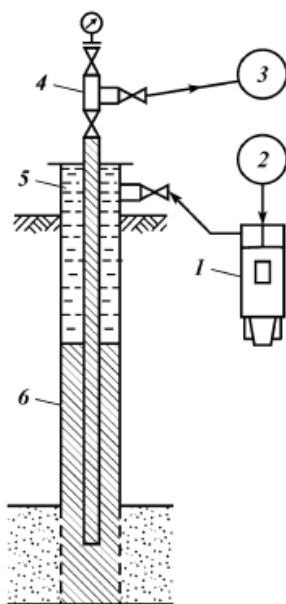


Рисунок 2.20 - Схема обвязки оборудования для замены бурового раствора:
1 - насосный агрегат; колонна НКТ; 2 – емкость для облегченной жидкости;
3 – емкость для сбора бурового раствора; 4 – фонтанная арматура; 5 – устье скважины; 6 – эксплуатационная колонна.

Если дебит осваиваемой скважины быстро увеличивается, то выходящий поток жидкости направляют через линию дополнительным гидравлическим сопротивлением (штуцером).

Если скважина перед освоением была заполнена утяжеленным буровым раствором, то сначала плотность закачиваемой жидкости снижают не более чем на $0,5 - 0,6 \text{ г/см}^3$ [18], делают полный цикл циркуляции, затем еще понижают плотность закачиваемой жидкости. Это позволяет ступенчато снижать забойное давление и сохранить целостность скелета коллектора, обсадной колонны и цементного камня.

Следует отметить, что большая разница плотностей жидкостей ($0,5 - 0,6 \text{ г/см}^3$) допустима только в случае хорошо сцементированных пород и очень высокого качества крепления обсадной колонны.

При освоении пластов с хорошими коллекторскими свойствами и повышенном пластовом давлении иногда достаточно одно-двух ступенчатого снижения плотности закачиваемой жидкости для получения устойчивого притока пластового флюида.

При большом градиенте давления контакт цементного камня с обсадной колонной может нарушаться. Например, для условий Татарии контакт цементного камня с обсадной колонной разрушается при градиенте давления 2 МПа/м на участках непроницаемых горных пород, для участков проницаемых горных разрушение контакта происходит еще при меньших значениях градиента. Это следует учитывать при разработке технологии освоения скважины.

Если замена бурового раствора на техническую воду не позволила получить приток из пласта (или дебит составляем менее $10 \text{ м}^3/\text{сут.}$), то воду можно заменить на нефть или перейти к закачке азрированной жидкости.

Нефть закачивается в скважину передвижными насосными агрегатами, установленными с наветренной стороны на расстоянии $20-25 \text{ м}$ от устья. Контроль давления осуществляют по двум манометрам, установленным на выкиде насосов и у входа в затрубное пространство скважины. Давление на устье скважины в процессе освоения не должно превышать давление опрессовки эксплуатационной колонны.

При низких коллекторских свойствах флюидонасыщенных пластов и нормальных пластовых давлениях максимальное снижение забойного давления при замене жидкостей не превышает 25% пластового, что ограничивает возможности этого способа.

Компрессирование – метод освоения, сущность которого заключается в том, что уровень жидкости в скважине понижается за счет вытеснения ее газом, закачиваемым компрессором в межтрубное пространство обсадной колонны и колонны НТК.

Компрессорный способ нашел широкое применение при освоении нефтяных и газовых скважин, эксплуатировать которые планируется фонтанным или газлифтным способами. Компрессорный способ может

быть единственным из известных при освоении скважин в зимних условиях, поскольку для вызова притока здесь используется газ (углеводородный, азот, углекислый). Таким образом, нет опасности замерзания используемого рабочего агента.

Сущность компрессорного способа заключается в нагнетании в скважину сжатого газа с целью удаления задавочного скважинного агента (однородной жидкости или раствора) для уменьшения величины столба этого агента. В результате уменьшения величины столба скважинной жидкости или скважинного раствора уменьшается величина забойного давления.

При применении компрессорного способа вызова притока скважина должна быть оборудована колонной НКТ и фонтанной арматурой. Газ в скважину, как правило, нагнетается с помощью передвижного компрессора. Колонна НКТ может иметь (может и не иметь) пусковые отверстия или пусковые клапаны.

В простейшем случае сжатый газ поступает в задавочный скважинный агент через башмак (нижнее окончание) колонны НКТ. Давление на выходе из компрессора, при котором рабочий агент начинает поступать в задавочный скважинный агент, принято называть пусковым. Чем глубже находится башмак колонны НКТ, тем больше будут величина пускового давления и время продавки сжатого газа до башмака. Время продавки также зависит и от производительности компрессора. В глубоких скважинах пусковые давления могут составлять сотни атмосфер, а время продавки превышать двое суток.

С целью уменьшения пускового давления, уменьшения времени продавки по длине колонны НКТ устанавливаются пусковые отверстия или пусковые клапаны с диаметром отверстий 1-3 мм. Эти пусковые устройства одновременно играют роль диспергаторов, обеспечивающих лучшее перемешивание закачиваемого газа со скважинной жидкостью, в результате уменьшается удельный расход газа, улучшается процесс лифтирования, снижается вероятность вибрирования скважинного и устьевого оборудования.

В процессе закачки газа в затрубное пространство, уровень жидкости отесняется до глубины установки клапана, газ из межтрубного пространства заходит в колонну НКТ, газифицирует там жидкость и выбрасывает ее на поверхность. Если при этом происходит резкий выброс жидкости из НКТ, то ее поток направляется через штуцерную камеру.

При продолжении нагнетания газа в межтрубное пространство он движется к следующему клапану и процесс повторяется. Таким образом, последовательно происходит снижение уровня жидкости в скважине, ступенчато снижается забойное давление. Места установки клапанов рассчитываются исходя из мощности компрессоров. Из практики освоения скважин таким способом расстояние между клапанами (муфтами) составляет 300-500 м. Число клапанов в компоновке НКТ выбирается исходя из расчетной депрессии на осваемый пласт.

Контрольные вопросы:

1. Каким образом можно вызвать приток при освоении скважины?
2. Чем определяется выбор технологии и техники освоения?
3. Как определяется допустимое значение депрессии на пласт?
4. После каких мероприятий можно приступить к освоению скважины?
5. Что должна обеспечивать устьевая арматура и ее обвязка при вызове притока?
6. Опишите процесс замены жидкости в скважине на более легкую при освоении скважин.
7. В чем заключается метод компрессирования?

Практическое занятие №22

Определение расхода жидкости и давления во время нагнетания кислотного раствора в пласт

Из предварительных исследований скважины известны:

глубина залегания продуктивных пород и дебит скважины; давление опрессовки эксплуатационной колонны; характеристика изменения давления во время нагнетания в скважину жидкости с постоянным или постепенно возрастающим расходом; влияние расхода кислоты на глубину (радиус) обработки пласта; градиент давления во время нагнетания кислоты в пласт по данным предварительных обработок скважины и градиенты давления гидроразрыва пласта.

Можно определить условия и ограничения для обоснования значений расхода жидкости и давления во время нагнетания кислотного раствора в пласт. Для этого необходимо исследовать приемистость скважины, т.е. характер изменения давления на устье во время нагнетания в пласт с наименьшим постоянным расходом насосного агрегата Q или возрастающим $Q_1 < Q_2 < Q_3$ расходом, например, путем постепенного увеличения скорости насосного агрегата.

По данным исследований построится кривую $P_y = f(t)$, где P_y - давление на устье; t - длительность нагнетания, мин.

Для незначительного расхода маловязкой жидкости гидравлические потери трения невелики, поэтому для процесса нагнетания кислоты в пласт гидравлическими потерями можно пренебречь.

Расход кислоты Q_K во время закачивания в песчано-алевролитовые пористые пласты с учетом влияния на скорость прохождения реакции не регламентируется. Наибольшее допустимое значение расхода ограничивается лишь давлением.

О незначительном влиянии скорости фильтрации на скорость взаимодействия кислоты с породой известно из лабораторных исследований и теории реакций кислотных растворов в поровом пространстве. Доказано, что в порах с размерами 10-12 мкм длительность нейтрализации каких-либо кислотных растворов на стенках скважины измеряется долями

секунд. В глубине ПЗП продолжительность нейтрализации несколько возрастает: для солянокислотных растворов до 10 с, а для глинокислотных - до сотен секунд. Увеличение расхода кислоты даже в несколько раз несущественно влияет на длительность реакции кислоты в пласте. В отличие от закачивания кислоты в пласт, длящегося часами, реакция в поровом пространстве происходит почти мгновенно для любых реальных расходов кислоты во время обработки пласта.

Известно, что во время обработки трещинных карбонатных коллекторов желательно закачивать СКР при максимально возможном расходе, так как это обеспечивает возрастание глубины обработки пласта и увеличивает эффективность кислотного воздействия.

Ограничивается наименьшее значение расхода, которое зависит от допустимого пребывания кислоты на забое, с учетом защиты металла от коррозионной активности по условию:

$$Q \geq Q_{\text{пр}} \quad (2.67)$$

$Q_{\text{пр}}$ – предельный расход кислоты; ограничением является длительность нагнетания 6 м³ кислоты, которая с учетом коррозионного воздействия на трубы при пластовой температуре и применяемых ингибиторах не должна превышать 6 ч., $Q_{\text{пр}} \geq 24$ м³/сут.

Из опыта КО известно, что расход кислоты на устье обычно $Q_K = 150 - 500$ м³/сут.

Давление на устье во время кислотной обработки должно быть меньше давления опрессовки эксплуатационной колонны, так как это дает возможность проводить нагнетание кислоты без пакера и удешевляет процесс:

$$P_K < P_{\text{опр}}. \quad (2.68)$$

где, P_K - давление на устье во время поступления кислоты в пласт;

$P_{\text{опр}}$ - давление опрессовки.

Обычно давление опрессовки эксплуатационных колонн составляет 15-20 МПа в эксплуатационных скважинах и 20-40 МПа - в разведочных.

Градиент давления во время нагнетания кислотных растворов в пласт должен быть меньше градиента давления гидроразрыва пород в скважинах данного региона (месторождения), чтобы избежать ГРП и распространить воздействие кислоты по толщине пласта:

$$\text{grad}P_K < \text{grad}P_{\text{зрп}}; \quad (2.69)$$

$$\text{grad}P_{\text{зрп}} = P_{\text{зрп}} / (0,01H); \quad (2.70)$$

$$\text{grad}P_K = (P_{\text{зсм}} + P_K) / (0,01H); \quad (2.71)$$

$$P_{\text{зсм}} = \rho g H, \quad (2.72)$$

где, $P_{\text{зрп}}$ - давление на забое во время ГРП перед закреплением развитых

трещин песком; H - глубина скважины; $P_{гст}$ - гидростатическое давление воды в скважине; ρ - плотность жидкости в скважине.

Например, значения средних градиентов давлений гидроразрыва пласта, которые наиболее характерны для условий предкарпатских месторождений. Градиент $P_{гpn} = 1,8$ МПа/100 м в нефтяных скважинах и градиент $P_{гpn} = 1,90$ МПа/100 м - в водонагнетательных. Во время КО нефтяных скважин градиент $P_k = 1,56$ МПа/100 м, а водонагнетательных - 1,73 МПа/100 м.

Разность давлений обусловлена наличием в призабойной зоне нефтяных скважин воронки депрессии, а в нагнетательных - репрессии.

Если давление ГРП не исследовано, то можно считать, что

$$gradP_{гpn} = 100(P_{гст} + 0,008 H)/H.$$

Это значение используют для принятия решения по условию (2.67).

Задача 1.

Определить ожидаемые расходы кислоты и давление во время нагнетания в пласт. Исходные данные (варианты в таблице 2.16):

- скважина эксплуатируется штанговым глубинным насосом (ШГН) с дебитом 6 т/сут;

- плотность жидкости в скважине ρ ;

- эффективная толщина пластов, размещенных в интервале от H_1 до H_2 , $h_{эф} = 50$ м;

- среднее пластовое давление $P_{пл}$;

- градиент давления гидроразрыва пород $gradP_{гpn}$;

- давление опрессовки колонны $P_{опр}$;

- результаты исследования скважины на приемистость воды плотностью 1000 кг/м^3 изображены на рисунке 2.21.

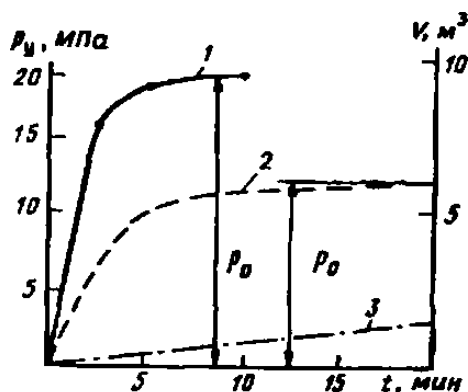


Рисунок 2.21 - Изменение давления P_y на устье скважины во время пробного нагнетания в пласты ($q_0=225 \text{ м}^3/\text{сут}$): 1, 2 - давление для водонагнетательной и нефтяной скважины соответственно; 3 - объем жидкости $V, \text{ м}^3$; P_y - давление на устье скважины, МПа; t - продолжительность нагнетания в пласт, мин;

Решение:

1. Анализируя кривую $P_y = f(t)$, находится значение P_y , которое можно считать квазиустойчивым для расхода $q_0 = 25 \text{ м}^3/\text{сут}$, т.е. значение давления P_k .

2. Принимается $Q_k = q_0 = 225 \text{ м}^3/\text{сут}$ для найденного P_k . Проверяется допустимость применения такого расхода. Поскольку верхний предел расхода кислоты в песчаных коллекторах не ограничен, проверяется допустимость применения $Q_k = q_0$ по условию (2.67) наименьшего расхода и определяется значение расхода для обработки.

3. Сравнивается давления по условию (2.68). Если условие выполняется, то КО проводим без пакера.

4. Проверяется возможность гидроразрыва пласта во время нагнетания под давлением

$$P_k < P_{опр}$$

Вначале рассчитываем среднюю глубину обрабатываемых пластов

$$H = (H_1 + H_2)/2$$

а далее по условию (2.72)

$$p_{гст} = \rho g H$$

По условию (2.71) определяется

$$\text{grad} P_k.$$

Проверяется условие (2.61), и делается вывод о возможности гидроразрыв пласта. В таблице 2.16 даны исходные данные.

Таблица 2.16 – Варианты исходных данных

вариант	плотность жидкости в скважине ρ , г/м ³	глубина Н1, м	глубина Н2, м	давление опрес- совкио $P_{опр}$; МПа	градиент давления гид- роразрыва пород grad $P_{гпр}$; МПа/100 м	среднее пласто- вое давление $P_{пл}$; МПа
1	1000	1250	1370	15	1,8	12,3
2	1020	1300	1450	16	1,8	13,3
3	1050	1325	1490	17	1,8	13,9
4	1070	1350	1500	17	1,8	14,4
5	1100	1375	1510	18	1,8	15,1
6	1000	1400	1520	17	1,8	13,9
7	1020	1425	1550	17	1,8	14,5
8	1050	1450	1570	18	1,8	15,23
9	1070	1475	1600	19	1,8	15,8
10	1100	1500	1620	19	1,8	16,5
11	1000	1550	1675	18	1,8	15,5
12	1020	1600	1720	19,5	1,8	16,3
13	1050	1650	1770	20,5	1,8	17,33

14	1070	1700	1825	21	1,8	18,2
15	1100	1750	1890	22	1,8	19,3
16	1000	1250	1370	15	1,8	12,52
17	1020	1300	1450	16	1,8	13,2
18	1050	1325	1490	17	1,8	13,9
19	1070	1350	1500	17,5	1,8	14,45
20	1100	1375	1510	18	1,8	15,13
21	1000	1400	1520	17	1,8	14,1
22	1020	1425	1550	17,5	1,8	14,54
23	1050	1450	1570	18	1,8	15,3
24	1070	1475	1600	19	1,8	15,84
25	1100	1500	1620	19,5	1,8	16,6
26	1000	1550	1675	19	1,8	15,62
27	1020	1600	1720	20	1,8	16,41
28	1050	1650	1770	20,5	1,8	17,48
29	1070	1700	1825	21,5	1,8	18,34
30	1100	1750	1890	22,5	1,8	19,51

2.3. Производственный и технологический контроль в процессе испытания и отбора проб пластового флюида

2.3.1 Способы отбора проб пластовых флюидов

Цель и особенности отбора пластовых проб при испытании скважин в процессе бурения

Пробы жидкости, поступившей в бурильные трубы при испытании объектов в процессе бурения, отбирают с целью определения характера насыщения пласта: нефтью, газом, газоконденсатом или водой и выявления их физико-химических свойств и компонентного состава. В отличие от испытаний, законченных бурением скважин, когда флюид из скважины отбирается до постоянства его состава, при испытании бурящихся скважин в условиях небольшой продолжительности притока объем поступившей жидкости, как правило, бывает представлен смесью пластового флюида с промывочной жидкостью, ее фильтратом и жидкостью, предварительно залитой в бурильные трубы перед испытанием. Поэтому чем большее количество жидкости поступит в бурильные трубы при притоке, тем легче выделить из него «чистый», представительный для анализа, образец пластовой жидкости. Как отмечалось выше, представительный объем составляет 1-1,5 м³.

Во многих случаях при притоках слабой интенсивности представительную пробу получить не удастся. Тогда оценку нефтегазоводонасыщенности пластов и свойств флюидов можно сделать по косвенным показателям - наличию и компонентному составу содержащегося в отобранной пробе газа, так как независимо от характера насыщения пласта неотъемлемым компонентом пластового флюида является газ.

Как наиболее подвижный и легко выделяемый из жидкости, газ, даже в небольшом количестве, попадая в скважину, свободно мигрирует через столб промывочной жидкости в подпакерной зоне и поступает в бурильные трубы. Таким образом, отбираемый при испытании газ следует использовать для интерпретаций характера насыщения пласта практически даже в случаях полностью отсутствия в отобранной пробе основного компонента насыщающего пласт флюида.

Способы отбора проб жидкости при испытании

При испытании скважин в процессе бурения пробы жидкости отбирают следующими способами:

- 1) на поверхности через устьевую обвязку в случае фонтанирования - скважины через испытателя пластов;
- 2) на поверхности после окончания испытания через устьевую обвязку во время обратной циркуляции при замещении поступившего флюида в трубы;
- 3) на устье скважины в процессе подъема инструмента с момента появления первых признаков отобранного флюида в поднимаемых трубах;
- 4) с помощью специально установленных в комплекте испытательного оборудования пробоотборников.

Более качественной является проба, отобранная непосредственно на устье при фонтанировании скважины через бурильные трубы. Однако подобные испытания проводятся чрезвычайно редко. Чаще всего испытания заканчиваются заполнением небольшой нижней части бурильных труб пластовой жидкостью.

Поэтому необходимо отбирать пробы на забое скважины с помощью пробоотборников, которые позволяют сохранить пробу пластовой жидкости в том виде, каком она поступила в бурильные трубы. Во всех существующих пробоотборниках, устанавливаемых в комплектах испытательного оборудования, открытие клапанов происходит синхронно с открытием клапана испытателя в момент посадки пакера, а закрытие клапанов и отсечение отобранной пробы от остальной части подпакерной жидкости осуществляется после срыва пакера и закрытия приемного клапана испытателя. Поскольку пробоотборник остается открытым в момент записи кривых восстановления давления, то вследствие перераспределения флюидов в подпакерной зоне (более легкие фракции - газ - перемещаются вверх, а тяжелые - вытесняются в нижнюю часть скважины) в пробоотборнике может скопиться жидкость более «загазированная» по сравнению с пластовыми условиями.

Независимо от того, отобрана ли проба жидкости с помощью пробоотборника, необходимо пробы отбирать на устье скважины в процессе подъема инструмента, так как наиболее представительная проба с максимальным содержанием пластового флюида может располагаться в любой части бурильных труб. При притоке удельное содержание пластового флюида в объеме поступающей жидкости непостоянно при изменении

депрессии на пласт. Следует также учитывать, что и в период восстановления давления, и во время подъема испытателя пластов нефтегазовая составляющая смеси флюида перемещается вверх по трубам. Поэтому при подъеме инструмента без предварительного замещения поступившей жидкости обратной промывкой через циркуляционный клапан необходимо отбирать несколько проб жидкости из разных свечей бурильной колонны. В большинстве же случаев при появлении уровня залитой жидкости на поверхности открывают циркуляционный клапан, и флюид вытесняется на поверхность обратной промывкой. И в этих случаях, из поступающего потока следует отбирать пробы жидкости через равные промежутки времени.

Отобранные таким образом пробы дают возможность более четко проанализировать и восстановить последовательность и характер поступления жидкости из пласта во время испытания и точнее определить истинное насыщение пласта и свойства пластового флюида.

Контрольные вопросы:

1. С какой целью берут пробы жидкости, поступившей в бурильные трубы в процессе бурения?
2. Какой объем составляет "представительной", чистой пробы для анализа?
3. Для чего используют отбираемый при испытании газ?
4. Какими способами отбирают пробы жидкости в процессе испытания?
5. Какая проба является более качественной?
6. В чем преимущество использования пробоотборников?
7. Зачем необходимо отбирать несколько проб жидкости из разных свечей бурильной колонны

2.3.2 Контроль процесса отбора проб пластового флюида

Отбор жидкости на устье

Отбор жидкости на устье в процессе подъема инструмента с момента обнаружения первых признаков углеводородов (по появлению газа в поступающей смеси) осуществляют следующим способом.

Колонну бурильных труб устанавливают на элеватор и перекрывают отверстие муфты верхней бурильной трубы резиновой или деревянной пробкой, имеющей узкое отверстие, в которое вставлена стеклянная трубка (рис. 2.22, а). К трубке присоединяют резиновый шланг, через который газ отбирают в приемный сосуд, помещенный во вспомогательную емкость, заполненную водой.

Отверстие муфты может быть перекрыто также с помощью металлической крышки с отходящей от нее трубкой небольшого диаметра (рис.2.22,б).

При интенсивном выходе газа из скважины через нефть, воду или глинистый раствор (когда наблюдается слабое фонтанирование скважины водой, водой с нефтью или разжиженным глинистым раствором и на поверхности переливающейся жидкости выделяется газ) в скважину спускают воронку с таким расчетом, чтобы воздух не мог попасть под ее края, и улавливают ею струю пузырьков газа (рис. 2.22 в).

Пробы нефти, воды, смеси глинистого раствора с поступившим флюидом следует отбирать в соответствующие приемные емкости (сосуды) непосредственно из бурильных труб на устье, если здесь нет интенсивного выброса пачек газа.

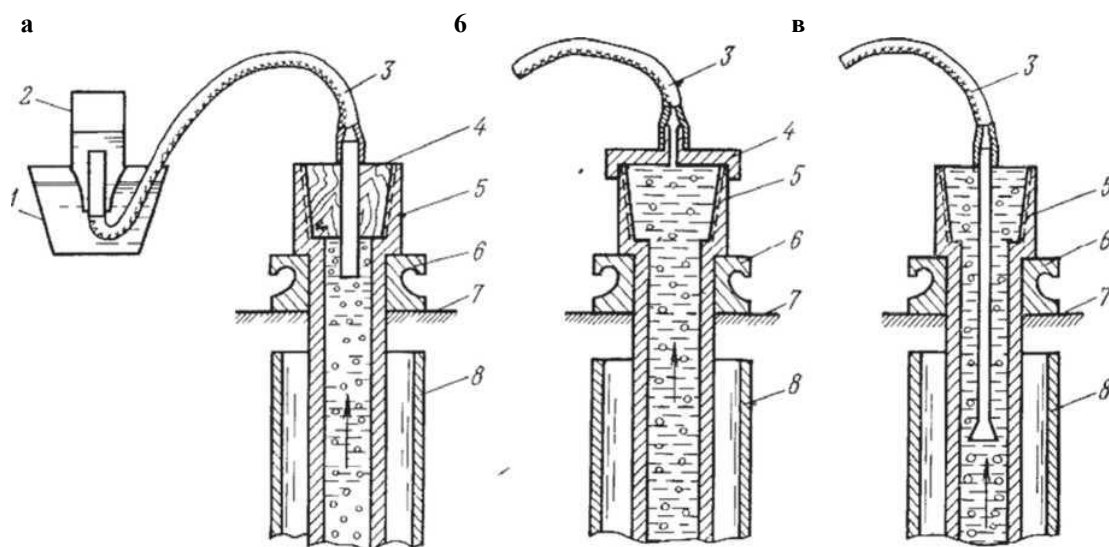


Рисунок 2.22 - Схема отбора пробы газа и устье скважины:

а, б - при слабом газопроявлении, в - при интенсивном притоке.

1 - вспомогательная емкость; 2 - приемный сосуд; 3 - резиновый шланг, 4 - резиновая или деревянная пробка с трубкой (а), металлическая заглушка (б); 6 - колонна бурильных труб; 7 - элеватор, 8 - стол ротора; 9 - обсадная колонна

Перевод проб жидкостей и газа из пробоотборников в контейнеры и сосуды

После подъема пробоотборника на поверхность и доставки его на стационарную базу отобранные жидкости переводят в контейнеры и сосуды. Сначала производится дегазация отобранной жидкости - перевод газа в приемный сосуд (колбу) для определения его объема, а затем в бутылки - для анализа. Оставшаяся жидкость также отбирается в бутылки с предварительным замером ее объема. На этикетках указываются: номер скважины, площадь, интервал опробования, наименование горизонта и пласта, подвергшегося испытанию, геологическая привязка объекта, характер проявления при испытании, условия отбора и объем пробы, порядковый номер пробы, дата отбора, а также фамилия лица, взявшего пробу.

Отбор проб, представленных пластовой водой или глинистым раствором

В тех случаях, когда проба представлена пластовой водой или глинистым раствором, способ извлечения, растворенного в них газа, выбирается в зависимости от величины газонасыщенности этих проб.

Высокая газонасыщенность. Если количество газа в пробоотборнике больше его рабочей камеры или сопоставимо с ним, а давление газа значительно больше атмосферного, то дегазация пробы производится путем снижения давления в пробоотборнике и перевода свободно выделяющегося газа через переводник и шланг непосредственно в приемную колбу (рис. 2.23 а). При этом ограничиваются обычно одним этапом отбора газа - до полного прекращения его поступления в колбу - без принудительной дегазации. Колба должна быть такого размера, чтобы весь объем выделившегося газа поместился в нее. Это необходимо для однородности состава газа, поступающего на анализ, поскольку состав газа на разных стадиях дегазации обычно меняется, приемная колба тарируется для определения общего объема поступившего газа. Объем колбы выбирается в зависимости от величины ожидаемого газового фактора и размеров пробоотборника (2500-3000 см³).

В процессе дегазации выделяющийся под значительным напором газ частично увлекает из пробоотборника и пластовую воду, в результате чего в рабочей камере пробоотборника образуется «мертвое пространство» объемом до 100- 150 см³, заполненное последними фракциями газа, остающимися в пробоотборнике. При расчете общего объема газа (газового фактора) этот объем, а также объем внутренней полости переводника и шланга с учетом количества газа, оставшегося в растворенном состоянии в жидкости, суммируется с объемом газа, перешедшего в колбу.

Одновременно с замером газа фиксируются температура окружающего воздуха и атмосферное давление. Замеряется также объем воды, оставшейся в пробоотборнике после дегазации.

Низкая газонасыщенность. Для проб воды или глинистого раствора с малой газонасыщенностью описанный выше способ непригоден, поскольку основной объем пробы газа остается в «мертвых» пространствах пробоотборника в растворенном состоянии. В этом случае газ извлекается методом «поджима», вакуумным, термическим и термовакуумным способами.

Метод дегазации «поджимом» (рис. 2.23 б) заключается в том, что после самопроизвольного выделения газа из пробоотборника в него через нижний клапан при помощи напорной колбы и шланга подается рассол (рабочая жидкость), вытесняющий в приемную колбу газ, оставшийся в «мертвых» пространствах, и затем пластовую воду. Вода при попадании в колбу разбрызгивается, и из нее выделяется растворенный при атмосферном давлении газ. Объем рассола в напорной колбе должен превышать внутренний объем пробоотборника и шлангов. О полном вытеснении газа из «мертвых»

пространств судят по прекращению поступления пузырьков газа в приемную колбу при продолжающемся снижении уровня в напорной колбе. Недостаток способа «поджима» - частичная потеря для анализа отобранного пробоотборником флюида и возможность загрязнения пробы газа воздухом.

При вакуумном способе дегазации растворенный газ выделяется из воды благодаря низкому давлению над дегазируемой водой в специальных приборах (дегазатор Вещезерова, бутылка Савченко). Этот способ широко применяется из-за простоты прибора и быстроты (в течение 3-5 мин) выделения газа из воды, кроме того, никаких физико-химических процессов, влияющих на состав извлекаемых газов, не происходит, что является бесспорным преимуществом. Проведение нескольких циклов вакуумирования обеспечивает достаточную полноту отбора газа. В случае применения бутылки Савченко не достигается полной дегазации - в этом основной недостаток способа.

При термическом способе дегазации растворенный газ извлекается из воды путем нагрева ее до температуры кипения, что приводит к физико-химическим процессам, искажающим количественную характеристику извлекаемых растворенных газов. Однако чрезмерная простота приборов и методики дегазации термическим способом обуславливают его широкое применение в полевых условиях.

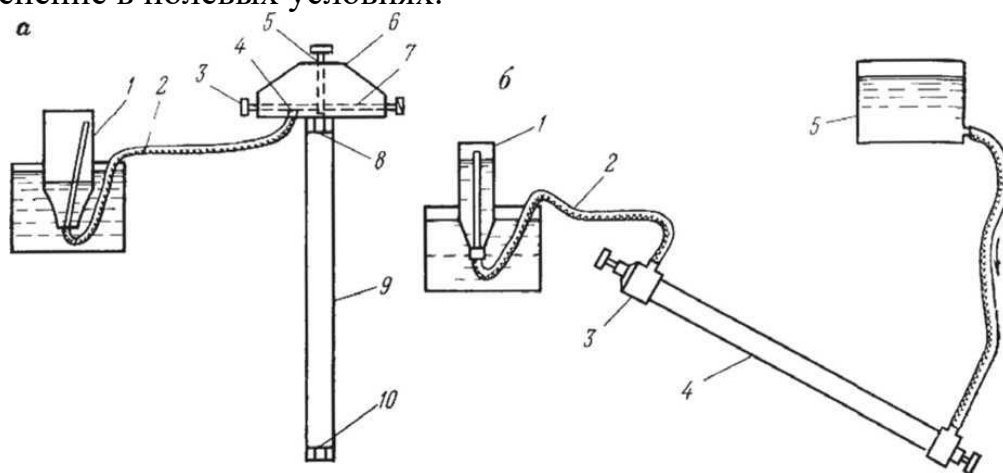


Рис. 2.23 - Схема отбора газа из проточного пробоотборника

а - при высокой газонасыщенности воды или глинистого раствора- 1-приемная колба; 2-резиновый шланг; 3-вентиль; 4, 7- штуцеры переводника, 5-упорный шток, 6-переводник; 8, 10-клапаны пробоотборника; 9-пробоотборник; **б** - методом «поджима» 1-приемная колба; 2-резиновая трубка; 3-переводник пробы; 4-корпус пробоотборника; 5- напорная емкость

Термовакuumные дегазаторы имеющихся конструкций удобны для работы в стационарных условиях. В термовакuumном способе дегазации сочетаются многократное вакуумирование и нагрев дегазируемой пробы до 60 °С. При этом также происходит ряд процессов, изменяющих состав извлекаемых газов, как и при термическом способе дегазации.

Рассмотренные способы дегазации слабогазонасыщенных глубинных проб применяют при работе с проточными пробоотборниками.

Из поршневых беспроточных пробоотборников газ извлекается наиболее полно, просто и надежно путем «поджима» отобранной пробы поршнем через переводник и шланг в приемную колбу, заполненную рассолом (рис. 2.24).

При использовании методов с «поджимом» или без принудительной дегазации нет различий в определении состава газа или суммарной величины объема газа при газонасыщенности более 300 мЗ/мЗ. Большее предпочтение при использовании способов без принудительной дегазации следует отдать термовакuumным способам с предварительным осаждением гидрокарбонатов в воде и введением подправки на углекислый газ.

При отборе глубинных проб из первых поисково-разведочных скважин независимо от степени газонасыщенности следует проводить наиболее полную дегазацию пробы, используя метод «поджима» или вакуумную дегазацию.

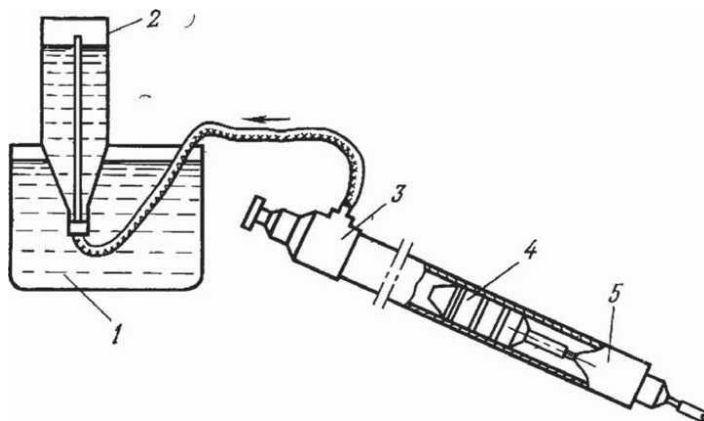


Рисунок 2.24 - Схема перевода пробы из пробоотборника типа ПИП-4:
1- вспомогательный сосуд, 2- приемная колба; 3-переводник пробы, 4- поршень; 5- корпус пробоотборника

Отбор проб нефти из пробоотборника

В случае отбора нефти глубинным пробоотборником производится однократное ее разгазирование по схеме, приведенной на рисунке 2.25. Это позволяет получить точные сведения о содержании газа в нефти в пластовых условиях.

Предварительно пробу с помощью установки (например, УПП-2) переводят в одинарный или двойной контейнер КЖ-3. При проведении однократного разгазирования должны быть соблюдены следующие условия:

а) проба в глубинном пробоотборнике должна находиться в жидкофазном состоянии, не обязательно при температуре пласта (газовый фактор и состав газа не зависят от температуры исходной пробы при условии, что последняя находится в жидкофазном состоянии, однако

температура в пробоотборнике должна быть выше температуры начала образования твердых парафинов),

б) пробу из пробоотборника следует вытеснять с постоянной скоростью не выше $100-150 \text{ см}^3/\text{ч}$ в приемную колбу, помещенную в водяную баню (20°C) с газоотводной трубкой, которая присоединяется через трехходовой кран к газовым часам ГСВ-400 и к газометру, при этом необходимо иметь в виду следующее:

если температура замерзания нефти выше 20°C , то колбу следует термостатировать при температуре $+40^\circ\text{C}$;

входная трубка приемной колбы на конце должна иметь косой срез, обеспечивающий образование капель;

давление в газометре должно быть равно атмосферному; для контроля давления в газоотводной трубке устанавливается U-образный водяной манометр, показывающий разность между атмосферным давлением и давлением в колбе;

для вытеснения пробы из пробоотборника в контейнер КЖ-3 следует использовать измерительный пресс и «поджимку» масло - соленая вода;

перед подключением колбы следует произвести контрольное вытеснение $10-15 \text{ см}^3$ нефти из пробоотборника (контейнера КЖ-3) для удаления скопившихся в верхней части пузырьков газа и смачивание нефтью трубки от пробоотборника к приемной колбе;

соединительная трубка между пробоотборником и колбой должна быть как можно короче;

для проведения разгазирования следует брать не менее 20 м^3 пробы, так как разгазированная нефть будет использоваться в дальнейшем для определения ее состава и физико-химических свойств:

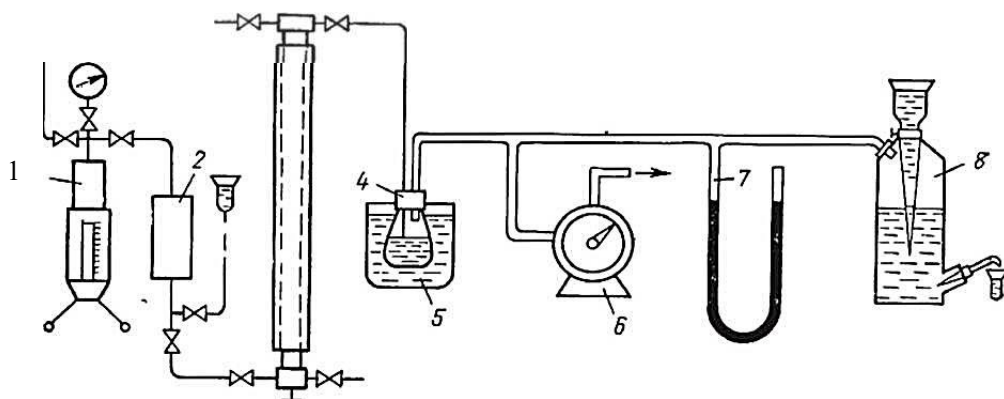


Рисунок 2.25 - Схема однократного разгазирования глубинной пробы:
1-пресс; 2-«поджимка» маслосоленая вода; 3- пробоотборник; 4- приемная колба; 5 - водяная баня, 6- газовые часы; 7- манометр; 8- газометр

В начале опыта газ следует пропускать через газовые часы (предусмотрев выпуск газа за пределы комнаты) для возможно более полного удаления воздуха из колбы и трубок, затем заполнить их газом и удалить

воздух через газовые часы подливом воды в газометр (если эту операцию повторить несколько раз, то газ, собранный в газометр, будет содержать ничтожное количество воздуха);

в) объем газа необходимо пересчитать для нормальных условий, в объем газа должны быть введены отрицательная поправка на объем нефти, собранной в приемной колбе, и поправка на насыщенность газа водяными парами, газовый фактор определяется делением объема газа, пропускаемого через газовые часы и собранного в газометре, на массу нефти в колбе;

г) газ, собранный в газометре, необходимо перевести в бутылки для последующего анализа - часть газа расходуется на пикнометрическое определение плотности, а по остальным пробам проводится не менее трех параллельных определений состава газа и двух пикнометрических определений плотности;

д) нефть, собранную в приемной колбе следует использовать для выявления компонентов от C_2H_4 до C_6H_{14} с помощью аппарата Энглера (последнее время получает распространение прямой хроматографический способ нахождения углеводородного состава при атмосферных условиях без перегонки нефти на аппарате Энглера);

е) по результатам определения газового фактора, состава газа и нефти при атмосферных условиях (по методике, рассмотренной ниже) необходимо определить состав нефти в пластовых условиях.

Отбор пробы газа или газоконденсата из пробоотборника

При отборе пробоотборником пробы газа или газоконденсата пробы переводят в контейнер КЖ-3 или конструктивно подобные ему - объемом 200-250 мл. Очень удобен для отбора пробы контейнер с трехвентильной головкой и штуцером для манометра.

Из-за значительного коэффициента термического расширения газа (газоконденсата) и возможности существенного повышения температуры при транспортировке (от минус 20-30°C при заполнении контейнера до плюс 30-40°C при транспортировке) давление в контейнере может превысить безопасное. Поэтому, если нет возможности перевозить контейнер в ящике со льдом, после окончания заполнения контейнера наблюдают за повышением давления по манометру и, осторожно открывая выпускной вентиль, выпускают небольшие порции газа (конденсата), осуществляя прогрев контейнера до температуры среды,

В которой он перевозился. Это делается с той целью, чтобы давление в контейнере не превосходило давления, на которое он рассчитан. О завершении процесса прогрева судят по прекращению роста давления. Запрещается хранить контейнер в утепленных помещениях.

Перед тем как занести контейнер в помещение лаборатории, к нему присоединяют манометр и открывают вентиль. Если давление повысилось, выпускают небольшое количество газа (газоконденсата). Заносить контейнер с газоконденсатом в помещение лаборатории без подключенного манометра не разрешается.

В лаборатории производят разрядку контейнера с газом и однократное разгазирование жидкой фазы конденсата.

При разрядке контейнера с газом к нижнему вентилю контейнера, как показано на рисунке 2.26, присоединяют ловушку с градуированным приемником, помещенную в баню при температуре 20°C. Слегка открывая вентиль, пропускают газ через ловушку и газовые часы со скоростью не более 50 л/ч и заполняют одну-две бутылки. Контейнер медленно разряжают до атмосферного давления, измеряют объем газа и скопившегося в ловушке конденсата, а также определяют плотность и относительную молекулярную массу конденсата. При ограниченном его количестве, но наличии прозрачности, плотность и относительную молекулярную массу конденсата находят по показателю преломления по известным корреляциям для алканов.

Пробу конденсата подвергают однократному разгазированию, вытесняя ее рассолом NaCl из контейнера под давлением сжатого воздуха из баллона. В процессе разгазирования давление в контейнере с конденсатом должно быть выше, чем в прободоотборнике с отобранной пробой.

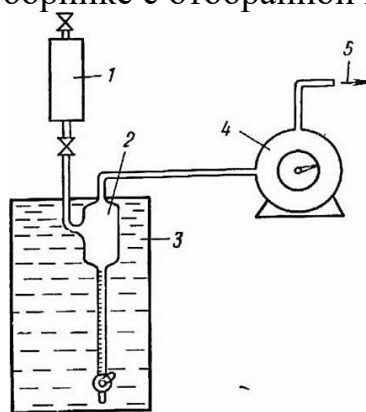


Рисунок 2.26 - Схема разрядки контейнера с пробой газа:

1- контейнер, 2- ловушка с градуированным приемником объемом 10-20 см³;
3- водяная баня, 4- газовые часы; 5 - выход газа в приемный сосуд

При компрессорном способе вызова притока в околоскважинной зоне пласта могут создаваться очень высокие градиенты давления из-за депрессий, возникающих во время интенсивного газирования и выброса задавочного раствора, которым заполнена скважина (рис 2.27).

Большие по величине депрессии способствуют частичной очистке перфорационных каналов и каналов фильтрации от загрязняющего материала, т.е. частичному восстановлению продуктивности скважин. В то же время высокие депрессии, как уже отмечалось, могут приводить к ряду негативных последствий. Таким образом, в большинстве случаев вызов притока должен происходить при строго ограниченной величине депрессии.

В настоящее время для выработки, обедненной по кислороду воздушной смеси разработана и используется передвижная компрессорная станция СД- 9/101 М – «Азот», которая вырабатывает смесь, состоящую на 90% из азота с производительностью 5 м³/мин, развивает давление до 8 МПа.

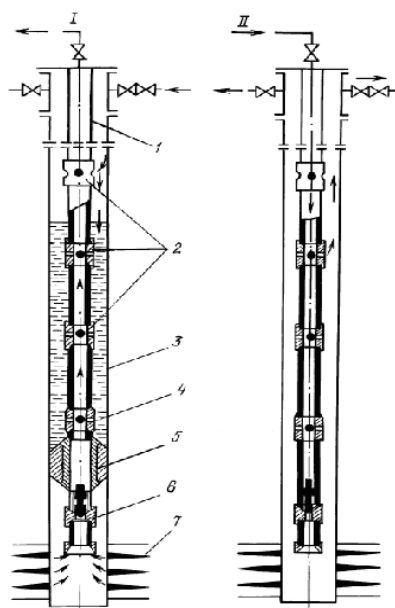


Рисунок 2.27 - Технологическая схема освоения скважины методом компрессирования:

I – при закачке газа в межтрубное пространство; II – при закачке газа в колонну НКТ; 1- колонна НКТ; 2 – пусковые клапана (муфты); 3 – обсадная колонна; 4 – скважинная жидкость; 5 – пакер; 6 – прямой клапан; 7 – интервал перфорации.

При использовании компрессоров низкого давления может быть применен **метод газовых подушек** (рис. 2.28). Суть этого метода заключается в том, что газ закачивается сначала в затрубное пространство, затем порция газа насосными агрегатами жидкостью продавливается до уровня, необходимого для создания расчетной депрессии на пласт.

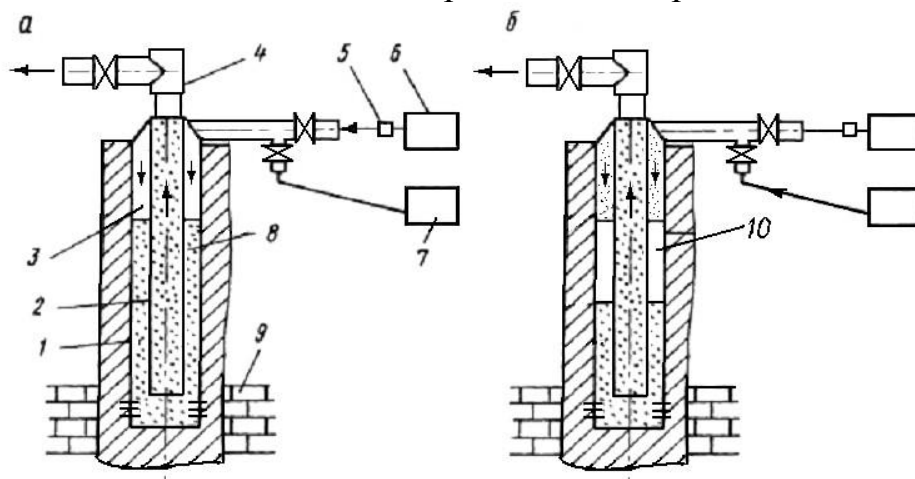


Рисунок 2.28 - Схема освоения скважины методом закачки газовых подушек: а – закачка газа; б – закачка жидкости; 1 – эксплуатационная колонна; 2 – колонна НКТ; 3 – нагнетаемый газ; 4 – устьевая арматура; 5 – обратный клапан; 6 – газогенераторная станция; 7 – насосный агрегат; 8 – скважинная жидкость; 9 – продуктивный пласт; 10 – газовая подушка.

Скорость закачки и продавки газовой подушки должна быть такой, чтобы пузырьки газа не успевали всплывать (нисходящая скорость движения жидкости должна быть не менее 0,4 м/с). Затем закачку жидкости прекращают, затрубное пространство открывают и жидкость из скважины выбрасывается расширяющимся газом. Уровень жидкости в колонне НКТ и межтрубном пространстве выравнивается и давление на забое становится ниже пластового, что может обеспечить вызов притока из пласта. При необходимости (низкое пластовое давление, сильное загрязнение ПЗП) газовая подушка может быть продавлена до башмака колонны НКТ.

Тогда при открытии трубного и затрубного пространства одновременно из них будет происходить выброс жидкости. Воздушных подушек может быть несколько (закачка последовательно). При этом уровень жидкости в скважине может быть снижен на большую глубину (до 2500 м), что обеспечит повышенную депрессию на пласт. Недостатком этого способа освоения является резкое снижение давления на забое, что может сопровождаться разрушением скелета горной породы.

Снижение уровня жидкости в скважине может осуществляться **свабированием (поршневанием)**. Сваб представляет собой трубу (патрубок) диаметром 25 – 37,5 мм (рис. 2.29, а), в верхней части которой расположен клапан, открывающийся вверх. Сваб опускается в колонну НКТ на тонком стальном канате (рис. 2.29, б). Уплотнение пространства между свабом и внутренним диаметром НКТ осуществляется 3-4 резиновыми манжетами, армированными проволоочной сеткой.

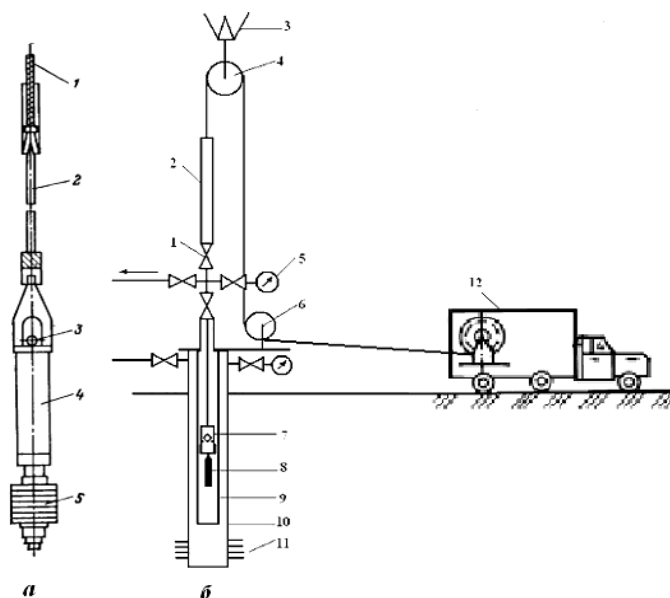


Рисунок 2.29 - Освоение скважины свабированием:

а – сваб (1- канат, 2-подвеска; 3-шаровой клапан; 4-патрубок; 5-поршень), **б** – схема обвязки (1-устьевая арматура; 2-лубликатор; 3-крюкоблок; 4,6-каротажные ролики; 5-манометр; 7-сваб; 8-груз; 9-колонна НКТ; 10- эксплуатационная колонна; 11- зона перфорации; 12- каротажный подъемник)

Сваб движется вниз под действием груза, прикрепленного к его низу (50 кг). При этом клапан открывается и жидкость, находящаяся в колонне НКТ, свободно проходит в пространство выше сваба. При движении сваба вверх клапан закрывается, и зашедшая жидкость выталкивается на поверхность.

Тонкий стальной канат, на котором закреплен сваб, наматывается на барабан лебедки (каротажного подъемника ПКС-5) со скоростью до 1,2 – 1,4 м/с. Спуск сваба осуществляется со скоростью до 0,5 м/с.

Глубина погружения сваба под уровень жидкости зависит от прочности каната, мощности лебедки и обычно составляет 250 - 300 м (не более 500м). Момент достижения свабом уровня жидкости в НКТ отмечается по провисанию каната при его спуске. За один рейс сваба уровень жидкости в эксплуатационной колонне диаметром 146 мм снижается на 60 м. Поэтому применение этого метода освоения приводит к почти плавному снижению забойного давления.

При установке пакера в межтрубном пространстве НКТ можно существенно сократить (до 2 раз) время на освоение скважины.

Свабирование при высоком пластовом давлении проводится при установленной на устье фонтанной арматуре и лубрикаторе. Если пластовое давление таково, что уровень жидкости в освоенной скважине ожидается ниже устья, то свабирование может проводиться при негерметизированном устье.

Свабирование прекращают при полном извлечении скважинной жидкости или при начавшемся проявлении пластового флюида.

Этот способ освоения скважины не требует дополнительного громоздкого оборудования и позволяет более длительно дренировать пласт.

Однако при осуществлении этого способа возможны осложнения – обрывы каната, заклинка сваба, искрообразование, повышенная вероятность загрязнения окружающей среды (при отсутствии герметизации устья скважины).

Тартание – способ освоения, который для снижения уровня жидкости в скважине предполагает использование желонки, которая представляет из себя трубу (длина 10 - 15 м) с тарельчатым клапаном в днище. Наружный диаметр желонки не должен превышать 70% внутреннего диаметра обсадной колонны. Желонка спускается в обсадную колонну на канате какой-либо лебедки. У устья скважины должна находиться специальная емкость, в которую при каждом подъеме сливается содержимое поднятой из скважины желонки. Последовательными откачками (поступательными движениями желонки по обсадной колонне) уровень жидкости в скважине медленно понижается. Например, для снижения уровня на 500 м при диаметре эксплуатационной колонны 168 мм желонкой диаметром 114 мм необходимо сделать 110 рейсов.

Тартание следует применять в неглубоких скважинах, когда пластовое давление существенно меньше гидростатического, когда не ожидается фонтанирования, поскольку скважины не имеют колонны НКТ и устьевой

арматуры. В скважинах с наличием сероводорода применение желонки не допускается.

Тартание является малопроизводительным трудоемким способом, характеризующимся низким коэффициентом полезного действия и относительно высокими энергетическими затратами. Интенсивному износу подвергаются канат, обсадная колонна и собственно желонка. Поэтому этот способ освоения скважин используется крайне редко.

Метод аэрации заключается в обратной промывке скважины газожидкостной системой. Для этого в скважину спускают колонну НКТ, устье оборудуют фонтанной арматурой. Для приготовления газожидкостной системы компрессорную установку через обратный клапан и аэратор обвязывают с насосным агрегатом (рис. 2.30).

При осуществлении этого метода сначала скважину промывают водой с ПАВ, затем в линию нагнетания через аэратор компрессором подают газ (азот). Для лучшей аэрации жидкости давление подачи газа должно быть на 0,3 – 0,5 МПа выше, чем давление подачи жидкости. Регулируя количество подаваемого газа (степень аэрации) можно в широких пределах изменять плотность газожидкостной системы, снижать ее до 0,3 – 0,4 г/см³. Скорость нисходящего потока газожидкостной системы должна быть такой, чтобы не происходило всплывание газа и образования газовых пробок.

При этом методе забойное давление снижается плавно, что благоприятно сказывается на целостности цементного камня и скелета горной породы. При необходимости (низкие пластовые давления) можно перейти на нагнетание чистого газа (при глубинах до 2000 м).

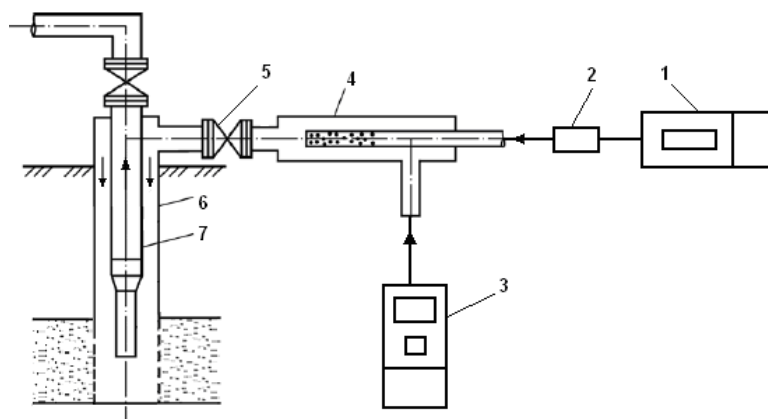


Рисунок 2.30 - Схема освоения скважины способом аэрации:

1 - компрессор; 2 – обратный клапан; 3 – насосный агрегат; 4 – аэратор;
5 – задвижка; 6 – обсадная колонна; 7 – колонна НКТ.

Закачка газожидкостной системы (газа) прекращается при получении устойчивого фонтанирования.

Тот же механизм происходит при **освоении скважины пенами**. Пена – это устойчивая газожидкостная система, стабильность которой придает ПАВ (ОП-10, сульфонол и др.). При этом методе скважина промывается

2 или 3 фазной пеной, плотность которой может варьировать в широких пределах (от 0,1 до 0,9 г/см³). Схема получения пены аналогична схеме получения газожидкостной системы (рис.2.31).

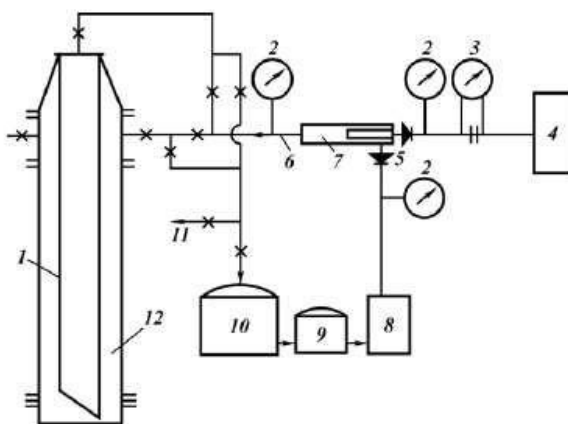


Рисунок 2.31 - Схема обвязки устья скважины при освоении пеной:

1- НКТ; 2- манометры; 3-расходомер газа; 4-компрессор; 5-обратные клапаны; 6-эагратор; 7-нагнетательная линия; 8- насос; 9- мерная емкость; 10- накопительная емкость для пенообразующей жидкости; 11-выкид пены; 12-затрубное пространство

Отличие в том, что насос подает не чистую воду, а водный раствор ПАВ и других реагентов (сода, метанол, гидрофобизатор, КМЦ, жидкое стекло, РС). Образующаяся пена устойчива во времени (2-3 часа), легко диспергирует и пептизирует глинистые частицы, загустевший глинистый раствор, происходит дегидратация ПЗП, повышается фазовая проницаемость породы для нефти. Сама пена легко удаляется со стенок труб и из порового пространства пласта.

При освоении скважин могут применяться как однокомпонентные, так и многокомпонентные двухфазные пены. Даже простейшая пенная система обладает высокопластичными и упругими свойствами, которые способны оказывать положительное влияние на результативность процесса вызова притока из пласта в скважину.

Применение пенных систем предотвращает проникновение в призабойную зону дополнительного количества фильтрата, а также может обеспечить полную очистку призабойной зоны от глинистых частиц и воды, проникших в пласт процессе его вскрытия бурением и перфорацией. С целью предотвращения проникновения дополнительного количества фильтрата вызов притока следует осуществлять заменой скважинной жидкости однокомпонентной двухфазной пеной с малой степенью аэрации при прямой схеме циркуляции. После полной замены скважинной жидкости пеной необходимо приступить к закачке в скважину пены с меньшей плотностью, но уже по кольцевой схеме циркуляции, т.е. новые порции пены меньшей плотности направлять в скважину через затрубное пространство.

Освоение скважин с обработкой ПЗП для интенсификации притока проводится при депрессии, достигающих 10-15 МПа и превышают депрессии при эксплуатации скважин на 50-70%. Создаваемые при этом гидромеханические нагрузки на фильтр скважины приводят к нарушению герметичности затрубного пространства, прорыву подошвенных и посторонних вод, обводненности продукции.

В Иваново-Франковском институте нефти и газа была разработана технология освоения скважин **эжекторными установками** с очисткой призабойной зоны путем воздействия на пласт циклическими управляемыми депрессиями [3]. Эта технология реализуется при помощи установленного на колонне НКТ пакера и смонтированного над ним струйного аппарата (рис. 2.32). Подачей насосным агрегатом рабочего агента к соплу струйного насоса понижается давление в подпакерной части скважины до требуемой величины. Соответствующим режимом работы насосного агрегата необходимое время поддерживается величина депрессии. После прекращения подачи рабочего агента гидростатическое давление на забое скважины восстанавливается. Циклы снижения - восстановления забойного давления повторяются многократно до появления устойчивого притока из пласта.

Создание управляемых циклических депрессий на пласт способствует извлечению упруго расширяющейся жидкости, попавшей в пласт. Практика применения этого метода освоения скважин показала, что за несколько десятков циклов удастся извлечь из пласта на поверхность многие кубометры бурового раствора.

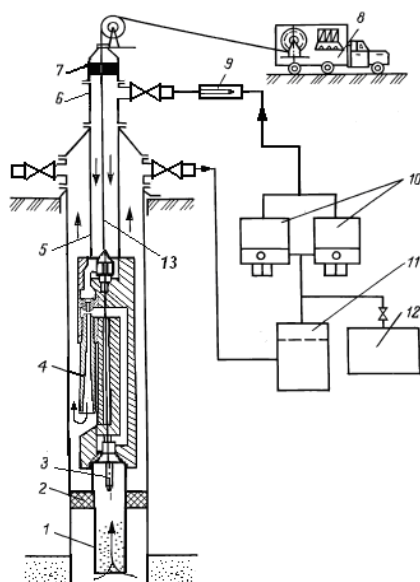


Рисунок 2.32 - Схема освоения скважины с использованием эжекторной установки:

1 – хвостовик; 2 – пакер; 3 – манометр; 4 – эжекторный насос; 5 – колонна НКТ; 6 - устьевая арматура; 7 – лубрикатор; 8 – каротажная станция; 9 – фильтр; 10 - насосные агрегаты; 11, 12 – мерные емкости; 13 – кабель

Струйные аппараты способны обеспечивать практически любую депрессию, так как на приеме струйного аппарата может быть получен даже вакуум. Эти устройства способны обеспечивать отборы из скважин до 1000 м³/сут. жидкости и более.

Освоение скважин пластоиспытателями проводится в условиях аномально низких пластовых давлений, низкой проницаемости пласта или сильной его загрязненности, при прочном скелете горой породы. При этом пластоиспытатель (КИИ, МИГ) спускается в эксплуатационную колонну на трубах НКТ с одним или двумя пакерами с опорой на забой. Технология освоения заключается в резком снижении забойного давления при открытии впускного клапана пластоиспытателя. При этом может лучше очищаться загрязненная призабойная зона.

Пакер КИИ (компоновка испытательного исследования) устанавливается над испытуемым пластом и, герметично перекрывая обсаженный или необсаженный ствол, изолирует подпакерный объем от остальной части ствола скважины. Путем соединения подпакерного пространства с полостью бурильных труб создается депрессия и происходит приток нефти или газа из испытуемого интервала пласта в бурильные трубы. Этот период испытания называется периодом притока. Он может длиться от нескольких минут до нескольких часов. После окончания притока испытатель пластов закрывается без нарушения герметичности пакеровки и происходит восстановление давления на забое скважины. Изменение давления в периоды притока и восстановления регистрируется глубинными манометрами.

КИИ позволяет создавать мгновенную высокую депрессию на испытуемый пласт, что оказывает в отдельных случаях благоприятное воздействие на процесс очистки порового пространства призабойной зоны. Причем периоды притока и восстановления давления могут повторяться неоднократно. Эти факторы, а также относительная простота спуска и надежность герметизации способствовали широкому использованию КИИ для восстановления проницаемости призабойной зоны пласта при освоении скважин.

Снижение уровня жидкости в скважине может проводиться **глубинными погружными насосами** (ЭЦН, плунжерный) при спущенной колонне НКТ и полностью оборудованном устье и используется для освоения добывающих скважин при незагрязненной ПЗП. Этот метод прост, освобождает бригаду от дополнительных работ по вызову притока, дренированию пласта и может проводиться круглосуточно. Этот метод особенно распространен после ремонта скважин, когда они осваивались после ремонта, а до ремонта они длительно эксплуатировались механизированным способом. В этих случаях, как правило, на скважинах не ожидается фонтанных проявлений.

Вызов притока в таких скважинах можно осуществить насосным способом путем снижения уровня жидкости (уменьшением величины столба жидкости в скважине). Причем может использоваться именно тот насос,

которым эта скважина будет в дальнейшем эксплуатироваться. Насос может спускаться на проектную глубину в соответствии с предполагаемым дебитом и положением динамического уровня при эксплуатации скважины на расчетном технологическом режиме работы.

Это экономичный способ вызова притока. Однако, его следует применять, если скважина и ее забой предварительно тщательно очищены и не содержат подвижных механических примесей, которые бы осложнили нормальную работу скважинного насоса.

При освоении скважин также **может происходить снижение проницаемости призабойной зоны**. Дело в том, что на практике часто освоение скважины по разным причинам производится не сразу после проведения перфорации.

Увеличение периода ожидания освоения скважины приводит, как правило, к дальнейшему росту водонасыщенности породы призабойной зоны за счет затухающей фильтрации задавочного раствора под действием статического давления, что сопровождается дальнейшим снижением проницаемости породы для нефти и газа.

Процесс освоения скважин связан со спуском в скважину различного оборудования и с закачкой в скважину различных рабочих агентов (инертные газы, пены, углеводородные и водные растворы). Под действием возникающих при этом дополнительных динамических давлений происходит дальнейшая фильтрация в пласт тех агентов, которые в это время заполняют скважину.

Загрязнение продуктивных пластов происходит и при выполнении перфорационных работ. Перфорационный канал - это соединение между стволом скважины пластом. Поэтому очень важно, чтобы жидкость заканчивания (перфорационная среда) была отфильтрована и не содержала трубной смазки, ржавчины и прочих компонентов, которые могут попадать в перфорационные дыры и засорять их.

Продуктивность скважины во многом зависит от того, насколько глубоко перфорационный канал проникает через зону кольтмации и насколько эффективно частицы твердой фазы, образующиеся в результате перфорации (металл, цемент и др.) удалены из перфорационного канала.

Во время выстрела вокруг перфорационного тоннеля могут создаваться зоны уплотнений горной породы, оплавленность стенок перфорационного канала. Такие зоны вокруг перфорационного канала имеет меньшую проницаемость, чем неповрежденный участок пласта. Все эти явления снижают эффективность перфорационных работ.

Перфорация на депрессии или с нулевым перепадом давления обычно производится с минимальным ущербом, который наносится в зоне ствола скважины. Сразу после перфорации на депрессии происходит первоначальный выброс из коллектора, при котором из перфорационных отверстий выносятся все продукты, образовавшиеся после прострела. Кроме того, при перфорации на депрессии и с нулевым перепадом давления, возможность проникновения жидкости заканчивания

(перфорационной среды) в пласт устраняется или сводится к минимуму.

Контрольные вопросы:

1. Как осуществляют отбор жидкости на устье
2. Как осуществляют перевод проб жидкостей и газа из пробоотборников в контейнеры и сосуды?
3. Как осуществляют отбор проб, представленных пластовой водой или глинистым раствором?
4. Как осуществляется метод дегазации с поджимом?
5. Как осуществляется отбор нефти глубинным пробоотборником?
6. Как осуществляется отбор пробы газа или газоконденсата из пробоотборника?
7. В чем заключается метод газовых подушек?
8. В чем заключается метод свабирования (поршневания)?
9. Что такое тартание
10. В чем заключается метод аэрации?
11. В чем заключается метод освоения скважины пенами?
12. В чем заключается метод освоения эжекторными установками?
13. Когда проводится освоение скважины пластоиспытателями?
14. Чем может проводиться снижение уровня жидкости в скважине?
15. По какой причине происходит снижение проницаемости призабойной зоны?

2.4. Совершенствование испытателя пласта и реконструкция производства

2.4.1 Обвязка устья скважин

Оборудование устья скважин должно осуществляться с использованием колонных головок различных конструкций по схемам, утвержденным для каждого района работ.

Конструкция устья скважины и колонных головок при этом должны обеспечивать:

жесткую и герметичную обвязку всех обсадных колонн, выходящих на устье скважины;

подвеску с расчетной натяжкой промежуточных и эксплуатационных колонн, обеспечивающую компенсацию температурных деформаций на всех стадиях работы скважины (колонны);

возможность контроля флюидопроявлений за обсадными колоннами;

возможность управления скважиной при ликвидации газонефтеводопроявлений и аварийном глушении в процессе бурения и крепления.

Конструкции большинства колонных головок (рис. 2.33) предусматривают последовательную клиновую подвеску обсадных колонн, герметизацию межтрубного пространства, возможность для контроля

давления в нем и отбора или подкачки жидкости, возможность монтажа противовыбросового и фонтанного оборудования.

В том случае, если обсадная колонна зацементирована не до устья, перед обвязкой ее натягивают с расчетным усилием и подвешивают в клиновом захвате колонной головки.

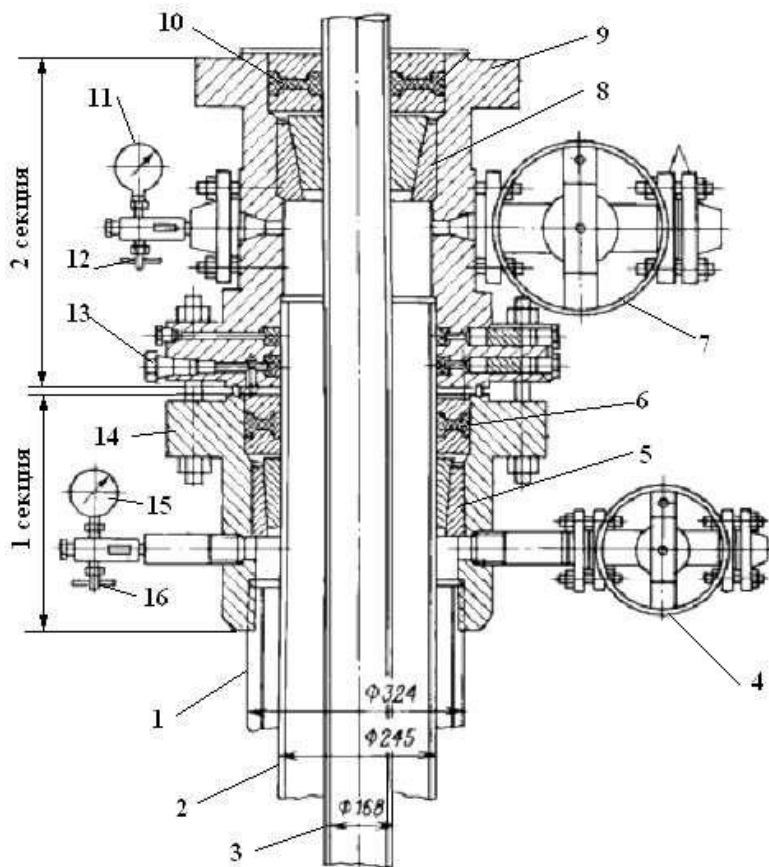


Рисунок 2.33 - Колонная головка ОКК 2:

1 - кондуктор; 2- техническая колонна; 3- эксплуатационная колонна; 4, 7 - задвижки; 6, 10 – уплотнители; 5, 8 – клиновая подвеска; 9 – корпус двухфланцевый; 11, 15 – манометры; 12, 16 – краны запорные; 13 – заглушка; 14 – корпус однофланцевый.

Величина натяжения обсадной колонны при ее обвязке должна исключать возможность искривления колонны в результате потери устойчивости под влиянием изменения температуры и давления при работе скважины. В то же время, величина натяжения колонны не должна превышать допустимые для ее растягивающие нагрузки:

$$Q_H \geq Q; \quad (2.64)$$

$$Q_H \geq Q + Q_t - Q_p + Q_{гс} \quad (2.65)$$

Условие прочности колонны на растяжение (страгивание):

$$Q_H \leq Q_{СТР} / [n_{СТР}] \quad (2.66)$$

где, $Q_t = \alpha E F \Delta t$; $Q_p = 0,47 P_y d_2$; $Q_{гс} = 0,235 g l (D_2 \rho_H - d_2 \rho_B)$;

Q – вес незацементированной части колонны; Q_t – усилие, возникающее в результате нагрева (охлаждения) колонны в процессе эксплуатации скважины; Q_p – усилие, возникающее в колонне в результате воздействия внутреннего избыточного давления в процессе эксплуатации скважины; $Q_{гс}$ – усилие, возникающее в колонне в результате воздействия внешнего и внутреннего гидростатического давления жидкости; α – температурный коэффициент расширения; E – модуль упругости материала труб (модуль Юнга); F – площадь сечения тела трубы; Δt – средняя температура нагрева (охлаждения) колонны; P_y – устьевое давление при эксплуатации скважины; D, d – наружный и внутренний диаметр колонны соответственно; l – длина незацементированной части колонны; ρ_n, ρ_v – плотность жидкости за колонной и внутри колонны соответственно; g – ускорение свободного падения. $Q_{стр}$ – страгивающая нагрузка; $[n_{стр}]$ – нормативный коэффициент запаса прочности на страгивание;

Герметичность обсадной колонны, колонной головки и зацементированного затрубного пространства проверяют путем опрессовки. На колонную головку в зависимости от способа эксплуатации скважины устанавливают соответствующую арматуру. Для эксплуатации скважины в фонтанном режиме может использоваться фонтанная арматура тройникового (рис. 2.34) или другого типа.

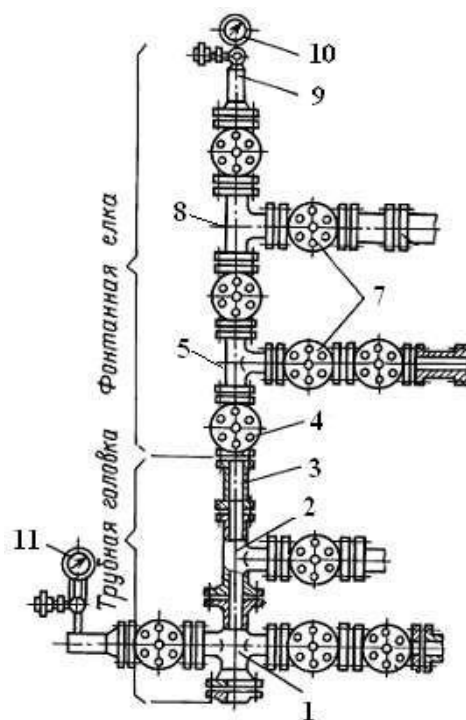


Рисунок 2.34 - Фонтанная арматура тройникового типа:
1- крестовина; 2, 5, 8- тройники; 3 - патрубок; 4,7-задвижки; 9-лубрикатор;
10,11-манометры

Контрольные вопросы:

1. Что должна обеспечивать конструкция устья скважины и колонны головок?
2. Какой должна быть величина натяжения обсадной колонны при ее обвязке?
3. Какое условие прочности должно соблюдаться на растяжение?
4. Как проверяется герметичность обсадной колонны, колонной головки и зацементированного затрубного пространства?
5. Какая арматура используется для эксплуатации скважины в фонтанном режиме?

2.4.2 Промывка и чистка скважины от песчаных пробок, парафина и неорганических солей

При разработке пластов, сложенных рыхлыми породами в призабойной зоне разрушается скелет пласта.



При разработке пластов, сложенных рыхлыми породами в призабойной зоне разрушается скелет пласта.

В этом случае жидкость и газ во время движения по пласту увлекают в скважину значительное количество песка.

Если скорость недостаточна для подъема песчинок, то они осаждаются на забое, образуя пробку, прекращая доступ флюида из пласта.

Поэтому для возобновления нормальной эксплуатации скважины необходимо очистить забой от песка.

Разберем наиболее используемые способы:

- Прямая промывка скважины от песчаной пробки - процесс удаления из нее песка путем нагнетания промывочной жидкости внутрь спущенных НКТ и выноса размытой породы жидкостью через затрубное пространство скважины (затруб). Конец подвески труб оборудуют пером, фрезером, фрезером-карандашом;
- Скоростная прямая промывка - при наращивании промывочных труб процесс промывки не прекращается, это исключает оседание размытого песка и прихват колонны НКТ;
- Обратная промывка скважины - процесс удаления песка из скважины путем нагнетания промывочной жидкости в затрубное пространство и

направлением восходящего потока жидкости через промывочные трубы. Благодаря меньшему сечению в них создаются большие скорости восходящего потока, что обеспечивает лучший вынос песка;

- Промывка скважин струйными аппаратами применяется в тех случаях, когда экс. колонна имеет дефекты. Установка для промывки состоит из струйного насоса, концентрично расположенных труб и поверхностного оборудования (шланга, вертлюга, приспособления для подлива воды);

- Очистка скважин от песчаных пробок аэрированной жидкостью, пенами и сжатым воздухом. Применяют в скважинах с небольшим столбом жидкости и при наличии на забоях рыхлых пробок. Для герметизации устья используют сальник. В качестве рабочего агента применяют аэрированную жидкость, пену, сжатый воздух. Преимущества такого способа - исключение поглощения промывочной жидкости пластом; ускорение процесса ввода скважины в эксплуатацию после очистки от пробки; возможность очистки части колонны ниже отверстий фильтра (зумпфа);

- Промывка аэрированной жидкостью с добавлением ПАВ. Применяют в скважинах с низким пластовым давлением, эксплуатация которых осложнена частыми пробкообразованиями, а ликвидация пробок связана с поглощением пластом промывочной жидкости;

- Промывка скважин с поверхностно-активными веществами (ПАВ). Применяют для снижения поверхностного натяжения на границе нефть - вода. Добавка ПАВ к жесткой воде способствует снижению ее поверхностного натяжения и быстрому, почти полному удалению этой воды из призабойной зоны при освоении скважины. В качестве ПАВ используют сульфанол, сульфонатриевые соли, деэмульгаторы и др.;

- Промывка скважин пенами. При определенной концентрации раствора ПАВ в воде образуется стабильная пена, которую используют для промывки скважин;

- Очистка скважин от пробок желонками. Метод заключается в последовательном спуске на забой желонки, заполнении ее и подъеме. Различают простые, поршневые и автоматические желонки. Несмотря на простоту, этот метод обладает рядом существенных недостатков - длительность процесса; возможность протирания экс. колонны; возможность обрыва тартального каната или проволоки; загрязнения рабочего места. При очистке скважины от рыхлых пробок и небольшой высоте столба жидкости рекомендуется использовать простые желонки, при плотных пробках - поршневые, во всех остальных случаях - автоматические;

- Очистка скважин от песчаных пробок гидробурами. Песчаные пробки из скважины можно удалять и без спуска промывочных труб. Для этой цели применяют гидробур, спускаемый на канате. После удара о пробку гидробур приподнимают на 2-3 м и вновь ударяют долотом о поверхность. Во время очередного подъема плунжер засасывает жидкость с песком из-под долота, затем песок попадает в желонку, а жидкость - в поршневой насос. При таких ударах в несколько приемов в гидробур засасывается осевшая на забое песчаная пробка. Во избежание образования петель каната или

большого его натяга и обрыва рекомендуется проводить работы на пониженной скорости подъемника. [46]

2.4.3 Расчет ремонтно-изоляционных работ

Ремонтно-изоляционные работы (РИР) - работы по перекрытию путей проникновения вод в эксплуатационный объект скважины и отключение от нее отдельных пластов и обводненных интервалов.

Эти работы - одно из основных средств по увеличению степени извлечения нефти из пласта.

РИР скважин проводят в случаях, когда необходимо:

- обеспечить изоляцию продуктивных объектов от вод;
- создать цементный стакан на забое скважины или цементный мост в колонне;
- перекрыть фильтр при переводе скважины на выше- или нижезалегающий горизонт;
- создать цементный пояс в призабойной зоне скважины для надежной изоляции;
- перекрыть дефекты в эксплуатационной колонне;
- изолировать продуктивные горизонты друг от друга в интервале спуска эксплуатационной колонны или хвостовика при зарезке и бурении второго ствола;
- закрепить призабойную зону скважины с целью уменьшения пробкообразования.

Основное требование к технологии - обеспечение закачки рабочих растворов изоляционного агента в скважину и продавливание в изолируемый интервал.

Это достигается за счет исключения из технологии условий и операций, способствующих разбавлению рабочих растворов, а также в результате заполнения скважины однородной по плотности жидкости; применение рабочих растворов плотностью большей, чем плотность жидкости, заполняющей скважину; использования разбуриваемых пакеров. [47]

2.4.4 Глушение скважины перед подземным ремонтом скважины

Глушение скважин, как в бурении, так и при капитальном (текущем) ремонте скважин необходимо для создания достаточного противодействия на продуктивный пласт, при котором поступление флюида из коллектора исключено. Раствор глушения обычно представляет собой соляной раствор либо пресную воду. Раствор глушения для ТКРС может быть на водной или нефтяной основе.

При проведении некоторых работ по ТКРС используется циркулирующая в скважине жидкость. При бурении раствор выносит шлам, охлаждает долото и поддерживает стенки ствола скважины до установки обсадной колонны.

При ТКРС циркулирующая жидкость может выносить песок из скважины, предотвращать выбросы, и обеспечивать гидравлическую мощность для скважинных приборов, а также выполнять функцию бурового раствора. Обрушивающиеся частицы закупоривают тонкие каналы, ухудшая проницаемость породы, поэтому нефть и газ уже не могут с легкостью проникать в скважину. Жидкость оказывает давление на боковые стенки ствола скважины, точно так же как и вода в пластиковом бассейне давит на его боковые стенки изнутри.

Бригады ТКРС часто используют пластовую соленую воду, так как она имеется в наличии и не наносит повреждения пласту. В то время как другие жидкости могут привести к обрушению частиц пород со стенок ствола. В качестве добавок могут служить сульфат бария (барит) и глина. Добавление измельченной глины увеличивает вязкость жидкости, т.е. заставляет ее течь медленнее. Частицы глины также обволакивают или «зашпаклевывают» стенки ствола скважины, как шпаклевка для отделочных работ.

В идеале, для проведения КРС скважину глушить не нужно. Если бы изначально колонна для освоения позволяла бы изолировать ствол скважины ниже пакера с помощью пробки, спускаемой на кабеле, тогда НКТ выше пакера можно было бы заменить без нарушения пласта. Это называется КРС верхней части ствола. В качестве альтернативного варианта для капремонта скважины под давлением можно использовать гибкие трубы (колтюбинг) или специальные установки для СПО под давлением. В обоих этих случаях продуктивный пласт не будет подвержен потенциальному повреждению глушением скважины.

Однако, часто скважину приходится глушить, и здесь важность пачек глушения выходит на первый план. Чтобы заглушить скважину, необходимо закачать в скважину жидкость с более высоким гидростатическим давлением, чем пластовое давление. Поскольку скважина проектировалась для того, чтобы добывать нефть, перфорации или освоение с открытым стволом должны иметь проницаемость, чтобы таким образом жидкость проникала в пласт. Хорошая жидкость для КРС должна быть чистой, отфильтрованной и не содержать твердой фазы. Поэтому она не может образовывать фильтрационную корку и будет быстро уходить в пласт. Для предотвращения поглощения жидкости в пласт используют пачки глушения. Неэффективная пачка глушения не только создаст потенциальные проблемы с контролем НГВП, но также может повредить перфорации и пласт, закупоривая их нерастворимыми твердыми частицами.

Пачка глушения или любой химический реагент в составе жидкости для ТКРС должен извлекаться обратно после проведения ТКРС, когда скважину переводят обратно в режим эксплуатации; или он должен разрушаться потоком углеводородов или обработкой водой или кислотой. Любые инородные твердые частицы в составе жидкости для ТКРС несут опасность остаться в пласте навсегда. Коллекторы с широким диапазоном проницаемости особенно подвержены неэффективной очистке. По возможности скважина не должна глушиться задавливанием в пласт

содержимого НКТ, так как при этом вся грязь и отложения внутри НКТ проникнут в пласт, нанося непоправимый вред пласту-коллектору.

Скважины с низким коэффициентом продуктивности ($K_{\text{прод}}$) более подвержены повреждению, чем скважины с высоким $K_{\text{прод}}$. Для глушения этих скважин требуются специальные пакки глушения, чтобы не снижать поглощение до эксплуатационно приемлемого уровня, но предотвращать повреждение. Скважины, на которых проводился гидроразрыв, сильно подвержены повреждению:

- Отмечается снижение $K_{\text{прод}}$ на 40%;
- Они требуют другого подхода. В некоторых районах закачивают пакку 20/40 карболитового расклинивающего агента в интервал гидроразрыва, а потом сверху закачивают пакку крупнозернистого пластозакупоривающего материала.

Основное предназначение жидкости глушения заключается в обеспечении необходимого противодействия на продуктивный пласт, исключая ее самопроизвольный выброс и гарантирующего сохранение коллекторских свойств прискважинной зоны. [48]

2.4.5 Расчет эффективности производственной деятельности по реконструкции производства

Расчет экономической эффективности реконструкции предприятия или цеха должен включать характеристику организации производственного процесса, расчеты капитальных вложений и технико-экономических показателей до и после реконструкции.

Реконструкция предприятия должна обеспечить повышение уровня механизации производства, совершенствовать организацию труда на рабочих местах, повысить безопасность труда, создать комфортные условия труда и т.д.

Капитальные вложения на реконструкцию складываются из стоимости строительных работ и стоимости оборудования. Стоимость строительных работ включает затраты на снос или разбор перегородок, стен или зданий и затраты на строительство. Среднюю стоимость 1 м^2 площади производственного помещения принимают, исходя, из существующих цен. Затраты на снос перегородок принимают в размере 6...10% стоимости производства новой площади перепланированных или ликвидированных помещений.

Стоимость оборудования, используемого при реконструкции предприятия, определяют по формуле:

$$K = 3\text{ДМ} + 3\text{ПМ} + \text{ОС} - \text{В}$$

где 3ДМ – затраты на демонтаж устаревшего оборудования, руб;

$$3\text{ДМ} = (0,06 \dots 0,1) \cdot \text{СО},$$

здесь СО - стоимость демонтируемого оборудования, руб;

ЗПМ – затраты на приобретение и монтаж нового оборудования, руб;
ОС – остаточная стоимость заменяемого оборудования, не подлежащего использованию или реализации, руб:

$$ОС = СП \cdot (1 - НГ \cdot Т)$$

здесь СП – первоначальная стоимость оборудования, руб;
НГ – норма годовой амортизации на полное восстановление (см. приложение 10), доли единицы;

Т – длительность работы оборудования, лет;

В – выручка от продажи металлолома, руб.

Стоимость монтажа нового оборудования принимают в зависимости от стоимости оборудования в следующих размерах:

монтаж оборудования – 6...8 %

трубопроводов - 6...10 %;

КИП и А – 3...5%

спецработы (фундамент под оборудование, изоляции трубопроводов и оборудования, антикоррозийные работы) – 0,6...0,8 %.

Эффективность реконструкции выражается в увеличении объема выпускаемой продукции в смену и год, как в натуральном виде, так и в стоимостном выражении.

Изменения в обслуживающем персонале определяют по операциям и участкам, где внедрены новые машины или технология. Численность рабочих в основных цехах определяется по нормам обслуживания.

По величине товарной, продукции и численности обслуживающего персонала до и после реконструкции сравнивают на одного рабочего.

Изменение величины фонда оплаты труда рабочих (ФЗ, руб) определяют по формуле:

$$ФЗ = (ЧР1 - ЧР2) \cdot ИСР$$

где ЧР1, ЧР2 – численность обслуживающего персонала до и после реконструкции, чел.;

ИСР – среднегодовая оплата труда рабочего до реконструкции, руб.

Себестоимость выпуска продукции после реконструкции цеха рассчитывают на основе данных о фактических затратах на единицу продукции по статьям калькуляции.

Затраты на сырье, электроэнергию и горюче-смазочные материалы устанавливают по рыночным ценам.

Транспортно-заготовительные расходы определяют по средним нормам расхода на 1 т продукции.

Годовая заработная плата с начислениями (ИЗП, руб) определяется исходя из часовой тарифной ставки заработной платы с начислениями, умноженной на годовые затраты труда:

$$\text{ИЗП}=\text{СЧ}\cdot\text{ТГ}$$

где СЧ - часовая тарифная ставка, руб/ч;

ТГ - годовые затраты гряда по данному технологическому процессу и операции, ч.

Расходы на содержание и эксплуатацию оборудования включают амортизацию оборудования и транспортных средств, затраты на эксплуатацию, текущий ремонт, содержание и эксплуатацию внутризаводского транспорта, на возмещение и износ малоценных и быстроизнашивающихся инструментов и приспособлений.

Амортизационные отчисления (ИА, руб) определяются на основе норм амортизации (см. приложение 10) по формуле:

$$\text{ИА}=\text{Б}\cdot\text{а}/100$$

где Б – балансовая стоимость машины или оборудования, выполняющих данный процесс, руб;

а-норма отчислений на реновацию и капитальный ремонт, % (приложение 10).

Затраты на текущий ремонт (ИТР, руб) определяют по формуле:

$$\text{ИА}=\text{Б}\cdot\text{р}/100$$

где р – норма отчислений на текущий ремонт, % (приложение 10).

Затраты на электроэнергию (ИЭ, руб) и горюче-смазочные материалы (ИГСМ, руб) определяются из расхода, электроэнергии или горючего и рыночной цены за 1 кВт. ч. или 1 кг горючего по формулам:

$$\text{ИЭ}=\text{РЭ}\cdot\text{ЦЭ}$$

$$\text{ИГСМ}=\text{РГСМ}\cdot\text{ЦГСМ}$$

где РЭ, РГСМ – расход электроэнергии (кВт) или горючего (кг);

ЦЭ - стоимость 1 кВт·ч электроэнергии, руб;

ЦГСМ – стоимость 1 кг топлива, руб.

Цеховые расходы включают затраты по обслуживанию и управлению цехами основного производства – на содержание аппарата управления цеха и вспомогательного персонала; амортизацию здания и сооружений, содержание зданий и сооружений, текущий ремонт зданий и сооружений; охрану труда; износ малоценного инвентаря, прочие расходы.

Содержание зданий включает стоимость освещения; стоимость электроэнергии на технологические цели; стоимость отопления. Расходы по этой статье принимают в размере 45% стоимости сооружений.

Износ малоценного инвентаря составляет 2...3 % стоимости оборудования. Общезаводские расходы принимают в размере 40...60 % фонда

оплаты труда основных производственных рабочих. Прочие производственные расходы устанавливают в размере 0,8 % суммы предыдущих статей себестоимости продукции.

Внепроизводственные расходы принимают в размере 0,57 % производственной стоимости продукции.

Снижение себестоимости проекции (руб) определяют по постоянной части общезаводских расходов:

$$\Delta \Xi = \frac{З_{\Pi}}{Q_1} - \frac{З_{\Pi}}{Q_2}$$

где $З_{\Pi}$ - постоянная часть затрат (фактические данные производства);

Q_1, Q_2 – объем продукции, выпускаемой до и после реконструкции, т.

Увеличение прибыли оценивают по величине снижения себестоимости:

$$\Delta \Pi = \Pi_1 - \Pi_2$$

где Π_1, Π_2 – прибыль после реконструкции и до реконструкции, руб.

Рентабельность выпуска продукции определяют отношением прибыли к себестоимости; коэффициент эффективности реконструкции – отношением прироста прибыли к капитальным затратам на реконструкцию.

Срок окупаемости затрат на реконструкцию рассчитывают по формуле:

$$T_{\diamond} = \frac{\Phi_1 - \Phi_2}{\Delta \Pi}$$

где Φ_1, Φ_2 – основные производственные фонды до и после реконструкции, руб.

Технико-экономические показатели реконструкции сводят в таблицу, которая представляется в виде отдельного листа при защите дипломного проекта. Из анализа данных делают выводы о значимости реконструкции. [50]

2.4.6 Передача скважин заказчику

Законченная строительством скважина передается заказчику по акту передачи, который составляет приемо-сдаточная комиссия из представителей заказчика и бурового предприятия. Как правило, в состав комиссии входят начальники цехов добычи нефти и бурения, буровой мастер и мастер по добыче нефти и др.

Передача скважины и технической документации оформляется актом по установленной форме.

В акте на передачу скважины отмечают:

- основные сведения о скважине (№ скважины, площадь, глубина залегания продуктивных пластов и др.);

- глубина спуска эксплуатационной колонны одр);
- характеристика профиля и направления искривления ствола скважины;
- тип и параметры бурового раствора при вскрытии продуктивных пластов;
- результаты испытания эксплуатационной колонны на герметичность;
- интервалы, способ и плотность перфорации;
- результаты освоения (опробования) скважины;
- сведения по проведенным ремонтным работам;
- интервалы и виды проведенных геофизических исследований;
- характеристика спущенного в скважину и установленного на устье оборудования;

Вместе с актом заказчику передается дело скважины (комплект документов), в котором содержатся:

- а) акт о заложении скважины;
- б) проект бурения скважины (типовой геолого-технический наряд); в) акты о начале и окончании бурения скважины;
- г) акт об измерении альтитуды устья обсадной колонны;
- д) материалы всех геофизических исследований и заключения по ним;
- е) расчеты обсадных колонн (диаметр, длины секций, толщины стенок, группы прочности стали и другие необходимые характеристики);
- ж) акты на цементирование обсадных колонн, расчеты цементирования, лабораторные анализы качества цемента и результаты измерения плотности цементного раствора в процессе цементирования, данные о выходе цемента на устье или высоте подъема цемента (диаграммы цементомера), меру труб, компоновку колонн, данные о плотности глинистого раствора в скважине перед цементированием;
- з) акты испытания всех обсадных колонн на герметичность;
- и) планы работ по опробованию или освоению каждого объекта;
- к) акты на перфорацию обсадной колонны с указанием интервала перфорации, способа перфорации и количества отверстий;
- л) акты опробования или освоение каждого объекта с приложением данных исследования скважин (дебиты, давления, анализы нефти, воды, газа);
- м) заключение (акты) на испытания пластов в процессе бурения (испытателями пластов);
- н) долину и тип насосно-компрессорных труб с указанием оборудования низа, глубины установки пусковых клапанов (отверстий);
- о) геологический журнал с описанием всего процесса бурения и освоения скважины;
- п) описание керна;
- р) паспорт скважины с данными в процессе бурения, нефтегазопроявлениях, конструкции;
- с) акты о натяжении колонн;
- т) акты об оборудовании устья скважины;

у) акты о сдаче геологических документов по скважине.

После передачи скважины производятся финансовые взаиморасчеты с заказчиком.

Ввод законченных строительством скважин в эксплуатацию осуществляется при положительном заключении местных органов Гостехнадзора.

Контрольные вопросы:

1. Кто составляет акт передачи законченной скважины заказчику?
2. Что отмечается в акте на передачу?
3. Что содержится в деле скважины?
4. В каком случае проводят ввод законченную строительством скважину?

Практическое занятие №23

Определение давления закачки рабочей жидкости насосными агрегатами при освоении скважины струйными аппаратами

Цель: При установке пакера необходимо герметизировать над пакерную зону и наблюдать гидростатическое давление до вызова притока. Наблюдать и фиксировать гидростатическое необходимо и после вызова притока. Задача выполняется для изучения базовых основ освоения скважин.

Задача 1.

Определить давление закачивания рабочей жидкости насосными агрегатами при освоении скважины струйным аппаратом.

Исходные данные (варианты в таблице 2.12):

- струйный аппарат размещен на глубине $H_{\text{ап}}$;
- диаметр рабочей насадки аппарата d_p ;
- диаметр камеры смешения d_c ;
- расход рабочей жидкости Q_p ;
- ожидаемый дебит скважины $Q_{\text{и}}$;
- плотность рабочего инжектированного и смешанного потоков $\rho_p, \rho_{\text{и}}, \rho_c$;
- потери давления в колонне $\Delta P_{\text{т}}$;
- потери давления в затрубном пространстве $\Delta P_{\text{кп}}$;

Решение:

1. Коэффициент инжекции струйного аппарата определяют из выражения:

$$U = Q_{\text{и}} / Q_p, \quad (2.73)$$

2. Определяют площади характерных сечений струйного аппарата по формулам:

- рабочего сопла

$$f_p = \frac{\pi \cdot d_p^2}{4} \quad (2.74)$$

- камеры смешения

$$f_c = \frac{\pi \cdot d_c^2}{4} \quad (2.75)$$

- камеры инъекции

$$f_n = f_c - f_p \quad (2.76)$$

3. Безразмерный напор струйного аппарата согласно формуле:

$$\frac{\Delta P_c}{\Delta P_p} = \frac{f_p}{f_c} \left(1,75 + 1,07 \frac{\rho_p f_p}{\rho_n f_c} \cdot U^2 - 1,07 \frac{\rho_p f_p}{\rho_n f_c} (1 + U^2) \right) \quad (2.77)$$

- перед вызовом притока ($U = 0$)

- после вызова притока ($U = 0,301$)

4. Потери давления в колонне и в затрубном пространстве:

$$\Delta P^* = \Delta P_T \cdot H_{ап}, \quad (2.78)$$

$$\Delta P^{**} = \Delta P_{кп} \cdot H_{ап} \quad (2.79)$$

5. Давление в камере инъекции струйного аппарата:

- поскольку ограничений относительно уменьшения давления в подпакерной зоне нет, можно уменьшать давление в камере инъекции до минимально возможного значения $P_n = 0$.

6. Гидростатические давления определяют по формулам:

$$P_p = \rho_p g H_{ап} \quad (2.80)$$

$$P_c = \rho_c g H_{ап} \quad (2.81)$$

7. Давление агрегата в выкидной линии поверхностного насоса согласно формуле:

$$P_a = \frac{P_c + \Delta P^{**}}{\Delta P_c / \Delta P_p} - P_p + \Delta P^* - \frac{P_n [1 - (\Delta P_c / \Delta P_p)]}{\Delta P_c / \Delta P_p} \quad (2.82)$$

- на начальной стадии вызова притока, т.е. перед вызовом притока ($U = 0$)

- после вызова притока ($U = 0,301$)

Задача 2.

Определить давление закачивания насосным агрегатом рабочей жидкости при освоении скважины струйным аппаратом.

Исходные данные (варианты в таблице 2.17):

- давление в подпакерной зоне для выполнения условий прочности обсадной колонны P_n (не менее 8 МПа);

- для проведения расчетов использовать данные из условия задачи 1.

Решение:

Поскольку промежуточные расчеты изложены в предыдущей задаче, определяется давление в выкидной линии поверхностного насоса при условии, что $P_{\text{и}} \neq 0$ согласно формуле (2.82):

- на начальной стадии вызова притока
- после вызова притока
- струйный аппарат размещен на глубине $H_{\text{ап}}$;
- диаметр рабочей насадки аппарата d_p ;
- диаметр камеры смешения d_c ;
- расход рабочей жидкости Q_p ;
- ожидаемый дебит скважины $Q_{\text{и}}$;
- плотность рабочего инжেকтированного и смешанного потоков $\rho_p, \rho_{\text{и}}, \rho_c$;
- потери давления в колонне ΔP_t ;
- потери давления в затрубном пространстве $\Delta P_{\text{кп}}$;

Таблица 2.17 – Варианты исходных данных

вариант	плотность жидкости в скважине ρ , кг/м ³		глубина H_1 , м	глубина H_2 , м	давление опрессовки $P_{\text{опр}}$; МПа	градиент давления гидроразрыва пород $\text{grad } P_{\text{грп}}$; МПа/100 м		среднее пластовое давление $P_{\text{пл}}$; МПа
1	1000		1250	1370	15	1,8		12,3
2	1020		1300	1450	16	1,8		13,3
3	1050		1325	1490	17	1,8		13,9
4	1070		1350	1500	17	1,8		14,4
5	1100		1375	1510	18	1,8		15,1
6	1000		1400	1520	17	1,8		13,9
7	1020		1425	1550	17	1,8		14,5
8	1050		1450	1570	18	1,8		15,23
9	1070		1475	1600	19	1,8		15,8
10	1100		1500	1620	19	1,8		16,5
11	1000		1550	1675	18	1,8		15,5
12	1020		1600	1720	19,5	1,8		16,3
13	1050		1650	1770	20,5	1,8		17,33
14	1070		1700	1825	21	1,8		18,2
15	1100		1750	1890	22	1,8		19,3
16	1000		1250	1370	15	1,8		12,52
17	1020		1300	1450	16	1,8		13,2
18	1050		1325	1490	17	1,8		13,9
19	1070		1350	1500	17,5	1,8		14,45
20	1100		1375	1510	18	1,8		15,13

Практическое занятие №24

Расчет объемов жидкостей для гидравлического разрыва пласта и массы закрепителя трещин

Цель: После проведения каротажных, гидродинамических исследований, проведения кавернометрии, обсадки и цементаж и спуска колонны необходимо знать объем жидкости для гидроразрыва пласта. Также используемая гелеобразная масса закрепителя трещин необходима для удержания трещин от дальнейшего разрастания и потери устойчивости.

Задача 1.

Для разработки подхода к планированию расхода жидкости нами предложено обработать числовые данные об изменении расхода и давления по каждому ГРП с построением индикаторных кривых и кривых изменения коэффициентов приемистости (см. рис. 2.35 и 2.36).

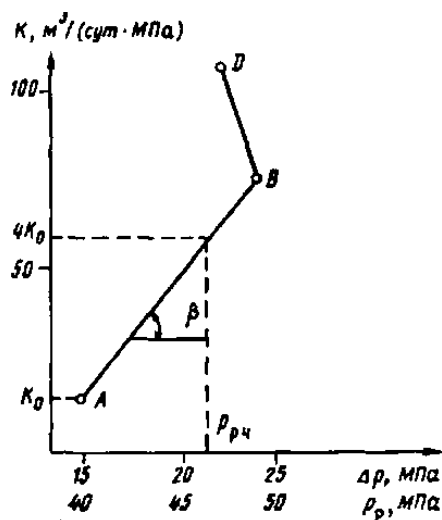


Рисунок 2.35 - Изменение приемистости скважин, характерное для ГРП: т. А соответствует приемистости K_0 при расходе q_0 и давлении на забое p_0 ; т. В - при $p_p = p_{pm}$ - максимальном давлении, достигнутом при ГРП; т. О - при $K = K_m$ - максимальном коэффициенте приемистости

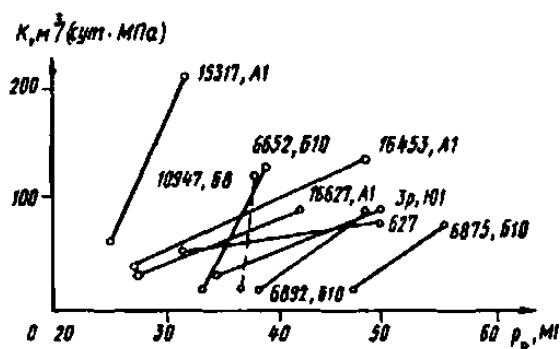


Рисунок 2.36 - Изменение приемистости скважин при ГРП скважин Самотлорского месторождения (по Ю.Д. Качмару, 1991)

$$q_4 = A_q K_0 (p_{p4} - p_{пл}) \quad (2.83)$$

Исходя из этого определяются основные параметры процессов в характерных точках (А, В). Для прогнозирования ожидаемого расхода жидкости при четырехкратном увеличении коэффициента приемистости ($q = 4$) предложена зависимость для максимального расхода, обеспечивающего закрепление трещин (в среднем 10-20 т песка), зависимость (2.83) имеет вид

$$q_n = A_{qn} K_0 (A_p p_{p4} - p_{пл}) \quad (2.84)$$

где, A_p - ожидаемое увеличение давления при максимальном расходе.

Принимаем $A_{qm} = 5+8$ и $A_p = 1,06$.

При значениях $A_{q4} = 4$ и $A_{qm} = 8$ прогнозирование ожидаемых расходов для ГРП в скважинах Предкарпатья надежно, так как средняя относительная ошибка определения q_4 составила 17 %, а $q_m = 11$ % при максимальных отклонениях расчетных и фактических данных не более 30 %. Обычно $q_m = 2000+3000 \text{ м}^3/\text{сут.}$

Пример.

Изложенная методика применена для прогнозирования расходов и давлений при проектировании ГРП в условиях Самотлорского месторождения.

Рассчитаны также значения максимальных коэффициентов приемистости K_m при наибольших расходах, достигнутых при уже проведенных ГРП, благодаря чему определено среднее значение увеличения коэффициента приемистости по сравнению с начальным: $A_q = K_m/K_0 = 5,4$.

После этого определен ожидаемый расход для ГРП при раскрытии трещин применяемой жидкостью и их закреплении песком (при $A_q = 4$ и $A_q = 5,4$) для условий Самотлорского месторождения по зависимости

$$q_4 = 4K_0 (p_{4p} - p_{пл}) \quad (2.85)$$

и максимальный расход при их развитии

$$q_n = 5,4K_0 (A_p p_{4p} - p_{пл}) \quad (2.86)$$

Расчеты, выполненные по формулам (2.85) и (2.86), показывает достаточную точность расчетов для практического прогнозирования расхода при ГРП (средняя ошибка 17,7 и 15,2 %). Очевидно, с накоплением опытных данных коэффициент A_q будет уточнен, желательно с дифференциацией по пластам и, возможно, с учетом свойств жидкостей.

Задача 2.

Масса закрепителя трещин. Для скважин глубиной до 3000 м, как свидетельствует промышленный опыт сотен операций ГРП, проведенных в Предкарпатьяе, закрепителем трещин может быть кварцевый песок,

соответствующий требованиям ТУ 39-982-84. Обычно применяют песок фракции 0,4-1,6 мм.

$$L = 143 * k^{0,27} \quad (2.87)$$

где, L - полудлина (одно крыло) двухсторонней вертикальной трещины, м; k - проницаемость породы, фм^2 ($1 \text{ фм}^2 = 10^{-3} \text{ мкм}^2$).

Например, для $k = 0,01 \text{ мкм}^2 = 10 \text{ фм}^2$ необходимо значение $L = 76 \text{ м}$, а для 1 фм^2 - значение $L = 143 \text{ м}$.

Расчет массы закрепителя (песка) целесообразно производить с учетом необходимой поверхности трещины ГРП и удельного распределения его на единицу поверхности. Известно, что принятые значения проводимости трещины ГРП наблюдаются при удельной концентрации закрепителя $m_{\text{п}} = 0,5 \text{ кг/м}^2$, которая соответствует разреженному монослою. Концентрации, превышающие $m_{\text{п}} = 2,4 \text{ кг/м}^2$, соответствуют многослойному размещению закрепителя. Рекомендуется применять $m_{\text{п}} = 5 \div 20 \text{ кг/м}^2$.

Оптимальную полудлину вертикальной трещины можно определить по эмпирической зависимости.

Поверхность двух полудлин трещины

$$S_{\text{тр}} = 2Lh \quad (2.88)$$

Здесь L определяют по формуле (2.87); h обычно равняется толщине пласта, подвергающегося ГРП, м.

Удельное распределение закрепителя (кг/м^2) в трещине можно рассчитать по эмпирической зависимости

$$m_0 = 4 + 40(m - 0,09) \text{ для } m \leq 0,11 \quad (2.89)$$

где $0,07 < m_0 < 0,20$ - пористость породы, доля единицы.

Масса закрепителя (песка), t , необходимая для закрепления трещин,

$$M_{\text{п}} = S_{\text{тр}} m_{\text{п}} / 1000 \quad (2.90)$$

Как следует из уравнений (2.89) и (2.90), в прочных породах малой пористости количество закрепителя (песка), необходимое для закрепления трещин, значительно меньше, чем в мягких породах с большей пористостью.

Практическое занятие №25

Приближенный расчет основных параметров гидропескоструйной перфорации, необходимые для обеспечения заданного коэффициента гидродинамического несовершенства скважины

Цель: Задания необходимо для освоения базовых основ бурения, при проведении исследований скважин. Выбраны по рекомендации практиков-буровиков

Определение скин-эффекта и отношения продуктивностей

Наиболее характерный показатель добывающих возможностей скважины - коэффициент продуктивности η , равный части суточного отбора продукции, которая приходится на единицу депрессии:

$$\eta = \frac{Q}{\Delta p} \quad (2.91)$$

где, Q - дебит скважины ($\text{м}^3/\text{сут}$) при депрессии (МПа); $A_p = p_{\text{пл}} - p_z$; $p_{\text{пл}}$ - пластовое давление, МПа; p_z - забойное давление, МПа.

Различают фактический коэффициент продуктивности скважины $\eta_{\text{ф}}$ и потенциальный коэффициент продуктивности $\eta_{\text{п}}$, значения которого рассчитывают по известным значениям гидродинамических параметров продуктивных пластов.

Определяют фактический коэффициент продуктивности на основании индикаторных диаграмм (рис. 2.37), которые строятся по результатам исследования скважины на сложившихся режимах отбора продукции (не менее трех).

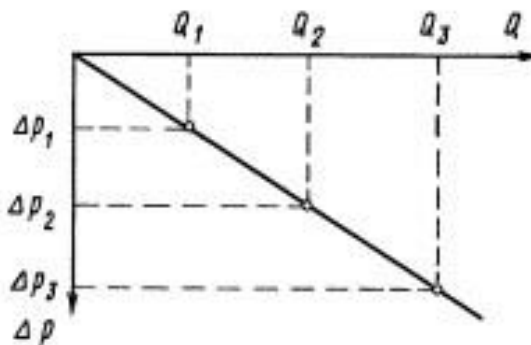


Рисунок 2.37 - Типичная индикаторная диаграмма для фонтанной нефтяной скважины

Индикаторная диаграмма отображает зависимость дебита ($\text{м}^3/\text{сут}$) скважины от депрессии:

$$Q = \eta_{\text{ф}} \Delta p \quad (2.92)$$

и дает возможность определить фактический коэффициент продуктивности.

Согласно уравнению Дюпюи потенциальный дебит скважины, м³/сут,

$$Q_{\pi} = 2\pi\varepsilon \frac{\Delta p}{b \ln(R_K/r_c)}. \quad (2.93)$$

Разделив правую и левую части уравнения (2.93) на Δp , получим выражение для определения потенциального коэффициента продуктивности скважины, м³/(МПа-сут):

$$\eta_0 = 5,43 \cdot 10^{11} \varepsilon \frac{1}{b \ln(R_K/r_c)}, \quad (2.94)$$

где $\varepsilon = \frac{kh}{\mu}$ - гидропроводность продуктивных пластов, м³/мПа-с; b - объемный коэффициент для нефти (коэффициент увеличения объема сепарированной нефти в пластовых условиях); k - проницаемость пластов, м²; h - толщина продуктивной части пластов, м; R_K - радиус контура питания (зоны), м; r_c - радиус ствола скважины в интервале продуктивных пластов, м.

Для наиболее распространенных значений $R_K = 250$ м и $r_c = 0,1$ м, которые обеспечивают удовлетворительную для промышленных расчетов точность, уравнение (2.94) принимает вид

$$\eta_0 = 0,710^{11} \varepsilon \frac{1}{b} \quad (2.95)$$

Для определения гидропроводности пластов, охваченных фильтрацией во время отбора продукции, используют кривые восстановления давления на забое скважины, закрытой после отбора продукции на протяжении времени T с дебитом Q (рис. 2.38).

При отсутствии кривых восстановления давления (КВД) параметр гидропроводности можно определить через проницаемость и эффективную толщину пластов на основании керновых и промышленно-геофизических исследований.

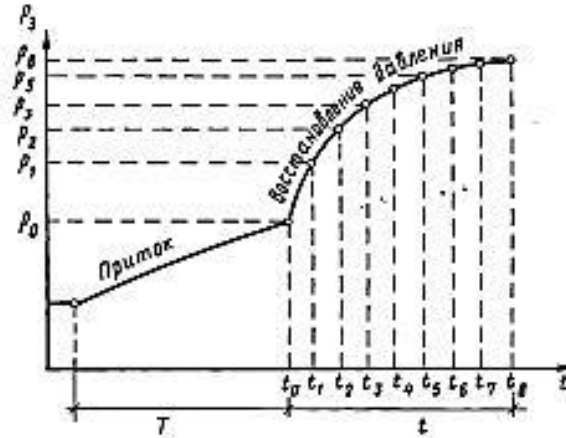


Рисунок 2.38 - График изменения давления на забое скважины после ее закрытия

Обработку КВД проводят, например, по методу Хорнера, в соответствии с которым процесс восстановления давления на забое скважины описывается уравнением

$$p_t = p_{пл} - l_n \frac{Qb}{4\pi\varepsilon} \quad (2.96)$$

или

$$p_t = p_{пл} - 0,208 \frac{Qb}{4\pi\varepsilon} \quad (2.97)$$

где, p_t - забойное давление через определенные промежутки времени t после закрытия скважины (5-10 мин); T - продолжительность работы скважины перед закрытием; Q - дебит скважины перед закрытием.

При наличии в зоне фильтрации вокруг скважины однородных по проницаемости коллекторов график зависимости (2.96) в координатах можно изобразить в виде прямой (рис.2.32), наклон которой в оси времени $p_t = f\left(\lg \frac{T+t}{t}\right)$

$$i = \frac{BC}{AB} = 0,208 \frac{Qb}{\varepsilon}$$

По угловому коэффициенту i определяют гидропроводность пластов, $\text{м}^3/(\text{Па}\cdot\text{с})$, в зоне фильтрации вокруг скважины

$$\varepsilon = 0,208 * 10^{-11} \frac{Qb}{i}$$

Если в призабойной зоне скважины гидропроводность пластов ухудшается, тогда на графике восстановления давления (см. рис. 2.32) выделяются два прямолинейных отрезка 1 и 2 с коэффициентами наклона соответственно i_1 (призабойная зона) и i_2 (отдаленная зона), по которым на основании (2.39) определяют гидропроводность призабойной и отдаленной зон.

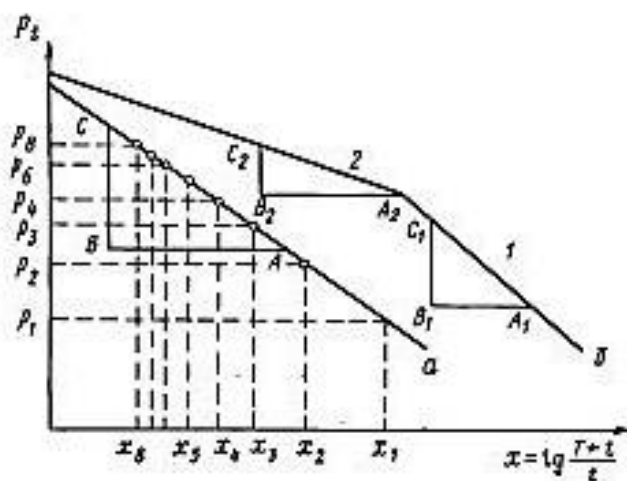


Рисунок 2.39 - График восстановления давления на забое скважины после ее закрытия, преобразованный по методу Хорнера: а - для однородного пласта; б - для пласта с ухудшенной гидропроницаемостью призабойной зоны; 1,2- призабойная и отдаленная зоны

Поскольку продуктивность скважины находится в прямой зависимости от гидропроводности пластов и в обратной зависимости от депрессии, то уменьшение гидропроводности или дополнительные потери давления во время фильтрации продукции обуславливают уменьшение дебитов при одном и том же значении депрессии.

Наиболее обоснованные и объективные показатели состояния призабойной зоны скважины, следующие: отношение коэффициентов продуктивности (фактического к потенциальному) ОП; отношение параметров гидропроводности (отдаленной зоны к призабойной зоне) ОГ; значение скин- эффекта S.

Показатель соотношения продуктивностей - это частное от деления фактического коэффициента продуктивности скважины на потенциальный коэффициент продуктивности:

$$ee = \eta_{\text{ф}} / \eta_0$$

Согласно выражениям, для фактического $\eta_{\text{ф}}$ коэффициентов продуктивности получаем

$$ОП = \frac{2i}{\Delta p} \cdot \lg \frac{R_K}{r_c}$$

а для значений $R_K = 250$ м; $r_c = 0,1$ м, которые обеспечивают удовлетворительную для промысловых расчетов точность:

$$ОП = 6,8 \frac{i}{\Delta p}$$

При известной гидропроводности пластов (на основании КВД) и значениях $R_K = 250$ м и $r_c = 0,1$ м соотношение продуктивностей можно определить по формуле

$$ОП = 1,43 \cdot 10^{-11} \eta_{\Phi} b$$

Отношение гидропроводностей находят делением параметра гидропроводности пластов отдаленной зоны на гидропроводность призабойной зоны, значения которых получают на основании КВД (см. рис. 17.3):

$$ОГ = \left(\frac{kh}{\mu} \right)_{от.з} / \left(\frac{kh}{\mu} \right)_{п.з} = i_1 / i_2$$

где, i_1 и i_2 - угловые коэффициенты прямолинейных отрезков кривой восстановления давления в координатах $\Delta p_t = f(\lg t)$ или $\Delta p_t = f\left(\lg \frac{T+t}{t}\right)$ соответственно для призабойной и отдаленной зон. При невозможности определить гидропроводность призабойной зоны на основании кривой восстановления давления используют зависимость

$$ОГ = \left(\frac{kh}{\mu} \right)_{кпд} / \left(\frac{kh}{\mu} \right)_{\eta}$$

где, $\left(\frac{kh}{\mu} \right)_{кпд}$ - гидропроводность пластов, полученная на основании обработки кривой восстановления давления; $\left(\frac{kh}{\mu} \right)_{\eta}$ - гидропроводность пластов, полученная на основании фактического коэффициента продуктивности. Гидропроводность пластов, $\text{м}^3/(\text{Па} \cdot \text{с})$, определяют по формуле

$$\left(\frac{kh}{\mu} \right)_{\eta} = 0,42 \cdot 10^{-11} \eta_{\Phi} b_{\Phi} (\lg R_K - \lg r_c)$$

а при значениях $R_K = 250$ м и $r_c = 0,1$ м записывают в виде

$$\left(\frac{kh}{\mu}\right) \eta = 1,43 \cdot 10^{-11} \eta b_{\Phi}$$

Как первый (соотношение продуктивностей), так и второй (соотношение гидропроводностей) метод имеют тот недостаток, что здесь используются значения дебита, пластового давления и депрессии, точность которых в промышленных условиях, особенно при наличии низкопроницаемых коллекторов, не всегда гарантирована. Поэтому широкое применение, особенно в зарубежной практике, получил метод оценки состояния призабойной зоны через скин-эффект S.

Раздел 3. ПЛАНИРОВАНИЕ И ОРГАНИЗАЦИЯ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ РАБОТ

3.1. Текущее и перспективное планирование деятельности производственного участка

3.1.1 Организация цикла строительства скважины (ЦСС)

1. Подготовительные работы к строительству (строительство подъездных путей, линий электропередач, линий связи, трубопроводов, кустового основания, бурение скважины на воду и т.д.).

2. Строительно-монтажные работы (сборка буровой установки и привышечных сооружений)

3. Подготовительные работы к бурению (осмотр и наладка оборудования, оснастка талевой системы, бурение и крепление шурфа, установка направления и др.).

4. Бурение ствола скважины и его крепление.

5. Оборудование устья, испытание скважины на приток, сдача скважины в эксплуатацию.

6. Демонтаж буровой установки и привышечных сооружений, транспортировка их на новую точку, нейтрализация отходов, рекультивация земель.

Организация цикла строительства скважин в своей основе содержит взаимоотношения между производственными бригадами, основными производственными фондами (буровыми установками) и конечной продукцией (скважинами).

Наиболее распространены специализированная и комплексная формы организации ЦСС. При специализированной организации производственного процесса все работы на буровой ведутся 5-7 бригадами, которые специализируются на выполнении технологически однородных работ. После окончания работ бригады переходят на следующие объекты.

При комплексной организации ЦСС все работы возлагаются на производственные бригады, насчитывающие 30-40 человек. В эти бригады включаются рабочие разных специальностей, которые ведут все работы, начиная с вышкомонтажных и кончая опробованием скважин

Строительство нефтяных и газовых скважин осуществляется буровыми предприятиями, имеющими различную организационно-правовую форму и разную степень автономности в структуре нефтегазодобывающих компаний. Примем традиционное наименование бурового предприятия: «Управление буровых работ» (УБР).

УБР представляет собой сложную технико-экономическую систему и состоит из большого числа элементов (техники, оборудования, технологических процессов и приемов, коллективов людей, зданий, сооружений и др.), функционирующих в тесном взаимодействии для

достижения общей цели при наличии внешних и внутренних случайных возмущений.

3.1.2 Характерные особенности управления буровых работ (УБР)

Характерными особенностями УБР являются:

- наличие целей функционирования, определяющих ее назначение;
- наличие управления, представляющего собой целенаправленное воздействие на систему;
- наличие иерархической структуры, состоящей из нескольких уровней подсистем в соответствии с их взаимоотношением;
- наличие процесса функционирования, заключающегося в обмене материалами и информационными потоками в подсистемах.

Основной целью функционирования УБР является создание новых основных производственных фондов – скважин.

Строительство нефтяных и газовых скважин – сложный многостадийный процесс, включающий строительство дорог, водоводов, линий электропередач и связи, транспортирование и монтаж бурового оборудования и сооружений, бурение и крепление ствола скважины, испытание продуктивных пластов и т.д. Реализация этих этапов, часто взаимосвязанных осуществляется посредством вспомогательные, обслуживающие и управленческие процессов, которые являются базой для формирования производственной структуры УБР.

Организационная структура УБР включает производственные подразделения, участвующие в изготовлении основной продукции - скважин, и органы управления предприятием. В ней также отражены организационные, иерархические и технические особенности предприятия.

Центральная инженерно-технологическая служба (ЦИТС); районные инженерно-технологические службы (РИТС); вышкомонтажный цех (ВМЦ) или контора (ВМК); цех опробования скважин (ЦОС) или контора (КОС) относятся к структурным подразделениям основного производства.

К структурным подразделениям вспомогательного производства относятся: цех крепления скважин (ЦКС) или тампонажная контора (ТК); база производственного обслуживания (БПО), состоящая из прокатно-ремонтных цехов бурового оборудования (ПРЦБО), электроснабжения (ПРЦЭЭ), турбобуров и труб (ПРЦТТ), цеха пароводоснабжения (ЦПВС); цеха промывочной жидкости (ЦПЖ), цеха автоматизации производства (ЦАП).

К непромышленным хозяйствам относятся автотранспортная контора (АТК), строительно-монтажное управление (СМУ) или ремонтно-строительный участок (РСУ), жилищно-коммунальная контора (ЖКК), учебно-курсовой комбинат (УКК) и ряд других подразделений.

Строительство скважин представляет собой совокупность комплексов отдельных процессов, отличающихся друг от друга технологическими особенностями, применяемыми техническими средствами и выполняемыми

специализированными подразделениями. Каждый комплекс во многом является самостоятельным, состоящим из основных, вспомогательных, обслуживающих и управленческих процессов. Например, в вышкомонтажном комплексе, основной процесс по строительству вышки и монтажу оборудования выполняется вышкомонтажными бригадами, а реализация вспомогательных процессов сосредоточена в цехе металлоконструкций, заготовительном, ремонтно-механическом.

Обслуживающие процессы осуществляют управление производственно-технического обслуживания и комплектации оборудования (УПТО и КО), управление технологического транспорта (УТТ), центральные базы производственного обслуживания (ЦБПО), входящие в состав нефтегазодобывающих компаний.

Управленческие процессы протекают в аппарате вышкомонтажного цеха, в отделах главного механика, главного энергетика и т.д.

Выполнение основных производственных процессов в строительстве скважин - бурение и крепление ствола скважины, а также иногда опробование эксплуатационных скважин – осуществляет буровая бригада.

Вспомогательные и обслуживающие процессы сосредоточены в цехах базы производственного обслуживания УБР: ПРЦБО, ПРЦЭЭ, ПРЦТТ, ЦПВС, ЦПЖ и др.

Управление всеми работами по бурению осуществляет аппарат УБР.

Контрольные вопросы:

1. Что включает в себя организация строительства скважин?
2. Как осуществляется комплексная и специализированная формы организации ЦСС?
3. Что представляет собой УБР?
4. Каковы характерные особенности УБР?
5. Какие службы относятся к структурным подразделениям УБР?

3.2. Выбор оптимального решения при планировании работ в нестандартных ситуациях

3.2.1 Планово-организационные и оперативно-хозяйственные функции аппарата УБР

Аппарат УБР выполняет планово-организационные и оперативно-хозяйственные функции, которые делятся в основном на задачи планово-перспективного развития и оперативного управления производством.

В перспективном плане на пять лет и более намечаются основные направления и темпы развития буровых работ, пути совершенствования техники и технологии работ для обеспечения необходимого роста объемов бурения.

В текущем плане рассматриваются годовые задачи с разбивкой по кварталам с целью выполнения государственного плана по строительству скважин путем эффективного использования наличных ресурсов, внедрения новой техники и технологии, прогрессивных методов организации труда и управления.

Важная составная часть оперативного управления - оперативное планирование (месячное, декадное, суточное). На этапе оперативного планирования составляются детальные графики работ на каждом объекте, планируется подготовка производства, определяется потребность в материальных и трудовых ресурсах, устанавливаются задания всем обслуживающим и обеспечивающим подразделениям. Главной задачей оперативного управления, помимо планирования, является контроль за ходом выполнения заданий на всех производственных объектах, регулирование производства при возникновении отклонений фактического состояния от планируемого, оперативный учет количественных и качественных результатов работы.

Оперативные управленческие процессы в УБР возлагаются на районную инженерно – технологическую службу (РИТС). Это орган оперативного контроля, учета и регулирования хода производства. РИТС организует бесперебойную работу буровых бригад, ведет оперативный контроль за выполнением плана-графика строительства скважин, контролирует своевременность обеспечения бригад материально-техническими ресурсами, оперативно реагирует на заявки, вызванные аварийными ситуациями. Основным оперативным учетным документом в РИТС является «Журнал контроль за технологией бурения и учета работы бригад бурения и опробования скважин». РИТС обязан принимать своевременные конкретные меры по ликвидации аварий и осложнений и регулярно информировать центральную инженерно-технологическую службу (ЦИТС) о результатах работ.

Контрольные вопросы:

1. Какие функции выполняет аппарат УБР?
2. Что отмечается в перспективном плане на 5 лет
3. Что рассматривается в текущем плане?
4. Что включает в себя оперативное планирование?
5. На какую службу возлагаются оперативно управленческие процессы?

3.2.2 Управление предприятием

Материальное производство - сложная динамическая система, включающая три взаимосвязанных элемента: средства труда, предметы труда, рабочую силу. Необходимое условие функционирования этой системы - соблюдение пропорциональности указанных элементов, что достигается с помощью управления. В этой связи управление выступает как объективно

необходимое условие успешного функционирования материального производства.

Основными задачами управления является обеспечение:

- наиболее эффективного функционирования предприятия;
- единства действий всех подразделений основного и вспомогательного производства;
- ритмичности работы предприятия;
- эффективного распределения материально-технических, финансовых и трудовых ресурсов.

В управлении нуждается любая хозяйствующая единица независимо от ее организационно-правовой формы.

Необходимость управления связана с процессами разделения труда на предприятии. На любом предприятии (геологоразведочном, буровом, транспортном и др.) существует горизонтальное и вертикальное разделение труда.

Горизонтальное разделение труда представляет собой разделение какой-либо сложной работы на составляющие ее элементы, выполняемые различными подразделениями, преследующими свои конкретные цели в рамках единой цели предприятия. Например, на буровых предприятиях в результате горизонтального разделения труда создаются следующие подразделения, обеспечивающие процесс строительства скважин: цеха бурения, испытания и опробования скважин, промывочных жидкостей, пароводоснабжения, тампонажный цех и др.

Разделение труда по горизонтали с неизбежностью порождают проблему координации и контроля за деятельностью специализированных подразделений. Именно в связи с этим осуществляется вертикальное разделение труда, отделяющее работу по координации действий от самих действий и подразделяющее работников предприятия на управленцев и исполнителей. Деятельность по координированию работы исполнителей и составляет сущность управления.

Управление - деятельность, направленная на достижение поставленной цели путем реализации определенных функций, применения соответствующих методов и технических средств. Управление деятельностью предприятия означает:

- ориентацию предприятия на спрос и потребности рынка;
- постоянное стремление к повышению эффективности производства, что означает достижение целей предприятия при минимальных затратах;
- хозяйственную самостоятельность при принятии решений и ответственность за результаты деятельности;
- необходимость использования современной информационной базы и компьютерной техники для многовариантных расчетов с целью принятия обоснованных и оптимальных решений.

Управление - это процесс планирования, организации, мотивации и контроля, необходимый для того, чтобы сформулировать и достичь целей предприятия. При этом под целью понимают конечное состояние, желаемый

результат, которого стремится добиться предприятие.

Долгосрочные цели определяют стратегическое намерение предприятия занять определенное место в бизнесе, направляют и определяют его развитие. Выделяют семь ключевых пространств, в рамках которых предприятие определяет долгосрочные цели:

1. Положение на рынке. Рыночной целью может быть увеличение доли рынка, занимаемой предприятием, до определенного размера.

2. Инновации. Целевые установки в этой области связаны с освоением новых рынков, применением новых технологий или способов организации производства.

3. Маркетинг. Основными результатами деятельности в этой области могут быть создание определенного имиджа предприятия, улучшение обслуживания клиентов.

4. Производство. Приоритетными целями в этом случае являются достижение наивысшей производительности труда, повышение качества выполняемых работ, снижение издержек производства.

5. Финансы. Общая цель - сохранение и поддержание на необходимом уровне всех видов финансовых ресурсов, их рациональное использование.

6. Управление персоналом. Цели в отношении персонала могут быть связаны с сохранением рабочих мест, обеспечением приемлемого уровня оплаты труда, улучшением условий и мотивации труда.

7. Менеджмент. Ключевая цель в этой области - определение критических сфер управленческого воздействия.

Процесс управления предприятием можно представить в виде так называемой «петли управления», включающей циклическую последовательность следующих этапов: прогноз - планирование - контролируемая деятельность по реализации планов - учет и анализ результатов - коррекция прогнозов и планов (рис. 3.1).



Рисунок 3.1 - Петля управления

В условиях рынка предприятия нуждаются в решении задач управления на качественно новом уровне. Это связано как с расширением их прав и обязанностей, так и с необходимостью более гибкой адаптации к изменениям во внешней среде. Возникают новые цели и задачи, меняются формы собственности, формирующие рыночные механизмы

ценообразования под влиянием спроса и предложения. Необходимость оперативного реагирования на конъюнктуру рынка и быстро меняющуюся экономическую ситуацию требует постоянного совершенствования процессов управления предприятием.

Следует отметить, что зачастую развитие предприятий осуществляется с привлечением финансовых ресурсов инвесторов. В этом случае процесс управления требует использования технологий, обеспечивающих их высокую эффективность и быструю окупаемость. [44]

3.2.3 Организационная структура предприятия

Структура предприятия - это его внутреннее строение, характеризующее состав подразделений и систему связи, подчиненность и взаимодействие между ними. Различают понятия производственной структуры, структуры управления и организационной структуры предприятия.

Производственная структура предприятия характеризует разделение труда между его подразделениями и их кооперацию. Она зависит от форм и методов организации производственных процессов и, прежде всего, от уровня их концентрации, специализации, кооперирования и комбинирования.

Под производственной структурой понимается совокупность производственных подразделений и служб предприятия, подчиненность и взаимосвязь между ними.

На каждом предприятии в соответствии с выполняемыми функциями выделяются основное и вспомогательное производство. Основное производство охватывает процессы, непосредственно связанные с изготовлением целевой продукции. Вспомогательное производство обеспечивает нормальные условия для бесперебойного функционирования основного производства.

В бурении к основному производству относят следующие виды работ: строительство и монтаж буровой установки, проходка и крепление ствола скважины, ее испытание. В соответствии с этим к подразделениям основного производства бурового предприятия относят вышкомонтажный цех, буровые бригады, тампонажный цех и цех освоения скважин.

К подразделениям вспомогательного производства бурового предприятия относятся прокатно-ремонтный цех бурового оборудования, прокатно-ремонтный цех турбобуров (электробуров) и труб, прокатно-ремонтный цех электрооборудования и электроснабжения, цех промывочных жидкостей, цех пароводоснабжения и др.

Следует отметить, что в настоящее время типовой производственной структуры буровых предприятий не существует. Состав подразделений основного и вспомогательного производства каждого конкретного бурового предприятия, работающего на условиях сервисного обслуживания, зависит от полноты охвата работ, составляющих цикл строительства скважин, от их территориального размещения и других факторов.

Под структурой управления понимается упорядоченная совокупность устойчиво взаимосвязанных элементов, обеспечивающих функционирование и развитие организации как единого целого. Структура управления определяется также как форма разделения и кооперации управленческой деятельности, в рамках которой осуществляется процесс управления по соответствующим функциям, направленным на решение поставленных задач и достижение намеченных целей. С этих позиций структура управления представляется в виде системы оптимального распределения функциональных обязанностей, прав и ответственности, порядка и форм взаимодействия между входящими в ее состав органами управления и работающими в них людьми.

Несмотря на многообразие факторов, влияющих на структуру управления буровым предприятием, в общем виде ее можно представить следующим образом (рис. 3.2).

Организационная структура управления буровым предприятием

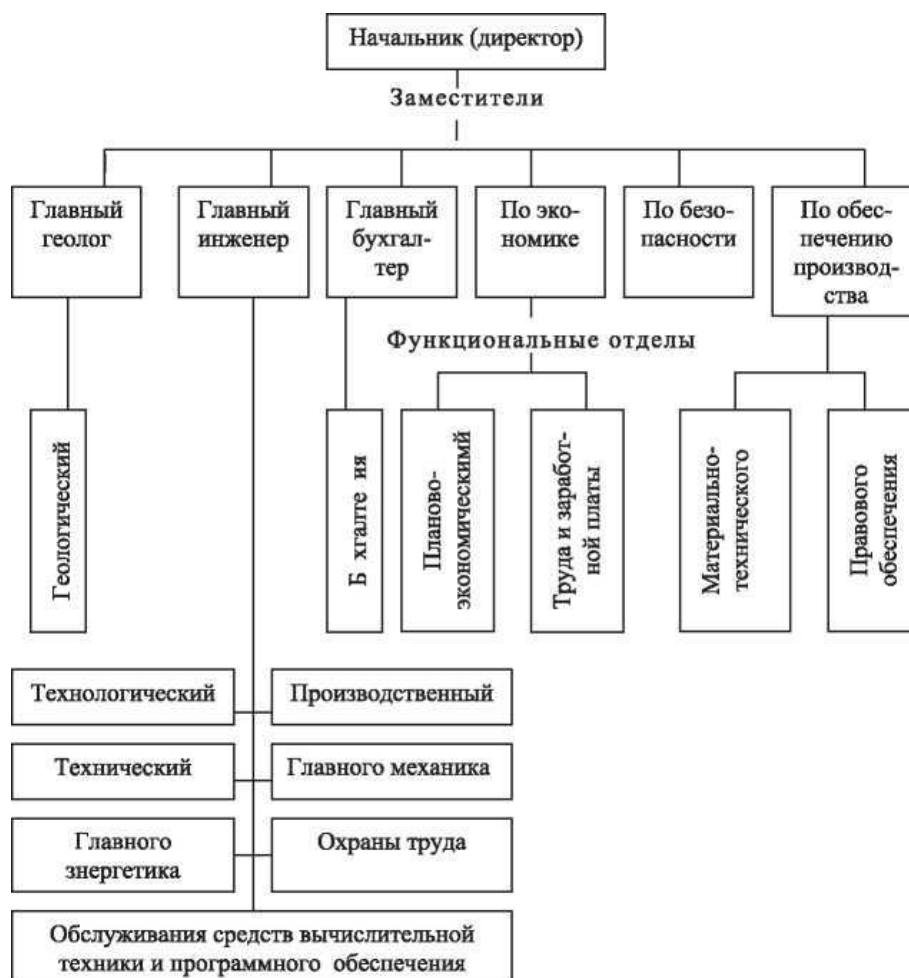


Рисунок 3.2 - Организационная структура управления буровым предприятием

Между элементами структуры управления существуют связи, которые можно подразделить на:

1) линейные, которые возникают между подразделениями разных уровней управления, когда один руководитель административно подчинен другому (директор - начальник цеха - мастер);

2) функциональные, характеризующие взаимодействие руководителей, выполняющих определенные функции на разных уровнях управления, между которыми не существует административного подчинения (начальник планового отдела - начальник цеха);

3) межфункциональные, имеющие место между подразделениями одного уровня управления (начальник основного цеха - начальник вспомогательного цеха).

Известны несколько типов организационных структур управления.

Линейное управление - наиболее упрощенная система, между элементами которой существуют только одноканальные взаимодействия. Каждый подчиненный имеет только одного руководителя, который единолично отдает распоряжения, контролирует и руководит работой исполнителей. Преимуществами линейного управления являются: оперативность, четкость взаимоотношений, непротиворечивость команд, повышение степени ответственности руководителей, снижение расходов на содержание управленческого персонала. Но руководитель не может быть универсальным специалистом и учитывать все стороны деятельности сложного объекта. Поэтому линейное управление используется на малых предприятиях с простейшей технологией производства.

Линейно-штабное управление используется в управлении цехами и отделами. Единоначалие сохраняется, однако руководитель подготавливает решение, приказы и задания для исполнителей с помощью штабных специалистов, осуществляющих сбор и анализ информации, разработку проектов необходимых распорядительных документов.

Функциональное управление предусматривает разделение функций управления между отдельными подразделениями аппарата управления, что позволяет рассредоточить административно-управленческую работу и поручить ее наиболее квалифицированным работникам. Однако это приводит к необходимости сложных согласований между функциональными службами при подготовке важных документов, снижает оперативность работы, удлиняет сроки принятия решений.

Дивизиональное управление широко используется в практике управления диверсифицированными (многопродуктовыми) предприятиями и при значительной территориальной разобщенности подразделений.

Использование данного типа структуры управления позволяет централизовать общекорпоративные функции управления (финансовую деятельность, разработку стратегии предприятия и др.), которые сосредотачиваются в высших звеньях управления предприятием и децентрализовать оперативные функции управления, которые передаются производственным подразделениям. Это способствует гибкому

реагированию на изменения во внешней среде, быстрому принятию управленческих решений и повышению их качества, позволяет линейным руководителям уделять большее внимание отдельным географическим рынкам, продуктам или потребителям, но в тоже время приводит к увеличению численности аппарата управления и затрат на его содержание.

Матричное управление выделяет временные предметно-специализированные звенья - проектные группы, которые формируются из специалистов постоянных функциональных отделов. При этом они лишь временно подчинены руководителю проекта. А после завершения работ над проектом возвращаются в свои функциональные подразделения. Преимущества: исключительно высокая гибкость системы управления и ориентация на нововведения.

В хозяйственной практике часто встречается сложный вид структур управления, сочетающий перечисленные выше типы структур на разных уровнях управления предприятием.

Если наложить структуру управления предприятием на его производственную структуру, получится организационная структура предприятия, которую иногда называют общей структурой предприятия.

Организационная структура предприятия разрабатывается в виде документа, устанавливающего количественный и качественный состав подразделений предприятия и схематически отражающего порядок их взаимодействия между собой с целью упорядочения управления, установления подчиненности и соподчиненности, ответственности. Она зависит от объема и содержания задач, решаемых предприятием, направленности и интенсивности сложившихся на предприятии информационных и документационных потоков и с учетом его организационных и материальных возможностей.

Общее и административное руководство предприятием осуществляет директор. Он отвечает за результаты производственно-хозяйственной деятельности, с помощью подведомственного ему аппарата организует и регулирует работу предприятия по строительству скважин, внедрению новой и совершенствованию действующей техники, технологии и организации производства, определяет пути и методы выполнения плана, отвечает за выполнение обязательств перед государством. Директор руководит предприятием с помощью заместителей, а также соответствующих отделов и служб.

Заместителями директора являются главный инженер, главный геолог, главный бухгалтер, а также заместители по производству, по безопасности, по экономике и по обеспечению производства.

Главный инженер осуществляет техническое руководство производством, Непосредственно ему подчиняется главный технолог, отвечающий за работу технологического отдела; службы главного механика и главного энергетика; группа по обслуживанию средств вычислительной техники и программного обеспечения; производственно-технический отдел; отдел охраны труда, промышленной и экологической безопасности. Кроме

того, главный инженер отвечает за вышekomонтажное производство и работу Центральной инженерно-технологической службы (ЦИТС).

Основная задача главного технолога и технологического отдела - разработка и внедрение прогрессивной технологии бурения и освоения скважин, направленной на повышение производительности труда и улучшение технико-экономических показателей бурения скважин.

К задачам производственно-технического отдела относятся: разработка плановых заданий по строительству скважин, систем плановопредупредительных ремонтов и материально-технического обеспечения буровых, своевременное доведение заданий до всех подразделений, контроль и анализ их выполнения.

Главной задачей главного механика с подчиненной ему службой и ремонтными цехами является обеспечение бесперебойной и качественной работы оборудования. Главный механик организует контроль состояния и текущее обслуживание оборудования, составление планов-графиков ремонтных работ, выполнение планово-предупредительных ремонтов, изготовление запасных частей, разрабатывает наиболее совершенные методы проведения ремонтных работ, а также нормы времени на их выполнение. Работники отдела главного механика составляют заявки на материалы и запасные части, необходимые для ремонта.

Главный энергетик отвечает за бесперебойное обеспечение производственных объектов энергией и ремонт энергетического оборудования. В числе функций главного энергетика и его отдела - определение потребности предприятия в различных видах энергии. Отдел главного энергетика разрабатывает мероприятия по снижению норм расхода энергии, организует контроль и наблюдение за работой энергооборудования и энергосетей и их ремонт.

Особые функции в управлении производством выполняет геологический отдел, подчиняющийся главному геологу. Главная задача этого отдела - выбор и обоснование основных направлений поисково-разведочных работ, осуществление геологического контроля в процессе бурения и опробования скважин, выявление промышленных нефтегазоносных горизонтов, оценка нефтегазоносности разбуриваемых площадей, обеспечение выполнения заданий по приросту запасов нефти и газа.

Отдел охраны труда, промышленной и экологической безопасности контролирует соблюдение правил техники безопасности, пожарной и экологической безопасности, охраны труда и промышленной санитарии, разрабатывает профилактические мероприятия по предотвращению промышленного травматизма, профессиональных заболеваний, повышению уровня техники безопасности, пожарной и экологической безопасности.

Работу планово-экономического отдела и отдела организации труда и заработной платы координирует заместитель директора по экономике. Планово-экономический отдел составляет перспективные и текущие планы, контролирует их выполнение, анализирует производственно-хозяйственную

деятельность предприятия и его подразделений, выявляет резервы повышения эффективности использования материальных, трудовых и финансовых ресурсов.

Отдел труда и заработной платы проводит работу по планированию организации труда, затрат труда и заработной платы, по анализу использования трудовых ресурсов предприятия, определяет наиболее целесообразные формы оплаты труда, осуществляет техническое нормирование труда.

Бухгалтерия, подчиняющаяся главному бухгалтеру, осуществляет учет денежных расходов, основных и оборотных средств, заработной платы; составляет бухгалтерский отчет и баланс; осуществляет планирование, учет и анализ финансов; определяет доходы и расходы предприятия; ведет расчеты с поставщиками и потребителями; выполняет приходно-расходные операции через кассу предприятия.

Отдел материально-технического снабжения составляет планы снабжения предприятия сырьем и материалами, а также заявки на них, контролирует использование материалов, организует их выдачу и хранение.

Главной задачей отдела кадров является укомплектование подразделений предприятия работниками требуемой квалификации и специальности в соответствии с утвержденным штатным расписанием, разработка мероприятий по повышению квалификации и подготовке кадров.

Центральная инженерно-технологическая служба (ЦИТС) представлена следующим составом: экспедиция глубокого эксплуатационного и разведочного бурения № 1 (Губкинский), экспедиция глубокого эксплуатационного и разведочного бурения № 2 (Нефтеюганск), экспедиция глубокого эксплуатационного и разведочного бурения № 3 (Ванкор). В каждой экспедиции имеется свой начальник, который подчиняется заместителю директора предприятия по производству и отвечает за бурение скважин.

Экспедиция глубокого эксплуатационного и разведочного бурения № 1 в своем составе имеет:

1. Цех бурения, опробования и испытания скважин, который выполняет работы:

- строительству скважин на Комсомольском и Северо-Айваседопуровском месторождениях;
- по выводу скважин на проектный дебит на указанных выше месторождениях;
- по капитальному ремонту скважин на Верхнее-Пурпейском, Западно - Пурпейском, Ново-Рурпейском месторождениях.

2. Цех по бурению боковых стволов и капитальному ремонту скважин, выполняющий работы по бурению боковых стволов и капитальному ремонту скважин на Верхне-Пурпейском, Западно-Пурпейском, Барсуковском, Тарасовском, Северо-Тарасовском месторождениях.

3. Бригаду по бурению артезианских скважин, выполняющую работы по строительству, ремонту, ликвидации артезианских скважин на всех указанных выше месторождениях.

4. Службу промывочных жидкостей, выполняющую работы по составлению рецептур обработки буровых растворов, промывочной жидкости, их приготовлению.

Экспедиция глубокого эксплуатационного и разведочного бурения № 2 (Нефтеюганск) силами цеха бурения скважин выполняет работы по строительству скважин на Приразломном, Приобском, Малобалыкском, Кинаминском и Средне-Угутском месторождениях, а также имеет в своем составе Базу производственного обслуживания и транспортный участок.

Экспедиция глубокого эксплуатационного и разведочного бурения № 3 (Ванкор) силами цеха бурения и испытания скважин выполняет работы по строительству скважин и выводу их на проектный дебит на Ванкорском, Западно-Лодочном, Северо-Ванкорском месторождениях, имеет в своем составе Базу производственного обслуживания, транспортный и тампонажный участки.

Вспомогательным подразделением предприятия является База производственного обслуживания (БПО), задачами которой является подготовка и обеспечение бесперебойной работы объектов основного производства, проведение планово-предупредительных и профилактических осмотров бурового оборудования и его ремонт в соответствии с планами-графиками, разработанными отделами главного механика и главного энергетика и утвержденными главным инженером.

Ряд служб вспомогательного производства концентрируются в составе БПО по технологическому признаку:

- ПРЦБО (прокатно-ремонтный цех бурового оборудования);
- ПРЦЭиЭ (прокатно-ремонтный цех электрооборудования и электроснабжения);
- УГЗД (участок по ремонту гидравлических забойных двигателей);
- ТИУ (трубно-инструментальный цех);
- РСУ (ремонтно-строительный участок);
- ЦПВС (цех пароводоснабжения);

Силами названных подразделений выполняется текущий и капитальный ремонт бурового и энергетического оборудования; осуществляется обслуживание котельных, обеспечивающих буровые паром и водой; обеспечение буровых бригад исправным силовым и энергетическим оборудованием и надзор за его правильной эксплуатацией; пуско-наладочные и планово-предупредительные работы на буровых установках после их монтажа; текущий ремонт жилых и служебных помещений.

В состав предприятия входит ряд специализированных подразделений вспомогательного производства:

1. Вышкомонтажное производство, выполняющее работы по монтажу, демонтажу и передвижке буровых установок, систем очистки бурового раствора; по обустройству кустовых площадок; монтажу станков-качалок на

устье скважин и др.

2. Тампонажный цех, имеющий в своем составе автоколонну № 1 и лабораторию по тампонажным растворам. Производит цементирование скважин, занимается разработкой рецептуры цементных растворов, осуществляет анализ качества цементирования скважин, выполняет мелкий и текущий ремонт спецтехники и агрегатов.

3. Транспортный цех, в состав которого входят автоколонна № 2 и ремонтно-механическая мастерская. Выполняет работы по перевозке работников предприятия, бурового оборудования, материалов и инструментов к местам производства работ, мелкий и текущий ремонт спецтехники и автомобильного транспорта.

Для организационной структуры бурового предприятия характерна централизация оперативного управления производством. Для этого создается центральная инженерно-технологическая служба (или производственно-диспетчерская служба), задачей которой является осуществление круглосуточного контроля за ходом производственного процесса, рассредоточенного, как правило, на большой территории. [44]

Контрольные вопросы:

1. Чем вызвана необходимость управления предприятием?
2. С какой целью на предприятии осуществляется разделение труда?
3. Назовите основных субъектов процесса управления и охарактеризуйте их взаимодействие.
4. Чем характеризуется производственная структура предприятия?
5. Назовите подразделения основного и вспомогательного производства бурового предприятия
6. Что такое «элемент» структуры управления?
7. Какие виды связей существуют между элементами структуры управления?
8. Что понимается под организационной структурой предприятия?
9. Приведите пример организационной структуры бурового предприятия и охарактеризуйте ее элементы.

3.3 Основные технико-экономические показатели работы производственного участка

3.3.1 Основные документы, учет и контроль строительства скважин: технический проект и смета

Основными документами, на основании которых осуществляется строительство скважин, являются технический проект и смета.

Технические проекты разрабатывают специальные проектные институты (НИПИ) на основании проектных заданий, выдаваемых заказчиком, например, НГДУ. Задание содержит: сведения об административном расположении площади; номер скважин, которые

должны сооружаться по данному проекту; цель бурения, категорию скважин, проектный горизонт и проектную глубину; краткое обоснование заложения скважин; характеристику; геологического строения площади, перспективных на нефть и газ объектов, горно-геологических условий бурения; данные о пластовых давлениях, давлениях гидроразрыва пород, геостатических температурах, об объектах, подлежащих опробованию в процессе бурения и испытанию, об объеме геофизических, лабораторных и специальных исследований, диаметре эксплуатационной колонны, объеме подготовительных работ к строительству и заключительных после окончания испытания скважины; о строительстве объектов теплофикации, жилищных и культурно - бытовых помещений; название бурового предприятия, которое должно строить скважины; другую информацию, необходимую для разработки проекта.

Технический проект включает разделы:

- сводные технико-экономические данные;
 - основание для проектирования;
 - общие сведения;
 - геологическая часть;
 - конструкция скважины;
 - профиль ствола скважины;
 - буровые растворы;
 - углубление скважины;
 - крепление скважины;
 - испытание скважины;
 - дефектоскопия,
 - опрессовка оборудования и инструмента;
 - сводные данные об использовании спецмашин и агрегатов при проводке скважины;
 - сведения о транспортировке грузов и вахт;
 - мероприятия и технические средства для охраны окружающей среды;
 - механизация, средства контроля и диспетчеризация на буровой;
- техника безопасности, промышленная санитария и противопожарная техника;
- строительно-монтажная часть;
 - список нормативно-справочных и инструктивно-методических материалов, используемых при принятии проектных решений;
 - приложения.

В приложение к проекту включаются: геолого-технический наряд, обоснование продолжительности строительства скважины, схема расположения бурового оборудования, схемы обвязки устья скважины при бурении и испытании, нормы расхода долот , инструмента и материалов, профиль наклонной скважины, схему транспортных связей, документы для обоснования дополнительных расходов времени и средств, а также могут включаться расчет обсадных колонн, расчет цементирования, специальные

вопросы по предупреждению осложнений, решения по технологии углубления и испытания и т.д.

Смету на строительство скважины составляют к каждому техническому проекту. Она определяет общую стоимость скважины и служит основой для расчета бурового предприятия с заказчиком.

Смета состоит из четырех разделов, соответствующих основным этапам строительства скважины:

Раздел 1. Подготовительные работы к строительству скважины.

Раздел 2. Строительство вышки, привышечных сооружений, зданий котельных, монтаж и демонтаж оборудования.

Раздел 3. Бурение и крепление скважины.

Раздел 4. Испытание скважины на продуктивность.

В виде отдельных статей (кроме упомянутых разделов) в смету включают затраты на промыслово-геофизические работы, резерв на производство работ в зимнее время, затраты на топографо-геодезические работы, накладные расходы, плановые накопления (прибыль), дополнительные затраты (надбавка за работу на Севере и приравненных к нему районах и т.д.)

Буровая бригада перед началом строительства скважины получает три основных документа: геолого-технический наряд, наряд на производство буровых работ и инструктивно-технологическую карту.

Контрольные вопросы:

1. Какие документы являются основными, на основании которых осуществляется строительство скважин?
2. Что такое технический проект и что включает в себя проектное задание?
3. Какие разделы включает технический проект?
4. Что такое смета на строительство и из каких разделов она состоит?
5. Какие основные три документа получает буровая бригада перед началом строительства скважины?

3.3.2 Геолого-технический наряд, наряд на производство буровых работ и инструктивно-технологическую карту

Геолого-технический наряд (ГТН) - это оперативный план работы буровой бригады. Его составляют на основе технического проекта.

Наряд на производство буровых работ состоит из двух частей. В первой части указывают номер и глубину скважины, проектный горизонт, назначение ее и способ бурения, характеристики конструкции скважины, бурового оборудования и бурильной колонны, сроки начала и окончания работ по нормам, затраты времени на бурение и крепление отдельных интервалов и скважины в целом по нормам, плановую и нормативную скорости бурения, а также сумму заработной платы бригады.

Вторую, основную часть наряда составляет нормативная карта. Эта карта позволяет определить нормативную продолжительность работ от начала бурения до перфорации эксплуатационной колонны. Для составления карты используют материалы ГТН и отраслевые или утвержденные для данной площади нормы времени на выполнение всех видов работ. Для разработки нормативной карты скважину разбивают на несколько нормативных пачек. В карте перечисляют последовательно все виды работ, которые должны быть выполнены при бурении каждой пачки. Указывают затраты времени на каждый вид работ по нормам и рассчитывают затраты времени на бурение и крепление каждого участка и в целом скважины.

Инструктивно-технологическая карта предназначена для распространения передового опыта работы, накопленного в районе. Она состоит из трех частей: режимно-технологической, инструктивной и оперативного графика строительства. Карту составляют на основе анализа работы буровых бригад и вахт, которые добились наиболее высоких показателей при бурении скважин на данной площади или при выполнении отдельных видов работ (например, по спуску и подъему бурильных колонн и т.п.).

В режимно-технологической части помещают рекомендации о типоразмерах долот, забойных двигателей, параметрах режима бурения и свойствах промывочных жидкостей, при использовании которых могут быть достигнуты наиболее высокие показатели бурения.

В инструктивной части освещают новые или более совершенные способы выполнения отдельных, прежде всего, наиболее трудоемких видов работ, приводят рекомендации о более рациональной организации производственного процесса с учетом особенностей конкретного участка площади.

Третья часть содержит баланс времени бурения и крепления с учетом рекомендаций, сделанных в первых двух частях, и оперативный график бурения скважины в координатах «Глубина (м) – Продолжительность (сут)». На график нанесены две кривые: одна характеризует процесс углубления скважины по нормам, указанным в нормативной карте; вторая - процесс углубления с учетом реализации рекомендаций инструктивно-технологической карты. Во время бурения буровой мастер на этот же график наносит третью кривую, показывающую фактические затраты времени на бурение и крепление. Сопоставляя фактическую кривую с двумя первыми, буровая бригада имеет возможность контролировать выполнение нормативных показателей углубления скважины и сопоставлять свою работу с лучшими достижениями на площади.

Фактическая картина строительства скважин создается на основании оперативного и статистического учета результатов буровых работ.

Контрольные вопросы:

1. Что такое ГТН (геолого-технический наряд)?
2. Из каких частей состоит наряд на производство работ и что они содержат?
3. Для чего предназначена инструктивно-технологическая карта?
4. Из каких частей состоит инструктивно-технологическая карта и что они в себе содержат?
5. Что содержит в себе оперативный график бурения?

3.3.3 Оперативный и статический учет результатов буровых работ

Оперативный и статистический учет результатов буровых работ осуществляется путем заполнения и утверждения определенного числа документов, охватывающих все основные этапы строительства скважины.

Документы делятся на первичные (исходные) и итоговые (обобщающие).

К первичным относятся суточный рапорт бурового мастера, акты результатов крепления и суточный рапорт по заканчиванию, освоению и испытанию скважины и др. К итоговым - все формы отраслевой статистической отчетности.

Значительное усложнение условий бурения, связанное с ростом глубин скважин, возможность больших технико-экономических потерь вследствие принятия несвоевременных или неквалифицированных решений по управлению процессами строительства скважин привели к необходимости создания и использования в бурении систем телеконтроля. Эти системы служат для передачи на диспетчерский пункт информации о важнейших параметрах технологических процессов с целью последующего принятия высококвалифицированным специалистом эффективных управляющих решений

В состав систем телеконтроля (например, КУБ-01) входят датчики и преобразователи, расположенные на буровой установке и в бурильной колонне, каналы связи, приемная аппаратура и вторичные приборы на диспетчерском пункте. Основная функция подобных систем – воспроизведение в режиме реального времени вторичными приборами на диспетчерском пункте информации, фиксируемой датчиками на буровой.

Контрольные вопросы:

1. Как осуществляется оперативный и статистический учет результатов буровых работ?
2. Для чего служат системы телеконтроля?
3. Что входит в состав систем телеконтроля?

3.3.4 Экономические показатели разработки

В экономическую оценку включаются технологические варианты разработки, отличающиеся плотностью сетки скважин, порядком и темпами разбуривания, методами воздействия на залежь, уровнями добываемой нефти и жидкости, вводом из бурения добывающих и нагнетательных скважин, объемом закачиваемой воды, реагентов, способами эксплуатации и др.

Экономическая эффективность отражает соотношение затрат и результатов применительно к рассматриваемым технологическим вариантам. Результатом экономической оценки является выявление наиболее рационального варианта разработки месторождения, отвечающего критерию достижения максимального экономического эффекта от возможно полного извлечения из пластов запасов нефти при соблюдении требований экологии, охраны недр и окружающей среды.

Для оценки проекта используются следующие основные показатели эффективности:

- дисконтированный поток денежной наличности - сумма прибыли от реализации и амортизационных отчислений, уменьшенная на величину инвестиций, направляемых на освоение нефтяного месторождения. Определяется как сумма текущих годовых потоков, приведенных к начальному году;

- индекс доходности характеризует экономическую отдачу вложенных средств и представляет собой отношение суммарных приведенных чистых поступлений (прибыль от реализации и амортизационных отчислений) к суммарному объему капитальных вложений;

- период окупаемости капитальных вложений - это продолжительность периода, в течение которого начальные негативные значения накопленной денежной наличности полностью компенсируются ее положительными значениями;

- внутренняя норма возврата капитальных вложений представляет собой ту норму дисконта, при которой сумма чистого дохода от инвестиций равна сумме инвестиций, т.е. капиталовложения окупаются.

В систему оценочных показателей включаются также:

- капитальные вложения на освоение месторождения;
- эксплуатационные затраты на добычу нефти;
- доход государства (налоги и платежи в бюджетные и внебюджетные фонды РФ).

Ни один из перечисленных критериев сам по себе не является достаточным для принятия проекта. Решение об инвестировании средств в проект должно приниматься с учетом значений всех перечисленных показателей, а также значений всех участников инвестиционного проекта.

[49]

Практическое занятие №26

Радиальный поток через скважину

Задача 1.

Скважина расположена в 60-метровом пласте с проницаемостью $100 \times 10^{-15} \text{ м}^2$ и добывает нефть из расчета $23,8 \text{ м}^3/\text{сут.}$ Диаметр скважины составляет $0,15 \text{ м}$. Вязкость масла составляет $0,04 \text{ Па} \cdot \text{с}$. Давление на расстоянии $304,8 \text{ м}$ составляет $20,6 \text{ МПа}$. Рассчитать:

(i) Давление в стволе скважины.

(ii) Просадка, необходимая для поддержания расхода $50 \text{ м}^3 / \text{сутки}$.

Решение:

(i) Давление в стволе скважины можно получить по следующему уравнению

$$p|_{r_w} = p_i + \frac{\mu q}{2\pi k h} \ln \left(\frac{r_w}{r_o} \right) \quad (3.1)$$

$$\begin{aligned} p|_{r_w} &= 20,6 \times 10^6 + \frac{0,04 \times \frac{23,8}{24 \times 60 \times 60}}{2\pi \times 100 \times 10^{-15} \times 60} \ln \left(\frac{0,15/2}{304,8} \right) \\ &= 20,6 \times 10^6 + 292275,28 \times -8,31 = 2428785 \text{ Па} = 2,42 \text{ МПа} \end{aligned}$$

(ii) Просадка, необходимая для поддержания расхода $50 \text{ м}^3 / \text{сутки}$, может быть оценена с использованием уравнения (3.1) как

$$p|_{r_w} - p_i = \frac{\mu q}{2\pi k h} \ln \left(\frac{r_w}{r_o} \right) \quad (3.2)$$

$$\begin{aligned} p|_{r_w} - p_i &= \frac{0,04 \times \frac{50}{24 \times 60 \times 60}}{2\pi \times 100 \times 10^{-15} \times 60} \ln \left(\frac{0,15/2}{304,8} \right) \\ &= 614023,70 \times -8,31 = 5102490 \text{ Па} = 5,1 \text{ МПа} \end{aligned}$$

Практическое занятие №27

Околоскважинные эффекты

Задача 2.

Скважина расположена в 20-метровом пласте с проницаемостью $100 \times 10^{-15} \text{ м}^2$ и добывает нефть из расчета $25 \text{ м}^3/\text{сут.}$ Диаметр скважины составляет $0,15 \text{ м}$. Вязкость масла составляет $0,04 \text{ Па} \cdot \text{с}$. Скважина была гидравлически разрушена, что увеличило проницаемость в пределах 4 м от ствола скважины до $150 \times 10^{-15} \text{ м}^2$. Общая сжимаемость нефти и породы составляет $5 \times 10^{-8} \text{ Па}^{-1}$.

Рассчитать:

(i) снижение давления из-за кожи

(ii) скорость изменения давления в начале спуска, если расстояние от забоя скважины до устья скважины составляет 3300 м.

Решение:

Скин можно рассчитать как

$$s = \left(\frac{k}{k_s} - 1 \right) \ln \left(\frac{r_s}{r_o} \right) \quad (3.3)$$

$$s = \left(\frac{100 \times 10^{-15}}{150 \times 10^{-15}} - 1 \right) \ln \left(\frac{4}{0.15} \right) = -1.325$$

(i) Снижение давления из-за кожи может быть получено как

$$\Delta p_s = \frac{\mu q}{2\pi k h} s \quad (3.4)$$

$$\Delta p_s = \frac{0.04 \times \frac{25}{24 \times 60 \times 60}}{2\pi \times 100 \times 10^{-15} \times 20} \times -1.325 = 1220372 = 1.2 \text{ МПа}$$

(ii) в начале просадки

$$q = V_w c_f \frac{dp}{dt} \quad (3.5)$$

$$\frac{dp}{dt} = \frac{q}{V_w c_f} = \frac{\frac{25}{24 \times 60 \times 60}}{\pi \times 0.075 \times 0.075 \times 3300 \times 5 \times 10^{-8}} = 99.24 \frac{\text{Па}}{\text{с}}$$

Задача 3.

Понижение давления в раннее время из скважины диаметром 0,2 м приведено на рисунке 3.8. Скорость добычи нефти составляет 100 м³ / сутки, а начальное давление в пласте до спуска составляет 12 МПа. Сжимаемость нефти составляет 4 × 10⁻⁸ Па⁻¹, а сжимаемость породы незначительна. Рассчитать:

(i) хранение в стволе скважины

(ii) длина ствола скважины (от устья скважины до забоя скважины).

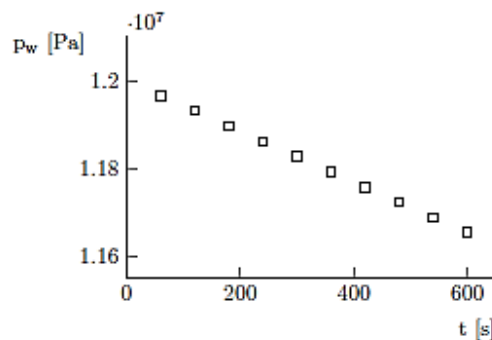


Рисунок 3.8 - Данные о времени и давления

Решение:

Наклон прямой линии, проведенной через точки данных, равен

$$\frac{dp_w}{dt} = 578.70 \frac{\text{Pa}}{\text{s}}$$

$$q = V_w c_f \frac{dp_w}{dt} = C_s \frac{dp_w}{dt} \quad (3.6)$$

$$C_s = q / \frac{dp_w}{dt} = \frac{100}{578.70} = 2 \times 10^{-6} \frac{\text{m}^3}{\text{Pa}} \quad (3.7)$$

$$C_s = V_w c_f = \pi r_w^2 L c_f$$

$$C_s = V_w c_f = \pi r_w^2 L c_f$$

Практическое занятие №28

Радиальная диффузия

Задача 4.

Вывести уравнение диффузии в сферическую систему координат.

Решение:

Рассмотрим массу сферы толщиной Δr

$$m = \rho \phi V = \rho \phi 4\pi r^2 \Delta r \quad (3.8)$$

$$\frac{dm}{dt} = 4\pi r^2 \Delta r \frac{d}{dt}(\rho \phi) \quad (3.9)$$

Баланс массы в сферической системе координат

$$\frac{m|_{t+\Delta t} - m|_t}{\Delta t} = 4\pi r^2 \Big|_r \rho \Big|_r u \Big|_r - 4\pi r^2 \Big|_{r+\Delta r} u \Big|_{r+\Delta r} \quad (3.10)$$

Вычисление уравнений (3.9) и (3.10)

$$-\frac{d}{dr}(\rho u r^2) = r^2 \frac{d}{dt}(\rho \phi) \quad (3.11)$$

Скорость Дарси

$$u = -\frac{k}{\mu} \frac{dp}{dr} \quad (3.12)$$

Подставляя уравнение (3.11) в (3.12) и выражая правую часть уравнения (3.11) в терминах сжимаемости породы и флюида (получено в лекции)

$$\frac{k}{\mu} \frac{d}{dr} \left(\rho r^2 \frac{dp}{dr} \right) = \rho \phi (c_f + c_\phi r^2) \frac{dp}{dt} \quad (3.13)$$

Уравнение диффузии в сферической системе координат получается как

$$\frac{dp}{dt} = \frac{k}{\phi \mu c_f} \frac{1}{r^2} \frac{d}{dr} \left(r^2 \frac{dp}{dr} \right) \quad (3.14)$$

Раздел 4. СОБЛЮДЕНИЕ ТРЕБОВАНИЙ ПРОМЫШЛЕННОЙ ЭКОЛОГИИ И ОХРАНЫ ТРУДА

4.1 Соблюдение требований промышленной экологии и охраны труда

4.1.1 Общие рекомендации по охране окружающей среды

При проведении исследования скважин возможно негативное воздействие на окружающую среду. Негативное воздействие может проявляться в виде:

химического загрязнения почв, грунтов, поверхностных водных объектов и атмосферного воздуха;

физического нарушения почвенно-растительного покрова, грунтов, природных ландшафтов.

В соответствии с требованиями Федерального закона [26] при исследованиях скважин должны планироваться и выполняться природоохранные мероприятия, снижающие негативное воздействие на окружающую среду

Выполнение мероприятий по охране окружающей природной среды обеспечивает соответствующее структурное подразделение добывающей организации либо специализированная сторонняя организация. Контроль за соблюдением природоохранных мероприятий осуществляет отдел экологии (экологическая служба) организации.

При осуществлении природоохранных мероприятий должны учитываться специфические особенности процесса исследования скважин. Технические средства и технологии исследования скважин должны учитывать природно-климатические условия района ведения работ и быть направлены на исключение загрязнения или сведение его к минимуму.

Для снижения негативного воздействия на окружающую среду должны предусматриваться следующие типовые мероприятия:

по охране атмосферного воздуха:

а) исключение выбросов продуктов исследования скважин в атмосферный воздух;

б) использование технологий и оборудования для исследования скважин, снижающих выброс загрязняющих веществ в атмосферный воздух;

по охране водных объектов:

а) исключение сброса сточных и загрязненных вод, а также технологических жидкостей в водные объекты;

б) применение технологий и оборудования для исследования скважин, снижающих объемы водопотребления (водоотведения), а также объемы и состав загрязняющих веществ в сточных водах;

по охране почв, грунтов, ландшафтов:

а) исключение загрязнения почв, грунтов, ландшафтов, нарушения растительного покрова;

б) рекультивация нарушенных участков почв, грунтов, ландшафтов.

Мероприятия по охране окружающей среды при исследовании конкретной скважины

или скважин следует предусмотреть в плане (программе) исследования скважины (скважин).

Природоохранные мероприятия должны соответствовать требованиям действующего федерального законодательства, нормативных правовых актов соответствующего субъекта Федерации и других регламентирующих документов. Перечисление этих документов находится в приложении А настоящих рекомендаций.

Контрольные вопросы:

1. В чем может проявляться негативное воздействие на окружающую среду при проведении исследования скважин?

2. Кто осуществляет контроль за соблюдением природоохранных мероприятий?

3. Какие мероприятия должны предусматриваться для снижения негативного воздействия на окружающую среду?

4.1.2 Свойства вредных веществ и их воздействие на человека

Сероводород (H_2S) бесцветный термически неустойчивый, ядовитый газ неприятным запахом, ощущается даже при незначительных концентрациях (1:1000000). Прямой пропорциональности между концентрацией сероводорода и интенсивностью запаха не наблюдается. Температура воспламенения - 246°C . Плотность - $1,538 \text{ кг/м}^3$; по отношению к воздуху - 1,912; скапливается в низких непроветриваемых местах. Хорошо растворяется в воде. В водном растворе является слабой кислотой. Горит синеватым пламенем с образованием воды и сернистого газа.

Сероводород - сильный, нервный яд, вызывающий смерть от остановки дыхания. На дыхательные пути и глаза действует раздражающе. Растворенный в воде при попадании на кожу человека вызывает покраснение и экзему.

Ощутимый запах сероводорода отмечается при $1,4\text{--}2,3 \text{ мг/м}^3$; значительный запах - при 4 мг/м^3 ; при $7\text{--}11 \text{ мг/м}^3$ - запах тягостный. Чем больше концентрация сероводорода, тем меньше ощущается запах, вплоть до исчезновения. Возможно, это связано с параличом окончаний обонятельного нерва.

При концентрации $200\text{--}280 \text{ мг/м}^3$ наблюдается жжение в глазах, раздражение слизистых оболочек глаза и зева, металлический вкус во рту, усталость, головные боли, тошнота. При $750 \text{ мг/м}^3 \text{ H}_2\text{S}$ наступает опасное отравление в течение 15-20 мин.

При концентрации 1000 мг/м^3 и выше смерть может наступить почти мгновенно. Предельно допустимая концентрация (ПДК) сероводорода в воздухе рабочей зоны - 10 мг/м^3 (в смеси с углеводородами C_3 - C_4) - 3 мг/м^3 .

ПДК сероводорода в воздухе рабочей зоны - 10 мг/м^3 (ГОСТ 12.1.005), в воздухе населенных мест - $0,008 \text{ мг/м}^3$. Пределы воспламеняемости - от 4,3 % до 45,5 % (объемных).

Сернистый ангидрид (SO_2 , сернистый газ, двуокись серы) - бесцветный газ с острым запахом. Температура кипения - 10°C . Плотность по отношению к воздуху - 2,2; водный раствор является кислотой.

Сернистый ангидрид действует раздражающе на слизистые оболочки дыхательных путей и глаз; более высокие концентрации вызывают их воспаление, выражающееся в кашле, хрипоте, жжении и боли в горле, груди, слезотечении, носовых кровотечениях. Считают, что смерть наступает от удушья вследствие спазма голосовой щели.

Ощутимый порог запаха сернистого ангидрида - 3 мг/м^3 . Раздражение в горле вызывает концентрация $20\text{-}30 \text{ мг/м}^3$, раздражение глаз - 50 мг/м^3 , при 60 мг/м^3 наблюдается сильное чихание, кашель, 120 мг/м^3 можно выдержать только 3 мин, 300 мг/м^3 - лишь 2 мин.

ПДК сернистого ангидрида в воздухе рабочей зоны - 10 мг/м^3 , в воздухе населенных пунктов среднесуточная ПДК равна $0,05 \text{ мг/м}^3$, максимально-разовая - $0,5 \text{ мг/м}^3$.

Низкомолекулярные меркаптаны (RSH) в малых концентрациях обладают запахом, схожим с запахом гнилой капусты, рефлекторно вызывают тошноту, головную боль. При более высоких концентрациях вызывают рвоту, понос, появление белка в крови и моче, судорожное действие. Для некоторых меркаптанов характерно первоначальное возбуждающее воздействие.

ПДК метилмеркаптанов - $0,8 \text{ мг/м}^3$, этилмеркаптанов - 2 мг/м^3 , в воздухе населенных мест - $9\text{-}10 \cdot 10^{-6} \text{ мг/м}^3$.

Диоксид углерода (CO_2) - угольный ангидрид, бесцветный газ кисловатого вкуса и запаха. Плотность - $1,53 \text{ кг/м}^3$, скапливается в низких непроветриваемых местах. Хорошо растворяется в воде. В водном растворе является слабой кислотой.

Диоксид углерода обладает наркотическим воздействием на человека, раздражающе воздействует на кожу и слизистые оболочки,

В малых концентрациях возбуждает дыхательный центр, в очень больших - угнетает. При вдыхании 2,5 % - 5 % CO_2 у человека наблюдается головная боль, раздражение верхних дыхательных путей, учащение сердцебиения, повышенное давление. При более высоких концентрациях - потливость, шум в ушах, рвота, психическое возбуждение, снижение температуры тела, нарушение зрения.

Сероуглерод (CS_2) - бесцветная жидкость, частично разлагающаяся на свету, продукты разложения имеют желтый цвет и отвратительный запах. Температура кипения - $46,3^\circ\text{C}$, плотность - 1230 кг/м^3 . Растворим в воде, эфирах, спиртах; растворяет серу, жиры, масло. Сероуглерод - сильный

нервный яд, вызывающий смерть от остановки дыхания. Раздражающе действует на дыхательные пути, глаза, центральную и периферическую нервные системы. При попадании на кожу действует раздражающе, вызывает обезжиривание, сморщивание, образование пузырей.

Порог восприятия запаха сероуглерода человеком - не более $0,04 \text{ мг/м}^3$; при концентрации более 1000 мг/м^3 наблюдаются сильные головные боли, при больших концентрациях - сосудодвигательные расстройства, головокружение, расстройства чувствительности, немота, боль в горле, ощущение «мурашек». При концентрации более 10000 мг/м^3 после нескольких вдохов возможна потеря сознания. ПДК сероуглерода в воздухе рабочей зоны - 1 мг/м^3 .

Метанол (CH_3OH) - метиловый спирт, древесный спирт - простейший представитель гомологического ряда предельных спиртов; бесцветная легкоподвижная летучая горючая жидкость с запахом, подобным запаху этилового спирта.

Плотность $792,4 \text{ кг/м}^3$ (при 20°C). Температура кипения - $64,5^\circ\text{C}$. С воздухом в объемных концентрациях $6,72\%$ - $36,5\%$ образует взрывоопасные смеси; температура вспышки - $15,6^\circ\text{C}$. Метанол смешивается во всех соотношениях с водой и большинством органических растворителей, обладает всеми свойствами одноатомных спиртов.

Метанол - сильный яд, действующий преимущественно на нервную и сосудистую системы человека, с резко выраженным кумулятивным действием, то есть способностью накапливаться в организме. Прием внутрь $5\text{-}10 \text{ мл}$ приводит к тяжелому отравлению, а 30 мл и более - к смертельному исходу. ПДК метанола в воздухе рабочей зоны - 5 мг/м^3 , максимальная разовая - 15 мг/м^3 .

Метан (CH_4) - болотный, или рудничный, газ - первый член гомологического ряда насыщенных углеводородов; бесцветный газ без запаха. Температура кипения - минус $164,5^\circ\text{C}$; температура плавления - минус $182,5^\circ\text{C}$. Плотность по отношению к воздуху - $0,554$ (при 20°C); горит почти бесцветным пламенем, теплота сгорания $50,08 \text{ МДж/кг}$ (11954 ккал/кг). Метан - основной компонент природных (77% - 99% по объему) и попутных нефтяных (31% - 90%) газов.

С воздухом метан образует взрывоопасные смеси. При содержании в воздухе до 5% - 6% метан горит около источника тепла (температура воспламенения $650\text{ - }750^\circ\text{C}$), от $5\% \sim 6\%$ до 14% - 16% взрывается, свыше 16% - может гореть при притоке кислорода извне; снижено ние при этом концентрации метана может привести к взрыву. Значительное увеличение концентрации метана в воздухе бывает причиной удушья (например, концентрации метана 43% соответствует $12\% \text{ O}_2$). ПДК метана в воздухе рабочей зоны - 300 мг/м^3 .

Контрольные вопросы:

1. Какими свойствами обладает сероводород?
2. Как действует сероводород на организм человека?
3. Какова предельно допустимая концентрация сероводорода в воздухе (ПДК)
4. Каковы свойства и как действует сернистый ангидрид на организм человека?
5. Каков ПДК сернистого ангидрида?
6. Какими свойствами обладают низкомлекулярные меркаптаны и каков его ПДК?
7. Какими свойствами обладает диоксид углерода и каков его ПДК?
8. Какими свойствами обладает сероуглерод и каков его ПДК?
9. Какими свойствами обладает метанол и каков его ПДК?
10. Какими свойствами обладает метан и каков его ПДК?

4.1.3 Организация безопасного проведения работ по освоению и испытанию скважин

При производстве работ по освоению скважин необходимо иметь запас задавочной жидкости в количестве не менее двух объемов скважины, находящейся непосредственно на скважине, или материалов для оперативного ее приготовления.

Работы по освоению и испытанию скважин могут быть начаты при обеспечении следующих условий:

высота подъема цементного раствора за эксплуатационной колонной и качество сформировавшейся крепи соответствуют требованиям рабочего проекта на бурение скважины;

эксплуатационная колонна прошаблонирована, опрессована совместно с колонной головкой и превенторной установкой (фонтанной арматурой), герметична при давлении, превышающем на 10% максимально ожидаемое давление на устье скважины;

устье с фонтанной арматурой или превенторной установкой и выкидные линии оборудованы и обвязаны в соответствии со схемой, согласованной с противofонтанной службой (противofонтанной военизированной частью);

отсутствуют межколонные давления.

В случае возможных отклонений по высоте подъема цемента от рабочего проекта работы по освоению и испытанию скважины проводятся после согласования с заказчиком и проектной организацией.

Устье скважины перед перфорацией эксплуатационной колонны должно быть оборудовано противовыбросовым оборудованием по утвержденной схеме, а скважина заполнена буровым раствором (или специальной жидкостью), соответствующим рабочему проекту.

В случае вскрытия перфорацией газовых, нефтяных и водоносных горизонтов с аномально высоким пластовым давлением противовыбросовое оборудование должно быть представлено превенторной установкой. Подготовительные работы перед спуском заряженного перфоратора в скважину осуществляются в соответствии с требованиями настоящих Правил.

Перфорация продуктивного пласта при сниженном уровне или в среде, отличающейся от установленных требований, должна производиться в условиях обеспечения герметизации устья скважины при ГНВП. Технология и порядок проведения таких работ устанавливаются специальным планом, утвержденным пользователем недр (заказчиком) и согласованным с противофонтанной службой (противофонтанной военизированной частью).

Во время перфорации производителем работ должно быть установлено наблюдение за уровнем жидкости в скважине.

Фонтанная арматура до установки на устье скважины должна быть опрессована на величину рабочего давления, установленного изготовителем, а после установки - на давление, равное давлению опрессовки эксплуатационной колонны.

Результаты опрессовки на устье скважины оформляются актом комиссии, в состав которой включается представитель заказчика и противофонтанной службы (противофонтанной военизированной части).

Комплекс работ по освоению скважины должен предусматривать меры, обеспечивающие:

- исключение закупорки пласта при вторичном вскрытии; - сохранение скелета пласта в призабойной зоне;
- предупреждение прорыва пластовой воды и газа из газовой "шапки";
- термогазодинамические исследования по определению количественной и качественной характеристики пласта и его геологофизических параметров;
- сохранение, восстановление или повышение проницаемости призабойной зоны;
- предотвращение неконтролируемых газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов;
- безопасное пользование недрами и охрану окружающей среды.

Устойчивость призабойной зоны пласта и сохранность цементного камня обеспечиваются допустимой депрессией, величина которой устанавливается заказчиком с учетом проектных решений и фактических характеристик пласта, вскрытого скважиной.

Приток флюида из пласта вызывается путем создания регламентируемых депрессий за счет:

замены бурового раствора на раствор меньшей плотности, техническую воду или дегазированную нефть. При этом разница в плотностях последовательно заменяемых жидкостей не должна быть более 0,5 - 0,6 г/см³;

при большей разнице плотностей должны быть ограничены темпы снижения противодавления на пласт;

использования пенных систем;

использования специальных технических средств и технологий (например, струйный насос).

Снижение уровня жидкости в эксплуатационной колонне с использованием воздуха запрещается. Вызов притока путем снижения уровня в эксплуатационной колонне свабированием, использованием скважинных насосов, нагнетанием инертного газа или природного газа от соседней скважины производится в соответствии с планом работ и согласовывается с заказчиком.

Глубинные измерения в скважинах с избыточным давлением на устье должны проводиться с применением лубриката, технические характеристики которого соответствуют условиям работы скважины. До установки лубриikator должен быть опрессован на рабочее давление, установленное изготовителем, а после установки - на давление опрессовки колонны.

Для каждой скважины, подлежащей освоению, составляется план работы, и назначаются ответственные лица за их выполнение. План утверждается техническим руководителем буровой организации и согласовывается с заказчиком.

Испытание скважин в процессе бурения с помощью испытателей пластов осуществляется по плану работ, предусматривающему мероприятия по подготовке ствола скважины, обработке раствора противоприхватными добавками, величину депрессии на испытываемый пласт, порядок подготовки бурильной колонны и проведения такой операции. План работ согласовывается с заказчиком, противодонной службой (противодонной военизированной частью), геофизической организацией (в случаях ее участия) и утверждается техническим руководителем буровой организации.

Проведение работ с трубными пластоиспытателями разрешается в скважинах при исправном буровом инструменте, насосах. Испытания пластов в зависимости от их задач могут проводиться без и с выпуском жидкости долива и пластового флюида на поверхность.

Перед испытанием скважины с помощью пластоиспытателя с выводом пластового флюида на поверхность необходимо:

рассчитать колонну бурильных труб на избыточное внутреннее и наружное давления, которые могут возникнуть в процессе испытания;

оборудовать буровую колонну шаровым краном и специальной устьевой головкой, опрессовав их на давление, превышающее на 10% максимальное ожидаемое в процессе операции;

провести обвязку устья с манифольдом буровых насосов и выкидной линии превенторной установки;

обеспечить возможность прямой и обратной закачки промывочной жидкости в скважину;

согласовать схему обвязки устья с противofонтанной службой (противofонтанной военизированной частью);

провести испытание на герметичность обсадной колонны с противовыбросовым оборудованием;

оборудовать устье скважины рабочей площадкой для экстренного закрытия аварийного крана на специальной устьевой головке при подъеме бурильной колонны с элементами обвязки над столом ротора;

обеспечить на буровой в местах выхода пластового флюида активную вентиляцию.

Запрещается проведение работ с трубными пластоиспытателями в скважинах без оборудования их превенторной установкой.

Проведение работ с трубными пластоиспытателями в условиях поглощения промывочной жидкости и слабом проявлении скважины должно проводиться по дополнительным планам, содержащим мероприятия по обеспечению безаварийности и безопасности работ и согласованным с противofонтанной службой (противofонтанной военизированной частью).

О проведенных работах по освоению и испытанию скважин составляется суточный рапорт по форме, установленной в организации.

Контрольные вопросы:

1. В каком объеме необходимо иметь запас задавочной жидкости при производстве работ по освоению скважин?
2. При обеспечении каких условий работы по освоению скважин могут быть начаты?
3. Какие требования предъявляются к устью скважины?
4. Какие требования предъявляются к ПВО?
5. Какие меры должен предусматривать комплекс работ по освоению скважины?

Практическое занятие №29

Суперпозиция и анализ давления. Анализ повышения давления: метод MDH

Задача 1.

Свойства пласта и жидкости приведены в таблице 4.1, а данные по давлению при закрытии приведены в таблице 4.2.

Рассчитать:

- (i) проницаемость пласта
- (ii) p_{1hr}
- (iii) фактор кожи
- (iv) начальное давление в пласте

Таблица 4.1 - Свойства пласта и жидкости

Параметр	Значение	Параметр	Значение
q	120	t_p	180 hours
ϕ	0.25	B	1.152 bbl/STB
h	25 ft	μ	4 cp
r_w	0.25ft	c_t	10^{-5} psi^{-1}

Таблица 4.2 - Данные для задачи №1

$\Delta t(\text{hr})$	$p_{ws}(\text{psia})$	$\Delta t(\text{hr})$	$p_{ws}(\text{psia})$	$\Delta t(\text{hr})$	$p_{ws}(\text{psia})$	$\Delta t(\text{hr})$	$p_{ws}(\text{psia})$
0.001	3300	0.4	3365	7	3455	16	3461
0.002	3305	0.5	3370	8	3456	17	3462
0.01	3310	1	3378	9	3457	20	3463
0.04	3320	2	3445	10	3457	22	3464
0.06	3331	3	3448	11	3458	26	3465
0.08	3335	4	3450	12	3459	28	3465
0.1	3340	5	3452	13	3459		
0.2	3355	6	3453	15	3461		

Решение:

(i) График $p_{ws} \mid \Delta t$ и Δt на полулогарифмическом графике (рис .4.1). Установите прямую линию на данные, чтобы идентифицировать бесконечно действующую область радиального потока.

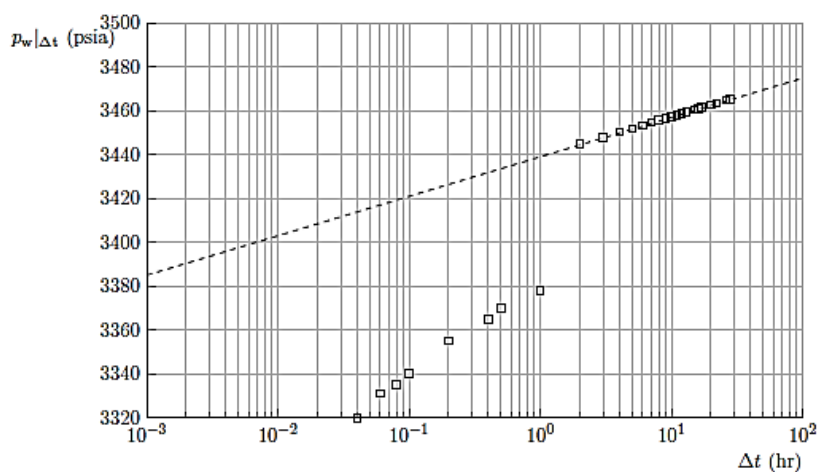


Рисунок 4.1- График полулога для задачи 1

(ii) Наклон прямой линии составляет 17,98 фунтов на квадратный дюйм / цикл.

$$k = \frac{162,6qB\mu}{\text{slope} \times h} = 200mD \quad (4.1)$$

(iii) Продлить прямую линию (показана на рисунке выше пунктирной линией) при $\Delta t = 1$ час. Читать $p_{1hr} = 3439$ фунтов на квадратный дюйм от оси ординат

(iv) Изменение порядка уравнений, приведенное в листе уравнений

$$s = \frac{1}{0,869} \left\{ \frac{p_{\Delta t=1} h_r - p|_{\Delta t=0}}{slope} - \log \left(\frac{k}{\phi \mu c_f r_w^2} \right) + 3,23 \right\} = 4 \quad (4.2)$$

Задача №2

Свойства пласта и жидкости приведены в таблице 4.3, а данные по давлению при закрытии приведены в таблице 4.4.

Рассчитать:

(i) проницаемость пласта

(II) p_{1hr}

(iii) фактор кожи

(iv) начальное давление в пласте

Таблица 4.3 - Свойства пласта и жидкости

Параметр	Значение	Параметр	Значение
q	150 STB/D	t_p	180 hours
ϕ	0.3	B	1.152 bbl/STB
h	50 ft	μ	3 cp
r_w	0.25ft	c_t	10^{-5} psi^{-1}

Таблица 4.4 - Значение для задачи №2

$\Delta t(\text{hr})$	$p_{ws}(\text{psia})$	$\Delta t(\text{hr})$	$p_{ws}(\text{psia})$	$\Delta t(\text{hr})$	$p_{ws}(\text{psia})$	$\Delta t(\text{hr})$	$p_{ws}(\text{psia})$
0.001	3400	0.4	3432	7	3453	16	3459
0.002	3401	0.5	3435	8	3454	17	3459
0.01	3405	1	3440	9	3455	20	3460
0.04	3408	2	3444	10	3455	22	3461
0.06	3412	3	3447	11	3456	26	3462
0.08	3415	4	3449	12	3457	28	3463
0.1	3418	5	3450	13	3457		
0.2	3425	6	3452	15	3458		

Решение:

(i) График $p_{ws} | \Delta t$ и Δt на полулогарифмическом графике (рис.4.2). Установите прямую линию на данные, чтобы идентифицировать бесконечно действующую область радиального потока.

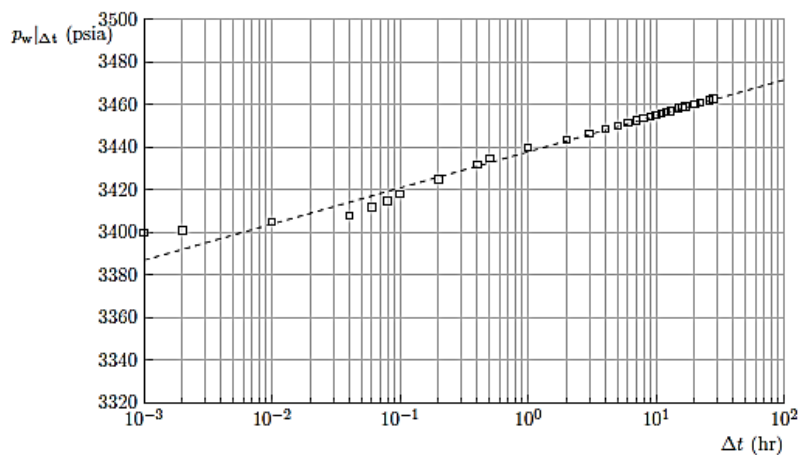


Рисунок 4.2 - График полулога для задачи №2

(ii) Наклон прямой составляет 16,85 фунтов на квадратный дюйм / цикл.

$$k = \frac{162,6qB\mu}{slope \times h} = 100mD \quad (4.3)$$

(iii) Продлить прямую линию (показана на рисунке выше пунктирной линией) при $\Delta t = 1$ час. Читать $p_{1hr} = 3438$ фунтов на квадратный дюйм от оси ординат.

(iv) Изменение порядка уравнений, приведенное в листе уравнений

$$s = \frac{1}{0,869} \left\{ \frac{p_{\Delta t=1} h_r - p|_{\Delta t=0}}{slope} - \log \left(\frac{k}{\phi \mu c_f r_w^2} \right) + 3,23 \right\} = -2 \quad (4.4)$$

Практическое занятие №30

Анализ повышения давления: метод Хорнера

Задача 1.

Свойства пласта и жидкости приведены в таблице 4.5, а данные по давлению при закрытии приведены в таблице 4.6.

Таблица 4.5

Parameter	Value	Parameter	Value
q	80 STB/D	t_p	80 hours
ϕ	0.25	B	1.152 bbl/STB
h	30 ft	μ	4 cp
r_w	0.25ft	c_t	10^{-5} psi $^{-1}$

Таблица 4.6 - Значения для задачи №1

$\Delta t(\text{hr})$	$p_{ws} \text{ (psia)}$	$\Delta t(\text{hr})$	$p_{ws} \text{ (psia)}$	$\Delta t(\text{hr})$	$p_{ws} \text{ (psia)}$	$\Delta t(\text{hr})$	$p_{ws} \text{ (psia)}$
0.001	3400	0.4	3475	7	3503	16	3507
0.002	3402	0.5	3485	8	3504	17	3507
0.01	3406	1	3490	9	3504	20	3508
0.04	3420	2	3498	10	3505	22	3508
0.06	3430	3	3500	11	3505	26	3509
0.08	3440	4	3501	12	3506	28	3509
0.1	3445	5	3502	13	3506		
0.2	3460	6	3503	15	3507		

Используя метод Хорнера, рассчитать:

- (i) проницаемость пласта
- (ii) p_{HTR1hr}
- (iii) фактор кожи
- (iv) начальное давление в пласте

Решение:

(i) График $p_{ws} \mid \Delta t$ и HTR на графике полулога (рис.4.3). Установите прямую линию на данные, чтобы идентифицировать бесконечно действующую область радиального потока.

(ii) Наклон прямой линии составляет 10 фунтов на квадратный дюйм / цикл.

$$k = \frac{162,6qB\mu}{slope \times h} = 100mD \quad (4.5)$$

(iii) Продлить прямую линию (показанную на рисунке выше в виде пунктирной линии) при $\Delta t = 1$ час, т.е. $HTR = (80 + 1) / 1$. Прочитайте $p_{1hr} = 3493$ фунтов на квадратный дюйм от оси ординат.

(iv) Изменение порядка уравнений, приведенное в листе уравнений

$$s = \frac{1}{0,869} \left\{ \frac{p_{\Delta t=1} h_r - p_{\Delta t=0}}{slope} - \log \left(\frac{k}{\phi \mu c_f r_w^2} \right) + 3,23 \right\} = 6 \quad (4.6)$$

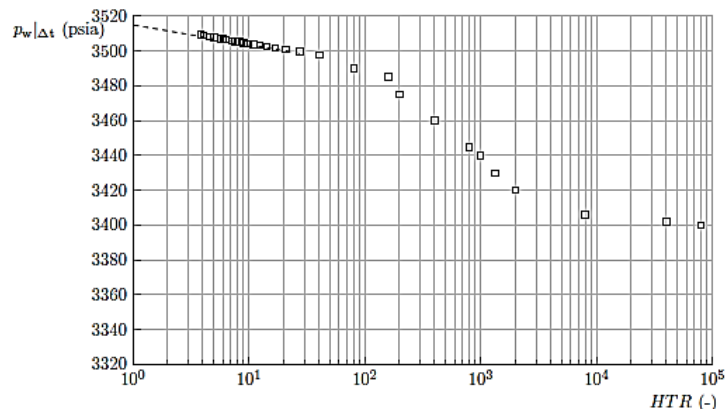


Рисунок 4.3 - График полулога для задачи №1

Задача 2.

Свойства пласта и флюида приведены в таблице 4.7, а данные по давлению при закрытии приведены в таблице 4.8.

Используя метод Хорнера, рассчитать:

- (i) проницаемость пласта
- (ii) p_{HTR1hr}
- (iii) фактор кожи
- (iv) начальное давление в пласте

Таблица 4.7 - Свойства пласта и флюида

Parameter	Value	Parameter	Value
q	180 STB/D	t_p	75 hours
ϕ	0.3	B	1.152 bbl/STB
h	60 ft	μ	4 cp
r_w	0.25ft	c_t	10^{-5} psi^{-1}

Таблица 4.8 - Значения для задачи 2

$\Delta t(\text{hr})$	$p_{ws} \text{ (psia)}$	$\Delta t(\text{hr})$	$p_{ws} \text{ (psia)}$	$\Delta t(\text{hr})$	$p_{ws} \text{ (psia)}$	$\Delta t(\text{hr})$	$p_{ws} \text{ (psia)}$
0.001	3000	0.4	3025	7	3040	16	3042
0.002	3002	0.5	3028	8	3040	17	3042
0.01	3005	1	3035	9	3041	20	3042
0.04	3008	2	3038	10	3041	22	3042
0.06	3010	3	3039	11	3041	26	3042
0.08	3012	4	3039	12	3041	28	3042
0.1	3015	5	3040	13	3041		
0.2	3020	6	3040	15	3041		

Решение:

(i) График $p_{ws} | \Delta t$ и HTR на рисунке 4.4 полулога. Установите прямую линию на данные, чтобы идентифицировать бесконечно действующую область радиального потока.

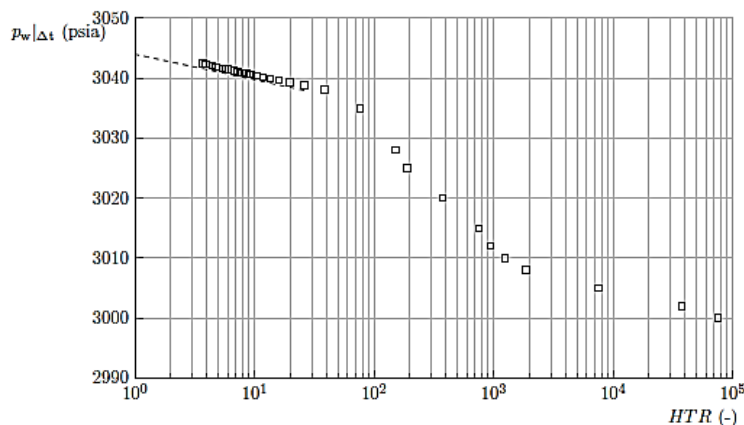


Рисунок 4.4 - График полулога для задачи 2

(ii) Наклон прямой линии составляет 3,746 фунтов на квадратный дюйм / цикл.

$$k = \frac{162,6qB\mu}{slope \times h} = 600mD \quad (4.7)$$

(iii) Продлить прямую линию (показанную на рисунке выше в виде пунктирной линии) при $\Delta t = 1$ час, т.е. HTR = (75 + 1) / 1. Прочитайте $p_{1hr} = 3035$ фунтов на квадратный дюйм от оси ординат

(iv) Изменение порядка уравнений, приведенное в листе уравнений

$$s = \frac{1}{0,869} \left\{ \frac{p_{\Delta t=1} h_r - p|_{\Delta t=0}}{slope} - \log \left(\frac{k}{\phi \mu_f r_w^2} \right) + 3,23 \right\} = 6 \quad (4.8)$$

Практическое занятие №31

Анализ повышения давления: метод эквивалентного времени агарвала

Задача 1.

Свойства пласта и жидкости приведены в таблице 4.9, а данные по давлению при закрытии приведены в таблице 4.10.

Используя метод эквивалентного времени, рассчитать:

(i) проницаемость пласта

(II) p_{1hr}

(iii) фактор кожи

Таблица 4.9 - Свойства пласта и жидкости

Parameter	Value	Parameter	Value
q	100 STB/D	t_p	28 hours
ϕ	0.15	B	1.152 bbl/STB
h	25 ft	μ	4 cp
r_w	0.2ft	c_t	10^{-5} psi^{-1}

Таблица 4.10 - Значение для задачи №1

$\Delta t(\text{hr})$	$p_{ws}(\text{psia})$	$\Delta t(\text{hr})$	$p_{ws}(\text{psia})$	$\Delta t(\text{hr})$	$p_{ws}(\text{psia})$	$\Delta t(\text{hr})$	$p_{ws}(\text{psia})$
0.001	3400	0.4	3600	7	3655	16	3666
0.002	3402	0.5	3610	8	3657	17	3667
0.01	3410	1	3630	9	3659	20	3669
0.04	3420	2	3639	10	3660	22	3670
0.06	3450	3	3644	11	3661	26	3672
0.08	3500	4	3648	12	3662	28	3673
0.1	3550	5	3651	13	3663		
0.2	3580	6	3653	15	3665		

Решение:

(i) График $p_w | \Delta t$ и Δt_e на рисунке 4.5 полулога. Установите прямую линию на данные, чтобы идентифицировать бесконечно действующую область радиального потока.

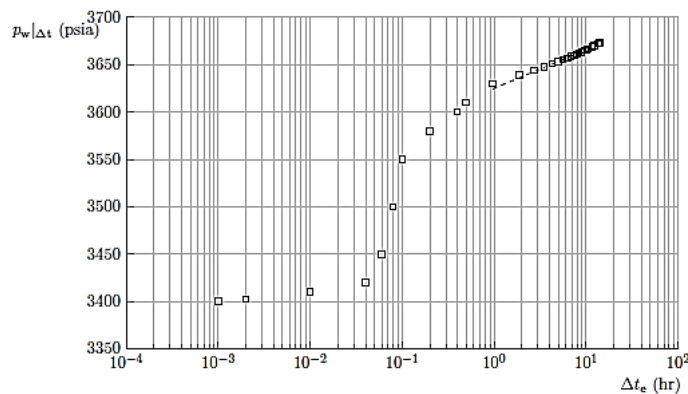


Рисунок 4.5 - График полулога для задачи №1

(ii) Наклон прямой линии составляет 30 фунтов на квадратный дюйм / цикл.

$$k = \frac{162,6qB\mu}{slope \times h} = 100mD \quad (4.9)$$

(iii) Продлить прямую линию (показанную на рисунке выше пунктирной линией) при $\Delta t = 1$ час, т.е. $\Delta t_e = 1$ час. Считать p_{shr} 3625 фунтов на квадратный дюйм с оси ординат

(iv) Изменение порядка уравнений, приведенное в листе уравнений (для эквивалентного времени)

$$s = \frac{1}{0,869} \left\{ \frac{p_{\Delta t=1} h_r - p|_{\Delta t=0}}{slope} - \log \left(\frac{k}{\phi \mu c_f r_w^2} \right) + 3,23 \right\} = 4 \quad (4.10)$$

Задача 2.

Свойства пласта и жидкости приведены в таблице 4.11, а данные по давлению при закрытии приведены в таблице 4.12.

Используя метод эквивалентного времени, рассчитать:

- (i) проницаемость пласта
- (II) p_{1hr}
- (iii) скин - фактор

Таблица 4.11 - Свойства пласта и жидкости

Parameter	Value	Parameter	Value
q	80 STB/D	t_p	24 hours
ϕ	0.25	B	1.152 bbl/STB
h	25 ft	μ	5 cp
r_w	0.2ft	c_t	10^{-5} psi^{-1}

Таблица 4.12 - Значение для задачи 2

$\Delta t(\text{hr})$	$p_{ws} \text{ (psia)}$	$\Delta t(\text{hr})$	$p_{ws} \text{ (psia)}$	$\Delta t(\text{hr})$	$p_{ws} \text{ (psia)}$	$\Delta t(\text{hr})$	$p_{ws} \text{ (psia)}$
0.001	3450	0.4	3580	7	3632	16	3636
0.002	3455	0.5	3600	8	3633	17	3636
0.01	3460	1	3620	9	3633	20	3637
0.04	3470	2	3627	10	3634	22	3637
0.06	3490	3	3628	11	3634	26	3638
0.08	3500	4	3630	12	3635	28	3638
0.1	3530	5	3631	13	3635		
0.2	3550	6	3631	15	3635		

Решение:

(i) График $p_{ws} \mid \Delta t$ и Δt_e на графике полулога. Установите прямую линию на данные, чтобы идентифицировать бесконечно действующую область радиального потока.

(ii) Рисунок 4.6 - График полулога для задачи №2

(iii) Наклон прямой линии составляет 10 фунтов на квадратный дюйм / цикл

$$k = \frac{162,6qB\mu}{\text{slope} \times h} = 300mD \quad (4.11)$$

(iv) Продлить прямую линию (показанную на рисунке выше пунктирной линией) при $\Delta t = 1$ час, т.е. $\Delta t_e = 1$ час. Считайте $p_{shr3621}$ psia с оси ординат.

(v) Изменение порядка уравнений, приведенное в листе уравнений (для эквивалентного времени)

$$s = \frac{1}{0,869} \left\{ \frac{p_{\Delta t=1} h_r - p|_{\Delta t=0}}{\text{slope}} - \log \left(\frac{k}{\phi \mu c_f r_w^2} \right) + 3,23 \right\} = 15 \quad (4.12)$$

Практическое занятие №32

Испытания скважин. Влияние пограничных эффектов и разломов

Задача 1.

Удвоение наклона на полулогическом графике просадки в зависимости от времени указывает на наличие непроницаемого линейного разлома. Данные просадки также можно использовать для определения расстояния от скважины до разлома следующим образом. Если мы наносим данные на график и затем подгоняем две прямые линии к ранним и поздним данным, время, в которое эти линии пересекаются, называется t'_{rw} .

Покажите, что расстояние до разрыва можно найти из следующего уравнения:

$$d = 0,749(t'_{DW})^{1/2} R_w \quad (4.13)$$

Решение:

Мы можем использовать логарифмическую аппроксимацию линейного решения с постоянной скоростью. Для ранних данных, прежде чем обнаружена неисправность, мы имеем

$$p_{wf} = p_i - \frac{\mu q}{4\pi k h} \ln \left(\frac{2,246 k t}{\phi \mu c r_w^2} \right) \quad (4.14)$$

Для данных за последнее время после обнаружения ошибки имеем: Для данных за последнее время после обнаружения ошибки имеем:

$$p_{wf} = p_i - \frac{\mu q}{4\pi k h} \ln \left(\frac{2,246 k t}{\phi \mu c r_w^2} \right) - \frac{\mu q}{4\pi k h} \ln \left(\frac{2,246 k t}{\phi \mu c (2d)^2} \right) \quad (4.15)$$

На полулогарифмическом графике просадки в зависимости от времени первая прямая линия имеет наклон:

$$\frac{\mu q}{4\pi k h}$$

и перехват на оси просадки:

$$\frac{\mu q}{4\pi k h} \ln \left(\frac{2,246 k}{\phi \mu c r_w^2} \right)$$

Вторая прямая имеет наклон:

$$2 \frac{\mu q}{4\pi k h}$$

и перехват на оси просадки:

$$\frac{\mu q}{4\pi k h} \ln \left(\frac{2,246 k t}{\phi \mu c r_w^2} \right) - \frac{\mu q}{4\pi k h} \ln \left(\frac{2,246 k}{\phi \mu c (2d)^2} \right)$$

Следовательно, логарифм времени пересечения определяется как:

$$\ln(t') = \frac{\frac{\mu q}{4\pi k h} \ln \left(\frac{2,246 k}{\phi \mu c r_w^2} \right) + \frac{\mu q}{4\pi k h} \ln \left(\frac{2,246 k}{\phi \mu c (2d)^2} \right) - \frac{\mu q}{4\pi k h} \ln \left(\frac{2,246 k}{\phi \mu c r_w^2} \right)}{\frac{\mu q}{4\pi k h} - 2 \frac{\mu q}{4\pi k h}} \quad (4.16)$$

$$\ln(t') = -\ln \left(\frac{2,246 k}{\phi \mu c (2d)^2} \right) \quad (4.17)$$

$$t' = \frac{\phi \mu c (2d)^2}{2,246 k} \quad (4.18)$$

Безразмерное время пересечения составляет:

$$t'_{DW} = \frac{k}{\phi \mu c r_w^2} \frac{\phi \mu c (2d)^2}{2,246k} \quad (4.19)$$

$$t'_{DW} = \frac{4d^2}{2,246r_w^2} \quad (4.20)$$

Расстояние до разлома:

$$d = \left(\frac{2,246t'_{DW}}{4} \right)^{1/2} r_w \quad (4.21)$$

$$d = 0,749(t'_{DW})^{1/2} r_w \quad (4.22)$$

Задача 2.

Кривые на рисунке 4.6 были фактически нарисованы для случая $d/R_w = 200$. Как бы выглядели кривые для случая разлома, расположенного на расстоянии $d = 400R_w$?

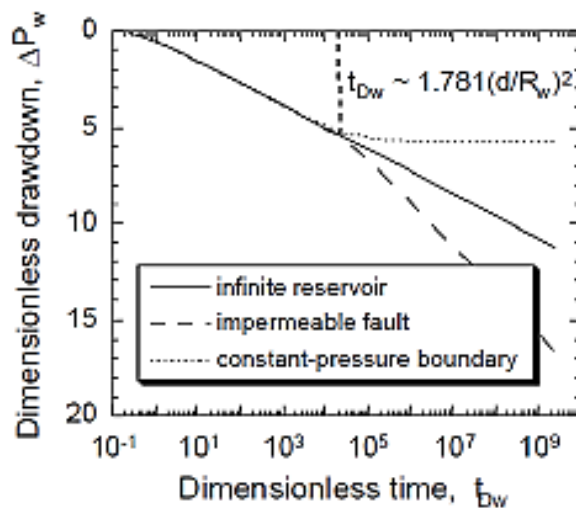


Рисунок 4.6 - Давление в стволе скважины вблизи вертикального разлома

Решение:

Для $d = 400 R_w$ имеем $t'_{DW} = 1.781 (d / R_w)^2 = 2.85 \times 10^5$.

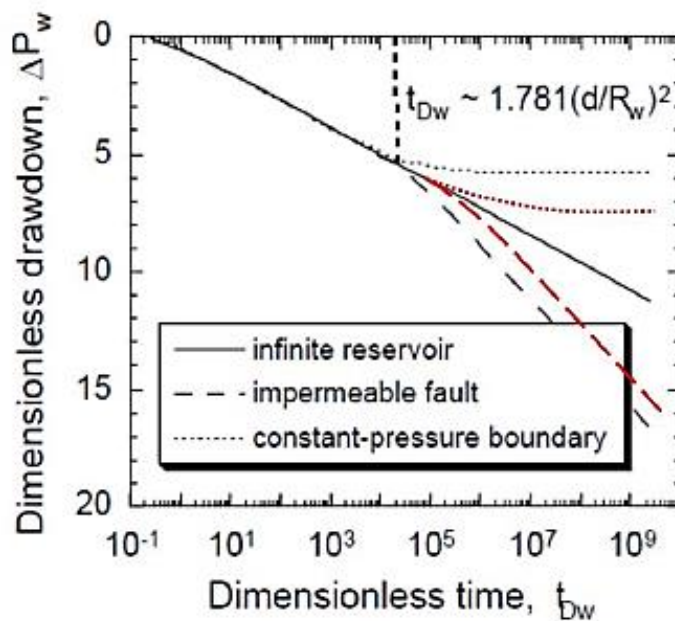


Рисунок 4.7 - Давление в стволе скважины вблизи вертикального разлома

Задача 3.

Рассмотрим хорошо расположенный эквидистант от двух ортогональных границ, как на рисунке 4.8, но представьте, что границы являются границами постоянного давления, а не непроницаемыми границами. Как бы вы использовали метод изображений, чтобы найти просадку в этой скважине?

Решение:

Используйте три лунки изображения, как показано на рисунке ниже. (Рис 4.8) Скважины 1 и 3 закачивают жидкость со скоростью Q . Скважина 2 добывает жидкость со скоростью Q .

Любая точка на вертикальной линии симметрии равноудалена от фактической скважины и скважины изображения 1, и точка также равноудалена от скважины изображения 2 и скважины изображения 3. Следовательно, точки на этой линии остаются при постоянном давлении P_i . Аналогично, любая точка на горизонтальной линии симметрии равноудалена от фактической скважины и скважины изображения 3, и точка также равноудалена от скважины изображения 1 и скважины изображения 2. Следовательно, точки на этой линии также остаются при постоянном давлении P_i .

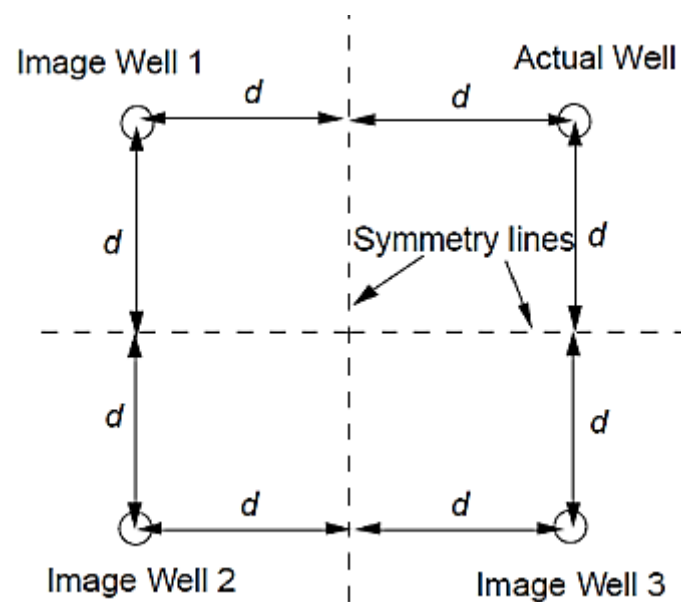


Рисунок 4.8 – Граница постоянных давлений.

ГЛОССАРИЙ

A_y - альтитуда устья скважины;

D_c - диаметр скважины, м;

D_d - диаметр долота, м;

D_n - наружный диаметр обсадной колонны, м;

D_b - внутренний диаметр обсадной колонны, м;

D'_b - внутренний диаметр предыдущей обсадной колонны, м;

d_{bi} - внутренний диаметр i - секции обсадной колонны, м;

e - основание натурального логарифма (2,73);

F_T - площадь тела трубы, m^2 ;

F_{TP} - площадь канала обсадной колонны, m^2 ; F_{KP} - площадь кольцевого пространства, m^2 ; H - глубина скважины по вертикали, м;

H_K - гипсометрическая отметка кровли продуктивного горизонта;

H_o - глубина спуска предыдущей обсадной колонны, м;

$H_{пл}$ - глубина залегания пласта, м;

H_y - глубина уровня жидкости в обсадной колонне, м;

h - глубина уровня цементного раствора за колонной, м;

$h_{пл}$ - толщина пласта, м;

$h_{ст}$ - высота цементного стакана, м;

h_z - глубина зумпфа, м;

g - ускорение свободного падения ($9,81 \text{ м/с}^2$);

$K_{п}$ - остаточный коэффициент приемистости ствола скважины, $m^3/ч \cdot MPa$ k_b - коэффициент безопасности для предотвращения гидроразрыва горных пород;

k_p - коэффициент превышения гидростатического давления скважине над пластовым (коэффициент репрессии);

$k_{сж}$ - коэффициент сжимаемости продавочной жидкости; L - длина ствола скважины, длина обсадной колонны, м. $L_{пл}$ - глубина залегания пласта (по стволу), м;

L_0 - глубина спуска предыдущей обсадной колонны (по стволу), м;

l_i - длина труб i - ой секции, м;

$l_{бж}$ - длина столба буферной жидкости, м;

m - водоцементное отношение.

$[n_{вн}]$ - нормативный коэффициент запаса прочности при расчете на внутреннее давление;

$[n_{см}]$ - нормативный коэффициент запаса прочности на смятие;

$[n_{стр}]$ - нормативный коэффициент запаса прочности на растяжение (страгивание) для вертикального ствола скважины;

$[n'_{стр}]$ - нормативный коэффициент запаса прочности на растяжение (страгивание) для изогнутого участка ствола скважины;

Q - производительность насосов, дебит, расход жидкости, $m^3/с$;

Q_p - растягивающая нагрузка на обсадную колонну кН;

Q_T - растягивающая нагрузка, при которой напряжение в теле трубы становится равным пределу текучести, кН;

$Q_{\text{СТР}}$ – страгивающая нагрузка для труб, соединяемых треугольной резьбой (прил. 1), кН;
 ΣQ_I – суммарная масса секций; кН;
 $Q_{\text{П}}$ – приемистость пласта или ствола в целом в процессе его опрессовки, м³/ч.
 q_i – масса одного метра труб i - ой секции, кг;
 q – расход тампонажного материала для приготовления 1 м³ цементного раствора, кг/м³;
 $q_{\text{ца}}$ – производительность цементирующего агрегата, л/с;
 $q_{\text{см}}$ – производительность цементосмесительной машины, л/с;
 $P_{\text{Г}}$ – горное давление, МПа;
 $P_{\text{ПЛ}}$ – пластовое давление, МПа;
 $P_{\text{ГРП}}$ – давление гидроразрыва горных пород, МПа;
 $P_{\text{ПОР}}$ – поровое давление, МПа;
 $P_{\text{ТР}}$ – потери давления по длине в обсадной колонне, МПа;
 $P_{\text{КП}}$ – потери давления по длине в кольцевом пространстве, МПа; $P_{\text{У}}$ – давление на устье скважины, МПа;
 $\Delta P_{\text{У}}$ – дополнительное давление на устье скважины при ликвидации проявлений, МПа;
 $P_{\text{ОПР}}$ – давление опрессовки, МПа;
 $P_{\text{НАС}}$ – давление насыщения газа, МПа;
 $P_{\text{НИ}}$ – наружное избыточное давление, МПа;
 $P_{\text{Н}}$ – наружное давление, МПа;
 $P_{\text{В}}$ – внутреннее давление, МПа;
 $P_{\text{КР}}$ – критическое внутреннее давление для обсадных труб, МПа;
 $P_{\text{СМ}}$ – критическое сминающее давление для обсадных труб без учета осевого растяжения, МПа;
 $P'_{\text{СМ}}$ – критическое сминающее давление для обсадных труб с учетом осевого растяжения, МПа;
 $T_{\text{СР}}$ – средняя температура по стволу скважины, К°;
 $T_{\text{У}}$ – температура на устье скважины, К°;
 $T_{\text{ПЛ}}$ – температура в продуктивном пласте, К°;
 $T_{\text{НЗ}}$ – начало загустевания цементного (тампонажного) раствора;
 t – толщина стенки обсадных труб, мм;
 $V_{\text{КП}}$ – скорость восходящего потока жидкости в кольцевом пространстве, м/с;
 $w_{\text{ТР}}$ – скорость движения жидкости в трубах, м/с;
 $w_{\text{КП}}$ – скорость движения жидкости в кольцевом пространстве, м/с; $Z_{\text{М}}$ – глубина установки цементирующей муфты, м;
 α – коэффициент уширения ствола скважины;
 $\alpha_{\text{ПЛ}}$ – эквивалент градиента пластового давления;
 $\alpha_{\text{ГРП}}$ – эквивалент градиента давления гидроразрыва пород;
 α_{10} – интенсивность искривления ствола скважины, °/10 м;
 β – зенитный угол ствола скважины, град.
 $\beta_{\text{СЖ}}$ – коэффициент сжимаемости газа;

СПИСОК РЕКОМЕНДУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. «Крепление, испытание и освоение нефтяных и газовых скважин. Л.Н. Долгих: Перм. Гос. Техн. Ун-т. Пермь, 2007, -189с
2. Басарыгин Ю.М., Булатов А.И., Проселков Ю.М. Технология бурения нефтяных и газовых скважин. Учеб. для вузов. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2001. – 679 с.
3. Басарыгин Ю.М., Будников В.Ф., Булатов А.И., Проселков Ю.М. Технологические основы освоения и глушения нефтяных и газовых скважин. Учеб. для вузов. – М.: ООО "Недра-Бизнесцентр", 2001. – 543с.
4. Басарыгин Ю.М., Булатов А.И., Проселков Ю.М. Заканчивание скважин: Учебное пособие для вузов. – М.: Недра, 2000. – 670 с.
5. Булатов А.В., Долгов С.В. Спутник буровика: Справ. Пособие: В 2 кн. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2006.
6. Булатов А.И. Формирование и работа цементного камня в скважине. - М.: Недра, 1990. – 409с.
7. Булатов А.И., Аветисов А.Г. Справочник инженера по бурению: В 4 т. – М: Недра, 1993-1996. - Т. 1-4.
8. Булатов А.И., Габузов Г.Г., Макаренко П.П. Гидродинамика углубления и цементирования скважин. – М: Недра, 1999.
9. Булатов А.И., Качмарь Ю.Д., Макаренко П.П., Яремийчук Р.С. Освоение скважин. Справочное пособие. — М.: Недра, 1999.
10. Булатов А.И., Макаренко П.П., Проселков Ю.М. Буровые промывочные и тампонажные растворы: Учеб. пособие для вузов. – М.: Недра, 1999.
11. Буровое оборудование: Справочник: в 2 – х т. – М.: Недра, 2000
12. 11. Ганджумян Р.А., Калинин А.Г. Никитин Б.А. Инженерные расчеты при бурении глубоких скважин – М.: Недра, 2000. -489с.
13. Данюшевский В.С., Алиев Р.М., Толстых И.Ф. Справочное руководство по тампонажным материалам. – М.: Недра, 1987. - 373 с.
14. Инструкция по креплению нефтяных и газовых скважин. РД 39-00147001- 767-2000. – Краснодар, НПО «Бурение», 2000. – 278с.
15. Инструкция по расчету обсадных колонн для нефтяных и газовых скважин. - Куйбышев, 1989. - 19 с.
16. Крылов В.И. Изоляция поглощающих пластов в глубоких скважинах. – М.: Недра, 1998. – 304 с.
17. Минаев Б.П., Сидоров И.А. Практическое руководство по испытанию скважин. - М.: Недра, 1981.
18. Поляков В.Н., Ишкаев Р.К., Лукманов Р.Р. Технология заканчивания нефтяных и газовых скважин – Уфа: «ТАУ», 1999. – 408 с.
19. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности. ПБ 08 - 624 - 03 М.: «Нефть и газ», 2003. – 272 с.

20. Соловьёв Е.М. Задачник по заканчиванию скважин. – М.: Недра, 1989. - 251 с.
21. Соловьёв Е.М. Заканчивание скважин. – М.: Недра, 1979. - 303 с.
22. Справочник бурового мастера /Овчинников В.П., Грачев С.И., Фролов А.А.: Научно-практическое пособие в 2 томах, - М.: «Инфра-Инженерия», 2006.
23. Справочник по креплению нефтяных и газовых скважин. А.И. Булатов, Л.Б. Измайлов, В.И. Крылов и др. – М.: Недра, 1981. - 240 с.
24. Теория и практика заканчивания скважин. А.И. Булатов, П.П. Макаренко, В.Ф. Будников, Д.М. Басарыгин. Под ред. доктора технических наук, профессора А.И. Булатова: В 5 т. — М: Недра, 1997–1998.
25. Технологический регламент по заканчиванию скважин. – Пермь, ПермНИПИнефть, 2000. – 65 с.
26. Трубы нефтяного сортамента. А.Е. Сароян, Н.Д. Щербюк, Н.В. Якубовский и др. – М.: Недра, 1997. - 488 с.
27. Abrams A. Mud design to minimize rock impairment due to particle invasion. // J.Petr. Techn. /- 1977. -V., 29. №5.
28. Крепление, испытание и освоение нефтяных и газовых скважин: Учебное пособие. Л.Н.Долгих; Перм. гос. техн. ун-т. Пермь, 2007, - 189 с.
29. Крепление, испытание и освоение скважин при разработке нефтяных месторождений: учеб. пособие. С.Е. Чернышов, М.С. Турбаков. – Пермь: Изд-во Перм. нац. исслед. политехн. ун-та, 2011. – 232 с.
30. Карнаухов М.Л., Рязанцев Н.Ф. Справочник по испытанию скважин. – М.: Недра, 1984, 268 с.
31. <http://oilloom.ru/78-tehnika-i-tehnologii-stroitelstva-skvazhin>
32. <https://lidermsk.ru/documents/237/pravila-bezopasnosti-v-neftyanoj-i-gazovoj-promyshlennosti-2013g/p23>
33. Инструкция по комплексным исследованиям газовых и газоконденсатных скважин. Газпром 086-2010. Москва 2011. Издание официальное в 2 частях
34. Решение практических задач при бурении и освоении скважин: справ. пособие / А.И. Булатов, Ю.М. Проселков. – Краснодар: Кубань, 2006. – 744 с.
35. Басарыгин, Ю.М. Заканчивание скважин: Учеб.пособие. Ю.М. Басарыгин, А.И. Булатов, Ю.М. Проселков. - М., Недра, 2000. - 670 с.
36. Освоение и испытание скважин. Методические указания (к практическим занятиям) для студентов направления подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело. Ставрополь 2017.
37. Well test analysis. Authors: Prof. George Stewart, prof. Mahmoud Jamiolahmady. Institute of Petroleum Engineering. Manual of Heriott Watt University 2013.
38. Давлетов З.Р., Пахомов М.Д., Мурзатаев М.К., Дингес В.Ю., Магадова Л.А. Подбор оптимальной кислотной композиции для проведения

успешной обработки призабойной зоны заглинизированного терригенного коллектора на основе сведений о минералогическом составе. Москва, 2012 г.

39. <https://www.lex.uz/ru/docs/549517?otherlang=3>

40. https://www.gubkin.ru/personal_sites/balabavi/bezopasnost/BVI%20Pravila%20Bezopasn%20Vyderzrki.pdf

41. <https://files.stroyinf.ru/Data2/1/4294853/4294853712.htm>

42. Статья «Шаг вперед в технологии гидродинамических исследований скважин» Эмин Эннэфер, Пальма Хиордано, Стефан Ваннуффелен Кламар, Франция. Бенгт Арне Нильсен Хьюстон, штат Техас, США. Ифеаньи Нвагбогу, Лагос, Нигерия, Энди Сооклал, Карл Вальден, Maersk Oil Angola AS Луанда, Ангола.

43. Методические указания к выполнению курсового проекта по дисциплине «Технологии вторичного вскрытия нефтегазовых пластов и освоения скважин». Пермь 2017

44. "Организация и управление деятельностью бурового предприятия в условиях сервисного обслуживания" федеральное агентство по образованию Государственное образовательное учреждение высшего профессионального образования «тюменский государственный нефтегазовый университет», Л. Н. Руднева. Тюмень 2010

45. <http://snkoil.com/press-tsentr/polezno-pochitat/naznachenie-i-klassifikatsiya-burovykh-dolot/>

46. <https://neftegaz.ru/tech-library/burovye-ustanovki-i-ikh-uzly/141498-sposoby-likvidatsii-peschanykh-probok-v-skvazhinakh/>

47. <https://neftegaz.ru/tech-library/burovye-ustanovki-i-ikh-uzly/141520-remontno-izolyatsionnye-raboty/>

48. <https://www.geolib.net/tkrs/glushenie-skvazhin.html>

49. Национальный исследовательский томский политехнический университет. «Анализ разработки с целью улучшения технико-экономических показателей нефтяного месторождения». Томск - 2018 г.

50. <https://studepedia.org/index.php?vol=1&post=78007>

51. <https://core.ac.uk/download/pdf/38634788.pdf>

52. https://connect.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/russia07/spr07/02_perforating.pdf