

*«Я не люблю возвратные
глаголы – открылось.
Не открылось – вложен
колоссальный труд,
и открыли»*

*С.Э. Шноль (При чтении лекции
в рубрике «Academia»
Канал «Культура», 21.09.2010 г.)*

*«Ищи свет, и тьма отступит»
Индийская мудрость*

*«... постижение есть радость,
а знание – залог выживания»
Карл Саган*

**Посвящается выдающемуся ученому-нефтянику
Виктору Ивановичу КРЫЛОВУ**

А.И. Булатов, О.В. Савенок

**КАПИТАЛЬНЫЙ ПОДЗЕМНЫЙ
РЕМОНТ
НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ
СКВАЖИН**

В ЧЕТЫРЕХ ТОМАХ

Том 1

**Краснодар
2012**

УДК 622.279.7
ББК 33.36
Б90

Рецензенты:

*Д.Г. Антониади, доктор технических наук, профессор,
заведующий кафедрой нефтегазового промысла КубГТУ,
академик РАЕН;*

*С.В. Долгов, доктор технических наук, профессор,
профессор кафедры нефтегазового промысла КубГТУ*

Б90 Булатов, Анатолий Иванович.

Капитальный подземный ремонт нефтяных и газовых скважин:
в 4 т. : монография / А.И. Булатов, О.В. Савенок. – Краснодар :
Издательский Дом – Юг.
Т. 1. – 2012. – 540 с.

ISBN 978-5-91718-160-8 (Т. 1)
ISBN 978-5-91718-159-2

Рассматриваются вопросы основных видов ремонта нефтяных и газовых скважин в различных геолого-физических условиях. Материал преподносится не в постулирующей, а в доказательной форме. Предпринята попытка раскрытия механизма явлений, приводящих к осложнениям.

Рекомендуется для использования студентами специальностей 130503 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений», 130504 «Бурение нефтяных и газовых скважин» и 130602 «Машины и оборудование нефтяных и газовых промыслов», а также студентами (бакалаврами и магистрами) по направлению 131000 «Нефтегазовое дело» и аспирантами нефтяных вузов и факультетов в качестве учебного пособия, так как монография составлена с учетом требований Федерального государственного образовательного стандарта высшего профессионального образования.

Монография рассчитана на широкий круг читателей и может быть полезна для научных и инженерно-технических работников нефтегазодобывающей промышленности.

Библиогр.: 111 назв.

ББК 33.36
УДК 622.279.7

ISBN 978-5-91718-160-8 (Т. 1)
ISBN 978-5-91718-159-2

© А.И. Булатов, 2012
© О.В. Савенок, 2012
© ООО «Издательский Дом – Юг», 2012



Анатолий Иванович Булатов

Доктор технических наук, профессор,
Заслуженный деятель науки и техники РФ,
Заслуженный изобретатель РФ,
академик Международной и Российской
инженерных академий,
академик национальной нефтегазовой
академии,
Почетный академик украинской
нефтегазовой академии,
Лауреат Премии Совета Министров СССР,
дважды Лауреат премии администрации
Краснодарского края,
дважды Лауреат премии имени академика
И.М. Губкина,
награжден орденом РАЕН «За пользу
Отечеству» имени В.Н. Татищева». Окончил Грозненский нефтяной институт.



Ольга Вадимовна Савенок

Кандидат технических наук, доцент,
доцент кафедры нефтегазового промысла
Кубанского государственного
технологического университета (КубГТУ).
Окончила КубГТУ.

ОГЛАВЛЕНИЕ

Том 1.

Сокращения	12
Вместо введения	15
Глава 1.	
КОНСТРУКЦИИ СКВАЖИН И ПРИЗАБОЙНЫХ ЗОН	21
1.1 Конструкции скважин	21
1.2 Конструкции скважин в различных нефтегазодобывающих районах	30
1.2.1 Северный Кавказ	30
1.2.2 Азербайджан	52
1.2.3 Казахстан и Средняя Азия	55
1.2.4 Восточная Украина	58
1.2.5 Западная Сибирь	60
1.2.6 Особенности конструкций скважин в условиях большой толщины многолетнемерзлых пород	62
1.2.7 США. Мексиканский залив	65
1.2.8 Иран. Персидский залив	70
1.2.9 Франция. Акватория Северного моря	71
1.2.10 Арктические зоны Аляски и Канады	73
1.2.11 Возможные конструкции скважин глубиной до 10000 м ...	78
1.2.12 Общие представления о конструкции газовых и газоконденсатных скважин	82
1.2.13 Герметичность обсадной колонны	83
1.2.14 Нарушение целостности эксплуатационных колонн при перфорации	87
1.3 Конструкции забоев скважин	88
1.3.1 Обоснование выбора конструкции забоя смешанного вида ..	98
1.3.2 Обоснование выбора конструкции закрытого забоя скважин	99
1.3.3 Обоснование выбора конструкции забоя для предотвращения выноса песка	99
1.4 Испытание обсадных колонн на герметичность	101
1.5 Цементирование обсадных колонн	106
Глава 2.	
ОБОРУДОВАНИЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН	123
2.1 Оборудование устья скважин	130
2.2 Внутрискважинное оборудование	148
2.3 Внутрискважинное оборудование в горизонтальных скважинах	160

2.4	Оборудование скважин, эксплуатирующихся штанговыми насосами	165
2.4.1	Оборудование устья штанговой насосной скважины	165
2.4.2	Оборудование устья скважин с погружными центробежными электронасосами	177
Глава 3.		
	ЭКСПЛУАТАЦИЯ НАСОСНО-КОМПРЕССОРНЫХ ТРУБ	183
3.1	Расчет колонны насосно-компрессорных труб на прочность	194
3.2	Особенности расчета колонны НКТ на прочность в условиях действия изгибающих усилий	202
3.3	Решение задач и примеров	206
3.4	Насосно-компрессорные трубы с защитными покрытиями	217
3.4.1	Пример расчета глубины спуска остеклованных НКТ при фонтанной эксплуатации нефтяных скважин ..	218
3.5	Штанги для насосных скважин	219
3.5.1	Расчет прочности колонны штанг	221
3.5.2	Пример выбора и расчета на прочность одноступенчатой колонны штанг	224
Глава 4.		
	ПОДГОТОВИТЕЛЬНЫЕ РАБОТЫ ПЕРЕД ПОДЗЕМНЫМ РЕМОНТОМ СКВАЖИН	227
4.1	Жидкости для промывки и глушения скважин	229
4.2	Разработка составов и технологии глушения скважин, предотвращающих засорение призабойных зон пласта, испытание и обеспечение внедрения	236
4.2.1	Жидкости глушения, содержащие твердую фазу	247
4.2.2	Жидкости глушения на основе минеральных солей	250
4.2.3	Жидкости глушения на углеводородной основе	260
4.2.4	Пены	261
4.3	Разработка технологии глушения скважин пенами применительно к геолого-физическим условиям месторождений Краснодарского края и совершенствование технологии и техники ремонтных работ	275
4.3.1	Общие свойства пен	276
4.3.2	Упругие свойства пен при циркуляции в скважине	277
4.3.3	Влияние пены на проницаемость пористой среды	278
4.3.4	Методы определения гидростатического давления, создаваемого трехфазной пеной в стволе скважины	279
4.3.5	Технология глушения скважин трехфазной пеной	285
4.4	Глушение нефтегазовых скважин	294
4.4.1	Расчет глушения нефтегазовых скважин	295
4.4.2	Глушение и освоение скважин с применением концентрированных меловых суспензий	298

4.5	Особенности глушения скважин с предварительным блокированием пласта	299
4.5.1	Деблокирование пласта и технология освоения скважин ...	303
4.5.2	Номограмма для определения основных параметров блокирования и освоения скважин	305
4.6	Гравитационное замещение флюида на раствор при задавке скважины перед ее ремонтом	306
4.7	Предупреждение газонефтеводопроявлений (ГНВП)	308
4.8	Оборудование устья скважин при проведении капитального ремонта	310
4.8.1	Плашечные превенторы с гидравлическим управлением ..	313
4.8.2	ГУП-100БР	314
4.8.3	Гидравлическое управление превенторами СН 6U-76 (Румынского производства)	316
4.8.4	Превентор плашечный гидравлический ППГ-156×320 ...	322
4.8.5	Превентор универсальный гидравлический (ПУГ)	325
4.8.6	Превентор малогабаритный для ремонта скважин	327
4.8.7	Герметизирующее устройство устья скважины (ГУУС) ..	328
4.8.8	Предупреждение и ликвидация нефтегазопроявлений в глубоких скважинах и при бурении в условиях моря	330

Глава 5.

ФОРМИРОВАНИЕ КАНАЛОВ В ЗАЦЕМЕНТИРОВАННОМ ЗАКОЛОННОМ ПРОСТРАНСТВЕ И ВИДЫ

РЕМОНТНО-ИЗОЛЯЦИОННЫХ РАБОТ		340
5.1	Природа негерметичности зацементированного заколонного пространства	341
5.1.1	Отделение избыточной воды затворения цемента. Проницаемость цементного раствора	343
5.1.2	Водоотделение и водоотдача цементного раствора	348
5.1.3	Изменение давления столба цементного раствора при его загустевании и твердении	351
5.1.4	О контакте и сцеплении цементного раствора-камня со стенками обсадной колонны и скважины	355
5.1.5	Радиальная деформация обсадной колонны при формировании цементного камня	356
5.1.6	Проницаемость камня из тампонажного цемента	359
5.1.7	Усадка и образование трещин в цементном камне и влияние их на возможность газопроявлений	362
5.2	Контракция цементного раствора-камня при их твердении	362
5.3	Виды и технология РИР	376
5.3.1	Причины, вызывающие необходимость проведения повторного цементирования	378

5.3.2	Краткий обзор и анализ методов ограничения водопритоков	382
5.4	Виды ремонтов нефтяных и газовых скважин	385
5.4.1	Капитальный ремонт скважин	386
5.4.2	Текущий ремонт скважин	386
5.4.3	Последовательность выполнения работ при текущем ремонте скважин. Подготовительный комплекс работ	392
5.4.4	Последовательность выполнения работ при капитальном ремонте скважин	393
5.4.5	Совершенствование технологии установки цементных мостов	397
5.4.5.1	Назначение цементных мостов	397
5.4.5.2	Требования, предъявляемые к цементным мостам	397
5.4.5.3	Оценка весомости факторов, влияющих на исход работ по установке цементных мостов, при помощи последовательной диагностической процедуры	406
5.4.5.4	Особенности выбора рецептуры и приготовления цементного раствора для установки мостов в глубоких скважинах	412
5.4.5.5	Физико-механические свойства тампонажных материалов, используемых для установки цементных мостов в глубоких высокотемпературных скважинах	414
5.4.5.6	Повышение надежности доставки цементного раствора в скважину по заливочной колонне	422
5.4.5.7	Повышение эффективности вытеснения бурового раствора цементным	441
5.4.5.8	Предупреждение повышения гидравлических сопротивлений и прихвата колонны труб	453
5.4.5.9	Влияние поршневого эффекта, возникающего при подъеме труб, на качество мостов	455
5.4.5.10	Планирование работ по установке цементных мостов	456
5.4.5.11	Устройства, применяемые при установке цементных мостов	459
5.4.5.12	Методика расчета операций при установке цементных мостов	466
5.4.5.13	Расчеты при установке разделительных цементных мостов по методике б. ВНИИКРнефти	470
5.5	Ликвидация негерметичностей тампонированием под давлением	474

5.5.1	Расчет времени процесса тампонирования под давлением	482
5.5.2	Определение объема тампонирующей смеси	484
5.5.3	Расчет давлений при вымыве тампонирующей смеси из скважины	485
5.5.4	Расчет процесса тампонирования под давлением через НКТ, установленные над зоной ввода тампонирующей смеси за колонну, в незаполняющейся скважине	488
5.5.5	Расчет допустимой глубины опорожнения обсадной колонны при тампонировании	489
5.6	Техническая характеристика пакеров и якорей к ним.....	489
5.7	Разобшение обсадной колонны	499
5.8	Технология процессов установки тампонажных мостов других видов	500
5.9	Наращивание цементного кольца за колонной (КР1-4)	505
5.10	РИР при ликвидации заколонных перетоков пластовых флюидов	507
5.11	Изоляция посторонних вод (газа)	510
5.12	Устранение негерметичности обсадных колонн	511
5.12.1	Тампонирование негерметичных резьбовых соединений обсадных колонн	512
5.12.2	Проведение РИР при закачке тампонирующего состава в колонну, опорожненную до нижней границы негерметичности	513
5.12.3	Проведение РИР при закачке тампонирующего состава в колонну, заполненную буровым раствором	515
5.12.4	Цементирование «без давления»	515
5.12.5	Проведение РИР при неуставленном интервале негерметичности колонны	516
5.12.6	Проведение РИР в перфорированной неосвоенной скважине	517
5.12.7	Проведение РИР в перфорированной фонтанирующей скважине	517
5.13	Разобшение пластов при эксплуатации одной скважиной нескольких горизонтов	518
5.14	Ликвидация негерметичности в стыковочных устройствах и муфтах ступенчатого цементирования. Изоляция сквозных дефектов обсадных колонн	519
5.15	Возврат скважины на вышележащий горизонт	520
5.16	Возврат скважины на нижележащий горизонт	520
5.17	Общие правила при РИР в скважинах	521
5.18	Зарубежный опыт проведения РИР	524
Использованная и рекомендуемая литература		532

5.3.2	Краткий обзор и анализ методов ограничения водопритоков	382
5.4	Виды ремонтов нефтяных и газовых скважин	385
5.4.1	Капитальный ремонт скважин	386
5.4.2	Текущий ремонт скважин	386
5.4.3	Последовательность выполнения работ при текущем ремонте скважин. Подготовительный комплекс работ	392
5.4.4	Последовательность выполнения работ при капитальном ремонте скважин	393
5.4.5	Совершенствование технологии установки цементных мостов	397
5.4.5.1	Назначение цементных мостов	397
5.4.5.2	Требования, предъявляемые к цементным мостам	397
5.4.5.3	Оценка весомости факторов, влияющих на исход работ по установке цементных мостов, при помощи последовательной диагностической процедуры	406
5.4.5.4	Особенности выбора рецептуры и приготовления цементного раствора для установки мостов в глубоких скважинах	412
5.4.5.5	Физико-механические свойства тампонажных материалов, используемых для установки цементных мостов в глубоких высокотемпературных скважинах	414
5.4.5.6	Повышение надежности доставки цементного раствора в скважину по заливочной колонне	422
5.4.5.7	Повышение эффективности вытеснения бурового раствора цементным	441
5.4.5.8	Предупреждение повышения гидравлических сопротивлений и прихвата колонны труб	453
5.4.5.9	Влияние поршневого эффекта, возникающего при подъеме труб, на качество мостов	455
5.4.5.10	Планирование работ по установке цементных мостов	456
5.4.5.11	Устройства, применяемые при установке цементных мостов	459
5.4.5.12	Методика расчета операций при установке цементных мостов	466
5.4.5.13	Расчеты при установке разделительных цементных мостов по методике б. ВНИИКРнефти	470
5.5	Ликвидация негерметичностей тампонируванием под давлением	474

5.5.1	Расчет времени процесса тампонирования под давлением	482
5.5.2	Определение объема тампонирующей смеси	484
5.5.3	Расчет давлений при вымыве тампонирующей смеси из скважины	485
5.5.4	Расчет процесса тампонирования под давлением через НКТ, установленные над зоной ввода тампонирующей смеси за колонну, в незаполняющейся скважине	488
5.5.5	Расчет допустимой глубины опорожнения обсадной колонны при тампонировании	489
5.6	Техническая характеристика пакеров и якорей к ним.....	489
5.7	Разобшение обсадной колонны	499
5.8	Технология процессов установки тампонажных мостов других видов	500
5.9	Наращивание цементного кольца за колонной (КР1-4)	505
5.10	РИР при ликвидации заколонных перетоков пластовых флюидов	507
5.11	Изоляция посторонних вод (газа)	510
5.12	Устранение негерметичности обсадных колонн	511
5.12.1	Тампонирование негерметичных резьбовых соединений обсадных колонн	512
5.12.2	Проведение РИР при закачке тампонирующего состава в колонну, опорожненную до нижней границы негерметичности	513
5.12.3	Проведение РИР при закачке тампонирующего состава в колонну, заполненную буровым раствором	515
5.12.4	Цементирование «без давления»	515
5.12.5	Проведение РИР при неуставленном интервале негерметичности колонны	516
5.12.6	Проведение РИР в перфорированной неосвоенной скважине	517
5.12.7	Проведение РИР в перфорированной фонтанирующей скважине	517
5.13	Разобшение пластов при эксплуатации одной скважиной нескольких горизонтов	518
5.14	Ликвидация негерметичности в стыковочных устройствах и муфтах ступенчатого цементирования. Изоляция сквозных дефектов обсадных колонн	519
5.15	Возврат скважины на вышележащий горизонт	520
5.16	Возврат скважины на нижележащий горизонт	520
5.17	Общие правила при РИР в скважинах	521
5.18	Зарубежный опыт проведения РИР	524
Использованная и рекомендуемая литература		532

СОКРАЩЕНИЯ

- АВПД** – аномально высокое пластовое давление
АзИНМАШ – Азербайджанский научно-исследовательский и опытно-конструкторский институт нефтяного машиностроения (Баку)
АзНИПИнефть – Азербайджанский государственный научно-исследовательский и проектный институт нефтяной промышленности (Баку)
АКЦ – акустический цементомер
АНИ – Американский нефтяной институт
АНПД – аномально низкое пластовое давление
АП – аппарат перфорации
АРНК – аммонизированный раствор нитрата кальция
АСПО – асфальто-смоло-парафиновые отложения
ВНИИКРнефть – Всероссийский научно-исследовательский и проектный институт по креплению скважин и буровым растворам (Краснодар)
ВНИИБТ – Всероссийский научно-исследовательский институт буровой техники (Москва)
ВНИИГАЗ – Всероссийский научно-исследовательский институт природных газов и газовых технологий (Москва)
ВНК – водонефтяной контакт
ВП – взрывной пакер
ВПШ – взрывной пакер шлипсовый
ВУС – вязкоупругий состав
ГК – гамма-каротаж
ГКК – головка колонная клиновья
ГКО – глино-кислотная обработка
ГМФН – гексаметафосфат натрия
ГНВП – газонефтеводопроявление
ГНК – газонефтяной контакт
ГОСТ – государственный стандарт
ГПП – гидропескоструйная перфорация
ГрозНИИ – Грозненский нефтяной научно-исследовательский институт (Грозный)
ГРП – гидравлический разрыв пласта
ГУУС – герметизирующее устройство устья скважин
ДК – диагностический коэффициент
ДТ – дизельное топливо
ЖГ – жидкость глушения
ЗИД – заколонный измеритель давления
ИТР – инженерно-технические работники
ИЦК – инструмент циркуляционного клапана
КГТ – колонна гибких труб
КМЦ – карбоксиметилцеллюлоза
КРБК – кабель резиновый бронированный круглый

КРС – капитальный ремонт скважин
КРП – комплекс разделительных пробок
КССБ – конденсированная сульфит-спиртовая барда
КЦ – клапан циркуляционный
КШВ – кран шаровой верхний
КШН – кран шаровой нижний
МСЦ – многоступенчатое цементирование
НГК – нейтронный гамма-каротаж
НИИ – научно-исследовательский институт
НКТ – насосно-компрессорные трубы
НРС – невзрывчатое разрушающее средство
НТФ – нитрилотриметилфосфоновая кислота
ОЗЦ – ожидание затвердевания цемента
ОКК – оборудование колонн клиновое
ОМС – отложения минеральных солей
ООК – оборудование обсадных колонн
ОПЗ – обработка призабойной зоны
ОРЭ – одновременно-раздельная эксплуатация
ОЦГ – облегченный цемент для горячих скважин
ОЭДФ – оксиэтилидендифосфоновая кислота
ПАА – полиакриламид
ПАВ – поверхностно-активные вещества
ПВС-ТР – поливиниловый спирт для тампонажных растворов
ПЗП – призабойная зона пласта
ПОЖ – пенообразующая жидкость глушения
ПП – продуктивный пласт
ППГ – превентор плашечный гидравлический
ПТ – продуктивная толща
ПТМ – полимерные тампонажные материалы
ПУГ – превентор универсальный гидравлический
ПХГ – подземное хранилище газа
ПЦГ – портландцемент для горячих скважин
ПЦХ – портландцемент для холодных скважин
ПШ – пакер шлипсовый
ПЭД – погружной электродвигатель
ПЭПА – полиэтиленполиамин
РИР – ремонтно-изоляционные работы
РД – руководящий документ
РНКНА – раствор нитрата кальция, нейтрализованный аммиаком
РНО – раствор на нефтяной (углеводородной) основе
РОГ – резьбовой отверждаемый герметик
СК – станок-качалка
СКО – соляно-кислотная обработка
СНС – статическое напряжение сдвига

СПО – спускоподъемная операция
ССБ – сульфидспиртовая барда
СТС – стреляющий тампонажный снаряд
ТВЧ – ток высокой частоты
ТГХВ – термогазохимическое воздействие
ТРС – текущий ремонт скважин
ТСЦ – термосолестойкий цемент
ТУ – технические условия
ТЭГ – триэтиленгликоль
УБТ – утяжеленные бурильные трубы
УКЗЦ – устройство для контролируемого забойного цементирования
УкрНИИПНД – Государственный научно-исследовательский и проектный институт нефтедобывающей промышленности (Киев)
УЦГ – утяжеленный цемент для горячих скважин
УШЦ – утяжеленный шлакопесочный цемент
ФУМ – фторопластовый уплотнительный материал
ЦА – цементирувочный агрегат
ЦКОД – цементирувочный клапан обратный дроссельный
ШГН – штанговый глубинный насос
ШПЦС – шлакопесчаный цементный состав
ШСНУ – штанговая скважинная насосная установка
ШФЛУ – широкая фракция легких углеводородов
ЭВН – электровинтовой насос
ЭЦН – электроцентробежный насос

ВМЕСТО ВВЕДЕНИЯ

С момента публикации учебника *почти* под таким же названием, написанного А.И. Булатовым при участии Ю.М. Басарыгина и Ю.М. Проселкова, прошло десять лет. Многое изменилось за это время в нефтегазовой промышленности, на изучаемую тему написаны интересные книги. За прошедшие годы накопился опыт, возросло профессиональное искусство, совершенствуется мастерство специалистов. В прошлом издании учебника обнаружены неточности и ошибки, которые авторы постарались учесть в настоящей монографии, избежать их при изложении материала. Опыт работы со студентами позволил целенаправить изложение материала в более доступную и практически целесообразную форму (даны некоторые отступления и пояснения из физикохимии, механики и др.). Почти без изменений остались вопросы, связанные с выполнением инструкций по ведению работ в скважинах при падении в них металлических предметов и ликвидации скважин. В разделе «Зарезка и бурение второго ствола» использован материал, любезно предоставленный Д.Ф. Балденко.

Основная цель первичного и повторного цементирования – предотвращение миграции жидких и газообразных флюидов из одного пласта в другой или к устью скважины по зацементированному заколонному пространству.

В естественных условиях пласты, содержащие флюид, изолированы друг от друга плотными непроницаемыми перемычками, глинистыми или алевролитовыми. Они формировались миллионы лет. В процессе бурения эти перемычки разрушаются. Поэтому и основная цель первичного цементирования обсадных колонн – искусственное создание плотных перемычек между флюидосодержащими пластами, т.е. создание в затрубном пространстве газонефтеводонепроницаемого цементного кольца, которое бы изолировало и разобщило вскрытые скважиной газонефтеводосодержащие пласты.

Выполнение планов по добыче нефти и газа существенно зависит от бесперебойной работы всего фонда добывающих скважин при максимально возможных отборах из пластов углеводородов.

Фонд добывающих скважин в нашей стране интенсивно нарастает. Растет и средний возраст добывающих скважин. Скважина, как любое инженерное сооружение, в процессе эксплуатации нуждается в профилактике и проведении периодических ремонтно-изоляционных работ (РИР), таких, как повторное цементирование, в процессе которого устраняются дефекты, возникшие в крепи, изолируются водопритоки пластовых или закачиваемых в пласт посторонних вод, восстанавливается герметичность обсадных колонн и т.п. Закономерно увеличивающийся и стареющий фонд скважин обуславливает непрерывно растущий объем повторного цементирования и ремонтно-изоляционных работ в целом.

В нефтяной и газовой промышленности особую роль играют РИР, направленные на поддержание в работоспособном состоянии всего фонда

скважин. Поэтому проблема повышения эффективности РИР имеет очень большое значение для стабильной работы нефтяной и газовой отрасли. Успешность РИР зависит от обнаружения наличия дефектов, их характера и интервалов расположения. Здесь особое значение приобретают комплексные промыслово-геофизические исследования, отвечающие на поставленные вопросы. В связи с указанным и предпринята попытка обобщения накопленного опыта в области РИР, связанного с повторным цементированием как в процессе строительства добывающих скважин, так и при их эксплуатации.

Ремонт ремонту рознь: есть «ремонт» профилактический – а это далеко не всегда ремонт. Он как бы предупредительный – а вдруг накопились «негативы», и их надо устранить (болезнь легче предупредить, чем с нею бороться). Сюда же относятся мероприятия по предупреждению солеобразования, коррозионного воздействия, АСПО и другие.

Есть ремонт скважины в целях освобождения ее от упущенных металлических предметов (лома, долота и др.). Ремонтируют скважины в связи с разрушением в процессе работы бурильных труб, НКТ, кабеля, при нарушении целостности обсадных колонн и т.д. Говорят «Скважина находится в аварии», и в этом случае ее надо ремонтировать.

В зависимости от времени в процессе строительства и эксплуатации ремонтом могут заниматься буровики (в т.ч. мастера по сложным работам, а при газодонефтепроявлениях и фонтанах – особые формирования специалистов) или бригады подземного ремонта. Обычно под ремонтом (капитальным, подземным – все виды ремонтов – подземные) скважин имеют в виду все виды ремонтов при их эксплуатации. И чаще всего – борьба с поступлением посторонней воды. Но постоянно бригадам подземного ремонта скважин приходится иметь дело с проведением работ по очистке скважины и особенно призабойной зоны пласта (ПЗП) от отложений минеральных солей (ОМС), асфальто-смоло-парафиновых отложений (АСПО) (все это ОПЗ – обработка призабойной зоны в целях сохранения объема добычи нефти), накоплений в стволе воды и др.

Нефтяные и газовые скважины при существующих способах бурения и цементирования изначально (по определению) не могут представлять герметичное сооружение, хотя есть отдельные случаи длительной эксплуатации скважин без необходимости их ремонта. Скважины, как и люди, редко «рождаются» с идеальным «здоровьем». Природа необеспеченности герметичности зацементированного заколонного пространства заключается в неполном вытеснении бурового (глинистого) раствора тампонажным цементным раствором и дальнейшем разрушении первого последним. А вытеснить на 100 % буровой раствор из ствола скважины причудливой формы (хотя мы его называем цилиндрическим) при существующей технологии *невозможно*. Не обеспечивается контакт затвердевшего цементного камня со стенками скважины и обсадной колонны. Возникают каналы, в первую очередь, на границе цементного камня и породы. По ним рано или поздно начинает продвигаться пластовый флюид (посторонняя вода, газ).

Столько написано статей и книг за последние 50 лет, посвященных так называемому *повышению качества цементирования скважин* (и я писал, пока не разобрался в первопричинах, но для этого потребовались годы труда и борьбы, о чем я написал в «Детективной биографии герметичности крепи скважины», 2008–2009 гг., и двухтомнике «Правда о тампонажных цементах», 2010 г.). А качество в подавляющем количестве случаев остается прежним. Поэтому роль РИР остается важнейшим инструментом в поддержании скважин в рабочем состоянии.

Уже при освоении скважины создаются значительные перепады давления – одна из очередных причин нарушения герметичности зацементированного заколонного пространства. При низкой проницаемости продуктивного пласта и особенно при высоковязкой нефти производят гидравлический разрыв этого пласта – нагрузка на зацементированное (к сожалению, при неполном вытеснении глинистого раствора) заколонное пространство еще больше увеличивается. Вероятность нарушения герметичности возрастает. Заменить звенья этой технологической цепи на более совершенные, устраняющие «пороки», изъяны самой технологии на современном уровне развития науки и промышленности пока не представляется возможным.

Необходимо проводить ремонтно-изоляционные работы. Этот особый вид работ потребовал появления огромного количества специальных изоляционных материалов и технологий. С начала эксплуатации скважин ситуация усложняется. Появляются новые дефекты:

- каналы;
- движения посторонних флюидов;
- пескопроявления;
- отложения солей;
- асфальто-смоло-парафиновые отложения и гидратообразования;
- закупоривания пор и каналов призабойной зоны пласта;
- коррозия колонн;
- накопление на забое водяных пачек и песчаных пробок;
- обрушения породы, приводящие к смятию перфорированной части обсадной колонны.

Наконец, пласт истощается. Такие скважины требуют «лечения» – ремонта в целях восстановления или поддержания на определенном уровне дебита углеводородов.

Часто к указанным осложняющим факторам добавляются особенности геологического (стратиграфического) строения пород, проходимых скважиной:

- близкое расположение пластов с «чуждыми» водами;
- низкая механическая прочность продуктивного пласта («слабые породы»);
- малая толщина пластов-перемычек;
- склонность пород к обвалам или течению, грозящим смятием обсадных колонн и др.

Все это надо знать, уметь оценить степень риска, предусмотреть возможность проведения подземных ремонтов скважин, составляющих единое целое с нормальной эксплуатацией скважин. Но для выбора вида ремонта необходимо установить место и причины нарушения. Необходимы факты, т.е. результаты поисков, а не мнения и предположения. В дневниках Леонардо да Винчи можно найти: «Тот, кто в споре опирается на авторитеты, использует не разумения, а память». А она частенько в таких сложных делах, как установление причин нарушения герметичности крепи, основательно подводит. Весьма образно по поводу фактов выразился, будучи адвокатом, второй президент США Джон Адамс еще до того, как стал президентом (по поводу Бостонской резни 1770 г.): «Факты – вещь упрямая, и каковы бы ни были наши желания, склонности либо веления наших страстей, они не могут поколебать факты ...». Ими надо оперировать при выборе материалов и метода РИР. А средства оценки качества крепи есть – ими необходимо пользоваться, а не полагаться на традиции и привычки.

Чем качественнее пробурена скважина, чем надежнее ее конструкция, чем качественнее разобщены пласты, тем меньше и реже добычу углеводородов будут сопровождать капитальные подземные ремонты скважин, тем больше нефти и газа отдаст скважина и тем дешевле будет стоить продукция. Интенсификация добычи нефти (особенно высоковязкой) осуществляется методами и средствами, используемыми при капитальном подземном ремонте (не считая специальных – заводнения месторождений и др.).

Изнашиваются и требуют либо ремонта, либо замены элементы конструкции скважин и погружное оборудование. Нередко в эксплуатационных скважинах происходят аварии (обрыв штанг или насосно-компрессорных труб, прихват погружных насосов, повреждение или разгерметизация обсадной колонны и др.). Для их ликвидации и восстановления работоспособности скважин необходимо проводить специальные подземные работы.

Комплекс работ, требующих спускоподъемных операций, глубинных воздействий на элементы конструкции скважины, извлечения из скважины различных предметов и загрязняющих веществ, проведения специальных обработок призабойной зоны, называют подземным ремонтом скважин.

Условно подземный ремонт скважин в зависимости от сложности и видов работ подразделяют на текущий и капитальный.

К текущему подземному ремонту относят:

- плановую замену глубинных насосов, насосно-компрессорных труб и штанг;
- очистку скважины от загрязняющих веществ (песка, АСПО, ОМС и др.), ухудшающих условия добычи пластовых флюидов и снижающих производительность скважины;
- несложные ловильные работы внутри лифтовой колонны.

Текущий подземный ремонт традиционно называют просто *подземным ремонтом*.

К капитальному подземному ремонту скважин относят более сложные работы, связанные с:

- ликвидацией аварий с погружным оборудованием или лифтовой колонной;
- ремонтом поврежденных эксплуатационных колонн;
- изоляцией зон поступления пластовой воды;
- переходом на эксплуатацию другого объекта;
- бурением новых (наклонно-направленных, горизонтальных) стволов из существующих скважин.

К этой же категории работ обычно относят все операции по обработке призабойной зоны скважин (гидравлический разрыв пласта, гидropескоструйная перфорация, кислотная обработка, тепловое, физико-химическое воздействие и др.).

Количество ремонтов скважин резко увеличивается с началом периода падающей добычи нефти и газа по месторождениям. Это наряду с совершенствованием технологии ремонта скважин потребовало повышения мобильности бригад капитального и подземного ремонта скважин. Учитывая, что в ряде случаев подземный ремонт скважин по тем или иным причинам переходит в капитальный и во многих случаях трудно провести границу между «просто» подземным и капитальным подземным ремонтом, в начале 70-х годов в «Кубаньгазпроме» промысловые бригады подземного ремонта скважин были переданы в состав цехов капитального ремонта. Это значительно улучшило использование трудовых и материальных ресурсов, а также обеспечило более квалифицированное руководство работами.

Как правило, для выполнения капитального ремонта требуется специальное оборудование: буровой станок, буровые насосы и цементируемые агрегаты, бурильные трубы, погружные двигатели, долота и т.д. Особое значение имеют тампонирующие материалы, химические реагенты, смеси и разработанные рецептуры для конкретных условий. Сами работы проводятся специализированными бригадами, которые должны состоять из высококвалифицированных инженерно-технических работников (ИТР) и рабочих.

Часто с этой терминологией обращаются проще. В практике бурения и эксплуатации скважин возникает необходимость повторного цементирования скважин, которое также называют *ремонтным, исправительным или вторичным*.

К повторному цементированию относят все операции, связанные с исправлением недостатков, обусловленных некачественным (неудачным) первичным цементированием в периоды строительства и эксплуатации скважины, и устранением выявленных дефектов в трубах обсадной колонны или цементном камне, а также операции по установке цементных мостов.

Растет число месторождений, где скважины, на них построенные, встречают сероводород и другие вредные для человека газы; к этому надо быть готовым.

К капитальному подземному ремонту относят также работы по ликвидации и консервации скважин после прекращения их эксплуатации, так

как они требуют проведения специальных операций: извлечение из скважины обсадных труб, установку цементных мостов, глушение скважины технологическими (специальными) жидкостями и т.д.

Большинство работ на рассматриваемую тему представляют собой мозаику технологических деталей, материалов и приспособлений. Но для четкого представления результата работ и понимания всего многообразия действующих факторов в целях лучшего осмысления процессов и явлений и обеспечения целевого результата (конечной цели) необходим системный подход в изучении предмета:

- место проведения работ;
- геолого-физические условия;
- предмет ремонта;
- выбор метода и средств ремонта;
- проведение ремонта;
- контроль качества проведенного ремонта.

Эта монография может использоваться студентами в качестве учебного пособия по дисциплине «Технология капитального и подземного ремонта нефтяных и газовых скважин», которая является одной из профилирующих дисциплин вузов, обучающихся по специальностям 130503 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» и 130504 «Бурение нефтяных и газовых скважин».

Здесь, как ни в одной иной дисциплине, требуется преподнесение материала студентам, аспирантам и ИТР по системе повышения квалификации и профессионализма с акцентом на приобретение практических навыков в работе, диагностике событий, материалов, оборудования с последующим применением знаний в практике «лечения» и ремонта скважин на основе диагноза осложнений (и не упустить деталей!), ОПЗ, так как цель реализации знаний и умения – сохранение срока активной жизни скважин, повышение межремонтного периода их работы и, в конечном счете, увеличение объема продукции из скважин. Здесь требуется изучение макетов, моделей, схем экспериментальных установок, задач с решениями и без, разбора сложных технологических ситуаций и нахождения путей решения.

При написании настоящей монографии использованы труды Ю.М. Басарыгина, В.Ф. Будникова, В.И. Дадыки, Г.А. Еремина, А.Т. Кошелева, В.И. Крылова, В.Д. Мавромати, П.П. Макаренко, Ю.Ф. Макогона, А.Г. Молчанова, В.П. Тронева, В.А. Юрьева, Р.С. Яремийчука и многих других ученых и производственников (список литературы приведен в конце монографии).

А.И. Булатов

Авторы выражают признательность Е.Ю. Волощенко за помощь в компьютерном исполнении монографии.

Глава 1.

КОНСТРУКЦИИ СКВАЖИН И ПРИЗАБОЙНЫХ ЗОН

Целью бурения нефтяной и газовой скважины является создание герметичного канала для транспортировки на поверхность земли добываемого флюида из подземных коллекторов или нагнетания флюидов в пласт. Эта цель состоит:

- в достижении и вскрытии продуктивного горизонта;
- спуске обсадной колонны (крепление ствола);
- цементировании (разобщение пластов) и изоляции или без нее нефтегазового пласта;
- перфорации крепи и части пласта с установлением гидродинамической связи пласта со скважиной.

Все это составляет *конструкцию скважины*. Впоследствии в колоннах или за ними (в заколонном пространстве), как на рабочей площадке, возникнет необходимость осуществлять ремонтные работы. А ошибки в конструировании конструкции скважины и ее практическом исполнении исправлять придется также ремонтными работами.

1.1 Конструкции скважин

Основное назначение конструкции скважины – *создание герметичного трубопровода*, соединяющего продуктивный пласт-резервуар с дневной поверхностью с целью получать из него нефть и газ. При бурении от выбора конструкции скважины зависит успешная проводка скважины. Она обосновывается в зависимости от:

- глубины скважины;
- ее назначения;
- геологических условий;
- характера нефтегазоносности;
- давления и температуры.

Сочетание основных конструктивных решений при строительстве скважины следующее:

- ее диаметра на разных интервалах бурения;
- обсадных колонн;
- марки и толщины их стенки;
- высоты подъема тампонажного раствора за каждой из колонн.

Чем выше уровень знаний исполнителей, чем выше успехи науки и промышленности, тем конструкции скважин рациональнее, легче, долговечнее и удобнее в эксплуатации. В случае нарушения герметичности заколонного пространства и (или) колонны обсадных труб или формы последних их ремонтируют.

Благодаря успехам научно-исследовательских институтов (НИИ) и достижениям производителей в области бурения, крепления и цементирования, стало возможным увеличить глубину скважин и совершенствовать их конструкции в следующих направлениях:

- увеличение выхода из-под башмака предыдущих колонн, использование долот уменьшенных и малых диаметров;
- применение способа секционного спуска обсадных колонн и крепление стволов промежуточными колоннами-хвостовиками;
- использование обсадных труб со сварными соединительными элементами и безмуфтовых обсадных труб со специальными резьбами при компоновке промежуточных и эксплуатационных колонн;
- уменьшение конечного диаметра скважин и эксплуатационных колонн;
- совершенствование технологии первичного и вторичного вскрытия продуктивных горизонтов;
- крепление наклонно-направленных и горизонтальных скважин;
- создание новых тампонажных материалов для различных геолого-физических условий и совершенствование технологии цементировочных работ.

В ГОСТах и отраслевых стандартах нефтегазовой промышленности нет определения термина «конструкция скважины». В то же время совершенно очевидно, что без такого определения и раскрытия его содержания не может быть и однозначной концепции в решении задачи выбора конструкции скважины и ее оценки.

Обобщив взгляды специалистов, можно сформулировать следующее понятие «конструкция скважины».

Конструкция скважины – это совокупность элементов крепи горной выработки с поперечными размерами, несоразмерно малыми в сравнении с ее глубиной и протяженностью, обеспечивающая при современном техническом и технологическом вооружении безаварийное (с учетом охраны недр) экономичное строительство герметичного пространственно устойчивого канала между продуктивными пластами и остальной частью вскрытого геологического разреза, а также дневной поверхностью, эксплуатирующегося в заданных режимах и времени в зависимости от назначения:

- изучение геологического разреза;
- разведка и оценка газонефтеводоносности отложений;
- добыча продукции;
- поддержание пластовых давлений;
- наблюдение за режимом эксплуатации месторождения и др.

Или коротко: *конструкция скважины* – количество, диаметры и длина обсадных колонн обсадных труб, спускаемых в скважину, диаметры последней на отдельных ее интервалах и высота подъема тампонажного раствора за колонной.

Рациональной можно назвать такую конструкцию, которая:

- соответствует геологическим условиям бурения;
- является герметичной;
- учитывает назначение скважины и другие факторы (геологические условия бурения, назначение скважины, метод вскрытия пласта, способ бурения);
- обеспечивает условия для бурения интервалов между креплениями в наиболее сжатые сроки.

Обоснованная рациональная конструкция скважины должна отвечать требованиям, предъявляемым к ней со стороны геологии, бурения и особенно со стороны последующей эксплуатации. *Последующие РИР при этом, к сожалению, не учитываются.*

К основным требованиям относятся:

- 1) обоснованно выбранный диаметр каждой колонны;
- 2) *надлежащая прочность и герметичность спущенных в скважину обсадных колонн;*
- 3) минимальный расход металла на 1 м глубины скважины;
- 4) возможность применения любого из существующих способов эксплуатации скважины;
- 5) возможность возврата для эксплуатации перекрытых колоннами вышележащих продуктивных пластов;
- 6) *возможность проведения ремонтных работ при бурении и эксплуатации скважин;*
- 7) *герметичность зацементированного пространства;*
- 8) *долговременная работа в соответствующих геолого-физических условиях, в т.ч. в коррозионной среде и др.*

Требования, обозначенные курсивом, имеют *непосредственное* отношение (при их невыполнении) к РИР.

В аспекте настоящей монографии наиболее важным является шестой пункт. *С точки зрения успешного проведения ремонтных работ, конструкция скважины – это объект, внутри которого в жестких условиях совершаются все действия, выбор которых определяется причинами необходимости проведения ремонта и возможностями их осуществления имеющимся оборудованием, устройствами и материалами.*

Конструкция скважины должна удовлетворять требованиям охраны недр и окружающей среды и исключать возможное загрязнение пластовых вод и межпластовые перетоки флюидов не только при бурении и эксплуатации, но и после окончания работ и ликвидации скважины. Поэтому качественное (т.е. герметичное) разобщение пластов – основное условие при проектировании и выполнении работ по строительству скважины.

Практика проводки скважин в различных условиях, научные разработки в области бурения и крепления позволили увеличить глубину скважин (более 7000 м) и совершенствовать их конструкции в следующих направлениях с обязательным учетом условий вскрытия и разбуривания продуктивного объекта:

- увеличение выхода из-под башмака предыдущих колонн, использование долот уменьшенных и малых диаметров;
- применение способа секционного спуска обсадных колонн и крепление стволов промежуточными колоннами-хвостовиками;
- использование обсадных труб со сварными соединительными элементами и безмуфтовых обсадных труб со специальными резьбами при компоновке промежуточных и в некоторых случаях эксплуатационных колонн.

Все эти усовершенствования при необходимости в будущем усложняют проведение ремонтных работ.

Первоначальные характеристики залежи в процессе разработки изменяются. Пик изменений – это завершающая стадия разработки месторождения. В это время на состояние призабойной зоны пласта, конструкцию скважины и особенно на состояние зацементированного заколонного пространства влияют темпы отбора флюидов, способы интенсификации добычи и поддержания пластовых давлений, применение новых видов воздействия на продуктивные горизонты в целях более полного извлечения нефти и газа.

Сочетание обсадных колонн различных диаметров, составляющих конструкцию скважины, зависит от диаметра эксплуатационной колонны.

При выборе диаметра эксплуатационной колонны разведочных скважин на структурах с выявленной продуктивностью нефти или газа решающим фактором является обеспечение условий для проведения опробования пластов и последующей эксплуатации промышленных объектов. *Наиболее жесткие требования, по которым определяют диаметр эксплуатационной колонны, диктуются условиями эксплуатации скважин.* Снижение уровня жидкости при добыче нефти или воды в обсадной колонне и уменьшение давления газа в пласте обуславливают возникновение сминающих нагрузок. Вследствие этого обсадная колонна должна быть составлена из труб такой прочности, чтобы в процессе эксплуатации не произошло их смятия, т.е. должна быть необходимая прочность обсадной колонны на сминающие и страгивающие усилия и внутреннее давление.

В разведочных скважинах (поискового характера) на новых площадях диаметр эксплуатационной колонны зависит от:

- необходимого количества спускаемых промежуточных обсадных колонн;
- качества получаемого кернового материала;
- возможности проведения электрометрических работ;
- испытания вскрытых перспективных объектов на приток.

Скважины этой категории после спуска последней промежуточной колонны можно бурить долотами диаметром 140 мм и меньше с последующим спуском 114-миллиметровой эксплуатационной колонны или колонны меньшего диаметра.

Диаметр эксплуатационных колонн нагнетательных скважин обусловлен давлением, при котором будет закачиваться вода (газ, воздух) в пласт,

и приемистостью пласта. При проектировании конструкций газовых и газо-конденсатных скважин необходимо учитывать следующие особенности:

а) давление газа на устье близко к забойному, что требует обеспечения наибольшей прочности труб в верхней части колонны;

б) незначительную вязкость газа, что обуславливает его высокую проникающую способность и повышает требования к герметичности резьбовых соединений и зацементированного заколонного пространства;

в) интенсивный нагрев обсадных колонн, что приводит к возникновению дополнительных температурных напряжений на незацементированных участках колонны и требует учета этих явлений при расчете их на прочность (при определенных температурных перепадах и некачественном цементировании колонны перемещаются в верхнем колонном направлении);

г) возможность газовых выбросов в процессе бурения, что требует установки противовыбросового оборудования;

д) длительный срок эксплуатации и связанная с ним возможность коррозии эксплуатационных колонн требуют применения специальных труб с противокоррозионным покрытием и пакеров.

Запроектированные режимы эксплуатации с максимальными дебитами и максимальное использование пластовой энергии требуют увеличения диаметра эксплуатационной колонны, что расширяет возможности проведения ремонтных работ.

Повсеместно принятый способ цементирования скважин – эксплуатационную (и другие) колонну цементируют через башмак. При пониженных пластовых давлениях, отсутствии пропластковых и подошвенных вод и достаточной прочности пород пласта в некоторых случаях после вскрытия объекта эксплуатационную колонну, имеющую фильтр против продуктивных горизонтов, цементируют через боковые отверстия, расположенные над кровлей этих горизонтов (так называемое *манжетное цементирование*), или «обратным» цементированием.

Вскрытие продуктивного горизонта с использованием утяжеленных растворов часто сопровождается их поглощением трещиноватыми коллекторами. Освоение таких скважин затрудняется, а иногда заканчивается безрезультатно. Для успешного вскрытия, а затем освоения таких пластов (как и любых других) плотность буровых растворов должна быть минимально достаточной. В подобных случаях вскрытие продуктивных пластов возможно только при условии предварительного перекрытия всего разреза до их кровли промежуточной обсадной колонной. Буровой раствор проектируется специально для вскрытия пласта. При этом эксплуатационная колонна может быть либо сплошной, либо представлена промежуточной колонной и хвостовиком. Если породы продуктивных горизонтов устойчивы, скважины могут эксплуатироваться и без крепления обсадной колонной.

На рис. 1.1 показаны конструкции эксплуатационных колонн в зависимости от метода вскрытия и крепления продуктивных горизонтов.

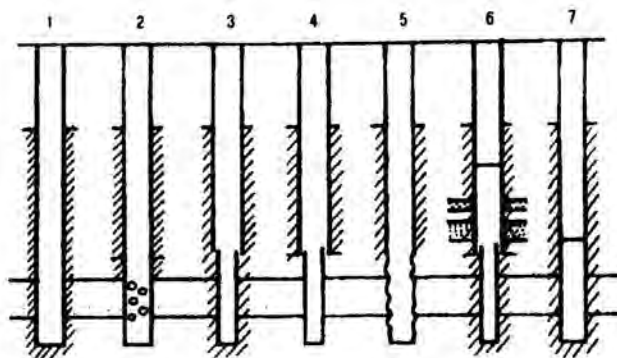


Рисунок 1.1 – Типы конструкций эксплуатационных колонн:

- 1 – сплошная колонна, зацементированная через бацмак;
- 2 – сплошная колонна, зацементированная через специальные отверстия над пластом;
- 3, 4 – зацементированная колонна с хвостовиком;
- 5 – колонна, спущенная до пласта (эксплуатация с открытым забоем);
- 6, 7 – комбинированные колонны, спущенные секциями

В процессе бурения происходит естественное или принудительное искривление скважин, что затрудняет крепление ствола колоннами обсадных труб.

В процессе спуска обсадных труб в скважину наблюдается активное взаимодействие колонны труб со стенками скважины и заполняющей ее жидкостью. Это взаимодействие носит сложный характер и проявляется в виде сопротивления, которое оказывает скважина спуску колонны труб.

Определению сил сопротивления и нагрузок, действующих на колонну, посвящены работы М.М. Александрова, А.И. Булатова, П.А. Вислобичского, Л.Б. Измайлова, М.Л. Кисельмана, Р.Н. Марченко, Ю.А. Песляка, В.Ф. Троцкого и др.

М.М. Александровым отмечено, что сила сопротивления спуску колонны труб, замеренная в скважине, отражает влияние многочисленных физических и геометрических факторов, т.е. является *величиной статистического характера*, но анализ совокупного влияния этих факторов позволяет вполне определенно проследить зависимость силы сопротивления скважины от суммарной силы, прижимающей колонну труб к ее стенкам. Это дает основание рассматривать силу сопротивления как произведение прижимающей силы на коэффициент сопротивления.

Сопротивления, возникающие в определенных условиях, могут достигать больших значений и препятствовать спуску обсадных колонн в скважину, а иногда и способствовать нарушению ее целостности.

Проведенные исследования и промысловый опыт показывают, что на современном этапе развития технологии и техники бурения использованы почти все возможности упрощения конструкций скважин за счет снижения зазоров между скважиной и колонной, и дальнейшее их совершенствование

может идти лишь по пути увеличения выхода незакрепленного ствола из предыдущей колонны. Величина выхода зависит в основном от продолжительности бурения, т.е. максимально возможного времени устойчивости ствола скважины в осложненных геологических условиях.

Наряду с этим величина выхода из промежуточной колонны зависит от устойчивости последней к внешним и внутренним нагрузкам, которые при механическом износе стенок обсадных труб способны вызвать повреждения колонны или потерю герметичности. При бурении глубоких разведочных скважин это крайне опасно.

Степень износа труб определяется выполненной в обсадной колонне работой при бурении из-под башмака колонны на длину выхода из нее. Объем указанной работы характеризуется в основном числом спускоподъемных операций, выполненных в колонне, и временем вращения бурильного инструмента в ней. При одном и том же значении пути трения износ обсадных труб различен при разных значениях прижимающих нагрузок, зависящих от угла и азимута искривления ствола скважины, длины и диаметра бурильного инструмента, скорости движения колонны. Следовательно, применение высокопрочных труб в компоновке колонн не означает, что она будет иметь большую износостойкость, поэтому обсадные колонны, предназначенные для глубоких скважин, не рекомендуется составлять из высокопрочных труб с *пониженной толщиной стенки*.

Объем работ в промежуточных колоннах настолько велик, что избежать значительного износа труб невозможно. Например, в Чечне и Ингушетии в скважинах глубиной до 4000 м в 273- и 245-миллиметровых колоннах суммарный объем работ равен 500–550 тыс. м при возвратно-поступательном движении и 150 тыс. м при вращении бурильных труб. В Азербайджане в подобных скважинах объем работ составляет 300 тыс. м при спускоподъемных операциях и 80 тыс. м – путь трения при вращении бурильных труб. В Дагестане отмечены случаи протирания 273- и 325-миллиметровых колонн при объеме работ, равном 50–100 рейсам инструмента и 700–1000 часов его вращения.

Убытки от износа обсадных колонн значительны, так как это приводит к их смятию, часто к потере герметичности, потере проходимости, расклиниванию бурильных труб и долот и т.д. На геологически осложненных месторождениях Кубани снижение прочности таких колонн приводило к смятию обсадных труб при переносе давления флюида из нижележащих горизонтов.

Анализ зарубежных и отечественных конструкций сверхглубоких скважин показал, что максимальные выходы из промежуточных колонн находятся в пределах 1000–3500 м, причем меньшие выходы приходится на трубы диаметром 219, 194 и 168 мм, из которых составляются наиболее ответственные колонны.

При выборе конструкции скважины необходимо оценивать длину выхода и механический износ промежуточных колонн. Г.М. Эрлихом была

предложена методика работ по оценке износа обсадных колонн, получившая распространение в практике проектирования конструкций скважин на Кубани.

Для определения объема работ при возвратно-поступательном движении L_1 и вращении бурильного инструмента в колонне L_2 , а также износа обсадных труб i предложены следующие зависимости:

$$L_1 = \frac{2 \cdot C \cdot h}{\ell} \cdot \left(S + H_0 \cdot \frac{\ell}{H} - H_0 \right); \quad (1.1)$$

$$S = H_1 + \left(\frac{H_2 - H_1}{C} \right) \cdot \left(\frac{C + 1}{2} \right); \quad (1.2)$$

$$L_2 = \pi \cdot d \cdot n \cdot t \cdot \frac{h}{\ell_0}; \quad (1.3)$$

$$i = \frac{L_1 + L_2}{41500}, \quad (1.4)$$

где H_0 – общая длина УБТ; H_1 – начальная глубина бурения; h – длина бурильного замка в свинченном виде; S – средняя длина бурильной колонны при спуске или подъеме за рейс; ℓ – средняя длина одной трубы с замком; ℓ_0 – расстояние между замками бурильной колонны; d – диаметр замка бурильной трубы; n – средняя частота вращения ротора при бурении в интервале от H_1 до H_2 , об/мин.; t – время бурения роторным способом, мин.; 41500 – условное линейное перемещение бурильной колонны, м, необходимое для износа стенок обсадных труб на 1 мм.

По приведенным формулам выполнен расчет механического износа труб промежуточных колонн для ряда конструкций (рис. 1.2).

Итоговые данные расчета, приведенные в табл. 1.1, показывают, что даже при длине выхода из колонн 1000–1500 м и относительно малом числе рейсов (средняя проходка на долото 10 м) износ стенок предыдущих потайных колонн составляет 30–77 % от начальной, а для 299- и 245-миллиметровых колонн в подобных конструкциях при рассчитанном объеме работ в них возможно протирание обсадных труб насквозь, что должно учитываться при планировании и проведении ремонтных работ.

Использование в конструкциях скважин колонн-секций и потайных колонн предопределяет применение комбинированных бурильных колонн. Это позволяет увеличить на 22–53 % количество подаваемого на конечную глубину бурового раствора, что приводит к иным гидродинамическим условиям при разбуривании продуктивного горизонта, однако в дальнейшем серьезно усложняет условия проведения РИР.

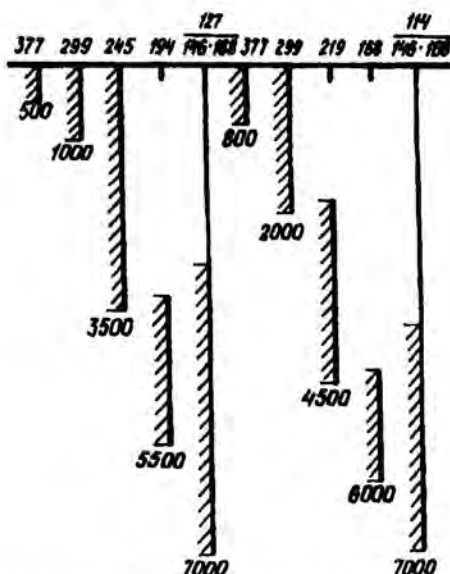


Рисунок 1.2 – Примеры конструкций скважин, принятых при расчете промежуточных обсадных колонн на механический износ

Таблица 1.1 – Расчетный износ труб промежуточных колонн

обсадных труб	Диаметр, мм			Длина выхода из колонны, м	Число рейсов (спуско-подъемов) инструмента
	бурильной колонны	замков бурильных труб	УБТ		
299	141	172	254	2500	250
245	141	172	203	2000	200
219	114	140	178	1500	150
194	114	140	146	1500	150
168	114	140	146	1000	100

Продолжение таблицы 1.1

Частота вращения ротора, об/мин.	Суммарная длина перемещений инструмента, м, при		Износ труб, мм			Максимальная и минимальная остаточная толщина стенок обсадных труб, мм
	бурении	СПО	концентричный	эксцентричный	последующий при бурении ниже хвостовиков	
93	193000	96500	7	10	3–5	0
93	154000	117200	5	10	2–3	2–0
43	51200	111000	4	6	2–3	4–1
43	51200	128300	4	7	–	6–3
43	34100	88000	3	4	–	7–6

Примечания: 1. Толщина стенки обсадной трубы 10 мм. 2. Время одного рейса 5 часов.

1.2 Конструкции скважин в различных нефтегазодобывающих районах

В различных нефтегазодобывающих районах РФ и всего мира разработаны и использованы разные конструкции, к сожалению, без учета возможности использования технико-технологических традиционных приемов РИР. Поэтому в практике капитального и подземного ремонта скважин все активнее привлекаются колтюбинговые технологии.

1.2.1 Северный Кавказ

Геологические условия бурения и конструкции скважин в регионе многообразны, поэтому целесообразно рассмотреть данные по Краснодарскому краю, Ставрополью, Чечне, Ингушетии и Дагестану.

Краснодарский край. Наиболее сложны по геолого-техническим условиям площади, расположенные в Западно-Кубанском прогибе и на Таманском полуострове.

В первом районе высоконапорные проницаемые горизонты и перемятые глинистые толщи являются причиной разнообразных по характеру осложнений. Наиболее характерны из них следующие:

- поглощения глинистого раствора в отложениях киммерия, понта и меотиса (интервал 0–1750 м);
- газоводопроявления в интервале 1800–2350 м при прохождении пород сармата, карагана, чокрака, имеющих низкую проницаемость и аномально высокие пластовые давления (35–41 МПа). В случае снижения плотности бурового раствора в процессе бурения ниже 2,20–2,12 г/см³ начинается интенсивное разжижение бурового раствора и обрушение стенок скважины с образованием напорных пробок, что вызывает прихваты бурильных колонн и длительные осложнения ствола скважин;
- сужения, осыпи, обвалы майкопских глин в интервале бурения 2350–4300 м. Для удержания стенок скважины в устойчивом состоянии требуется применять буровой раствор плотностью не менее 2,10 г/см³, однако это способствует гидроразрыву пластов и поглощению бурового раствора;
- наличие взаимоисключающих по характеру осложнений, что требует не только очень точного поддержания параметров бурового раствора в заданных пределах (например, не допускается колебание плотности больше, чем на 0,05–0,10 г/см³), но и выработки определенной технологии спуско-подъемных операций, восстановления циркуляции и промывки скважины, дегазации и утяжеления бурового раствора;
- склонность стволов скважин к искривлению вследствие значительных углов падения пород и частого чередования их по прочности.

Разнообразные осложнения при бурении скважин в районе Таманского полуострова вызваны, в первую очередь, сложностью тектоники района, наличием АВПД в горизонтах, расположенных близко к дневной поверхности, и большой толщиной (до 2700 м) перемятых пластичных майкопских глин.

К отдельной группе площадей с характерными геолого-техническими условиями бурения в предгорной части Западно-Кубанского прогиба относится Левкинская площадь, перспективная с точки зрения нефтегазоносности кумской свиты с глубинами залегания продуктивных горизонтов в пределах 4750–5000 м. Здесь при бурении в миоценовых отложениях наблюдаются поглощения глинистого раствора плотностью свыше $1,24 \text{ г/см}^3$ с последующими газопроявлениями.

Для майкопской серии характерен тот же комплекс осложнений, что и для Таманского полуострова. Особенно сложными являются условия вскрытия белоглинско-кумских отложений, где в целях предотвращения газонефтепроявлений и поглощений плотность бурового раствора необходимо поддерживать в пределах $1,86\text{--}1,96 \text{ г/см}^3$.

Для большинства рассматриваемых районов характерно интенсивное желобообразование.

Сложность предупреждения перечисленных осложнений усугубляется высокими температурами горных пород, затрудняющими эффективное регулирование параметров бурового раствора. На глубинах 4000 м температура достигает $140\text{--}160^\circ\text{C}$, а на 6000 м – $200\text{--}210^\circ\text{C}$. В скважине № 2 Медведовская измеренная температура на глубине 6320 м составила 224°C . На Лабинской площади статическая температура на глубине 6000 м составляет 190°C . Это требует сложной, многокомпонентной химической обработки буровых растворов.

В районах глубокого бурения, приуроченных к Восточно-Кубанскому прогибу, характерными являются:

- поглощения бурового раствора в плиоценовых, миоценовых, эоцен-палеоценовых отложениях;
- интенсивное кавернообразование в известняках верхнемеловых отложений, а также в пестроцветной толще юры, часто приводящее к увеличению в 2–3 раза сечения ствола скважин по сравнению с номинальным;
- желобообразования, приуроченные к миоцен-олигоценным отложениям;
- физико-химические изменения бурового раствора при бурении в галогенной толще, представленной на ряде площадей мощными отложениями поваренной соли.

В солевых отложениях, залегающих ниже 3500 м, наблюдаются сужения ствола скважины, прихваты и смятия обсадных колонн, вызванные пластическим течением солей, а также поступления высокоминерализованной воды (рапы).

В отложениях досолевых пород значения пластовых давлений превышают гидростатические только на $1,0\text{--}1,5 \text{ МПа}$. В солях верхней юры превышение пластового давления над гидростатическим оценивается в 2 раза, в остальной части разреза до глубины 6000 м – в 1,6 раза.

В основу нового типа конструкций скважин было положено применение эксплуатационной колонны диаметром 140 мм. В этом случае в качестве

последней промежуточной колонны принят хвостовик диаметром 194 мм, и бурение ниже хвостовика осуществляется долотами диаметром 161 мм (рис. 1.3).

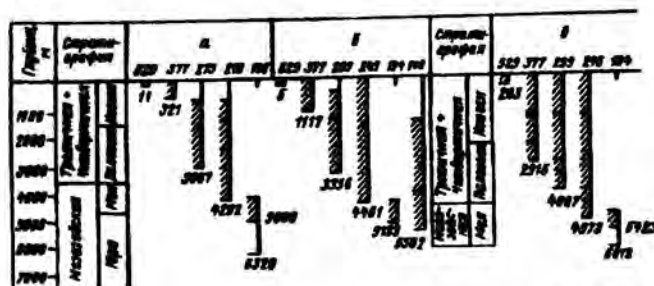


Рисунок 1.3 – Конструкции глубоких скважин на Кубани:
а – скважина № 2 Медведовская; б – скважина № 7 Семиргоевская;
в – скважина № 3 Суздальская

Таким образом, наряду с конструкциями скважин, где используется 168-миллиметровый хвостовик (часто в качестве резервной промежуточной колонны), применяемых при глубинах бурения до 3000–3500 м, начато внедрение конструкций скважин с хвостовиком диаметром 194 мм. Это позволило успешно осуществить проводку глубоких скважин (до 5000–6000 м и более) с применением трех промежуточных обсадных колонн без увеличения начального диаметра скважины. Последнее было достигнуто за счет освоения спуска обсадных колонн диаметром 194, 219, 245 и 299 мм с малыми зазорами.

Можно выделить четыре основные группы конструкций скважин в зависимости от числа спускаемых обсадных колонн. Наиболее распространенные сочетания диаметров смежных обсадных колонн и зазоры между стенками скважины и муфтами или безмуфтовыми обсадными трубами показаны в табл. 1.2.

Таблица 1.2 – Типы конструкций скважин, применяемые на Кубани

Диаметры смежных обсадных колонн, мм	Зазоры между стенками скважины и муфтами или обсадными трубами, мм
377 × 299 × 245 × 194 × 140	44-11-12*-10*-10,5*
426 × 324 × 245 × 194 _{вн} × 140	44,5-21,5-12,5-10*-10,5*
377 × 299 × 245 × 140 (146)	44-11-12*-30 (24)
377 × 273 × 219 × 140 (146)	44-23-12*-18 (12)
377 × 273 × 140 (146)	44-23-44,5 (38,5)
324 × 245 × 140 (146)	37-12,5-30 (24)
273 × 140 (146)	23-44,5 (38,5)
245 × 140 (146)	25-30 (24)
219 × 140 (146)	25-18 (12)

Ниже приведены максимальные выходы обсадных колонн в открытый ствол, достигнутые на Кубани:

Диаметр колонны, мм	324	299	273	245	219
Выход колонны, м	2425	2270	2390	1525	975

Северская и Западно-Афипская площади. Большое сходство геологического разреза Северской и Западно-Афипской площадей и спокойное залегание пластов позволили использовать при бурении всех скважин практически одинаковые конструкции. Для этих конструкций характерны четыре интервала крепления и сочетание диаметров смежных обсадных колонн 324×245×194×140 мм. Сопоставим фактические интервалы крепления с необходимыми.

Характер распределения поровых давлений в глинистых отложениях, а также сведения о минимальных давлениях гидроразрыва пород и давлениях в проницаемых пластах позволяют четко выделить три необходимых интервала крепления (рис. 1.4):

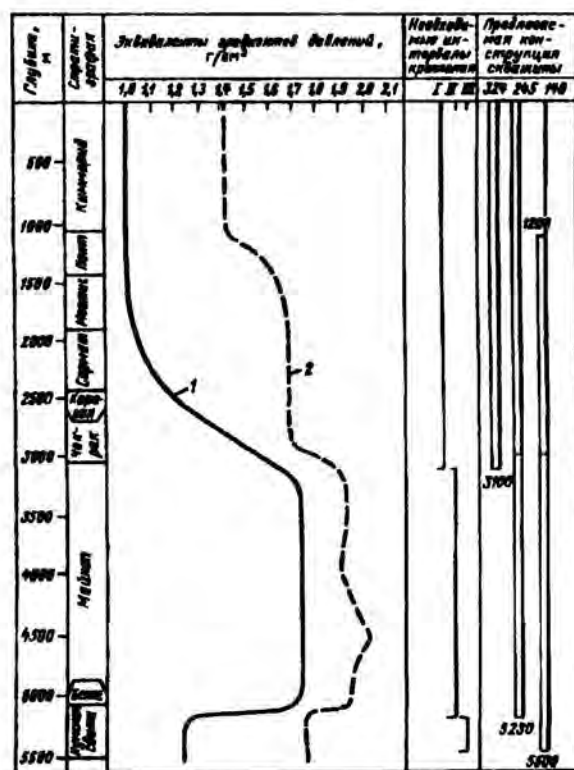


Рисунок 1.4 — Конструкции скважин Северской площади:
1 — поровые (пластовые) давления; 2 — давления гидроразрыва пород

- 1) 0–3100 м – надмайкопские отложения;
- 2) 3100–5200 м – отложения майкопской серии и верхней непродуктивной части эоценовых отложений;
- 3) 5200–5500 м – продуктивная часть эоценовых отложений.

Майкопские отложения крепят двумя обсадными колоннами, отделяющими верхний майкоп от нижнего. Распределение значений поровых давлений в глинах верхнего майкопа различных скважин имеет значительный разброс, чем отличается от нижнего, но максимумы поровых давлений в верхней и нижней частях интервала близки. Близки и значения минимальных давлений гидроразрыва пород. С учетом этих двух показателей при плотности бурового раствора 1,85–1,90 г/см³ условия бурения верхнего и нижнего майкопа в скважинах №№ 1 и 3 Северской площади оказываются совместимыми.

Изучение результатов проводки скважин показало, что Северскую и Западно-Афипскую площади бурили при дифференциальных давлениях, достигающих иногда очень больших значений. Из практики бурения и литературных источников известно, что дифференциальные давления значительно влияют на протяженность интервалов с совместимыми условиями бурения, механическую и рейсовую скорости бурения. Кроме того, установлено, что значительные дифференциальные давления являются основной причиной осложнений, возникающих при бурении и креплении скважин.

Плотность бурового раствора, который применялся при бурении, по интервалам бурения практически одинакова. Однако в каждой из скважин интервалы возникших осложнений и их характер различны. Это можно объяснить тем, что внутреннее качественное состояние разбуриваемых глин в каждой из скважин обладает ярко выраженной индивидуальностью, что отражается в графиках распределения поровых давлений. При таком положении оказывается невозможным заблаговременно назначать и тем более формально придерживаться плотности бурового раствора без риска допустить значительные дифференциальные давления и вызвать этим осложнения.

Юбилейная площадь. Характер распределения градиентов пластовых (поровых) давлений позволяет выделить в геологическом разрезе Юбилейного месторождения четыре характерные зоны.

Первая (зона нормальных давлений) включает отложения четвертичные и плиоцен-миоценовые, представленные чередованием глин, песков с редкими прослоями ракушечника и мергеля. Толщина до 1150 м.

Вторая зона представлена пачкой глин майкопской серии толщиной 900–1000 м, которые обладают поровым давлением с градиентом 0,15–0,16 МПа/м.

Третья зона состоит из эоцен-палеоценовых, меловых отложений и отложений верхней юры, сложенных переслаиванием мощных пачек песчанников, алевролитов, известняков с глинами. Пластовые давления здесь нормальные. Толщина до 2000 м.

Четвертая зона представлена отложениями средней и нижней юры – аргиллитами, алевролитами, песчаниками, имеющими высокие пластовые давления. Максимальный эквивалент градиента пластового давления, по данным скважин №№ 3 и 7, достигает $1,8 \text{ г/см}^3$.

В условиях Краснодарского края и Чечни бурение с репрессией на пласт 3–4 МПа исключает осложнения и увеличивает механическую скорость на 30–60 % против обычной. При больших репрессиях, особенно когда они достигают давлений гидроразрыва пород, в стволе скважины непрерывно возникают аварийные ситуации, необходимость в частых и длительных проработках. Как правило, в таких условиях происходит авария, и скважину приходится перебуривать или ликвидировать.

Совмещенный график пластовых (поровых) давлений и давлений гидроразрыва пород для проектного геологического разреза скважины № 8 Юбилейная показан на рис. 1.5.

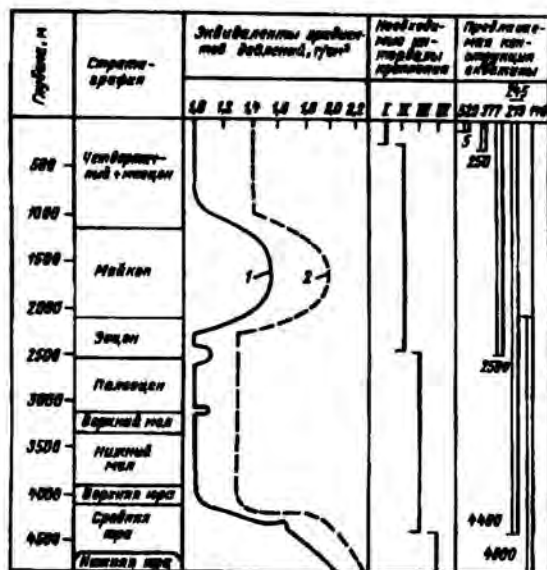


Рисунок 1.5 – Скважина № 8 Юбилейная:

1 – поровые (пластовые) давления; 2 – давления гидроразрыва пород

При построении графика сделан перерасчет эквивалента градиента пластовых давлений в газоносных высоконапорных горизонтах для условий проектной скважины. При этом принято, что высоконапорные газоносные пласты следует ожидать в двух интервалах: 4440–4500 м – в отложениях байоса и 4650–4750 м – в подошве отложений средней юры. Высоконапорный газоносный горизонт байоса был вскрыт скважиной № 3 на глубине 4774 м. Пластовое давление равно 70,3–81,5 МПа (б. КраснодарНИПИнефть). По данным СевКавНИИгаза, пластовое давление здесь не ниже 74,8 МПа.

Приняв значение пластового давления в горизонте байоса равным 74,8 МПа, рассчитаем пластовое давление в том же горизонте скважины № 8 на глубине 4440 м. Используем для этого расчетную формулу:

$$p_{\max} = p_{\text{пл}} \cdot \left(1 - 27,3 \cdot \frac{z \cdot \rho_z \cdot \rho}{273 + t} \right),$$

где $p_{\max}$ — пластовое давление на искомой глубине в проектируемой скважине; $p_{\text{пл}}$ — пластовое давление в газоносном горизонте в скважине-ориентире; z — разность глубин положения кровли газоносного горизонта; t — пластовая температура; ρ — плотность воздуха в нормальных условиях; ρ_z — относительная плотность газа по воздуху.

Находим $p_{\max} = 73,2$ МПа. Отсюда эквивалент пластового давления равен $1,65 \text{ г/см}^3$. Чтобы исключить возможный выброс вследствие неточного определения значения пластового давления, рассчитаем аналогично плотность бурового раствора, который способен обеспечить безопасность работ.

Известно, что фонтанирующая скважина была задавлена при плотности бурового раствора $1,67\text{--}1,72 \text{ г/см}^3$. Это соответствует гидростатическому давлению на пласт $79,6\text{--}82,0$ МПа. Для условий скважины № 8 эта величина равна $78,0\text{--}80,4$ МПа, что соответствует плотности бурового раствора $1,76\text{--}1,81 \text{ г/см}^3$. Примем для вскрытия отложений байоса безопасное значение плотности бурового раствора, равное $1,81 \text{ г/см}^3$.

Достоверные сведения о значении давления в пласте-коллекторе, расположенном в подошве отложений средней юры, по скважинам-ориентирам отсутствуют. Однако известно, что в скважине № 7 этот пласт был вскрыт и закреплен при минимальной плотности бурового раствора $1,95 \text{ г/см}^3$. Следовательно, безопасное значение гидростатического давления на рассматриваемый пласт в скважине № 7 равно 99 МПа. Для условий проектной скважины при газонасыщенности объекта оно окажется на $2,09$ МПа меньше. Отсюда безопасная плотность бурового раствора в скважине № 8 в интервале $4650\text{--}4800$ м будет равна $2,09 \text{ г/см}^3$.

Как видно из графиков рис. 1.5, геологический разрез скважины № 8 Юбилейная состоит из четырех интервалов с резко отличающимися значениями эквивалентов пластовых давлений. При этом может создаваться представление о четырех интервалах с несовместимыми условиями бурения. Однако практикой бурения на Юбилейной и других площадях Краснодарского края, в Чечне, Ингушетии, а также за рубежом доказана возможность бурения плотных глин со значительной депрессией и без нарушения их устойчивости. Это позволяет три верхних интервала объединить в один протяженностью 4400 м, совместимость в котором может быть обеспечена при использовании бурового раствора плотностью от $1,12$ до $1,26 \text{ г/см}^3$. Следовательно, в геологическом разрезе скважины № 8 Юбилейная имеются практически только две зоны с несовместимыми условиями бурения.

Первая зона расположена в интервале 0–4400 м. Совместимость условий бурения здесь обеспечивает использование бурового раствора плотностью 1,12–1,26 г/см³.

Вторая зона находится в интервале 4400–4800 м. Совместимость здесь обеспечивается при плотности бурового раствора 1,81–2,09 г/см³.

С учетом зон с несовместимыми условиями для бурения скважины № 8 двух колонн обсадных труб. Но при определении необходимых интервалов крепления следует учитывать дополнительные факторы. К ним относится необходимый спуск кондуктора на глубину 250 м для защиты пресных грунтовых вод от загрязнения. Поскольку бурение остальной части первой зоны (4200 м) сопряжено с расходом большого числа долот и занимает много времени, что ведет к развитию опасных желобных выработок и нарушению устойчивости глин майкопской серии, целесообразно крепление ее выполнять двумя обсадными колоннами. Башмак первой промежуточной колонны следует размещать в глинах эоцена на глубине 2500 м.

Таким образом, необходимые интервалы крепления для скважины № 8 Юбилейная будут следующие:

- 0–250 м – с условием защиты пресных грунтовых вод от загрязнения;
- 250–2500 м – с условием перекрытия склонных к образованию желобов майкопских отложений и высокопроницаемой толщи эоцена;
- 2500–4400 м – с условием углубления башмака обсадной колонны на 80–100 м в аргиллитовую толщу средней юры;
- 4400–4800 м – достижение проектной глубины.

Из приведенных данных видно, что необходимые интервалы крепления незначительно отличаются от ранее запроектированных. Дальнейшим шагом в вопросе совершенствования конструкций скважин на Юбилейной площади стало исключение промежуточной колонны в интервале 0–2500 м.

В результате анализа фактических данных по бурению и креплению скважин-ориентиров с достаточной достоверностью был определен характер распределения пластовых давлений по геологическому разрезу Юбилейной площади, что позволило разработать оптимальную программу промывки проектной скважины (табл. 1.3), благодаря которой при бурении обеспечиваются дифференциальные давления, наиболее близкие к оптимальным. Следует подчеркнуть, что значение репрессии на проницаемые пласты во всех рассматриваемых случаях должно быть не меньше, чем указано в § 141 «Единых правил ведения работ при бурении скважин».

Исходя из необходимых интервалов крепления и диаметров обычно применяемых обсадных труб в условиях скважины № 8 Юбилейная, можно предложить два дополнительных варианта конструкций, отличающихся от проектной (табл. 1.4).

Из предлагаемых более предпочтителен второй вариант конструкции, в котором исключается необходимость обточка муфт колонны диаметром 245 мм. Критерий проходимости обсадных колонн по стволу скважины оп-

Таблица 1.3 – Программа промывки скважины № 8 Юбилейная

Интервал крепления, м	Литология интервала бурения	Эквивалент градиента, г/см ³		Плотность бурового раствора, г/см ³		Максимальное давление на проникаемые пласты, МПа
		максимального пластового давления	минимального давления гидроразрыва	фактический максимум	рекомендуемая	
0-250	глины, пески	1,00	–	1,40	1,17	+ 0,4
250-950	– // –	1,00	1,4	1,40	1,17	+ 1,6
950-1150	глины, песчаники	1,05	–	1,36	1,17	+ 1,9
1150-2250	– // –	1,55	–	1,28	1,24	+ 5,0
2250-2500	– // –	1,00	–	1,28	1,18	+ 4,3
2500-3150	– // –	1,11	1,28	1,28	1,16	+ 1,6
3150-3350	известняки, мергели	1,00	1,28	1,28	1,16	+ 5,3
3350-3950	аргиллиты, песчаники	1,04	1,28	1,28	1,16	+ 4,7
3950-4175	известняки, алеволиты, глины	1,07	1,28	1,28	1,16	+ 3,7
4175-4400	аргиллиты, песчаники	1,11	1,80	1,28	1,16	+ 4,1
4400-4560	то же	1,65	–	1,80	1,81	+ 3,0 ÷ + 7,0
4560-4800	– // –	2,00	–	2,00	2,09	+ 4,3

ределяли по номограммам крепления, рассчитанным для условий бурения в Краснодарском крае.

Таблица 1.4 – Варианты конструкций скважины № 8 Юбилейная

Проектная конструкция, м	Предлагаемая конструкция, м	
	I вариант	II вариант
426 × 250	377 × 250	426 × 250
324 × 2500	299 × 2500	324 × 2500
245 × 4400	245 × 0 ÷ 2400	245 × 0 ÷ 2400
	219 × 2400 ÷ 4400	219 × 2400 ÷ 4400
140 × 4800	140 × 4800	140 × 4800

Как видно из табл. 1.5, принятые диаметры колонн второго варианта позволят использовать обсадные трубы с муфтовыми соединениями и сократить число операций по креплению до семи.

Таблица 1.5 – Условия крепления скважины № 8 Юбилейная

Интервалы крепления, м	Диаметр, мм		Длина секций обсадных колонн, м		Тип соединений обсадных труб
	обсадных труб	долот	первой	второй	
I вариант					
0–250	377	445	250	–	муфтовые стандартные
0–2500	299	346	1200	1300	то же
0–2400	245	–	2400	–	с обточенными муфтами
2400–4400	219	269	2000	–	муфтовые стандартные
0–4800	140	190	800	4000	то же
II вариант					
0–250	426	490	250	–	муфтовые стандартные
0–2500	324	394	1200	1300	то же
0–2400	245	–	2400	–	– // –
2400–4400	219	269	2000	–	– // –
0–4800	140	190	800	4000	– // –

Ставропольский край. Промышленная нефтеносность Ставропольского края в восточной его части связана в основном с меловыми и юрскими отложениями.

Условия бурения на нефть и газ в Ставрополье осложнены аномально высоким тепловым режимом земных недр. Бурение глубоких скважин в большинстве случаев осуществляется при температурах 150–160 °С, что предъявляет высокие требования к регулированию свойств буровых растворов, изысканию специальных материалов для разобщения пластов. В ряде районов южной части Ставропольского поднятия на глубинах 1500–1600 м

температура забоя достигает 100 °С и выше. Максимальная температура (181 °С) была зафиксирована в скважине № 13 Журавской площади на глубине 3940 м в юрских отложениях.

При бурении скважин на площадях Ставрополя встречаются следующие осложнения:

- обвалы и осыпи горных пород, приводящие к образованию каверн, уступов и пробок в стволе;
- пластовые проявления, вызывающие в ряде случаев смятия обсадных колонн, грифообразование;
- поглощения буровых и тампонажных растворов;
- искривление скважин и связанное с ним образование желобов.

Пластовые проявления на Ставрополе характеризуются в основном разгазированием бурового раствора и поступлением в ствол скважины сильнономинерализованных высоконапорных пластовых вод.

Газо- и особенно водопрооявления имеют широкое распространение и являются следствием АВПД горизонтов (при недостаточной геологической изученности района). В случае невозможности ликвидировать водопрооявление утяжелением раствора проявляющие пласты перекрывают обсадной колонной.

Одноколонную конструкцию имеют эксплуатационные скважины на нефть и газ, кроме скважин газоконденсатного месторождения Русский Хутор (где используют двухколонные конструкции), и разведочные скважины на нефть глубиной до 3800 м, расположенные в Прикумской зоне поднятий.

Двухколонная конструкция принята в разведочных скважинах большинства площадей Ставрополя с проектной глубиной 2500–3600 м и глубиной до 4000 м в районе Прикумской зоны поднятий. Эти конструкции состоят из:

- кондукторов диаметром 426–299 мм и длиной 250–500 м;
- 245–219-миллиметровых промежуточных колонн, спускаемых до глубины 1100–3000 м;
- 146–140-миллиметровых эксплуатационных колонн.

Для газовых разведочных скважин глубиной 2000–3000 м и отдельных площадей Ставропольского сводового поднятия использовали трехколонные конструкции скважин:

Обсадная колонна:	Диаметр, мм	Глубина спуска, м
кондуктор	426	100–450
промежуточная колонна	324–299	700–1100
промежуточная колонна	219	1500–2400
эксплуатационная	127–146	

Аналогичную конструкцию имеют разведочные скважины с проектной глубиной 4000–4500 м, причем максимальная глубина спуска промежуточных колонн увеличилась до 3307 м для обсадных колонн диаметром 299 мм и до 4236 м – для колонн диаметром 219 мм.

Освоение глубин более 4500 м привело к необходимости применения более сложных четырех- и пятиколонных конструкций скважин.

На рис. 1.6 и 1.7 приведены типичные конструкции глубоких скважин Ставропольского края.

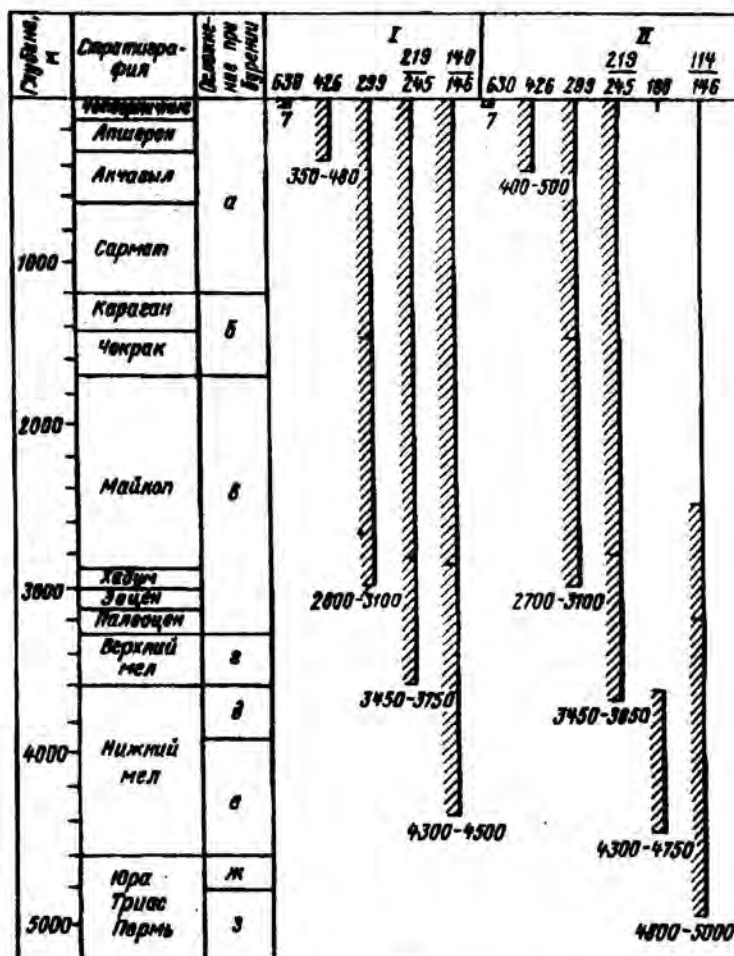


Рисунок 1.6 – Типовые конструкции скважин на юго-востоке Ставрополья:

I, II – тип конструкции при проектной глубине скважины соответственно до 4500 м и свыше 4500 м; а – водопрооявления (дебит 100–200 м³/сут.) при превышении пластового давления над гидростатическим на 0,5–1 МПа;

б – слабые газопрооявления при превышении пластового давления над гидростатическим на 1 МПа; в – водопрооявления (50–100 м³/сут.) при $p_{пл} > p_{гидр}$ на 2–3 МПа; г – водопрооявления (200 м³/сут.) при $p_{пл} > p_{гидр}$ на 3 МПа;

д – затяжки и прихваты бурильного инструмента;

е – нефтепрооявления при $p_{пл} > p_{гидр}$ на 3–4 МПа, в интервале 4250–4700 м водоупорный пласт с пластовым давлением 72,0 МПа;

ж – засоление бурового раствора; з – нефтегазопрооявления

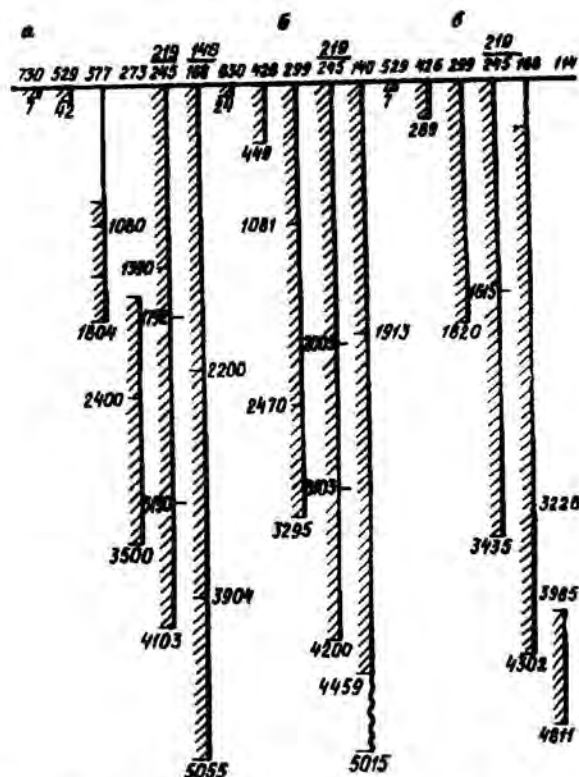


Рисунок 1.7 — Фактические конструкции глубоких скважин в Ставропольском крае:
 а — скважина № 4 Советская; б — скважина № 2 Степновская;
 в — скважина № 2 Курская

Крепление майкопских отложений сопряжено с опасностью обвалов, осыпей пород и прихватов колонн вследствие неустойчивости глинистой толщи. Для песчаников нижнего майкопа характерны АВПД.

Фораминиферовые отложения во многих случаях вскрываются вместе с майкопскими с использованием утяжеленных буровых растворов, что является причиной гидравлического разрыва пластов и последующего поглощения бурового раствора. Меловые отложения характеризуются меньшими пластовыми давлениями, чем майкопские, но вследствие трещиноватости меловых пород происходят интенсивные поглощения бурового и тампонажного растворов. Большая часть нижнемеловых отложений устойчива.

Во многих скважинах возникают осложнения, связанные со значительным кавернообразованием и желобными выработками на больших глубинах. По отдельным интервалам коэффициент кавернозности > 2 .

Юрские отложения наблюдаются на глубинах около 5000 м. Характерными осложнениями в этой толще являются сужения ствола и нефтегазопоявления.

Высокие забойные температуры (170 °С на глубине 5000 м) обуславливают применение цементно-песчаных и шлаковых тампонажных растворов. Обсадные колонны цементируют на всю длину вплоть до устья скважины методом прямого или обратного цементирования.

Геологические условия на месторождениях региона не позволяют бурить ствол скважины глубиной до 5000–7000 м с использованием бурового раствора без значительных изменений его плотности. Поэтому при вскрытии всего комплекса отложений целесообразно изолировать отдельные стратиграфические горизонты промежуточными обсадными колоннами или хвостовиками. Это требует использования многоколонных конструкций, вплоть до четырех- и пятиколонных.

Чечня и Ингушетия. Вскрытый разрез структур региона представлен отложениями от четвертичных до мезозойских (юрских) включительно. Продуктивными горизонтами являются карагано-чокракские, нижнемайкопские, верхне- и нижнемеловые, юрские. Пластовые давления в мезозойских отложениях в западной и восточной частях региона различны и составляют соответственно 36 и 60 МПа.

Условия сооружения скважин на подавляющем большинстве разведочных и эксплуатационных площадей чрезвычайно сложны. Основными видами осложнений являются: вследствие больших углов залегания и частого чередования пород по прочности в карагано-чокракских отложениях ствол скважины имеет тенденцию к интенсивному искривлению; в отложениях нижнего майкопа и фораминиферовых слоях постоянны поглощения бурового раствора, что обусловлено разницей в пластовых давлениях между карагано-чокракскими песчаниками и отложениями майкопа, между отложениями майкопа и верхнего мела, а также между отдельными свитами нижнего мела. Все это предопределяет применение многоколонной конструкции скважин.

Применяемые сочетания диаметров смежных обсадных колонн в конструкциях глубоких скважин приведены на рис. 1.8, а, б.

С ростом глубин возрастали технологические трудности бурения, увеличивались число аварий и степень их сложности, росло число ликвидированных скважин.

Сверхглубокую скважину № 47 Заманкул закладывали на глубину 7000 м по конструкции 630×426×324×245×194×127/168 мм (рис. 1.9). Изменение ее конструкции произвели только на глубине 5033 м спуском обсадной колонны 178×194 мм до устья скважины вместо хвостовика диаметром 194 мм. Дальнейшее углубление скважины было прекращено вследствие смятия промежуточной колонны в интервале залегания майкопских отложений.

Определяющими факторами при выборе конструкций оставались применение хвостовиков, уменьшение зазоров между стволом скважины и обсадными трубами, применение безмуфтовых резьбовых колонн (табл. 1.6).

Приобретен опыт применения сменных колонн. Сменные колонны обеспечивают многократную замену и безаварийную работу, хотя длина их

ограничена длиной предыдущей колонны, необходимыми зазорами и высотой подъема цементного раствора. Их длины пока еще невелики: в скважине № 47 Заманкул – 1003 м, в скважине № 49 Хаян-Корт – 1139 м, в скважине № 4 Аксай – 1573 м и в скважине № 906 Малгобек – 956 м.

Широко применяют спуск безмуфтовых колонн на сварных и резьбовых соединениях. На сварных соединениях спускают трубы из сталей групп прочности Д, К, N-80 и марки 20ХГ2Б. Колонны труб из высоколегированных сталей групп прочности Е, Л, М, Р-110 спускают на безмуфтовых резьбовых соединениях.

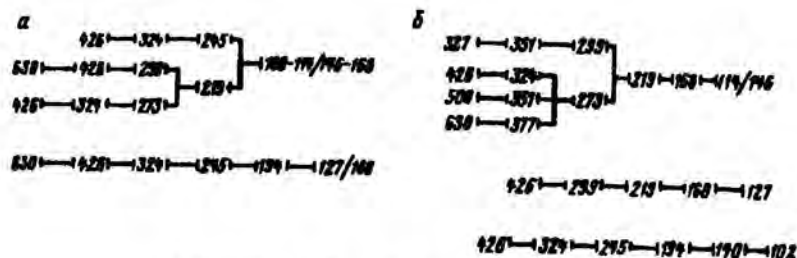


Рисунок 1.8 – Схемы конструкций скважин: западной (а) и восточной (б) групп месторождений Чечни и Ингушетии

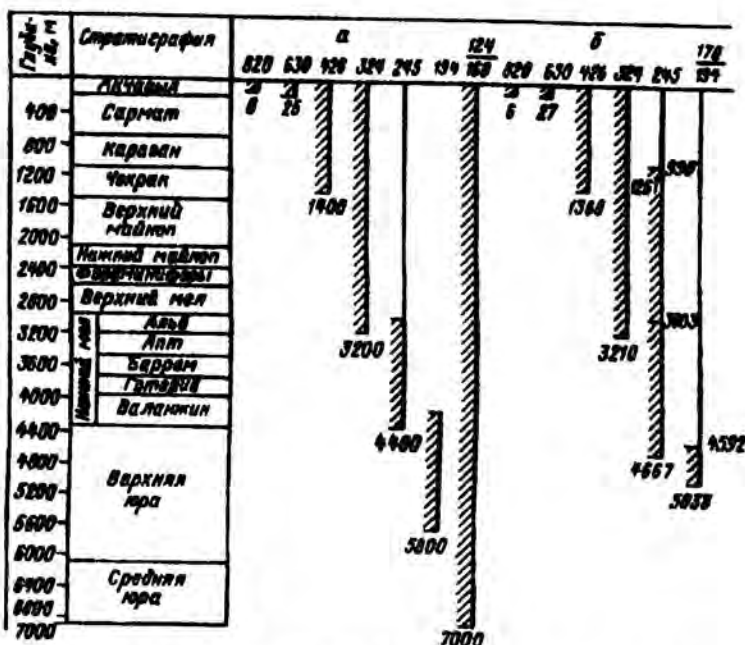


Рисунок 1.9 – Проектная (а) и фактическая (б) конструкции скважины № 47 Заманкул

Таблица 1.6 – Максимальные глубины спуска обсадных колонн и достигнутые выходы их в открытый ствол в скважинах Чечни и Ингушетии

скважины	Диаметр, мм		Кольцевой зазор, мм	Максимальная глубина спуска колонны, м	Выход из-под башмака предыдущей колонны, м
	обсадной трубы	муфты			
550	426	451	49,5	1368	1340
446	377	402	22,0	1797	1502
446	351	376	35,0	2650	2415
346	340	365	40,5	2767	2672
394	324	351	21,5	3519	2700
346	299	324	11,0	2707	2413
246	273	299	23,5	3860	1400
395	245	270	12,5	4669	1370
269	219	245	12,0	4165	1600
243	194	216	13,5	4591	2320
243	178	196	18,5	5033	743
214	168	188	13,0	5121	2052
190	168	–	11,0	5020	1120
190	140	154	19,0	5216	230
161	127	142	9,5	5343	170
140	114	127	6,5	5532	800

В конструкциях скважин применяют 114-миллиметровые обсадные трубы для перекрытия продуктивной толщи верхнего и нижнего мела. В некоторых случаях эти отложения перекрывают 89-миллиметровыми трубами, спускаемыми в качестве хвостовиков или комбинированных эксплуатационных колонн.

Наибольшее распространение получили следующие два типа конструкций скважин: $426 \times 299 \times 219 \times 168 \times 114/146 \times 168$ и $426 \times 324 \times 273 \times 219 \times 168_{\text{хв}} \times 114/146 \times 168$ мм. В конструкциях скважин, особенно глубоких, широко используют импортные и отечественные трубы диаметром 178, 194 и 340 мм.

В качестве примера конструкции глубоких и сверхглубоких скважин региона можно привести скважину № 1005 Старогрозненской площади:

Проектные размеры, мм	Фактические размеры, мм
426 × 700	426 × 697
324 × 3400	324 × 3519
245 × 4450	$245_{\text{хв}} \times (4449 \div 2336)$
194 × 4750	$(168 - 178 - 219) \times 5121$
$140_{\text{хв}} \times (4900 \div 4650)$	$114_{\text{хв}} \times (5496 \div 4893)$
$102_{\text{хв}} \times (5500 \div 4800)$	

Геологические условия проводки скважин на Ястребиной площади во многом сходны с описанными выше. Отличием является более низкий экви-

валент градиента поровых давлений в надмайкопских отложениях ($1,3 \text{ г/см}^3$) и относительно высокий – в глинах майкопской серии ($1,9\text{--}2,0 \text{ г/см}^3$).

Совмещенный график для проектного геологического разреза скважины № 234 Октябрьской площади, предназначенной для вскрытия нижнемеловых отложений, показан на рис. 1.10. Как видно из графика, представленный геологический разрез обладает пятью ярко выраженными интервалами с несовместимыми условиями бурения.

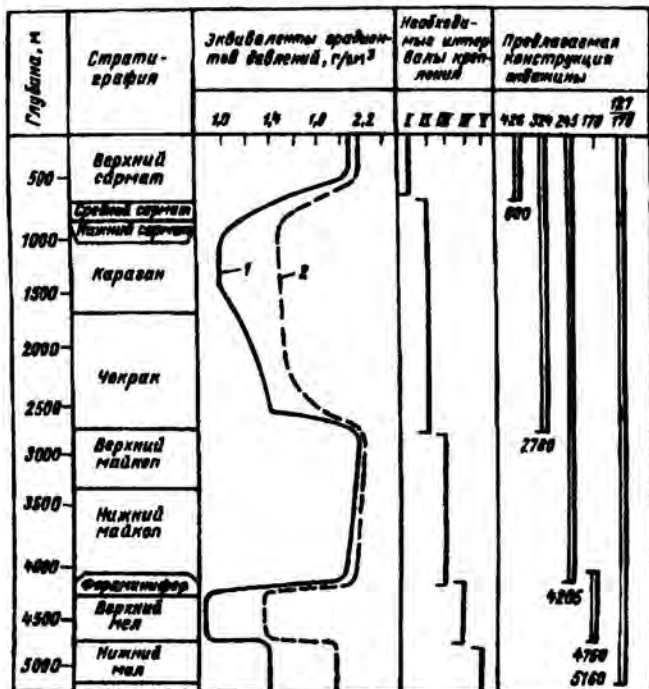


Рисунок 1.10 – Скважина № 234 Октябрьской площади:

1 – поровые (пластовые) давления; 2 – давления гидроразрыва пород

Интервал 0–600 м сложен глинами верхнего сармата и разбуривается с применением бурового раствора плотностью $1,2\text{--}1,4 \text{ г/см}^3$ при депрессии до 3,0 МПа.

Интервал 600–2760 м (карагано-чокракские отложения) весьма разнообразен и по литологии, и по характеру распределения пластовых давлений.

Верхняя часть интервала разбуривается при репрессии на пласт, нижняя – при депрессии. Максимальная плотность бурового раствора – $1,45 \text{ г/см}^3$. Максимальная плотность, при которой произошел гидроразрыв пород, – $1,49 \text{ г/см}^3$ (скважина № 218).

Интервал 2780–4205 м – отложения глин майкопской серии – характеризуется большой толщиной и высокими значениями поровых давлений.

С ростом глубины увеличивается песчанистость глин, а градиент давлений несколько снижается. Эквивалент градиента давлений гидроразрыва пород верхнего майкопа на $0,18\text{--}0,27\text{ г/см}^3$ больше, чем эквивалент градиента порового давления. Для нижнемайкопских отложений разница эквивалентов градиентов давлений уменьшается до $0,11\text{ г/см}^3$. Совместимость условий бурения в этом интервале обеспечивается при использовании бурового раствора плотностью $2,1\text{--}2,2\text{ г/см}^3$.

Интервал 4205–4760 м представлен карбонатными породами фораминиферовых отложений и верхнего мела. Гидродинамическая сообщаемость этих отложений обеспечивает совместимые условия бурения интервала при использовании воды в качестве бурового раствора. Текущее пластовое давление оценивают эквивалентом градиента, равным $0,85\text{ г/см}^3$. Гидроразрыв пород происходит при плотности бурового раствора $1,36\text{--}1,46\text{ г/см}^3$.

Интервал 4760–5160 м сложен породами нижнего мела: глинами с прослоями песчаников. Ожидаемое пластовое давление можно оценивать эквивалентом градиента от $1,2$ до $1,8\text{ г/см}^3$, и его необходимо уточнять. Бурение этого интервала следует осуществлять с раствором, обеспечивающим превышение давления над пластовым на $2,5\text{--}3,0\text{ МПа}$.

С учетом интервалов несовместимости условий бурения необходимые интервалы крепления для скважины № 234 Октябрьской площади следующие:

- 0–600 м – с условием перекрытия глинистой толщи верхнего сармата;
- 600–2760 м – с условием закрепления трубами интервала сарматских и карагано-чокракских отложений и размещения башмака обсадной колонны в глинах с градиентом порового давления $2,0\text{--}2,1\text{ г/см}^3$;
- 2760–4205 м – с условием перекрытия глин майкопских отложений полностью при достижении кровли фораминиферовых отложений;
- 4205–4760 м – с условием перекрытия породы верхнего мела при достижении отложений нижнего мела, имеющих более высокие пластовые давления;
- 4760–5160 м – достижение проектной глубины.

Скважины, расположенные на краевых частях структуры, в которых наблюдается большая толщина миоцен-плиоценовых отложений, имеют 6 необходимых интервалов крепления. Используя выявленные закономерности в распределении давлений по геологическому разрезу площади, можно аналогичным путем определить необходимые интервалы крепления для каждой из скважин, располагаемых в любом месте структуры Октябрьского месторождения.

Характер распределения пластовых (поровых) давлений по разрезу скважины № 110 Ястребиной площади, выявленный по фактическим данным скважин-ориентиров, показан на рис. 1.11. Необходимые интервалы крепления для этих условий следующие:

- 0–160 м. Перекрытие насосов. Плотность бурового раствора $1,15\text{--}1,20\text{ г/см}^3$. Бурение осуществляют с незначительной репрессией на пласты.

Гидроразрыва пород следует ожидать при плотности промывочной жидкости свыше $1,42 \text{ г/см}^3$.

- 160–1837 м. Перекрытие плиоцен-миоценовых отложений и установка башмака обсадной колонны в глинах, обладающих градиентом пластового давления $0,018\text{--}0,019 \text{ МПа/м}$. Проницаемые пласты бурят с репрессией до $0,8 \text{ МПа}$, а глины – с депрессией 3 и 9 МПа . Гидроразрыв пород возможен при плотности бурового раствора $1,55 \text{ г/см}^3$ и более.

- 1837–4180 м. Перекрытие всей толщи глинистых майкопских отложений. Плотность бурового раствора по всему интервалу $1,9 \text{ г/см}^3$. Гидроразрыв пород возможен при плотности бурового раствора свыше $2,08 \text{ г/см}^3$. Бурят в интервале $1837\text{--}2800 \text{ м}$ с депрессией, ниже – с увеличивающейся репрессией, которая на 4180 м достигает $10,8 \text{ МПа}$.

- 4180–4660 м. Полное перекрытие отложений фораминиферовых слоев и гидродинамически связанных с ними меловых отложений. Буровой раствор – вода. Бурят при репрессии до $7,0 \text{ МПа}$. Гидроразрыв пород возможен при плотности бурового раствора $1,13 \text{ г/см}^3$ и более.

- 4660–5240 м. Достижение проектной глубины. В процессе бурения необходимо уточнить значение пластового давления. Плотность бурового раствора поддерживается на $0,05 \text{ г/см}^3$ больше эквивалента градиента пластового давления, что обеспечивает репрессию на пласт до $2,6 \text{ МПа}$.

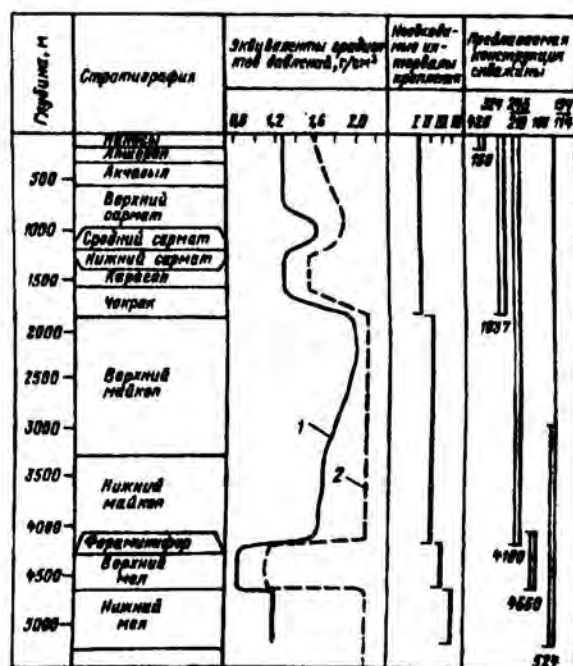


Рисунок 1.11 – Скважина № 110 Ястребиной площади:
1 – поровые (пластовые) давления; 2 – давления гидроразрыва пород

Наиболее высокое значение дифференциального давления позволит исключить гидроразрыв пород, осложнения и прихваты, увеличить механическую скорость бурения.

С учетом необходимых интервалов крепления для условий скважины № 110 Ястребиной площади возможно применение двух вариантов конструкций с использованием для крепления майкопских отложений импортных обсадных труб или составной крепи из труб диаметром 273 и 219 мм отечественного производства.

<i>I вариант</i>			
Интервал, м	0–160	0–1837	0–4180
Трубы	426×12Д	324×12Д	219×12,7Р-110
Интервал, м	4080–4660	0–5240	
Трубы	168×12К	114×9Л	
<i>II вариант</i>			
Интервал, м	0–160	0–1837	0–4180
Трубы	478×12Д	351×12Д	273×12Л
Интервал, м	1730–4180	4080–4660	0–5240
Трубы	219×12Л	168×12К	114×9Л

Основным отличием предлагаемых конструкций является совместное вскрытие всей толщи майкопских отложений мощностью 2400 м. Хотя условия бурения при использовании бурового раствора плотностью 1,9–2,0 г/см³ в этом интервале совместимы, крепят интервал двумя колоннами.

Дагестан. По геологическому строению территория Дагестана подразделяется на две зоны: северную – равнинную и южную – предгорную и горную, осложненную размывами и тектоническими нарушениями.

В первом районе в строении площадей принимает участие комплекс пород от третичных до мезозойских (юрских) включительно. Бурение скважин здесь осуществляют с использованием буровых растворов плотностью 1,26–1,32 г/см³. Продуктивными являются отложения нижнего мела и юры. Пластовые температуры на глубине 4700 м достигают 200 °С. При бурении скважин на площадях Северного Дагестана осложнений не наблюдается.

Месторождения Южного Дагестана отличаются сложностью геологического строения, а также аномально высокими забойными температурами и пластовыми давлениями. Углы наклона пластов вблизи свода структур достигают 60°.

Горизонты со сверхвысокими давлениями вскрыты на месторождениях Ачи-су, Избербаш, Махачкала, Исти-су. На глубинах 1800–2800 м имеются пласты, в которых давление достигает 40–60 МПа. Продуктивная толща верхнего мела представлена трещиноватыми кавернозными известняками с пластовым давлением до 80 МПа. Эта часть разреза характеризуется катастрофическими поглощениями бурового раствора (площади Избербаш, Ачи-су, Исти-су).

Майкопские отложения сложены неустойчивыми глинами, склонными к обвалам. Коэффициент аномальности пластов достигает 1,8–2,0, поэтому при разбуривании пород майкопа используют буровой раствор плотностью 2,0–2,25 г/см³.

Конструкции скважин на нефтяных и газовых месторождениях Дагестана различны. Для северной группы площадей применяют двухколонную конструкцию, для южной – многоколонную (рис. 1.12, 1.13). Наибольший выход из-под колонны диаметром 299 мм достигнут в скважине № 16 Солончаковая и составляет 2751 м.

Самой глубокой из пробуренных является параметрическая скважина № 1 Кочубеевская (см. рис. 1.12). Проходка ее до глубины 4000 м велась без затруднений, дальнейшее же углубление заметно осложнилось. На конечной глубине зарегистрирована температура 202 °С. Основные трудности при креплении заключаются в частичном поглощении тампонажного раствора, приводящем к его недоподъему до проектных отметок. Поэтому ниже башмака кондуктора остается часть эксплуатационной колонны длиной 400–1200 м, не закрепленная цементным камнем. Такое положение для газовых и газоконденсатных скважин с высокими пластовыми (до 45 МПа) и устьевыми (до 25 МПа) давлениями не может считаться нормальным.

При вводе скважины в эксплуатацию вследствие температурных деформаций обсадной колонны в трубах возникают значительные сжимающие осевые усилия. Среднее изменение температуры труб обсадной колонны, не закрепленной цементным камнем, составляет 35–40 °С, что способствует возникновению осевого сжимающего колонну усилия, равного 40–55 тонн.

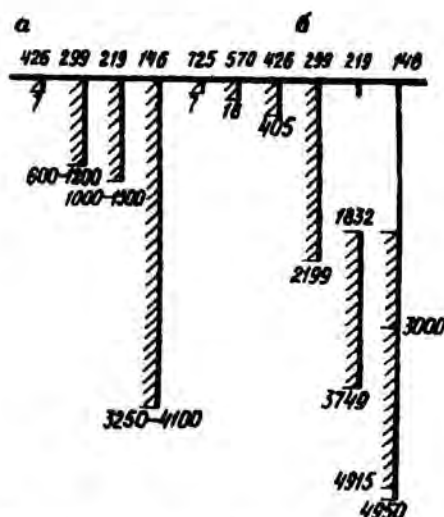


Рисунок 1.12 – Конструкции скважин на площадях Северного Дагестана

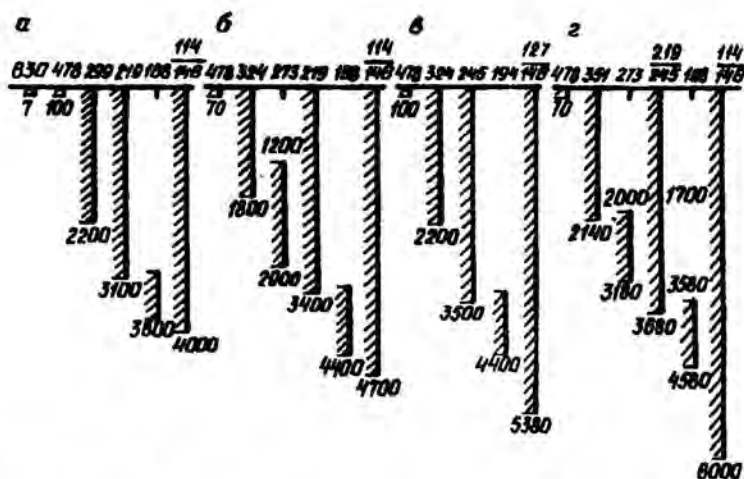


Рисунок 1.13 – Конструкции скважин на площадях Южного Дагестана:
 а – типовая; б – на площади Ачи-су; в – на площади Избербаш;
 г – проектная скважина № 247 Избербаш

Таким образом, если при спуске обсадной колонны основными напряжениями в теле труб являются напряжения растяжения, то сжимающее усилие в незакрепленной цементным кольцом колонне в процессе эксплуатации скважины приводит к изменению осевой напряженности труб. Периодическое изменение напряженности труб эксплуатационной колонны от напряжений растяжения, величина которых зависит от веса нижележащей части колонны, до частичного или полного снятия их и перехода части колонны к состоянию сжатия ведет к нарушению герметичности резьбовых соединений обсадных труб, межпластовым перетокам газа через это нарушение и в случае достаточного давления газа – гидроразрывам пород, аккумуляции давления в проницаемых пластах, грифонообразованиям и осложнениям при эксплуатации скважин.

При бурении скважин на площадях Южного Дагестана верхнюю поглощающую часть разреза перекрывают первой промежуточной колонной диаметром 299 м. Вторую промежуточную колонну диаметром 219 мм спускают для закрепления неустойчивых отложений верхнего майкопа. Отложения нижнего майкопа и фораминиферов перекрывают хвостовиком диаметром 168 мм. Эксплуатационную колонну спускают до проектной глубины. Высоту подъема тампонажного раствора за всеми обсадными колоннами проектируют на всю их длину.

Фактические данные о проводке глубоких скважин позволяют выделить следующие основные особенности их конструкции:

- многоколонность;
- использование хвостовиков и комбинированных колонн;
- малые кольцевые зазоры между муфтой спускаемой колонны и стенкой скважины;

- применение колонн со сварными соединениями;
- большие необсаженные участки ствола в ходе бурения и подъем тампонажного раствора на значительную высоту.

Некоторые проекты глубоких и сверхглубоких скважин (№ 101 Дузлак, № 4 Аксай и др.) предусматривали смену верхней части промежуточных колонн. Это те условия, в которых через некоторое время будет осуществляться подземный капитальный ремонт.

1.2.2 Азербайджан

Условия бурения характеризуются большими глубинами, АВПД горизонтов, высокой пластичностью глинистых пород и разнообразием осложнений. Бурение большей части эксплуатационных и разведочных скважин в условиях моря и на суше осуществляется в похожих геологотехнических условиях. Основным объектом разведки и разработки является продуктивная толща (ПТ) миоценовых отложений, залегающих на глубинах от 1000 до 6000 м.

Трудность проводки скважин на месторождениях объясняется сложностью их геологического строения. Стенки скважин неустойчивы, подвержены осыпанию, в результате чего часты затяжки и прихваты бурильного инструмента. Имеются мощные толщи текучих глин, что приводит к сужению ствола скважин и недопускам обсадных колонн до намеченной глубины. Часты поглощения и газоводопроявления.

Условия бурения скважин предусматривают 3–4 зоны крепления:

- перекрытие неустойчивых отложений верхней части разреза от четвертичных до верхнеапшеронских включительно;
- перекрытие отложений до ПТ, характеризующихся разнообразием осложнений во вскрываемом разрезе, от сильных водопроявлений до поглощений промывочной жидкости;
- при большой мощности отложений ПТ перекрытие ее верхней части, дающей при разбуривании интенсивные газонефтеводопроявления с различными градиентами пластового давления горизонтов;
- перекрытие продуктивных (или проектных) пластов низов ПТ (рис. 1.14).

При бурении скважин на верхнемеловые отложения условия бурения более сложны и зон крепления соответственно больше (до шести). Кондуктор должен перекрывать неустойчивые отложения континентальной толщи, следующая колонна – отложения миоцена (до майкопских), характеризующихся в процессе бурения водопроявлениями и поглощениями промывочной жидкости. Пластичные глины майкопских отложений, высокопроницаемые песчаники и неустойчивые глины фораминиферовых и конских отложений являются третьей зоной крепления. Неустойчивые отложения палеоцена и эоцена – четвертый интервал крепления. Проектные верхнемеловые горизонты, характеризующиеся чередованием зон поглощений и газонефтепроявлений, – последняя зона крепления.

В Азербайджане пробурено много скважин глубиной более 5000 м. Положительные результаты получены при бурении мезозойских отложений в скважинах следующих конструкций:

- 508(478)×377×273×194×127/146×168 мм;
- 560×426×324×245×178×114/146×168 мм.

Широко применяют конструкцию 426×299×219×146/168 мм, показавшую положительный результат при бурении на продуктивную толщу до глубины 4000–4500 м.

Что касается конструкций 478×377×273×219×114/168 мм (в некоторых случаях в этом варианте предусматривается спуск хвостовика диаметром 168 мм) и 426×299×219×168×114/146×168 мм, то таких удачно пробуренных и освоенных скважин мало.

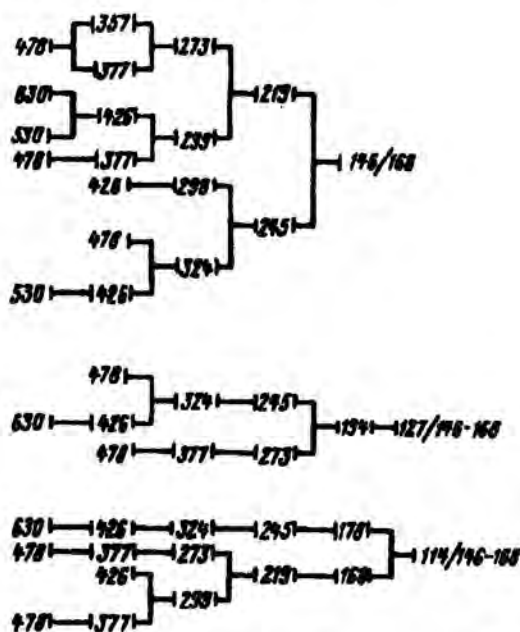


Рисунок 1.15 – Конструкции разведочных скважин глубиной 4500–6000 м в Азербайджане

Конструкции скважин с сочетанием диаметров смежных обсадных колонн, представленные на рис. 1.15, проектируют с учетом всех возможных осложнений в процессе проводки скважин. Поэтому нередко для скважин глубиной 5500–6000 м предусматривают четырех- и даже пятиколонные конструкции.

В скважинах глубиной 4500–5000 м и более широко используют спуск сварных обсадных колонн при следующих сочетаниях их диаметров: 377 × 273, 273×219×168, 168×114, 245×299 и 245×194 мм. Имеются также

случаи спуска сварных тяжелых обсадных колонн при малых кольцевых зазорах и сочетании диаметров 377×299 мм.

В ряде конструкций глубоких скважин крепление нижних интервалов производят муфтовыми обсадными колоннами при повышенных кольцевых зазорах. К ним можно отнести случаи спуска обсадных колонн при следующих сочетаниях диаметров: 245×178×114 и 273×194×127 мм.

1.2.3 Казахстан и Средняя Азия

Здесь открыто свыше 150 месторождений нефти и газа. Основные залежи газа связывают с меловыми и надсолевыми комплексами (Восточная Туркмения), подсолевыми верхнеюрскими отложениями (Западный Узбекистан), а залежи нефти – с породами плиоцена и подстилающих их отложений (Западная Туркмения), в платформенных областях – с отложениями юры и мела, а в восточных районах Средней Азии – с неогеном, палеогеном, мезозоем. Нефтегазоносность Мангышлакской провинции приурочена к юрской продуктивной толще, в разрезе которой выделяют около 15 горизонтов.

В Юго-Западном Таджикистане и Западно-Туркменской впадине ведется освоение глубокозалегающих горизонтов в нижней части меловых и юрских отложений. В этих условиях глубины скважин достигают 5000 м, а основные трудности при их проводке связаны со вскрытием пластов с АВПД. По этой причине большое количество разведочных скважин не были доведены до проектных глубин.

На разведочной площади Супе-Тау (Таджикистан) наиболее сложна при проводке скважин соленосная толща, залегающая в интервале 1000–3000 м и содержащая высоконапорные водяные горизонты. При разбуривании этой толщи основными осложнениями являются:

- сужения ствола;
- коагуляция глинистого раствора;
- затруднения со стабилизацией и регулированием его свойств;
- пластическое течение солей.

По этим причинам нередко потери ствола с произвольным забуриванием нового. Например, в скважине № 6 Супе-Тау число новых стволов в солевых отложениях неогена достигло 16.

Месторождения Средней Азии приурочены к различным стратиграфическим горизонтам и отличаются условиями бурения и крепления скважин.

Одним из характерных нефтяных месторождений может служить Жебтай-Узеньская нефтегазоносная область, а газовых – месторождение Шатлык.

Сводный геологический разрез площадей полуострова Мангышлак и конструкция скважин представлены на рис. 1.16.

Месторождения Южного Мангышлака относятся к районам с высокими значениями геотермического градиента. Пределы изменения температур на глубинах 2500–4500 м составляют соответственно 108–196 °С. Ос-

новая продуктивная толща месторождений Мангышлака характеризуется пластовыми давлениями, близкими и даже несколько меньшими гидростатических ($0,8-0,9 p_{гидр}$).

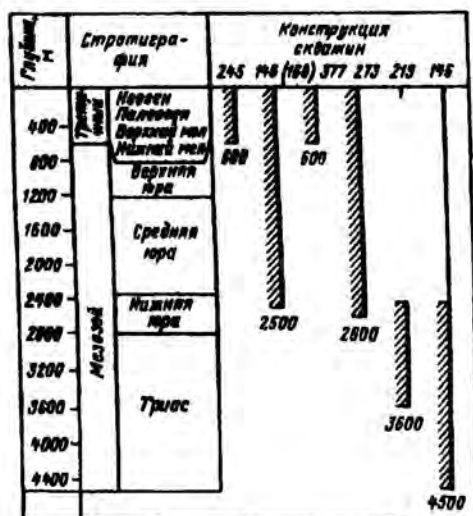


Рисунок 1.16 – Геологические условия и конструкция скважин на полуострове Мангышлак

Геологический разрез площади Шатлык представлен в основном потенциально неустойчивыми глинистыми породами. Бурение скважин в верхнем интервале (до глубины 1700 м) осложнено возможностью интенсивных поглощений в неоген-палеогене, поэтому конструкции скважин, как правило, двухколонные. Значительные осложнения отмечены при проводке глубоких разведочных скважин на подсолевые отложения большой мощности. Для обеспечения устойчивости стволов скважин плотность применяемых буровых растворов должна достигать $2,27-2,35 \text{ г/см}^3$.

На площадях запада Узбекистана и востока Туркмении, несмотря на пластическое течение солей, разбуривание соленосных отложений и перемежающихся с ними ангидритов проходит без осложнений, за редким исключением, когда в интервале их залегания вскрываются высокодебитные горизонты и возникают мощные фонтаны минерализованной воды. Однако случаи смятия обсадных колонн нередки. К ним можно отнести:

- нарушение 210-мм промежуточной колонны на глубине 2104 м в скважине № 2 Зекры;
- нарушение 219-мм колонны на глубине 2920 м в скважине № 4 Айзават;
- смятие 146-мм колонны на глубине 2280 м в скважине № 2 Западный Майманак;

• нарушения 146–219-мм колонн в скважинах № 6 Айзават, № 2 Северные Камашы, №№ 3 и 5 Култак, № 3 Зекры-Кемачи в Узбекистане и скважине № 16 Фараб в Туркмении.

В подобных геологических условиях конструкции скважин значительно усложняются, а число обсадных колонн для крепления достигает 4–6 (рис. 1.17).

В разрезе месторождения Кызыл-Тумшук имеются перемежающиеся горизонты с различными по абсолютным значениям пластовыми давлениями. Если проводка скважин до глубины 1500 м требует использования бурового раствора плотностью 1,1 г/см³, то бурение под промежуточную колонну диаметром 299 мм в интервале 1500–1900 м вызывает необходимость утяжеления раствора до 2,3 г/см³. Соответственно при проводке скважины под последующие зоны крепления плотность применяемой промывочной жидкости не остается постоянной, а изменяется в пределах 1,9–2,1 г/см³. Аналогичные особенности бурения глубоких скважин и их конструкций характерны и для месторождений Узбекистана. Здесь коэффициенты аномальности напорных горизонтов изменяются с глубиной от 1,3 до 2,2.

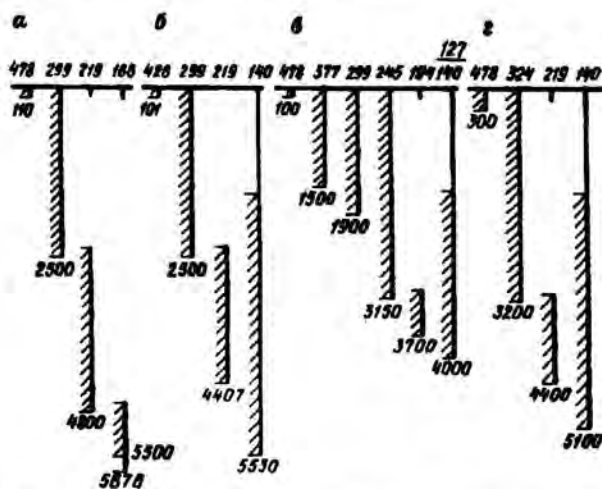


Рисунок 1.17 – Примеры конструкции глубоких скважин на месторождениях Средней Азии:

- а – скважина № 6 Чуст-Пап (Узбекистан); б – скважина № 1 Гумхана (Узбекистан);
в – месторождение Кызыл-Тумшук (Таджикистан);
г – месторождение Котур-Тепе (Туркмения)

Крепление стволов промежуточной колонной диаметром 299 мм производят, как правило, в один прием, хотя глубины их спуска достигают 2500 м. Например, в скважине № 6 Чуст-Пап и № 1 Гумхана такие колонны массой соответственно 178 и 168 тонн спускали одной секцией и цементировали их до устья скважины гелцементным раствором плотностью 1,5 г/см³.

Для скважин глубиной 4500–5000 м приняты четырех- и трехколонные конструкции, а при глубинах 3000–4500 м – двухколонные (см. рис. 1.17, з). В отложениях красноцветной толщи отмечаются аномалии пластовых давлений. Абсолютные их значения на глубинах 4000–4500 м достигают 80 МПа, что вызывает необходимость использования утяжеленных буровых растворов плотностью 1,90–2,35 г/см³.

1.2.4 Восточная Украина

Газонефтяные месторождения Восточной Украины расположены в Днепровско-Донецкой впадине (ДДВ). Продуктивные горизонты приурочены к отложениям средней юры, пермо-триаса, нижней перми и каменноугольной системы (Шебелинское, Крестищенское, Кегичевское и др.).

Основные осложнения – интенсивные поглощения бурового раствора, осыпи неустойчивых аргиллитов карбона, искривление скважин, сужение стволов в интервале перехода от пород нижнего карбона к надсолевому девону, пластическое течение соледержащих пород перми и девона и нарушения обсадных колонн.

Стволы скважин, как правило, кавернозны. Средний коэффициент кавернозности по глубине находится в пределах 1,3–1,8, в солевых отложениях – выше 2,0. Наиболее тяжелым видом осложнений являются нарушения обсадных колонн. Качественное цементирование не обеспечивается. Предупреждение пластического течения пород в процессе бурения скважин достигается регламентированием плотности буровых растворов в пределах 1,60–1,70 г/см³ при разбуривании соледержащих пород девона и до 2,0 г/см³ в хемогенных отложениях карбона и перми.

Для предупреждения осложнений при бурении скважин ниже хемогенной толщи последняя должна быть закреплена одной или двумя промежуточными колоннами. Нижний этаж разреза в силу его значительной толщины и противоположных по характеру осложнений в отдельных районах успешно вскрывается только при условии промежуточного крепления.

Общая особенность применяемых на Восточной Украине конструкций скважин – многоколонность и завышенные кольцевые зазоры при спуске обсадных колонн (рис. 1.18).

Такие сочетания диаметров кондукторов и промежуточных колонн, как 426 × 299 мм (рис. 1.18, б) и 351 × 245 мм (рис. 1.18, в), при условии выхода последних в открытый ствол в пределах 2000–3000 м заранее предопределяют снижение коммерческих скоростей бурения этих интервалов, увеличивают трудность предупреждения и борьбы с осложнениями при бурении и креплении скважин, особенно при секционном спуске обсадных колонн.

Перекрытие солевых отложений перми (см. рис. 1.18, а, б) и девона (см. рис. 1.18, в, з, д) целесообразно осуществлять не сплошными колоннами, а секциями-хвостовиками, лишь в исключительных технологически неизбежных случаях наращиваемых до устья скважин.

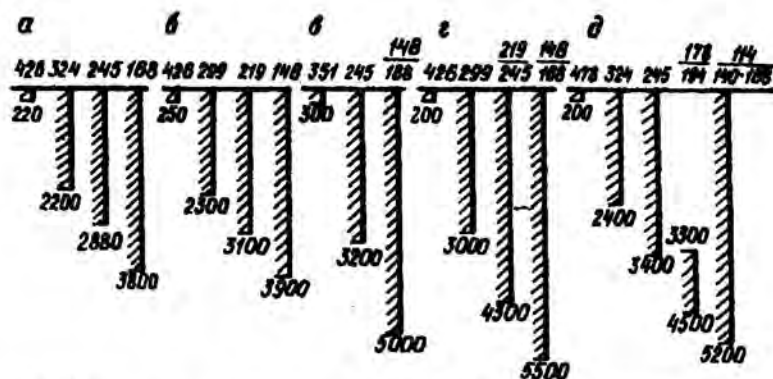


Рисунок 1.18 – Конструкции глубоких скважин Восточной Украины на площадях:
 а – Крестицкая; б – Медведковская; в – Вениславская;
 г – Радченковская; д – Сагайдакская

Основная проблема на газовых площадях Восточной Украины – предупреждение и ликвидация межколонных газопроявлений при их эксплуатации. Она не остается решенной при передаче пробуренных скважин эксплуатационникам. Для этого крепление скважин эксплуатационными колоннами производят по двум схемам (рис. 1.19). Первую из них с эксплуатационными колоннами диаметром 146 мм (см. рис. 1.19, а) применяют на тех площадях, где технология спуска колонн успешно разработана.

Интервал продуктивного горизонта не цементируют, а подъем тампонажного раствора в интервале от объектов эксплуатации до устья обеспечивают методом двухступенчатого цементирования колонны с разрывом во времени, что явилось еще одной причиной последующей негерметичности зацементированного заколонного пространства скважин. От него отказались. При возникновении межколонных газопроявлений при эксплуатации горизонтов в скважины спускают герметизирующее устройство ГУГ-1В-146 с распаковкой его выше перфорированного фильтра, что, к сожалению, являлось временным избавлением от перетоков, которые позже вновь появлялись. Последовали многочисленные РИР.

Эксплуатация горизонтов с начальной установкой герметизирующего устройства ШУГ-168 предусматривалась второй схемой (см. рис. 1.19, б). Распаковку его осуществляют в переводнике 146×168 мм комбинированной эксплуатационной колонны разгрузкой 73-миллиметровых насосно-компрессорных труб. Опыт эксплуатации устройства ШУГ-168 подтвердил его только временную надежность, хотя большинство газовых скважин было оборудовано такими пакерами.

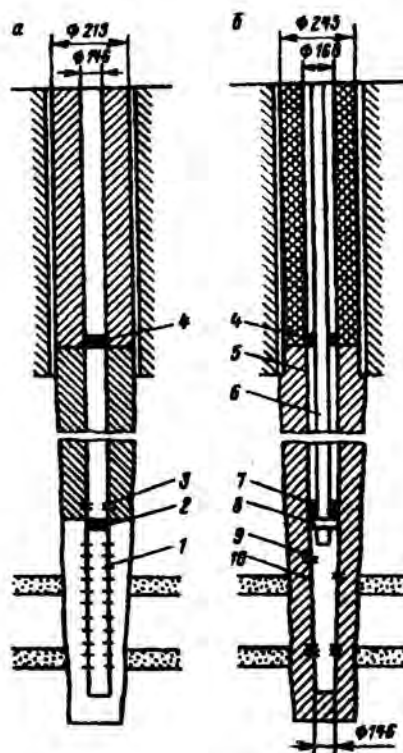


Рисунок 1.19 – Схемы крепления газовых скважин эксплуатационными колоннами на площадях Восточной Украины:

- 1 – перфорированный (10–12 отв./м); 2 – глухое кольцо; 3 – щелевые отверстия для циркуляции и цементирования; 4 – муфта для двухступенчатого цементирования; 5, 10 – комбинированная эксплуатационная колонна 146 × 168 мм; 6 – насосно-компрессорные трубы 73 мм; 7 – герметизирующее устройство ШУГ-168; 8 – переводник; 9 – перфорационные отверстия

1.2.5 Западная Сибирь

Геологические разрезы структур Среднего Приобья на всех месторождениях идентичны. При глубинах скважин до 2800–3000 м вскрываются отложения от четвертичных до юрских включительно. Коллекторы характеризуются высокой пористостью, проницаемостью и большой эффективной толщиной, что позволяет получать высокие рабочие дебиты скважин. Значения пластовых давлений соответствуют гидростатическим.

На всех площадях верхняя часть разреза (приблизительно до глубины 200–400 м) сложена рыхлыми породами, склонными к поглощениям и обвалам. Этот интервал перекрывает кондуктор. Глубина его спуска определяется также видом скважины (вертикальная или наклонная) и составляет 200–500 м.

Газовые месторождения Тюменского Заполярья по своему литологическому разрезу отличаются от разрезов месторождений Среднего Приобья наличием мощных толщ многолетнемерзлых пород. Многолетняя мерзлота распространяется на четвертичные, олигоценовые и эоценовые отложения, а в крайней северной части месторождения Медвежье – и на верхнюю часть палеоцена. В составе мерзлой толщи преобладает лед, составляющий в некоторых случаях более половины разреза толщи.

Газоносные горизонты приурочены к отложениям сеноманского яруса верхнемеловых отложений. Сеноманский горизонт – мощный газовый горизонт, обеспечивающий суточный дебит скважин 2–3 млн. м³ газа и более. Пластовые давления соответствуют гидростатическим, температуры – до 80–100 °С.

В интервалах, сложенных многолетнемерзлыми породами, в результате воздействия на них положительных температур и растепления песчаных отложений, сцементированных льдом, наблюдают интенсивное кавернообразование. Наиболее неустойчивы породы четвертичного возраста, в интервале залегания которых (0–200 м) фактический объем ствола при существующей конструкции скважин и технологии бурения может превосходить номинальный в три раза и более.

Многолетнемерзлые породы значительно снижают качество цементирования скважин и надежность крепления их в целом вследствие малого вытеснения бурового раствора тампонажным из-за наличия больших каверн. В процессе эксплуатации в результате прогрева околоствольной зоны возможно обрушение мерзлых пород, образование приустевых кратеров и проседание устья скважин.

Геологический разрез месторождений характеризуется также наличием зон, склонных к интенсивным поглощениям при противодавлениях, несущественно превышающих гидростатические.

Как эксплуатационные, так и разведочные скважины имеют одноколонную конструкцию с преобладающим сочетанием диаметров смежных обсадных колонн 245×168 (146) мм (Среднее Приобье) и 324×219 мм (Заполярье). Лишь как исключение в некоторых конструкциях скважин Среднего Приобья применяют сочетание диаметров смежных обсадных колонн 219×146 мм. Разведочные скважины глубиной более 3000 м бурились по двухколонной конструкции (324×219×146 мм) со спуском промежуточной колонны на глубину 1500 м для перекрытия водонапорных горизонтов сеноманских отложений (Тазовская площадь).

За период с начала бурения эксплуатационных скважин на месторождении Медвежье их конструкции в целом претерпели незначительные изменения. Как правило, применялись одноколонные конструкции с диаметром кондукторов 219–324 мм и диаметром эксплуатационных колонн от 127 до 219 мм. Лишь в некоторых скважинах были использованы более тяжелые конструкции со спуском промежуточной колонны на глубину 1000–1020 м для закрепления ствола перед вскрытием зон газопроявлений

из коньякских отложений. Однако в отличие от общепринятой, последняя конструкция гарантировала надежность и технологическую безопасность ведения работ при вскрытии основного продуктивного горизонта.

Отличительной особенностью конструкций газовых скважин месторождений Тюменского Заполярья являются недоподъемы цементного раствора до устья скважин за всеми колоннами вследствие поглощений. В зоне распространения многолетнемерзлых пород в результате сильного кавернообразования, которое сопровождается появлением уступов, сползанием шлама и обвалами пород, кондукторы во многих скважинах не были допущены до проектных глубин.

При длительных остановках эксплуатационных скважин отмечены случаи смятия обсадных колонн в интервале многолетнемерзлых пород (скважины №№ 110 и 154 Мессояхского и 130 Соленинского месторождений).

1.2.6 Особенности конструкций скважин в условиях большой толщины многолетнемерзлых пород

Многолетняя мерзлота распространена в нашей стране на территории Иркутской, Магаданской, Читинской, Омской, Новосибирской, Тюменской, Томской, Свердловской областей, Хабаровского и Красноярского краев, Коми, Якутии и Бурятии. Она занимает 10 млн. км², т.е. более 50 % всей площади страны. Результаты бурения и исследование теплового режима Мархинской скважины, расположенной в северо-западной части Якутии, доказали существование многолетнемерзлых пород на глубине около 1400 м (в этой скважине на глубине 1800 м пластовая температура составила + 3,8 °С, в интервале глубин 250–1400 м минимальное значение отрицательной температуры – 3 °С).

Наиболее распространенной для разведочных и эксплуатационных скважин является конструкция, приведенная на рис. 1.20.

Такая конструкция удовлетворяет требованиям, предъявляемым к разведочным скважинам, поскольку обеспечивает (как считалось) герметичность крепи скважины на период бурения и опробования. Однако она неприемлема для эксплуатационных скважин, рассчитанных на длительную эксплуатацию.

На рис. 1.20, в показано возможное распределение температуры вдоль ствола скважины после окончания бурения (кривая 1) и распределение температуры газа по стволу работающей скважины в зависимости от времени работы (кривые 2 и 3). Из их сопоставления видно, что наиболее высокая температура мерзлых пород и относительно высокая температура газа наблюдается у нижней границы зоны вечной мерзлоты. Поэтому процесс таяния мерзлого грунта начинается снизу и постепенно распространяется к верхней границе мерзлоты.

Когда этот процесс достигнет такой высоты, на которой силы трения (при наличии цементного камня) нерастаившего участка с цементным кам-

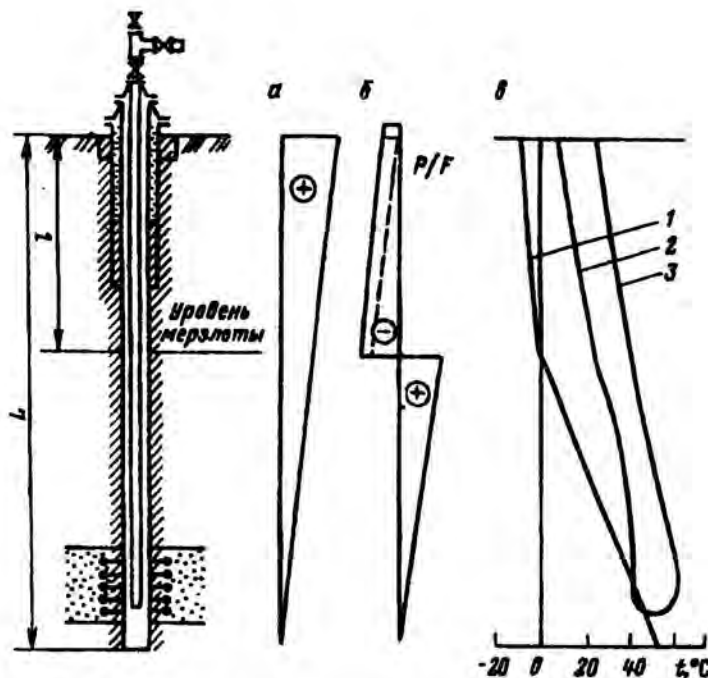


Рисунок 1.20 – Конструкция скважины в многолетнемерзлых породах:
 а – распределение напряжений в зацементированной эксплуатационной колонне;
 б – распределение напряжений в эксплуатационной колонне после растаивания мерзлых пород; в – распределение температуры по стволу скважины

нем и силы трения в разрыхленных оттаявших породах окажутся неспособными противостоять весу труб кондуктора, натяжению эксплуатационной колонны и весу фонтанных труб, происходит укорочение колонны, и устье скважины вместе с фонтанной арматурой опускается. Величину такого перемещения можно рассчитать следующим образом. Зацементированная эксплуатационная колонна обычно растягивается усилием, примерно равным ее весу (см. рис. 1.20, а). Удлинение колонны от устья до нижней границы вечной мерзлоты $\Delta \ell_p$ определяется по известной формуле:

$$\Delta \ell_p = \frac{\rho_{cm} \cdot \ell^2}{3 \cdot E} + \frac{\rho_{cm} \cdot (L - \ell) \cdot \ell}{E}, \quad (1.5)$$

где E – модуль упругости материала обсадных труб; L – длина колонны; ℓ – толщина слоя вечной мерзлоты; ρ_{cm} – плотность стали.

При нарушении контакта (если он был) цементного камня за кондуктором с окружающими породами этот же участок эксплуатационной колонны окажется сжатым (рис. 1.20, б) под действием собственного веса, веса кондуктора, фонтанных труб и обвязки устья на величину $\Delta \ell_{сж}$:

$$\Delta \ell_{\text{сж}} = \frac{\rho_{\text{см}} \cdot \ell^2}{3 \cdot E} + \frac{P \cdot \ell}{E \cdot F}, \quad (1.6)$$

где F – площадь поперечного сечения обсадных труб; P – вес кондуктора, фонтанной арматуры и фонтанных труб.

При этом для упрощения расчета потерю веса цементного камня вокруг кондуктора и труб в жидкости, а также трение последних о стенки скважины не учитываем.

Суммарная осадка устья скважины составляет:

$$\Delta \ell = \Delta \ell_p + \Delta \ell_{\text{сж}}, \quad (1.7)$$

Подставив выражения (1.5) и (1.6) в уравнение (1.7), после упрощений получим:

$$\Delta \ell = \frac{\rho_{\text{см}} \cdot L \cdot \ell}{E} + \frac{P \cdot \ell}{E \cdot F} - \frac{\rho_{\text{см}} \cdot \ell^2}{3 \cdot E}. \quad (1.8)$$

Расчеты по формуле (1.8) показывают, что амплитуда осевого смещения устья скважины может достигать 0,5 м и более в зависимости от толщины слоя вечной мерзлоты, веса кондуктора и длины незацементированной части колонны. В результате возможно нарушение прямолинейности колонны и герметичности ее резьбовых соединений. Поэтому одним из основных требований, предъявляемых к конструкциям скважин в условиях большой толщины мерзлых пород, является крепление их кондуктором, спускаемым на 100–150 м ниже уровня многолетней мерзлоты, с упором его о забой и цементированием до устья скважины цементным раствором специально подобранный состава. Бурение под кондуктор должно продолжаться до пород, подстилающих мерзлые, связанных минеральным цементом, плотных и устойчивых при оттаивании.

За эксплуатационной (или промежуточной) колонной цементный раствор поднимается на 100–150 м выше башмака кондуктора, а кольцевое пространство между кондуктором и этими колоннами должно быть заполнено до устья скважины незамерзающим теплоизолятором, например, мазутом, обладающим низким коэффициентом теплопроводности ($\lambda = 0,06$ ккал/(м·ч·°С)). Теплоизолятор выполняет тройную функцию: предотвращает (хотя и на очень короткий срок) интенсивный теплообмен между рабочим агентом (нефть, газ) и стенкой скважины (мерзлыми породами), а также снижает потерю тепла газом и, тем самым, уменьшает вероятность образования гидратов в скважине. Кроме того, наличие незамерзающего пространства, заполненного теплоизолятором, предотвращает смятие колонн, которое может произойти в случае длительной остановки скважины при наличии в межтрубном пространстве бурового раствора. Однако еще мало опыта использования приведенной технологии, и ее недостатки и нерезультативность приходится исправлять в процессе эксплуатации применением соответствующего метода ремонта.

1.2.7 США. Мексиканский залив

На территории США известно свыше 1000 крупных и небольших нефтяных и газовых месторождений. Основной объем глубокого бурения сосредоточен в трех регионах: в районах Мексиканского залива, бассейнах Делавэр и Анадарко мидконтинента.

Геологическое строение впадины побережья Мексиканского залива (Галф-Кост) определяется большой толщиной мезозойско-кайнозойских отложений и широким развитием соляных куполов. Общая их толщина в пределах Примексиканской впадины превышает 10000 м. Соляные штоки залегают с глубины 3500–3800 м.

Впадина Анадарко – один из основных районов сверхглубокого бурения в США. Общая толщина пород палеозоя, слагающих осадочный разрез этой впадины, достигает 15 км. Газовые и газоконденсатные залежи распространены на глубинах более 4500 м. Самая глубокая залежь во впадине (одновременно и самая глубокая продуктивная залежь в мире) находится на одном из месторождений в интервале 7330–7488 м в карбонатных отложениях девонско-силурийского возраста.

Условия проводки глубоких скважин в США осложнены наличием:

- высокопроницаемых зон поглощения;
- АВПД, достигающих в прогибе Анадарко 176 МПа, а в районе Мексиканского залива 140 МПа;
- высоких температур в скважинах, которые при бурении на глубине 6000 м и более в ряде случаев превышают 230–260 °С;
- глинистых сланцев, склонных к набуханию и обвалам.

Температура, зарегистрированная в скважине № 1 Роса де Бенавидес глубиной 7265 м, составила 291 °С. Пластовая статическая температура на глубине 7500 м может достигать 310 °С. Это температура, при которой плавится свинец.

В бассейне Галф-Кост градиент давления минерализованной воды (содержание солей 80 г/л) составляет 0,0107 МПа/м. Верхний предел АВПД обусловлен градиентом горного давления, равным примерно 0,0230 МПа/м. В скважине № 1 Берта Роджерс давление на глубине 9590 м составило 169 МПа. При бурении скважины № 1 Шелл-Ойл-Риджуэй Мэнейджмент в интервале залегания газоносного пласта «Смаковер» зарегистрировано рекордное для продуктивных пластов в интервале 6705–6782 м АВПД, достигающее 154 МПа.

Глубина спуска обсадных колонн, плотность бурового раствора, скорость проходки и другие параметры обуславливаются колебаниями пластового давления.

В зависимости от сложности геологических условий бурения применяются одно- или многоколонные конструкции скважин. Однако использование трех промежуточных колонн в конструкциях глубоких и сверхглубоких скважин является предельным.

В США ежегодно заканчиваются бурением примерно 60 скважин глубиной 6100 м и более. Конструкции скважин разной глубины, бурящихся в

различных геологических условиях, имеют существенные различия. Это связано с целевым назначением скважины (разведка или эксплуатация), глубиной залегания продуктивного горизонта, условиями бурения и крепления, видом ожидаемой продукции (газ, нефть) и др. Например, в некоторых газовых скважинах Техаса в качестве эксплуатационной колонны используют 73-миллиметровые насосно-компрессорные трубы. Подобный опыт заканчивания применим для газовых скважин глубиной до 2300 м, в которых в дальнейшем ожидается минимальный объем ремонтных работ. При диаметре эксплуатационной колонны 73 мм дебит газа был равен 300 тыс. м³/сут., а абсолютно свободный дебит достигал 6,23 м³/сут.

Для всех типов конструкций глубоких скважин характерно, что первые промежуточные колонны диаметром от 244 до 340 мм спускают на большие глубины с максимальным выходом обсадных колонн в открытый ствол скважины. Глубины их спуска составляют 3000–5000 м, а выходы колонн из-под башмака кондуктора достигают 3000–3500 м и более.

Основным сочетанием диаметров смежных обсадных колонн в конструкциях глубоких скважин является 508×340×244×178×127 (114) мм (рис. 1.21). Заканчивание скважин производится либо открытым забоем, либо креплением продуктивных горизонтов обсадными колоннами диаметром 127 или 114 мм. Используют и комбинированные эксплуатационные колонны, секционный спуск колонн, способ трехступенчатого цементирования, новые типы резьбовых соединений высокой прочности и герметичности для обсадных труб большого диаметра, программы цементирования с расчетом необходимых скоростей закачки и продавки тампонажного раствора в кольцевом пространстве скважины.

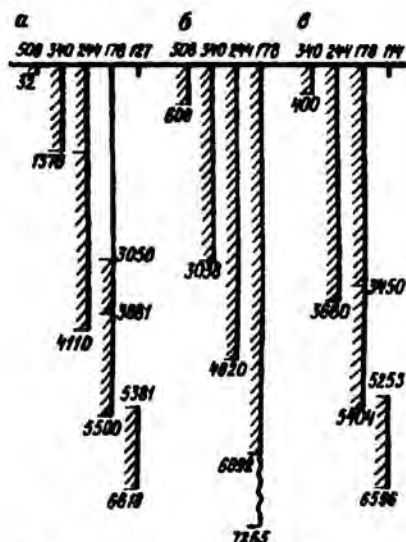


Рисунок 1.21 – Примеры конструкции скважин в США:
а – скважины № 1–27 Брайшоу; б – скважина № 1 Роса де Бенавидес;
в – скважина № 31-Х-10

Крепление всех обсадных колонн, начиная от кондуктора и заканчивая эксплуатационной колонной, предусматривается с подъемом тампонажного раствора до устья. Для обеспечения этого требования используют облегченные цементные растворы и смеси, а также специальные добавки типа CFR-2, HR-12, улучшающие свойства тампонажных растворов (прокачиваемость, снижение гидравлических сопротивлений и др.).

Для обеспечения качества работ по цементированию считают необходимым выполнение следующих требований:

- плотность тампонажного раствора (без обоснований) должна быть, по крайней мере, на $0,24 \text{ г/см}^3$ выше плотности бурового раствора (однако, как и следовало ожидать, часты гидроразрывы пород и последующие поглощения тампонажного раствора);
- обязательно применение буферной жидкости, например, воды в объеме не менее $3,2 \text{ м}^3$;
- первые порции цементного раствора обрабатываются реагентами, снижающими силы трения.

Расчет необходимой эффективной скорости и критических расходов закачки тампонажного раствора в трубах и в кольцевом пространстве скважины ведется по следующим зависимостям:

$$Q_{кр} = 0,45 \cdot 10^{-6} \cdot \frac{z \cdot (D_c + D_n)}{\rho} \cdot \left[\frac{\eta}{14,9} + \sqrt{\frac{\eta^2}{222} + \frac{(D_c + D_n)^2 \cdot \tau_0 \cdot \rho}{3800 \cdot \alpha}} \right]; \quad (1.9)$$

$$v_{кр} = \frac{0,021 \cdot Q_{кр}}{D_n^2}; \quad (1.10)$$

$$v_r = \frac{0,021 \cdot Q_{кр}}{D_c^2 - D_n^2}, \quad (1.11)$$

где $Q_{кр}$ – критический расход для турбулентного ($Re' = 3000$) и ламинарного ($Re' = 2000$) режимов течения, $\text{м}^3/\text{мин}$; $v_{кр}$, v_r – эффективная скорость потока соответственно в обсадных трубах и затрубном пространстве, м/с ; D_c , D_n , D_a – соответственно диаметр скважины, наружный и внутренний диаметр обсадных труб, см ; ρ – плотность тампонажного раствора, г/см^3 ; η – коэффициент структурной вязкости тампонажного раствора, г/(с·см) (его определение производится на ротационном вискозиметре); τ_0 – динамическое сопротивление сдвигу цементного раствора, г/см^2 ; α – безразмерный коэффициент, равный 2690 и 179,3 соответственно для турбулентного и ламинарного режимов течения тампонажного раствора; z – безразмерный коэффициент, равный 140 и 93,3 соответственно для турбулентного режима течения и максимальной скорости ламинарного потока тампонажного раствора (найлены необъясненным опытным путем).

При сочетании диаметров смежных обсадных колонн $508 \times 340 \times 244 \times 178 \times 127$ мм абсолютные величины кольцевых зазоров при последовательном спуске в скважину указанных в рассматриваемом сочетании муфтовых обсадных колонн составляют 70; 40; 21; 14 и 11 мм.

Конструкции рекордных сверхглубоких скважин в США. В США сверхглубокими считаются скважины, пробуренные на глубину 6100 м (20000 футов) и более. Конструкции некоторых сверхглубоких скважин представлены на рис. 1.22.

Конструкции скважин, за исключением скважины № 2 Элк-Сити и скважины Сен-Бернард I, однотипны. Общим для них является использование малого числа обсадных колонн (при глубинах скважин более 7000 м конструкции, как правило, трехколонные) и большие выходы их в открытый ствол (более 3000 м).

Скважина № 2 Элк-Сити (рис. 1.22, а) в числе десяти самых глубоких в мире по глубине бурения (7453 м) и одна из первых по глубине залегания продуктивного горизонта (6904 м). При цементировании колонны тампонажный раствор плотностью $1,94 \text{ г/см}^3$ был поднят в интервале 7360–3182 м одной ступенью. Особое внимание уделялось прочности и герметичности цементировочных пробок, исключивших возможность смешивания бурового и цементного растворов, а также вытесняющей буферной жидкости. Буферная жидкость по объему (14 м^3) состояла из 53 % нефти и 38 % барита.

Скважина № 1 ЕА Баден (рис. 1.22, з). В Техасе было закончено бурение скважин № 1–17 Университи глубиной 8686 м (рис. 1.22, д).

Эксплуатационная колонна состояла из трех секций: верхней диаметром 178 мм до глубины 3353 м, средней диаметром 127 мм в интервале 3353–6421 м и нижней из труб того же диаметра в интервале 6421–8702 м. Интервал 8702–9159 м остался открытым. Всего на скважину было израсходовано около 2200 тонн обсадных труб и 1700 тонн тампонажного цемента.

Скважина Берта Роджерс I (рис. 1.22, е) была ликвидирована в связи с поступлением в скважину жидкой серы из известняков свиты арбакл кембрийско-ордовикского возраста. Сера переходила в твердое агрегативное состояние, когда температура опускалась ниже 120°C . Поступление серы отмечалось при забойном давлении выше 169 МПа.

Одной из серьезных проблем сверхглубокого бурения является отсутствие труб, которые обладали бы надежной работоспособностью в тяжелых условиях, особенно в присутствии H_2S . При высоких забойных температурах и воздействии агрессивных сред они подвержены водородной хрупкости.

Считают, что уже на глубине 7500–8000 м все углеводороды при высоких пластовых давлениях и температурах будут находиться в газовой фазе. Поэтому все скважины, бурящиеся на глубину более 7500 м, рассматривают как газовые. В связи с этим представляют интерес разработанные в США конструкции скважин глубиной до 15000 м. Пример такой конструкции приведен в табл. 1.7.

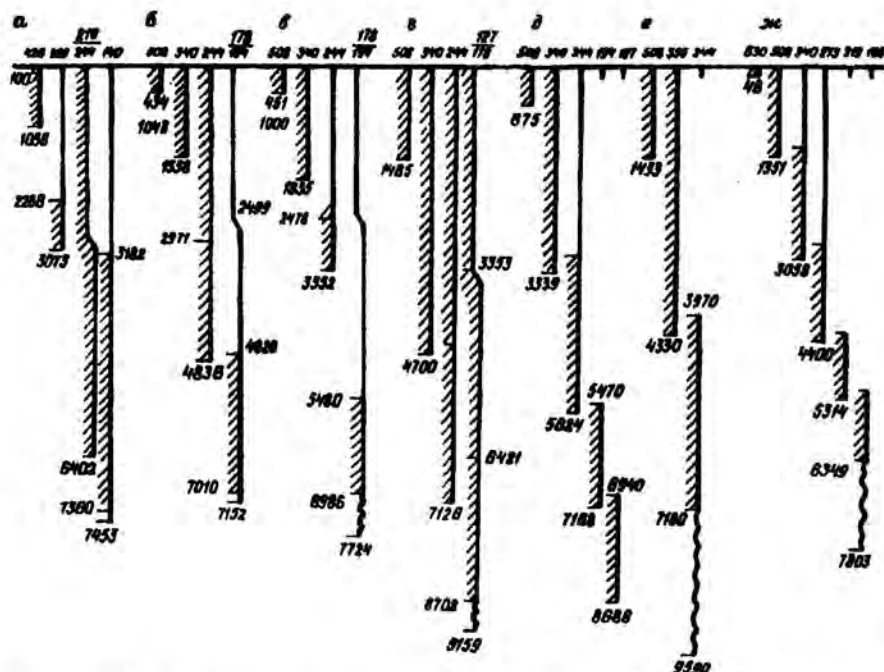


Рисунок 1.22 – Конструкции некоторых рекордных сверхглубоких скважин в США:
а – скважина № 2 Элк-Сити; б – скважина № 1А Монтегери;
в – скважина № 1Е Юниверсити; г – скважина № 1ЕА Баден;
д – скважины № 1–17 Юниверсити; е – скважина Берта Роджерс I;
ж – скважина Сен-Бернард I

Таблица 1.7 – Конструкция скважины глубиной до 15000 м

Тип обсадной колонны	Диаметр, мм	Глубина спуска (интервал), м
Кондуктор	630	600
1-я промежуточная	406	3000
2-я промежуточная	273	6300
1-й хвостовик	194	6200–11000
2-й хвостовик	127	10000–15000

После спуска 273-мм колонны скважину будут бурить 235-мм долотом до глубины 11000 м, затем на эту глубину спустят 194-мм хвостовик из труб с толщиной стенок 17,4 мм. Под 127-миллиметровый хвостовик (толщина стенок труб 11 мм) скважину будут бурить 155-мм долотом.

Предполагалось использовать роторный способ бурения. Бурильные трубы в верхней части колонны до глубины 6700 м будут иметь диаметр 140 мм, а ниже, до глубины 15000 м – 89 мм. Минимальный предел текучести для обсадных труб принимают равным 1050 МПа.

1.2.8 Иран. Персидский залив

Основные месторождения нефти и газа залегают, главным образом, в интервале 1700–2700 м.

Характерны неустойчивость пород верхней части разреза и чередование горизонтов с нормальными и аномально высокими пластовыми давлениями, что приводит либо к газонефтеводопроявлениям, либо к поглощениям бурового раствора.

Зарегистрированные значения пластовых давлений в скважинах месторождения Гиа-Сурх (Ирак) составляют 36,4 МПа на глубине 1829 м и 77,3 МПа на глубине 3597 м. При градиентах давления 0,0194–0,0224 МПа/м используют буровые растворы плотностью до 2,64 г/см³.

Геолого-технические условия бурения скважин и их конструкции на отдельных месторождениях Ближнего и Среднего Востока приведены на рис. 1.23.

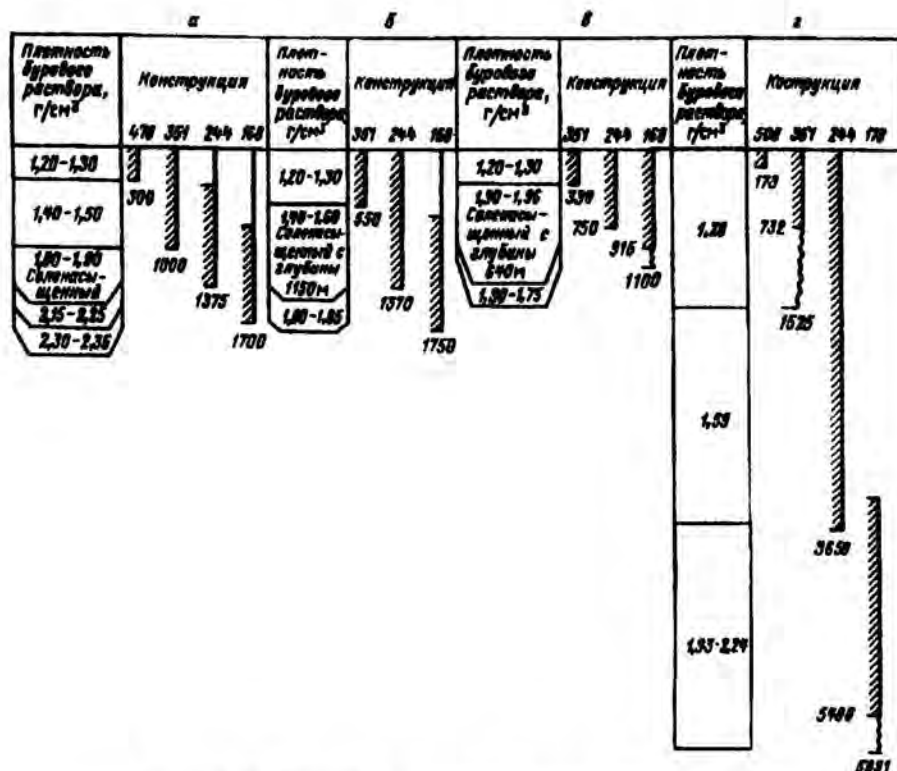


Рисунок 1.23 – Геолого-технические условия бурения скважин на Ближнем и Среднем Востоке:

а – месторождение Гиа-Сурх (Ирак); б – месторождение Джерия Пика (Ирак); в – месторождение Нафт-Хана (Иран); г – скважина Кизил-Татпех 2 (Иран)

При бурении скважин в Персидском заливе основные трудности возникают при прохождении соледержащих пород, залегающих на глубинах от 1200 до 2400 м. К ним же приурочены зоны АВПД. Наличие разнохарактерных часто повторяющихся осложнений обуславливает применение многоколонных конструкций скважин. Основным сочетанием диаметров смежных обсадных колонн в конструкциях эксплуатационных скважин является $478 \times 351 \times 244 \times 168$ мм.

Число промежуточных колонн зависит от сложности вскрываемого разреза и условий залегания газонефтяной залежи. В отдельных случаях скважины эксплуатируют открытым забоем при полной вскрытой толщине продуктивного горизонта (месторождение Нафт-Хана и др.). Высота подъема тампонажного раствора за обсадными колоннами, как правило, предусматривается до устья скважины.

Типовая конструкция скважин в районе Персидского залива выглядит следующим образом:

- 508-миллиметровый кондуктор на глубину 800 м;
- 340-миллиметровый промежуточная колонна длиной 2400 м;
- 244-миллиметровый промежуточная колонна до глубины 3800 м;
- 178-миллиметровый хвостовик до проектной глубины (4600–5200 м).

Самая глубокая разведочная скважина на Ближнем и Среднем Востоке пробурена в Северном Иране (см. рис. 1.23, з). В ней обсадные колонны диаметром 508; 351; 244 и 178 мм спускали в стволы, пробуренные соответственно под каждую из колонн долотами диаметром 660; 445; 311 и 212 мм,

1.2.9 Франция. Акватория Северного моря

Разведочные работы во Франции сконцентрированы главным образом в Аквитанском бассейне Северных Пиренеев. В этом районе расположены эксплуатационные площади Верен, Кам, Ланнемезан и др. Газоносными являются юрские отложения. Разрез месторождений включает в себя мощные толщи соледержащих пород, при разбуривании которых плотность бурового раствора достигает $2,40 \text{ г/см}^3$. Пластовые давления напорных горизонтов аномальны.

На структуре Ланнемезан пробурена скважина глубиной 6900 м. Разведка сверхглубоких залежей высокосернистого газа связана с трудностями, поскольку пластовые давления на глубине 6100 м достигают 105 МПа. Эксплуатационные скважины имеют глубину 5200 м при пластовом давлении продуктивных горизонтов 70 МПа.

На структуре Верен газосодержащие горизонты залегают на глубинах от 5730 до 6100 м. Коллекторами являются трещиноватые высокопористые известняки и доломиты средней юры.

Конструкции скважин многоколонные и предусматривают зоны крепления, показанные на рис. 1.24.

В Северном море открыто более ста нефтяных и газовых месторождений. Глубины моря на разбуриваемых площадях составляют 120–250 м.

Наибольшие запасы углеводородов сконцентрированы в третичных отложениях, толщина которых превышает 3000 м примерно в центре бассейна.

Основными осложнениями при бурении скважин в Северном море являются разбухание сланцев на небольших глубинах, мощные солевые пласты и суровые климатические условия. В южной части моря условия бурения затруднены: характерны пласты с АВПД.

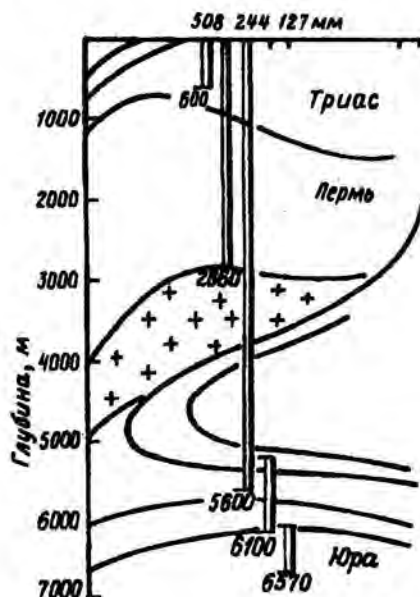


Рисунок 1.24 – Структура Верен и конструкция скважины Верен 2

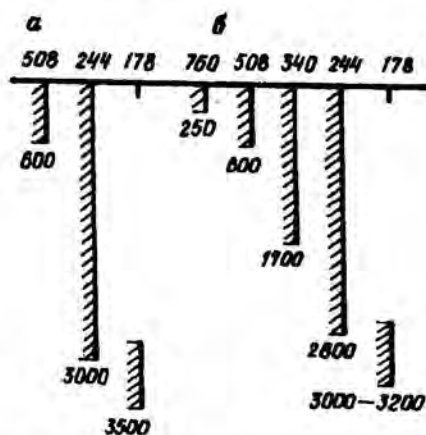


Рисунок 1.25 – Конструкции скважин в Северном море:
а – месторождение Экофиск; б – месторождение Вистл

Конструкции скважин на крупнейшем нефтяном месторождении Эксфиск показаны на рис. 1.25, а. На месторождении Вистл они сложнее: многоканальность конструкций здесь обусловлена необходимостью перекрытия различных зон с противоречивыми осложнениями (рис. 1.25, б). Практикуется секционный спуск колонн и хвостовиков; тампонажный раствор за обсадными колоннами поднимают на всю их длину.

1.2.10 Арктические зоны Аляски и Канады

На территории Аляски выделено более 20 осадочных бассейнов, самый крупный из которых – бассейн Северного склона, включающий гигантское нефтяное месторождение Прадхо-Бей. Конструкции разведочных и эксплуатационных скважин на Северном склоне Аляски не однотипны (рис. 1.26).

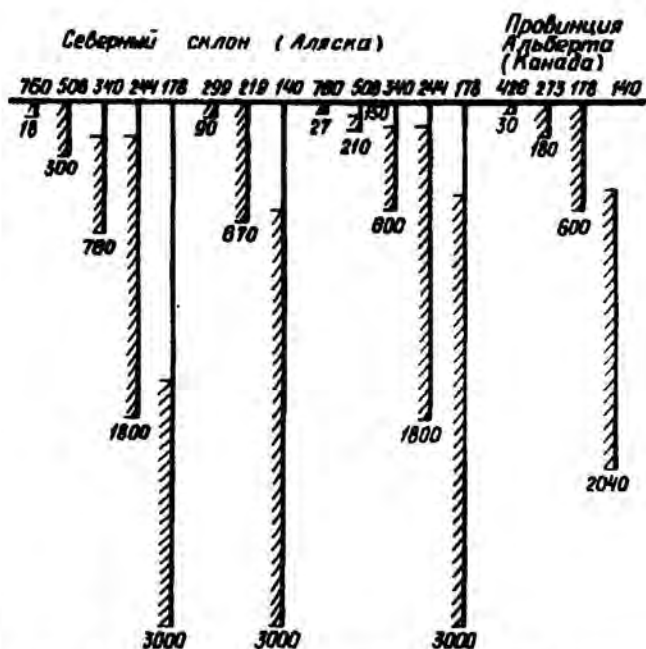


Рисунок 1.26 – Конструкции скважин на Северном склоне Аляски и Канады

Предотвращение осложнений в скважинах, вызванных таянием многолетнемерзлых пород, достигается применением чисто технических решений:

- спуском обсадной колонны, которая воспринимала бы любые усилия и перемещения породы, возникающие при оседании грунта;
- спуском обсадной колонны, которая полностью противостояла бы усилиям, возникающим при оседании породы;
- изоляцией пространства между эксплуатационной колонной и колонной, устанавливаемой в интервале вечной мерзлоты;

- изоляцией эксплуатационной колонны и применением циркуляции охлаждающего агента внутри обсадной колонны, перекрывающей интервал вечной мерзлоты.

Первый способ может быть осуществлен спуском в интервале многолетнемерзлых пород обсадной колонны со скользящими соединениями, которые должны приводиться в действие при условиях меньше сминающих для обсадных труб.

Второй способ предусматривает применение средств, предотвращающих растепление горных пород в зоне вечной мерзлоты в процессе эксплуатации скважины, при условии, что интервал вечной мерзлоты полностью перекрыт обсадной колонной. В этом случае глубина спуска кондуктора на месторождении Прадхо-Бей должна быть 660 м.

Простейший путь обеспечения охлаждения в колонне обсадных труб заключается в том, что в скважину спускают дополнительную делящую колонну труб, которая свободно подвешивается на устье. Эта колонна делит заколонное пространство таким образом, что обеспечивается круговая циркуляция охлаждающего агента. При этом в целях улучшения теплоизоляции могут использоваться и другие кольцевые пространства (рис. 1.27).

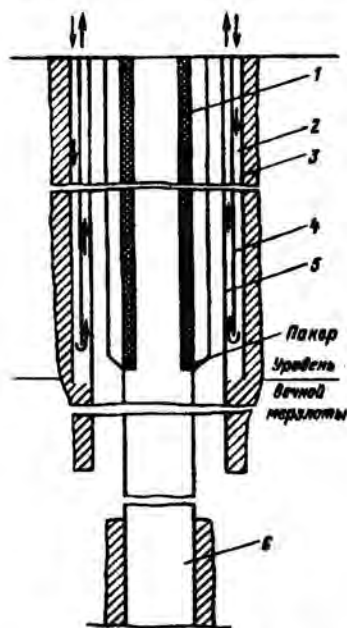


Рисунок 1.27 — Способ охлаждения скважины, предусматривающий спуск разделяющей колонны:

- 1 — изолирующий материал;
 2 — кольцевое пространство для циркуляции охлаждающей жидкости;
 3 — 508-мм кондуктор; 4 — 432-мм неразделяющаяся колонна;
 5 — 340-мм промежуточная колонна; 6 — 244-мм эксплуатационная колонна

В конструкции, показанной на рис. 1.27, разделяющую колонну диаметром 432 мм спускают между двумя обсадными колоннами диаметром 508 и 340 мм. Кольцевое пространство между 340- и 244-мм колоннами может быть заполнено изолирующим материалом. Дополнительную изоляцию осуществляют, заполняя изолирующим материалом кольцевое пространство между колонной диаметром 244 мм и хвостовиком диаметром 178 мм, подвешиваемым на устье скважины, с установкой пакера ниже интервала вечной мерзлоты.

Для предупреждения таяния многолетнемерзлых пород у поверхности земли некоторые фирмы в конструкции скважин предусматривают спуск специального направления (рис. 1.28). Оно сконструировано с использованием 609- и 460-мм труб, располагаемых концентрично одна в другой и свариваемых в одну трубу длиной 18–20 м. В кольцевом зазоре между трубами создается вакуум для обеспечения термической изоляции. Снаружи к трубе диаметром 609 мм приваривают охлаждающий трубопровод в виде змеевика.

Направление в собранном виде устанавливают в предварительно пробуренную скважину диаметром 760 мм и цементируют. Трубки для охлаждения размещают также на восьми сваях, непосредственно окружающих основную скважину. В качестве жидкости для охлаждения применяют глицерин, который охлаждают в теплообменнике холодильной установки.

Под направление скважину диаметром 760 или 990 мм бурят (без промывки или с продувкой воздухом) трубчатым буром со шнековым наконечником, известным под названием «ледяной черпак».

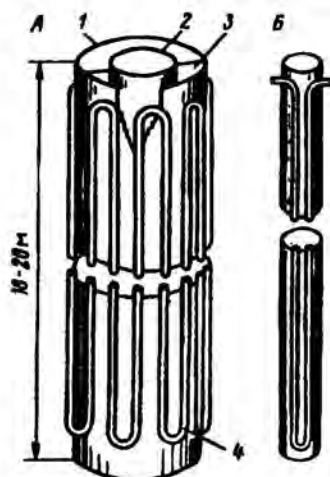


Рисунок 1.28 – Схема защиты от таяния вечноммерзлых пород вокруг ствола скважины:

А – направление; Б – свая;

1 – 609-мм труба; 2 – 460-мм труба; 3 – кольцевой зазор; 4 – змеевик

Под спуск 508-мм колонны бурят скважину долотом диаметра 660 мм. Этот интервал проходят с возможно большей скоростью для предотвращения таяния вечномерзлых пород и увеличения диаметра ствола скважины. Под 340-мм колонну бурят 445-мм скважину, а под спуск 244-мм колонны – скважину долотом диаметра 311 мм.

В провинции Альберта под 273-мм кондуктор на глубину 180 м бурят 381-мм скважину (на 20–25 м ниже уровня слоя мерзлоты). В качестве эксплуатационных труб используют подвески 73- или 89-мм насосно-компрессорных труб с распакеровкой их у верхней части 140-мм хвостовика.

Особое внимание уделяется проблеме растепления многолетнемерзлых пород и связанных с этим аварий обсадных колонн. Считается доказанным, что мерзлота может оттаять в радиусе 30–60 м. Тем не менее, в расчетах учитывается возможность оттаивания пород в радиусе до 150 м.

Во избежание аварий с обсадными колоннами, вызванных конвекционным переносом теплоты при движении флюида от продуктивного пласта к поверхности земли, предлагается использовать устройство для гидрподвески обсадных труб (рис. 1.29). Оно позволяет эксплуатационной колонне перемещаться вдоль оси при возникновении значительных перепадов температур. При этом сохраняется полнопроходность обсадных труб.

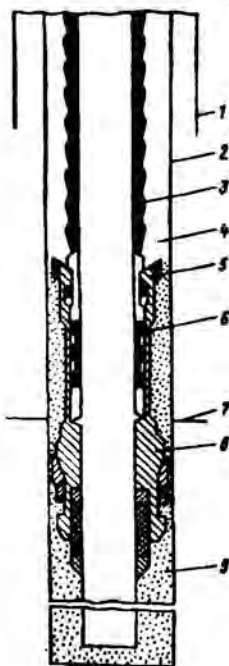


Рисунок 1.29 – Конструкция скважины с использованием гидрподвески:
 1 – кондуктор; 2 – промежуточная колонна; 3 – полиуретановая изоляция;
 4 – незацементированная часть эксплуатационной колонны; 5 – замковое устройство
 цапгового типа; 6 – посадочное гнездо; 7 – граница зоны вечной мерзлоты;
 8 – гидрподвесное устройство; 9 – эксплуатационная колонна

Таким образом, в США наметились два пути решения проблемы:

- 1) термоизоляция обсадных колонн в целях недопущения растепления многолетнемерзлых пород;
- 2) надлежащая обвязка и подвеска обсадных колонн, обеспечивающие сохранность при растеплении пород и оседании грунта.

Именно эти условия были положены в основу разработки новых конструкций скважин на месторождении Прадхо-Бей (рис. 1.30, 1.31).

Совершенствование конструкции скважин фирмы «British Petroleum» (см. рис. 1.31) велось по следующим направлениям. Внедрение двойных обсадных колонн для изоляции зоны вечной мерзлоты, получивших название «термокейс». Промысловые испытания показали их высокую работоспособность и надежность.

Основной принцип перепуска жидкости из труб в кольцевое пространство и наоборот остался в силе, но из конструкции исключили ряд уплотняющих элементов и глубинных приспособлений, применявшихся ранее (см. рис. 1.30).

Крепление скважин в многолетнемерзлых породах требует особого подхода к выбору тампонажного материала и технологии цементирования, так как на месторождениях Северного склона Аляски минимальная температура в интервале залегания многолетнемерзлых пород составляет -9°C . При такой температуре обычно применяемые цементные растворы замерзают, прежде чем начнется процесс гидратации.

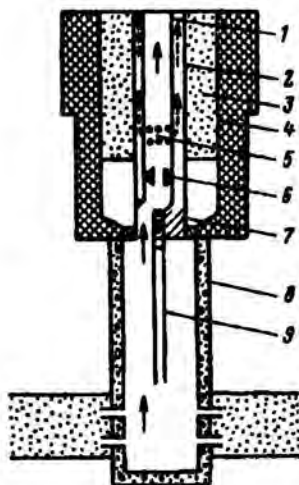


Рисунок 1.30 – Схема конструкции скважины 23-04-11-13, давшей при испытании $3780 \text{ м}^3/\text{сут.}$ нефти:

- 1 – 114-мм насосно-компрессорные трубы; 2 – 178-мм обсадная колонна;
3 – изолирующий материал; 4 – 273-мм обсадная колонна;
5 – скользящее перепускное окно; 6 – сферический предохранительный клапан;
7 – перепускной узел; 8 – 244-мм обсадная колонна;
9 – 73-мм насосно-компрессорные трубы

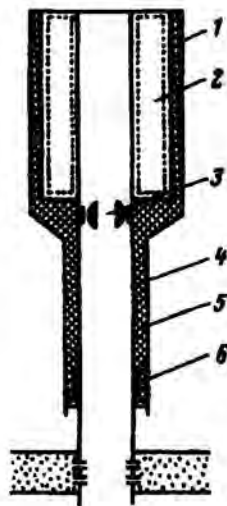


Рисунок 1.31 – Схема конструкции скважины фирмы «British Petroleum»:
 1 – 340-мм обсадная колонна; 2 – термоизоляционное пространство;
 3 – сферический предохранительный клапан; 4 – 244-мм обсадная колонна;
 5 – 178-мм колонна; 6 – узел уплотнения

В условиях вечной мерзлоты лучшими являются чистые кальцево-глиноземистые цементы и смесь этих цементов с золой уноса в соотношении 50:50. Для ускорения схватывания добавляют до 2 % CaCl_2 и подогревают воду затворения. Минимальная температура цементного раствора, закачиваемого в интервал залегания многолетнемерзлых пород, должна быть + 16 °С.

1.2.11 Возможные конструкции скважин глубиной до 10000 м

Существующие конструкции скважин в сходных геологических условиях отличаются большим разнообразием, вследствие чего технико-экономические показатели строительства скважин различны. Объясняется это отсутствием единого подхода к проектированию скважин, недостаточной достоверностью и полнотой имеющихся сведений о геологических условиях бурения, несовершенством применяемой техники и технологии. При высокой степени достоверности информации о геологическом строении месторождений можно однозначно определить необходимые интервалы крепления, выбрать оптимальную конструкцию скважин и параметры бурового раствора для бурения ствола (но никак не для обеспечения возможности проведения результативных подземных капитальных ремонтов). А.И. Булатовым, Л.Б. Измайловым и Р.Н. Марченко выполнена работа по обоснованию конструкций скважин для ряда площадей Краснодарского края, Чечни и Ингушетии с учетом современных достижений в области бурения и конструкций скважин.

Для исследования вопросов международной программы, известной под названием «Проект верхней мантии», на территории СНГ на Балтийском щите и Прикуринской низменности (площадь Саатлы, Азербайджан) ведется бурение двух скважин на глубину до 15000 м.

Специфическая особенность разреза пород на площади Саатлы заключается в наличии двух типов пород, резко отличающихся физико-механическими свойствами. Верхняя половина пород разреза (до глубины 8000 м) представлена осадочными отложениями (рис. 1.32, б), а остальная – материковыми породами. В соответствии с этим требования к верхней и нижней частям конструкции скважины различны.

В основу выбора конструкции скважины на площади Саатлы положено также требование спуска обсадной колонны диаметром не менее 219 мм на глубину 8000 м для дальнейшего углубления скважины по изверженным породам. Наиболее приемлемым является вариант спуска колонны диаметром 245 мм из расчета использования турбобуров диаметром 190 мм. Предположительно, конструкция подобной скважины может быть трех-, четырехколонной.

В нашей стране и СНГ накоплен большой опыт разработки конструкций и бурения разведочных скважин на глубину 6000 м и более.

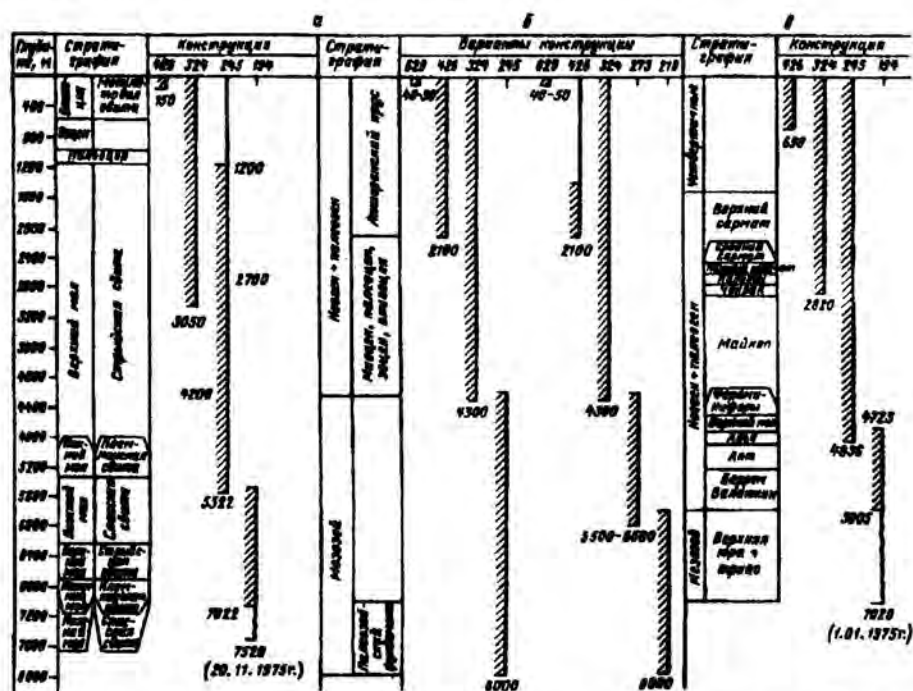


Рисунок 1.32 – Конструкция сверхглубоких скважин в осадочном комплексе пород:
а – скважина № 1 Шевченко; б – площадь Саатлы; в – скважина № 1 Бурунная

Правильно спроектированная конструкция скважины № 1 Шевченко, расположенная в сложных геологических условиях, обеспечила успешную проводку до глубины 7022 м (см. рис. 1.32, а) и дальнейшее углубление скважины до 7500 м.

При разработке рациональных конструкций сверхглубоких скважин необходимо учитывать основной фактор, влияющий на оптимальные величины выходов колонн и зазоров, — срок проводки скважины в отдельных интервалах.

Бурение интервала 3300–5800 м скважины № 100 Шахова Коса (Азербайджан) обеспечило успешный спуск 219-мм потайной колонны на глубину 5800 м с выходом 2500 м и зазором 13 мм. На площадях Зыря и Карадаг 219- и 245-мм хвостовики спускали до глубины 4600 м с выходом 2000–2300 м и зазорами 12–13 мм; 299-мм колонны спускали с выходами более 3000 м и 324-мм колонны — на глубину 3850 м с выходом 3200 м.

За рубежом также производили спуск обсадных колонн с большими выходами. Например, в скважине Андарко-Бесин (штат Оклахома) 340-мм колонна была спущена до глубины 2410 м, бурение 445-мм долотом продолжалось три месяца. В скважине 1-А Монтгомери (штат Техас) 245-мм колонна была спущена на глубину 4836 м с выходом 3295 м. В скважине № 1-ЕЕ Университи (штат Техас) комбинированную колонну (194×178 мм) спустили на глубину 6990 м с выходом 3638 м.

Особые требования предъявляют к качеству обсадных труб. Для повышения прочности промежуточных колонн на истирание их необходимо составлять из обсадных труб с толщиной, на 3–5 мм больше расчетной.

Забойные температуры в районах сверхглубокого бурения могут достигать 270–300 °С и более на глубине 12000 м. В диапазоне температур до 200–300 °С механические свойства сталей мало изменяются. При более высоких температурах сопротивление материала начинает снижаться. Поэтому использование в компоновках эксплуатационных колонн сверхглубоких скважин труб из низколегированных марок сталей нецелесообразно — при изготовлении обсадных труб необходимо применять жаропрочные стали.

Рациональная конструкция должна обеспечивать не только быстроту и дешевизну проводки, но и гарантировать полное извлечение нефти и газа из мощных продуктивных горизонтов с высокой проницаемостью, залегающих на большой глубине, а также продолжительную и надежную их эксплуатацию с учетом проведения минимума РИР.

На рис. 1.33 представлены возможные конструкции скважин глубиной 10000 м, составленные из смежных колонн с различным сочетанием при однотипной пятиколонной конструкции.

На рис. 1.33, а, показана конструкция, где два последних интервала (ниже глубины 6000 м) крепят обсадными трубами на безмуфтовых, как правило, сварных соединениях. При сочетании диаметров смежных обсадных колонн 299×219×168×114/146 мм бурились первые в нашей стране глубокие скважины на глубину 4000–4500 м с опытно-промышленным внедрением сварных обсадных и потайных колонн.

В другой конструкции (рис. 1.33, б) на сварке спускают лишь 273-мм обсадные трубы. Сочетание смежных обсадных колонн 324 × 273 мм впервые было успешно опробовано при проводке скважин глубиной до 6000 м в сложных геологических условиях Чечни и Ингушетии.

При использовании конструкции, показанной на рис. 1.33, в, следует проводить крепление только интервала 6500–9000 м промежуточной обсадной потайной колонной диаметром 194 мм, составленной на безмуфтовых резьбовых соединениях. Впервые спуск таких обсадных колонн в глубокие скважины осуществлен на Кубани.

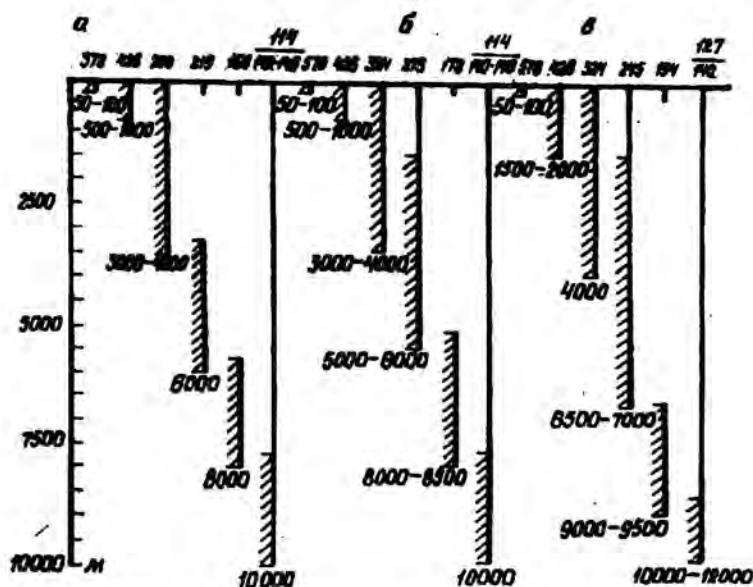


Рисунок 1.33 – Возможные конструкции скважин глубиной 10000 м

Учитывая сложность технологии сборки и спуска сварных обсадных колонн на большую глубину при малых кольцевых зазорах, а также трудности, связанные с подготовкой 273-мм обсадных труб под безмуфтовые резьбовые соединения из-за повышенной овальности и разностенности труб, наиболее приемлемым сочетанием диаметров смежных обсадных колонн для сверхглубоких скважин следует признать конструкцию, представленную на рис. 1.33, в. Ее отличает также более совершенная гидравлическая характеристика ввиду заканчивания скважины долотом диаметром 161 мм, т.е. большим по размеру, чем в других сопоставляемых случаях. Перекрытие конечного интервала 127-мм эксплуатационной колонной, также большей по размеру, позволяет более качественно оценивать продуктивность вскрытых горизонтов и существенно улучшать их опробование и эксплуатацию.

В указанных вариантах конструкций тяжелые обсадные колонны диаметром от 426 до 245 мм спускаются секциями. В конструкциях, представ-

ленных на рис. 1.33, б и в, верхние секции колонн соответственно диаметром 273 и 245 мм предусмотрены сменными для обеспечения надежности устья при возможных газоводонефтепроявлениях либо при повышенном механическом износе труб в процессе углубления скважин.

1.2.12 Общие представления о конструкции газовых и газоконденсатных скважин

Нормальная и безопасная эксплуатация газовых и газоконденсатных скважин в гораздо большей степени, чем нефтяных скважин, зависит от соответствия их конструкций геологическим условиям, от герметичности и прочности обсадных колонн, от качества цементного кольца за колоннами.

Объясняется это следующими особенностями:

- а) наличием высоких пластовых давлений в глубокозалегающих газовых и газоконденсатных пластах;
- б) давлением в обсадной колонне в процессе эксплуатации, сопоставимым с пластовым в связи с небольшой плотностью газа;
- в) высокими скоростями движения газа по фонтанным колоннам, что в ряде случаев вызывает эрозию насосно-компрессорных труб;
- г) физическими свойствами газа;
- д) наличием значительно больших по значению дополнительных напряжений, возникающих в обсадных колоннах в процессе эксплуатации под действием температуры и давления газа.

Общие требования, предъявляемые к конструкциям газовых и газоконденсатных скважин, могут быть сведены к следующему.

Они должны обеспечивать:

- 1) достижение скважинной проектной глубины;
- 2) прочность конструкции скважины в сочетании с герметичностью каждой обсадной колонны и цементного кольца;
- 3) качественное разобшение всех горизонтов и, в первую очередь, газовых пластов, являющихся объектами самостоятельной разработки;
- 4) достижение запроектированных режимов эксплуатации скважин, обусловленных проектами разработки горизонта (месторождения);
- 5) минимальный расход материальных и денежных ресурсов на разведку и разработку месторождения;
- 6) максимальное использование энергии газа для его транспорта по внутри промысловым и магистральным газопроводам.

Запроектированные режимы эксплуатации (главным образом, значение суточного отбора газа из скважины) и максимальное использование пластовой энергии очень часто зависят от прочности конструкции скважин. Это противоречие является следствием того, что первые два условия требуют увеличения диаметров эксплуатационных колонн и колонн насосно-компрессорных труб, а последнее условие требует уменьшения диаметра эксплуатационной колонны, так как сопротивляемость труб внутреннему дав-

лению тем больше, чем меньше диаметр. Противоречия устраняются во всех случаях в пользу обеспечения необходимой прочности колонн обсадных труб, входящих в конструкцию скважины.

В процессе вскрытия газовых горизонтов по различным причинам могут возникать газопроявления, а в ряде случаев и нерегулируемые фонтаны. В связи с низкой плотностью давление газа при этом на устье может составить до 90–92 % пластового. В результате высокого давления газа может произойти гидроразрыв пород в незакрепленной части ствола с выходом газа на поверхность (грифоны).

Для предупреждения гидроразрыва при газопоявлениях перед вскрытием газовых горизонтов обсадная колонна должна быть спущена на такую глубину, при которой обеспечивается перекрытие пород. Значение гидроразрыва пород меньше возможного давления газа при проявлениях.

Глубина спуска указанной обсадной колонны:

$$h \geq \frac{p_h}{a},$$

где h – глубина спуска обсадной колонны при вскрытии газовых пластов, м;
 p_h – максимальное давление жидкости или газа в герметизированной на устье скважине при ее фонтанном проявлении, МПа; a – градиент гидроразрыва пластов, который ориентировочно может быть принят $a = 0,02$ МПа/м.

Помимо перекрытия комплекса пород, в которых возможен гидроразрыв давлением газовой среды, прочностная характеристика указанной обсадной колонны должна позволить проводить работу по ликвидации возможного фонтанирования (глушение, что связано с созданием высоких давлений) и обеспечивать достаточное сопротивление сминающим усилиям, возникающим в процессе фонтанирования. Для газовых месторождений с большим этажом газоносности и аномально высокими давлениями все отложения, в которых возможны поглощения, должны быть перекрыты колоннами обсадных труб до вскрытия газового пласта.

В ряде нефтепромысловых районов при обосновании конструкций газовых скважин наблюдается стремление укрепить их устьевую часть, что вызвано тем, что резьбовые соединения стандартных обсадных труб не герметичны. Устьевая часть конструкции усиливается за счет дополнительной обсадной колонны перед спуском эксплуатационной.

1.2.13 Герметичность обсадной колонны

Герметичность обсадной колонны не рассчитывается, она предполагается и оговаривается технической документацией.

Негерметичность резьбовых соединений и узлов колонной головки. Анализ многочисленных случаев появления газа в межколонном пространстве после цементирования скважин показывает, что осложнения, возникаю-

шие из-за пропусков газа резьбовыми соединениями и узлами колонной головки, происходят часто (В.Д. Малеванский, Т.Е. Еременко, Н.А. Сидоров и др.). Для обеспечения герметичности обсадных колонн следует использовать весь арсенал профилактических мероприятий.

Колонные головки, запорное устьевое оборудование могут быть причиной ГНВП, если в первоначальный момент проявления не будет обеспечена их герметизация. В качестве основных запорных устройств в превенторах используются детали, изготовленные из резины или материалов со сходными с ней свойствами. В инструкциях всех фирм даются рекомендации по эксплуатации и хранению резиновых изделий. Гарантийные сроки – 3 года, даже в том случае, если резина хранилась в складе без доступа солнечного света, вдали от отопительных приборов и при определенной температуре. При использовании буровых растворов на нефтяной основе недопустимо применение резиновых деталей на основе натурального каучука. Необходимо использовать резину на основе синтетического каучука, но ее нельзя применять в северных условиях.

В соответствии с ГОСТ 632-80 существующие конструкции обсадных труб для глубоких скважин можно разделить на 4 группы, которые различаются в основном конструкцией резьбовых соединений.

1. Трубы с короткой или удлиненной треугольной резьбой.
2. Трубы с трапецидальной резьбой муфтового соединения (ОТТМ).
3. Трубы с трапецидальной резьбой высокогерметичного соединения типа ОТТГ.
4. Трубы безмуфтовые раструбные типа ТБО.

Зарубежные фирмы выпускают их в основном в соответствии со стандартами 5A, 5AC, 5AX, 5B АНИ, которые предусматривают несколько конструкций резьбовых соединений обсадных труб. Их применяют в РФ.

1. Муфтовые соединения с короткой или длинной резьбой треугольного профиля с закругленными вершинами и впадинами, с углом профиля 60°, шагом 3,175 мм². Муфтовое соединение Buttress с упорной резьбой трапецидального профиля.

2. Безмуфтовые соединения Extreme Line с резьбой трапецидального профиля и дополнительными уплотнительными поверхностями.

3. Высокогерметичное соединение VAM фирмы «Vallourec» с упорной резьбой трапецидального профиля, герметичность достигается специальной формой торца трубы, внутреннего уступа в муфте и гладкого конического пояса, скошенного под углом 15°.

4. Высокогерметичное соединение BDS фирмы «Mannesmann» с упорной резьбой трапецидального профиля, герметичность обеспечивается бочкообразной уплотнительной поверхностью на конце трубы, а также за счет скошенного под углом 15° упорного торца трубы.

5. Высокогерметичное соединение фирмы «Hydril»; в них применена двухступенчатая цилиндрическая резьба упорного профиля, одна сторона которого скошена под углом 20°, герметичность достигается использованием дополнительных уплотнительных поверхностей.

6. Соединение фирмы «Atlas Bradford», которое в своих конструкциях наряду с конической упорной резьбой, уплотнительными поверхностями и упорными торцами использует дополнительные тефлоновые кольца.

Все типы соединений обсадных труб в силу конструктивных особенностей имеют общий существенный недостаток. Независимо от профиля резьбы и типа соединения в резьбовом соединении после свинчивания остается винтовой канал между сопрягаемыми поверхностями нарезки. Наличие дополнительных конструктивных элементов в соединениях повышенной герметичности, таких как поясковые гладкие поверхности на ниппеле и муфте, упорные торцы значительно повышают надежность резьбовых соединений, но не обеспечивают их достаточной герметичности для флюидов, особенно для газа при реальных перепадах давлений на резьбовые соединения. Экспериментальными исследованиями на образцах 146-мм обсадных труб установлено, что после свинчивания труб на элеваторе, снятия колонны и вторичной посадки ее на элеватор резьбовые соединения могут быть довинчены при крутящем моменте, значительно меньшем (на 20–30 %) максимального момента при первичном свинчивании. Для труб, свинчиваемых с подвешенной на спайдере колонной, уменьшение этой величины составляет 10–15 %. В связи с этим следует исключить спуск колонн с применением элеваторов, заменив их клиновыми захватами. В особо ответственных случаях следует прибегать к оправдавшему себя опыту спуска обсадных труб с резьбами треугольного профиля, когда верхняя часть колонны спускается с двукратным укреплением резьбовых соединений: первое укрепление – по обычной технологии, второе – после приподъема колонны и повторной посадки на захватывающее устройство.

Наиболее распространенный способ повышения герметичности резьбовых соединений (в процессе эксплуатации уменьшится количество ремонтов обсадных колонн) – применение смазочно-уплотнительных составов и укрепление соединений с необходимым крутящим моментом как при навинчивании муфт на трубы, так и при свинчивании труб в процессе спуска колонны. Величины крутящих моментов и указания по визуальному контролю над усилием укрепления резьбовых соединений каждого типоразмера регламентируются техническими условиями на их изготовление. Ряд фирм-изготовителей поставляют трубы с заранее нанесенным уплотнителем на ниппели труб или предлагают фирменный уплотнитель с партиями труб и указаниями области его применения.

В отечественной практике при спуске отечественных и импортных обсадных труб применяют различные уплотнительные составы:

- смазка-герметик УС-1 (ТУ 38-101440-74);
- Р-402 (ТУ 38-1011708-78);
- Р-2 МВП (ТУ 38-101332-73);
- лента ФУМ – фторопластовый уплотнительный материал (ТУ 6-05-1388-76);
- графитная смазка УСсА (ГОСТ 3333-55);

- резьбовой отверждаемый герметик РОГ (ТУ 51-00158623-39-97);
- смазка Р-113 (ТУ 38-101708-78);
- смазка Р-416 (ТУ 301-04-020-92);
- ВИЛАД (полиуретановый компаунд различных марок) с соответствующими отвердителями – полиизоцианатами (марок Б, Д, ВИЛАД, ВИЛАД-22Б) и др. (Ю.М. Басарыгин и др.).

Смазки-герметики служат защитой от коррозии резьбовых соединений и предотвращения утечек (в первую очередь) газа только в том случае, если они структурно однородны и в отвержденном состоянии полностью заполняют зазоры между поверхностями резьбы, а также все микродефекты (микротрещины, поры, каверны и т.д.). Эти герметики должны обладать пластическими свойствами, так как трубы колонн постоянно подвергаются вибрационным, динамическим и статическим (к тому же знакопеременным) нагрузкам.

Однако применение указанных уплотнительных составов и крутящих моментов при свинчивании резьбовых соединений является обязательным, но не всегда достаточным условием обеспечения их герметичности в скважинах, особенно газовых. Снижение стойкости к утечкам и потеря герметичности обусловлены совместным действием осевых растягивающих и сжимающих нагрузок и изгибающих моментов. Этому воздействию особенно подвержены безупорные конические резьбовые соединения с резьбой треугольного профиля. Наименее стойкими к утечкам оказываются соединения труб, спускаемых с применением элеваторов, когда коэффициенты запаса прочности на расстройство резьбовых соединений составляют менее 1,5.

Т.Е. Еременко, Д.Ю. Мочернюк и А.В. Тищенко предложили способ уплотнения резьбовых конусных соединений путем нанесения на контактную поверхность мягкого металла. Способ заключается в том, что впадины последних контактных витков внутренней резьбы заполняются слоем мягкого металла, постепенно уменьшающегося по толщине в направлении входной части резьбового соединения, создавая одновременно радиальное и торцевое уплотнение резьбовых витков труб. В качестве мягких металлов были испытаны олово, свинец и алюминий. Предпочтение отдано последнему (хотя известно, что при использовании алюминия недопустим его контакт с цементом – произойдет его разрушение). Поверхность резьбы подготавливалась способом очистки и обезжиривания с последующим равномерным нагревом муфты при вращении над источником тепла до температуры 400 °С. Металл, распыленный с помощью электрометаллизатора, наносился на поверхность резьбы при медленном вращении муфты. Способ единожды был проверен на скважине № 472 треста «Прикарпатбурнефть». Колонна находилась под наблюдением более года и оставалась герметичной.

1.2.14 Нарушение целостности эксплуатационных колонн при перфорации

При проведении перфорационных работ одним из важнейших условий является сохранение целостности обсадной колонны. Степень и характер деформации обсадной колонны при перфорации зависят, помимо особенностей используемого перфоратора и плотности перфорации, величины заряда, также от диаметра, толщины стенок, механических свойств обсадной трубы, качества цементирования (точнее от наличия контакта цементного камня со стенками скважины и колонны), гидростатического давления, плотности жидкости в колонне, положения перфоратора в колонне и др.

Исследования, проведенные в лабораторных и промысловых условиях с использованием кумулятивных и пулевых перфораторов показали, что при использовании пулевых перфораторов цементный камень в металлической бочке (т.е. фактически без опоры) растрескивался (в центре трубы), но колонна не разрушалась. Условия: обсадная колонна без цементного кольца, с цементным кольцом толщиной 19 мм, обсадная колонна с цементным кольцом, на которое надета стальная труба с толщиной стенки 25,4 мм. *Результат: во всех случаях трубы не разрушались.*

Изучение ударного воздействия кумулятивной перфорации на крепь скважины показали, что в зоне отверстия наблюдается деформация колонны с образованием трещин. Так, по результатам прострела девяти интервалов скважины № 98 Березанская перфоратором ПК-105 с плотностью перфорации 3, 5, 6, 7 отв./м при диаметре колонны 146 мм, толщине стенок 10–12 мм и группе прочности стали трубы «Д» и «Е» деформация колонны составляла 7–10 мм с образованием трещин длиной 50–300 мм. Наибольшая деформация наблюдалась при повторном перфорировании интервала колонны. При перфорации ПК-103 с плотностью перфорации более 10 отв./м наблюдалось нарушение целостности цементного камня в зоне интервала перфорации и на прилегающих к нему участках протяженностью до 10 м.

Гидропескоструйная перфорация не оказывает ударного воздействия на колонну (О.Е. Соловкин). Однако нарушения цементного камня возможны. Стендовые испытания показали следующее. В качестве испытуемого образца брали отрезок трубы диаметром 146 мм и коаксиально расположенную обечайку диаметром 360 мм, пространство между которым цементировалось. Высота мишени составляла 600 мм. Для испытания внутрь мишени помещался перфоратор АП-6М с насадкой диаметром 6 мм. Концентрация песка в водопесчаной смеси составляла 50 г/л. Работа при заданном перепаде давления на насадке велась до формирования сквозного отверстия (разрушения образца). Глубина перфорированного канала, по достижению которой образец разрушался, определялась по сколу цементного камня прямым замером. При перепаде давления 12 и 15 МПа образец разрушался. Нарушение цементного камня при точечном вскрытии происходил вследствие превышения давления в перфорированном канале прочности мишени, главным образом, на разрыв. Механизм разрушения можно представить следующим образом.

По достижении определенной глубины перфорируемого канала усилие, создаваемое внутри мишени давлением жидкости, создает микротрещину, которая расклинивается водой. Площадь трещины многократно возрастает, и образец практически моментально разрушается. В случае некачественного цементирования – наличия в мишени трещин, каверн, кусочков или прожилков бурового раствора, мишень сразу разрушается без предварительного создания перфорационного канала. Для снижения воздействия гидropескоструйной перфорации на цементное кольцо необходимо улучшить условия выхода отраженной струи и снизить давление внутри канала созданием щели.

Результаты экспериментов по определению целостности обсадной колонны гидромеханическим перфоратором конструкции ВНИИнефть: для колонн диаметром 146 и 168 мм групп прочности «К» и «Л» при использовании тех же мишеней возникали трещины длиной от 70 до 120 мм. И только в трубе диаметром 146 с группой прочности «Д» разрушений не отмечено. Целостность цементного камня нарушается только вблизи перфорационного отверстия.

Вскрытие пластов с позиций сохранения целостности труб и крепи в целом является идеальным. Анализ работы сверлящего перфоратора ПС-112 не выявил ни одного случая нарушения целостности труб и крепи в целом. В обсадной колонне и цементном камне образовывалось отверстие с ровными краями диаметром 14 мм и глубиной 50 мм.

Анализ всех конструкций скважин показывает, что они разрабатываются для обеспечения наиболее рациональных, даже оптимальных, условий проводки скважин; не последнюю роль играет экономический фактор; не всегда учитывается гарантированная герметичность зацементированного заколонного пространства; и совершенно не учитываются возможности проведения (а без него не обойтись) ремонта скважин.

1.3 Конструкции забоев скважин

Одно из важнейших направлений работ в разработке конструкций скважин является конструкция забоев скважины, позволяющих осуществлять ее эксплуатацию в нормальных условиях и условиях, осложненных неустойчивостью коллектора с выносом песка, аномальными давлениями, перепадами давлений, температурами и т.д. *Конструкции скважин и забоев скважин взаимно связаны и преследуют одну общую цель – обеспечение оптимальных условий извлечения флюида из продуктивного пласта.*

Конструкции забоев скважин существенно различаются в зависимости от геологических условий, технических возможностей и производственного опыта исполнителей в соответствующих организациях.

Наиболее распространенная конструкция забоя – с зацементированной эксплуатационной колонной, перфорированной в интервале продуктивного пласта. Однако такая конструкция не может удовлетворять требованиям интенсивного извлечения флюида из продуктивного пласта в условиях много-

образия геологических условий и используемых технических средств для добычи нефти и газа, особенно в случае горизонтального бурения. Поэтому прослеживается тенденция разработки и использования таких конструкций забоев, которые удовлетворяют требованиям оптимальной работы эксплуатационных скважин в конкретных геологических условиях.

В основу разработки рациональной конструкции забоя скважин положено обоснование его наружного и внутреннего диаметров, выбор типа фильтра, обоснование и обеспечение способа сообщения ствола скважины с продуктивным пластом с учетом результатов исследования механизма проявления горного давления в ПЗП и поведения коллектора при движении флюида пласта.

Рациональная конструкция забоя скважин предусматривает сочетание элементов крепи скважины в интервале продуктивного пласта, обеспечивающих устойчивость ствола, изоляцию продуктивного горизонта, проведение технико-технологических воздействий на пласт, ремонтно-изоляционные и геофизические работы, а также длительную эксплуатацию скважин при оптимальном дебите.

Итак, в понятие конструкции забоя скважины входит набор технико-технологических решений по оборудованию призабойной зоны скважин, обеспечивающих гидродинамическую связь с пластом, при которых скважина будет работать с оптимальным (или рациональным) дебитом, а ПЗП, не разрушаясь (или при минимальном разрушении), позволит работать длительное время без ремонтных работ.

Определяющие факторы по обоснованию конструкции забоя являются устойчивость и прочность пород продуктивного пласта, его проницаемость, степень однородности, наличие близко расположенных горизонтов с АВПД или АНПД и водонефтяного контакта или газовой шапки.

По типу коллектора и свойствам пород продуктивного пласта выделяют четыре основных вида объектов эксплуатации:

1) коллектор порового, трещинного, трещинно-порового или порово-трещинного типа, прочный, однородный; близкорасположенные напорные водоносные (газоносные) горизонты и подошвенные воды отсутствуют;

2) коллектор трещинного, трещинно-порового, порового или порово-трещинного типа, прочный, однородный; у кровли пласта имеется газовая шапка или близкорасположенные напорные объекты;

3) коллектор трещинного, трещинно-порового, порового или порово-трещинного типа, характеризующийся чередованием устойчивых и неустойчивых пород, водо- и газосодержащих пропластков с различными пластовыми давлениями;

4) коллектор высокой пористости и проницаемости, с нормальным или низким пластовым давлением, слабосцементированный; в процессе эксплуатации происходит разрушение пласта с выносом песка.

Однородным называют пласт, литологически однотипный по всей толщине, который имеет примерно одинаковые фильтрационные показатели и пластовые давления в пропластках, насыщен газом, нефтью или водой.

Пределы изменения коэффициента проницаемости K для однородного пласта должны быть в пределах одного из следующих шести классов:

- 1) $K > 1,0 \text{ мкм}^2$;
- 2) $K = 0,5 \div 1,0 \text{ мкм}^2$;
- 3) $K = 0,1 \div 0,5 \text{ мкм}^2$;
- 4) $K = 0,05 \div 0,1 \text{ мкм}^2$;
- 5) $K = 0,01 \div 0,05 \text{ мкм}^2$;
- 6) $K = 0,001 \div 0,01 \text{ мкм}^2$.

Неоднородным считается пласт, который расчленен пропластками с изменяющейся (в каждом из шести классов) проницаемостью, имеет подошвенные воды, газовые шапки или чередование газонефтеводонасыщенных пропластков с различными пластовыми давлениями.

Прочными пластами называют те, которые сохраняют устойчивость и не разрушаются под воздействием фильтрационных и геостатических нагрузок.

Коллекторы считают слабосцементированными, если их породы при эксплуатации скважин выносятся на поверхность вместе с флюидом. Для сохранения устойчивости важно выдерживать депрессию на пласт в расчетных пределах. Однако количественная сторона процесса не регламентирована.

С точки зрения пластовых давлений коллекторы могут быть подразделены на три группы:

- 1) $\text{grad } p_m > 0,1 \text{ МПа/10 м}$;
- 2) $\text{grad } p_m = 0,1 \text{ МПа/10 м}$;
- 3) $\text{grad } p_m < 0,1 \text{ МПа/10 м}$.

Высокопроницаемым является пласт, если значения его коэффициента поровой (K_p) или трещинной (K_m) проницаемости соответственно более $0,1$ и $0,01 \text{ мкм}^2$.

Напорный горизонт считается близкорасположенным, если он находится на расстоянии менее 5 м от продуктивного пласта. Это условное понятие и расстояние.

Породы пластов разделяются по фракционному составу по размеру песчаных зерен на мелко-, средне- и крупнозернистые с размером частиц соответственно $0,10$ – $0,25$; $0,25$ – $0,50$ и $0,50$ – $1,0 \text{ мм}$.

Для оценки среднего размера зерен песка пласта используется формула:

$$d_{cp} = 0,5 \cdot \sqrt{\frac{G}{11 \cdot a_1 + 1,37 \cdot a_2 + 0,17 \cdot a_3 + 0,02 \cdot a_4}},$$

где G – сумма частных остатков на ситах, за исключением фракций, прошедших через сито с отверстиями $0,15 \text{ мм}$; a_1, a_2, a_3, a_4 – частные остатки на ситах с отверстиями соответственно $0,15$; $0,30$; $0,60$; $1,20 \text{ мм}$.

Наиболее часто применяют следующие четыре типа конструкций, разработанных в б. ВНИИКРнефти (рис. 1.34).

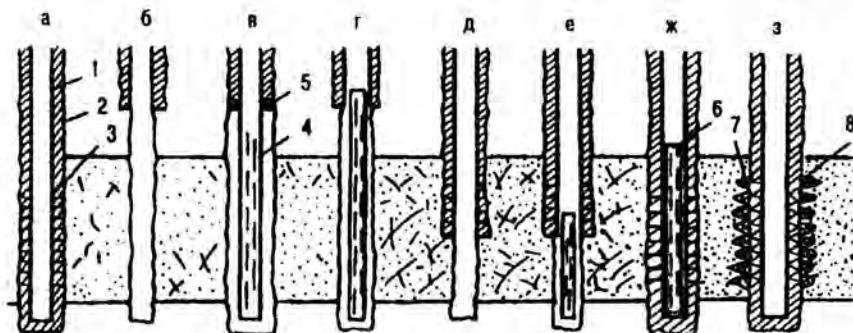


Рисунок 1.34 – Типы конструкций забоев скважин:

- 1 – эксплуатационная колонна; 2 – цементное кольцо;
- 3 – перфорационные отверстия; 4 – перфорированный (на поверхности) фильтр;
- 5 – пакер типа ПДМ конструкции ВНИИБТ; 6 – забойный фильтр;
- 7 – зона разрушения в слабосцементированном пласте;
- 8 – проницаемый тампонажный материал

1. *Конструкция ПЗП с закрытым забоем.* В этом случае продуктивный пласт (пласты) перекрывается сплошной колонной или хвостовиком с последующими цементированием и перфорацией (рис. 1.34, а).

2. *Конструкция ПЗП с открытым забоем.* В этом случае продуктивный пласт (пласты) остается незацементированным, обсаживается либо не обсаживается фильтром (рис. 1.34, б, в, г).

3. *Конструкция ПЗП смешанного типа.* В этом случае нижняя часть продуктивного горизонта остается открытой (или обсаженной фильтром), а верхняя перекрывается обсадной колонной (хвостовиком) с последующим цементированием и перфорацией (рис. 1.34, д, е.).

4. *Конструкция ПЗП для предотвращения выноса песка.* В этом случае против продуктивного пласта устанавливают забойные фильтры (рис. 1.34, ж) различных типов или используют проницаемый тампонажный материал (рис. 1.34, з).

Обоснование и выбор рациональной конструкции забоя добывающих скважин изложены в разработанной б. ВНИИКРнефтью специальной методике, которая регламентирует конструкцию забоя скважины в интервале залегания продуктивного объекта. Отличительная особенность методики выбора конструкции забоя – учет всего комплекса известных факторов, включающих способ эксплуатации объекта, тип коллектора, механические свойства пород продуктивного пласта и условия его залегания.

Методика распространяется на вертикальные и наклонные скважины с кривизной ствола в интервале продуктивного объекта до 45°. Учитывает значительную толщину продуктивного горизонта. Она предусматривает

проектирование и строительство скважин с применением выбранных по ней конструкций забоев при наличии серийно освоенных производством технических средств и технологий.

Примером массивной (нефтяной) залежи с коллектором трещинного типа является месторождение Самгори-Патардзеули в Грузии. Толщина продуктивного пласта составляет 350–600 м, раскрытость каналов у микротрещин равна 3–8 мкм, у макротрещин 150–200 мкм. Аномально низкое пластовое давление (коэффициент аномальности 0,89) обуславливает поглощение бурового раствора, в результате чего бурение частично проходит без выхода циркуляции раствора. Цементирование эксплуатационной колонны в зоне продуктивного пласта приводило к значительному увеличению сроков освоения и существенному снижению дебитов скважин по сравнению со случаем открытого забоя. Для этого месторождения, учитывая его особенности (с массивной залежью и коллектором трещинного типа), наиболее приемлемыми следует считать конструкции с открытым забоем. Конструкции забоев скважин представлены на рис. 1.35: открытый ствол (1.35, а) или спуск в интервал открытого ствола нецементируемого хвостовика-фильтра (1.35, б), или, наконец, хвостовик-фильтр (длина фильтра 30–90 м), цементируемый выше фильтра (рис. 1.35, в). Эти рекомендации, к сожалению, не всегда выполняются, и используются конструкции закрытого забоя.

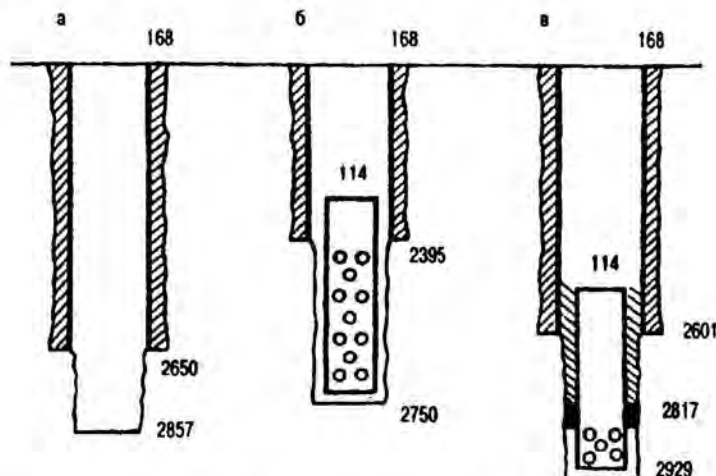


Рисунок 1.35 – Конструкции забоев скважин в среднеэоценовых отложениях месторождения Самгори-Патардзеули (Грузия)

В Чечне и Ингушетии продуктивные горизонты верхнемеловых отложений представлены толщей рассеченных трещинами известняков толщиной 300–350 м. В ее пределах выделяется шесть участков по величине проницаемости. При вскрытии всего объекта 7–60 м (75 % фонда эксплуатационных

скважин) дебиты составляют 30–4000 тонн/сут. При разработке этих залежей применяется шесть типов конструкций забоев (рис. 1.36). Во всех случаях ствол бурят до кровли продуктивного пласта и обсаживают 168-мм эксплуатационной колонной. Затем вскрывается продуктивный пласт.

Наибольшее распространение получила конструкция забоя, представленная на рис. 1.36, *г*. Она обеспечивает значительную толщину (120–450 м) открытого ствола скважины. Хвостовик-фильтр имеет отверстия или по всей длине, или в отдельных интервалах. Конструкция (рис. 1.36, *а*) предусматривает 114-мм хвостовик, спускаемый до забоя с последующим цементированием; иногда эту колонну спускают до кровли нижней пачки с последующим цементированием, остальная часть – открытый ствол (рис. 1.36, *б*). Вариант этой конструкции: в нижней части – фильтр из хвостовика, спущенного до забоя (рис. 1.36, *в*).

Вариант, представленный на рис. 1.36, *д*, предусматривает весь ствол ниже башмака 168-мм эксплуатационной колонны открытым, а вариант, представленный на рис. 1.36, *е*, – частично открытым. Это одна из немногих известных конструкций, которая определяющими факторами при выборе варианта подчеркивает сложность освоения скважины, и при ее осуществлении учитывается трудоемкость проведения изоляционных работ в случае появления пластовой воды, а также обеспечение устойчивости призабойной зоны при значительных депрессиях.

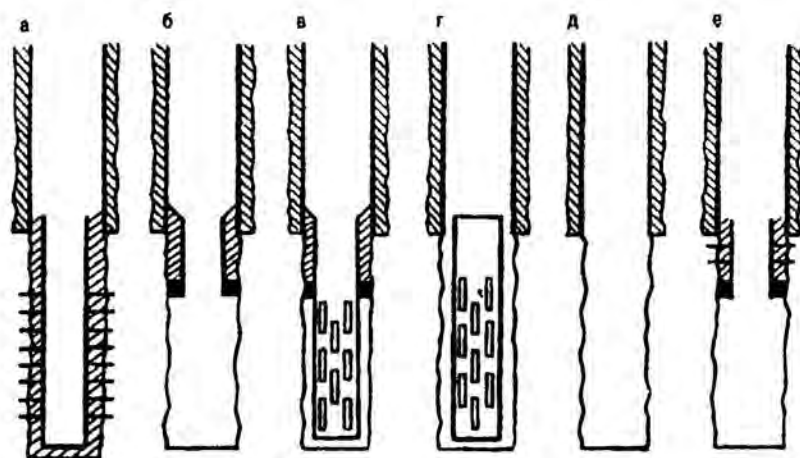


Рисунок 1.36 – Конструкции забоев верхнемеловых скважин месторождений Чечни и Ингушетии

По статистике в сводовых и присводовых скважинах, где развита трещиноватость, 83,3 % скважин с открытым забоем начинают фонтанировать сразу после замены бурового (глинистого) раствора на воду. И только 16,7 % скважин требуют солянокислотных обработок.

проектирование и строительство скважин с применением выбранных по ней конструкций забоев при наличии серийно освоенных производством технических средств и технологий.

Примером массивной (нефтяной) залежи с коллектором трещинного типа является месторождение Самгори-Патардзеули в Грузии. Толщина продуктивного пласта составляет 350–600 м, раскрытость каналов у микротрещин равна 3–8 мкм, у макротрещин 150–200 мкм. Аномально низкое пластовое давление (коэффициент аномальности 0,89) обуславливает поглощение бурового раствора, в результате чего бурение частично проходит без выхода циркуляции раствора. Цементирование эксплуатационной колонны в зоне продуктивного пласта приводило к значительному увеличению сроков освоения и существенному снижению дебитов скважин по сравнению со случаем открытого забоя. Для этого месторождения, учитывая его особенности (с массивной залежью и коллектором трещинного типа), наиболее приемлемыми следует считать конструкции с открытым забоем. Конструкции забоев скважин представлены на рис. 1.35: открытый ствол (1.35, а) или спуск в интервал открытого ствола нецементируемого хвостовика-фильтра (1.35, б), или, наконец, хвостовик-фильтр (длина фильтра 30–90 м), цементируемый выше фильтра (рис. 1.35, в). Эти рекомендации, к сожалению, не всегда выполняются, и используются конструкции закрытого забоя.

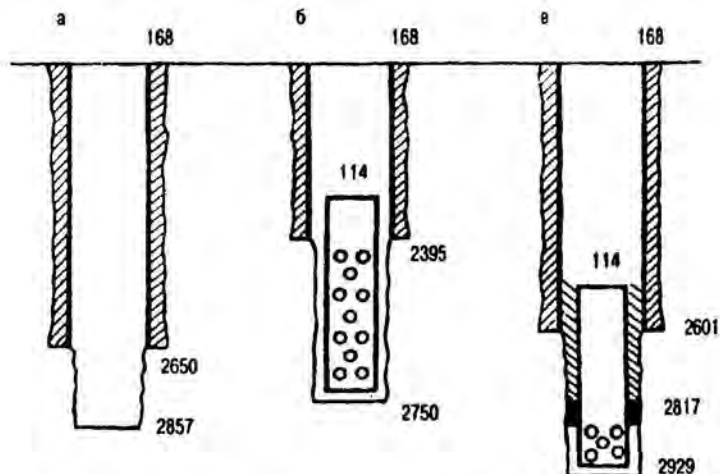


Рисунок 1.35 – Конструкции забоев скважин в среднеэоценовых отложениях месторождения Самгори-Патардзеули (Грузия)

В Чечне и Ингушетии продуктивные горизонты верхнемеловых отложений представлены толщей рассеченных трещинами известняков толщиной 300–350 м. В ее пределах выделяется шесть участков по величине проницаемости. При вскрытии всего объекта 7–60 м (75 % фонда эксплуатационных

скважин) дебиты составляют 30–4000 тонн/сут. При разработке этих залежей применяется шесть типов конструкций забоев (рис. 1.36). Во всех случаях ствол бурят до кровли продуктивного пласта и обсаживают 168-мм эксплуатационной колонной. Затем вскрывается продуктивный пласт.

Наибольшее распространение получила конструкция забоя, представленная на рис. 1.36, з. Она обеспечивает значительную толщину (120–450 м) открытого ствола скважины. Хвостовик-фильтр имеет отверстия или по всей длине, или в отдельных интервалах. Конструкция (рис. 1.36, а) предусматривает 114-мм хвостовик, спускаемый до забоя с последующим цементированием; иногда эту колонну спускают до кровли нижней пачки с последующим цементированием, остальная часть – открытый ствол (рис. 1.36, б). Вариант этой конструкции: в нижней части – фильтр из хвостовика, спущенного до забоя (рис. 1.36, в).

Вариант, представленный на рис. 1.36, д, предусматривает весь ствол ниже башмака 168-мм эксплуатационной колонны открытым, а вариант, представленный на рис. 1.36, е, – частично открытым. Это одна из немногих известных конструкций, которая определяющими факторами при выборе варианта подчеркивает сложность освоения скважины, и при ее осуществлении учитывается трудоемкость проведения изоляционных работ в случае появления пластовой воды, а также обеспечение устойчивости призабойной зоны при значительных депрессиях.

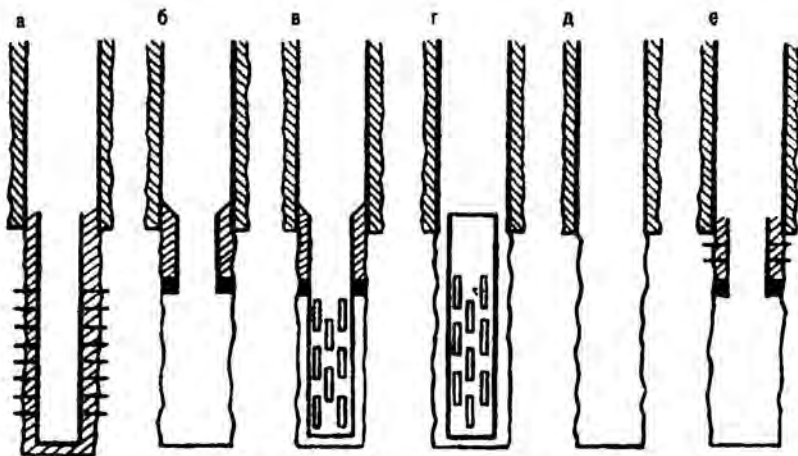


Рисунок 1.36 – Конструкции забоев верхнемеловых скважин месторождений Чечни и Ингушетии

По статистике в сводовых и присводовых скважинах, где развита трещиноватость, 83,3 % скважин с открытым забоем начинают фонтанировать сразу после замены бурового (глинистого) раствора на воду. И только 16,7 % скважин требуют солянокислотных обработок.

При первом варианте конструкции забоя (см. рис. 1.36, *а*) такая обработка ПЗП требуется в 60 % скважин, что объясняется загрязнением пласта при цементировании.

Однако в скважинах с открытым забоем не удастся ликвидировать обводнения, поэтому, как считают некоторые специалисты, конструкции, представленные на рис. 1.36, *а–в, е*, имеют преимущества.

Конструкции с открытым забоем в Чечне (рис. 1.36, *б–е*) эффективны при вызове притока нефти в том случае, когда коллектор имеет развитую трещиноватость с трещинами большой протяженности и раскрытости. В случае близкорасположенных подошвенных вод целесообразно применять конструкции смешанного типа (рис. 1.36, *б, в, е*).

Отложения баженовской свиты Салымского месторождения представлены глинистыми породами при чередовании тонких прослоев и линз карбонатных и кремнистых образований. Коллекторы представлены листовыми и микрослоистыми глинами с широкоразвитыми микротрещинами. Рациональной конструкцией забоя для баженовской свиты является конструкция с открытым забоем.

Анализ промысловых данных показывает, что если расстояние от башмака эксплуатационной колонны до забоя не превышает 9–27 м, то процессы вызова притока и последующей эксплуатации проходят нормально. Если же это расстояние возрастает в 3 раза, наблюдаются интенсивные осыпи. Практика выработала следующие четыре типа конструкций забоев скважин (рис. 1.37). Вначале повсеместно проектировали конструкции забоев, представленные на рис. 1.37, *а, б*, затем – конструкции забоев скважин, приведенной на рис. 1.37, *в* с применением пакеров для изоляции продуктивного пласта от сыпучих пород и исключения перетоков пластового флюида. Если башмак колонны диаметром 168 мм располагается у кровли баженовской свиты или непосредственно в пласте, то его оборудуют заколонным пакером, чтобы избежать закупоривания цементным раствором (рис. 1.37, *г*).

ВНИИБТ и б. ВНИИКРнефтью разработано несколько типов конструкций забоев скважин, предотвращающих вынос песка или снижающих его интенсивность и объем (рис. 1.38). Выбирают их с учетом прочности пород, технико-технологических и геологических условий. Сетчатые и проволоочные фильтры быстро разрушаются агрессивными пластовыми водами («Кубаньгазпром», Ю.М. Басарыгин, А.И. Булатов, В.А. Юрьев). Наиболее результативными считаются гравийные фильтры. Их применение в 85–95 % случаев дает положительные результаты, однако они не предотвращают разрушения пород и продуктивного пласта. В процессе их использования гравий в фильтре оседает и в скважину начинает поступать песок.

Высокая прочность и низкая проницаемость коллекторов – основание для выбора конструкции скважин с открытым забоем. Конструкция открытого забоя скважины предусматривает однородный прочный коллектор порового, трещинного, трещино-порового или порово-трещинного типа, который по своим геолого-физическим характеристикам не может быть зацементирован без резкого и значительного ухудшения его коллекторских свойств в ПЗП.

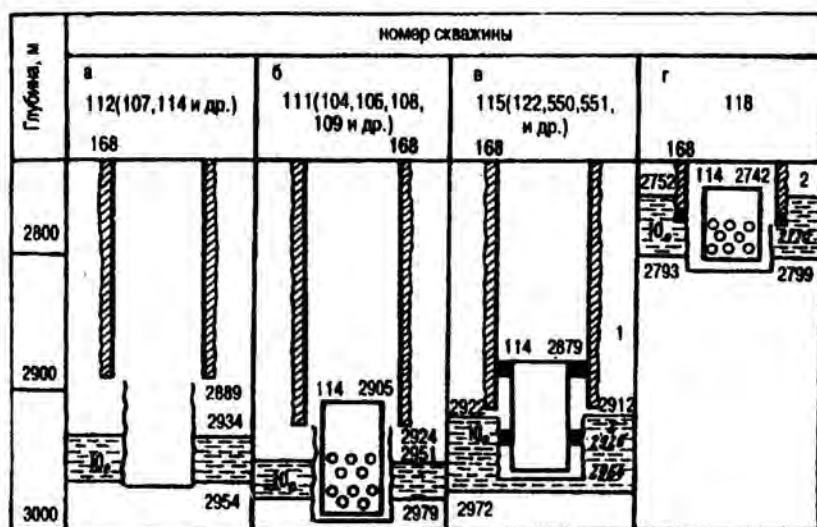


Рисунок 1.37 – Конструкции забоев скважин на Салымском месторождении:
1, 2, 3 – пакеры соответственно ПМП-142, ПМП-140 и ПДМ-195

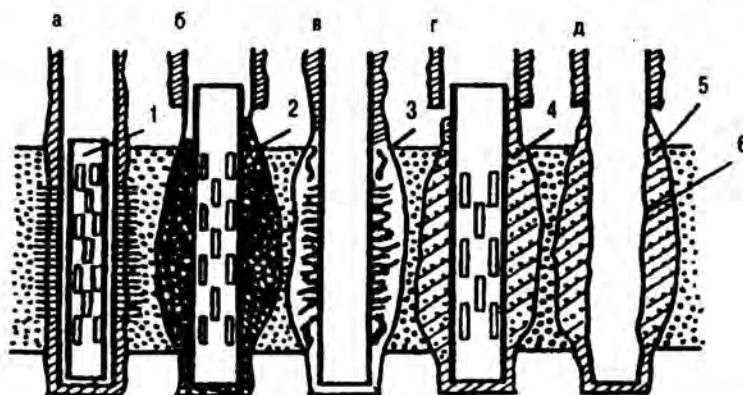


Рисунок 1.38 – Конструкции забоев скважин, предотвращающие вынос песка:
1, 2 – забойный и гравийный фильтры; 3 – центратор;
4 – расширенная часть ствола скважины; 5 – проницаемый тампонажный состав;
6 – открытая поверхность искусственного фильтра

Этому также способствуют условия, когда отсутствуют высоконапорные горизонты, подошвенные воды и газовая шапка (в случае нефтяной залежи). Часто конструкция открытого забоя скважин предусматривает (в случае пористых и трещиноватых коллекторов) наличие пакеров. Они устанавливаются на перфорированном хвостовике, который не цементируется. Коллектор должен сохранять устойчивость при создании депрессии на пласт.

В соответствии с методикой обоснования выбора конструкции забоев нефтяных добывающих скважин (РД 39-2-771-82, Краснодар, ВНИИКР-нефть), устойчивость породы в призабойной зоне скважин определяют для следующих случаев.

1. Из пласта извлекается жидкость или газ:

$$\sigma_{сж} \geq 2 \cdot [\xi \cdot (\rho \cdot g \cdot H \cdot 10^{-6} - p_m) + (p_m - p)], \quad (1.12)$$

где $\sigma_{сж}$ – предел прочности пород коллектора при одноосном сжатии (определяется экспериментально), МПа; H – глубина залегания коллектора, м; p_m – пластовое давление, МПа; p – давление столба жидкости на забое скважины, МПа; g – ускорение силы тяжести, м/с²; ρ – средняя плотность вышележащих горных пород, кг/м³,

$$\rho = \frac{\sum_{i=1}^n \rho_i \cdot h_i}{H}, \quad (1.13)$$

ρ_i – плотность горных пород i -го пласта, кг/м³; h_i – толщина i -го пласта, м; n – число пластов; ξ – коэффициент бокового распора горных пород; ν – коэффициент Пуассона коллектора (табл. 1.8).

$$\xi = \frac{\nu}{1 - \nu}. \quad (1.14)$$

Таблица 1.8 – Средние значения коэффициентов Пуассона для некоторых горных пород

Порода	Коэффициент Пуассона	Порода	Коэффициент Пуассона
Глины пластичные	0,41	Известняки	0,31
Глины плотные	0,30	Песчаники	0,30
Глинистые сланцы	0,25	Песчаные сланцы	0,25

2. Жидкость нагнетается в пласт:

$$\sigma_{сж} \geq 2 \cdot [\xi \cdot (\rho \cdot g \cdot H \cdot 10^{-6} - p_m) + (p' - p_m)], \quad (1.15)$$

где p' – забойное давление при нагнетании жидкости ($p' > p$), МПа.

3. Движение жидкости отсутствует:

$$\sigma_{сж} \geq 2 \cdot \xi \cdot (\rho \cdot g \cdot H \cdot 10^{-6} - p_m). \quad (1.16)$$

Пример. Рассчитаем устойчивость стенки скважины с открытым забоем.

Примем, что извлечение жидкости из продуктивного песчаника, залегающего на глубине 1500 м, имеющего прочность при одноосном сжатии $\sigma_{сж} = 30$ МПа и пластовое давление 15,5 МПа, предполагают вести

при депрессии 2 МПа, а средняя плотность горных пород по разрезу скважины равна 2250 кг/м³.

При заданных условиях давление жидкости на забой в период эксплуатации:

$$p = 15,5 - 2,0 = 13,5 \text{ МПа.}$$

Из данных табл. 1.8 найдем $\nu = 0,30$, после чего по формуле (1.14) вычислим:

$$\xi = \frac{0,3}{1 - 0,3} = 0,43.$$

Определим условие прочности стенок скважины по выражению (1.15):

$$\begin{aligned} \sigma_{сж} &= 30 \text{ МПа} \geq \\ &\geq 2 \cdot [0,43 \cdot (2250 \cdot 9,8 \cdot 1500 \cdot 10^{-6} - 15,5) + (15,5 - 13,5)] = 19,1 \text{ МПа.} \end{aligned}$$

Удовлетворение данного условия указывает на возможность эксплуатации скважины открытым забоем.

Затем сравнивают условия залегания продуктивного горизонта и его физико-механические свойства (см. приведенный выше пример).

При устойчивом и неустойчивом коллекторе, если $\text{grad } p_{\text{н}} \geq 0,1$ МПа/10 м, а коллектор имеет поровую проницаемость $K_{\text{п}} \geq 0,1$ мкм² или трещинную проницаемость $K_{\text{т}} \geq 0,01$ мкм², применяют конструкцию открытого забоя, показанную на рис. 1.38, а.

Если коллектор обладает низкой поровой или трещинной проницаемостью ($K_{\text{п}} < 0,01$ мкм², $K_{\text{т}} < 0,01$ мкм²), а $\text{grad } p_{\text{н}} \geq 0,1$ МПа/10 м, то при устойчивом коллекторе применяют конструкцию забоя, представленную на рис. 1.38, б, а при неустойчивом коллекторе – конструкцию забоя, показанную на рис. 1.38, г.

При аномально низком пластовом давлении ($\text{grad } p_{\text{н}} \leq 0,1$ МПа/10 м) независимо от величины проницаемости пород продуктивного объекта при устойчивом коллекторе применяют конструкцию забоя вида рис. 1.38, б; при неустойчивом коллекторе – конструкцию забоя вида рис. 1.38, г.

При создании конструкции забоя вида рис. 1.38, б до кровли продуктивного пласта спускают и цементируют эксплуатационную колонну, а вскрытие объекта производят с учетом пластового давления, поровой и трещинной проницаемости коллектора. При $\text{grad } p_{\text{н}} < 0,1$ МПа/10 м, $K_{\text{п}} < 0,1$ мкм² или $K_{\text{т}} < 0,01$ мкм² применяют специальные буровые растворы (растворы на нефтяной основе, пены и др.). Перед вызовом притока в случае необходимости производят обработку призабойной зоны пласта (соляно-кислотная обработка, гидроразрыв пласта и др.).

В случае заканчивания скважины с конструкцией забоя вида, показанного на рис. 1.38, в, при $\text{grad } p_{\text{н}} \geq 0,1$ МПа/10 м, $K_{\text{п}} \geq 0,01$ мкм² или

$K_m \geq 0,01 \text{ мкм}^2$ вскрытие продуктивного объекта осуществляют совместно с вышележащими отложениями, до забоя спускают эксплуатационную колонну, оборудованную в нижней части фильтром, и скважину цементируют с подъемом тампонажного раствора от кровли продуктивного пласта, для чего используют пакеры типа ПДМ конструкции ВНИИБТ.

Технология создания конструкции забоя (см. рис. 1.38, г) идентична таковой при заканчивании скважины с конструкцией забоя, показанной на рис. 1.38, б. Дополнением ее является перекрытие неустойчивого порово-трещинного коллектора хвостовиком-фильтром. В случае если кровля продуктивного объекта сложена неустойчивыми породами и не перекрыта эксплуатационной колонной, при установке хвостовика-фильтра используют заколонные пакеры ВНИИБТ, ТатНИПИнефти и другие, располагаемые в неперфорированной его части у кровли продуктивного горизонта и в башмаке эксплуатационной колонны с целью предупредить обрушения стенок скважины и зашламления открытого ствола.

1.3.1 Обоснование выбора конструкции забоя смешанного вида

Выбор конструкции забоя смешанного вида предусматривает установление соответствия условий залегания и эксплуатации продуктивного объекта с учетом его физико-механических свойств; оценку по выражению (1.40) устойчивости пород призабойной зоны пласта.

Конструкции забоя смешанного вида используют:

- в однородном коллекторе порового, трещинного, трещинно-порового или порово-трещинного типа;
- при наличии близкорасположенных напорных горизонтов или газовой шапки у кровли пласта, а также низких значениях поровой или трещинной проницаемости пород (соответственно $K_m < 0,01 \text{ мкм}^2$ или $K_m < 0,01 \text{ мкм}^2$);
- если коллектор сложен прочными породами, сохраняющими устойчивость при создании депрессии на пласт при эксплуатации скважины;
- при раздельном способе эксплуатации продуктивного объекта.

При устойчивом коллекторе применяют конструкцию забоя вида, представленного на рис. 1.38, д, а при неустойчивом коллекторе – конструкцию забоя вида, представленного на рис. 1.38, е. В отличие от конструкции забоя, показанной на рис. 1.38, д, в конструкции вида на рис. 1.38, е открытый забой, представленный неустойчивыми коллекторами трещинного или порово-трещинного типа, перекрывают потайной колонной-фильтром.

Технологии создания конструкций забоев вида рис. 1.38, д и е аналогичны. Скважину бурят до проектной глубины со вскрытием всей толщины продуктивного горизонта. Эксплуатационную колонну спускают до глубины, обеспечивающей перекрытие и изоляцию близкорасположенных у кровли пласта напорных объектов, газовой шапки или верхней неустойчи-

вой части продуктивных отложений. После цементирования колонны и ОЗЦ ее перфорируют в интервале высокопродуктивной части объекта, перед вызовом притока в случае необходимости осуществляют обработку призабойной зоны пласта.

1.3.2 Обоснование выбора конструкции закрытого забоя скважин

Конструкции с закрытым забоем применяют для крепления неоднородных коллекторов с целью изолировать близкорасположенные пласты в неоднородном коллекторе порового, трещинного, трещинно-порового или порово-трещинного типа, в котором отмечается чередование устойчивых и неустойчивых пород, водо- и газосодержащих пропластков с различными пластовыми давлениями, в случае если коллектор характеризуется высокими значениями поровой K_p или трещинной K_m проницаемости пород ($K_p > 0,1 \text{ мкм}^2$ или $K_m > 0,01 \text{ мкм}^2$), а также для обеспечения совместной, раздельной или совместно-раздельной эксплуатации объектов.

Расчет основных элементов конструкции закрытого забоя производится в соответствии с действующими руководящими документами (РД).

При заканчивании скважины с конструкцией забоя, показанного на рис. 1.38, а, продуктивный объект вскрывают совместно с вышележащими отложениями с использованием бурового раствора, не ухудшающего коллекторских свойств пласта, до забоя спускают эксплуатационную колонну, скважину цементируют, а гидродинамическую связь с пластом осуществляют, применяя кумулятивную, пулевую или гидропескоструйную перфорацию.

1.3.3 Обоснование выбора конструкции забоя для предотвращения выноса песка

Эта конструкция забоев применяется для предотвращения выноса песка в слабосцементированном коллекторе, представленном песчаниками и характеризующемся разрушением призабойной зоны пласта и выносом песка при эксплуатации скважины, а также при раздельном способе эксплуатации продуктивного объекта.

Допустимую депрессию на слабосцементированный пласт в конструкции забоя, показанной на рис. 1.38, ж, определяют из выражения:

$$\Delta p \leq \frac{c \cdot \varepsilon \cdot r_c \cdot t \cdot h \cdot \frac{R_c}{r_c}}{6 \cdot \sqrt{K}}, \quad (1.17)$$

где c – сила сцепления горных пород, МПа; R_c – радиус контура питания, принимаемый равным половине расстояния до ближней эксплуатацион-

ной скважины, м; r_c — радиус скважины, K — проницаемость, мкм²; ϵ — коэффициент прочности поровых каналов.

$$\epsilon = \frac{m_e}{m_n}, \quad (1.18)$$

m_e — эффективная пористость; m_n — полная пористость.

Значение параметра со слабосцементированных пород колеблется в пределах 0,2–1,4 МПа. Среднее значение параметра $c = 0,5 \div 1,0$ МПа.

Примем $r_c = 0,1$ м, $R_k = 200$ м, $K = 0,2$ мкм², $m_e = 24$ %, $m_n = 26$ %, $c = 1$ МПа.

Допустимая депрессия на пласт составит:

$$\Delta p = \frac{1 \cdot \frac{24}{26} \cdot 0,1 \cdot t \cdot h \cdot \frac{200}{0,1}}{6 \cdot \sqrt{0,2}} = 0,26 \text{ МПа.}$$

Ширину щелей забойного фильтра выбирают по условию:

$$a_1 = 3 \cdot d_1 + d_2, \quad (1.19)$$

где d_1 , d_2 — соответственно размеры наиболее мелких и наиболее крупных зерен пластового песка, мм.

Применяют и проницаемый полимерный тампонажный состав Контарен-2, разработанный в б. ВНИИКРнефти (см. главу 6).

Материал включает состав ТС-10, уротропин, наполнитель ШРС-С, получаемый при совместном помоле шлака, руды и соли (хлористого натрия), и водный раствор едкого натра. Начальная прочность материала при сжатии составляет не ниже 6 МПа, а после вымывания из него соли 3,5–5,0 МПа; соответственно проницаемость камня равна 0,12–0,20 и 1–5 мкм². Вымывание солевого наполнителя осуществляют при прокачивании через искусственный фильтр водных растворов ПАВ с концентрацией 0,5–1,0 % из расчета 1–2 м³ на 1 м интервала перфорации. Материал устойчив к воздействию кислот и не разрушается при температурах до 200 °С.

Выбор конструкции забоя для предотвращения выноса песка производят в следующем порядке. Устанавливают соответствие условий залегания и эксплуатации продуктивного объекта. Определяют средний фракционный состав пластового песка по следующей схеме. Просушивают в сушильном шкафу до постоянного значения пробу песка массой 1,2–1,5 кг, из которой отбирают 1 кг песка и производят его рассев на ситах с размером ячеек 1,2; 0,6; 0,3 и 0,15 мм, фиксируя при этом частные и полные остатки на ситах. Результаты рассева вносятся в табл. 1.9 аналогично тому, как показано в приводимом ниже примере.

Определяют средний размер песка:

$$d_{cp} = 0,5 \cdot \sqrt{\frac{50}{11 \cdot 40 + 1,37 \cdot 5 + 0,171 \cdot 2,5 + 0,02 \cdot 2,5}} = 0,167 \text{ мм.}$$

Песок является мелкозернистым.

Таблица 1.9 – Результаты рассева песка

Размеры ячеек сит, мм	Частные остатки на ситах		Полные остатки на ситах, %
	часть	%	
1,2	25	2,5	2,5
0,6	25	2,5	5
0,3	50	5	10
0,15	400	40	50
< 0,15	500	50	–

В скважинах со средне- и крупнозернистыми песчаниками используют конструкцию забоя вида рис. 1.38, ж. В скважинах с мелкозернистым песчаником применяют только конструкцию забоя вида рис. 1.38, з, которая может быть использована в скважинах со средне- и крупнозернистыми песчаниками.

Конструкция забоя вида рис. 1.38, ж включает зацементированную эксплуатационную колонну и забойный фильтр (щелевой, с проволоочной обмоткой, металлокерамический, титановый), установленный в интервале перфорации.

Конструкция забоя вида 1.38, з отличается от предыдущей конструкции тем, что забойный фильтр не устанавливают, а вынос песка предотвращают путем создания в перфорационных каналах искусственного фильтра из проницаемого тампонажного материала Контарен-2. Для этого после перфорации колонны осуществляют вызов притока, отработывают скважину в течение 1–5 сут., проверяют приемистость пласта и заканчивают на поглощение тампонажный состав Контарен-2. Предельно допустимая депрессия на пласт после крепления призабойной зоны составом Контарен-2 3 МПа.

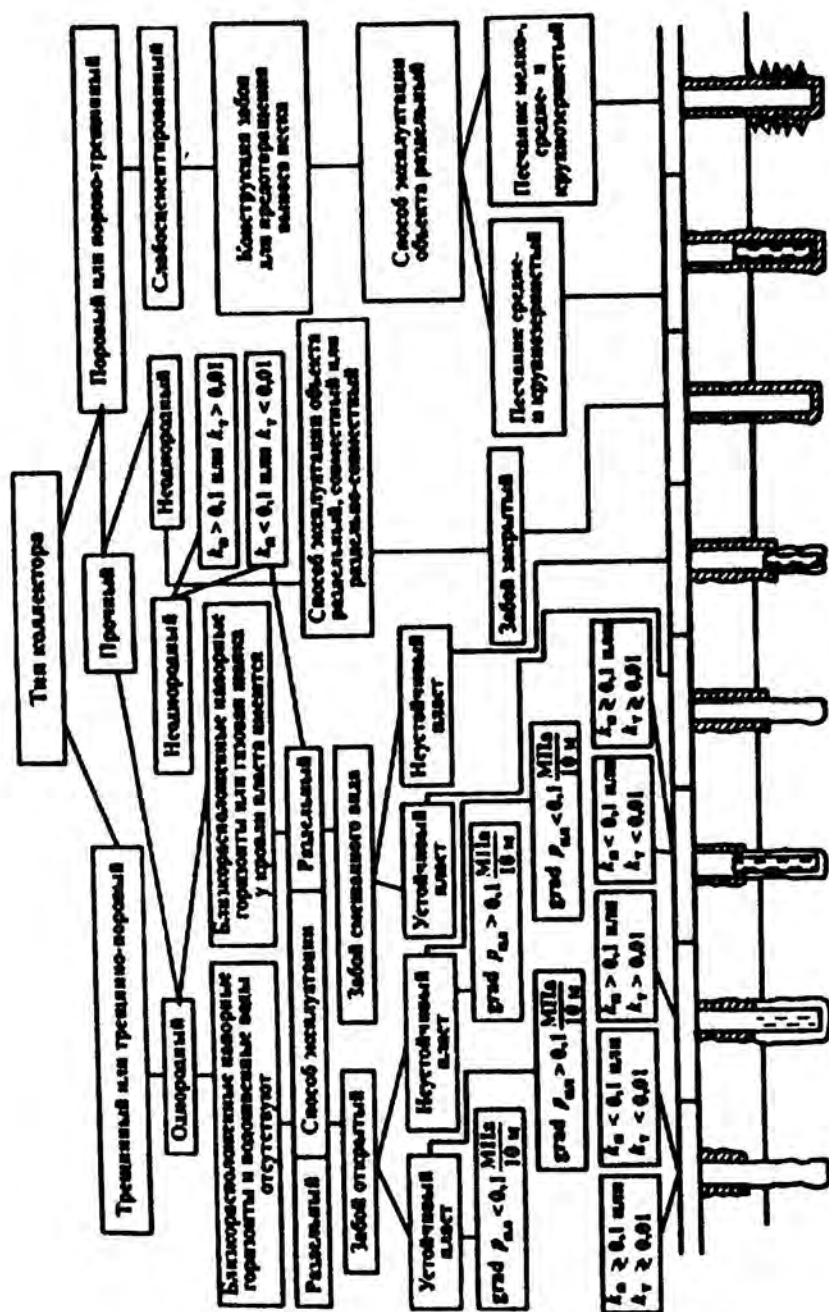
Общая схема выбора конструкции забоя скважины для различных типов коллекторов приведена на рис. 1.39.

1.4 Испытание обсадных колонн на герметичность

Если не принимать в расчет возможную негерметичность резьбовых соединений, то спущенная в скважину и зацементированная обсадная колонна не может быть негерметичной. На прочность колонны рассчитываются по известным формулам. Герметичность должна обеспечиваться и проверяться. Это главное. Колонна должна быть герметична.

В б. ВНИИКРнефти разработана «Инструкция по поиску и изоляции негерметичных соединений обсадных колонн» (Краснодар, 1975). Однако она осталась неутвержденной в МНП.

С увеличением диаметров и глубин спуска обсадных колонн, а также с расширением пределов изменений газонасыщенности и плотности заполняющих их жидкостей снижается достоверность результатов колонны на



герметичность способом опрессовки. Согласно этому способу, колонна считается выдержавшей испытания в том случае, если давление остается постоянным в течение 30 мин. или снижается не более чем на 0,5 МПа при давлении испытания выше 7 МПа и не более чем на 0,3 МПа при давлении испытания ниже 7 МПа. Таким образом, заключение о герметичности дается на основании регистрируемого снижения давления в течение 30 мин. при опрессовке, являющегося следствием истечения части жидкости из замкнутого внутреннего объема обсадной колонны, которую можно представить как:

$$\Delta V = \beta \cdot \Delta p \cdot L \cdot S + \Delta W \cong \beta \cdot \Delta p \cdot L \cdot S, \quad (1.20)$$

где β – коэффициент сжимаемости жидкости, находящейся в колонне, МПа⁻¹; Δp – снижение давления, при котором колонна еще считается герметичной, МПа; L – длина обсадной колонны, м; S – площадь внутреннего сечения колонны, м²; ΔW – объем жидкости, вытесняемой колонной при ее деформации, м³, обычно не превышающий 5 % всего значения.

Так как сжимаемость жидкости есть функция газонасыщенности, плотности, температуры, давления и других факторов, то, очевидно, объем истекающей жидкости ΔV при данном снижении давления Δp зависит от многих факторов, из которых только некоторые учитываются в вышеуказанном способе.

Проведенная обработка результатов экспериментальных исследований позволила установить корреляционную связь между коэффициентом сжимаемости и давлением, температурой, плотностью и газонасыщенностью продаваемых жидкостей. Относительная погрешность определения β не более 10 % при давлении не менее 5 МПа.

Рассмотрим, как может изменяться значение ΔV при $\Delta p = \text{const}$ и одинаковых по площади поперечного сечения и значения гидравлического сопротивления в местах негерметичности обсадных колонн при изменении глубин их спуска от 500 до 3000 м и диаметрах от 114 до 426 мм, газонасыщенности продаваемой жидкости от 1 до 8 %, давлениях опрессовки 7 до 10 МПа, а также и при средней температуре 75 °С.

Проведенный расчет показал, что при снижении давления на 0,3 МПа за 30 мин. ΔV может изменяться: для 426-мм колонны от 83 до 1962 л, что соответствует расходам жидкости от 53 до 1090 см³/с. Для 219-мм колонны от 12,6 до 660 л, т.е. от 7 до 477 см³/с (рис. 1.42). При снижении давления на 0,5 МПа за те же 30 мин. ΔV может изменяться: для 194-мм колонны от 16,4 до 1130 л, что соответствует расходам жидкости от 9,2 до 626 см³/с; для 114-мм колонны от 5,3 до 410 л, т.е. от 2,95 до 526 см³/с (см. рис. 1.40).

Следовательно, обсадная колонна, например, диаметром 194 мм, может быть признана герметичной, несмотря на то, что при опрессовке из нее вытекает жидкость с расходом 400 см³/с, а в другой скважине обсадная колонна такого же диаметра и при таком же давлении опрессовки может

быть признана негерметичной, хотя пропускает через место негерметичности жидкость с расходом всего $10 \text{ см}^3/\text{с}$. Использование результатов такой оценки в первом случае может привести не только к аварийному состоянию скважины, но и к серьезным последствиям для всего месторождения в целом. Во втором случае – к практически бесполезным значительным затратам времени и средств на обнаружение мест негерметичности и проведение изоляционных работ, так как такая колонна, возможно, вообще не нуждается в ремонте. Рядом исследователей высказывались соображения о низкой достоверности оценки герметичности обсадных колонн по снижению опрессовочного давления и о целесообразности выбора новых критериев оценки. Так, А.Т. Кошелев рекомендовал использовать для оценки герметичности обсадных колонн значение объема жидкости, истекающей из обсадной колонны при опрессовке, что, по-видимому, являлось бы более достоверным критерием, который, кроме того, мог быть непосредственно использован при проведении ремонтно-изоляционных работ.

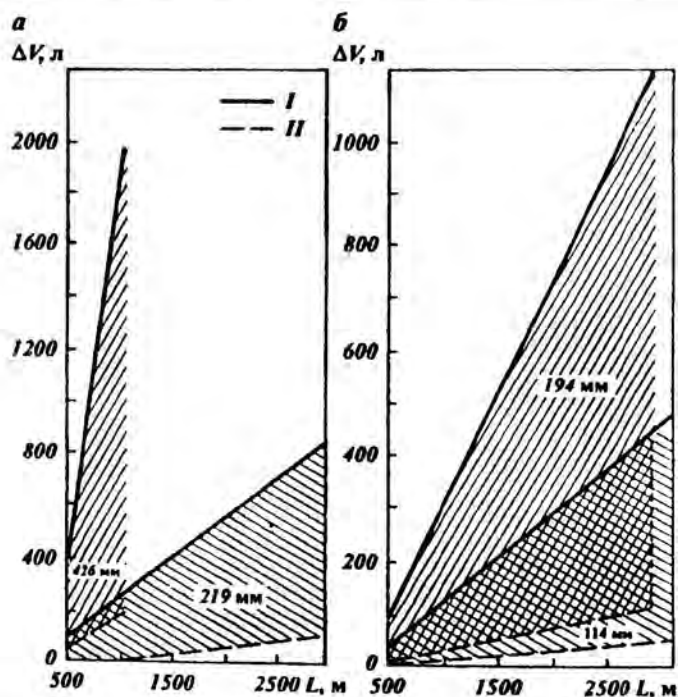


Рисунок 1.40 – Диапазоны изменения объема жидкости, вытекающей из колонн разного диаметра в течение 30 мин. после опрессовки при снижении давления:

а – на 0,3 МПа; б – на 0,5 МПа;

I – при газонасыщенности 8 %; II – при газонасыщенности 1 %

Однако, расчет этого объема по формуле (1.20) для каждой конкретной скважины выполнить весьма затруднительно, а определить расчетным путем среднее значение коэффициента сжимаемости жидкости, заполняющей обсадную колонну, практически невозможно, так как коэффициент в большей степени зависит от газонасыщенности жидкости, давления и температуры, которые изменяются в широких пределах по стволу скважины.

Поэтому для определения объема жидкости, истекающей из обсадной колонны за время опрессовки, предложен способ ее подкачивания, заключающийся в следующем.

Опрессовывают колонну, согласно действующей инструкции. Замеряют значения снижения давления за указанное время и, повышая давление, восстанавливают его до первоначального значения с замером закачанного объема жидкости либо в процессе закачивания, либо путем последующего выпуска жидкости в мерную емкость через вентиль опрессовочной головки до падения давления в колонне на значение, равное зарегистрированному при опрессовке. Закачанный объем жидкости (или спущенный в мерную емкость) будет равен объему жидкости, истекшей из колонны при опрессовке. Разделив значение этого объема на время опрессовки, определим расход жидкости через место негерметичности колонны.

Использование данного способа позволяет дифференцированно и более обоснованно судить о степени герметичности обсадных колонн, что может служить основой для разработки конкретных требований их герметичности с учетом назначения колонн и выработки более совершенных критериев ее оценки. Способ опробован в различных районах.

В порядке обсуждения можно рассмотреть дальнейшее усовершенствование способа испытания обсадных колонн на герметичность в направлении использования в качестве критерия не абсолютного значения объема вытекающей при опрессовке жидкости ΔV (в м^3), а его отношения к внутреннему объему испытываемой колонны V (в м^3). Согласно формуле (1.20), это отношение:

$$\frac{\Delta V}{V} = \frac{\Delta V}{L \cdot S} = \beta \cdot \Delta p. \quad (1.21)$$

Следовательно, использование относительного критерия позволит исключить влияние на результаты оценки герметичности как длины, так и диаметра колонны, что повысит универсальность и достоверность такой оценки. Кроме того, подставляя в формулу измеряемые значения ΔV и Δp , можно оценить осредненное по стволу скважины значение коэффициента сжимаемости $\beta_{\text{ср}}$ заполняющей колонну жидкости.

А.Т. Кошелев выявил причины групповых нарушений эксплуатационных колонн как результат развития масштабных трещин гидроразрыва. Основные причины нарушения герметичности зацементированного колонного пространства в результате деформации обсадных колонн установлены А.Д. Красюком и С.В. Долговым (на Ставрополье) и В.Д. Мавромати

и Ю.Д. Комнатным (Краснодарский край и Республика Адыгея). Их работы позволили решить основные проблемы, связанные с обеспечением герметичности газовых скважин, в первую очередь, с помощью установки стальных пластырей.

Результаты изучения поведения обсадной колонны, неподвижно зацементированной в цементном камне, в момент ее опрессовки внутренним давлением приведены И.И. Бекухом и др. Допуская, что осевое перемещение закрепленной на устье обсадной колонны в цементном кольце невозможно и что радиальное перемещение (деформация) стенки ограничено реакцией цементного кольца и породы, авторы приходят к выводам. «1) Опрессовка после ОЗЦ не вызывает опасных для обсадной колонны деформаций. 2) При опрессовке обсадной колонны после ОЗЦ в большинстве случаев возможны появления трещин в пограничном слое цементного кольца. Это явление с увеличением глубины приобретает более опасный характер, особенно, если опрессовочной жидкостью является глинистый раствор, как при креплении скважины промежуточной колонны». Приведенные высказывания требуют экспериментальной проверки. Далее авторы рассматривают нецелесообразность опрессовки с целью проверить герметичность эксплуатационной колонны «в зоне продуктивного объекта, имея в виду последующую перфорацию». Не возражая против методики расчета, не можем согласиться с авторами по двум положениям: а) принятие на веру участка (длины) незацементированной части колонны, так как совершенно неизвестно, с какой глубины цементное кольцо начинает «работать», т.е. удерживать колонны; б) в отношении «трещин в пограничном слое цементного кольца». Этого авторы не показали ни расчетом, ни экспериментом. Да и вообще существует ли этот «пограничный слой цементного кольца». Даже если обеспечен контакт цементного кольца с колонной, то цементному кольцу «легче» разорваться, чем сминаться для образования трещин в приграничном слое. Стоит ли «придумывать еще один очаг» трещинообразования, т.е. возможной негерметичности зацементированного заколонного пространства, если нет данных эксперимента. Такие опыты были поставлены Л.Б. Измайловым и А.И. Булатовым — приграничный слой всегда оставался ненарушенным. А цементное кольцо разрывалось, но этот факт зависит от прочности камня, величины деформации колонны, времени действия и т.д.

1.5 Цементирование обсадных колонн

Вторым обязательным элементом крепи скважин является цементное кольцо в заколонном пространстве. Оно формируется в результате транспортирования тампонажного (цементного) раствора в результате прямого или обратного (в очень редких случаях) цементирования.

Теория и практика цементирования обсадных колонн по окончании бурения скважин в РФ и СНГ известна. Приведем пример производства этих работ в США.

Приготовление и закачивание цементного раствора. Химические реагенты – добавки для управления сроками схватывания цементного раствора добавляют в зависимости от глубины скважины и ожидаемой температуры на забое.

Цементный раствор готовят интенсивным перемешиванием сухого цемента струей воды. Получившуюся смесь направляют в емкость, где измеряют ее плотность и вязкость. Из емкости мощным трехцилиндровым насосом цементный раствор закачивают при высоком давлении нагнетания в обсадную колонну через цементирующую головку.

Цементирующая головка (рис. 1.41, а) соединяет верхнюю трубу обсадной колонны с цементирующим агрегатом. Она содержит два клапана-держателя 2 для удерживания нижней 3 и верхней 1 цементирующих пробок. Головка через отдельный манифольд соединяется с цементирующим агрегатом или с буровым насосом. Головка имеет быстросъемную крышку, которую можно открыть для пуска пробок, если не использовать держатели. Сегодня используются два вида цементирующих головок:

- для пуска одной пробки – с одним клапаном-держателем;
- для пуска двух пробок – с двумя клапанами-держателями (см. рис. 1.41).

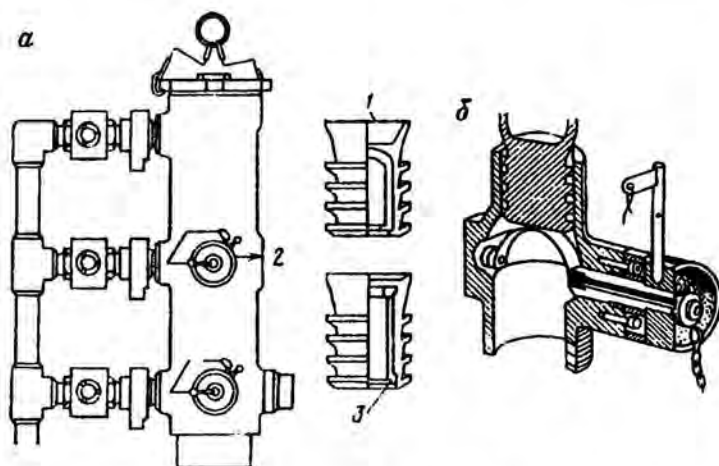


Рисунок 1.41 – Цементирующая головка с двумя пробками (а) и клапан-держатель (б)

Клапан-держатель представляет собой пружинное полукольцо, соединенное с рычагом (рис. 1.41,б). Пробка поκειται на выпуклой стороне полукольца и достаточно четверти оборота рычага, чтобы пустить пробку в обсадную колонну.

Цементирование осуществляется открытием клапана-держателя нижней пробки и закачиванием цементного раствора через средний мани-

фольд. Цементным раствором продавливают нижнюю пробку вниз по обсадной колонне до ее посадки на обратный клапан. При продолжении закачки разрывается центральная диафрагма пробки, что позволяет цементному раствору пройти через пробку и, в конечном счете, заполнить пространство вокруг обсадной колонны. После затвердения полного объема цементного раствора закачивание прекращается, и верхняя цементирующая пробка устанавливается в головку. Через верхний манифольд закачивают буровой раствор, который продавливает верхнюю пробку по обсадной колонне. После посадки верхней пробки на нижнюю пробку скважина закрывается, и цементный раствор оставляют для схватывания.

Одноступенчатое цементирование. Одноступенчатое цементирование обычно проводят при креплении направлений и кондуктора. Приготавливают одну порцию цементного раствора и закачивают в обсадную колонну. Технология одноступенчатого цементирования приведена на рис. 1.42.

Следует отметить, что все внутренние детали оснастки (обратный клапан, пробки и т.д.) легко разбуриваются.

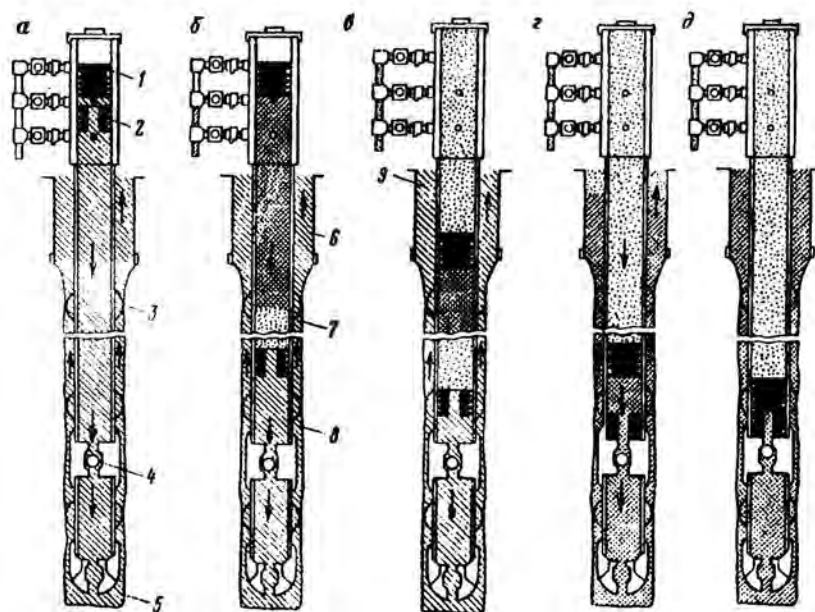


Рисунок 1.42 – Технологическая схема одноступенчатого цементирования:

а – промывка; б – закачивание буферной жидкости и цементного раствора;

в, г – вытеснение; д – конечный этап операции;

1, 2 – верхняя и нижняя цементирующие пробки; 3 – центраторы;

4 – обратный клапан; 5 – башмак; 6 – цементный раствор;

7, 9 – буферная и продавочная жидкости; 8 – первоначальный буровой раствор.

Темные и светлые кружки обозначают, что клапан-держатель соответственно заклинивший и вывинченный.

Многоступенчатое цементирование. Многоступенчатое цементирование используют при цементировании обсадных колонн большой длины чтобы:

- а) уменьшить давление нагнетания при цементировании;
- б) снизить общее гидростатическое давление на слабые пласты и тем самым предотвратить гидроразрыв;
- в) обеспечить возможность селективного цементирования различных интервалов ствола;
- г) гарантировать возможность цементирования обсадной колонны на всю длину;
- д) провести качественное цементирование интервала башмака предыдущей обсадной колонны.

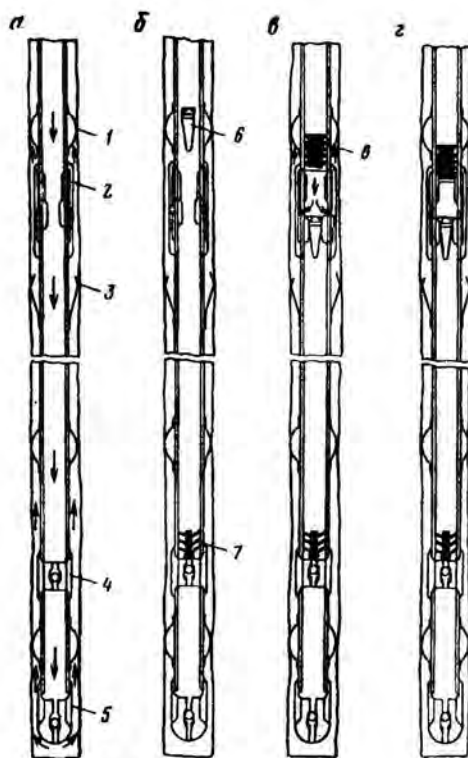


Рисунок 1.43 – Технологическая схема двухступенчатого цементирования:
 а – промывка скважины до цементирования;
 б – первый этап (цементный раствор вытеснен и открывающаяся пробка-бомба приближается к муфте МСЦ); в – второй этап (цементный раствор вытеснен и закрывающаяся пробка приближается к муфте МСЦ); г – цементирование закончено, муфта МСЦ закрыта; 1 – центратор; 2 – устройство для ступенчатого цементирования; 3 – цементировочная корзина; 4 – обратный клапан; 5 – башмак с обратным клапаном; 6 – открывающаяся пробка-бомба; 7 – пробка первого этапа; 8 – закрывающаяся пробка

При многоступенчатом цементировании устройство для ступенчатого цементировании размещают в выбранном месте обсадной колонны. Место установки устройства определяется высотой столба цементного раствора и прочностью пород.

При двухступенчатом цементировании (рис. 1.43) муфта МСЦ включается в состав обсадной колонны. Обсадную колонну спускают до забоя скважины. Скважину промывают, причем объем промывки в два раза больше объема скважины. Это делается главным образом для проверки работы обратного клапана и башмака с обратным клапаном, чтобы убедиться в отсутствии в них посторонних предметов. Промывка также позволяет определить давление циркуляции.

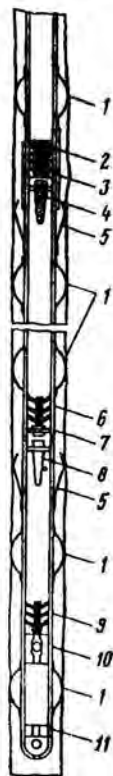


Рисунок 1.44 – Технологическая схема трехступенчатого цементировании:
 1 – центраторы; 2, 6 – закрывающая пробка;
 3, 7 – верхняя и нижняя муфты МСЦ соответственно; 4 – открывающая пробка;
 5 – корзина для цементирования;
 8 – открывающая пробка-бомба;
 9 – пробка первого этапа; 10 – обратный клапан;
 11 – башмак с обратным клапаном

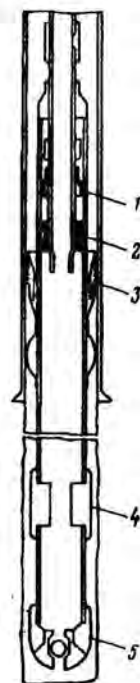


Рисунок 1.45 – Схема подвески потайной колонны на клиньях «Воркс»:
 1 – уплотнение;
 2 – пробка для цементирования хвостовика; 3 – клинья;
 4 – посадочная муфта;
 5 – башмак с обратным клапаном

Первый этап цементирования аналогичен одноступенчатому способу, но верхний уровень цемента в кольцевом пространстве доводится до муфты МСЦ. Когда открывающая пробка-бомба садится, давление нагнетания повышают на 80–100 кПа выше давления циркуляции для срезания удерживающих шпилек, что позволяет нижней втулке сместиться вниз. При движении втулки открываются отверстия, тем самым устанавливается сообщение между внутренним и кольцевым пространствами обсадной колонны. Затем скважину промывают для подготовки ее к началу второго этапа. Во время промывки цементный раствор первого этапа начинает схватываться и набирать прочность.

Далее закачивают необходимый объем цементного раствора второго этапа и пускают закрывающую пробку. Цементный раствор проходит через отверстия муфты МСЦ и занимает кольцевое пространство выше нее. Когда пробка достигает муфты МСЦ, необходимо создать избыточное давление (сверх давления нагнетания цемента) 100 кПа, при котором закрывающая пробка продавливает верхнюю втулку вниз. При этом верхняя втулка перекрывает отверстия и предотвращается сообщение между внутренними и кольцевыми пространствами обсадной колонны. Таким образом, вся обсадная колонна зацементирована.

Трехступенчатое цементирование (рис. 1.44) с использованием специальных МСЦ используют для цементирования обсадной колонны в три приема. Первый этап производится через башмак обсадной колонны, второй этап – через первую муфту МСЦ, третий этап – через вторую муфту МСЦ.

Цементирование потайных колонн. Потайная колонна – это короткая обсадная колонна, которая не достигает поверхности. Она подвешивается в нижней части предыдущей обсадной колонны с помощью устройства-подвески. Потайную колонну спускают на бурильных трубах и цементируют путем закачивания цементного раствора через бурильные трубы и потайную колонну, а буровой раствор, в конечном счете, вытесняется в кольцевое пространство до уровня над подвеской. Из практики известно, что цементирование потайных колонн наиболее сложно, так как часто возникают утечки в месте установки подвески или по всей длине потайной колонны.

Оборудование потайных колонн. На рис. 1.45 представлена схема оборудования потайной колонны, основные узлы которой следующие.

Башмак с обратным клапаном. Функция этого башмака – направлять хвостовик в скважине и выполнять роль обратного клапана.

Обратный клапан. Этот элемент необязателен и служит для дублирования башмака с обратным клапаном.

Посадочная муфта. Этот узел представляет собой короткий переходник, устанавливаемый через две трубы от башмака, и обеспечивает место посадки цементировочной пробки. Положение муфты в колонне выбирают исходя из того, чтобы смешанный с буровым раствором цемент попал в пространство обсадной колонны между башмаком и муфтой, а вокруг башмака хвостовика был незагрязненный цементный раствор.

Потайная колонна-хвостовик. Эта обсадная колонна используется для перекрытия открытого ствола. Прочностные характеристики данной колонны выбирают графическим методом. Длина перекрытия хвостовиком предыдущей колонны принимается в пределах 60–153 м.

Подвеска потайной колонны. Потайную колонну подвешивают на предыдущей обсадной колонне с помощью подвески, установленной на верхней трубе потайной колонны. Подвеска для зацепления с предыдущей обсадной колонной снабжена набором клиньев. По способу приведения в действие клиньев подвески подразделяют на механические и гидравлические.

Гидравлические подвески приводятся в действие путем повышения давления в соединенных с подвеской бурильных трубах. Компонировка подвески включает посадочный переводник-ловушку для шара, устанавливаемый под посадочной муфтой. Для приведения в действие подвески специальный шар сбрасывается с устья и попадает в ловушку, перекрывая таким образом один конец компоновки «бурильные трубы – хвостовик». С поверхности создается давление в бурильных трубах и далее в подвеске. Давление жидкости действует на поршень кольцевого сечения в подвеске, который движет клинья и расклинивает их между неподвижными коническими выступами на корпусе подвески и предыдущей обсадной колонной.

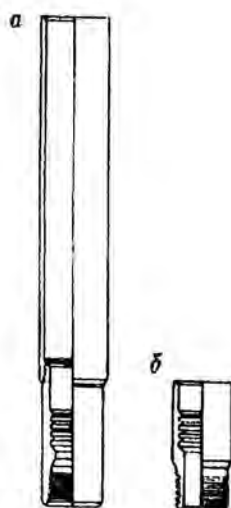
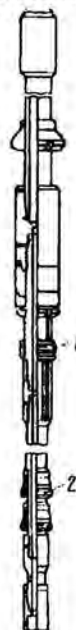


Рисунок 1.46 – Установочный патрубок с удлинителем длиной 1,8 м (а) и стандартный nippleный конец установочного патрубка (б)



**Рисунок 1.47 – Установочный инструмент:
1 – гайка; 2 – уплотнение в виде перевернутых конусов-манжет**

Механические подвески имеют замок J-образной формы, который удерживает клинья в транспортном положении. Такой замок снабжен пальцем, приваренным к корпусу подвески. При достижении забоя бурильные трубы приподнимаются на несколько сантиметров, чтобы привести палец или паз в верхнее положение, а затем поворачиваются вправо, чтобы вывести палец из J-образного паза и освободить клинья. Вес передается через палец на центратор, который раздвигает клинья между коническими выступами и внутренней поверхностью обсадной колонны.

Установочные патрубков и инструмент (ствол подвески). Установочный патрубок (рис. 1.46) используется для спуска хвостовика в скважину и имеет резьбу, соответствующую резьбе установочного инструмента (рис. 1.47), который соединяет хвостовик с бурильной колонной при спуске. На установочном инструменте (или стволе подвески) при необходимости размещают пробку для цементирования хвостовика. Установочный инструмент отсоединяют от установочного патрубка вращением вправо. Чтобы предотвратить попадание раствора в межтрубное пространство около подвески при цементировании, ствол снабжают системой уплотнений, например, в виде гладкого хвостовика и пакерных манжет или манжет самоуплотняющегося типа (в форме перевернутого конуса).

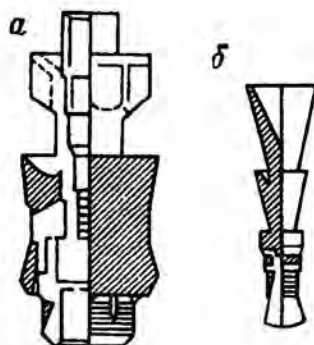


Рисунок 1.48 – Пробки для цементирования хвостовика (а) и для бурильных труб (б)

Узел вращения и цементировочные пробки. Узел вращения установлен между хвостовиком и подвеской, его функция – обеспечить установку подвески, даже если хвостовик прихвачен. Пробки используют для разделения вытесняющего бурового раствора и цементного и для очистки внутренней поверхности хвостовика. Пробка может быть установлена в узле вращения или закреплена на срезных шпильках в нижней части ствола подвески. На рис. 1.48, а показана пробка для цементирования хвостовиков.

Пробка для бурильных труб. Это сплошная (без центрального канала) пробка (рис. 1.48,б) для очистки от цементного раствора бурильных труб, на которых спускают хвостовик. Пробку устанавливают в цементи-

ровочную головку, соединенную с верхней бурильной трубой. Пробка пускается сразу за цементным раствором и входит в зацепление с цементировочной пробкой в подвеске.

Цементирование хвостовиков. При достижении потайной колонной-хвостовиком глубины спуска производится промывка с целью получения нормальных параметров бурового раствора и чтобы удостовериться, что циркуляция возможна до подвески хвостовика. Клинья подвески устанавливают на максимально возможной высоте. Ствол подвески отсоединяют от хвостовика путем вращения колонны бурильных труб на 10–12 оборотов вправо. Допускную бурильную колонну приподнимают, чтобы проверить разъединение ствола с хвостовиком. Разъединение регистрируют на поверхности по уменьшению веса на крюке на величину веса на хвостовике. Убедившись, что ствол подвески находится внутри хвостовика, можно начинать цементирование.

На рис. 1.49 показан типичный способ цементирования хвостовика. Приготавливают цементный раствор и закачивают его через бурильные трубы, ствол, подвеску, хвостовик и башмак. Когда закачан весь объем цементного раствора, освобождается пробка для бурильных труб, затем закачивается буровой раствор. В момент посадки пробки для бурильных труб на пробку для хвостовика наблюдается рост давления нагнетания. Последующий рост давления приводит к срезу шпилек, соединяющих пробку для хвостовика со стволом подвески. Далее обе пробки движутся по хвостовику как единое целое.

Пробка вытесняет цементный раствор в кольцевое пространство вокруг хвостовика, пока она не садится на посадочную втулку. На дневной поверхности это отмечается резким ростом давления нагнетания и означает, что весь объем цементного раствора находится в кольцевом пространстве вокруг хвостовика.

Затем приводятся в действие клинья подвески, как изложено выше.

Избыточный цементный раствор, оставшийся в бурильных трубах, может быть удален обратной промывкой, если поднять ствол над подвеской и прокачать буровой раствор в объеме кольцевого пространства.

Успешность цементирования хвостовика прямо зависит от эффективности вытеснения бурового раствора цементным. На качество цементного кольца в большой степени влияет центрирование хвостовика. При заканчивании скважины для многопластовой эксплуатации или для целей нагнетания было доказано, что хвостовик в интервале продуктивных горизонтов и нагнетания должен оборудоваться оснасткой – центраторами, скребками, что обеспечивает качественную цементную перемышку между зонами.

Несмотря на все меры предосторожности, цементирование хвостовиков редко бывает успешным: обнаруживаются утечки, особенно в интервале верхней части хвостовика и между зонами добычи или нагнетания.

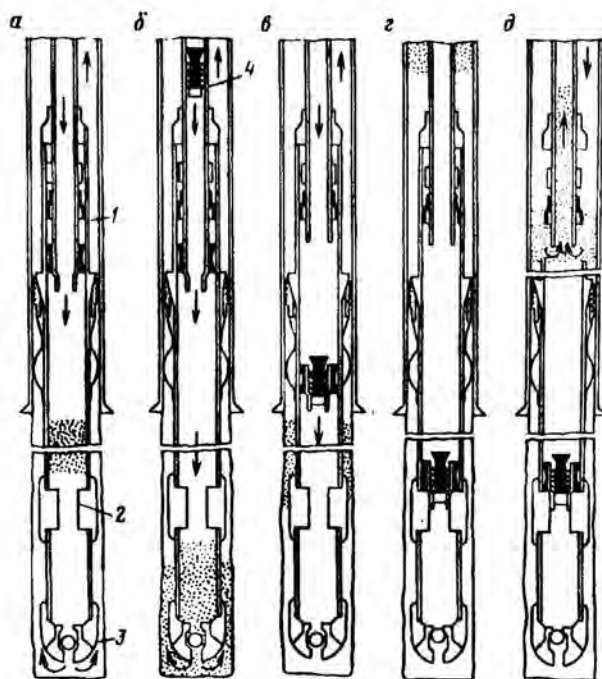


Рисунок 1.49 – Схема цементирования хвостовика.

а – затворение; б, в – вытеснение; г – окончание операций; д – удаление цементного раствора обратной циркуляцией; 1 – подвеска; 2 – посадочная муфта; 3 – башмак с обратным клапаном; 4 – продавочная пробка

Причины неудачного цементирования хвостовиков могут быть следующими:

- а) малые кольцевые зазоры;
- б) разность температур между верхней и нижней частями хвостовика;
- в) невозможность движения хвостовика при цементировании;
- г) невозможность закачивания цементного раствора при высокой производительности насоса (для турбулизации потока) из-за больших давлений циркуляции или защиты пород от гидроразрыва;
- д) разгазирование цементного раствора пластовым газом и каналобразование в схватывающемся цементе.

Практические расчеты.

Ниже приведены расчеты, которые вместе со схемами показывают этапы определения количества цемента и добавок, времени загустевания и объема продавочной жидкости.

Пример 1. Цементирование кондуктора

Исходные данные:

- наружный и внутренний диаметры обсадной колонны – 508 и 475,7 мм соответственно;

- масса 1 м равна 198 кг/м;
- диаметр скважины 660,4 мм;
- глубина спуска обсадной колонны 107 м;
- плотность бурового раствора $\rho_{бр} = 1041 \text{ кг/м}^3$;
- цемент класса Q АНИ с добавкой 4 % бентонитовой глины;
- плотность цементного раствора $\rho_{цр} = 1700 \text{ кг/м}^3$;
- выход цементного раствора $0,04303 \text{ м}^3/\text{мешок}$ (масса одного мешка 42,6 кг);
- объем воды затворения $0,0288 \text{ м}^3/\text{мешок}$ (данные по цементу взяты из справочников компаний по цементированию);
- подача при прокачивании по бурильной колонне – $0,0283 \text{ м}^3/\text{с}$ (или $1,698 \text{ м}^3/\text{мин.}$); по обсадной колонне – $0,0398 \text{ м}^3/\text{с}$, или $2,388 \text{ м}^3/\text{мин.}$
- наружный и внутренний диаметры бурильных труб – $d_n = 127 \text{ мм}$ и $d_s = 108,6 \text{ мм}$ соответственно;

- масса 1 м равна 29,02 кг/м;
- допускается использовать 15 мин. для освобождения пробок;
- обсадная колонна цементируется до устья.

Требуется рассчитать:

- 1) необходимые количества цемента, бентонита для обычного цементирования. Высота цементного стакана 24 м. Допускается увеличение объема цементного раствора для открытого ствола на 100 %;
- 2) объем воды затворения;
- 3) продолжительность операции, учитывая, что скорость затворения 10 мешков/мин;
- 4) силы, возникающие при обычном цементировании и запас прочности на растяжение. Будет ли обсадная колонна «всплывать»?

Решение.

Цементирование обсадных колонн большого диаметра можно проводить по обычной технологии или с применением внутренней колонны. По обычной технологии цемент закачивается и вытесняется через обсадную колонну, как описано выше. По второму способу для вытеснения цементного раствора за обсадную колонну используют внутреннюю колонну бурильных труб, имеющую башмак, который входит в уплотнительную втулку обсадной колонны (рис. 1.50).

До цементирования бурильную колонну с наконечником спускают до башмака, в который вводят наконечник. Скважина промывается, затем буферная жидкость и цементный раствор закачиваются по бурильным трубам и вытесняются за обсадную колонну.

Способ выбирается из двух указанных в зависимости от сил, возникающих при цементировании. Обычно выбирают способ, при котором получают более высокий запас прочности на растяжение (т.е. отношение предела текучести к силе растяжения).

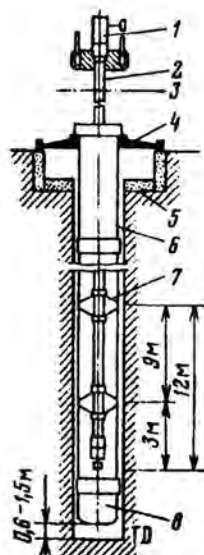


Рисунок 1.50 – Схема цементирования кондуктора:

1 – цементировочная головка диаметром 127 мм; 2 – 127-мм буровые трубы;
3 – стол ротора; 4 – опорный хомут обсадной колонны, соединенный цепями
с подвыщечным основанием; 5 – устье; 6 – 508-мм обсадная колонна; 7 – центратор;
8 – башмак с обратным клапаном

1. По рис. 1.51 рассчитаем объем цементного раствора. Площадь кольца между 660,4-мм скважиной и 508-мм обсадной колонной равна

$$\left(\frac{\pi}{4}\right) \cdot (0,6604^2 - 0,508^2) = 0,1399 \text{ м}^2.$$

Объем 1 м кольцевого пространства составляет 0,1399 м³, следовательно, объем цементного раствора для кольцевого пространства равен

$$0,1399 \cdot 107 = 14,97 \text{ м}^3.$$

Общий объем кольцевого пространства равен сумме расчетного и добавочного (100 % расчетного) объемов, т.е.

$$14,97 + 14,97 = 29,9 \text{ м}^3.$$

Объем 1 м 508-мм обсадной колонны составляет

$$\left(\frac{\pi}{4}\right) \cdot 0,4757^2 \cdot 1 = 0,1777 \text{ м}^3/\text{м}.$$

Объем цементного раствора для цементного стакана (между обратным клапаном и башмаком) равен

$$0,1777 \cdot 24 = 4,3 \text{ м}^3.$$

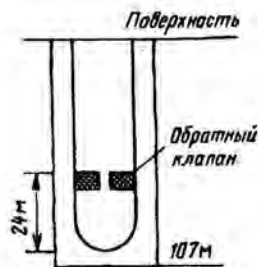


Рисунок 1.51 – К примеру 1

Общий требуемый объем цементного раствора равен

$$29,9 + 4,3 = 34,2 \text{ м}^3.$$

Число мешков цемента равно отношению объема цементного раствора (м^3) к выходу цементного раствора ($\text{м}^3/\text{мешок}$), т.е.

$$\frac{34,2}{0,04303} = 795.$$

Масса бентонитовой глины составляет 4 % общего веса цемента; масса цемента равна произведению объема на плотность, или

$$34,2 \cdot 1700 = 58140 \text{ кг.}$$

Таким образом, масса бентонитовой глины равна

$$0,04 \cdot 58140 = 2326 \text{ кг.}$$

Число мешков бентонитовой глины равно

$$\frac{2326}{42,6} = 55 \text{ мешков.}$$

2. Объем воды затворения – это произведение числа мешков на объем воды для затворения одного мешка, т.е.

$$795 \cdot 0,0288 = 23 \text{ м}^3.$$

3. Рассчитаем общую продолжительность операции, которая представляет собой сумму времен смешивания, освобождения пробки и вытеснения.

Продолжительность цементирования по обычной технологии составляет:

$$79,5 + 15 + \frac{0,1777 \cdot (107 - 24)}{2,388} = 79,5 + 15 + 6,2 = 100,7 \text{ мин.}$$

Объем 1 м внутреннего пространства буровых труб составляет $0,00926 \text{ м}^3/\text{м}$, а общий объем в рассматриваемом примере

$$0,00926 \cdot 107 = 0,99 \text{ м}^3.$$

Продолжительность цементирования по способу с использованием внутренней колонны бурильных труб равна 79,5 мин. плюс время вытеснения.

Общий объем цементного раствора составляет $34,2 \text{ м}^3$, что значительно больше объема бурильной колонны. Поэтому время вытеснения незначительно и может считаться частью времени смешивания, т.е. как только цемент затворен, он вытеснен за обсадную колонну. Фактическое значение времени вытеснения равно

$$\frac{0,99}{1,698} = 0,6 \text{ мин.}$$

Таким образом, общая продолжительность операции:

$$79,5 + 0,6 = 80,1 \text{ мин.}$$

4. Для цементирования по обычной технологии наихудшие условия возникают, если обсадная колонна заполнена до верха цементным раствором плотностью 1700 кг/м^3 . В расчеты входит давление нагнетания $3,5 \text{ МПа}$, обуславливающее возникновение силы, которая вызывает смещение колонн. Дифференциальная сила – это разность сил, направленных вниз, и сил, направленных вверх.

Силы, направленные вниз, равны сумме веса обсадной колонны в воздухе, веса цементного раствора и силы за счет давления нагнетания:

- вес обсадной колонны в воздухе равен

$$198 \cdot 9,81 \cdot 107 = 207835 \text{ Н;}$$

- вес цементного раствора внутри обсадной колонны представляет собой произведение площади внутреннего прохода в обсадной колонне на гидростатическое давление столба цементного раствора, или

$$\left(\frac{\pi}{4}\right) \cdot 0,4757^2 \cdot 1700 \cdot 9,81 \cdot 107 = 317145 \text{ Н;}$$

- сила за счет давления нагнетания равна

$$\left(\frac{\pi}{4}\right) \cdot 0,4757^2 \cdot 351500 \cdot 9,81 = 624471 \text{ Н.}$$

Следовательно, силы, направленные вниз, равны

$$207835 + 317145 + 624471 = 1149451 \text{ Н.}$$

Силы, направленные вверх, равны силе выталкивания в жидкости, или произведению гидростатического давления бурового раствора в кольцевом пространстве на площадь сечения обсадной колонны по наружному диаметру:

$$1041 \cdot 9,81 \cdot 107 \cdot \left(\frac{\pi}{4}\right) \cdot 0,508^2 = 221473 \text{ Н.}$$

Отсюда получаем, что сила, действующая на верхнюю обсадную трубу, равна разности

$$1149451 - 221473 = 927978 \text{ Н},$$

поэтому обсадная колонна останется неподвижной при цементировании, т.е. не будет «всплывать».

Запас прочности на растяжение SF равен отношению предела текучести тела трубы или соединения к растягивающей силе на верхнюю обсадную трубу. Так как предел текучести тела трубы составляет 9124420 Н, то

$$SF = \frac{9124420}{927978} = 9,8.$$

Расчет сил, возникающих при цементировании с использованием внутренней буровой колонны, оставляется в качестве задачи для читателя.

Пример 2. Рассчитать параметры цементировании эксплуатационной колонны диаметром 177,8 мм.

Исходные данные:

- глубина скважины 4237 м;
- диаметр 215,9 мм;
- башмак обсадной колонны расположен на глубине 4234 м;
- плотность бурового раствора 1394 кг/м³;
- обсадная колонна: наружный и внутренний диаметры равны 177,8 и 157,1 мм соответственно, группа прочности С95, масса 43,2 кг/м;
- высота столба цементного раствора 2000 м:
 - от башмака 200 м занимает цемент класса G (АНИ),
 - от 200 до 2000 м (снизу) занимает цемент класса Н (АНИ) с добавкой 2 % бентонитовой глины и 0,3 % замедлителя НР-4;
 - перед цементным раствором должно быть закачано 4,77 м³ пресной воды для предотвращения загрязнения буровым раствором;
 - высота цементного стакана 24 м;
 - на освобождение пробки дано 15 мин.;
 - скорость затворения цемента 25 мешков/мин.;
 - подача насоса при вытеснении цементного раствора 0,0189 м³/с (или 1,134 м³/мин).

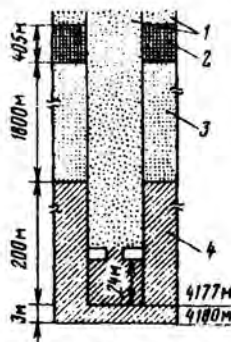


Рисунок 1.52 – К примеру 2:
1 – буровой раствор; 2 – вода; 3, 4 – цемент классов Н и G

Рассчитать:

- 1) количество цемента каждого класса;
- 2) объем воды затворения;
- 3) общую продолжительность операции.

Решение.

Характеристики двух классов цемента с добавками приведены ниже (из таблиц по цементированию компаний «Halliburton» или «Dowell Schlumberger»)

Класс цемента	G	H
Плотность цементного раствора, кг/м ³	1890	840
Выход цементного раствора из мешка цемента, м ³ /мешок	0,0326	0,0346
Объем воды для затворения мешка цемента, м ³ /мешок	0,0227	0,0250

1. Определим требуемое число мешков цемента класса G (рис. 1.52):

Объем цементного раствора класса Q = Объем цементного стакана +

+ Объем зумпфа + Объем кольцевого пространства =

$$\left(\frac{\pi}{4}\right) \cdot 0,1571^2 \cdot 24 + \left(\frac{\pi}{4}\right) \cdot 0,2159^2 \cdot 3 + \left(\frac{\pi}{4}\right) \cdot (0,2159^2 - 0,1778^2) \cdot 200 = 2,93 \text{ м}^3.$$

Число мешков цемента класса G равно

$$\frac{2,93}{0,0326} = 90.$$

Аналогично для цемента класса H находим:

$$(2000 - 200) \times \text{площадь кольцевого пространства} \times \left(\frac{\pi}{4}\right) \cdot (0,2159^2 - 0,1778^2) = \\ = 21,2 \text{ м}^3.$$

Число мешков цемента класса H равно

$$\frac{21,2}{0,0346} = 613.$$

2. Объем воды затворения равен сумме объемов воды для затворения цемента класса G и класса H:

$$90 \cdot 0,0227 + 613 \cdot 0,0250 = 17,4 \text{ м}^3.$$

3. Найдем общую продолжительность операции:

Продолжительность операции = Время смешивания +

$$\begin{aligned}
 & + \text{Время освобождения пробки} + \text{Время вытеснения} = \\
 & = \frac{\text{Общее количество мешков}}{\text{Скорость затворения}} + 15 + \\
 & + \frac{\text{Внутренний объем обсадной колонны} - \text{Объем цементного стакана}}{\text{Подача насоса}} = \\
 & = \frac{613 + 90}{25} + 15 + \frac{\left(\frac{\pi}{4}\right) \cdot 1571^2 \cdot (4234 - 24)}{1,134} = 115,1 \text{ мин.}
 \end{aligned}$$

4. Определим перепад давления. Высоту столба воды в кольцевом пространстве объемом 477 м^3 , закачанной перед цементным раствором, находим следующим образом:

$$h = \frac{4,77}{0,01178} = 405 \text{ м,}$$

где объем 1 м равен $0,01178 \text{ м}^3/\text{м}$.

Перепад давления возникает при цементировании вследствие разности плотностей бурового и цементного растворов и буферной жидкости (воды).

Принимая плотность пресной воды 1000 кг/м^3 , получаем общий перепад давления:

$$\begin{aligned}
 \Delta p &= (1890 - 1394) \cdot 9,81 \cdot 176 + (1840 - 1394) \cdot 9,81 \cdot 1800 + \\
 &+ (1890 - 1394) \cdot 9,81 \cdot 405 = 7166460 \text{ Па} \approx 7,2 \text{ МПа.}
 \end{aligned}$$

5. Из уравнения объемной скорости потока $Q = v \cdot A$ (где v – скорость; A – площадь кольцевого пространства) имеем скорость потока в кольцевом пространстве:

$$v = \frac{0,0189}{0,01178} = 1,60 \text{ м/с.}$$

6. Объем выходящего бурового раствора равен сумме объема материала обсадной колонны, объема бурильной жидкости и общего объема цементного раствора, или:

$$\left(\frac{\pi}{4}\right) \cdot (0,1778^2 - 0,1571^2) \cdot 4234 + 4,77 + 21,2 + 2,93 = 52 \text{ м}^3.$$

Глава 2.

ОБОРУДОВАНИЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

По окончании строительства нефтяных и газовых скважин, их устье оборудуют колонными головками и фонтанными арматурами с манифольдами. Совершенствование узлов оборудования устья скважин, в первую очередь, прошло длительный путь кустарного и полукустарного производства, прежде чем была обеспечена их герметичность.

Весьма частым осложнением является поступление газа в межтрубное пространство через места соединения сгонного патрубка с колонной головкой и муфтой верхней обсадной трубы. Тип колонных головок и схемы монтажа их следует выбирать с учетом обеспечения постоянного контроля давления, создаваемого появляющимся газом в межколонном пространстве и проведения ремонтных работ по ликвидации возникающих проявлений.

Из истории создания и применения колонных головок. Наиболее простым типом колонных головок является двухфланцевая для обвязки двух колонн (рис. 2.1). На схеме показана обвязка 219- и 325-мм колонн. Она применяется для мелких скважин при отсутствии газовых или напорных горизонтов за колонной, обеспечивает подвеску колонны и контроль над межколонным давлением.

На рис. 2.2 представлена типовая колонная головка с пьедесталом. Обеспечить герметичное соединение колонной головки с пьедесталом трудно из-за сварочных работ в узле *a*, так как, согласно инструкции, при сварке следует выполнить ряд условий, которые на буровой обычно не обеспечиваются; получить герметичное соединение также нельзя.

Оправдала в работе на газоконденсатных скважинах одноколонная (рис. 2.3) и двухколонная конструкция головок б. Новогрозненской конторы бурения (Ставропольнефтегаз) для 146- и 168-мм эксплуатационных колонн.

В объединении Краснодарнефтегаз применялись колонные головки сварного типа (рис. 2.4, табл. 2.1), рассчитанные на различное затрубное давление:

- при $p_{\text{нтр}} = 125 \text{ кг/см}^2$ применяется КГС-250;
- при $p_{\text{нтр}} = 125 \div 250 \text{ кг/см}^2$ – КГС-400;
- при $p_{\text{нтр}} = 250 \text{ кг/см}^2$ – КГС-600.

Для обеспечения качественной приварки натяжного патрубка к фланцу колонной головки следует использовать специальные электроды УОНИ-13/45 или УОНИ-13/55 с обязательным подогревом фланца колонной головки до температуры 180–200 °С. После установки колонной головки необходимо проверить герметичность сварного шва, уплотнений резьбового соединения натяжного патрубка с муфтой обсадной трубы. Для опрессовки следует применять сжатый азот при давлении 8,0 МПа.

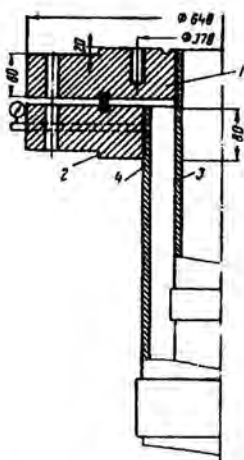


Рисунок 2.1 – Двухфланцевая колонная головка:

- 1 – колонный фланец 219 x 325 мм;
- 2 – то же для 325-мм трубы;
- 3 – цилиндрическая резьба 11 ниток на 25,4 мм;
- 4 – резьба по ГОСТ 632-57

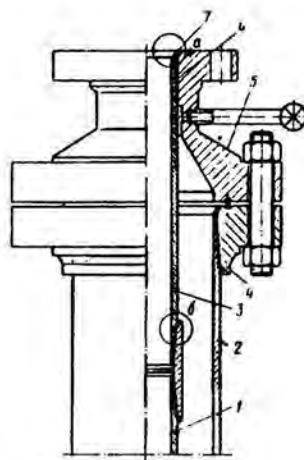


Рисунок 2.2 – Колонная головка с пьедесталом (типовая):

- 1 – колонна; 2 – кондуктор;
- 3 – сгонный патрубок;
- 4 – колонный фланец; 5 – пьедестал;
- 6 – резьба цилиндрическая;
- 7 – сварной шов

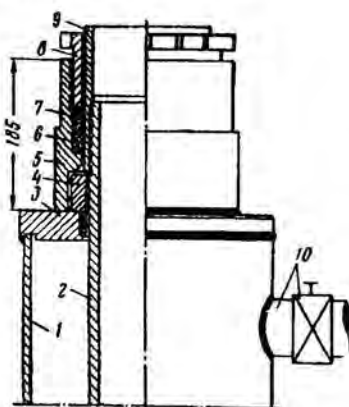


Рисунок 2.3 – Колонная головка конструкции б. Новогрозненской коиторы бурения:

- 1 – 273–325-мм кондуктор;
- 2 – 144-мм эксплуатационная колонна;
- 3 – опорное кольцо; 4 – опорные полукольца;
- 5 – герметизирующий стакан;
- 6 – сальниковая набивка; 7 – грундбукса;
- 8 – нажимная гайка; 9 – муфта обсадной колонны;
- 10 – 63-мм патрубок с краном высокого давления

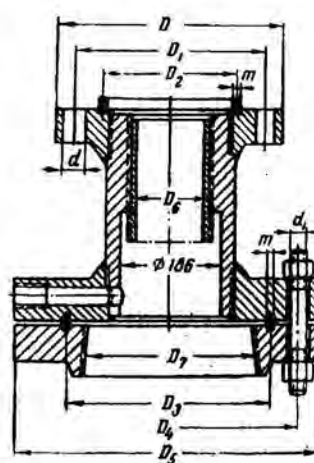


Рисунок 2.4 – Колонная головка КГС конструкции Хадыженского РМЗ

Таблица 2.1 – Размеры элементов в мм

Шифр	D	D ₁	D ₂	D ₃	D ₄	D ₅			D ₆
						580	38	36	
КТС-250 (245×127 мм)	440	370	260	380	500	580	38	36	13
КТС-250 (273×127 мм)	440	370	260	380	600	580	38	36	13
КТС-250 (273×127 мм)	440	370	260	380	500	580	38	36	13
КТС-250 (325×127 мм)	440	370	260	380	500	580	38	36	13
КТС-250 (325×168 мм)	440	370	260	380	500	580	38	36	13
КТС-400 (245×127 мм)	500	430	260	400	560	540	52	42	22
КТС-400 (219×127 мм)	500	430	260	400	560	580	52	42	22
КТС-400 (273×168 мм)	500	430	260	400	560	640	52	42	22
145 (резьба трубная, цилиндрическая 245-мм обсадной трубы; 8 ниток на 25 мм)									
то же, 213-мм обсадной трубы									
то же, 299-мм обсадной трубы									
то же, 325-мм обсадной трубы									
167 (резьба трубная, цилиндрическая 325-мм обсадной трубы; 8 ниток на 25 мм)									
145 (резьба трубная, цилиндрическая 245-мм обсадной трубы; 8 ниток на 25 мм)									
то же, 219-мм обсадной трубы									
167 (резьба трубная, цилиндрическая 273-мм обсадной трубы; 8 ниток на 25 мм)									

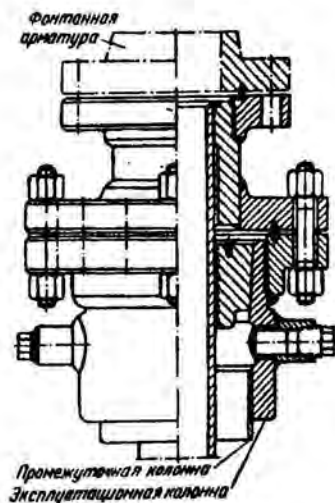


Рисунок 2.5 – Колонная головка ГККЭ-600

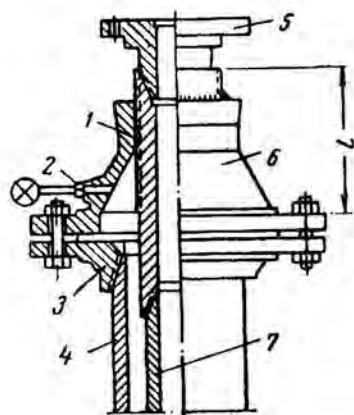


Рисунок 2.6 – Колонная головка ВНИИгаз:

- 1 – специальный патрубок из муфтовой заготовки; 2 – 50-мм отвод с вентилем;
 3 – колонный фланец технической колонны; 4 – техническая колонна;
 5 – колонный фланец на фонтанную арматуру; 6 – пьедестал;
 7 – эксплуатационная колонна

Из колонных головок наилучшими считались головки ГКК Азинмаш (рис. 2.7). Они выпускались для 146- и 168-мм обсадных колонн, рассчитаны на рабочее давление 150 (ГКК-300) и 300 кг/см² (ГКК-600). При их использовании обсадная колонна подвешивается в натянутом состоянии в корпусе с помощью клиньев, последняя труба во время спуска в скважину обсадной колонны надежно свинчивается с муфтой.

Уплотняющее устройство разобщает сварной шов у верхней части колонной головки от межколонного пространства, в результате чего обеспечивается возможность опрессовки после монтажа и контроля над его герметичностью независимо от резьбовых соединений колонны.

Однако ГКК весьма громоздки, а обеспечение герметичного соединения различных узлов сваркой в полевых условиях не всегда достигается. После 1970 г. их заменили более совершенными головками типа ГKM и ГК.

Для неглубоких скважин ВНИИгаз предложил промежуточный вариант колонной головки типа ГKM.

Колонная головка типа ГKM (рис. 2.7) рекомендуется для скважин с давлением до 125 кг/см^2 при двух- и трехколонной конструкции. Она не имеет сварных соединений и обеспечивает возможность монтажа без разгрузки обсадных колонн после цементирования. На резьбу корпуса 1 и спецмуфты 5 навинчиваются фланцы 3 и 4 для монтажа противовибросового оборудования при бурении.

Обсадные колонны 13 и 14 подвешиваются на резьбе на конусных спецмуфтах 5 и 6. Резиновые уплотнительные кольца 8 и 9 герметизируют затрубное пространство после посадки спецмуфт. Для предотвращения перемещения вверх фланцы 3 и 4 свинчиваются и навинчиваются прижимные кольца 7. На спецмуфту 6 навинчивается фланец 15 под фонтанную арматуру.

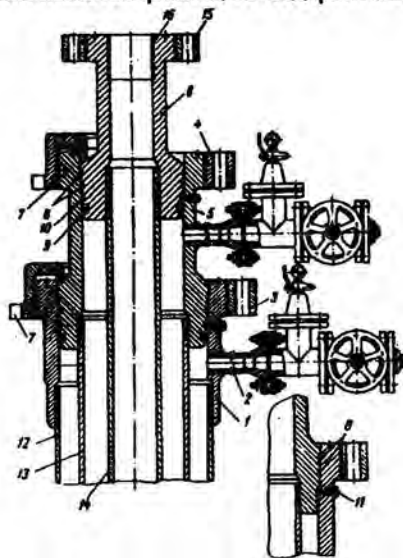


Рисунок 2.7 – Колонная головка типа ГKM:

- 1 – корпус; 2 – патрубок для контроля за межколонным пространством;
- 3–4 – фланцы для установки превентора;
- 5 – спецмуфта для подвески промежуточной колонны;
- 6 – спецмуфта для подвески эксплуатационной колонны; 7 – резьбовое кольцо;
- 8–9 – резиновые уплотнительные кольца; 10 – кольцевой паз;
- 11 – отверстие с пробкой; 12 – кондуктор; 13 – промежуточная колонна;
- 14 – эксплуатационная колонна; 15 – фланец под трубную головку фонтанной арматуры;
- 16 – резьба трубная по ГОСТ 632-57

Колонная головка типа ГК (рис. 2.8) принята как основная конструкция проекта типажа колонных головок для скважин с давлением до 200, 320 и 500 кг/см² при двух-, трех- и четырехколонных конструкциях.

Уплотнитель (пакер) 4 состоит из верхнего и нижнего колец, между которыми зажимается резиновая часть. Герметизация межтрубного пространства осуществляется сжатием стяжных болтов 5. Для повышения надежности герметизации и удержания уплотнителя от перемещения верхние кольца 6 и 7 привариваются к обсадной трубе и к корпусу головки. Центрирование колонны осуществляется до установки клиньев и уплотнителя при наличии на последней трубе жесткого фонаря. Схема установки клиньев приведена на рис. 2.9. Комплект клиньев при натянутой колонне опускается на плашки закрытого нижнего превентора (рис. 2.9, а), после чего закрывается верхний превентор. После открытия нижнего превентора клинья опускаются в корпусе головки (рис. 2.9, б) и зажимают колонну. Излишняя часть колонны срезается после снятия превенторной установки. Головки ГК не требуют при монтаже разгрузки колонны и имеют значительно меньшую высоту за счет изъятия катушек. В головках ГК сокращено число фланцевых соединений.

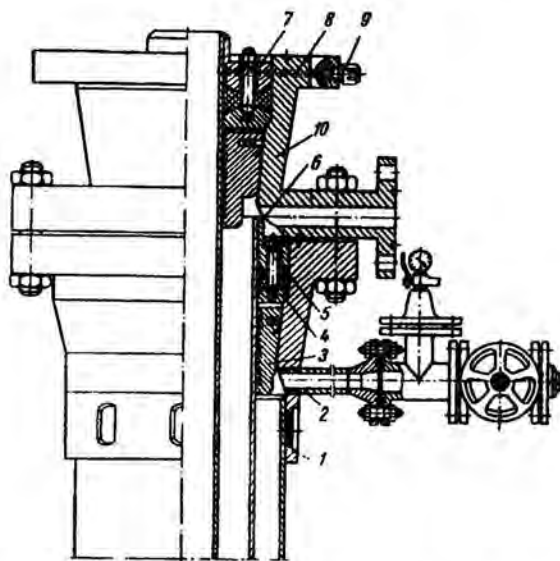
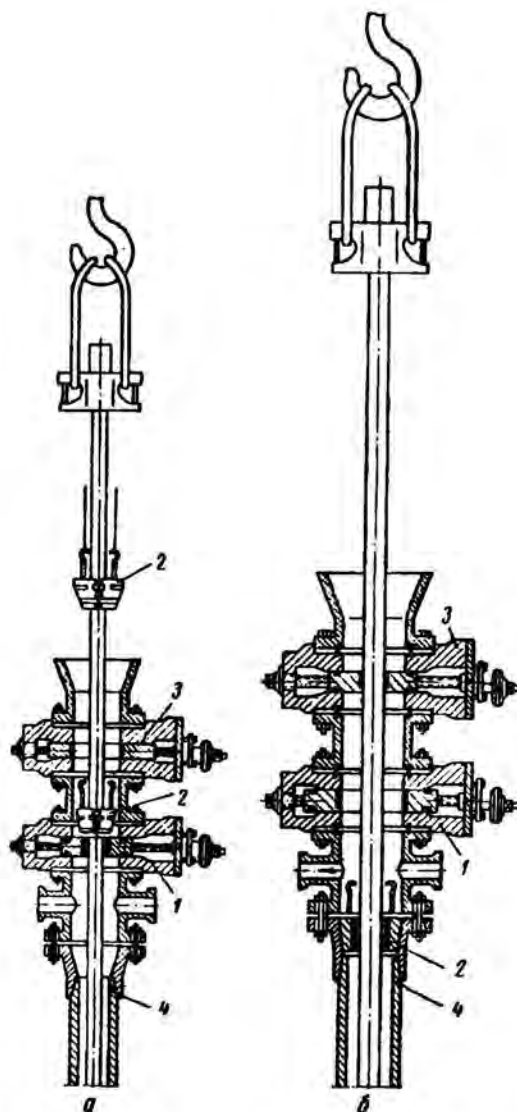


Рисунок 2.8 – Колонная головка типа ГК:

- 1 – корпус нижней головки;
- 2 – патрубок для контроля за давлением в межколонном пространстве;
- 3 – клинья для подвески уплотнителя; 4 – уплотнитель; 5 – шпилька;
- 6–7 – кольца верхние; 8 – отверстие; 9 – пробка с обратным клапаном;
- 10 – корпус верхней головки



*Рисунок 2.9 – Схема установки клиньев при монтаже колонной головки типа ГК:
 а – в начале установки; б – в конце установки;
 1, 3 – нижний, верхний превенторы; 2 – клинья; 4 – корпус головки*

При монтаже колонных головок всех типов величина натяжки обсадной колонны должна быть определена расчетом по действующим инструкциям, исходя из возможных температурных напряжений при эксплуатации скважины.

2.1 Оборудование устья скважин

Устьевое оборудование – неотъемлемая часть конструкции скважины при ее строительстве и эксплуатации. Оно предназначено для обвязки всех спущенных в скважину обсадных колонн в целях организации контроля над состоянием межтрубного пространства и при необходимости воздействия на возникающие в нем проявления; управления скважиной при возникновении осложнений; эксплуатации скважины фонтанным или механизированным способом. По окончании строительства нефтяных и газовых скважин их устья оборудуют колонными головками и фонтанной арматурой и манифольдами.

Колонные головки устанавливаются после спуска колонн и их цементирования в целях герметизации кольцевого пространства между ними. Выпускаются колонные головки двух типов – КГ и ОКК. В эксплуатации имеются колонные головки типа ООК и ОКМ. Тип колонных головок и схемы их монтажа следует выбирать с учетом постоянного контроля давления, создаваемого появившимся газом в межколонном пространстве, и проведения ремонтных работ по ликвидации возникающих проявлений.

Секции колонных головок устанавливают на устье скважины последовательно, по мере спуска и цементирования обсадных колонн. При этом каждую секцию колонной головки необходимо подбирать с учетом максимального пластового давления. На нее устанавливают противовыбросовое оборудование, рассчитанное на такое же давление.

Колонные головки ОКК унифицированы и выпускаются на давление 21, 35, 70 МПа по трем типам и четырем схемам.

Шифры: ООК – оборудование обсадных колонн; ОКК – оборудование колонн клиновое; ГКК – головка колонная клиновая.

Блоки типов ООК 1, ОКК 1 применяют для обвязки двух колонн (промежуточная + эксплуатационная); типов ООК 2 и ОКК 2 – для обвязки трех колонн (кондуктор + промежуточная колонна + эксплуатационная колонна); ООК 3 и ОКК 3 – для обвязки четырех колонн.

В шифре указывается тип, схема, давление и диаметр обвязываемых колонн. Например: ОКК 1-21-146 × 245 означает: на давление 21 МПа для обвязки колонн 146 × 245 мм.

Расположение составных частей *однофланцевой* колонной обвязки представлено на рис. 2.10.

Однофланцевая обвязка включает корпус 4, клиневой трубодержатель 7 и пакер 3 (резиновый элемент), состоящий из опорных (нижних) и нажимных (верхних) уплотнительных колец 5. На боковых отводах корпуса 4 устанавливают манифольд контроля давления 6, состоящий из задвижки, манометра и заглушки. На корпусе колонной головки имеется клапан 1 для нагнетания смазки при опрессовке пакеров.

Однофланцевая колонная головка навинчивается на выступающий конец промежуточной колонны и служит для обвязки эксплуатационной колонны, а также межколонного пространства.

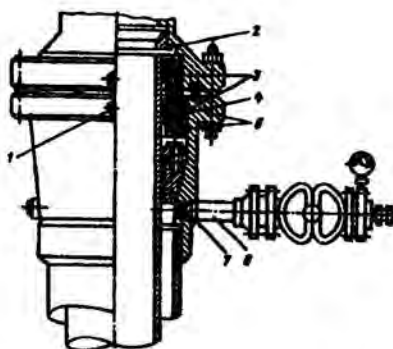


Рисунок 2.10 – Обвязка колонная однофланцевая

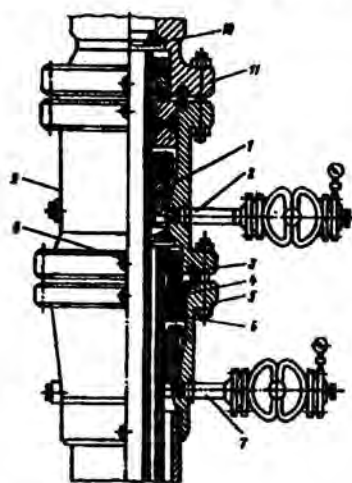


Рисунок 2.11 – Обвязка колонная двухфланцевая:

- 1 – клинья; 2, 7 – патрубок с задвижкой и манифольдом;
 3 – прокладка (металлическое кольцо); 4 – пакер (резиновый элемент);
 5 – корпус колонной головки; 6 – кольцо пакера; 8 – клапан нагнетательный;
 9 – верхний корпус; 10 – направляющая втулка; 11 – крестовик фонтанной арматуры

Двухфланцевая колонная обвязка (рис. 2.11) включает нижний корпус 5, верхний корпус 9, клиньевые трубодержатели 1 и пакеры 4, состоящие из опорных (нижних) и нажимных (верхних) уплотнительных колец 6. На боковых отводах нижнего и верхнего корпусов устанавливают манифольды контроля давления, состоящие из задвижек, манометров и заглушек. Двухфланцевая колонная обвязка служит для обвязки трех колонн.

В корпусах колонных обвязок предусмотрена установка направляющих втулок, которые служат для предохранения верхних торцов обвязываемых колонн обсадных труб от повреждений при спуске в скважину долота или другого инструмента.

Колонная головка КГ-4х70 предназначена для обвязки четырех обсадных колонн при эксплуатации нефтяных и газовых скважин глубиной 4000 м и более с рабочим давлением до 70 МПа при отсутствии в продукции коррозионных составляющих. Модель КГ-4х70 расшифровывается следующим образом: К – колонная; Г – головка; 4 – число обвязываемых обсадных труб; 70 – рабочее давление, МПа.

Колонная головка (рис. 2.12) состоит из следующих основных частей: тройника 13 с клиновой подвеской 12 для подвешивания колонны обсадных труб диаметром 324 мм, пакерного устройства 10, крестовины 9 с подвеской 7 для подвешивания колонны обсадных труб диаметром 245 мм, пакерного устройства 6, крестовины 5 с подвеской 3 для подвешивания колонны обсадных труб диаметром 168 мм, пакерного устройства 2, фланца 1, обратных клапанов 11, разрядных пробок 17. Тройник 13 состоит из корпуса и отвода.

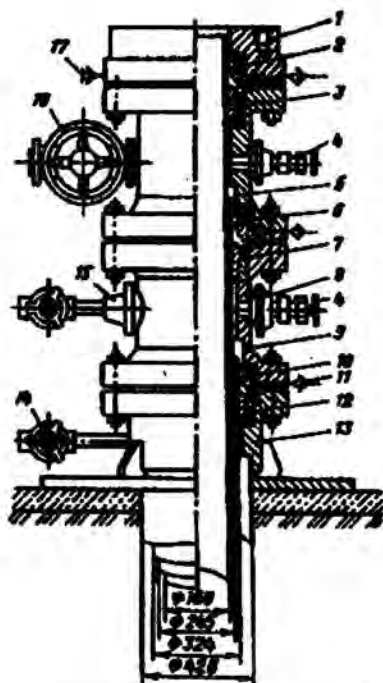


Рисунок 2.12 – Колонная головка КГ-4х70

Корпус тройника – отливка из стали 35 ХМЛ (ГОСТ 977-88); имеет в средней части отверстие для присоединения отвода, в верхней части выполнены расточки диаметром 415 мм для установки подвески 12 диаметром 425 мм для установки крышки подвески пакерного устройства. Отвод представляет собой патрубок с краном 14 высокого давления.

Крестовина 9 – отливка из стали 35 ХМЛ (ГОСТ 977-88), нижний фланец которой имеет расточку диаметром 415 мм под пакерное устройство 10. Верхний фланец имеет расточку диаметром 345 мм под подвеску 7 и расточку диаметром 355 мм под пакерное устройство 6. В средней части к корпусу крестовины с одной стороны при помощи шпилек присоединена заглушка 15 с патрубком и краном высокого давления, с другой стороны – заглушка 8 с вентилем 4. При затяжке крестовины 9 пакерное устройство 10, деформируясь, герметизирует пространство между корпусом крестовины и колонной диаметром 324 мм, предотвращая попадание среды в плашки подвески сверху. Крестовина 5 – отливка из стали 35 ХМЛ (ГОСТ 977-88). Нижний фланец имеет расточку диаметром 345 мм под пакерное устройство 6. Верхний фланец имеет расточку диаметром 227 мм под подвеску 3 и расточку диаметром 237 мм под пакерное устройство 2. В средней части к корпусу крестовины присоединяется заглушка 8 с вентилем 4, с другой стороны – задвижка 16. При затяжке крестовины 5 пакер устройства 6, деформируясь, герметизирует пространство между корпусом крестовины и колонной диаметром 245 мм, предотвращая попадание среды в плашки подвески сверху. Герметизация колонны диаметром 168 мм происходит при затяжке фланца 1 деформирующимся при этом пакерным устройством 2. Подвеска (рис. 2.13) – клиновидная многоступенчатая, состоит из корпусов 4, плашек 1, полуколец 5, серег 7, винтов 2 и 8, ручек 3, штифтов 6. Пакерное устройство (рис. 2.14) служит для герметизации затрубного пространства в колонной головке. Оно состоит из крышки подвески 3, нажимного кольца 1, уплотнительного кольца 4 и пакера 2.

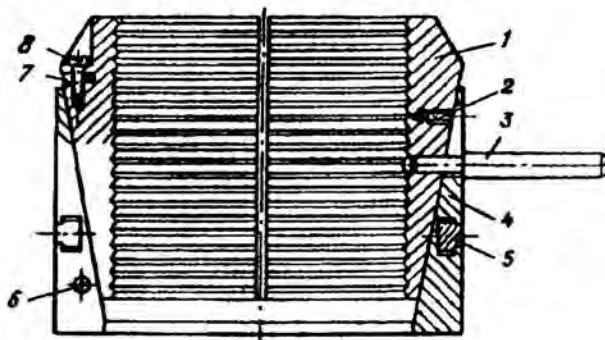


Рисунок 2.13 – Подвеска

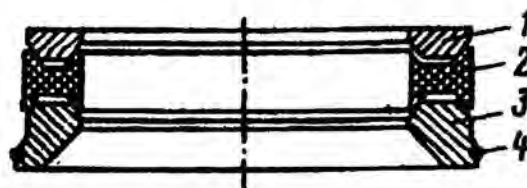


Рисунок 2.14 – Пакерное устройство

Колонная головка ОКК-6-700.100.00 РЭ (рис. 2.15) характеризуется следующими данными:

- | | |
|--|------|
| • давление рабочее, МПа | 35 |
| • диаметр обвязываемых колонн, мм: | |
| – кондуктора | 324 |
| – промежуточной колонны | 245 |
| • условный диаметр проходного отверстия, мм | 304 |
| • максимальная нагрузка на клиновую подвеску, кН | 1770 |

Колонная головка представляет собой нижнюю часть устьевого обору́дования. В корпусе 1 установлена подвеска клиновая 4, предназначенная для подвешивания технической колонны и герметизации межтрубного пространства манжетой 5.

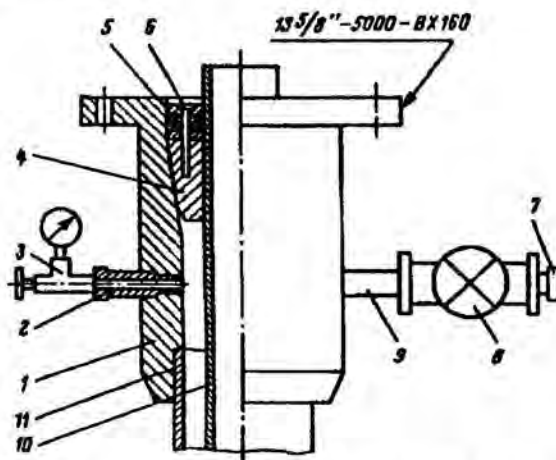


Рисунок 2.15 – Колонная головка АФ 6.6.6.-70.100.00:

- 1 – корпус; 2 – переходник; 3 – вентиль игольчатый с манометром;
4 – подвеска клиновая; 5 – манжета; 6 – винт; 7 – пробка; 8 – задвижка;
9 – патрубок; 10 – техническая колонна; 11 – кондуктор

В корпусе 1 имеются два резьбовых отверстия. К одному из них через переходник 2 присоединяется вентиль игольчатый 3 с манометром для измерения давления в межтрубном пространстве между кондуктором и промежуточной колонной. К другому отверстию через патрубок 9 присоединяется задвижка 8 с пробкой 7. На колонную головку устанавливается катушка головки обсадной трубы (рис. 2.16), которая имеет следующие характеристики:

- | | |
|--|------|
| • давление рабочее, МПа | 70 |
| • диаметр обвязываемой колонны, мм | 140 |
| • диаметр условный проходного сечения, м | 225 |
| • максимальная нагрузка на клиновую подвеску, кН | 1180 |
| • температура рабочей среды, °С | 62 |

Катушка представляет собой промежуточную часть устьевого оборудования. В корпус 8 устанавливается подвеска клиновая 5 с манжетой 6 и винтом 7, предназначенными для подвешивания и первичного уплотнения эксплуатационной колонны.

В нижнем фланце корпуса катушки 8 располагаются две манжеты вторичного уплотнения 13 технической колонны, два отверстия для подачи пластификатора (паста СУ-1 ТУ 6-02-1-783-93), необходимого для достижения герметичности вторичного уплотнения. Отверстия закрываются пробкой 11. Напротив каждого отверстия для подачи пластификатора располагается дренажное (воздухоотводное) отверстие, закрываемое пробкой 2. Заполнение пластификатором производится до появления его в дренажном отверстии, после чего дренажное отверстие глушится пробкой 2 и поднимается давление пластификатора при помощи пробки смазочной 12.

Рекомендуется перед заполнением или в процессе заполнения пластификатор подогревать без применения открытого огня до температуры 30–50 °С.

Для контроля герметичности уплотнения имеется канал с входным отверстием, закрываемым пробкой 1.

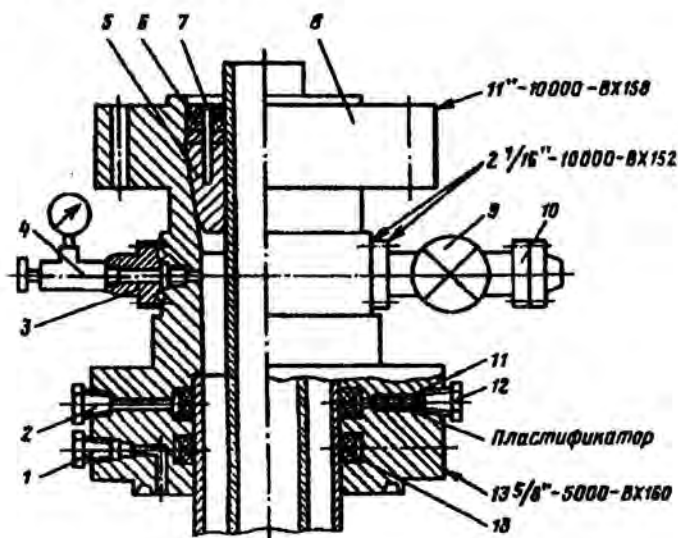


Рисунок 2.16 – Катушка головки обсадной колонны

К одному из боковых фланцев корпуса катушки 8 присоединена задвижка 9 с заглушкой 10. К другому боковому фланцу корпуса катушки присоединен фланец ответный 3, вентиля игольчатого с манометром 4, предназначенным для контроля давления в межколонном пространстве. В боковых фланцах корпуса катушки 8 имеются резьбовые отверстия для установки обратного клапана (пробки) при смене задвижки под давлением.

Для освоения и пуска в эксплуатацию скважин устанавливают фонтанную арматуру. Фонтанная арматура предназначена для оборудования устья фонтанирующих нефтяных и газовых скважин в целях герметизации, контроля и регулирования режима их эксплуатации.

Фонтанные арматуры выпускаются тройникового и крестового типов, в которых трубную головку выполняют для подвески одного или двух рядов НКТ. Если имеется два ряда труб, то между крестовиком и переходным фланцем дополнительно устанавливают тройник.

Полный шифр фонтанной арматуры (ГОСТ 13846-84) условно представляется в виде:

АФ Х1Х2Х3 – Х4Х5Х6Х7,

где *А* – арматура; *Ф* – фонтанная; *Х1* – конструктивное исполнение с фланцевыми соединениями (наиболее распространенное) – без обозначения; подвеска подъемной колонны на резьбе переводника трубной головки – *К*; подвеска подъемной колонны на муфте в трубной головке – без обозначения; для эксплуатации скважин УЭЦН – *Э*; *Х2* – номер схемы арматуры: при двухрядной концентричной подвеске к номеру схемы добавляется буква «а»; *Х3* – способ управления задвижками: вручную – без обозначения; дистанционно и автоматически – *В*; автоматически – *А*; *Х4* – условный проход (мм) по ГОСТ 13846-84; когда условные проходы ствола елки и ее боковых отводов отличаются, цифровое обозначение указывают дробной величиной; *Х5* – рабочее давление в МПа; *Х6* – климатическое исполнение по ГОСТ 15150-69; для умеренной климатической зоны – без обозначения; для умеренной и холодных климатических зон – *ХЛТ*; *Х7* – исполнение по коррозионностойкости: для обычных сред – без обозначения; для сред, содержащих: до 6 % CO_2 – *К1*; до 6 % H_2S и CO_2 – *К2*; до 25 % H_2S и CO_2 – *К3*.

Типовые схемы фонтанных елок по ГОСТ 13846-89 аналогичны ГОСТ 13846-84. Основное отличие нового стандарта в том, что в нем предусмотрена не одна, а две схемы трубных обвязок.

Первая схема трубной обвязки по ГОСТ 13846-89 аналогична ГОСТ 13846-84, а вторая схема трубной обвязки позволяет подвешивать две колонны НКТ по схеме «труба в трубе».

Фонтанную арматуру на 14 МПа изготавливают тройникового и крестового типов с крановыми запорными устройствами для скважин, эксплуатируемых фонтанным способом и погружными центробежными электронасосами. Арматура предназначена для работы с некоррозионной средой, с объемным содержанием механических примесей до 0,5 %. Температура рабочей среды 120 °С. На боковых струнах фонтанной елки установлены регулируемые дроссели. Запорными устройствами являются пробковые краны типа КППС.

Фонтанную арматуру, рассчитанную на рабочее давление 21 и 35 МПа, изготавливают по тройниковой схеме для подвески одного или двух рядов

подъемных насосно-компрессорных труб на резьбовой подвеске патрубка. Запорным устройством в такой фонтанной арматуре является прямооточная задвижка типа ЗМС-1 с затвором, герметичность которого обеспечивается плотным контактом шиберов с седлами.

Фонтанную арматуру на рабочее давление 70 МПа изготавливают по схеме 6 ГОСТ 13846-84. В качестве запорного устройства применяются прямооточные задвижки ЗМАД и ЗМАДП с двухпластинчатым шибером, с уплотнением «металл по металлу», с автоматической подачей смазки в затвор.

Шифр 1АФТ-50×350 означает следующее: схема 1, арматура фонтанная тройниковая, условный диаметр проходного сечения – 50 мм, максимальное рабочее давление – 350 кг/см² (35 МПа). Шифры 3АФК и 4АФК означают: схемы обвязки 3, 4; арматуры фонтанные крестовые.

В тройниковой двухструнной арматуре рабочей является верхняя струна, а в крестовой фонтанной арматуре рабочей может быть любая струна.

В обвязке устья газовых скважин «Кубаньгазпром» получили распространение фонтанные арматуры с условным диаметром прохода 65 мм, на давления 21 и 35 МПа, шифр фонтанной арматуры АФК 3-65×21(35) и АФ 6-65×70.

Фонтанная арматура АФК 3-65×21 (рис. 2.17) состоит из трубной головки и фонтанной головки (фонтанной елки), которые предназначены:

- трубная головка – для подвески лифтовых труб и подачи рабочего агента в трубное, межтрубное (кольцевое) и затрубное пространство через боковые отводы тройника и крестовика головки;
- фонтанная головка – для контроля и регулирования режима эксплуатации, направления струи по выкидам, а в отдельных случаях – для закрытия скважины.

Трубная головка состоит из крестовика 1, фланца переводного 4, боковых задвижек 2, буферного фланца 3 и фланца 10, клапана нагнетательного 11. На переводном фланце 4 нарезана резьба для подвески одного ряда насосно-компрессорных труб диаметром 73 мм, а также предусмотрено резьбовое отверстие, в котором может устанавливаться трубка для управления клапаном-отсекателем от станции управления. На выходных фланцах задвижек установлены фланцы 3 и 10.

Фонтанная елка состоит из задвижек 6, двух дросселей 9, двух тройников 5, фланца буферного 8, вентиля манометра 7.

Фонтанная арматура АФК 3-65×21 укомплектована задвижками ЗМС 1-65×21. Задвижки ЗМС 1-65×21 шиберные с выдвижным шпинделем, фланцевые. Управление ручное. Применение различных рычагов недопустимо.

Регулирование режима работы скважины осуществляется с помощью дросселя нерегулируемого (рис. 2.18). Дроссель состоит из корпуса 3, корпуса насадки 5, в котором устанавливается сменная насадка, пробки 1 и уплотнительных колец 2 и 4. Замена корпуса насадки в сборе позволяет изменять сечение нерегулируемого дросселя. Для извлечения корпуса на-

садки необходимо отвернуть пробку 7, а затем специальным ключом вывернуть корпус насадки.

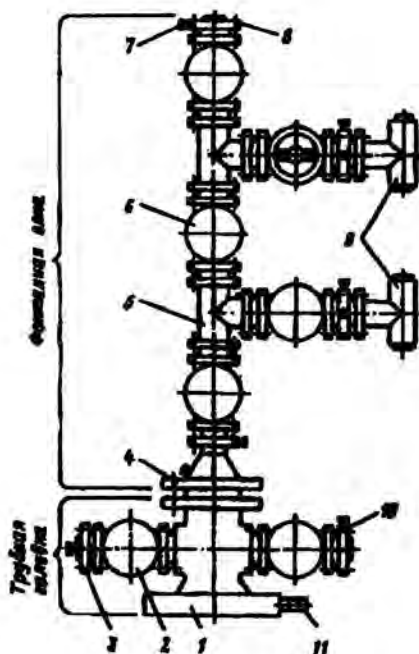


Рисунок 2.17 – Фонтанная арматура АФК 3-65 x 21

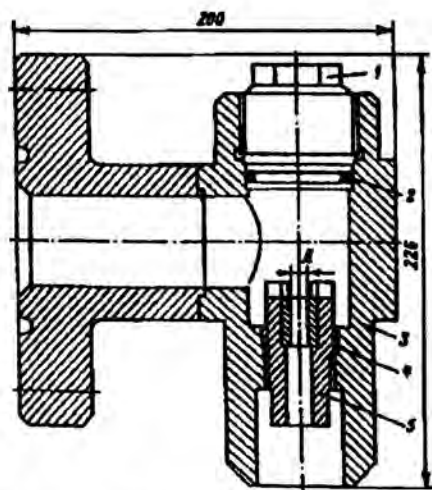


Рисунок 2.18 – Дроссель переустанавливаемый

Фонтанная арматура АФ 6.6.6.-70 предназначена для регулирования работы нефтяных и газовых скважин с содержанием в рабочей среде до 1,4 % CO_2 . Рабочее давление 70 МПа. Она состоит из головки трубной (рис. 2.19) и елки фонтанной (рис. 2.20).

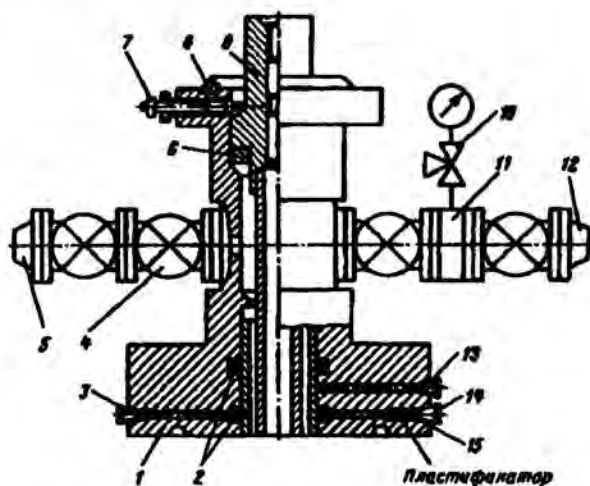


Рисунок 2.19 – Головка трубная фонтанной арматуры АФ 6.6.6.-70:

- 1 – корпус; 2 – манжета вторичного уплотнения; 3, 13, 14 – пробка;
4 – задвижка; 5, 12 – заглушка; 6, 8 – кольцо уплотнительное; 7 – винт нажимной;
9 – подвеска НКТ; 10 – вентиль игольчатый с манометром;
11 – фланец инструментальный; 15 – пробка смазочная

Головка трубная устанавливается на катушку головки обсадной трубы. Головка трубная (рис. 2.19) представляет собой верхнюю часть устьевого оборудования. В нижнем фланце корпуса 1 располагаются две манжеты вторичного уплотнения 2 эксплуатационной колонны, два отверстия для подачи пластификатора (паста СУ-1 ТУ 6-02-1-783-93 или 139-378 ТУ 6-02-1-643-90), необходимого для достижения герметичности вторичного уплотнения. Отверстие закрывается пробкой 14. Напротив каждого отверстия для подачи пластификатора располагается дренажное отверстие, закрываемое пробкой 3. Заполнение пластификатором производится до появления его в дренажном отверстии. После чего дренажное отверстие глушится пробкой 3, и поднимается давление пластификатора при помощи смазочной пробки 15. Рекомендуется пластификатор подогревать до 50 °С паром. Для контроля герметичности уплотнения имеется канал с входным отверстием, заглушенным пробкой 13. К одному боковому фланцу корпуса 1 с помощью шпилек и гаек присоединяются две задвижки 4 с заглушкой 5. К другому боковому фланцу присоединяются две задвижки 4, между которыми устанавливается фланец инструментальный 11, предназначенный для контроля температуры, давления с помощью вентиль игольчатого с

манометром 10, а также для подачи ингибиторов коррозии при технологических операциях. К крайней задвижке 4 присоединена заглушка 12. В верхней части корпуса 1 располагается подвеска НКТ 9 с кольцом уплотнительным 6 первичного уплотнения подвески НКТ. В верхнем фланце корпуса 1 расположены винты нажимные 7, предназначенные для предотвращения выброса подвески НКТ и дополнительного обжатия кольца уплотнительного 6. На концах подвески НКТ 9 нарезана резьба коническая для подвески колонны НКТ и для соединения с буровой штангой.

Установка подвески НКТ производится следующим образом:

- очистить и промыть растворителем посадочные места в трубной головке;
- установить на подвеску НКТ кольцо уплотнительное, кольцо опорное и навернуть подвеску на резьбовую часть верхнего звена колонны НКТ (момент затяжки 1–1,5 кН·м);
- допускается установить пробку, необходимую для испытаний на герметичность елки фонтанной после ее монтажа;
- подсоединить линию управления нижним отсекателем при его наличии;
- при установке подвески НКТ принимать меры по защите от повреждений уплотнительных поверхностей под кольцо и манжеты вторичного уплотнения самой подвески;
- убедиться в том, что запорные (нажимные) винты полностью утоплены в корпусе головки, посадочные места под подвеску очищены и промыты, осторожно опустить подвеску НКТ в трубную головку;
- зафиксировать подвеску НКТ винтами нажимными, затягивая их крест-накрест поочередно с постепенным увеличением момента до упора и еще на один оборот от упора;
- затянуть сальники винтов нажимных;
- проверить правильность посадки подвески НКТ.

На головку трубную устанавливается елка фонтанная (рис. 2.20), нижняя часть которой представляет собой переходник головки НКТ 1, где располагаются две манжеты вторичного уплотнения 2 подвески НКТ, два отверстия для подачи пластификатора (паста СУ-1 ТУ6-02-1-783-93), необходимого для достижения герметичности вторичного уплотнения подвески НКТ. Отверстия закрываются пробкой 3. Напротив каждого отверстия для подачи пластификатора располагается дренажное отверстие, закрываемое пробкой 4. Заполнение пластификатора производится до появления его в дренажном отверстии. После чего дренажное отверстие глушится пробкой 4, а при помощи смазочной пробки 14 поднимается давление пластификатора. Для контроля герметичности уплотнения имеется канал с входным отверстием, закрываемым пробкой 15.

На стволовой задвижке установлена крестовина 6, предназначенная для установки струнных задвижек 7 и буферной задвижки 12. Струны (боковые отводы елки) выполнены симметрично и включают в себя фланец

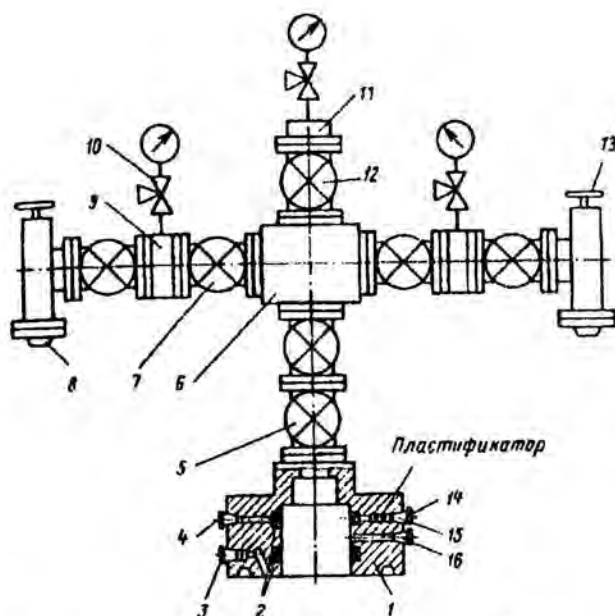


Рисунок 2.20 – Елка фонтанной арматуры АФ 6.6.6.-70:

- 1 – переходник головки НКТ; 2 – манжета вторичного уплотнения подвески НКТ;
 3, 4, 15, 16 – пробки; 5, 7, 12 – задвижки; 6 – крестовина; 8 – заглушка;
 9 – фланец инструментальный; 10 – вентиль игольчатый с манометром;
 11 – колпак (буфер); 13 – штуцер угловой; 14 – пробка смазочная

инструментальный 9, предназначенный для контроля температуры, давления с помощью игольчатого вентиля 10 и манометра, а также для подачи ингибиторов коррозии при технологических операциях, штуцер угловой 13, предназначенный для дросселирования потока рабочей среды, на выходном фланце которого установлена заглушка 8.

На буферной задвижке установлен колпак, предназначенный для установки шлюзового устройства при проведении работ в скважине. На колпаке установлен вентиль игольчатый с манометром для контроля давления в скважине.

Фонтанная арматура АФ 6.6.6.-70 оснащена шибберными задвижками $2 \frac{9}{16}$ " (65,086 мм); $p_p = 70$ МПа.

Все фланцевые соединения осуществляются шпильками.

В настоящее время Воронежским механическим заводом выпускается наземное устьевое оборудование для горизонтальных скважин большого диаметра. Это колонная головка ОКК 2-21-245×324×426 К1 (рис. 2.21) и фонтанная арматура АФ 6-150×100×210 ХЛ (рис. 2.22). Внутренний диаметр стволовой части арматуры – 150 мм. Диаметр боковых отводов – 100 мм. Насосно-компрессорные трубы диаметром 168 мм.

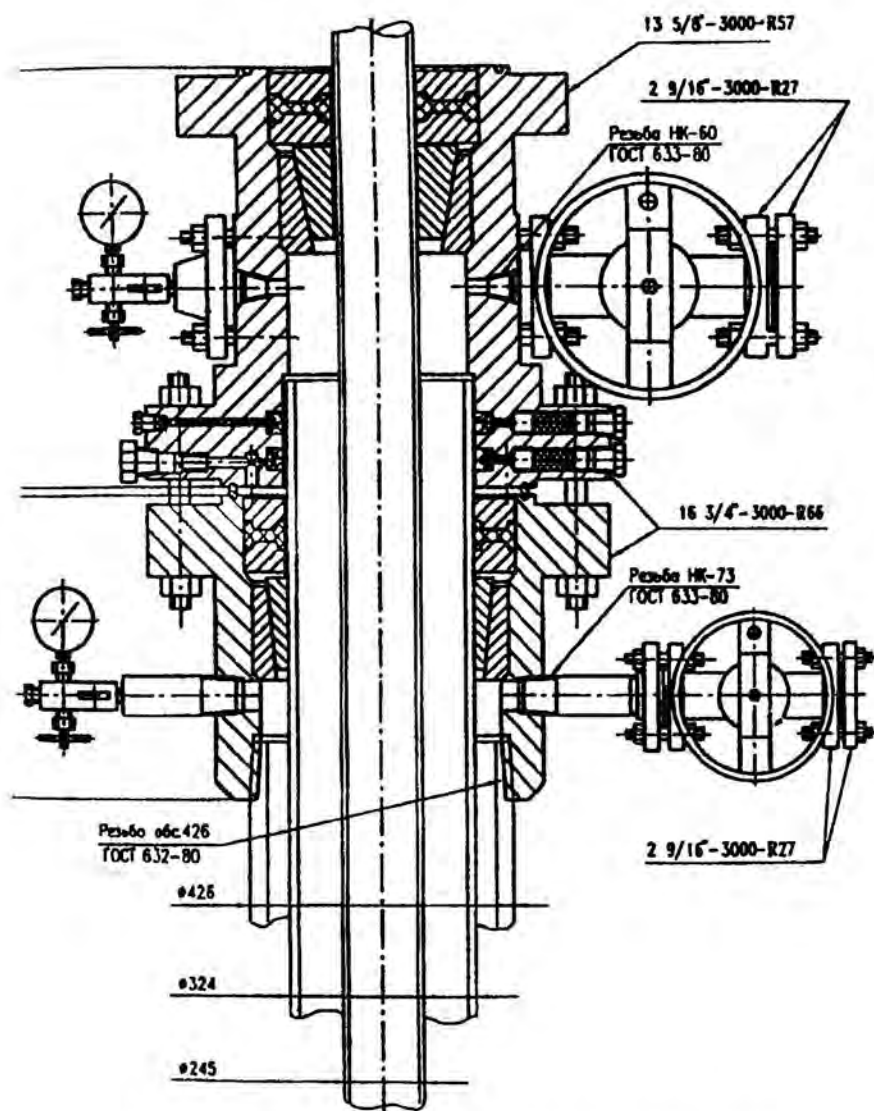


Рисунок 2.21 – Колонная головка ОКК 2-21-245 × 324 × 426 К1

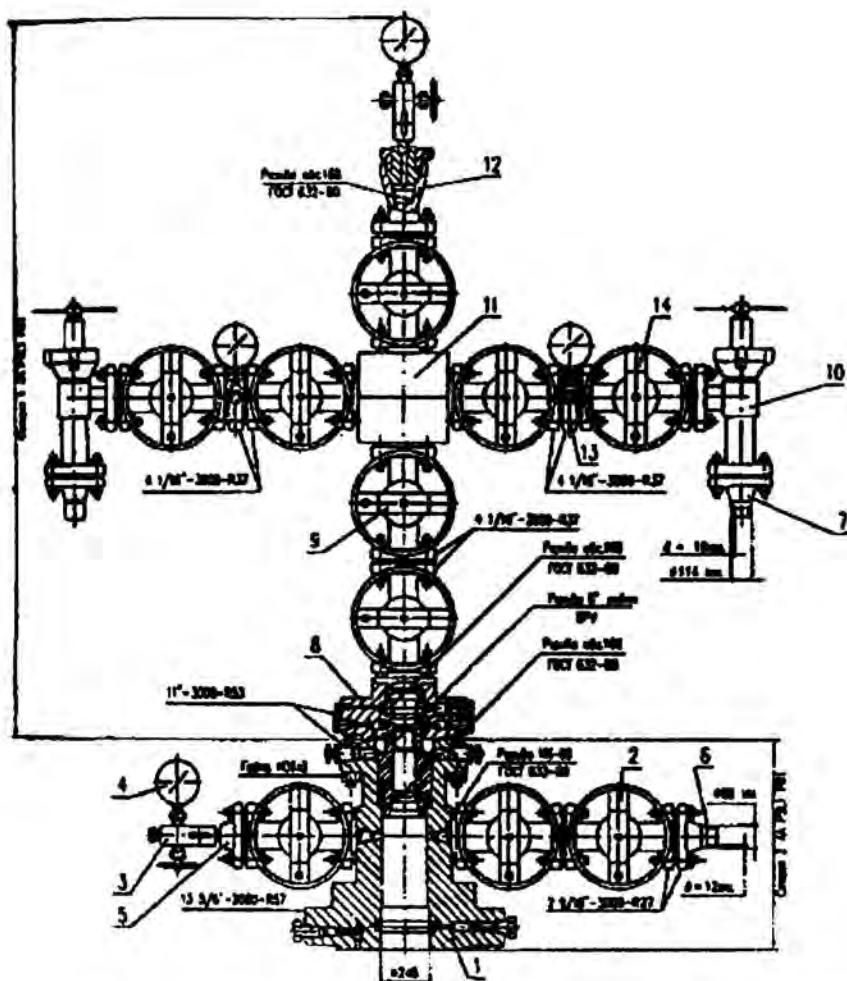


Рисунок 2.22 – Фонтанная арматура АФ 6-150 x 100 x 210 ХЛ:

- 1 – корпус головки трубной; 2 – задвижка 2 9/16" – 3000; 3 – клапан игольчатый;
 4 – манометр; 5 – фланец ответный; 6, 7 – фланец приварной; 8 – переходник;
 9 – задвижка 7 1/16" – 3000; 10 – штуцер угловой регулируемый; 11 – крестовина;
 12 – колпак; 13 – фланец инструментальный; 14 – задвижка 4 1/16" – 3000

Фонтанная арматура фирмы «Hubner Vamag». Фонтанная арматура фирмы «Hubner Vamag» (Австрия) (рис. 2.23) имеет следующие технические параметры:

- | | |
|--|-------------|
| • рабочее давление | 70 МПа; |
| • рабочая температура | 5 ÷ 125 °С; |
| • температура окружающей среды | 20 ÷ 40 °С; |
| • содержание агрессивных веществ в газе,
% объема CO ₂ | 2,5 ÷ 6,0. |

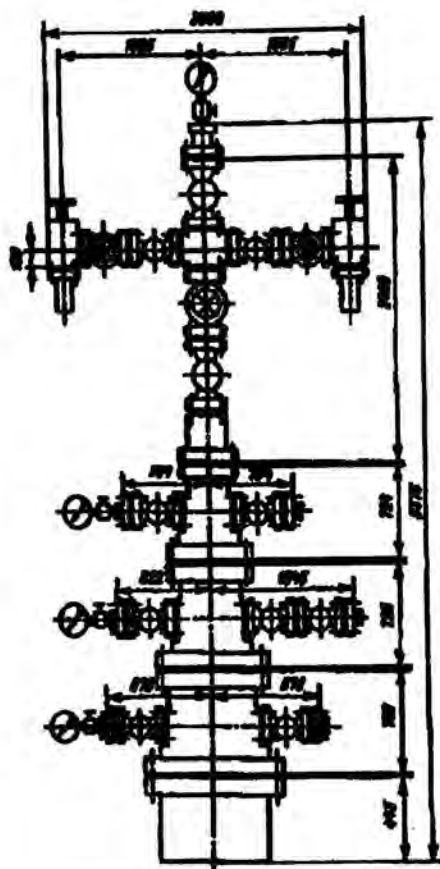


Рисунок 2.23 – Фланцевое соединение скважины с фонтанной арматурой «Hubner Vamag»

Предусмотренный дебит газа составляет 400000–700000 м³/сут. Соответственно этому принята следующая конструкция:

- условный диаметр трубы 80 мм;
- диаметр боковых отводов 65 мм;
- «елка» фонтанной арматуры крестообразная.

Фонтанная арматура предназначена для эксплуатации газовых скважин и состоит из следующих основных частей:

- фланцевого соединения;
- фонтанной арматуры;
- системы управления (схема электрических соединений).

Крестообразная «елка» фонтанной арматуры состоит из следующих элементов:

- подвеска подъемной трубы;
- четыре задвижки с ручным управлением;

- три задвижки с пневматическим приводом и маховиком для аварийного случая;

- два угловых регулировочных штуцера (дрессели) с выходными патрубками;

- один колпак фонтанной арматуры с манометром.

Принцип работы «келки» арматуры основан на возможности изменения дебита скважины при помощи дресселя.

В фонтанной арматуре фирмы «Hubner Vamag» установка подъемных труб производится следующим образом.

На верхний конец последней трубы вместо муфты наворачивается подвеска типа HNS, в среднюю часть которой вворачивается обратный клапан.

На подвеску HNS наворачивается фланцевая катушка типа HS.

В верхней части подвески HNS (рис. 2.24), имеющей резьбу, вворачивается подъемный патрубок, и собранное соединение на мостках скважины поднимается.

После подъема над скважиной собранного соединения на нижний конец его надевается уплотнение типа HTS, после чего последняя подъемная труба соединяется с муфтой предыдущей трубы.

Подъемные трубы снимаются с элеватора, и собранное соединение спускается при снятом превенторе с катушки TS.

Уплотнение типа HTS (рис. 2.25), фиксируется и уплотняется путем затягивания зажимных шпинделей. Таким образом, кольцевое пространство оказывается уплотненным сверху. Проверку герметичности уплотнения HTS можно произвести путем закачки жидкости через боковые отводы катушки TS.

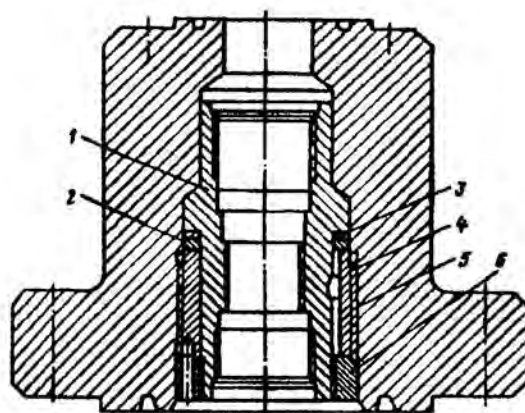


Рисунок 2.24 – Фланцевая катушка HS с подвеской:

1 – подвеска типа HNS; 2 – кольцо; 3 – уплотнительное кольцо;
4 – сегментная шпонка; 5 – зажимное кольцо; 6 – установочная гайка

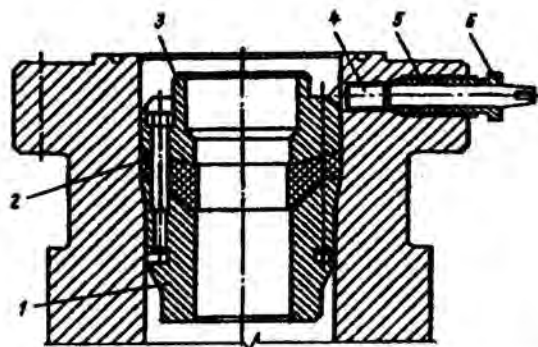


Рисунок 2.25 – Фланцевая катушка TS с уплотнителем типа HTS:
 1 – нижняя часть подвески HTS; 2 – уплотнение; 3 – верхняя часть подвески HTS;
 4 – зажимный штипель; 5 – резьбовое соединение сальника; 6 – сальниковая набивка

После установки уплотнения типа НТ следует спустить последнюю трубу и соединить фланец катушки TS с фланцем катушки HS.

На верхнюю часть катушки HS устанавливается фонтанная елка, снимается обратный клапан в подвеске HHS с помощью приспособления для замены задвижек под давлением и производится распаковка пакера комплекса подземного оборудования скважины.

Если подвеска типа HHS после длительного использования прилипает к бобине или если резьбовое соединение подъемной трубы разъединяется при демонтаже подъемной трубы в месте крупной резьбы «АКМЕ», то имеется возможность после удаления фиксирующих винтов отвинтить нижнюю установочную гайку с левой резьбой и навинтить инструмент. При помощи этого инструмента прилипшую подвеску можно вывинтить из бобины путем вращения влево.

Фонтанная арматура фирмы «Cameron GmbH». Конструкция фонтанной арматуры фирмы «Cameron» объединяет в один блок отдельные узлы арматуры – задвижки, штуцера, тройники и др. (рис. 2.26).

Фонтанная арматура имеет следующие технические характеристики:

- рабочее давление 105 МПа;
- температура окружающей среды $60^{\circ}\text{C} \div -20^{\circ}\text{C}$;
- содержание агрессивных веществ в газе, % объема 6;
- предусмотренный дебит газа составляет 600 тыс. м³/сут.

Поэтому принята конструкция:

- условный диаметр трубы $3 \frac{1}{8}$ дюйма (79,375 мм);
- диаметр боковых отводов $2 \frac{1}{16}$ дюйма (52,387 мм);
- елка фонтанная крестообразная, с отводами под углом 90° .

Фонтанное оборудование устья скважины фирмы «Cameron» применяют для обвязки обсадных труб: $14 \frac{3}{4}$ (374,65 мм), $11 \frac{3}{4}$ (298,45 мм), $9 \frac{5}{8}$ (244,47 мм), $5 \frac{1}{2}$ (139,7 мм) и НКТ $3 \frac{1}{2}$ (89,9 мм).

Фирма «Cameron» изготавливает прямоточные задвижки типа F с ручным управлением (где запорные поверхности контактируют как «металл по упругому элементу») и задвижки с однопластинчатым шибером и плашками типа F (модели C, LC и др.).

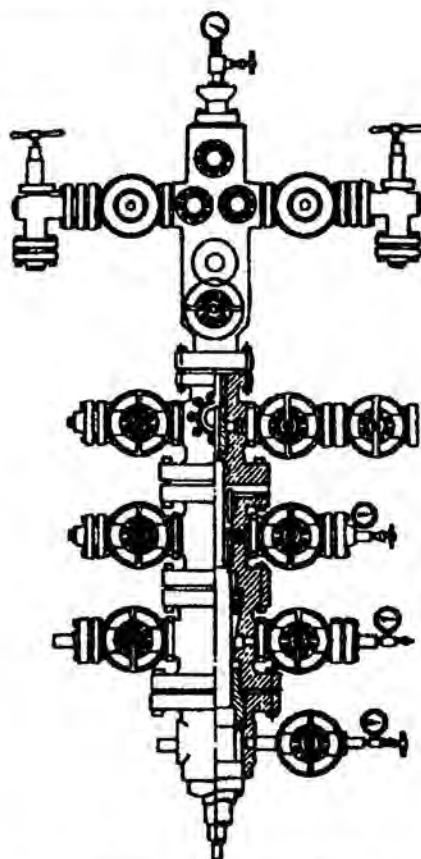


Рисунок 2.26 – Фонтанная арматура фирмы «Cameron»

Упругие элементы выполнены из тефлона и устанавливаются на седлах. Корпуса задвижек литые, со сварными фланцами и днищем. По конструкции задвижки фирмы «Cameron» мало отличаются друг от друга: крышки корпусов закрепляются болтами, в них размещены однороликовый подшипник, сальниковое уплотнение и пружина. В самом корпусе размещается шибер. Для подачи смазки предусмотрен штуцер с обратным клапаном. Плашки уплотнительными поверхностями прижимаются к упругому элементу.

Фирма выпускает также задвижки типа F с пневматическим и гидравлическим приводом. Пневмопривод (гидропривод) прикреплен непо-

средственно к задвижке: для пневмопривода используют воздух (газ), поступающий через специальные редукторы для воздушной среды. Электрический сигнал с пульта управления попадает на соленоидный клапан пневмопривода, и газ под давлением направляется в полость цилиндра после срабатывания клапана. В зависимости от того, на какой из двух соленоидных клапанов пневмопривода поступил электрический сигнал, газ направляется в нижнюю или верхнюю полость пневмоцилиндра и задвижки открываются или закрываются. Для питания пневмопривода используют инертный газ, в основном азот.

На таком же принципе работают задвижки с гидравлическим приводом.

2.2 Внутрискважинное оборудование

В целях повышения надежности эксплуатации скважин, особенно на месторождениях с осложненными условиями применяют комплекс подземного эксплуатационного оборудования. Составление компоновки скважинного оборудования должно производиться для каждой конкретной скважины с учетом ее конструкции, фактического распределения температур по стволу скважины, действующих перепадов давления, характеристик применяемого оборудования, нагрузок, планируемого дебита и других геолого-технологических параметров.

На рис. 2.27 приводится примерная схема компоновки подземного оборудования, спускаемого на НКТ снизу вверх: 1 – срезной клапан; 2 – фрезерный удлинитель; 3 – пакер; 4 – анкерносоединение; 5 – циркуляционный клапан; 6 – клапан-отсекатель.

Срезной клапан ЛРОС 9554-000 (рис. 2.28) разработан в научно-техническом центре предприятия «Кубаньгазпром» и изготовлен на заводе газовой аппаратуры в пос. Северский Краснодарского края. Срезной клапан предназначен для создания давления внутри компоновки при распаковке пакера путем перекрытия проходного сечения шаром.

Особенностью срезного клапана является то, что в одном корпусе размещены на срезных штифтах два посадочных гнезда под шары диаметром 35 мм и 44,5 мм.

Вначале давление внутри спущенной компоновки осуществляется сбросом шара диаметром 35 мм, который садится на седло срезного клапана с перекрытием отверстия. При достижении предельного установленного давления внутри компоновки происходит срез штифтов, после чего шар и седло выпадают на забой скважины. При неудовлетворительном срабатывании пакера сбрасывается второй шар диаметром 44,5 мм.



Рисунок 2.27 – Схема компоновки подземного оборудования спускаемого на НКТ:

- 1 – срезной клапан; 2 – фрезерный удлинитель;
 3 – стационарный пакер «Сатсо», «Baker» или другой фирмы;
 4 – анкерное соединение; 5 – циркуляционный клапан; 6 – НКТ;
 7 – клапан-отсекатель; 8 – гидравлическая трубка управления клапаном-отсекателем

Технические параметры:

- наружный диаметр 104 мм;
- длина 195 мм;
- рабочая температура до 125 °С;
- давление среза штифтов – определяется диаметром штифтов, которые изготавливаются под необходимые давления срезки.

Так, давление p , необходимое для среза штифтов срезного клапана, определяется:

$$p = \frac{Q_{ср}}{\Gamma_{сн}} = \frac{\tau_{ср} \cdot n \cdot \left(\frac{\pi}{4}\right) \cdot d_{шт}^2}{\left(\frac{\pi}{4}\right) \cdot d_{порш}^2},$$

где $\tau_{ср}$ – предел прочности на срез штифта:

$$\tau_{ср} = K \cdot \sigma_s,$$

σ_s – временное сопротивление разрыву (выбирают в зависимости от материала штифтов и термообработки); $K = 0,7$; $d_{шт}$ – диаметр штифтов; n – количество штифтов; $d_{порш}$ – диаметр поршня.

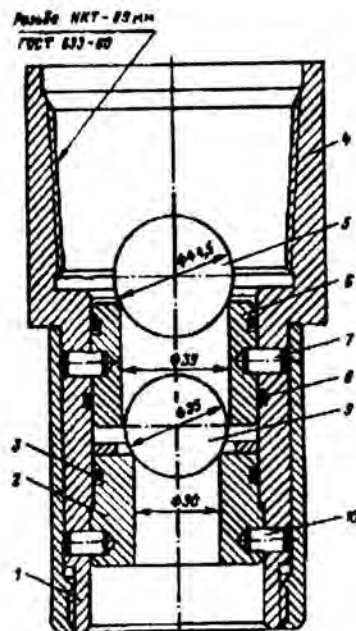


Рисунок 2.28 – Срезной клапан:

1, 4 – корпус; 2, 6 – срезные втулки; 7, 10 – срезные штифты;
5, 9 – шары; 3, 8 – уплотнительные кольца

После упрощений получают:

$$p = 0,532 \cdot \sigma_s.$$

Таким образом, изменяя диаметр штифта, можно подобрать заданное давление среза.

Фрезерный удлинитель – предназначен для центрирования инструмента для фрезерования пакера при его извлечении из скважины. Фрезерный удлинитель может быть исключен из компоновки, если пакер планируется фрезеровать кольцевой фрезой и извлекать обычной труболовкой.

Пакер предназначен для герметичного разобщения затрубного пространства скважины от пласта и создания надежного сообщения внутренней полости спущенной компоновки с пластом. Посадка и фиксирование пакера в эксплуатационной колонне происходит при создании давления внутри спущенной компоновки при перекрытии внутритрубного пространства, шаром срезного клапана. При этом происходит деформация резинового уплотнения и фиксации пакера в эксплуатационной колонне при помощи кольцевых клиновых якорей.

Возможно использование пакеров фирмы «Camco» (рис. 2.29) или фирмы «Baker» (рис. 2.30), а также отечественного производства.



Рисунок 2.29 – Стационарный пакер фирмы «Сатсо»



Рисунок 2.30 – Гидравлически управляемый подвесной эксплуатационный пакер фирмы «Baker» с обратным клапаном

При этом давление на устье p_y для создания давления распакеровки пакера и давления на устье срезки p_{ycp} штифтов срезного клапана составляют:

$$p_y = p_m - p_x + p'_p; \quad p_{ycp} = p_m + p'_{cp},$$

где p_m – давление пластовое, МПа; p_x – давление жидкости, заполняющей компоновку, МПа ($p_x = \rho \cdot g \cdot H$, МПа); p_p – перепад давления срабатывания пакера, МПа; p_{cp} – перепад давления срезки штифтов срезного клапана, МПа; ρ – плотность жидкости, кг/м³; H – глубина спущенной компоновки, м.

Технические параметры гидравлического пакера фирмы «Сатсо»:

- наружный диаметр 115 мм;
- внутренний диаметр 50 мм;
- длина пакера 1495 мм;
- максимальное пластовое давление 69 МПа;
- давление пакеровки 27 МПа;
- температура рабочей среды 149 °С;
- присоединительные резьбы VAM 2 $\frac{3}{8}$ " , 2 $\frac{7}{8}$ ".

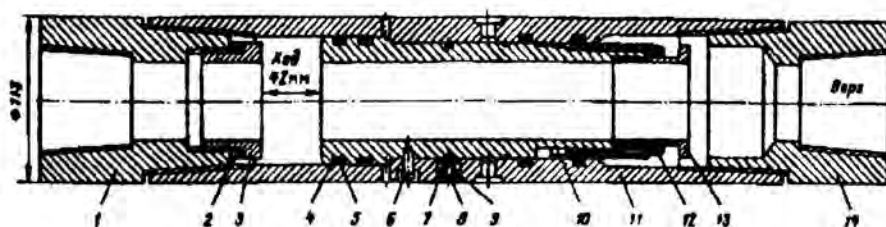


Рисунок 2.31 – Схема циркуляционного клапана:

- 1, 14 – патрубки; 2 – кольцо; 3 – втулка, регулирующая ход поршня;
4, 5 – фторопластовые кольца; 6 – срезной винт; 7 – поджимная гайка;
8 – фиксатор; 9 – пружина; 10 – поршень; 11 – корпус; 12 – кольцо упорное;
13 – втулка, ввинченная в поршень

Одинарные пакеры серии HSP-1 и HS-1 (Hostile service), устанавливаемые в колонну гидравлическим способом, относятся к эксплуатационным пакерам постоянного действия. В этих пакерах применяется пара кольцевых манжет, удерживаемых двумя противоположно направленными конусами и сборкой уплотнительного элемента с двойным дюрометром и металлическими упорами. Манжеты в сборе и уплотнительный элемент в сборе устанавливаются независимо с помощью двоянных плунжеров и принудительно удерживаются в рабочем положении механическими замками. Чтобы исключить возможность перемещения подъемных труб и не допустить сползания манжеты вдоль обсадной трубы, что может привести к затуплению зубьев, сборку нижней манжеты устанавливают до размещения сборки уплотнительного элемента.

Стандартный уплотнительный элемент с двойным дюрометром в сборе выдерживает температуру до 200 °С. Металлические расширительные кольца, установленные на каждом конце сборки уплотнительного элемента, принудительно прижимают его к обсадной трубе, не допуская выдавливания. Стандартная сборка уплотнительного элемента рассчитана на перепад давлений в пакере до 34 МПа.

Пакеры выпускаются для различного назначения, в том числе для использования в условиях различного содержания H_2S и CO_2 . Данные пакеры постоянного действия. Устанавливаются гидравлическим способом и предназначены для восприятия давления и нагрузок, действующих на пакер снизу или сверху. Эти пакеры обеспечивают изоляцию межтрубного пространства обсадных труб, что обеспечивает возможность эксплуатации определенной зоны, а также выполняют функцию анкера для эксплуатационных труб. Пакеры устанавливают при перепаде давления 24 МПа, действующего на трубную пробку, которая расположена под отверстием для установки пакера гидравликой. Давление действует через отверстие в оправке и распространяется по уплотняемому межтрубному пространству между плунжером и втулкой замка. Давление действует на установочные плунжеры и перемещает втулку замка вниз, срезая срезные болты в фиксаторе замка и двигая вниз нижний конус и обеспечивая контакт нижних кольце-

вых манжет со стенками обсадной трубы. После этого верхний плунжер перемещается вверх, сжимая элемент и одновременно заталкивая верхний конус под верхние кольцевые манжеты, что обеспечивает сцепление верхних манжет со стенками обсадной трубы и центровку всего пакера в скважине. Для установки уплотнения кольцевые манжеты не скользят по обсадной трубе. Перемещаясь вверх, плунжер сжимает уплотнительные элементы и встроенные в них металлические не выдавливаемые кольца, которые, в свою очередь, заставляют элементы расширяться и обеспечивать уплотнение межтрубного пространства обсадной трубы. Давление передается на уплотнительные элементы, кольцевые манжеты стопорятся и принудительно удерживаются механическими замками. Замки выполняются со вставной (центробежной защелкой, вставной) раздвижной защелкой и с закругленным торцом. Стандартными считаются замки со вставной/центробежной защелкой и для соединения замка с пакером имеют зажимной патрон с резьбой; для отсоединения замка от пакера надо сделать примерно четыре оборота по часовой стрелке (вправо). При деформации колонн отделение замка от пакера невозможно. Замок со вставной раздвижной защелкой имеет сборку зажимного патрона для принудительного соединения с пакером, а для извлечения пакера к нему надо приложить нагрузку 69 МПа. Замок с закругленным торцом не имеет запорного механизма и дает возможность извлекать пакер без проворачивания труб. Замок с закругленным торцом может применяться только в том случае, если вес труб является достаточным для удержания замка на месте. Любой из трех замков может быть заменен после установки пакера. Фирма «Camco» рекомендует производить спуск и установку труб с использованием замков со вставной центробежной защелкой.

Техническая характеристика гидравлического пакера фирмы «Baker». Пакер фирмы «Baker» модель SAB – гидравлически устанавливаемый пакер; спускается в скважину на трубах и пакеруется после монтажа устьевого оборудования:

• наружный диаметр	113,03 мм;
• внутренний диаметр	70,6 мм;
• длина пакера	1250 мм;
• максимальное пластовое давление	63 МПа;
• температура рабочей среды	160 °С;
• присоединительные резьбы	VAM 2 7/8".

Техническая характеристика гидравлического пакера «Ресурс-1» Саратовского завода «Газоприборавтоматика»:

• наружный диаметр	136 мм;
• внутренний диаметр	67 мм;
• длина пакера	1886 мм;
• максимальное пластовое давление	21 МПа;
• давление пакеровки	5–15 МПа;
• температура рабочей среды	до 100 °С;
• присоединительные резьбы	НКТ 89 мм (ГОСТ 633-80).

Извлечение пакера производится после его разбуривания – фрезерования верхних кольцевых захватов при помощи специального инструмента, представляющего собой комбинацию двух фрез, одной кольцевой и одной торцевой фрезы в нижней части направляющего штока. После разбуривания пакера направляющий шток вместе с ловителем проходит через пакер, захватывает его в нижней части пакера и с подвеской буровых труб извлекается на поверхность. Пакер возможно разбурить кольцевой фрезой с последующим его захватом обычной труболовкой, если в наличии нет специального оборудования для разбуривания пакера.

Гидромеханический пакер Е.П. Ильсова (рис. 2.32) предназначен для изоляции зон поглощения в бурящихся скважинах или при капитальном ремонте.

Пакер состоит из трех переводников 2, 6 и 10, головки 3, резиновой манжеты 4, упорного кольца 5, конуса 7 с направляющими в виде ласточкина хвоста, по которым скользят четыре плашки 8, соединенные с подвижным цилиндром 12 четырьмя тягами 9. Снизу на подвижном цилиндре завинчивается гайка 15, к которой с помощью кольца и винтов крепится уплотнительное кольцо 16. Труба 14, втулка 17 и кожух 11 образуют рабочую камеру, соединенную отверстиями с внутренней полостью пакера. Штуцер 18 служит для создания определенного перепада давления в рабочей камере с целью плашек в рабочее положение.

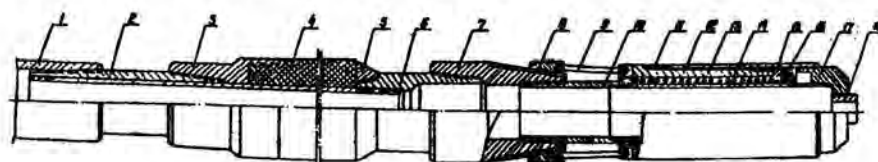


Рисунок 2.32 – Гидромеханический пакер Е.П. Ильсова

Пакер опускается в скважину на колонне буровых труб 1.

После спуска пакера до необходимой глубины в буровые трубы нагнетают жидкость с расходом не менее 20 л/с. При этом в рабочей камере создается перепад давления, под действием которого подвижной цилиндр, преодолевая силу пружины 13, перемещается вверх, толкая плашки по направляющим.

При давлении порядка 6,0–7,0 МПа, когда плашки плотно прилегают к стенке скважины, делают посадку колонны; планки врезаются в породу и стопорят пакер. Одновременно происходит сжатие резиновых манжет. При нагрузке 8–10 тонн пакер надежно герметизирует затрубное пространство от подпакерной части ствола скважины.

Затем производят изоляционные работы в скважине. Срыв пакера осуществляется при натяжении колонны труб.

Анкерное соединение – герметизированный ниппель, который является присоединительным и уплотняющим приспособлением между подвеской НКТ и пакером.

Присоединение анкерного соединения к пакеру производится следующим образом: при сборке на поверхности необходимо анкерное соединение вставить в пакер, затем вращением анкерного соединения влево на 10–12 оборотов для пакера «Baker» или на 4–5 оборотов для пакера «Camco» обеспечивается стыковка анкерного соединения с пакером.

Присоединение анкерного устройства к пакеру в скважине производится за счет разгрузки колонны НКТ на пакер с усилием 2–4 тонны.

Рассоединение производится путем вращения подвески НКТ вправо на 10–12 оборотов для пакера фирмы «Baker» и 4–5 оборотов для пакера фирмы «Camco».

Циркуляционный клапан разработан на основе циркуляционного клапана Грозненского машиностроительного завода в научно-техническом центре предприятия «Кубаньгазпром» и изготовлен на заводе газовой аппаратуры (рис. 2.31). Циркуляционный клапан обеспечивает в открытом состоянии сообщение затрубного пространства скважины с внутренней полостью спущенной компоновки подземного оборудования.

В закрытом состоянии циркуляционный клапан обеспечивает герметичность внутритрубного пространства.

Спуск циркуляционного клапана в скважину производится в закрытом положении. После установки пакера в эксплуатационной колонне для открытия циркуляционного клапана в затрубном пространстве необходимо создать перепад давления, равный 12 МПа, на уровне клапана по сравнению с давлением внутри компоновки. В этом случае происходит срезка винтов, поршень 10 в сборе перемещается вниз до упора 12, при этом отверстия корпуса 11 соединяются с каналами поршня 10. В результате этого обеспечивается соединение затрубного и трубного пространства, создается возможность промывки и глушения скважины через затрубное пространство. Для закрытия циркуляционного клапана создается давление внутри спущенной компоновки, равное 1,6–2,0 МПа, при этом кольцо 2 запирает каналы поршня, и поршень перемещается вверх. При этом достигается герметичность внутритрубного пространства от затрубного.

После длительной эксплуатации скважины для последующего открытия клапана необходимо создать давление в затрубном пространстве 5–6 МПа.

Техническая характеристика циркуляционного клапана:

- наружный диаметр 113 мм;
- длина клапана 620 мм;
- присоединительные размеры резьб (сверху и снизу) НКТ 73 мм (ГОСТ 633-80).

Клапан обладает работоспособностью в скважинах глубиной до 3600 м и пластовым давлением до 60 МПа при температуре до 160 °С. Рабочая среда – буровой раствор, газовый конденсат, газ. Возможно применение циркуляционного клапана, изготавливаемого Саратовским заводом «Газо-приборавтоматика».

Гидравлический клапан-отсекатель — предназначен для аварийного перекрытия проходного сечения компоновки подземного оборудования при изменении давления в скважине. Обычно устанавливается на глубине 40–50 м от устья. В состав клапана-отсекателя входит глубинный клапан-отсекатель, гидравлическая линия управления, пульт управления. Клапан-отсекатель в свободном состоянии, без создания давления в линии управления, находится с перекрытым заслонкой проходным отверстием.

Открытие клапана-отсекателя производят следующим образом: создают давление в трубах выше клапана, равное давлению в зоне ниже клапана, при помощи насосного агрегата. В гидравлической линии управления клапаном-отсекателем создают давление, равное 11 МПа, для обеспечения открытия заслонки. Фиксируют данное давление для обеспечения спуска компоновки.

При необходимости закрытия клапана-отсекателя следует закрыть скважину на устье и выждать 5–10 минут для стабилизации условий в скважине. Сбросить давление в гидравлической линии управления до нуля, при этом клапан-отсекатель перекроет сечение труб. При необходимости плавно открывают устьевые задвижки, и стравливают газ из зоны выше клапана-отсекателя.

Техническая характеристика гидравлического клапана-отсекателя фирмы «Самсо»:

• максимальный наружный диаметр	101,6 мм;
• минимальный внутренний диаметр	48,1 мм;
• длина	1582 мм;
• максимальное давление	70,3 МПа;
• максимальная температура среды	140 °С;
• давление для открытия клапана	10–11 МПа.

Возможно применение клапана-отсекателя Саратовского завода «Газо-приборавтоматика» под эксплуатационную колонну диаметром 168 мм.

Температурный компенсатор — служит для компенсации теплового расширения спущенной компоновки при температуре рабочей среды в скважинах более 145 °С и высоких дебитах.

Температурный компенсатор обычно устанавливают выше циркуляционного клапана на 10–20 м.

Спуск и установка забойного оборудования. Перед тем как проводить спуск забойного оборудования, необходимо прошаблонировать НКТ на мостках, пропарить внутри и снаружи и смазать резьбовые соединения, предварительно почистив их металлической щеткой, а также опрессовать их под соответствующее пластовое давление.

Для подготовки заданного интервала эксплуатационной колонны места установки пакера на бурильных трубах спускают скребок механического или гидравлического типа под данную колонну.

При применении механического скребка, поступательным движением инструмента вверх и вниз со скоростью 0,1 м/с, с циркуляцией раствора не

более 6 л/с, трижды проходят заданный интервал и после каждого хода проворачивают инструмент ротором на 90°, затем трижды проходят заданный интервал в колонне со скоростями вращения ротора 60–90 об/мин., со скоростью подачи инструмента 0,1 м/с. Скважину промывают не менее двух циклов до полного отсутствия шлама на сите. После извлечения скребка в скважину опускают шаблон. Размеры шаблона (длина, диаметр) выбирают с учетом обеспечения проходимости компоновки в скважину. Если при глушении скважины применялся глинистый раствор плотностью 1800–2200 кг/м³, то перед спуском компоновки его заменяют на жидкость без твердой фазы (бромиды цинка и кальция).

В этом случае принимают меры предосторожности коагуляции глинистого раствора при смешении с солями, ухудшения коллекторских свойств пласта, предупреждения выброса. При глушении скважин раствором с низкой плотностью (до 1400 кг/м³) их заменяют такими истинными растворами, как раствор хлористого кальция, ФТП, а также возможно применение гидрофобных эмульсий.

Компоновку подземного оборудования собирают согласно схеме (рис. 2.27) снизу вверх:

- 1 секция:* срезной клапан ЛРОС, НКТ диаметром 73 мм;
- 2 секция:* фрезерный удлинитель, пакер, анкерное соединение, НКТ диаметром 73 мм;
- 3 секция:* циркуляционный клапан в закрытом положении, НКТ диаметром 73 мм клапан-отсекатель, НКТ диаметром 73 мм.

Спуск НКТ с компоновкой подземного оборудования производят с замером труб, плавно, со скоростью 0,2 м/с.

Компоновку подбирают таким образом, чтобы клапан-отсекатель находился на глубине 50 м от устья скважины. После обвязки устья скважины фонтанной арматурой подсоединяют к ней гидравлическую линию от клапана-отсекателя и обвязывают ее с насосом для управления клапаном-отсекателем.

Для установки пакера поднимают давление в гидравлической линии для открытия клапана-отсекателя. Затем производят замену жидкости глушения на углеводородную жидкость (конденсат), открывают буферную задвижку, опускают шар в фонтанную арматуру, закрывают задвижку и открывают центральную задвижку, чтобы шар попал в НКТ. После выдержки времени на транспортирование шара в гнездо срезного клапана насосным агрегатом поднимают давление в НКТ с превышением давления на устье. После выдержки в течение 30 мин. открывают задвижку на затрубном пространстве фонтанной арматуры и стравливают давление. Понижение давления указывает на то, что пакер сработал.

Расчет времени транспортирования шара. Время транспортирования шара в скважине, заполненной ньютоновской жидкостью (растворы бромида кальция, цинка, хлористого кальция и др.), может быть вычислено по формуле:

$$t = \frac{H}{\sqrt{K \cdot g \cdot d_m \cdot \left(\frac{\rho_1 - \rho_2}{\rho_1} \right)}},$$

где H – глубина падения шара, см; g – ускорение свободного падения, см/сек²; d_m – диаметр шара, см; ρ_1 и ρ_2 – соответственно плотности жидкости и материала шара, г/см³; K – коэффициент, зависящий от направления ствола скважины, числа Re, соотношения диаметров шара и НКТ и т.д., и определяющийся экспериментальным путем (в нашем случае коэффициент K может быть принят равным 0,3).

Особенности спуска и установки забойного оборудования с использованием тяжелых солевых растворов на примере скважины № 3 Прибрежного месторождения. Спуск комплекса эксплуатационного подземного оборудования, предназначенного для изоляции продуктивного пласта от затрубного пространства, имеет свою специфику.

Применение данного комплекса в скважине № 3 Прибрежного месторождения предприятия «Кубаньгазпром» обеспечило надежность эксплуатации скважины на площади с коэффициентом аномальности 2.

Ниже приведены данные конструкции скважины.

Тип колонны	Диаметр, мм	Глубина спуска, м	Данные о цементе
1. Направление	530	23,5	Зацементировано до устья
2. Кондуктор	324	1008	Зацементировано до устья
3. Промежуточная колонна	245	2455	Зацементировано до устья
4. Эксплуатационная колонна	140	3413	Зацементирована «голова» цементного камня на глубине 1565 м от устья

После разбуривания ПДМ и цементного стакана до глубины 3391 м эксплуатационную колонну опрессовали с использованием воды избыточным давлением 45,5 МПа:

- интервал перфорации – 2879–2892 м;
- толщина стенки эксплуатационной колонны – 10,5 мм;
- насосно-компрессорные трубы диаметром 73 мм и толщиной стенки 5,5 мм с резьбой VAM;
- пластовая температура – 130 °С;
- относительная плотность газа – 0,68;
- плотность жидкости глушения – 2120 кг/м³;
- содержание агрессивных включений в продукции CO₂ – до 15 %.

Перед спуском компоновки с целью очистки стенок эксплуатационной колонны с внутренним диаметром 118 мм спустили на бурильных трубах диаметром 2 $\frac{7}{8}$ дюйма до глубины 2875 м следующую компоновку (снизу вверх):

- шаблон диаметром 114 мм;
- скребок диаметром 118 мм.

Поступательным движением инструмента вверх и вниз со скоростью не более 1 м/сек трижды прошли интервал 2875–2845 м. После каждого хода провернули инструмент ротором на 90°. Трижды прошли интервал 2875–2845 со скоростями вращения 70–90 об/мин. Скорость подачи инструмента держали не более 0,1 м/с. При работе скребком произвели промывку скважины с расходом 6 л/с. Обратной циркуляцией заменили буровой раствор на рассол бромидов с плотностью 2170 кг/м³, закачивая жидкости в следующей последовательности:

- буферная жидкость в объеме 2 м³ следующего состава: бентонит 6 % (масс.); КМЦ 2 % (масс.); вода остальное;
- моющая жидкость на воде, содержащая 10 % сульфанола объемом 2 м³;
- пачка рассола бромидов плотностью 2170 кг/м³, загущенная до вязкости 200–250 с объемом 1 м³;
- рабочий рассол бромидов плотностью 2170 кг/м³ объемом 27 м³.

Расход по замене раствора составлял 6 л/с.

После перехода на жидкость без твердой фазы сделали технологическую остановку для контроля давления и уровня жидкости в течение одного часа.

Подняли компоновку на бурильных трубах 2 $\frac{7}{8}$ дюйма и собрали следующую компоновку подземного оборудования (снизу вверх):

- 1 секция:
 - срезной клапан ЛРОС длиной 0,2 м;
 - две насосно-компрессорные трубы диаметром 73 мм общей длиной 19 м;
- 2 секция:
 - фрезерный удлинитель, общей длиной 2 м;
 - пакер фирмы «Самсо» длиной 1495 мм;
 - анкерное соединение длиной 0,6 м;
 - одна насосно-компрессорная труба длиной 10 м;
- 3 секция:
 - циркуляционный клапан в закрытом положении длиной 0,9 м;
 - одна труба НКТ диаметром 73 мм, длиной 10 м.

Спуск насосно-компрессорных труб с компоновкой подземного оборудования производился с замером труб, плавно, без рывков со скоростью 0,2 м/с. На глубине 50 м от устья скважины на насосно-компрессорных трубах установили клапан-отсекатель и подключили к нему гидравлическую линию, укрепив ее на НКТ. Подземное оборудование спустили на глубину 2883 м. Установив фонтанную арматуру, предварительно опрессовав ее на

давление 70 МПа, подсоединили к ней гидравлическую линию от клапана-отсекателя и обвязали ее с ручным гидравлическим насосом для управления клапаном-отсекателем. Устье скважины обвязали согласно схеме.

Для установки пакера в эксплуатационной колонне подняли давление в гидравлической линии для открытия гидравлического клапана-отсекателя при помощи ручного насоса.

Замену бромидов цинка на углеводородную жидкость (конденсат) произвели следующим образом: в затрубное пространство закачали 1 м³ жидкости без твердой фазы с вязкостью 200–250 с с противодавлением на устье (штуцер диаметром 8 мм) для очистки скважины. Промыли скважину путем прокачки бромидов с противодавлением два цикла, контролируя чистоту жидкости.

Закачали 1 м³ промывочной жидкости с вязкостью 200–250 с. Затем конденсат в объеме 20,4 м³ с расчетом, чтобы конденсат был закачан в трубы спущенной компоновки на высоту 200 м от низа труб. При этом давление на устье в трубах компоновки составляло 1,6 МПа, а в затрубном пространстве 37 МПа при пластовом давлении 60 МПа.

Бромиды цинка и кальция собрали в емкости, зафиксировали объем жидкости и параметры. Открыли буферную задвижку, опустили шар в фонтанную арматуру, закрыли буферную задвижку и открыли центральную задвижку, чтобы шар попал в НКТ. После выдержки в течение двух часов (на транспортирование шара в гнездо срезного клапана) насосным агрегатом АН-700 подняли давление в НКТ с превышением давления на устье, определенным в трубном пространстве манометром на 27 МПа для пакера фирмы «Сатсо». Выдержали созданное давление в течение 30 минут. Открыли задвижку на затрубном пространстве фонтанной арматуры и стравили давление. Понижение давления указало на то, что пакер сработал.

2.3 Внутрискважинное оборудование в горизонтальных скважинах

Высокие темпы отбора и закачки газа на ПХГ требуют все чаще обращаться к строительству горизонтальных скважин. Так, на Кушевском ПХГ дебит газа горизонтальной скважины превышает средний дебит вертикальной в 2–2,5 раза с лифтовыми трубами диаметром 89 мм, спущенными в эксплуатационную колонну диаметром 168 мм.

На рис. 2.33 показана схема внутрискважинного оборудования, которая состоит из циркуляционного клапана КЦ 168-21, термокомпенсатора и пакера гидромеханического с якорем.

Циркуляционный клапан КЦ 168-21 (рис. 2.34) предназначен для сообщения и герметичного разобщения внутренней полости лифтовой колонны от затрубного пространства.

Клапан устанавливается в компоновке лифтовой колонны выше пакера. Рабочее положение клапана при эксплуатации закрытое. Клапан со-

стоит из корпуса 2, соединенного на резьбе с переводниками 7. Внутри корпуса 2 установлена подвижная гильза 5, фиксация которой в верхнем и нижнем положении осуществляется фиксатором 4.

Герметизация резьбовых соединений корпуса осуществляется уплотнительными кольцами круглого сечения 3 и 6. Открытие и закрытие клапана осуществляется инструментом циркуляционного клапана ИЦК-145, работу которого осуществляют тросоканатным методом.

Термокомпенсатор (телескопическое соединение) предназначен для компенсации изменения длины колонны НКТ (лифтовой колонны) от температурного воздействия, а также воздействия перепада давления.

На рис. 2.35 показан сборочный чертеж термокомпенсатора с термокарманом. Конструкция представляет собой «трубу в трубе». В верхней части трубы направление для попадания в термокарман и несколько резиновых уплотнений, расположенных в кольцевых канавках. Длина термокармана 1480 мм.

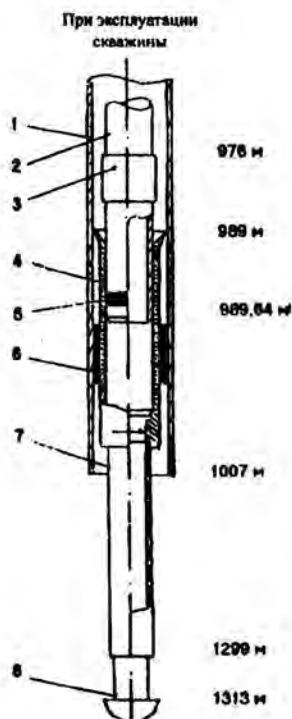


Рисунок 2.33 – Схема внутрискважинного оборудования горизонтальной скважины Краснодарского ПХГ:

1 – обсадная колонна 245 мм; 2 – лифтовая колонна; 3 – циркуляционный клапан;
4 – корпус термокомпенсатора; 5 – уплотнитель плунжера термокомпенсатора;
6 – уплотнитель пакера; 7 – фильтр эксплуатационной колонны; 8 – башмачная труба

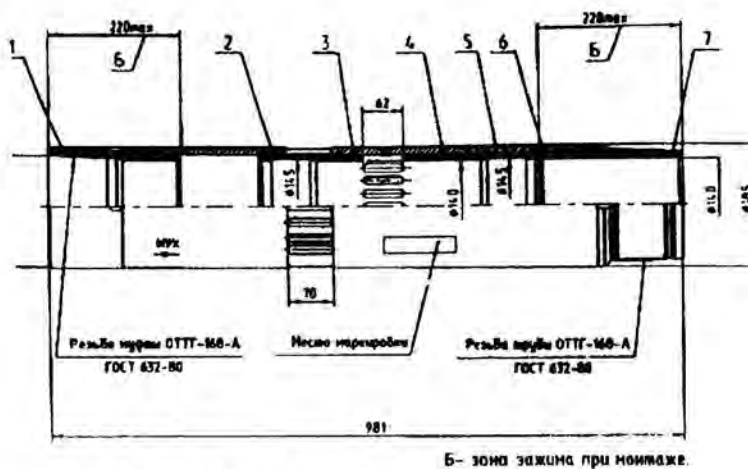


Рисунок 2.34 – Клапан циркуляционный КЦ 168-21

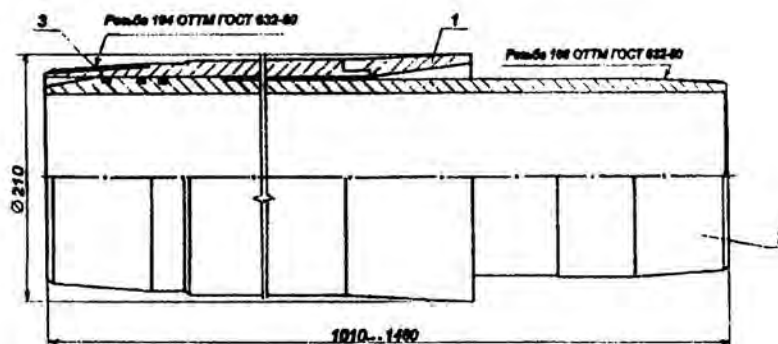


Рисунок 2.35 – Эскиз термокомпенсатора с термокарманом

В верхней части термокармана имеется воронка, а в нижней части нарезана резьба 194 ОТГМ ГОСТ 632-80. Термокарман вворачивают в верхнюю часть устройства ПГМЯ (пакерное устройство якорного типа), которое предназначено для подвески щелевого фильтра и разобщения пространства.

Пакерное устройство якорного типа – ПГМЯ-212 (рис. 2.36) состоит из якорной втулки 17, пакера 10, термокармана 4, в верхней части которой направляющая воронка 3 и соединительного переводника 1 с левой парой 5.

Внутри корпуса якоря установлена уплотняющая чугунная втулка 14, жестко соединенная тремя штифтами с якорной втулкой 17.

Управляющая втулка якоря 14 имеет три транспортных штифта 15, срезаемых после посадки шара. Устройство ПГМЯ после сборки щелевого фильтра, собранного из труб 168 мм, вворачивается в муфту верхней трубы, на которой устанавливается центрирующий фонарь.

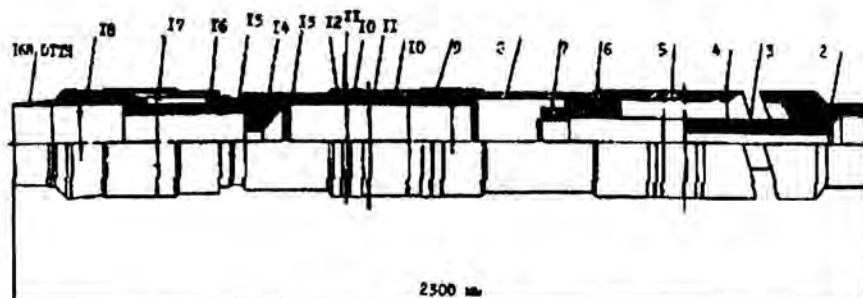


Рисунок 2.36 – Устройство ПГМЯ-212:

- 1 – переводник; 2 – труба-квадрат; 3 – направляющая воронка;
- 4 – термокарман; 5 – левая пара (втулка + гайка);
- 6 – несущая гайка (резьба 8 ниток на дюйм) бурильная 102 мм в диаметре;
- 7 – втулка; 8 – подшипник; 9 – труба диаметром 168 мм;
- 10 – пакерная резина; 11 – средняя шайба пакера; 12 – опорная шайба пакера;
- 13 – муфта с резьбой ОТТМ диаметром 168 мм; 14 – управляющая втулка якоря;
- 15 – транспортные штифты; 16 – силовые шпильки якоря;
- 17 – якорная втулка; 18 – нижний конус якоря

Допуск устройства с фильтром производится на бурильных трубах с пониженной скоростью 0,2–0,3 м/с в целях предотвращения гидроразрыва пласта. После окончания спуска производится промывка скважины, и в бурильную колонну сбрасывается карболитовый шар, который садится в седло управляющей чугунной втулки 14. После этого создается избыточное давление 5,0 МПа, приводящее к срезке транспортных штифтов 15. При дальнейшем повышении давления до 10 МПа осевое усилие (до 17 тонн) передается на три штифта диаметром 20 мм, жестко связанных с клиновой втулкой якоря 17.

Клиновая подвеска, перемещаясь по конусу якоря, заклинивается внутри 245-мм обсадной колонны. Для создания надежного расклинивания якоря производится натяжка бурильной колонны на 25–30 тонн сверх собственного веса. После разгрузки бурильной колонны на 1,5–2,0 тонн ниже собственного веса производят вращение бурильной колонны на 17–18 оборотов вправо, сжимая пакерную резину 10. Для уменьшения трения над пакерной резиной установлен шарикоподшипник. Для проверки срабатывания пакерного устройства последнее опрессовывается в затрубное пространство на допустимое для 245-мм обсадной колонны давление. После проверки пакера бурильная колонна натягивается на 1,5–2,0 тонн сверх собственного веса и вращением вправо производится отворот в левой трапецидальной резьбе. Для проверки надежности пары термокарман-термокомпенсатор на бурильной колонне производится спуск в скважину термокомпенсатора, и после его ввода в термокарман производится опрессовка затрубного пространства на допустимое давление при открытом трубном пространстве.

После опрессовки пакерного устройства, отворота переводника, трубы с квадратом 2 и левой пары (втулка + гайка) последние поднимают на бу-

рильных трубах, и производится спуск лифтовой колонны диаметром 168 мм, оборудованной циркуляционным клапаном и термокарманом (плунжером), который вставляется в термокарман. При этом клапан спускается в открытом положении. Ввод плунжера термокомпенсатора производится до упора и без разгрузки, а затем приподнимают на 15 см, согласно расчета температурных удлинений L лифтовой колонны диаметром 168 мм. Так, в скважине № 144 Краснодарской СПХГ длина колонны $L = 900$ м, температура на устье до эксплуатации $T_1 = 16$ °С, температура на глубине 990 м $T_2 = 87$ °С, температура на устье при отборе газа $T_3 = 80$ °С, температура при закачке газа $T_4 = 55$ °С, температура на глубине 999 м при эксплуатации $T_4 = 87$ °С, коэффициент линейного расширения $\alpha = 12,5 \cdot 10^{-6}$ 1/град:

$$\Delta L = \alpha \cdot L \cdot \frac{(T_3 - T_1) + (T_4 - T_2)}{2}.$$

Удлинение колонны после ввода скважины в эксплуатацию:

- при отборе газа

$$\Delta L_o = 12,5 \cdot 10^{-6} \cdot 990 \cdot \frac{(80 - 16) + (87 - 87)}{2} = 0,39 \text{ м};$$



Рисунок 2.37 – Устройство ПГМЯ-212 после разбуривания и удаления всех лишних деталей в скважине

- при закачке газа:

$$\Delta L_{\text{г}} = 12,5 \cdot 10^{-6} \cdot 990 \cdot \frac{(55 - 16) + (87 - 87)}{2} = 0,24 \text{ м.}$$

Изменение длины колонны при переходе от закачки к эксплуатации и наоборот составит:

$$0,39 - 0,24 = 0,15 \text{ м.}$$

На рис. 2.37 показано устройство ПГМЯ-212 после удаления и разбуривания всех вспомогательных деталей в скважине.

Устье скважины оборудовано колонной головкой ОКК-2-21-245×324×426 К1 (рис. 2.21) и фонтанной арматурой АФК 6-150×100×210 ХЛ (рис. 2.22).

Ремонт такой скважины имеет свои особенности, т.е. зависит от вида ремонта. Так, при очистке фильтровой зоны можно применять как гибкие трубы с инжекционными головками, которые подаются в скважину при помощи колпобингового оборудования М-10 смонтированного на автомобильном шасси МАЗ 631705, так и при помощи НКТ диаметром 73×63,2 мм с инжекционной насадкой. В обоих случаях применяется способ прямой промывки забоя скважины жидкостью глушения.

2.4 Оборудование скважин, эксплуатирующихся штанговыми насосами

2.4.1 Оборудование устья штанговой насосной скважины

Устьевое оборудование штанговой насосной скважины предназначено для герметизации затрубного пространства и отвода продукции скважины.

В связи с широким распространением однотрубной системы сбора продукции скважин при централизованных установках по сепарации газа и замеру дебитов сильно возросли давления на выкидах насосных установок. В некоторых случаях возникает необходимость иметь на устье скважин (удаленные скважины, высокие вязкости жидкости) давления, доходящие до 4 МПа. Это усложняет конструкцию устьевого оборудования и повышает к нему технические требования. Типичной обвязкой устья скважины, оборудованной ШСНУ, нашедшей широкое применение на нефтяных промыслах восточных районов, является конструкция, показанная на рис. 2.38.

Устьевой сальник герметизирует выход полированного штока. В полость сальника укладываются разрезные кольца из прорезиненного тканевого ремня или специальной нефтестойкой резины, которые уплотняются заворачиванием верхней нажимной муфты. Часто причиной нарушения герметичности устьевого сальника является несовпадение центра сальника с центром канатной подвески штанг или ее отклонение от вертикали при дви-

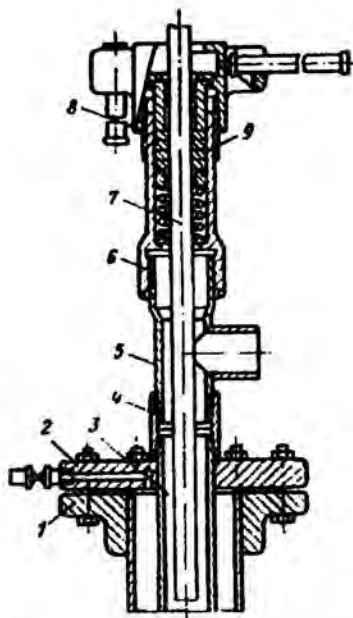


Рисунок 2.38 – Типичное оборудование устья скважины для штанговой насосной установки:

- 1 – колонный фланец; 2 – планшайба; 3 – НКТ; 4 – опорная муфта;
5 – тройник; 6 – корпус сальника; 7 – полированный шток;
8 – головка сальника; 9 – сальниковая набивка

жениях балансира. Такие отклонения в той или иной мере всегда имеют место при недостаточной точности установки станка-качалки, балансира или их нарушении в процессе длительной работы.

Это обусловило появление устьевых сальников с самоустанавливающейся головкой с шаровым шарнирным соединением. Такой сальник рассчитан на давление до 4,0 МПа. Шаровая головка сальника допускает отклонение его оси от вертикали в любую сторону до 3° . Герметичность в шаровом сочленении обеспечивается уплотнительным кольцом из нефтестойкой резины. Шаровое сочленение увеличивает срок службы сальниковой набивки и полированного штока. При необходимости периодически сальниковую набивку подтягивают завинчиванием крышки головки.

Канатная подвеска. Сальниковый шток присоединяется к головке балансира с помощью канатной подвески. Конструкция канатной подвески допускает установку прибора – динамографа для снятия диаграммы – зависимости силы, действующей в точке подвеса, от хода штока ($P(S)$).

Кроме того, с помощью канатной подвески регулируется посадка плунжера в цилиндр насоса для предупреждения ударов плунжера о всасывающий клапан или выхода плунжера из цилиндра.

Канатная подвеска (рис. 2.39) состоит из нижней 1 и верхней 4 траверс. В нижнюю траверсу заделаны с помощью специальных зажимов 2 концы канатной петли 7. На верхней траверсе укреплен клиновой зажим 5, удерживающий сальниковый шток. По краям нижней траверсы имеются винты 3 для подъема верхней траверсы при установке в их разъем динамографа. Элементы конструкции канатных подвесок, входящих в комплект станка-качалки, стандартизованы. Канатная петля одевается на специальный ролик, имеющийся на головке балансира.

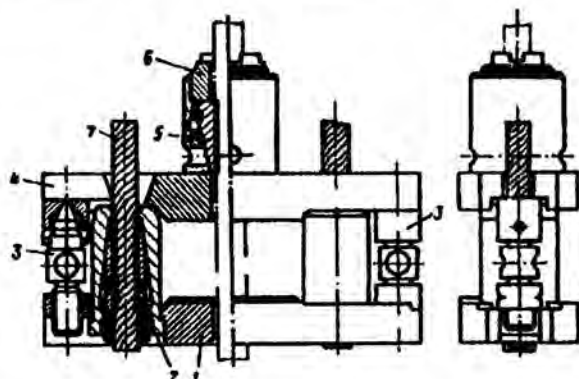


Рисунок 2.39 – Канатная подвеска сальникового штока

Изменение места захвата сальникового штока клиновым захватом достигается перестановкой верхней траверсы вдоль штока на требуемое место и повторной затяжкой клинового захвата муфтой 6.

Штанговращатель. Штанговращатель – механическое приспособление, закрепляемое на сальниковом штоке для медленного проворачивания колонны штанг и плунжера «на заворот» при каждом ходе головки балансира.

Штанговращатели применяются при эксплуатации искривленных скважин для предотвращения одностороннего истирания штанг, муфт и плунжера, для предотвращения отворотов штанговых колонн, а также в случаях применения пластинчатых скребков, укрепляемых на колонне штанг для удаления отложений парафина на внутренних стенках насосных труб.

Обычно штанговращатель состоит из зубчатого круглого диска, закрепляемого на теле штока горизонтально, и храпового механизма с шарнирным зубом и рычагом, который тросом соединяется с неподвижной точкой. При каждом качании балансира трос натягивается, перемещает рычаг, с помощью которого шарнирный зуб (собачка) поворачивает диск на один шаг.

Таким образом, штанги делают один оборот за такое число качаний, сколько зубьев имеется в диске по его периметру.

Штанговращатели существенно улучшают работу ШСНУ при осложненных условиях эксплуатации.

Станки-качалки (СК). На нефтяных промыслах в эксплуатации имеются СК различных типоразмеров и конструкций. В настоящее время СК выпускаются по ГОСТ 5866-76. В механическом и кинематическом отношении они достаточно совершенны (рис. 2.40). В отличие от предыдущих СК новые конструкции имеют не откидную головку балансира, а поворотную, что облегчает работу бригады подземного ремонта и сокращает возможность травматизма. Кроме того, предусматривается плавное, механизированное перемещение кривошипных противовесов и ряд других изменений. ГОСТ 5866-76 предусматривает широкий ассортимент СК (табл. 2.2). В шифре СК указывается грузоподъемность, максимальный ход и допустимый момент на валу редуктора.

Пример шифра СК3-1,2-630. Это означает: грузоподъемность станка-качалки – 3 тонны, максимальный ход – 1,2 м, наибольший крутящий момент на валу редуктора – 630 кгс·м. Таким образом, в самом шифре указываются важнейшие характеристики СК (см. табл. 2.2).

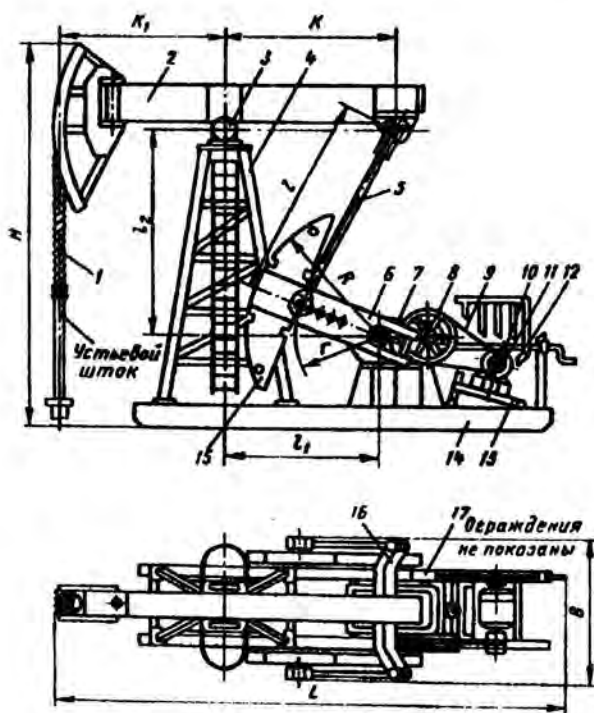


Рисунок 2.40 – Схема балансирного станка-качалки:

- 1 – канатная подвеска; 2 – балансир с поворотной головкой; 3 – опора балансира;
- 4 – стойка; 5 – шатун; 6 – кривошип; 7 – редуктор; 8 – ведомый шкив;
- 9 – клиноременная передача; 10 – электромотор; 11 – ведущий шкив;
- 12 – ограждения; 13 – салазки поворотные для электромотора; 14 – рама;
- 15 – противовес; 16 – траверса; 17 – тормозной шкив

Таблица 2.2 – Техническая характеристика станков-кчалок

№№ п/п	Станок-качалка	Длина хода штока, м	Кинематические размеры, м				Наибольший радиус кривошипа	Габаритные размеры, м			Масса комплекта, кг
			Переднее плечо	Заднее плечо	Длина шатуна	Радиус дальнового отпер- ствия кривошипа		Длина	Ширина	Высота	
1	СК 2-0,6-250	0,3; 0,45; 0,6	0,74	0,74	0,84	0,295	0,365	3,15	1,15	2,0	1600
2	СК 3-1,2-630	0,6; 0,75; 0,9; 1,05; 1,2	1,2	1,2	1,43	0,57	1,0	4,2	1,35	3,3	3850
3	СК 4-2,1-1600	0,9; 1,2; 1,5; 1,8; 2,1	2,1	1,5	1,8	0,72	1,3	5,9	1,7	4,8	7200
4	СК 5-3-2500	1,3; 1,8; 2,1; 2,5; 3,0	3,0	2,1	2,5	1,0	1,6	7,4	1,85	5,55	9900
5	СК 6-2,1-2500	0,9; 1,2; 1,5; 1,8; 2,1	2,1	2,1	2,5	1,0	1,6	6,5	1,85	5,1	9600
6	СК 8-3,5-4000	1,8; 2,1; 2,5; 3,0; 3,5	3,5	2,5	3,0	1,2	1,95	8,5	2,25	6,65	15100
7	СК 12-2,5-4000	1,2; 1,5; 1,8; 2,1; 2,5	2,5	2,5	3,0	1,2	1,95	7,5	2,25	6,4	14800
8	СК 8-3,5-5600	1,8; 2,1; 2,5; 3,0; 3,5	3,5	2,5	3,0	1,2	1,95	8,5	2,25	6,65	15600
9	СК 10-3-5600	1,5; 1,8; 2,1; 2,5; 3,0	3,0	2,5	3,0	1,2	1,95	8,0	2,25	6,65	15450
10	СК 10-4,5-8000	2,3; 2,7; 3,3; 3,9; 4,5	4,5	3,5	4,2	1,67	2,36	10,55	2,6	9,00	24900
11	СК 12-3,5-8000	1,8; 2,1; 2,5; 3,0; 3,5	3,5	3,5	4,2	1,67	2,36	9,55	2,6	8,5	24800
12	СК 15-6-12500	3,0; 3,5; 4,5; 5,2; 6,0	6,0	4,2	5,0	2,0	3,2	13,2	3,1	11,5	34800
13	СК 20-4,5-12500	2,3; 2,7; 3,8; 3,9; 4,5	4,5	4,2	5,0	2,0	3,2	11,7	3,1	10,7	34500

Новые СК имеют только роторное уравнивание, двухступенчатые редукторы с шевронными зубчатыми колесами с зацеплением Новикова (кроме СК2 и СК3, для которых допускается эвольвентное зацепление).

Тихоходный вал редуктора имеет два шпоночных паза, расположенных под углом 90° . Это позволяет переставлять кривошип на 90° и перераспределять зону износа зубьев редуктора на менее изношенные участки. Такая мера увеличивает сроки службы редуктора.

Новые СК изготавливаются при более жестких технических требованиях к балансировке деталей, точности их изготовления и центровки плоскостей балансира, кривошипов и вертикальности движения канатной подвески.

При работе неуравновешенного балансира СК в течение каждого двойного хода электродвигатель нагружается неравномерно. Колебания нагрузок отрицательно влияют на прочность станка и приводят к преждевременному выходу из строя электродвигателя.

В редукторных СК для уравнивания применяются противовесы, установленные на кривошипе и балансире. Их поставяет завод-изготовитель. Число противовесов, необходимых для уравнивания, определяют по графикам, прикладываемым к инструкции по монтажу и эксплуатации станка-качалки.

Для установки противовесов на требуемом расстоянии на кривошипе имеются шкалы, нулевые отметки которых находятся против центра вала.

При кривошипном уравнивании устанавливают от одного до четырех грузов на каждом кривошипе. Для определения числа грузов, а также нахождения положения этих грузов необходимо пользоваться графиками при кривошипном и комбинированном уравнивании.

Уравнивающий момент $M_{\text{уп}}$ (кН·м) в соответствии с графиками $M_{\text{уп}} = f(R)$ ориентировочно определяется по формуле:

$$M_{\text{уп}} = S \cdot (P_{\text{шт}} + 0,5 \cdot P_{\text{ж}}),$$

где S — длина хода устьевого штока, м; $P_{\text{шт}}$ — вес штанг в жидкости, Н;

$P_{\text{ж}}$ — вес жидкости в трубе, вычисленный на полную площадь плунжера скважинного насоса, Н.

Правильность уравнивания проверяется замером тока электродвигателя на всех режимах откачки с помощью ампер-клещей.

Предусмотрено механизированное плавное перемещение кривошипных противовесов, при котором достигается лучшее уравнивание СК.

Качалки оборудованы двухколочным тормозом с ручным приводом. Тормозной барабан закреплен на трансмиссионном валу редуктора. С помощью тормоза балансиры и противовесы качалки могут быть зафиксированы в любом положении. Электродвигатель устанавливается на салазках, наклон которых регулируется для достижения необходимого натяжения тросотропных ремней трансмиссионной передачи. Изменение длины хода балансира достигается перестановкой пальца шатуна на кривошипе, а

изменение числа качаний достигается сменой шкива на валу электродвигателя на другой размер.

Кроме описанных балансирных станков-качалок существует много других индивидуальных приводов для штанговых насосных установок, не получивших, однако, широкого распространения. К числу таких приводов можно отнести безбалансирные станки-качалки, в которых возвратно-поступательное движение штанг осуществляется с помощью цепи или канатов, перекинутых через шкивы-звездочки, укрепленные на наклонной к устью скважины пирамиде-опоре. Канатная подвеска (или цепь) прикрепляется к штангам, а другим концом к кривошипу редуктора.

При вращении вала редуктора и укрепленных на валу кривошипов канаты подвески и колонна штанг совершают возвратно-поступательное движение. Отсутствие тяжелого высоко поднятого на пирамиде-стойке балансира позволяет уменьшить массу безбалансирных станков и несколько улучшить кинематику привода. Безбалансирные СК уравниваются с помощью противовесов, укрепляемых на кривошипе, как и у балансирных СК. Однако центр тяжести противовеса имеет по отношению к точке прикрепления шатунов угловое смещение, зависящее от наклона линии, соединяющей центры вращения шкивов на опоре и оси главного вала кривошипа.

Существуют балансирные СК с гидропневматическим и пневматическим уравниванием. Эти станки более компактные, чем обычные балансирные, имеют более плавный ход, меньшие инерционные нагрузки. Однако они сложнее в изготовлении, дороже и, несмотря на некоторое уменьшение габаритных размеров, более металлоемки. Уравнивание в них достигается как за счет использования роторных противовесов, так и за счет сжатия воздуха в специальном цилиндре с перемещающимся в нем поршнем. Кроме того, на СК с пневматическим уравниванием обязательно имеется небольшой одноцилиндровый компрессор для подкачки воздуха в систему уравнивания.

Разработаны гидравлические качалки, состоящие из длинного цилиндра и движущегося в нем поршня, соединенного непосредственно с колонной штанг. Цилиндр устанавливается вертикально над устьем скважины. Возвратно-поступательное движение поршня и штанг достигается путем переключения золотниковым устройством нагнетаемой силовым насосом жидкости в полости цилиндра. В качестве силового используется обычно шестеренчатый насос с приводом от электродвигателя. Уравнивание осуществляется за счет противоположного по фазе перемещения насосных труб с гидравлической подвеской. Гидравлические качалки очень компактны, имеют массу в 2–2,5 раза меньшую, чем обычные балансирные СК, плавный ход, однако существенным их недостатком является перемещение НКТ, дополнительные уплотнительные сальниковые элементы и длинные силовые цилиндры, изготовление которых требует совершенной технологии.

Штанговые скважинные насосы. Насосы разделяются на невставные, или трубные, и вставные. Основные особенности их состоят в следующем.

Невставные насосы. Цилиндр спускается в скважину на насосных трубах без плунжера. Плунжер спускается отдельно на насосных штангах. Плунжер вводится в цилиндр вместе с подвешенным к плунжеру всасывающим клапаном. Чтобы плунжер довести до цилиндра насоса без повреждений через трубы, последние должны иметь внутренний диаметр больше наружного диаметра плунжера (примерно на 6 мм). Для извлечения невставного насоса в случае замены или ремонта необходимо сначала извлечь штанги с висящим на их конце плунжером, а затем насосные трубы с висящим на их конце цилиндром насоса.

Вставные насосы. Цилиндр в сборе с плунжером и клапанами спускается на штангах. В этом случае на конце насосных труб заранее устанавливается специальное посадочное устройство – замковая опора, на которой происходит посадка и уплотнение насоса. Для извлечения вставного насоса в случае ремонта достаточно извлечь только штанги, вместе с которыми извлекается весь насос.

Поскольку при вставном насосе через трубы данного диаметра пропускается не только плунжер, но и цилиндр вместе с кожухом, то диаметр плунжера вставного насоса должен быть намного меньше диаметра трубного. Поэтому подача вставного насоса при трубах данного диаметра всегда меньше подачи невставного.

Общая характеристика насосов. На рис. 2.41 показаны принципиальные схемы невставных (рис. 2.41, а, б) и вставного (рис. 2.41, в) насосов.

Как видно из рисунка (см. рис. 2.41, а), в НГН-1 всасывающий клапан 5 держится в седле конуса 6 и соединен с плунжером 3 специальным штоком 7. Это позволяет при подъеме штанг, а, следовательно, и плунжера сразу извлечь всасывающий клапан 5. Такая операция необходима не только для замены или ремонта клапана, но и для спуска жидкости из насосных труб перед их подъемом. Однако наличие длинного штока не позволяет установить в нижней части плунжера второй нагнетательный клапан для уменьшения вредного пространства и повышения надежности работы насоса. Кроме того, наличие штока внутри плунжера ограничивает ход последнего, и в насосах этой конструкции он не превышает 1 м.

В насосах НГН-2 (см. рис. 2.41, б) – два нагнетательных клапана. Это существенно уменьшает (на объем плунжера) объем вредного пространства и повышает коэффициент наполнения при откачке газированной жидкости. У этих насосов для посадки и извлечения всасывающего клапана 5 имеется специальный ловитель 9, которым захватывается шток 10. После спуска плунжера на штангах и посадки всасывающего клапана на конус поворотом штанг ловитель разъединяется от штока, и плунжер может производить возвратно-поступательное движение с любой допускаемой длиной цилиндра величиной хода. Перед подъемом насоса для его ремонта необходимо ловите-

лем захватить шток конуса. Это осуществляется поворотом штанг по часовой стрелке при посаженном плунжере до отказа. Если операция ловли конуса неудачна, то насосные трубы приходится поднимать вместе с жидкостью, что сильно осложняет работу бригады текущего ремонта.

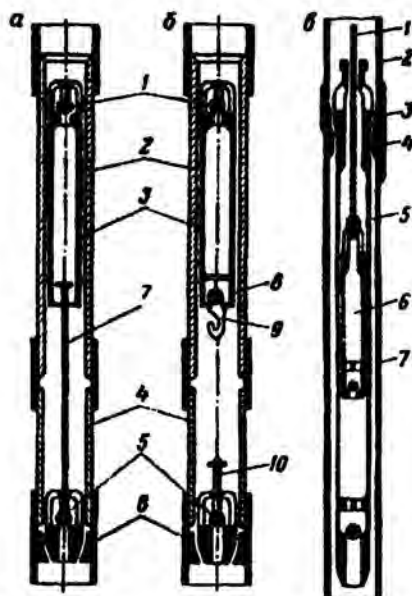


Рисунок 2.41 – Принципиальная схема скважинных штанговых насосов:
 а – невставной насос со штоком типа НГН-1; б – невставной насос с ловителем типа НГН-2; 1 – нагнетательные клапаны; 2 – цилиндры; 3 – плунжеры;
 4 – патрубки-удлинители; 5 – всасывающие клапаны; 6 – седла конусов;
 7 – захватный шток; 8 – второй нагнетательный клапан; 9 – ловитель; 10 – наконечник для захвата клапана; в – вставной насос типа НГВ-1; 1 – штанга; 2 – НКТ;
 3 – посадочный конус; 4 – замковая опора; 5 – цилиндр; 6 – плунжер;
 7 – направляющая трубка

Вставные насосы НГВ-1 имеют один или два клапана, размещенные в верхней и нижней части плунжера.

Поскольку на штангах извлекается и опускается весь насос в сборе, то отпадает необходимость иметь ловитель или шток для подъема всасывающего клапана.

Отечественные насосы имеют следующие номинальные диаметры цилиндров, мм:

- НГН-1-28; 32; 43; 55; 68;
- НГН-2-28; 32; 38; 43; 55; 68; 82; 93;
- НГВ-1-28; 32; 38; 43; 55; 68.

Фактические диаметры могут отличаться от номинальных на 1–2 мм в большую сторону (для 93-мм насоса фактический диаметр может доходить

до 96 мм). Это объясняется повторным использованием как плунжеров, так и цилиндров, а также и других деталей насосов после их реставрации на заводах или в мастерских.

Цилиндры насосов. Цилиндры собираются из коротких (0,3 м) стальных или чугунных втулок, вставляемых на специальной оправке в кожух и сжатых с торцов муфтами кожуха. Число втулок в насосах НГН-1 — от 2 до 7, что обеспечивает ход плунжера до 0,9 м; в насосах НГН-2 — от 6 до 24 и в насосах НГВ-1 — от 9 до 27, что обеспечивает ход плунжера до 6 м. В некоторых случаях цилиндры короткоходовых насосов изготавливаются из цельной стальной трубы с гладкообработанной внутренней поверхностью. Длинные цельные цилиндры изготовить технически трудно, так как при этом не удастся выдержать необходимую точность.

Конструктивно вставные насосы несколько сложнее невставных.

Все насосы по зазору между плунжером и цилиндром делятся на три группы посадки:

Группа посадки	I	II	III
Зазор, мкм	20–70	70–120	120–170

Насосы III группы посадки, как правило, применяются для неглубоких скважин при откачке вязких нефтей и эмульсий и при больших отборах жидкости. Насосы II группы посадки применяются при средних глубинах и откачке масляной нефти. Насосы I группы применяют для глубоких скважин при откачке масляной нефти при полном отсутствии песка в откачиваемой жидкости.

Плунжеры насосов. Плунжеры изготавливаются из стальных труб стандартной длины 1,2 м. Наружная поверхность — полированная хромированная. Плунжеры бывают гладкие (рис. 2.42, а), с кольцевыми канавками (рис. 2.42, б), с винтовой канавкой (рис. 2.42, в) и типа «пескобрей» (рис. 2.42, г).

Кроме того, имеются плунжеры, армированные тремя или четырьмя резиновыми кольцами, которые применяются в насосах НГН-2Р, что означает: насос глубинный невставной типа 2 с плунжером, имеющим резиновые кольца (Р).

Если цилиндр насоса безвтулочный, а плунжер с резиновыми кольцами, то к шифру будет добавлена буква Б, например, НГН-1 РБ (буква Б означает безвтулочный). Насосы с гуммированным (обрезиненным) плунжером разработаны в Грозном и применяются в неглубоких скважинах.

Клапаны насоса (рис. 2.43, 2.44). Наиболее быстро изнашиваемым узлом в насосе является клапан. Непрерывные удары шарика по седлу под действием столба жидкости в течение длительного времени разбивают поверхность контакта, и герметичность клапана нарушается. Особенно тяжелые условия для работы клапана создаются при откачке жидкости с абразивной взвесью (песок) и при наличии коррозионной среды.

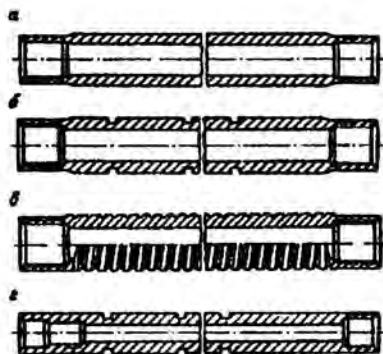


Рисунок 2.42 – Плунжеры, применяемые для штанговых глубинных насосов

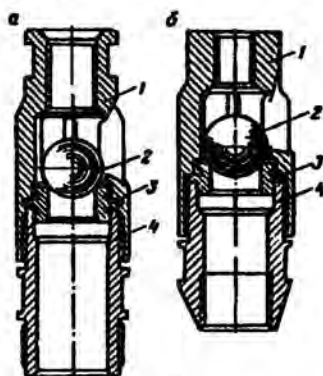


Рисунок 2.43 – Клапанные узлы:

а – нагнетательный клапан для насосов НГН-1 (43, 55 и 68 мм);

б – всасывающий клапан для насосов НГН-1 (43, 55 и 68 мм);

1 – клетка клапана; 2 – шарик; 3 – седло клапана; 4 – ниппель или ниппель-конус

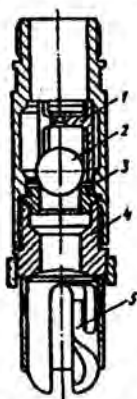


Рисунок 2.44 – Нижний нагнетательный клапан насосов НГН-2 с ловителем для захвата штока всасывающего клапана:

1–3 – см. рис. 2.43; 4 – корпус ловителя; 5 – ловитель

На верхнем переводнике каждого вставного и невставного насоса выбивается клеймо, на котором отмечаются 1 – товарный знак завода-изготовителя, 2 – заводской номер насоса, 3 – шифр насоса, условный диаметр, допустимая длина хода плунжера и максимальная глубина спуска, 4 – год выпуска насоса.

Кроме того, на кожухе каждого насоса у верхнего его конца наносится шифр насоса (по трафарету эмалевой краской), например, НГН2-43-4200-П-П-120. Это означает: насос невставной 2-го типа диаметром 43 мм с максимальным ходом плунжера до 4200 мм, П-й группы пригонки с плунжером типа пескобрей (П) с давлением опрессовки 120 атмосфер (12 МПа). Все насосы, кроме того, снабжаются паспортом с указанием всех технических данных.

Необходимо также указать на существование специальных насосов, спускаемых на трубчатых штангах. Их шифр содержит букву Т, например НГН2Т. Это означает: насос глубинный невставной типа 2, для трубчатых штанг. При откачке жидкости с большим содержанием песка и взвеси, для предотвращения попадания этой взвеси в зазор между цилиндром и плунжером и заклинивания, откачиваемая жидкость из плунжера попадает не в насосные трубы, а в полые (трубчатые) штанги и по ним поднимается на поверхность. В качестве трубчатых штанг используются те же трубы, но малого диаметра (48–60 мм). Принципиальное отличие насосов для трубчатых штанг состоит только в том, что нагнетательный клапан (один или два) располагается в нижней части плунжера. Верхняя часть плунжера через специальный переводник соединяется с трубчатыми штангами. Поэтому жидкость не попадает в пространство между насосными трубами и трубчатыми штангами. В остальном конструкция этих насосов не отличается от обычных. Насосы для трубчатых штанг могут быть как вставные, так и невставные. Кроме того, разработаны конструкции специальных насосов других типов и назначений, например для раздельной добычи нефти.

Перед ремонтом скважин, оборудованных штанговыми насосами, проводят следующие подготовительные работы:

- устанавливают специальный зажим для снятия полированного штока;
- снижают давление в трубном и затрубном пространствах до атмосферного и отсоединяют выкидную линию от устьевой арматуры;
- поднимают с помощью спецэлеватора полированный шток и устанавливают штанговый крюк на талевый блок;
- поднимают колонну штанг со вставным насосом или плунжером невставного насоса;
- укладывают штанги на мостки ровными рядами, между рядами штанг прокладывают деревянные прокладки с расстоянием между ними не более 1,5 м.

Поднимают НКТ с цилиндром невставного или замковой опорой вставного насоса с помощью автомата АПР-2 ВБ. Перед спуском насоса в

скважину проверяют плавность хода плунжера. Во вставных насосах дополнительно проверяют состояние стопорного конуса. После этого опускают защитное приспособление (фильтр, предохранительную сетку и др.), цилиндр невставного или замковую опору вставного насоса в колонну НКТ с помощью автомата АПР-2 ВБ. Спускают колонну штанг с плунжером вставного или цилиндром невставного насоса, соединяют верхнюю штангу с полированным штоком в соответствии с правилами подготовки плунжера в цилиндре насоса. Собирают устьевое оборудование и пускают скважину в эксплуатацию.

2.4.2 Оборудование устья скважин с погружными центробежными электронасосами

Для работы с электроцентробежными насосами (ЭЦН) используется оборудование устья скважин типа ОУЭН (рис. 2.45).

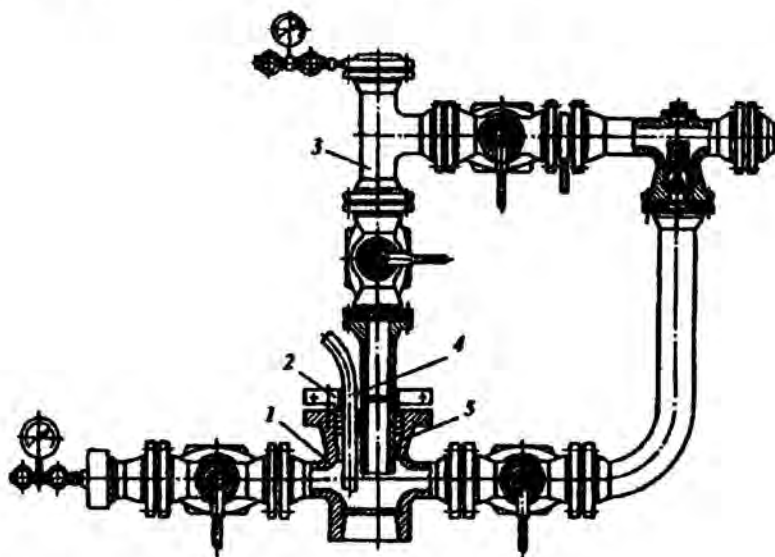


Рисунок 2.45 – Оборудование устья ОУЭН 140-65

Основой его является уплотнение, герметизирующее место вывода труб и кабеля. Все основные узлы оборудования устья унифицированы с узлами фонтанной арматуры и устья штанговых скважинных насосных установок.

В комплект оборудования устья входит колено с обратным клапаном для соединения затрубного пространства с выкидом из НКТ. Оборудование для соединения ОУЭН рассчитано на рабочее давление 14–21 МПа (устьевой сальник), условный проход запорных органов 65 мм.

Аналогичное оборудование устья имеется на базе фонтанной арматуры АФК1Э-65×140, а также ОУЭ-65/50×140 – для районов с умеренным климатом и ОУЭ-65/50×140 Л – для районов с холодным климатом.

Существует много видов бесштанговых скважинных насосов. Практическое применение в нефтедобыче нашли насосы с погружным электроприводом: центробежные (ЭЦН), винтовые (ЭВН), диафрагменные, гидропоршневые, турбонасосы и гидроштанговые насосы.

Установки погружных центробежных насосов. В установку ЭЦН (рис. 2.46) входит погружной электронасосный агрегат, который объединяет электродвигатель с гидрозащитой 1 и насос 2; кабельная линия 3, спускаемая в скважину на подъемных насосно-компрессорных трубах 4; оборудование устья 6 типа ОУЭН 140-65; станция управления 7 и трансформатор 8, которые устанавливаются на расстоянии 20 м от устья скважины.

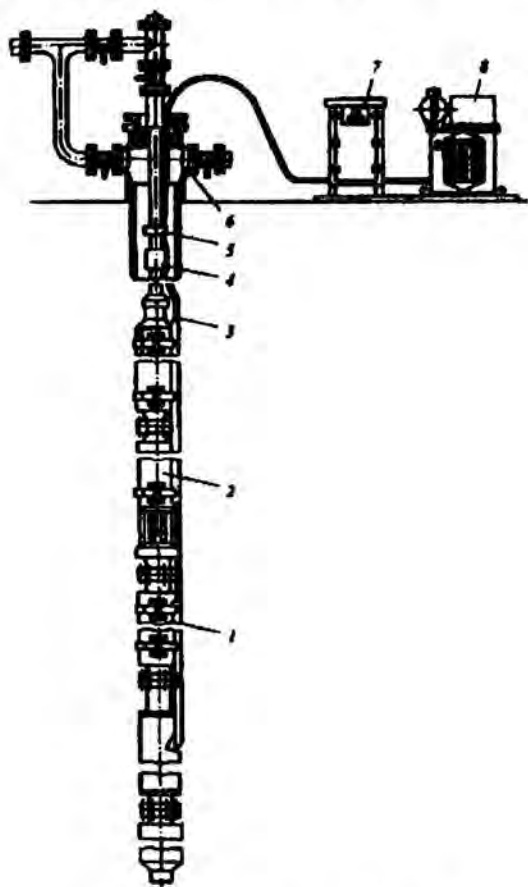


Рисунок 2.46 – Установка ЭЦН

По кабельной линии подводят электроэнергию к двигателю. К насосу и насосно-компрессорным трубам кабель крепят металлическими поясами 5. Над насосом устанавливают обратный и сливной клапаны. Откачиваемая жидкость из скважины поступает на поверхность по колонне НКТ.

Погружной электронасос, электродвигатель и гидрозащита соединяются между собой фланцами и шпильками. Валы насоса, двигателя и проктора имеют на концах шлицы и соединяются шлицевыми муфтами. В зависимости от поперечного размера погружного электронасосного агрегата установки подразделяются на три условные группы: 5, 5 А и 6 (табл. 2.3).

Рассмотрим обозначение установки на примере 1У9ЭЦН 5А-250-1400:

1 – порядковый номер модификации установки;

У – установка;

9 – порядковый номер модификации насоса;

Э – привод от погружного электродвигателя;

250 – подача, м³/сут;

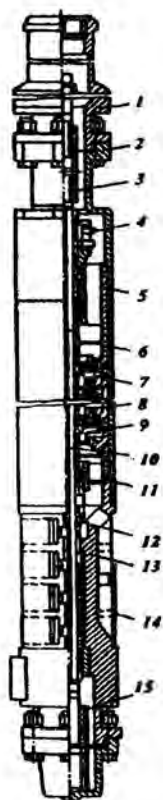
1400 – напор, м.

Таблица 2.3

Показатель	Группа установки		
	5	5 А	6
Поперечный размер установки, мм	116	124	137
Внутренний диаметр э/колонны	121,7	130	144,3

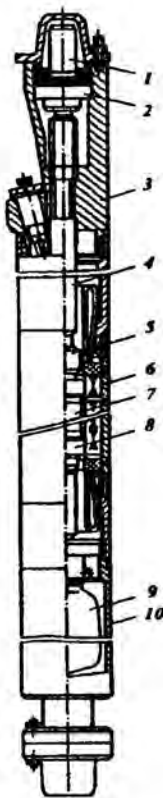
Погружной насос секционный, многоступенчатый с малым диаметром рабочих ступеней – рабочих колес и направляющих аппаратов (рис. 2.47). Применяемые в нефтяной промышленности погружные насосы имеют от 145 до 400 ступеней. Насос состоит из одной или нескольких секций, соединенных между собой при помощи фланцев. Секция имеет длину до 5,5 м. Длина насоса определяется количеством рабочих ступеней и секций, которое зависит от параметров насоса – подачи и напора. В корпус насоса вставляется пакет ступеней, представляющий собой собранные рабочие колеса и направляющие аппараты. Рабочие колеса устанавливают на валу на продольной призматической шпонке по ходовой посадке, они могут перемещаться в осевом направлении. Направляющие аппараты зажаты в корпусе между основанием и верхней гайкой. Снизу в корпусе крепится основание насоса с приемными отверстиями и фильтросеткой, через которые жидкость из скважины поступает к первой ступени насоса. В верхней части насоса находится ловильная головка с установленным в ней обратным клапаном, к которой крепятся НКТ.

Центробежный насос приводится во вращение специальным маслонаполненным погружным асинхронным трехфазным электродвигателем переменного тока с короткозамкнутым ротором вертикального исполнения типа ПЭД.



**Рисунок 2.47 – Погружной
центробежный насос:**

- 1 – секция верхняя с ловильной головкой;
- 2 – секция нижняя; 3 – муфта илицевая;
- 4 – плита опорная; 5 – корпус подшипника;
- 6 – аппарат направляющий;
- 7 – колесо рабочее; 8 – корпус; 9 – вал;
- 10 – шпонка; 11 – подшипник скольжения;
- 12 – втулка защитная; 13 – основание;
- 14 – сетка фильтра; 15 – муфта приводная



**Рисунок 2.48 – Погружной
электродвигатель:**

- 1 – муфта; 2 – радиально-опорный узел;
- 3 – головка верхняя
со штепсельной колодкой;
- 4 – вал; 5 – турбинка циркуляционная;
- 6 – статор; 7 – ротор;
- 8 – подшипник скольжения;
- 9 – фильтр масляный;
- 10 – основание с обратным клапаном

Двигатель (рис. 2.48) состоит из статора, ротора, вала головки и основания. Корпус статора изготавливают из стальной трубы с резьбой на концах для подсоединения головки и основания двигателя. Двигатель заполняется специальным маловязким маслом для охлаждения и смазки (с высокой электрической прочностью).

Статор собирается из активных и немагнитных шихтованных жестов с пазами, в которых располагается обмотка. Фазы обмотки соединены в звезду. Выводные концы обмотки статора соединяются с кабелем через специальную изоляционную штепсельную муфту кабельного ввода.

Короткозамкнутый многосекционный ротор двигателя набран из магнитных сердечников, чередующихся с подшипниками скольжения. По оси вала выполнен канал для обеспечения циркуляции масла в полости двигателя. В пазы сердечников уложены медные стержни, сваренные по торцам с короткозамыкающими кольцами.

Электродвигатель секционного исполнения состоит из двух секций – верхней и нижней, каждая из которых имеет те же основные узлы, что и односекционный двигатель, но конструктивно эти узлы выполнены различно. Механические соединения корпусов секций – фланцевые. Валы соединяются с помощью шлицевой муфты. Электрические соединения осуществляют специальной муфтой, состоящей из полумуфт. При стыковке секций происходит их автоматическое соединение. Частота вращения двигателей всех типоразмеров одинакова и равна 3000 мин^{-1} при частоте тока 50 Гц.

Гидрозащита предотвращает попадание пластовой жидкости в полость погружного электродвигателя и состоит из протектора и компенсатора. Протектор имеет две камеры, заполненные рабочей жидкостью электродвигателя. Камеры разделены эластичным элементом – резиновой диафрагмой с торцовыми уплотнениями. Вал протектора вращается в трех подшипниках и опирается на гидродинамическую пятую, которая воспринимает осевые нагрузки. Выравнивание давления в протекторе с давлением в скважине происходит через обратный клапан, расположенный в нижней части протектора.

Компенсатор состоит из камеры, образуемой эластичным элементом – резиновой диафрагмой, заполненной рабочей жидкостью электродвигателя. Полость за диафрагмой сообщается со скважиной отверстиями.

Кабельная линия, обеспечивающая подвод электроэнергии к электродвигателю погружного центробежного электронасоса, состоит из основного питающего кабеля, сращенного с ним плоского кабеля и муфты кабельного ввода для соединения с электродвигателем. В зависимости от назначения в кабельную линию могут входить: кабель КРБК (в качестве основного), плоский кабель КРБП и муфта кабельного ввода круглого или плоского типов.

Перед ремонтом скважин, оборудованных погруженными электронасосами, необходимо отключить ЭЦН от электросети, установить на мачте подвесной ролик для направления кабеля. Отсоединить КРБК ЭЦН от станции управления, поднимают пьедестальный комплекс (или планшайбу), пропускают КРБК через отверстие в пьедестальном комплексе (или планшайбе) и подвесной ролик и закрепляют на барабане кабеленатяжателя (автонамотывателя). Устанавливают на фланец обсадной колонны специальное приспособление, придающее кабелю направление и предохраняющее его от повреждений. Поднимают НКТ с ЭЦН и КРБК, не допуская при этом отставания последнего от труб (провисания). В процессе подъема снимают с НКТ крепежные пояса с помощью спецкрючка. Производят при необходимости шаблонирование скважины. При смене типораз-

мера насоса шаблонирование ствола скважины обязательно. Производят монтаж узлов погружного агрегата ЭЦН и его пробный запуск.

Перед спуском ЭЦН над ним устанавливают обратный клапан, а через одну-две трубы – спускной клапан.

В процессе спуска НКТ с помощью поясов крепят КРБК, при этом через каждые 200 м замеряют его изоляцию. При свинчивании не допускается проворачивание подвешенной части НКТ. После спуска ЭЦН на заданную глубину КРБК пропускают через отверстие в пьедестальном комплексе (планшайбе) и производят обвязку устья скважины. Замеряют сопротивление изоляции, производят пробный пуск ЭЦН и пускают скважину в эксплуатацию.

Глава 3.

ЭКСПЛУАТАЦИЯ НАСОСНО-КОМПРЕССОРНЫХ ТРУБ

Насосно-компрессорные трубы (НКТ) используют при выполнении различных работ, связанных с освоением, эксплуатацией скважин и их ремонтом (В.Д. Мавромати). Это один из основных инструментов при проведении РИР. Колонна НКТ:

- 1) обеспечивает подачу на поверхность извлекаемой из продуктивных пластов углеводородной продукции и воды;
- 2) обеспечивает закачку в пласт различных жидкостей при физико-химических обработках и гидравлическом разрыве;
- 3) обеспечивает проведение гидropескоструйной перфорации;
- 4) предохраняет эксплуатационную колонну от разрушения или истирания ее абразивными частицами и агрессивными компонентами пластовых флюидов;
- 5) предохраняет эксплуатационную колонну от внутреннего давления пластовых флюидов путем установки пакерующих устройств;
- 6) предупреждает образование песчаных пробок в скважинах, так как большая скорость движения пластового флюида по НКТ обеспечивает вынос песка на поверхность.

Насосно-компрессорные трубы используются для выполнения различных работ по капитальному и текущему ремонту скважин.

Подготовка насосно-компрессорных и бурильных труб осуществляется в соответствии с действующими РД. На трубных базах производят гидравлические испытания, калибровку резьб, шаблонирование, маркировку и сортировку труб. Транспортирование труб на скважину должно производиться специальным транспортом. При погрузке между рядами труб размещают деревянные прокладки, предохраняющие трубы от ударов. При этом концы труб не должны свешиваться или выступать за габариты транспортного средства более чем на 1 м. Транспортирование труб без предохранительных колец и ниппелей запрещается. При разгрузке и укладке труб у скважины необходимо, чтобы муфтовые концы были направлены в сторону устья скважины. Не допускается сбрасывать трубы, ударять их друг о друга, перетаскивать волоком.

Непосредственно на буровых проводят наружный осмотр, повторное шаблонирование, укладку труб в порядке спуска в скважину и замер их длины. На каждые 1000 м, необходимых для работы труб, требуется подготовить дополнительно 50 м резервных труб.

Подготовленные трубы укладывают штабелями на стеллажи в порядке очередности спуска в скважину, между рядами помещают деревянные прокладки. Торцы муфт каждого ряда труб устанавливают на общей прямой линии.

Таблица 3.1 – Сортамент насосно-компрессорных труб по ГОСТ 633-80

Условный диаметр трубы, мм	Толщина стенки, мм	Тип трубы			
		гладкая	с высажеными наружу концами В	гладкая высокотермичная НКМ	безмуфтовая с высажеными наружу концами НКБ
60	5	ДКЕ	ДКЕЛМР	ДКЕЛМР	ДКЕЛМР
	5,5	ДКЕЛМР	ДКЕЛМР	ДКЕЛМР	ДКЕЛМР
73	7	ДКЕЛМР	ДКЕЛМР	ДКЕЛМР	ДКЕЛМР
	6,5	ДКЕЛМР	ДКЕЛМР	ДКЕЛМР	ДКЕЛМР
89	8	–	ДКЕЛМР	ДКЕЛМР	ДКЕЛМР
102	6,5	ДКЕЛМР	ДКЕЛМР	ДКЕЛМР	ДКЕЛМР
114	7	ДКЕЛМР	ДКЕЛМР	ДКЕЛМР	ДКЕЛМР

Таблица 3.2 – Прочностная характеристика насосно-компрессорных труб по ГОСТ 633-80

Показатели	Группа прочности					
	Д	К	Е	Л	М	Р
Временное сопротивление σ_s , МПа. не менее	655	687	699	758	862	1000
Предел текучести σ_m , МПа:						
не менее	379	491	552	654	758	980
не более	562	–	773	879	939	1160
Относительное удлинение, %, не менее	14,3	12	13	12,3	11,3	9,5

Составление колонны НКТ для различных операций при РИР осуществляется согласно РД 39-1-306-79 и имеет свои специфические особенности. Для тампонажных и вспомогательных работ обычно применяются НКТ размером 60, 73, 89, 114 мм. Для цементирования используют новые или незначительно изношенные трубы. При тампонажных и вспомогательных работах в глубоких скважинах, исходя из условий прочности на разрыв, следует применять комбинированные колонны труб.

Конструкции колонн НКТ предусматриваются в комплексных проектах на разработку месторождений с учетом конкретных условий. Диаметр НКТ определяется исходя из дебита скважин, обеспечения наименьших энергетических затрат на транспортировку флюида на поверхность, создания условий для выноса воды, песка; тип резьбовых соединений – из требований обеспечения герметичности колонн, глубины их спуска, величины пластового давления и т.д.

Конструкции колонн НКТ в мелких скважинах одноразмерные, т.е. состоят из труб одного диаметра, что облегчает работы по спускоподъемным операциям, позволяет пользоваться минимумом инструмента и сократить число переводников. В глубоких скважинах применяются более сложные колонны, состоящие из труб нескольких диаметров, толщин стенок и групп прочности стали.

Насосно-компрессорные трубы выпускаются по ГОСТ 633-80, предусматривающему изготовление их исполнения А и Б (А – повышенной точности) четырех типов:

- 1) гладкие и муфты к ним;
- 2) с высаженными наружу концами и муфты к ним (тип В);
- 3) гладкие высокогерметичные и муфты к ним (тип НКМ);
- 4) безмуфтовые высокогерметичные с высаженными наружу концами (тип НКБ).

Трубы всех типов исполнения А изготавливаются длиной 10 м с предельным отклонением $\pm 5\%$. Трубы всех типов исполнения Б изготавливаются двух групп длин: первая – от 5,5 до 8,5 м; вторая – от 8,5 до 10 м. Это позволяет иметь свечи необходимой длины при спуско-подъемных операциях передвижными агрегатами.

Сортамент выпускаемых по ГОСТ 633-80 насосно-компрессорных труб, их основные геометрические размеры и прочностная характеристика представлены в табл. 3.1, 3.2, 3.3, 3.4 и 3.5.

Трубы гладкие и с высаженными наружу концами (тип В) имеют симметричную треугольную резьбу по 10 или 8 ниток на длине 25,4 мм, шаг резьбы соответственно 2,54 и 3,175 мм. Угол профиля резьбы 60° , углы наклона сторон профиля 30° , конусность 1:16. Применять эти трубы рекомендуется при давлении газа до 20–30 МПа.

Трубы НКМ гладкие, с навинченной муфтой. Резьба отличается несимметричным профилем, близким к профилю упорных резьб, что повышает прочность соединения на 25–35 % по сравнению с прочностью гладких труб по ГОСТ 639-63.

Характеристики резьб труб НКТ диаметром от 60 до 102 мм и труб диаметром 114 мм различные. У первых шаг резьбы 4,232 мм, угол профиля 33°, угол наклона сторон профиля 30 и 3°, конусность 1:12. У вторых, которые могут использоваться и в качестве обсадных труб, шаг резьбы 5,080 мм, угол профиля 13°, угол наклона сторон профиля 10 и 3°, конусность 1:16. Герметичность соединений при давлении газа до 50 МПа обеспечивается сопрягаемыми коническими уплотнительными поверхностями, расположенными на конце ниппеля и в муфте перед упором. При докреплении соединения регламентированным крутящим моментом достигается контакт по внутренним упорным торцам, что обеспечивает беззазорную поверхность внутреннего проходного канала.

Трубы безмуфтовые НКБ. На высаженных наружу концах нарезаны резьбы – одна внутренняя, другая наружная. Резьба труб диаметром от 60 до 114 мм трапецеидальная. Конструкция конических уплотнительных поверхностей и профиль резьбы аналогичны применяемым в соединениях НКМ, т.е. шаг резьбы 4,232 мм, угол профиля 13°, углы наклона сторон профиля 10 и 3°, конусность 1:12. При докреплении соединений происходит контакт по внутренним упорным торцам, что обеспечивает гладкую беззазорную поверхность внутреннего проходного канала. Соединение обладает большей прочностью, чем тело гладкой части трубы. Трубы НКБ рекомендуются в газовых и газоконденсатных скважинах с давлением до 50-60 МПа.

Для сравнения некоторые сведения о резьбах НКТ по ГОСТ 633-80 приведены в табл. 3.6.

В отечественной нефтегазодобывающей промышленности находят применение муфтовые насосно-компрессорные трубы с соединением VAM, в котором использована резьба Buttress трапецеидального профиля с углами наклона сторон 10 и 3°. Шаг резьбы – 5,08 мм.

Высокая газогерметичность достигается специальной формой торца (ниппельного конца) трубы и внутреннего уступа в муфте, образующих две конические уплотнительные поверхности: гладкий скошенный под углом 30° конический поясok и скошенный под углом 15° упорный торец.

Форма этих поверхностей обеспечивает также высокую прочность соединения при больших изгибающих нагрузках.

Соединения VAM требуют бережного обращения, так как небольшое повреждение торца трубы может привести к потере герметичности. Для обеспечения надлежащей герметичности соединения VAM следует свинчивать строго регламентированными крутящими моментами, величины которых для труб с различной прочностью стали приведены в табл. 3.7.

В скважинах, продукция которых содержит сероводород, применение труб с высокими пределами текучести по ГОСТ 633-80 не рекомендуется из-за опасности сульфидного растрескивания материала труб. В этих условиях целесообразно применять отечественные трубы группы прочности Д и зарубежные трубы (табл. 3.8). В табл. 3.9 дана характеристика насосно-компрессорных труб по стандартам АНИ.

Таблица 3.5 – Внутреннее и наружное давление, при которых напряжения в теле труб по ГОСТ 633-80 достигают предела текучести

Условный диаметр, мм	Толщина стенки, мм	Внутреннее давление, МПа						Наружное давление, МПа					
		Группа прочности						Группа прочности					
		Д	К	Е	Л	М	Д	К	Е	Л	М		
60	5	54,0	71,0	79,8	95,2	105,0	39,0	50,1	54,6	63,1	71,2		
73	5,5	49,1	64,6	72,5	86,6	95,4	36,4	46,5	50,5	58,0	65,2		
73	7	62,5	82,2	92,3	110,2	121,5	51,0	66,1	72,2	84,2	95,7		
89	6,5	47,6	62,7	70,4	84,0	92,6	36,5	46,6	50,6	58,0	65,0		
89	8	58,6	77,1	86,6	112,6	114,0	48,7	63,1	68,9	80,2	91,0		
102	6,5	41,7	54,9	61,6	73,5	81,1	29,8	37,5	40,5	45,9	50,8		
114	7	39,9	52,5	58,9	70,4	77,6	28,9	36,2	38,9	43,9	48,3		

Таблица 3.6 – Основные сведения о резьбах НКТ

Показатели	Для труб гладких и типа В			Для труб НКМ диаметром 60-112 мм и труб НКБ всех диаметров	Для труб НКМ диаметром 114 мм
	Число ниток на длину 25,4 мм				
	10	8			
Шаг резьбы, мм	2,54	3,175		4,232	5,08
Угол профиля, град.	60	60		33	13
Угол наклона сторон профиля (град.):					
1	30	3		3	3
2	30	30		30	10
Конусность	1:16	1:16		1:12	1:16
Профиль резьбы	треугольный	симметричный		трапециевидный	несимметричный

Таблица 3.7 – Рекомендуемый крутящий момент свинчивания соединений VAM

Наружный диаметр труб, мм	Толщина стенки, мм	Крутящий момент свинчивания, Н·м		
		J-55, K-55	C-75, L-80, D-80, C-95	P-105
60,3 (2 3/8")	4,83	1900	2710	2980
	5,54	2170	2710	2980
	6,45	2440	2980	3120
73 (2 7/8")	5,51	3250	3660	3660
	7,01	3930	4200	4200
	7,82	4200	4470	4470
88,9 (3 1/2")	6,45	3930	4880	6370
	7,34	5830	6640	6640
	9,52	6920	7860	7860
	10,50	7320	8270	8270
	11,43	7320	8270	8270
101,6 (4")	3,74	3390	—	—
	6,65	4470	5420	5420
	8,38	5830	6920	6920
	9,65	7860	8810	8810
	10,92	9760	10850	10850
114,3 (4 1/2")	5,69	5830	5830	6370
	6,35	6370	6370	6920
	6,88	6370	6370	7320
	7,37	6370	7320	7320
	8,56	7320	7860	7860
	9,65	—	8810	8810
	10,92	—	10850	10850

Таблица 3.8 – Механические свойства сталей импортных труб

Показатели	Группа прочности					
	H-40	J-55	N-80	C-75	L-80	P-105
Наименьший предел прочности при растяжении σ_s , МПа	415	520	690	655	655	830
Предел текучести σ_m , МПа:						
наименьший	275	380	550	515	556	725
наибольший	550	550	760	620	655	930

При наличии в пластовой продукции коррозионно-активных компонентов рекомендуется применять трубы с покрытиями или использовать для их защиты ингибиторы коррозии, тип которых и методы применения обосновываются для конкретных месторождений.

Для обеспечения герметичности резьбовых соединений, предотвращения задигов и заеданий резьб, необходимо применять следующие специальные смазки:

А. Р-402 (ТУ 38-101-708-78) – предназначена для труб, работающих в скважинах с температурой до 200 °С. Смазка свободно наносится на по-

верхность резьбовых соединений при температуре до -30°C . Ее (%): жировая основа – 36, графитовый порошок – 20, свинцовый шок – 28, цинковая пыль – 12, медная пудра – 4.

Б. Р-2 (ТУ 38-101-332-76) – предназначена для труб, работающих в скважинах с температурой до 100°C . Свободно наносится при температуре окружающего воздуха до -5°C . Состав смазки (%): жировая основа – 36, графитовый порошок – 18, свинцовый порошок – 29, цинковая пыль – 12, медная пудра – 4. При температуре ниже -5°C смазку и резьбовые соединения следует подогревать. В менее ответственных резьбовых соединениях при низких давлениях и невысокой температуре флюида можно применять смазки с упрощенной технологией изготовления следующего состава (%):

а) графитовый порошок – 50, технический жир – 5, каустик соды – 1,5, машинное масло – 43,5;

б) солидол – 24, известковое молоко – 8, машинное масло – 65, нефть – 2.

Для муфтовых труб типа НКБ, где герметичность обеспечивается гладкими уплотнительными поверхностями, рекомендуется применять смазки Р-113 или Р-416 (ТУ 38-101-708-78), предназначенной для резьбовых соединений и обладающей лучшими антизадиристыми свойствами. Смазки могут также использоваться при свинчивании высокогерметичных соединений типа НКМ.

Смазку следует наносить с помощью шпателя (лопатки) на ширину 20–25 мм на поверхность ниппеля и муфты.

Ориентировочный расход смазки на одно соединение приведен в

Условный диаметр труб, мм	60	73	89	102
Расход смазки, г	15	20	30	35

На герметичность резьбовых соединений значительное влияние оказывает момент свинчивания, оптимальное значение которого для труб следующее.

Диаметр труб, мм	60	73	89	102
Момент свинчивания, Н·м	780	1200	1680	2300

Для труб с высадкой момент свинчивания 1150 Н·м минимальный, 1900 Н·м – максимальный.

Весьма перспективным является применение для смазки резьбы компрессорных труб нового, разработанного на предприятии «Кубаньпром» и в Краснодарском политехническом институте, универсального, не отверждающегося антикоррозийного герметика смазки ИНКОР-2.

ИНКОР-2 – компонентный состав на основе полиуретановых компонентов с наполнителями, обладающих высокими адгезионными свойствами по отношению к металлическим и неметаллическим материалам.

В отвержденном состоянии ИНКОР-2 пластичный резиноподобный материал с высокими антикоррозионными свойствами, устойчивостью к агрессивным средам – кислотам, щелочам, сероводороду, соленым водам, нередко содержащимся в пластовых флюидах и добываемой углеводородной продукции. Материал химически нейтрален и нетоксичен. Компоненты ИНКОР-2 (основной состав и отвердитель) смешиваются непосредственно перед его использованием. Рабочий состав представляет собой однородную пасту, легко наносимую на поверхность ручным или механическим способом.

Работоспособен при температурах от минус 50 °С до 160 °С. Время отверждения от 2 до 8 часов. Удерживаемый перепад давления при уплотнении резьб буровых, обсадных, насосно-компрессорных труб от 35 до 75 МПа.

Представляет также значительный интерес прочное, водонепроницаемое, антикоррозионное, устойчивое ко всем агрессивным средам покрытие – однокомпонентный состав ИНКОР-1, отверждающийся под действием влаги (например, атмосферной).

Покрытие может наноситься на поверхность металлических, бетонных емкостей, бассейнов. Глубина пропитки в бетон – 18 мм, долговечность – не менее 5 лет. Расход материала для покрытия одного м² бетонной поверхности – до 500 г, металлической – до 300 г.

Аварии с насосно-компрессорными трубами могут происходить из-за наличия заводских дефектов в трубах и неправильной их эксплуатации. Тщательная подготовка труб к спуску в скважину, соблюдение правил эксплуатации и своевременное проведение профилактических мероприятий значительно увеличит срок их службы и обеспечит безаварийную работу.

НКТ как новые, так и бывшие в эксплуатации, при подготовке к спуску в скважину подвергаются тщательной проверке. Этот процесс включает в себя следующие операции:

- визуальный контроль;
- инструментальный контроль линейных размеров труб;
- контроль качества резьбы труб и муфт;
- дефектоскопию и толщинометрию;
- шаблонирование;
- гидравлические испытания труб;
- покрытие поверхности труб;
- маркировку и комплектование.

Подготовка новых труб к эксплуатации должна производиться на трубных базах.

Доставленный на скважину комплект труб следует проверить на соответствие его паспорту и плану проведения работ.

При компоновке колонн из труб различных диаметров и с различными резьбами соединять их нужно только с использованием переводников заводского изготовления по ГОСТ 23979-80.

При спуске ступенчатой колонны из труб разных групп прочности данные о них следует записывать отдельно.

Спускоподъемные операции составляют один из основных видов работ с насосно-компрессорными трубами. Поэтому необходимо тщательно выполнять все технические требования, направленные на предупреждение аварий с ними.

В нефтяные и газовые скважины с высоким давлением трубы должны спускаться с использованием клиновых захватов, позволяющих свинчивать муфтовое соединение с обоих концов, что обеспечит большую герметичность резьбовых соединений, исключит возможность возникновения внецентричного растяжения колонны при установке ее на элеватор.

Для предупреждения механического повреждения тела трубы плашками клинового захвата необходимо, чтобы они были хорошо подогнаны, коэффициент охвата ими трубы был не менее 0,7. Вес подвешенных на клиньях труб не должен превышать предельных нагрузок, указанных в табл. 3.10.

С целью равномерного износа резьбовых соединений и тела насосно-компрессорных труб рекомендуется при каждом спуско-подъеме менять местами трубы одной группы прочности из верхней и нижней частей колонны.

Поднимать колонну следует плавно, без рывков и переходов с одной скорости на другую. Отвинченную трубу можно поднимать лишь после полного выхода ее из соединения.

Не допускается нанесение ударов молотком по муфте для облегчения развинчивания. Можно допускать лишь обстукивание муфты молотком посередине.

Чтобы муфта не задевала фланец колонны, следует пользоваться специальной направляющей воронкой.

После того, как трубы подняты над устьем скважины, необходимо удалить с резьбы предохранительные детали, тщательно очистить и смазать резьбы муфты и трубы соответствующей конкретным условиям смазкой.

При спуске следует тщательно осматривать тело и резьбовые части каждой трубы, чтобы избежать включения в колонну некачественных труб.

Посадку трубы в муфту необходимо производить осторожно, чтобы не повредить резьбу. Особенно осторожно нужно спускать двух- или трехтрубки, в этом случае рекомендуется установить на вышке промежуточные опоры.

Трубы нужно свинчивать с приложением крутящих моментов, величины которых для отечественных и импортных труб приведены в табл. 3.8.

Если ниппель свинчивается в муфту до последнего витка с моментом, меньшим минимального, или если после свинчивания с максимальным моментом остается более двух свободных, не вошедших в муфту витков, то следует забраковать обе трубы – спущенную в скважину и следующую за ней.

Таблица 3.9 – Характеристики насосно-компрессорных труб по стандартам АНИ

Наружный диаметр трубы, мм (дюйм)	Толщина стенки, мм	Внутренний диаметр трубы, мм	Масса 1 м гладкой трубы, кг	Наименьшее сминающее давление, МПа			Внутреннее давление, при котором напряжение в теле трубы достигает предела текучести, МПа			Растягивающее усилие, при котором напряжения в теле трубы достигают предела текучести, кН		
				C-75	L-80 N-80	P-105	C-75	L-80 N-80	P-105	C-75	L-80 N-80	P-105
60,3 (2 3/8")	4,24	51,8	5,87	65,6	68,8	—	63,6	67,8	—	386	412	—
	4,83	50,6	6,60	76,1	81,2	106,6	72,4	77,2	101,4	435	464	609
	6,45	47,4	8,56	98,8	105,4	138,3	96,8	103,2	135,5	—	—	—
73 (2 7/8")	5,51	62,0	9,18	72,2	76,9	96,6	68,3	72,9	95,6	605	645	846
	7,82	57,4	12,57	98,9	105,5	138,5	96,9	103,4	135,8	829	884	1160
	5,49	77,9	11,29	52,0	54,3	—	55,8	59,6	—	743	793	—
88,9 (3 1/2")	6,45	76,0	13,12	69,2	72,6	90,0	65,7	70,1	92,0	864	922	1210
	7,34	74,2	14,76	78,3	83,6	—	74,7	79,7	—	973	1037	—
	9,52	69,9	18,65	98,9	105,6	138,5	96,9	103,4	135,8	1228	1310	1720
101,6 (4")	5,74	90,1	13,57	43,8	45,4	—	51,2	54,5	—	895	954	—
	6,65	88,3	15,58	58,0	60,7	—	59,3	63,2	—	1026	1095	—
114,3 (4 1/2")	6,88	100,5	18,23	49,6	51,7	—	54,5	58,1	—	1201	1281	—

Таблица 3.10 – Предельная нагрузка при спуске труб в клиновом захвате, кН

Длина клина, мм	Группа прочности стали	Размеры труб, мм				
		60×5	73×5,5	89×6,5	102×6,5	114×7
50	Д	195	242	315	335	382
	К	256	318	415	444	503
	Е	282	350	456	489	553
	Л	333	414	539	578	654
100	Д	244	314	422	464	536
	К	327	413	555	611	705
	Е	354	454	611	672	775
	Л	418	537	722	794	916
150	Д	267	348	476	530	618
	К	352	458	627	697	813
	Е	372	504	689	767	895
	Л	457	596	814	907	1057
200	Д	281	367	507	570	672
	К	371	483	667	750	884
	Е	407	532	733	825	973
	Л	481	629	867	975	1150

После сильного натяжения колонны при срыве пакера или освобождении ее от прихвата все резьбовые соединения, свинченные в заводских условиях, необходимо докрепить.

3.1 Расчет колонны насосно-компрессорных труб на прочность

Усилия, воздействующие на колонну насосно-компрессорных труб, главным образом определяются условиями ее эксплуатации. На рис. 3.1 показаны основные расчетные схемы колонн НКТ, которые отображают условия ее эксплуатации в различных технологических процессах.

На свободно подвешенную колонну НКТ усилия от веса колонны направлены к забою, а сила выталкивания действует в обратном направлении. Собственный вес комбинированной колонны определяется весом каждой секции. Так, вес трехсекционной колонны (рис. 3.2) записывается в виде:

$$P_{\text{вст}} = F_{T1} \cdot \ell_1 \cdot \rho_m + F_{T2} \cdot \ell_2 \cdot \rho_m + F_{T3} \cdot \ell_3 \cdot \rho_m, \quad (3.1)$$

где F_{T1} , F_{T2} , F_{T3} – площадь сечения труб соответствующей части колонны, м^2 ; ℓ_1 , ℓ_2 , ℓ_3 – длина соответствующей секции колонны, м; ρ_m – плотность материала труб, кг/м^3 .

По табл. 3.11 определяется площадь сечения труб, значение их внутреннего диаметра.

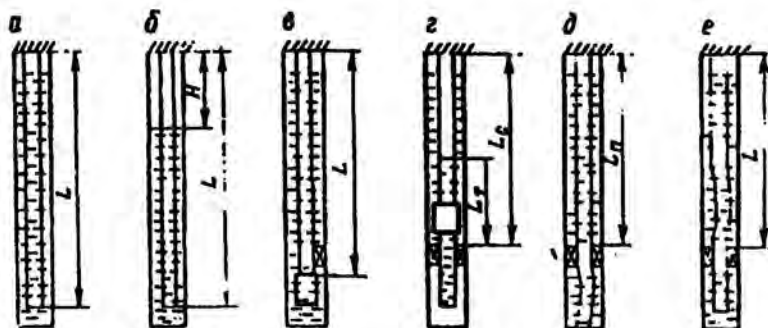


Рисунок 3.1 – Расчетные схемы колонны НКТ:

а – свободно подвешенная на планшайбе; б – в скважине, частично заполненной жидкостью; в – с устройством для проведения гидродеструктурной перфорации; г – с испытателем пластов; д – опирающаяся на забой; е – опирающаяся на пакер; L – длина колонны НКТ; H – уровень размещения свободной поверхности жидкости в скважине; L_c – глубина размещения испытателя в скважине; L_T – уровень жидкости в трубах; L_n – глубина размещения пакера

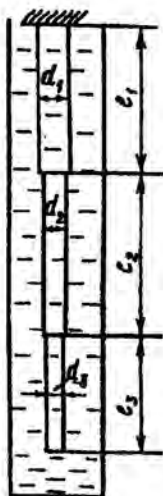


Рисунок 3.2 – Трехразмерная колонна НКТ в скважине, полностью заполненной жидкостью

Для подвешенной колонны труб наибольшее усилие растяжения возникает в верхнем сечении. Наибольшее напряжение не должно превышать предел текучести материала труб при растяжении.

Для труб с гладкими (невysаженными) концами, изготовленных по ГОСТ, максимальное усилие, которое разрушает резьбовые соединения в момент, когда напряжения в металле соответствуют пределу текучести, определяют по формуле:

Таблица 3.11 – Характеристики насосно-компрессорных труб по ГОСТ 633-80

Диаметр, мм			Высаженная часть, мм				Муфта, мм				Масса, кг		
Условный	внешний	внутренний	Толщина стенки, мм	Внешний диаметр	Длина переходной части	Переходная часть	Внешний диаметр муфты	длина	Длина растяжения	Ширина торцевой плоскости	1 м гладкой трубы	Муфты	1 м трубы с муфтой при длине трубы 8 м
Гладкие трубы													
48	48,3	40,3	4,0	—	—	—	56,0	96,0	8,0	2,0	4,39	0,5	4,45
60	60,3	50,3	5,0	—	—	—	73,0	110,0	8,0	5,0	6,84	1,3	7,0
73	73,0	62,0	5,5	—	—	—	89,0	132,0	8,0	6,5	9,16	2,4	9,46
89	88,9	76,0	6,5	—	—	—	107,0	148	8,0	6,5	13,22	3,6	13,67
102	101,6	88,6	6,5	—	—	—	121,0	150,0	9,5	6,5	15,22	4,5	15,78
114	114,3	100,3	7,0	—	—	—	132,5	156,0	9,5	6,5	18,47	5,7	19,09
Трубы с высаженными наружу концами													
33	33,4	26,4	3,5	37,3	45	25	48,3	89	8,0	3,5	2,58	0,5	2,67
42	42,2	35,4	3,5	46,0	51	25	56,0	95	8,0	3,5	3,34	0,7	3,48
48	48,3	40,3	4,0	53,2	57	25	63,5	100	8,0	3,5	4,39	0,8	4,51
60	60,3	50,3	5,0	65,9	89	25	78,0	126	9,5	5,0	6,84	1,5	7,07
73	73,0	62,0	5,5	78,9	95	25	93,0	134	9,5	6,5	9,16	2,8	9,53
89	88,9	73,0	6,0	95,25	102	25	114,3	146	9,5	6,5	13,22	4,2	13,8
102	101,6	88,6	6,5	107,95	102	25	127,0	154	9,5	6,5	15,22	5,0	15,9
114	114,3	100,3	8,0	120,65	108	25	141,3	160	9,5	6,5	18,47	6,3	19,3

$$P' = \frac{\pi \cdot \delta_c \cdot D_{cp} \cdot \sigma_m}{1 + \frac{D_{cp}}{\ell} \cdot \operatorname{ctg}(\alpha + \varphi)} \quad (3.2)$$

Для труб с высаженными наружу концами усилия в теле трубы в момент, когда напряжения соответствуют пределу текучести, записывается в виде:

$$P'' = \frac{\pi \cdot (D^2 - d^2)}{4} \cdot \sigma_m, \quad (3.3)$$

где P' и P'' – усилия, разрушающие резьбовые соединения, соответственно для труб с гладкими и высаженными наружу концами, кН; δ_c – толщина стенки трубы по впадине первой полной нитки резьбы в зацеплении, м (см. табл. 3.11); D_{cp} – средний диаметр трубы по первой полной нитке резьбы в зацеплении, м (табл. 3.12); σ_m – предел текучести материала труб при растяжении, МПа (табл. 3.13); ℓ – длина резьбы до основной плоскости (нитки с полным профилем), м (табл. 3.12); α – угол, образованный между направлением опорной поверхности резьбы и осью трубы ($\alpha = 1,0625$ рад); φ – угол трения ($\varphi = 0,306$ рад); D, d – внешний и внутренний диаметры трубы, м.

Напряжения в трубе не должны превышать предельных значений, которые определяются по формулам (3.2), (3.3).

При использовании труб, изготовленных по стандартам Американского нефтяного института (АНИ), дополнительно учитывается их способность противодействовать напряжениям, возникающим под действием внутреннего давления. Наименьшее сминающее давление для сталей разных марок определяют по формулам (при условии, что выполняется соотношение):

$$\frac{D}{\delta} < 14,$$

где D – внешний диаметр труб; δ – толщина стенки.

Для сталей Н-40 и J-50:

$$p_{cm} = 0,75 \cdot \sigma_{mcp} \cdot \left[\frac{2,503}{D/\delta} - 0,046 \right], \quad (3.4)$$

для сталей С-75

$$p_{cm} = 0,75 \cdot \sigma_{mcp} \cdot \left[\frac{2,650}{D/\delta} - 0,059 \right], \quad (3.5)$$

для сталей марки Н-80

$$p_{cm} = 0,75 \cdot \sigma_{mcp} \cdot \left[\frac{2,721}{D/\delta} - 0,063 \right], \quad (3.6)$$

Таблица 3.12 – Размеры резьбового соединения НКТ

Условный диаметр трубы, мм	Число ниток на 2,54 мм (дюйм)	Глубина резьбы, мм	Трубы		Средний диаметр резьбы в основной части, мм	Диаметр резьбы около торца трубы, мм		Внутренний диаметр резьбы в плоскости торца, муфты, мм	Длина резьбы, мм				Диаметр цилиндрической расточки около торца муфты, мм	Глубина цилиндрической расточки, мм	Расстояние от торца муфты к концу сбега резьбы на трубе при свинчивании вручную, мм	
			внешний диаметр	высаженной части		внешний	внутренний		общая к концу (сбега)	основной плоскости (нитки с полным профилем)	сбега					
Гладкие трубы																
48	10	1,142	—	48,3	46,924	46,866	44,042	46,069	35	22,3	4,29	50,0	8,0	5,0	5,0	
60	—	—	—	60,3	58,989	58,494	55,670	58,134	42	29,3	4,29	62,0	8,0	5,0		
73	—	—	—	73,0	71,689	70,506	67,682	70,834	53	40,3	4,29	74,7	8,0	5,0		
89	—	—	—	88,9	87,364	89,944	83,120	86,709	60	47,3	4,29	90,6	8,0	5,0		
102	8	1,810	—	101,6	99,866	98,519	94,899	98,519	62	49,3	5,97	103,5	9,5	6,5		
114	—	—	—	114,3	112,566	111,031	107,411	111,219	65	52,3	5,97	116,0	9,5	6,5	6,5	
Трубы с высаженными наружу концами																
33	10	1,412	33,4	37,30	35,970	36,100	33,276	35,115	32	19,3	4,29	39,0	8,0	5,0		
42	—	—	42,2	46,00	44,701	44,643	41,819	43,846	35	27,3	—	47,5	8,0	5,0		
48	—	—	48,3	53,20	51,845	51,662	48,838	50,990	37	24,3	—	55,0	8,0	5,0		
60	8	1,810	60,3	65,90	64,148	63,551	59,931	64,801	50	37,3	5,97	67,5	9,5	6,5		
73	—	—	73,0	78,60	76,848	76,001	72,381	75,501	54	41,3	—	80,0	9,5	6,5		
89	—	—	88,9	95,25	93,516	92,294	88,674	92,164	60	47,3	—	97,0	9,5	6,5		
102	—	—	101,6	107,95	106,216	104,744	101,124	104,869	64	51,3	—	109,6	9,5	6,5		
114	—	—	114,3	120,65	118,916	117,256	113,636	117,569	67	54,3	—	122,5	9,5	6,5		

Примечание. Длина резьбы от основной плоскости к концу сбега – 12,7 мм; расстояние от торца муфты к середине муфты при свинчивании на станке – 13 мм.

для сталей марки Р-105

$$p_{см} = 0,75 \cdot \sigma_{мсп} \cdot \left[\frac{2,940}{D/\delta} - 0,078 \right], \quad (3.7)$$

где $\sigma_{мсп}$ – средний предел текучести материала трубы, МПа.

Предельное значение давления в трубах (при условии способности противодействовать сминающим давлениям):

$$p_{сминар} = 1,25 \cdot p_{см}, \quad (3.8)$$

где 1,25 – коэффициент запаса прочности на сопротивление смятию.

Наименьшее внутреннее давление, при котором напряжение в теле трубы достигает предела текучести, определяется по формуле:

$$p_{мн} = 0,875 \cdot 2 \cdot \delta \cdot \frac{\sigma_{ммин}}{D}, \quad (3.9)$$

где 0,875 – коэффициент, учитывающий отклонение толщины стенки (составляет 12,5 %); $\sigma_{ммин}$ – наименьший предел текучести материала трубы, МПа (табл. 3.13).

Реальное давление в колонне НКТ не должно превышать значений, которые определяются по формулам (3.8), (3.9).

Коэффициент запаса прочности на сопротивление труб внутреннему давлению обычно принимают за единицу, в связи с чем при определении допустимых значений внутреннего давления можно использовать формулу (3.9).

Нагрузку растяжения, при которой напряжение в теле трубы достигает предела текучести, находят по формуле:

$$P_m = \sigma_{ммин} \cdot \frac{\pi}{4} \cdot (D^2 - d^2). \quad (3.10)$$

Значение реальной нагрузки на колонну не должно превышать P_m , значение которой определяется из уравнения (3.10).

Формулы (3.1)–(3.10) используются при выполнении контрольных расчетов на прочность колонны НКТ конкретной конструкции (табл. 3.14).

Часто необходимо решить обратную задачу, которая касается выбора конструкции колонны соответственно с заранее определенными условиями ее эксплуатации. При проведении проектных расчетов предварительно принимают максимально возможный диаметр колонны для условий конкретной скважины и определяют усилия P' разрушения резьбовых соединений по формуле (3.2).

Допустимую глубину подвески колонны рассчитывают по приближенной формуле, которая учитывает нагрузку только от действия собственного веса колонны и давления у выхода бурового насоса:

Таблица 3.13 – Механические свойства сталей различных групп прочности для изготовления НКТ

Показатели	СНГ					АНИ и другие фирмы				
	Д	К	Е	Л	М	Н-40	Ј-55	С-75	Н-80	Р-105
Временное сопротивление разрыву, МПа	650	700	750	800	900	422	507	688	703	844
Предел текучести при растяжении, МПа:										
средний	380	500	550	650	750					
минимальный	–	–	–	–	–	281	387	527	562	738
максимальный	–	–	–	–	–	400	562	633	772	949
Относительное удлинение, %, при толщине стенки, мм:										
5	16	12	12	12	12					
10	12	10	10	10	10	2,7	20	16	16	15

Таблица 3.14 – Характеристика прочности НКТ, изготовленных из сталей различных групп прочности, по стандартам АНИ

Внешний диаметр трубы, мм	Толщина стенки, мм	Наименьшее сминающее давление, МПа						Внутреннее давление, при котором напряжение в теле трубы достигает предела текучести, МПа					
		H-40	J-55	C-75	H-80	P-105		H-40	J-55	C-75	H-80	P-105	
26,67	2,83	50,6	65,9	86,1	91,2	—		52,9	72,8	99,3	105,9	—	
33,4	3,38	47,9	62,3	81,5	86,3	—		49,8	68,5	93,3	95,5	—	
42,16	3,18	36,7	47,7	—	—	—		37,0	51,0	—	—	—	
	3,56	40,7	52,9	61,2	73,3	—		41,5	57,2	77,8	83,2	—	
48,26	3,18	31,3	40,7	—	—	—		32,4	44,5	—	—	—	
	3,68	37,2	48,3	63,2	66,9	—		37,5	37,5	70,3	75,0	—	
52,40	3,96	36,8	47,9	62,6	66,4	—		37,2	51,2	69,8	74,4	—	
	4,24	34,3	44,6	57,3	60,9	—		34,6	47,6	64,8	69,1	—	
60,32	4,83	38,8	50,5	65,9	69,9	93,1		39,4	54,2	73,6	78,5	103,3	
	6,45	—	—	85,6	90,6	120,8		—	—	98,5	105,1	138,1	
73,02	5,52	36,8	47,8	62,6	66,2	88,3		37,1	51,1	69,6	74,2	97,5	
	7,82	—	—	85,8	90,8	121,1		—	—	98,9	105,5	138,4	
	5,49	28,6	37,2	47,0	49,8	—		30,4	41,8	56,9	60,7	—	
88,9	6,45	35,5	46,1	60,0	63,8	85,1		35,7	49,2	66,9	71,4	93,2	
	7,34	39,9	52,0	67,9	71,9	—		40,6	55,9	76,2	81,3	—	
	9,51	—	—	85,9	90,8	121,1		—	—	98,8	105,4	138,4	
101,6	5,74	25,2	32,7	40,8	43,0	—		27,8	38,2	52,1	55,6	—	
	6,65	31,1	40,4	51,6	54,7	—		32,2	44,4	60,5	64,5	—	
114,3	6,88	27,6	35,9	45,2	47,9	—		29,7	40,8	55,5	59,2	—	

$$L_{\text{дон}} = \frac{P' - k \cdot F_m \cdot P_p}{k \cdot q}, \quad (3.11)$$

где k – коэффициент запаса прочности для труб (принимается $k = 1,3 \div 1,5$);

P_p – давление на выкиде линии бурового насоса ($P_p = 34 \div 40$ МПа);

q – вес 1 м трубы, Н (см. табл. 3.11).

Конструкцию колонны считают определенной, если допустимая глубина подвески труб принятого диаметра больше глубины скважины.

При значительных глубинах скважин применяют секционную колонну НКТ. Длину секций подбирают снизу вверх. Допустимую длину нижней секции определяют по формуле (3.11), а длины следующих секций из соотношения:

$$\ell_n = \frac{P'_n - P'_{n-1}}{k \cdot q_n} \cdot \frac{F_{m_n}}{F_{m(n-1)}}, \quad (3.12)$$

где ℓ_n – длина секции, которую рассчитывают, м; P'_n – разрушающая нагрузка для труб секции, которую рассчитывают, МПа; P'_{n-1} – разрушающая нагрузка для труб предыдущей секции, МПа; q_n – вес 1 м трубы секции, которую рассчитывают, Н; F_{m_n} – площадь сечения рассчитываемой секции, м²; $F_{m(n-1)}$ – площадь сечения труб предыдущей секции, м².

Формула (3.12), как и формула (3.11), не учитывает действия на колонну силы выталкивания.

Если скважина частично заполнена жидкостью, тогда сила выталкивания, действующая на колонну, определяется объемом ее погруженной части (рис.3.1, б):

$$P_{\text{выт}} = P_p \cdot (L - H) \cdot F_m, \quad (3.13)$$

где L – длина колонны, м; H – уровень свободной поверхности жидкости, м.

3.2 Особенности расчета колонны НКТ на прочность в условиях действия изгибающих усилий

Расчет изгибающих усилий в колонне НКТ проводится в том случае, когда ее нижняя часть жестко закреплена с помощью пакера, либо ее хвостовик опирается на забой.

При размещении пакера в скважине хвостовик воспринимает изгибающие нагрузки, которые зависят от усилия, необходимого для раскрытия пакера, а также от перепада давления на пакере во время освоения скважины (рис. 3.1, д).

Нагрузка на пакер от веса труб для установки его в скважине:

$$G_n = 0,3 \cdot E \cdot S_0 \cdot (K_n - 1), \quad (3.14)$$

где E – модуль упругости резинового элемента пакера по начальному сечению, МПа (принимается $E = 8,5 \div 9,5$ МПа); S_0 – площадь сечения уплотнителя до его деформирования, см²; K_n – коэффициент пакерования (принимается $K_n = 1,12 \div 1,14$).

Считается, что максимальная разность давления на пакере во время испытания пласта равна допустимой депрессии на пласт. Тогда осевая сжимающая нагрузка на хвостовик, кН, при испытании:

$$G_{\text{н}} = G_n + 0,1 \cdot \Delta p \cdot S_c, \quad (3.15)$$

где 0,1 – коэффициент перевода размерностей; Δp – разность давлений на пакере, МПа; S_c – площадь сечения скважины, см².

Изгибающее напряжение в трубе хвостовика определяют по формуле:

$$\sigma_{\text{изг}} = \frac{\pi^2 \cdot E \cdot J \cdot (D_c - d_{\text{т.внеш}})}{2 \cdot L_n^2 \cdot W}, \quad (3.16)$$

где E – модуль продольной упругости (для стали $E = 2 \cdot 10^{11}$ Па, для алюминиевого сплава $E = 0,7 \cdot 10^{11}$ Па); J – экваториальный момент инерции площади сечения; L_n – длина полуволны прогиба хвостовика; D_c – диаметр скважины; W – осевой момент сопротивления на изгиб; $d_{\text{т.внеш}}$ – диаметр трубы хвостовика (внешний).

Экваториальный момент инерции площади сечения определяют по формуле:

$$J = 0,05 \cdot (d_{\text{т.внеш}}^4 - d_{\text{т.вн}}^4), \quad (3.17)$$

где $d_{\text{т.вн}}$ – внутренний диаметр трубы хвостовика.

Осевой момент сопротивления на изгиб:

$$W = \frac{2 \cdot J}{d_{\text{т.внеш}}}, \quad (3.18)$$

Длина полуволны прогиба определяется осевой нагрузкой на хвостовик:

$$L_n = 5,98 \cdot \sqrt{\frac{E \cdot J}{G_{\text{н}}}}. \quad (3.19)$$

Изгибающее напряжение в трубе хвостовика не должно превышать предельно допустимого $[\sigma_{\text{сж}}] = 160$ МПа.

Изгибающее напряжение возникает также в колонне НКТ в случае ее размещения над пакером (рис. 3.1, е). Кроме изгибающих усилий в верхней части колонны возникают усилия растяжения, а в нижней – сжатия.

Усилия растяжения максимальны в верхней части колонны:

$$P = P_{\text{нкт}} - G_n. \quad (3.20)$$

Напряжения сжатия имеют максимальные значения в сечении соединения труб с пакером:

$$\sigma_{сж} = \frac{L_{сж} \cdot g \cdot q}{F_m}, \quad (3.21)$$

где $L_{сж}$ – длина сжатой части колонны, м; q – масса 1 м труб колонны, кг (см. табл. 3.11); F_m – площадь сечения трубы, м².

Длина сжатой части колонны определяется усилием, действующим на пакер:

$$L_{сж} = \frac{G_n}{g \cdot q \cdot \left(1 - \frac{\rho_p}{\rho_m}\right)}, \quad (3.22)$$

где ρ_p , ρ_m – плотность раствора и материала труб, кг/м³.

Усилия, необходимые для раскрытия пакера, определяют по формуле (3.14). Последовательность определения изгибающего напряжения в колонне НКТ такая же, как и при выполнении расчетов хвостовика (см. формулы (3.16) – (3.19)).

Рассмотрим расчет НКТ для проведения гидropескоструйной перфорации.

Во время проведения гидropескоструйной перфорации (ГПП) существует опасность разрушения труб действием внешних усилий и внутреннего давления. Для ГПП обычно применяют трубы диаметром 73–89 мм следующих марок сталей: С-75, Е, Н-80, Л, М, Р-105.

Допустимую глубину спуска одноразмерной колонны НКТ (любой марки стали длиной L_1 , L_2 , L_3 и т.д.) определяют по формуле:

$$L = \frac{\left(1000 \cdot \frac{Q_{pm}}{k_m}\right) - 10^{-6} \cdot p_y \cdot F_m}{9,8 \cdot (q_m - f_m \cdot \rho_{см})}, \quad (3.23)$$

где L – допустимая глубина спуска НКТ, м; Q_{pm} – разрушающая нагрузка резьбы, кН; k_m – коэффициент запаса прочности труб (преимущественно составляет $k_m = 1,3 \div 1,5$); F_m – площадь внутреннего сечения НКТ, м²; p_y – давление на устье, МПа; q_m – масса 1 м трубы, кг/м; f_m – сечение тела НКТ, м²; $\rho_{см}$ – плотность смеси жидкости с песком, кг/м³.

Характеристика труб приведена в табл. 3.15.

Если предприятие не имеет достаточного количества НКТ одного типа, чтобы спустить их до глубины нижних отверстий перфорации ($L = H_{ни}$), то составляют двухсекционную колонну НКТ. Для этого проще всего вначале рассчитать допустимую длину нижней секции более слабых труб с меньшим значением Q_{pm} по формуле (3.23):

$$L = L_u = L_1. \quad (3.24)$$

Таблица 3.15 – Характеристика разрушающей нагрузки для резьб НКТ

Внешний диаметр, мм	Разрушающая нагрузка резьбы, кН							
	Д	К	Е	Л	М	С-75	М-80	Р-105
Трубы гладкие (неравнопрочные)								
60	208	274	302	356	411	300	320	430
73	294	387	426	503	580	450	460	630
89	446	585	645	760	877	680	720	950
Трубы с высаженными наружу концами (равнопрочные)								
60	330	435	447	565	652	444	474	622
73	443	583	641	758	874	617	658	864
89	689	840	925	1092	1260	882	941	1235

Примечания:

1. Внутренняя площадь сечения отверстия трубы 19, 87; 30, 19 и 45, 36 см² соответственно для 60-, 73- и 89-мм труб;
2. Площадь сечения тела трубы 6,68; 11,66 и 16,7 см² соответственно для 60-, 73- и 89-мм труб;
3. Масса гладкой трубы 7; 9,46 и 13,67 кг соответственно для 60-, 73- и 89-мм труб;
4. Масса 1 м трубы с высаженными концами 7,07; 9,53 и 13,8 кг соответственно для 60-, 73- и 89-мм труб.

После этого производят расчет по формуле (3.23) для более сильных труб. Тогда длина верхней секции

$$L_u = H_{\alpha} - L_1, \quad (3.25)$$

где H_{α} – глубина установки аппарата в скважине при условии, что нагрузку верхней секции рассчитывают на всю длину труб:

$$L = L_2 = H_{\alpha}. \quad (3.26)$$

Для составления колонны НКТ целесообразно взять трубы одного диаметра (желательно 73 мм).

Колонна НКТ в скважине подвергается растяжению от собственного веса и от действия давления на устье p_y . Если растяжение от собственного веса учитывается во время привязывания аппарата перфорации (АП) к пластам, которые перфорируются ГПП, то растяжение от действия давления на устье нужно учитывать дополнительно.

Удлинение труб рассчитывается по формуле:

$$\Delta \ell_m = \frac{p_y \cdot F_m \cdot (L_u + L_n)}{2 \cdot f_m \cdot E}, \quad (3.27)$$

где L_u , L_n – длина НКТ соответственно верхней и нижней секции, м;

E – модуль Юнга для стали (принимается $E = 2,1 \cdot 10^6$ МПа).

Для того чтобы АП разместился на заданной глубине $H_{\text{шт}}$, необходимо уменьшить длину труб в скважине на размер, соответствующий их удлинению:

$$L_{\text{шт}} = H_{\text{шт}} - \Delta \ell_{\text{м}} - \Delta \ell_{\text{шт}} - \ell_{\text{мф}}, \quad (3.28)$$

где $L_{\text{шт}}$ – длина труб, которые требуется спустить в скважину, м; $\Delta \ell_{\text{шт}}$ – расстояние в АП от самой низкой насадки до муфты, м (для АП длиной 6 м $\Delta \ell_{\text{шт}} = 0,3$ м, а общая длина АП 6 м с пакером для промывания скважины составляет приблизительно 0,83 м); $\ell_{\text{мф}}$ – длина утолщенной муфты для исследований гамма-каротажа (ГК) и нейтронного гамма-каротажа (НГК), м (преимущественно $\ell_{\text{мф}} = 0,5$ м).

Определение допустимых глубин спуска комбинированных двухступенчатых колонн. Условие прочности верхней трубы определяется уравнением:

$$h_1 \cdot g \cdot q_{\text{м1}} + h_2 \cdot g \cdot q_{\text{м2}} = \frac{Q_1}{K_2},$$

где h_1 и h_2 – длина нижней и верхней ступени соответственно, м; $q_{\text{м1}}$ и $q_{\text{м2}}$ – масса 1 м труб соответственно нижней и верхней ступени, кг; Q_1 – максимальная растягивающая нагрузка для верхней трубы, Н.

Для гладких труб $Q = Q_{\text{стр}}$.

Для труб с высаженными наружу концами

$$Q = \sigma_{\text{м}} \cdot f_c,$$

где f_c – площадь поперечного сечения трубы, м².

3.3 Решение задач и примеров

Решая приведенное уравнение относительно различных сочетаний диаметров, получаем для составных колонн уравнения, приведенные в графической форме на рис. 3.3–3.7.

Пример. По номограмме на рис. 3.3 для составной колонны гладких НКТ 114×73 (5,5) мм из стали группы прочности Д при $h_2 = 1500$ м, получаем $h_1 = 1200$ м.

Независимо от целей РИР в первую очередь выясняют техническое состояние обсадной колонны и глубину фактического забоя скважины путем спуска в скважину печати на НКТ или бурильных трубах. Если инструмент спускают впервые, то обследование состояния колонны необходимо производить полномерной конусной печатью, имеющей диаметр на 6–7 мм меньше, чем внутренний диаметр обсадных труб. При посадке печати выше требуемой глубины размер следующей пускаемой печати уменьшают на

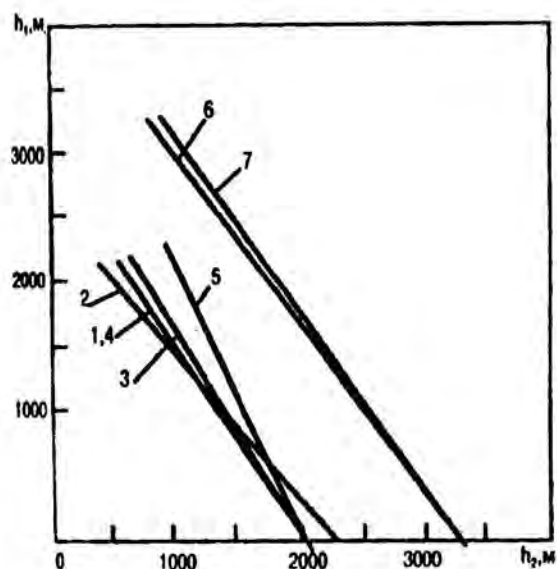


Рисунок 3.3 – Номограмма для расчета длины секций составных колонн НКТ из стали группы прочности Д:
 73 (5,5) × 60 мм; 73 (7) × 73 (5,5) мм; 89 × 73 (5,5) мм; 114 × 89 мм; 114 × 73 (5,5) мм;
 73 (5,5) × 60 мм (высаженные); 89 × 73 (5,5) мм (высаженные)

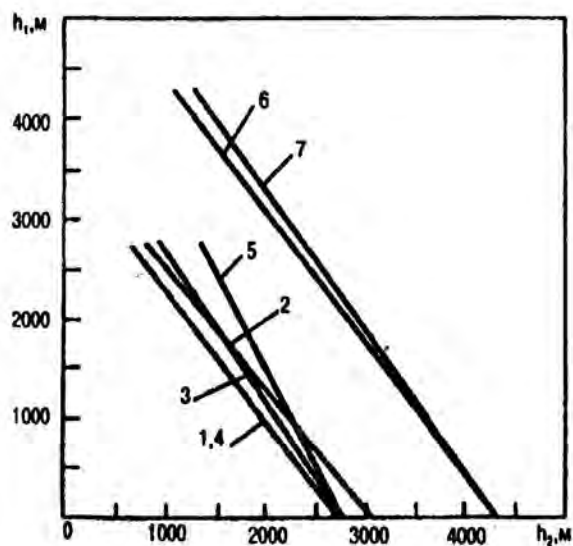


Рисунок 3.4 – Номограмма для расчета длины секций составных колонн НКТ из стали группы прочности К:
 73 (5,5) × 60 мм; 73 (7) × 73 (5,5) мм; 89 × 73 (5,5) мм; 114 × 89 мм; 114 × 73 (5,5) мм;
 73 (5,5) × 60 мм (высаженные); 89 × 73 (5,5) мм (высаженные)

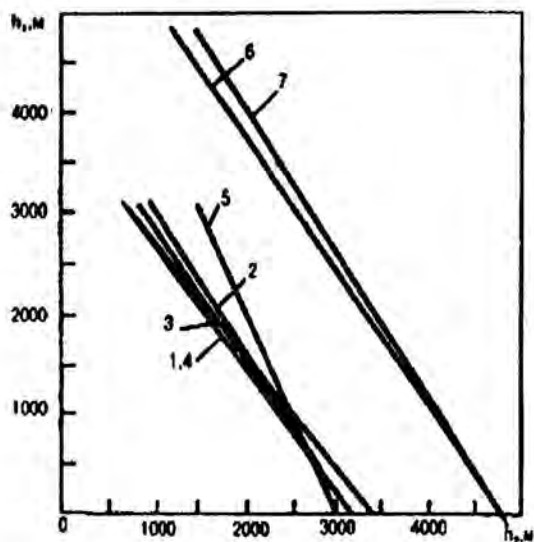


Рисунок 3.5 – Номограмма для расчета длины секций составных колонн НКТ из стали группы прочности Е:
 73 (5,5) × 60 мм; 73 (7) × 73 (5,5) мм; 89 × 73 (5,5) мм; 114 × 89 мм; 114 × 73 (5,5) мм;
 73 (5,5) × 60 мм (высаженные); 89 × 73 (5,5) мм (высаженные)

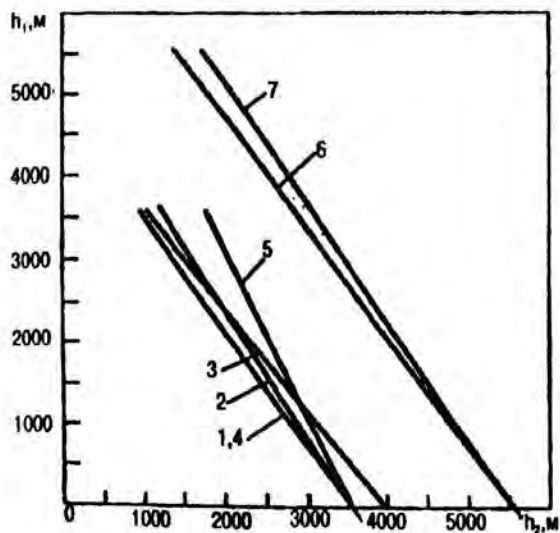


Рисунок 3.6 – Номограмма для расчета длины секций составных колонн НКТ из стали группы прочности Л:
 73 (5,5) × 60 мм; 73 (7) × 73 (5,5) мм; 89 × 73 (5,5) мм; 114 × 89 мм; 114 × 73 (5,5) мм;
 73 (5,5) × 60 мм (высаженные); 89 × 73 (5,5) мм (высаженные)

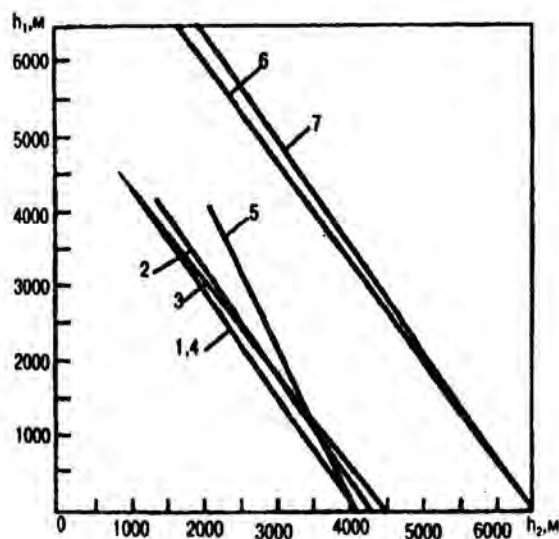


Рисунок 3.7 – Номограмма для расчета длины секций составных колонн НКТ из стали группы прочности М:

73 (5,5) × 60 мм; 73 (7) × 73 (5,5) мм; 89 × 73 (5,5) мм; 114 × 89 мм; 114 × 73 (5,5) мм; 73 (5,5) × 60 мм (высаженные); 89 × 73 (5,5) мм (высаженные)

6–12 мм до получения ясного отпечатка, характеризующего величину и характер нарушения колонны. С этой же целью, а также для характеристики посторонних предметов на забое скважины после конусной спускают плоскую печать. В процессе обследования производят одноразовую посадку печати при нагрузке не более 20 кН. В скважинах глубиной до 800 м допускается спуск печати на стальном канате. Необходимо иметь в виду, что без предварительного обследования ствола находившейся в эксплуатации скважины печатями определение глубины забоя шаблонами, спускаемыми на металлической проволоке или каротажном кабеле, производить нельзя.

Задача 1.

Рассчитать двухразмерную колонну НКТ, находящуюся в скважине, полностью заполненной жидкостью, для следующих условий эксплуатации: плотность пластовой жидкости 900 кг/м³, плотность материала труб 8660 кг/м³; конструкция колонны: диаметры внешний и внутренний 88,9 и 76 мм, длина верхней секции 1710 м, диаметры внешний и внутренний 73 и 62 мм, длина нижней секции 1100 м.

Решение.

1. Собственный вес комбинированной колонны с учетом (3.1):

$$P_{\text{нкт}} = \frac{3,14}{4} \cdot (0,0889 - 0,0762) \cdot 1710 \cdot 8660 +$$

$$+ \frac{3,14}{4} \cdot (0,0732 - 0,0622) \cdot 1100 \cdot 8660 = 358,31 \text{ кН.}$$

2. Усилия разрушения резьбовых соединений для труб с гладкими концами определяем для верхней трубы, учитывая (3.2):

$$P' = \frac{3,14 \cdot 0,0065 \cdot 0,0876 \cdot 380 \cdot 10^6}{1 + \frac{0,0876}{2 \cdot 0,0473} \cdot \text{ctg}(1,0625 + 0,306)} = 363,32 \text{ кН.}$$

Расчет произведен для труб из стали группы прочности Д.

3. Усилия разрушения резьбовых соединений для труб с высаженными концами находим по формуле (3.3):

$$P'' = \frac{3,14 \cdot (0,0889^2 - 0,076^2)}{4} \cdot 380 \cdot 10^6 = 634,48 \text{ кН.}$$

4. Рассчитываем допустимое усилие с учетом коэффициента запаса прочности ($k = 1,5$):

$$[P'] = \frac{P'}{k} = \frac{363,32}{1,5} = 242,21 \text{ кН;}$$

$$[P''] = \frac{P''}{k} = \frac{634,48}{1,5} = 422,99 \text{ кН.}$$

5. Расчетное усилие в верхней трубе больше предельно допустимого для труб с гладкими концами и не превышает предельно допустимого усилия для труб с высаженными концами.

Задача 2.

Выполнить расчет по условию задачи 1 для труб, изготовленных по стандарту АНИ.

Решение.

1. Находим усилия в верхнем сечении колонны НКТ по методике, изложенной в задаче 1:

$$P_{\text{нкт}} = 358,31 \text{ кН.}$$

2. Наименьшее давление смятия для каждой секции (сталь группы прочности Н-40) по формуле (3.4):

$$P_{\text{счРР,9}} = 0,75 \cdot 352 \cdot 10^6 \cdot \left[\frac{2,503}{0,0889/0,0065} - 0,046 \right] = 36,172 \text{ МПа;}$$

$$P_{\text{счГЗ}} = 0,75 \cdot 352 \cdot 10^6 \cdot \left[\frac{2,503}{0,073/0,0055} - 0,046 \right] = 37,642 \text{ МПа.}$$

Предельное значение давления в трубах с учетом коэффициента запаса прочности сопротивления смятию находим по формуле (3.8):

$$P_{\text{сн } 88,9} = 1,25 \cdot 36,170 = 45,213 \text{ МПа};$$

$$P_{\text{сн } 73} = 1,25 \cdot 37,642 = 47,053 \text{ МПа}.$$

4. Минимальное предельное значение внутреннего давления, при котором напряжение в теле трубы достигает предела текучести, в соответствии с формулой (3.9):

$$P_{\text{ли } 88,9} = \frac{0,875 \cdot 2 \cdot 0,0065 \cdot 281 \cdot 10^6}{0,0889} = 35,95 \text{ МПа};$$

$$P_{\text{ли } 73} = \frac{0,875 \cdot 2 \cdot 0,0055 \cdot 281 \cdot 10^6}{0,073} = 37,05 \text{ МПа}.$$

5. Наименьшее предельное значение давления в трубах составляет 35,955 МПа. Эксплуатационное давление не должно превышать этого значения.

6. Определяем предельное усилие растяжения для трубы верхней секции колонны:

$$P_{\text{т } 88,9} = 281 \cdot 10^6 \cdot \frac{3,14}{4} \cdot (0,0889^2 - 0,076^2) = 469,184 \text{ кН}.$$

7. Предельное усилие растяжения больше действующей нагрузки на колонну, следовательно, выбранная конструкция колонны соответствует условиям эксплуатации.

Задача 3.

Определить конструкцию колонны НКТ, исходя из соблюдения требований к прочности на растяжение. Минимальный внутренний диаметр обсадной колонны 122 мм, глубина скважины 1600 м.

Решение.

1. Разрушающее усилие для гладких труб с внешним диаметром 73 мм и внутренним диаметром 62 мм, изготовленных из стали группы прочности Д (см. табл. 3.15):

$$P' = 294 \text{ кН}.$$

2. Масса и вес 1 м трубы (см. табл. 3.11):

$$g = 9,46 \text{ кг}, \quad q = 94,6 \text{ Н}.$$

3. Допустимая глубина подвески колонны по формуле (3.11):

$$L_{\text{дон}} = \frac{294 \cdot 10^3 - 1,4 \cdot \frac{3,14}{4} \cdot (0,073^2 - 0,062^2) \cdot 40 \cdot 10^6}{1,4 \cdot 94,6} = 1727 \text{ м}.$$

4. Фактическая глубина скважины не превышает допустимой глубины подвески, значит, принятая конструкция колонны удовлетворяет требованиям к прочности на растяжение.

Задача 4.

Определить конструкцию колонны НКТ для скважины с минимальным внутренним диаметром обсадных труб 140 мм и глубиной 4000 м.

Решение.

1. Предварительно принимаем следующую конструкцию колонны насосно-компрессорных труб:

- верхняя секция: внешний диаметр 88,9 мм, внутренний диаметр 76 мм;
- нижняя секция: внешний диаметр 73 мм, внутренний диаметр 62 мм.

2. Разрушающее усилие для гладких труб нижней секции, изготовленных из стали группы прочности Д (см. табл. 3.15):

$$P' = 294 \text{ кН.}$$

3. Вес 1 м трубы нижней секции (см. табл. 3.11):

$$q = 94,6 \text{ Н.}$$

4. Длина нижней секции по формуле (3.11):

$$L_{\text{дон}} = \frac{294 \cdot 10^3 - 1,4 \cdot \frac{3,14}{4} \cdot (0,073^2 - 0,062^2) \cdot 40 \cdot 10^6}{1,4 \cdot 94,6} = 1727 \text{ м.}$$

5. Усилие разрушения для гладких труб средней секции, изготовленных из стали группы прочности Д (см. табл. 3.15):

$$P' = 762,5 \text{ кН.}$$

6. Вес 1 м труб секции (см. табл. 3.11):

$$q = 136,7 \text{ Н.}$$

7. Длина верхней секции по формуле (3.12):

$$L_{\text{дон}} = \frac{762,5 \cdot 10^3 - 1,4 \cdot 294 \cdot 10^3 \cdot \frac{3,14}{4} \cdot (0,0889^2 - 0,076^2)}{1,4 \cdot 136,7 \cdot \frac{3,14}{4} \cdot (0,073^2 - 0,062^2)} = 2626 \text{ м.}$$

8. Фактическая длина верхней секции:

$$L_{\phi} = 4000 - 1727 = 2273 \text{ м.}$$

9. Фактическая длина верхней секции не превышает предельно допустимой. Таким образом, принятая конструкция колонны удовлетворяет требованиям к прочности на растяжение.

Задача 5

Выполнить расчет одноразмерной колонны НКТ, находящейся в скважине, частично заполненной пластовой жидкостью. Плотность пластовой

жидкости 900 кг/м^3 ; плотность материала труб 8660 кг/м^3 ; колонна диаметром $88,9 \text{ мм}$ спущена в скважину глубиной 1600 м (см. рис. 3.1, б); уровень размещения свободной поверхности жидкости в скважине $H = 920 \text{ м}$.

Решение.

1. Вес одноразмерной колонны по формуле (3.1):

$$P_{\text{нм}} = \frac{3,14}{4} \cdot (0,0889^2 - 0,076^2) \cdot 1600 \cdot 8660 = 321,03 \text{ кН}.$$

2. Усилие разрушения резьбовых соединений с гладкими концами по формуле (3.2):

$$P' = \frac{3,14 \cdot 0,0065 \cdot 0,08756 \cdot 380 \cdot 10^6}{1 + \frac{0,08756}{2 \cdot 0,0473} \cdot \text{ctg}(0,0625 + 0,306)} = 570,747 \text{ кН}.$$

3. Усилие разрушения резьбовых соединений для труб с высаженными концами по формуле (3.3):

$$P'' = \frac{3,14}{4} \cdot (0,0889^2 - 0,076^2) \cdot 380 \cdot 10^6 = 632,396 \text{ кН}.$$

4. Действующее усилие, возникающее в верхней части колонны, не превышает предельно допустимого.

Задача 6.

Определить допустимый уровень раствора в колонне НКТ во время испытания пластов. Испытатель пластов размещен на глубине 5000 м . Плотность раствора 1200 кг/м^3 . Колонна одноразмерная диаметром 73 мм (см. рис. 3.1, з).

Необходимое снижение уровня жидкости в НКТ 2500 м . Подбираем трубы соответствующей группы прочности.

Решение.

1. Определяем допустимый уровень снижения жидкости в трубах. Для стали группы прочности Н-40 получим:

$$L_{\text{м}} = 5000 - \frac{36,8 \cdot 10^6}{1200 \cdot 9,81} = 1874 \text{ м}.$$

2. Глубина уровня жидкости в скважине:

$$5000 - 1874 = 3126 \text{ м}.$$

3. По условию задачи трубы группы прочности Н-40 могут выдерживать необходимое снижение уровня жидкости в скважине.

Задача 7.

Рассчитать колонну НКТ, размещенную над пакером. Глубина размещения пакера 3670 м ; диаметр скважины 120 мм ; усилие раскрытия пакера $80,09 \text{ кН}$; внешний диаметр трубы 73 мм , внутренний – 62 мм ; плотность раствора 1200 кг/м^3 , плотность материала трубы 8660 кг/м^3 .

Решение.

1. Усилие растяжения в верхнем сечении колонны в соответствии с формулой (3.20):

$$P = \frac{3,14}{4} \cdot (0,073^2 - 0,062^2) \cdot 3670 \cdot 8660 - \frac{3,14}{4} \cdot (0,073^2 - 0,062^2) \cdot 3670 \cdot 1200 - 80,09 \cdot 10^3 = 239,06 \text{ кН.}$$

2. Усилие растяжения не должно превышать предельного значения (см. табл. 3.15). Для труб с высаженными наружу концами диаметром 73 мм, изготовленных из стали группы прочности Д, предельное усилие растяжения равно 443 кН.

3. Длина сжатой части колонны по формуле (3.22):

$$L_{сж} = \frac{80,09 \cdot 10^3}{9,81 \cdot 9,53 \cdot \left(1 - \frac{1200}{8660}\right)} = 995 \text{ м.}$$

4. Напряжение сжатия в нижнем сечении колонны по формуле (3.21):

$$\sigma_{сж} = \frac{995 \cdot 9,81 \cdot 9,53}{\frac{3,14}{4} \cdot (0,073^2 - 0,062^2)} = 79,8 \text{ МПа.}$$

5. Действующее напряжение сжатия не превышает предельного значения $79,8 < 160$.

6. Экваториальный момент инерции по формуле (3.17):

$$J = 0,05 \cdot (0,073^4 - 0,062^4) = 0,68 \cdot 10^{-6} \text{ м}^4.$$

7. Осевой момент сопротивления на изгиб по формуле (3.18):

$$W = \frac{2 \cdot 0,68 \cdot 10^{-6}}{0,073} = 18,63 \cdot 10^{-6} \text{ м}^3.$$

8. Длина полуволны прогиба по формуле (3.19):

$$L_n = 5,98 \cdot \sqrt{\frac{2 \cdot 10^{11} \cdot 0,68 \cdot 10^{-6}}{80,09 \cdot 10^3}} = 7,793 \text{ м.}$$

9. Изгибающее напряжение по формуле (3.16):

$$\sigma_{изг} = \frac{3,14 \cdot 2 \cdot 10^{11} \cdot 0,68 \cdot 10^{-6} \cdot (0,120 - 0,073)}{2 \cdot 7,793^2 \cdot 18,63 \cdot 10^{-6}} = 27,85 \text{ МПа.}$$

10. Изгибающее напряжение не превышает предельного значения:

$$[\sigma]_{изг} = 160 \text{ МПа.}$$

Задача 8.

Рассчитать колонну НКТ для ГПП скважины в интервале 2500–2514 м, т.е. наибольшая глубина самого нижнего вырабатывающегося от-

версия $H_{III} = 2514$ м. На предприятии имеются неравнопрочные 73-мм НКТ из стали группы прочности М.

Коэффициент запаса прочности труб принимаем $k = 1,5$. Ожидаемое давление на устье во время ГПП соответственно с расчетами $p_c = 50,8$ МПа. ГПП проводят с использованием водопесчаной смеси. Плотность смеси составляет $\rho_{см} = 1030$ кг/м³.

Решение.

1. Рассчитаем допустимую глубину спуска труб по формуле (3.23), данные о характеристике труб получаем из табл. 3.15:

$$L_1 = \frac{1000 \cdot \frac{580}{1,5} - 10^{-6} \cdot 50,8 \cdot 0,003014}{9,8 \cdot (9,46 - 0,00117 \cdot 1030)} = 2891 \text{ м.}$$

Поскольку по условию (3.26) $L > 2514$ м, то для ГПП применяем одно-размерную колонну неравнопрочных 73-мм НКТ из стали группы прочности М длиной 5214 м.

2. Рассчитываем удлинение труб по формуле (3.27):

$$\Delta \ell_m = \frac{50,8 \cdot 0,003014 \cdot 2514}{2 \cdot 0,00117 \cdot 2,1 \cdot 10^4} = 0,78 \text{ м.}$$

3. Определяем длину труб с учетом их удлинения и длины АП до наиболее низкой насадки, применив формулу (3.28):

$$L_{III} = 2514 - 0,78 - 0,3 - 0,5 = 2512,42 \text{ м.}$$

Задача 9.

Рассчитать конструкцию НКТ для ГПП скважины в интервале 2500–2514 м. Наибольшая глубина самого нижнего отверстия 2514 м. В распоряжении предприятия имеются 2000 м неравнопрочных 73-мм НКТ из стали группы прочности К и 2000 м – из стали группы прочности М-80. Коэффициент запаса прочности труб принимаем равным 1,5. Ожидаемое давление на устье во время ГПП в соответствии с расчетами примера $p_c = 50,8$ МПа. ГПП проводят с использованием водно-песчаной смеси ($\rho_{см} = 1030$ кг/м³).

Решение.

1. Рассчитаем допустимую глубину спуска труб по формуле (3.23):

$$L_1 = \frac{\left[1000 \cdot \frac{387}{1,5} - 10^{-6} \cdot 50,8 \cdot 0,003014 \right]}{9,8 \cdot (9,46 - 0,00117 \cdot 1030)} = 1296 \text{ м.}$$

Запланированная длина труб верхней секции по условию (3.25):

$$L_{II} = 2514 - 1296 = 1218 \text{ м.}$$

В соответствии с формулой (3.24) принимаем:

$$L_* = L_1 = 1296 \text{ м.}$$

2. Определяем допустимую глубину спуска труб из стали группы прочности М-80 по уравнению (3.23):

$$L_1 = \frac{\left[\frac{1000 \cdot 460}{1,5} - 10^{-6} \cdot 50,8 \cdot 0,003014 \right]}{9,8 \cdot (9,46 - 0,00117 \cdot 1030)} = 1888,8 \text{ м.}$$

Поскольку $L_* < H_{\text{дн}} = 2514 \text{ м}$, то можно использовать лишь часть труб М-80 для верхней секции: $L_2 - L_1 = 1888,8 - 1296 = 592,8 \text{ м}$, а это меньше, чем нужно $L_* = 1218 \text{ м}$.

Значит, две секции будут иметь длину

$$L = L_1 + (L_2 - L_1) = 1296 + (1888,8 - 1296) = 1888,8 \text{ м,}$$

что меньше глубины проведения работ.

Таким образом, произвести ГПП с трубами, имеющимися в распоряжении предприятия, невозможно.

Задача 10.

Рассчитать конструкцию НКТ для ГПП скважины в интервале 2500–2514 м. Наибольшая глубина самого нижнего отверстия 2514 м. В распоряжении предприятия имеются 2000 м неравнопрочных 73-мм НКТ из стали группы прочности К и 2000 м из стали группы прочности М-80, а также дополнительно 1000 м 73-мм неравнопрочных труб (Р-105). Коэффициент запаса прочности труб принимаем равным 1,5. Ожидаемое давление на устье во время ГПП в соответствии с расчетами примера $p_y = 50,8 \text{ МПа}$. Гидропескоструйную перфорацию проводят с использованием водно-песчаной смеси плотностью $\rho_{\text{см}} = 1030 \text{ кг/м}^3$. Необходимо проверить, возможно ли нарастить двухсекционную колонну дополнительными трубами.

Решение.

1. Рассчитываем допустимую глубину спуска труб из стали группы прочности Р-105 по формуле (3.23). Данные о характеристике труб берем из табл. 3.15:

$$L_1 = \frac{\left[\frac{1000 \cdot 630}{1,5} - 10^{-6} \cdot 50,8 \cdot 0,003014 \right]}{9,8 \cdot (9,46 - 0,00117 \cdot 1030)} = 3299 \text{ м.}$$

Поскольку $L_* > H_{\text{дн}}$, мы можем наращивать двухсекционную колонну труб, принимая во внимание решение задачи 9, третьей секцией:

$$L_* = H_{\text{дн}} - L_2 = 2514 - 1888,8 = 625,5 \text{ м.}$$

2. Уточним конструкцию колонны 73-мм неравнопрочных труб снизу вверх:

$$H_{\text{дл}} = 1296(K) + 592,8(M - 80) + 625,2(P - 105) = 2514 \text{ м.}$$

3. Необходимую длину труб с учетом удлинения, длины АП и муфты ГК (НКГ) рассчитываем по формуле (3.28) аналогично задаче 8:

$$L_{\text{дл}} = 2514 - 0,78 - 0,3 - 0,5 = 2512,42 \text{ м.}$$

3.4 Насосно-компрессорные трубы с защитными покрытиями

Защитные покрытия наносятся на поверхность НКТ с целью предотвращения отложений в них парафина, солей и гипса, а также защиты от коррозии внутренней поверхности труб. Кроме того, наблюдается снижение гидравлических сопротивлений потоку на 20–25 %.

Внутреннюю поверхность НКТ покрывают стеклом, эмалями, эпоксидными смолами или лаками. Покрытие стеклом обладает высокой теплоустойчивостью и достаточно прочно при небольших деформациях труб.

Основным недостатком остеклованных труб является разрушение стекла при деформации труб. Причиной этого являются различные модули упругости стали ($0,21 \cdot 10^6$ МПа) и стекла ($0,057 \cdot 10^6$ МПа). Вследствие этого при растяжении металла труб тонкому слою стекла передаются большие усилия, нарушающие его целостность. Это сказывается при больших глубинах подвески труб и при их транспортировке.

Чтобы не превышать напряжения в стекле выше допустимых, необходимо соблюдать условие равенства относительных удлинений стекла и металла труб:

$$\frac{\Delta L}{L} = \frac{\sigma_{\text{ст}}}{E_{\text{ст}}} = \frac{\sigma_{\text{тр}}}{E_{\text{тр}}}.$$

Тогда допустимая нагрузка на остеклованные трубы:

$$P \leq \frac{\sigma_{\text{ст}}}{n} \cdot \left[F_{\text{ст}} + F_{\text{тр}} \cdot \frac{E_{\text{тр}}}{E_{\text{ст}}} \right], \quad (3.29)$$

где P – допустимая нагрузка на трубы, определенная по условию сохранения прочности стекла; $\sigma_{\text{ст}}$ – предел прочности стекла; n – запас прочности (принимается $n = 1,3 \div 1,5$); $F_{\text{ст}}$ – площадь поперечного сечения слоя стекла; $F_{\text{тр}}$ – площадь поперечного сечения трубы; $E_{\text{ст}}$, $E_{\text{тр}}$ – модули упругости стекла и труб соответственно.

Покрытие труб эпоксидными смолами и лаками также хорошо защищает их от отложений парафина и солей. Эпоксидные смолы эластичнее стекла, и при деформации труб смола не трескается. Однако температура применения покрытий из эпоксидных смол по данным б. ВНИИнефть ограничена 80–100 °С.

Эмалированные трубы обладают наиболее прочным покрытием, высокой теплостойкостью, морозоустойчивостью и гладкой поверхностью. Для защиты НКТ от агрессивных сред трубы покрываются несколькими слоями. Однако технология нанесения эмалей значительно сложнее технологии покрытия стеклом и эпоксидными смолами.

По износостойкости силикатные покрытия (эмали и стекла) превосходят полимерные (смолы и лаки). Термостойкость силикатных покрытий также значительно выше полимерных и составляет 200–600 °С.

Общим недостатком всех покрытий является незащищенность муфтового соединения труб. В этом месте рекомендуется устанавливать эластичные полимерные проставки, перекрывающие незащищенное место, или протекторные кольца, потенциал материала которых значительно ниже потенциала стали.

3.4.1 Пример расчета глубины спуска остеклованных НКТ при фонтанной эксплуатации нефтяных скважин

Рассчитать максимальную глубину спуска гладких остеклованных НКТ 89 × 6,5 мм «Д» при фонтанно-компрессорной эксплуатации скважин, если предел прочности стекла составляет 60 МПа.

Решение.

Допустимую нагрузку на остеклованные трубы определим по формуле (3.29), полагая, что по технологии изготовления средняя толщина слоя стекла составляет 1 мм. Тогда:

$$F_{mp} = 0,785 \cdot (89^2 - 76^2) \cdot 10^{-6} = 1,684 \cdot 10^{-3} \text{ м}^2;$$

$$F_{ст} = 0,785 \cdot (76^2 - 74^2) \cdot 10^{-6} = 0,236 \cdot 10^{-3} \text{ м}^2.$$

Допустимая нагрузка:

$$P = \frac{60 \cdot 10^6}{1,3} \cdot \left[0,236 + 1,684 \cdot \frac{0,21 \cdot 10^6}{0,057 \cdot 10^6} \right] \cdot 10^{-3} = 297 \cdot 10^3 \text{ Н}.$$

Допустимая глубина спуска без учета облегчения в жидкости при $n = 1$ составит:

$$L_{mp} = \frac{P_{рас}}{q \cdot n \cdot g} = \frac{297 \cdot 10^3}{13,65 \cdot 1 \cdot 9,81} = 2220 \text{ м},$$

где $P_{рас}$ – расчетная нагрузка; q – масса 1 погонного метра трубы с учетом муфт и высаженной части; n – коэффициент запаса ($n = 1,2 \div 1,3$); g – ускорение свободного падения ($g = 9,81 \text{ м/с}^2$).

Для сравнения страгивающая нагрузка для НКТ 89 × 6,5 «Д» составит:

$$P_{стр} = \frac{\pi \cdot D_{ср} \cdot b \cdot \sigma_m}{1 + \eta \cdot \frac{D_{ср}}{2 \cdot L} \cdot ctg(\alpha + \varphi)},$$

где $b = \delta - h\ell$ – толщина тела трубы под резьбой в основной плоскости;
 $h\ell$ – высота профиля резьбы; $D_{cp} = d + b$ – средний диаметр тела трубы
 под резьбой; d – внутренний диаметр трубы; $\eta = b/(\delta + b)$ – поправка
 Шумилова; α – угол наклона несущей поверхности резьбы к оси трубы;
 φ – угол трения в резьбе ($\varphi = 7^\circ \div 9^\circ$); L – длина резьбы с полным про-
 фильем; $\sigma_{\text{т}}$ – предел текучести материала трубы.

$$P_{\text{ср}} = \frac{3,14 \cdot 81,09 \cdot 10^{-6} \cdot 5,09 \cdot 10^{-3} \cdot 380 \cdot 10^6}{1 + 0,439 \cdot \frac{81,09}{2 \cdot 47,3} \cdot 0,384} = 430310 \text{ Н},$$

где $b = 6,5 - 1,41 = 5,09$ мм; $d = 76$ мм; $D_{cp} = 76 + 5,09 = 81,09$ мм;

$$\text{ctg}(\alpha + \varphi) = 0,384; L = 47,3 \text{ мм}; \eta = \frac{5,09}{6,5 + 5,09} = 0,439.$$

Допустимая глубина спуска по страгивающей нагрузке 2472 м.

Таким образом, покрытие из стекла уменьшает допустимую глубину
 спуска НКТ 89 мм на $2472 - 2220 = 252$ м, или приблизительно на 10 %.

3.5 Штанги для насосных скважин

Обычные штанги выпускаются четырех номинальных размеров по диаметру тела штанги: 16, 19, 22 и 25 мм. Концы штанги имеют утолщенные головки с квадратным сечением для захвата специальными ключами при свинчивании и развинчивании колонны штанг. Штанги соединяются штанговыми муфтами (рис. 3.8, табл. 3.16).

Кроме штанг нормальной длины (8 м) выпускаются укороченные штанги длиной 1; 1,2; 1,5; 2; 3 м стандартных диаметров. Укороченные штанги необходимы для регулировки длины всей колонны штанг с таким расчетом, чтобы висящий на них плунжер перемещался в цилиндре насоса в заданных пределах. Верхний конец колонны штанг заканчивается утолщенным полированным штоком, проходящим через сальниковое уплотнение устья скважины.

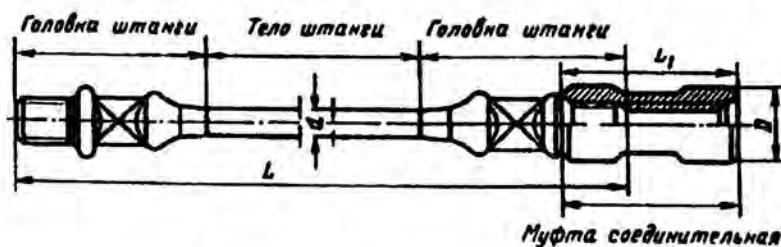


Рисунок 3.8 – Насосная штанга и соединительная муфта

Таблица 3.16 – Характеристики штанг и муфт

Штанги			Муфты соединительные				Масса, кг		Площадь сечения штанги, см ²
Диаметр, мм	Длина, мм		диаметр, мм		длина, мм		штанги	муфты	
НР	ПО	НР	ПО	НР	ПО	НР	штанги	муфты	штанги, см ²
16	+ 0,3	8000	± 50	38	80	± 1	12,93	0,398	2,01
19	- 0,5			42			18,29	0,545	2,84
22	+ 0,4			46			24,50	0,640	3,80
25	- 0,5			55			31,65	1,150	4,91

Примечание. НР – нормальный размер, мм; ПО – предельное отклонение, мм.

Таблица 3.17 – Прочностные характеристики штанг и условия их использования

Сталь	Термообработка	Условия работы в скважине
40	Нормализация	Для легких условий эксплуатации: малые подвески, отсутствие корродирующей среды с допускаемым приведенным напряжением $\sigma < 70$ МПа
20НМ	Нормализация	Для средних условий эксплуатации: с подвесками насосов всех диаметров при $70 < \sigma < 90$ МПа; при откачке коррозионной жидкости $\sigma < 60$ МПа
40	Нормализация + ТВЧ	Для тяжелых условий эксплуатации: большие подвески и форсированная откачка: для насосов 28, 32, 38, 43 мм $\sigma < 120$ МПа; для насосов 56, 70, 95 мм $\sigma < 100$ МПа
20НМ	Нормализация + ТВЧ	Для особо тяжелых условий эксплуатации: искривленные скважины, наличие коррозионной среды, большие подвески: для насосов 28, 32, 38, 43 мм $\sigma < 130$ МПа; для насосов 56, 70, 95 мм $\sigma < 110$ МПа

В зависимости от условий эксплуатации штанги выпускаются с различной прочностной характеристикой. Для их изготовления используются стали марки 40 или никель-молибденовые стали марки 20НМ с термообработкой и последующим поверхностным упрочнением токами высокой частоты (ТВЧ). В табл. 3.17 приводятся характеристики штанг и условия их использования в скважинах.

При конструировании колонны штанг используется известная в литературе номограмма Я.А. Грузинова.

Несмотря на то, что верхние сечения штанг обычно бывают наиболее нагруженными, практика показывает, что поломки и обрывы штанг случаются и в нижних сечениях. При использовании насосов больших диаметров (56, 70, 95 мм), особенно при откачке вязких жидкостей и при больших скоростях плунжера ($S_n > 30$) нижние штанги могут испытывать продольный изгиб и, как следствие, отвороты и поломки. В таких случаях прибегают к установке «утяжеленного низа», состоящего из 2–6 тяжелых штанг или труб общей массой 80–360 кг. Это улучшает условия работы нижней части колонны штанг, но одновременно сокращает предельную глубину подвески насоса.

При креплении штанг рекомендованы следующие предельные крутящие моменты:

Диаметр штанг, мм	16	19	22	25
Крутящий момент, Н·м	300	500	700	1000

Частые спуски и подъемы штанг приводят к увеличению частоты обрывов штанг. Соответствующими инструкциями регламентируются правила хранения, перевозки и сборки штанг и штанговых колонн.

3.5.1 Расчет прочности колонны штанг

Для определения напряжений, возникающих в штангах, необходимо найти наибольшие нагрузки за цикл хода вверх и вниз. При динамическом или переходном режиме работы эти нагрузки определяются по формулам А.С. Вирновского. Согласно исследованиям А.Н. Адонина они дают наилучшее совпадение с опытными результатами замеров нагрузки:

$$P_{\text{max}} = P_{\text{ст}} + P'_{\text{ст}} + \frac{1}{3} \cdot \alpha_1 \cdot \frac{D}{d_{\text{ст}}} \cdot \sqrt{\frac{\omega^2 \cdot S_A}{g}} \cdot (P_{\text{ст}} + 0,3 \cdot \varepsilon \cdot P'_{\text{ст}}) \times \\ \times \sqrt{a_1 \cdot \varphi - \frac{\lambda_{\text{ст}}}{S_A}} + \alpha_1^2 \cdot \frac{\omega^2 \cdot S_A}{2 \cdot g} \cdot \left[a_1 - \frac{2 \cdot \lambda_{\text{ст}}}{\varphi \cdot S_A} \right] \cdot \left[1 - \frac{\varphi}{2} \right] \cdot P_{\text{ст}},$$

где $P_{\text{ст}}$ – вес столба жидкости высотой h_p с учетом буферного давления с площадью, равной $F_{\text{ст}}$; $P'_{\text{ст}} = (F_{\text{ст}} - f_{\text{ст}}) \cdot \rho_{\text{ст}} \cdot g \cdot L$ – вес столба жидкости

в кольцевом пространстве; $F_{нл}$, $f_{шт}$ – площадь поперечного сечения плунжера и штанг соответственно; L – глубина спуска насоса; $P_{шт}$ – вес колонны штанг в воздухе; $P'_{шт}$ – вес колонны штанг в жидкости.

Формула для минимальной нагрузки получается из предыдущей, если положить $P'_ш = 0$, $P_ш = 0$, а кинематические коэффициенты α_1 и a_1 заменить на аналогичные α_2 и a_2 при ходе штанг вниз и переменить у двух последних членов знаки на противоположные:

$$P_{мин} = P'_{шт} - \frac{1}{3} \cdot \alpha_2 \cdot \frac{D}{d_{шт}} \cdot \sqrt{\frac{\omega^2 \cdot S_A}{g}} \cdot \sqrt{a_2 \cdot \varphi - \frac{\lambda_{шт}}{S_A}} \cdot P_{шт} - \\ - \alpha_2 \cdot \frac{\omega^2 \cdot S_A}{2 \cdot g} \cdot \left[a_2 - \frac{2 \cdot \lambda_{шт}}{\varphi \cdot S_A} \right] \cdot \left[1 - \frac{\varphi}{2} \right] \cdot P_{шт},$$

где S_A – длина хода точки подвеса штанг; $P_{шт}$ – вес колонны штанг в воздухе; $P'_{шт}$ – вес колонны штанг в жидкости; α_1 , α_2 , a_1 , a_2 – кинематические коэффициенты А.С. Вирновского:

$$a_1, a_2 = \frac{2 \cdot (V_{max})_{1,2}}{a_{1,2} \cdot \omega \cdot S_A},$$

где V_{max} – действительная максимальная скорость точки подвеса штанг; 1 – при ходе вверх; 2 – при ходе вниз; D , $d_{шт}$ – диаметры насоса и штанг; ω – угловая скорость, 1/с ($\omega = \pi \cdot n / 30$); $\lambda_{шт}$ – удлинение штанг от веса

столба жидкости $\left(\lambda_{шт} = \frac{P_{ш} \cdot L}{E \cdot f_{шт}} \right)$; $f_{шт}$ – коэффициент изменения сече-

ния потока жидкости при переходе от насоса в трубы $\left(f_{шт} = \frac{F_{нл} - f_{тр}}{F_{тр} - f_{тр}} \right)$;

$F_{нл}$ – площадь внутреннего канала труб; $F_{тр}$ – площадь сечения труб по

металлу; φ – коэффициент отношения площадей $\left(\varphi = \frac{f_{тр}}{f_{тр} - f_{шт}} \right)$.

Затем находят наибольшее напряжение цикла (σ_{max}), амплитуду напряжений цикла (σ_n) и приведенное напряжение $\sigma_{пр} = (\sigma_{max} \cdot \sigma_n)^{0,3}$.

При статическом режиме работы установки применяют упрощенные формулы. При их выводе радиальными и окружными напряжениями в штангах пренебрегают:

$$\sigma_n = \frac{a_0}{2} \cdot \frac{D^2}{d_{шт}^2} \cdot \frac{\Delta P}{\rho_{ж} \cdot g} + m_{тр} \cdot \rho_{шт} \cdot \frac{\omega^2 \cdot S_A}{2} \cdot x,$$

где a_0 – опытный коэффициент, имеющий размерность удельного веса и учитывающий плотность жидкости, силы трения и другие факторы, не

поддающиеся аналитическому расчету (его принимают равным 11500 Н/м³); x – расстояние от рассчитываемого сечения штанг до плунжера; D – диаметр плунжера; d_m – диаметр штанг; ΔP – перепад давления над плунжером; ρ_x – плотность жидкости; ω – угловая скорость вращения кривошипа ($\omega = \pi \cdot n / 30$); m_{cp} – средний кинематический показатель совершенства СК:

$$m = \frac{m_{вн} + m_{вн}}{2}.$$

Кинематический показатель при ходе вверх ($m_{вн}$) или вниз ($m_{вн}$) равен отношению максимального ускорения точки подвеса штанг к его значению при гармоничном движении этой точки, т.е. по элементарной теории:

$$m = \frac{\omega_{mm}}{\omega_m} = \frac{1 + \frac{r}{L_m}}{\sin \beta_1^0},$$

где β_1^0 – угол между балансирами и шатуном при крайнем верхнем положении заднего плеча балансира; r – радиус кривошипа; L_m – длина шатуна.

По формуле А.С. Аливердизаде:

$$m = \frac{1 + \frac{r}{L_m}}{\sqrt{1 - \left(\frac{r}{k}\right)^2}},$$

где k – заднее плечо балансира.

Среднее напряжение в штангах:

$$\sigma_{cp} = \left[\frac{D^2}{2 \cdot d_m^2} - 1 \right] \cdot \Delta P + \rho_m \cdot g \cdot x,$$

где ρ_m – плотность материала штанг.

Зависимость для среднего напряжения цикла, окружное и радиальное напряжения в штангах, динамические силы, обусловленные движением жидкости, были уточнены. Последние учитываются коэффициентом a'_0 , равным

1.15. В результате зависимость принимает следующий вид:

- для одноступенчатой колонны:

$$\sigma_{cp} = x \cdot (\rho_m - \rho_x) \cdot g + a'_0 \cdot \frac{D^2}{2 \cdot d_m^2} \cdot \Delta P;$$

- для ступенчатой колонны штанг можно получить:

$$\sigma_n = \frac{a_0}{2} \cdot \frac{D^2}{d_{ni}^2} \cdot \frac{\Delta P}{\rho \cdot g} + m_{\sigma} \cdot \frac{\omega^2 \cdot S_A \cdot \rho_w \cdot (d_{ni}^2 \cdot x_1 + \dots + d_{ni}^2 \cdot x_i)}{2 \cdot d_{ni}^2},$$

$$\sigma_{\sigma} = \frac{\Sigma P_{ni}}{f_{xi}} \cdot \left[1 - \frac{\rho_w}{\rho_w} \right] + a'_0 \cdot \frac{D^2}{2 \cdot d_{ni}^2} \cdot \Delta P,$$

где ΣP_{ni} – вес i -той секции колонны штанг с учетом ниже расположенных секций; f_{xi} – площадь поперечного сечения i -той секции штанг.

При применении ступенчатой колонны штанг длины ступеней подбирают так, чтобы наибольшие значения σ_{σ} для верхних секций ступеней были одинаковы, т.е.

$$\sigma_{\sigma n1} \cdot \sigma_{\sigma 1} = \dots \sigma_{\sigma ni} \cdot \sigma_{\sigma i}.$$

3.5.2 Пример выбора и расчета на прочность одноступенчатой колонны штанг

Выбрать и рассчитать на прочность одноступенчатую колонну штанг для СК-6-2,1-2500.

Дано:

- диаметр плунжера $D_{пл} = 38$ мм;
- глубина спуска насоса 600 м;
- динамический уровень 520 м;
- плотность жидкости $\rho_w = 850$ кг/м³;
- буферное давление $P_{б} = 0,3$ МПа.

Решение.

Выберем предварительно штанги диаметром 19 мм и определим параметр Коши:

$$\mu = \frac{\omega \cdot L}{a} = 0,35 \div 0,45,$$

где a – скорость звука в штангах:

- для одномерной колонны $a = 4600$ м/с;
- для двухступенчатой колонны $a = 4900$ м/с;
- для трехступенчатой колонны $a = 5300$ м/с.

В настоящее время применяют в основном режимы при $\mu = 0,5$. При $\mu > 0,7$ многие формулы просто неприемлемы из-за больших резонансных усилий:

$$\mu = \frac{1,57 \cdot 600}{5100} = 0,185 \quad (\omega = 1,57 \text{ с}^{-1}).$$

Режим статический.

Определим перепад давления над плунжером из формулы:

$$\Delta P_{\text{ж}} = -F \cdot (P_{\text{ст}} + P_{\text{б}} + P_{\text{с}} - P_{\text{г}}),$$

где F – площадь проходного сечения цилиндра; $P_{\text{ст}}$ – давление столба жидкости над плунжером; $P_{\text{б}}$ – буферное давление в выкидной линии; $P_{\text{с}}$ – потери давления, обусловленного сопротивлением потоку жидкости в трубах; $P_{\text{г}}$ – давление под плунжером, определяемое глубиной погружения насоса под динамический уровень и сопротивлением потоку жидкости в клапанах насоса и в фильтре ($P_{\text{г}} = P_{\text{д}} - P_{\text{кт}}$); $E_{\text{м}}$ – модуль упругости материала штанг; L – глубина подвески насоса; $f_{\text{м}}$ – площадь поперечного сечения штанг.

$$\Delta P = P_{\text{ст}} + P_{\text{б}} + P_{\text{с}} - P_{\text{г}}.$$

Полагаем, что гидравлическое сопротивление движению жидкости в трубах мало ($P_{\text{с}} = 0$). Найдем статическое давление над плунжером:

$$P_{\text{ст}} = \rho_{\text{ж}} \cdot g \cdot L;$$

$$P_{\text{ст}} = 850 \cdot 9,81 \cdot 600 = 5 \text{ МПа}.$$

Давление под плунжером:

$$P_{\text{г}} = (L - h_{\text{д}}) \cdot \rho_{\text{ж}} \cdot g = (600 - 520) \cdot 850 \cdot 9,81 = 0,667 \text{ МПа}.$$

Перепад давления над плунжером:

$$\Delta P = (P_{\text{ст}} + P_{\text{б}} - P_{\text{г}}) \cdot 10^6;$$

$$\Delta P = (5,00 + 0,3 - 0,667) \cdot 10^6 = 4,633 \cdot 10^6 \text{ Па}.$$

Для СК-6-2,1-2500 максимальное число качаний $n = 15$, длина хода $S_{\text{д}} = 2,1$ м. Кинематический показатель совершенства СК равен:

$$m = \frac{1 + \frac{r}{L_{\text{м}}}}{\sqrt{1 - \left(\frac{r}{k}\right)^2}} = \frac{1 + \frac{1000}{2500}}{\sqrt{1 - \left(\frac{1000}{2100}\right)^2}} = 1,26 \approx 1,3;$$

$$\omega = \frac{\pi \cdot n}{30} = \frac{3,14 \cdot 15}{30} = 1,57 \text{ с}^{-1}.$$

Амплитуда напряжения цикла определяется по формуле:

$$\sigma_{\text{д}} = \frac{a_0}{2} \cdot \frac{D^2}{d_{\text{м}}^2} \cdot \frac{\Delta P}{\rho_{\text{ж}} \cdot g} + m_{\text{тр}} \cdot \rho_{\text{м}} \cdot \frac{\omega^2 \cdot S_{\text{д}}}{2} \cdot x,$$

где a_0 – опытный коэффициент, имеющий размерность удельного веса и учитывающий плотность жидкости, силы трения и другие факторы, не поддающиеся аналитическому расчету (его принимают равным

11500 Н/м³); x – расстояние от рассчитываемого сечения штанг до плунжера; D – диаметр плунжера; d_m – диаметр штанг; ΔP – перепад давления над плунжером; $\rho_{ж}$ – плотность жидкости; ω – угловая скорость вращения кривошипа ($\omega = \pi \cdot n / 30$); m_{cp} – средний кинематический показатель совершенства СК:

$$\sigma_a = \frac{115000}{2} \cdot \frac{0,038^2}{0,019^2} \cdot \frac{4,633 \cdot 10^6}{850 \cdot 9,81} + 1,3 \cdot 7850 \cdot \frac{1,57 \cdot 2,1}{2} \cdot 600 =$$

$$= 12,78 \cdot 10^6 + 15,95 \cdot 10^6 = 28,63 \text{ МПа.}$$

Среднее напряжение в штангах рассчитывается по формуле:

$$\sigma_{cp} = \left[\frac{D^2}{2 \cdot d_m^2} - 1 \right] \cdot \Delta P + \rho_m \cdot g \cdot x,$$

где ρ_m – плотность материала штанг.

$$\sigma_{cp} = \left[\frac{0,038^2}{2 \cdot 0,019^2} - 1 \right] \cdot 4,633 \cdot 10^6 + 7850 \cdot 9,81 \cdot 600 =$$

$$= 4,633 \cdot 10^6 + 46,2 \cdot 10^6 = 50,82 \text{ МПа;}$$

по формуле:

$$\sigma_{cp} = x \cdot (\rho_m - \rho_{ж}) \cdot g + a'_0 \cdot \frac{D^2}{2 \cdot d_m^2} \cdot \Delta P;$$

$$\sigma_{cp} = 10,65 \cdot 10^6 + 41,2 \cdot 10^6 = 51,85 \text{ МПа.}$$

Максимальное напряжение равно:

$$\sigma_{max} = \sigma_{cp} + \sigma_a = 51,85 + 28,63 = 80,48 \text{ МПа.}$$

Приведенное напряжение составляет:

$$\sigma_{пр} = \sqrt{\sigma_a \cdot \sigma_{max}} = \sqrt{28,63 \cdot 80,48} = 48,00 \text{ МПа.}$$

Допустимы штанги из стали 40 нормализованные

$$\sigma_{пр} = 70 \text{ МПа } (\sigma_m = 320 \text{ МПа – предел текучести}).$$

Глава 4.

ПОДГОТОВИТЕЛЬНЫЕ РАБОТЫ ПЕРЕД ПОДЗЕМНЫМ РЕМОНТОМ СКВАЖИН

Перед началом производства ремонтных работ крепи скважин наземные сооружения, буровое и вспомогательное оборудование, инструменты и контрольно-измерительные приборы, исходя из предстоящих работ на скважине, должны быть проверены и приведены в соответствие с действующими требованиями, обеспечивающими безопасное проведение работ. К подготовительным работам относится, в первую очередь, глушение скважины.

Глушение скважины перед капитальным подземным ремонтом – это процесс замены жидкости (или газа), находящейся в скважине, жидкостью, обеспечивающей создание необходимого противодействия на пласт.

Для глушения нефтяных и/или газовых скважин при капитальном ремонте используют жидкости глушения (ЖГ), т.е. жидкости, имеющие плотность, обеспечивающую создание необходимого противодействия на пласт и наделенную еще другими необходимыми свойствами:

- быть химически инертной к горным породам, составляющим коллектор;
- исключать необратимую кольматацию пор и трещин продуктивного пласта;
- не оказывать коррозионного воздействия на металл скважинного оборудования и промысловых коммуникаций (скорость коррозии труб жидкостями глушения считается приемлемой и безопасной, если она составляет не более 0,125 мм в год);
- обладать стабильностью в конкретных термобарических условиях в течение времени, необходимого для выполнения предусмотренных работ;
- должна быть взрывопожаробезопасной и нетоксичной;
- быть технологичной в приготовлении и использовании.

Согласно правилам, минимальное превышение гидростатического давления столба жидкости глушения относительно глубины кровли пласта с учетом глубины скважины и аномальности пластового давления приведены в табл. 4.1.

К указанному в табл. 4.1 значению репрессии добавляется величина произведения $A \cdot K_{\text{ан}}$, где A – коэффициент, учитывающий колебания гидростатического давления при спускоподъемных операциях; $K_{\text{ан}}$ – коэффициент аномальности пластового давления (проектного или фактического) по отношению к гидростатическому давлению при плотности воды 1 г/см³.

При диаметре ствола скважины 215,9 мм $A = 5$; при 216,9 мм $A = 3$.

Коэффициенты A и $K_{\text{ан}}$ учитываются при глубинах, превышающих 1000 м.

Таблица 4.1 – Превышение гидростатического давления над пластовым

Глубина скважины (интервал), м	Минимальное превышение гидростатического давления раствора над пластовым, (кг/см ²) МПа	
	для нефтесодержащих пластов	для газоносных, газоконденсатных пластов, а также пластов в неизученных интервалах разведочных скважин
1000	(10,0) 1,0	(15,0) 1,5
1001 ÷ 2500	(15,0) 1,5	(20,0) 2,0
2501 ÷ 4500	(20,0) 2,0	(22,5) 2,25
4501	(25,0) 2,5	(27,0) 2,7

Зная пластовое давление и глубину залегания кровли газонапорного горизонта, определяют необходимую плотность жидкости глушения по следующей формуле:

$$\rho_{ж.г} = K \cdot \frac{P_{пл} \cdot 10^6}{g \cdot H_{пл}}, \quad (4.1)$$

где $\rho_{ж.г}$ – плотность жидкости глушения, кг/м³; $P_{пл}$ – пластовое давление, МПа; $H_{пл}$ – глубина залегания продуктивного пласта, м; K – коэффициент, учитывающий рост пластового давления с глубиной.

Пример. Глубина кровли продуктивного пласта составляет 960 м. Пластовое давление 9,5 МПа. Определить необходимую плотность жидкости для глушения скважины.

Решение.

Принимая $K = 1,15$ согласно правил безопасности, по формуле (4.1):

$$\rho_{ж.г} = 1,15 \cdot \frac{9,5 \cdot 10^6}{9,81 \cdot 960} = 1160 \text{ кг/м}^3.$$

При глушении скважины в затрубное пространство жидкость глушения закачивается при расчетной производительности агрегатов. При этом для принятой репрессии на пласт создается противодавление на устье с помощью регулируемого штуцера (P), установленного на линии трубного пространства.

При закачке жидкости глушения в затрубное пространство забойное давление должно поддерживаться постоянным, но превышающим пластовое давление на заданную величину.

По мере закачки жидкости глушения давление в трубах перед штуцером должно поддерживаться постоянным, равным $P_{нак} + P$. Давление в затрубном пространстве при этом будет снижаться.

Как только жидкость глушения начнет заходить в трубы, необходимо контролировать процесс глушения по давлению в затрубном пространстве, которое должно поддерживаться постоянным, равным гидравлическим сопротивлениям. Для этого следует приоткрыть штуцер. После выхода жидкости на поверхность штуцер должен быть полностью открыт, и дальней-

шую прокачку следует вести при установившемся давлении в затрубном пространстве, вплоть до вымыва разгазированного бурового раствора.

После капитального или текущего ремонта почти во всех скважинах отмечается снижение продуктивности из-за загрязнения продуктивного пласта при глушении и самом ремонте.

4.1 Жидкости для промывки и глушения скважин

Повышение качества ремонтных работ в нефтяных и газовых скважинах – это, в первую очередь, обеспечение восстановления проницаемости ПЗП. Эти работы могут быть обеспечены двумя направлениями деятельности:

1) разработкой составов жидкостей глушения и технологий, не оказывающих отрицательного влияния на нефтегазопроводность продуктивного пласта и ПЗП;

2) создание технических средств и технологических приемов, обеспечивающих проведение подземных ремонтов скважин без предварительного глушения последних.

В России заметное развитие получило пока первое направление.

Основные требования к ЖГ состоят в том, чтобы они не снижали проницаемости ПЗП и обеспечивали успешное проведение различных операций.

Главные компоненты жидкостей глушения:

- жидкость (фильтрат);
- закупоривающие частицы;
- добавки различного назначения.

Для низкопроницаемых коллекторов используются жидкости без твердой фазы.

Воздействие жидкости глушения на продуктивный пласт происходит с помощью двух механизмов: химического и механического. Примером смешанного или химического воздействия является процесс глинизации пласта и его закупорки жидкостями. Механическое воздействие на пласт проявляется в закупорке пласта по стенке скважины и в призабойной зоне, или в нарушении структуры пласта.

В качестве жидкостей глушения применяют глинистые (буровые) растворы, техническую воду, водные растворы солей, составы на углеводородной основе, пены (рис. 4.1).

Жидкость глушения может быть плохо совместимой с пластовыми водами. В этом случае есть опасность снижения проницаемости из-за выпадения осадка в пористой среде.

Жидкости глушения воздействуют на призабойную зону пласта, некоторые из них вызывают гидратацию, набухание и диспергирование пластовых глин, коагулируют поровое пространство, способствуют образованию нерастворимого осадка.



Рисунок 4.1 – Классификация жидкостей глушения скважин

В качестве жидкости глушения скважин применяют буровые растворы, содержащие различные добавки, реагенты и ПАВ, влияние некоторых из них на изменение проницаемости пластовых пород приведено в табл. 4.2.

Таблица 4.2 – Влияние реагентов и ПАВ на изменение проницаемости пластовых пород

Реагенты и ПАВ	Концентрация, %	Коэффициент восстановления проницаемости, %, при температуре, °С			
		20	50	75	125
Водопроводная вода	–	58	39	31	17
CaCl_2	1,0	67	65	60	39
	5,0	73	73	73	60
NaOH	1,0	75	34	23	21
	2,0	80	40	24	20
Сульфонол НП-1	0,02	73	39	29	22
	0,1	74	49	38	24
	0,5	78	–	56	29
СНС	0,1	73	56	30	18
	0,5	76	72	38	19
	1,0	76	74	55	23
ОП-10	0,01	71	49	27	20
	0,1	75	–	49	21
	0,5	79	73	56	37
УФЭ _н	0,1	76	52	29	20
	0,5	75	–	45	22
	1,0	80	76	63	31

Добавление ПАВ может вызвать вспенивание глинистого раствора. Для его предотвращения применяют пеногасители (синтетические жирные кислоты, сивушное масло, растительные и животные жиры и др.).

Для получения жидкостей глушения более высокой плотности в раствор добавляют утяжелитель (барит или железистые утяжелители).

Причины наличия твердых частиц в воде разнообразны:

- твердые частицы могут содержаться в воде, когда она берется из рек и водоемов;
- может быть загрязнен товарный продукт – соль;
- примеси могут проникать в воду из поверхностных емкостей и оборудования;
- возможны твердые частицы физико-химического происхождения из-за осаждения некоторых соединений в самой скважине.

Механические примеси могут существенно снижать проницаемость пористой среды. Как показали исследования по фильтрации воды через песчанник проницаемостью $0,45 \text{ мкм}^2$, даже тщательно очищенная вода вызывает снижение проницаемости: вода, очищенная через 2 мкм хлопковый фильтр, вызвала снижение проницаемости на 20 %.

В промышленных условиях вода с содержанием твердых частиц 10–15 мг/л считается «чистой», однако такая вода вызвала снижение проницаемости упомянутого песчанника на 90 %. При обратной фильтрации восстановление проницаемости составило всего 30 %.

На основании исследований на образцах кернов выявлена прямая связь между содержанием твердых частиц в жидкости и снижением проницаемости. Таким образом, очевидно, что проникновение «чистой» воды в пласт может привести к существенному снижению проницаемости призабойной зоны. Установлено, что «чистой» жидкостью является та жидкость, из которой удалены твердые частицы размером более 2 мкм. Для достижения требуемой чистоты жидкостей глушения применяют соответствующие системы их очистки.

Для глушения скважин используют широкий спектр жидкостей глушения: рассолы (KCl , NaCl и др.), эмульсионные растворы, сырую нефть, дизельное топливо, метанол, природный газ, пену, воздух.

Но наиболее широко применяют водные растворы индивидуальных солей или их смесей:

- хлорид натрия (NaCl);
- хлорид калия (KCl);
- хлорид кальция (CaCl_2);
- хлорид цинка (ZnCl_2);
- фосфорнокислые соли (однозамещенный фосфорнокислый натрий NaH_2PO_4 , двухзамещенный фосфорнокислый натрий Na_2HPO_4 , двухзамещенный фосфорнокислый калий $\text{K}_2\text{HPO}_4 \cdot 3\text{H}_2\text{O}$, трехзамещенный фосфорнокислый калий $\text{K}_3\text{PO}_4 \cdot 7\text{H}_2\text{O}$);
- неионные полимеры, растворимые в воде и малочувствительные к катионам (типа гидроксипропилцеллюлозы) и кислоторастворимой добавке мела (диаметр частиц равен 1/3 диаметра пор коллектора);

- карбонат калия (K_2CO_3);
- водный раствор K_3PO_4 ;
- хлорид магния ($MgCl_2$);
- бромид кальция ($CaBr_2$);
- смесь солей бромид кальция и бромид цинка и др.

Плотность жидкости глушения регулируют путем изменения концентрации соли в растворе.

В качестве *рабочих жидкостей* для заканчивания и ремонта скважин наряду с растворами $NaCl$ и $CaCl_2$ используют растворы KCl , Na_2SO_4 , Na_2CO_3 , $NaHCO_3$, $CaBr_2$, K_2CO_3 и их смеси.

Известны работы по применению аммонизированного нитрата кальция $Ca(NO_3)_2$ плотностью до $1,6 \text{ г/см}^3$. Однако, как показали результаты его применения в Нефтеюганском районе, использование его без ингибитора осадкообразования приводило к кольматации коллекторов вследствие несовместимости с пластовыми водами.

Значительное количество работ посвящено исследованиям по разрушению глинистых частиц с использованием обработки водными растворами порошкообразных реагентов ионообменного и окислительно-восстановительного действия.

Известны результаты работ по разрушению глин различных типов при обработке неглубоких водозаборных скважин с помощью растворов ряда реагентов:

- гидразина солянокислого ($N_2H_4 \cdot 2HCl$);
- гидразина сернокислого ($N_2H_4 \cdot H_2SO_4$);
- перекиси водорода (H_2O_2);
- смесей $N_2H_4 \cdot H_2SO_4$ и H_2O_2 , Na_2CO_3 и H_2O_2 , NH_4HCO_3 и H_2O_2 , $(NH_4)_2CO_3$ и H_2O_2 , $N_2H_4 \cdot H_2SO_4$ и $NaHSO_4$ (бисульфат натрия).

Значительный уход жидкости глушения в пласты нежелателен. Предотвращение и уменьшение потерь жидкости в пласт при глушении скважин обычно добиваются тремя способами:

- 1) уменьшением плотности жидкости, что может привести к проявлениям и выбросам из пласта;
- 2) увеличением вязкости раствора путем добавок разрушаемых полимеров;
- 3) добавками твердых частиц, временно закупоривающих стенки скважины.

Основными факторами воздействия на глинистые частицы при использовании реагентных систем растворяющего типа являются: ослабление водородных связей решетки глин и выделение газообразных продуктов. За счет этих факторов происходит разрушение, диспергирование и флюидизация глин, но при очистке пласта необходима также и его возвратно-поступательная промывка.

В глубоких скважинах при высоких пластовых давлениях флюидизация глин газом затруднена, так как выделяющиеся газы (CO_2 , H_2) обладают низкой упругостью паров.

В качестве жидкостей глушения в пластах с водочувствительными глинами с учетом геолого-технических условий с успехом могут применяться нефть, дизельное топливо и нефтемulsionные растворы. Однако повышенная пожароопасность и сложность приготовления являются причинами, препятствующими их широкому внедрению.

Известно применение для глушения скважин с водочувствительными глинами в коллекторе и растворов на нефтяной основе, представляющих собой смеси окисленного битума, органических кислот, щелочи, стабилизаторов и дизтоплива. Битум диспергируется до коллоидного состояния в дизтопливе и снижает фильтроотдачу. С той же целью используется и разновидность раствора на нефтяной основе – меловая эмульсия. Несмотря на то, что растворы на углеводородной основе ингибируют заглинизированные коллекторы, они также могут способствовать ухудшению коллекторских свойств из-за проникновения в пласт твердых частиц, образования в пористой среде эмульсионных барьеров и изменения смачиваемости пород под воздействием содержащихся в растворе ПАВ.

Плотность растворов может составлять:

- NaCl – 1,00–1,17 г/см³;
- CaCl_2 – 1,00–1,39 г/см³;
- смесь NaCl и CaCl_2 – 1,20–1,40 г/см³;
- KCl – 1,00–1,16 г/см³;
- смесь CaCl_2 и CaBr_2 – 1,40–1,81 г/см³.

Верхний предел плотности устанавливается исходя из условий растворимости при рабочей температуре, или из условий замерзания, или условий создания необходимого противодавления на пласт.

Для получения жидкостей глушения плотностью более 1600 кг/м³ применяют суспензию утяжелителя (барит, гематит, сидерит) в растворе минеральной соли.

Жидкости глушения на основе минеральных солей снижают набухаемость глинистых минералов, однако они легко фильтруются в пласт. Эти жидкости, хотя и считаются «растворами без твердой фазы», содержат твердую фазу, представляющую собой механические примеси в воде затворения.

К утончению гидратных оболочек глинистых частиц приводит их обработка водными растворами комплексонов. В частности, в 1,6–1,7 раза уменьшается коэффициент набухания глин, обработанных 1 %-ным раствором НТФ, по сравнению с коэффициентом набухания глин в воде.

Эффективность обработки призабойной зоны продуктивного пласта обратной эмульсией, обладающей растворяющими свойствами, превышает эффективность обработки пласта чистым углеводородным растворителем. Это объясняется тем, что при использовании чистого углеводородного рас-

творителя в скважинах с неоднородными по проницаемости пластами наблюдается поглощение растворителя высокопроницаемой частью пласта, а низкопроницаемые участки остаются необработанными. Обратная же эмульсия практически не фильтруется в пористую среду из-за несоизмеримости глобул воды и пор породы, а фильтрующаяся внешняя среда эмульсии (растворитель) обрабатывает пласт по всей толщине равномерно.

Широко практикуется контроль над поддержанием в скважине некоторого превышения давления столба жидкости на пласт, даже при наличии небольших потерь жидкости. В этом случае обеспечивается минимальная степень нарушения пласта. При наличии зон поглощения в жидкость добавляют закупоривающие шарики до прекращения поглощения или его уменьшения до некоторого минимума.

Учитывая, что в среднем каждая скважина ежегодно подвергается подземному ремонту, то с применением универсальной жидкости глушения призабойная зона пласта будет очищаться от АСПО, что, в свою очередь, обеспечит поддержание текущих темпов добычи углеводородов. Такой технологической жидкостью считается *обратная эмульсия*, содержащая в дисперсионной среде необходимое количество углеводородного растворителя, способного отфильтровываться без разрушения эмульсии. Особенностью технологии глушения скважин в этом случае является обязательное доведение жидкости глушения до забоя.

Наиболее податливыми к разрушению полимерами, применяемыми в промысловой практике, являются материалы на основе целлюлозы: гидроксиэтилцеллюлоза, карбоксиметилцеллюлоза, крахмал, гуаровая смола и некоторые биополимеры. Для их последующего разрушения, удаления и очистки скважины применяются кислоты, а также окисляющие полимеры, уменьшающие вязкость. Среди полимеров целлюлозы гидроксиэтилцеллюлоза при разрушении образует минимальное количество нерастворимых остатков, в то время как крахмал и гуаровая смола образуют нерастворимые остаточные продукты в количествах, которые могут заметно кольматировать коллектор. Нерастворимые остатки полимеров разрушаются либо термическим способом, либо тщательной промывкой пласта.

Сокращение потерь (ухода) жидкости глушения в результате поглощения в пласт может быть достигнуто добавкой растворимых твердых частиц, создающих временно корку на стенках скважины. Корка не дает возможности загрязнить пласт и в то же время позволяет быстро очистить призабойную зону скважины, нанеся минимальный ущерб проницаемости пласта.

В практике работ применяются два типа растворимых твердых частиц: растворимые в кислотах и в нефти. К первому типу относятся уже упомянутый карбонат кальция (мел) и карбонат железа (сидерит), применяемые для борьбы с поглощениями солевых растворов (А.П. Крезуб). Эти добавки предотвращают проникновение в пласт нерастворимых твердых частиц. Наиболее широко применяют мел, так как сидерит в 30 раз медленнее растворяется в кислоте.

Ко второму типу относятся смолистые вещества, которые применяются там, где нет необходимости или противопоказано проводить солянокислотные обработки, так как эти вещества растворяются в сырой нефти и газоконденсате. Растворимые в нефти смолы используются совместно с полимерами на вязкозной основе, которые сводят до минимума потери жидкости при глушении и ремонте скважин. Нефтерастворимые смолы образуют на стенке скважины тонкую фильтрационную пленку, которая не обладает естественным структурным натяжением, быстро полностью разрушается при движении пластовых флюидов к забою скважины под действием депрессии на пласт. Нефтерастворимые смолы могут применяться при всех видах солевых растворов и остаются стабильными при температуре на забое скважины до 120–150 °С.

Значительное количество работ посвящено исследованиям по разрушению глинистых частиц с использованием обработки водными растворами порошкообразных реагентов ионообменного и окислительно-восстановительного действия. Это может привести к образованию водяных блоков, прямых и обратных водонефтяных эмульсий, труднорастворимых осадков.

Проведенный анализ источников научно-технической информации по жидкостям глушения позволяет сделать следующие выводы:

- на проницаемость терригенных заглинизированных коллекторов существенное влияние оказывает химическая природа жидкости глушения;
- определяющим фактором в проблеме сохранения коллекторских свойств пласта, наряду с химической природой жидкости глушения, является наличие в ней механических примесей с диаметром частиц более 2 мкм;
- наиболее технологичными и безопасными в применении из-за простоты приготовления и невзрывоопасности являются солевые растворы на водной основе без твердой фазы;
- разработка новых эффективных составов жидкостей глушения может осуществляться на основе водных растворов химических соединений с повышенными ингибирующими способностями по отношению к глинистой фазе коллектора, а также растворов на этой основе, содержащих растворимую твердую фазу;
- применение новых составов жидкостей глушения на водной основе «без твердой фазы» должно сопровождаться очисткой (раствора, используемого оборудования, скважины), при которой в призабойную зону исключается проникновение нерастворимых твердых механических примесей с диаметром частиц более 2 мкм.

Применение жидкостей глушения на водной основе во многих случаях приводит к снижению дебитов по нефти, росту обводненности добываемой продукции, увеличенному перерасходу жидкости глушения и длительным срокам освоения скважин после ремонта.

Для снижения фильтрации в жидкость глушения добавляют полимерные реагенты, увеличивающие ее вязкость (ПАА, КМЦ, оксизтилцеллюлоза, сульфит-спиртовая барда и др.). В целях предотвращения образования нерас-

творимых солей при контакте с пластовой водой в жидкость глушения добавляют ингибиторы солеотложений (гексаметафосфат натрия – ГМФН, ПАФ-13, ОЭДФ и др.). Для сохранения коллекторских свойств пласта вводят специальные добавки, препятствующие образованию водяных блоков (катионактивные ПАВ – Катамин-А, «Тюмень» и др.) и разрушающие водонефтяные эмульсии (дисолван, превоцел, неонол АФ₉₋₁₂ и др.).

Анализ регламентов на испытание скважин ряда производственных объединений России и СНГ показал, что в качестве жидкостей для глушения и перфорации скважин использовали:

- раствор CaCl_2 с добавкой мела и ПАВ («Укрнефть»);
- водный раствор ПАВ (там же);
- пластовая вода («Пермнефть», «Белоруснефть»);
- ВИЭР («Татнефть», «Саратовнефтегаз»);
- раствор CaCl_2 с добавками ПАВ («Саратовнефтегаз»);
- ИЭР («Куйбышевнефть», «Юганскнефтегаз»);
- ИБР («Коминнефть», «Нижеволжскнефть»);
- нефть и пена («Белоруснефть»).

В ПО «Уренгойгазпром» реализованы многокомпонентные блокирующие растворы, результативно использованы рецептура и технология глушения газовых скважин морозостойкой пеной в условиях АНПД, применяются нефтэмульсионные растворы (А.А. Ахметов).

4.2 Разработка составов и технологии глушения скважин, предотвращающих засорение призабойных зон пласта, испытание и обеспечение внедрения

Согласно «Правилам безопасности в нефтяной и газовой промышленности» РД-08-200-98, перед началом ремонтных работ скважина должна быть заглушена. Одним из путей повышения качества ремонтных работ в скважинах является научно обоснованный выбор жидкости глушения, что обеспечивает восстановление проницаемости и повышение продуктивности флюида пласта.

Рецептура, состав и характеристика жидкостей глушения с твердой фазой (глинистые растворы) на основе минеральных солей и на углеводородной основе в полном объеме представлены в каталоге жидкостей глушения. Жидкости глушения на основе эмульгатора РЭМ изложены в инструкции.

Особые сложности глушения газовых и газоконденсатных скважин возникают в скважинах с низкими пластовыми давлениями ($P_{\text{пл}} = 0,1 \div 0,8 P_{\text{плр}}$).

Для выбора жидкости глушения на газовых площадях Кубани учитывается ряд факторов:

- снижение набухания глин;
- температура замерзания;
- коррозионная стойкость;

- совместимость с пластовыми жидкостями;
- плотность;
- возможная опасность для персонала и окружающей среды.

Наиболее распространенной при нормальных пластовых давлениях жидкостью глушения является раствор NaCl . Широкому применению этой жидкости способствуют недефицитность и дешевизна NaCl , его хорошая растворимость в воде. Реже в качестве жидкости глушения используют водные растворы CaCl_2 .

Вместе с тем, использование этих реагентов не обеспечивает сохранения, а тем более улучшения коллекторских свойств продуктивных пластов, представленных терригенными отложениями. В условиях низкопроницаемых заглинизированных коллекторов применение упомянутых жидкостей глушения приводит к снижению продуктивности скважин после глушения, увеличению продолжительности процесса вызова притока после ремонта.

Изучена возможность снижения проницаемости призабойной зоны пласта в результате выпадения в поровых каналах NaCl в кристаллическом виде. Сделан вывод о возможной закупорке порового пространства пласта в результате пересыщения раствора NaCl и перехода его в кристаллическое состояние вследствие более высокой растворимости хлоридов поливалентных металлов, содержащихся в пласте.

На основании результатов лабораторных исследований динамики образования и разложения водонефтяных эмульсий, полученных при смешении нефти с концентрированными растворами CaCl_2 , сделано предположение о возможном ухудшении проницаемости призабойной зоны нефтяного пласта за счет выпадения кристаллов этих соединений при вытеснении из него нефти растворами CaCl_2 .

Содержание твердого хлористого кальция и хлористого натрия в растворах различной плотности приведено в табл. 4.3 и 4.4, а температура замерзания растворов приведена в табл. 4.5.

Жидкости глушения плотностью 1400–1600 кг/м³ получают растворением смеси солей хлорида кальция и хлорида цинка. Температура замерзания растворов составляет до – 40 °С. В табл. 4.6 приведены данные о плотности растворов смеси солей.

По данным исследований на проницаемость искусственных и натуральных кернов установлено, что коэффициент β восстановления их проницаемости, определенный на установке УИПК по стандартной методике, составляет 95–100 %, т.е. раствор CaCl_2 в лучшем случае (по отношению к эталонной среде – раствору NaCl) может сохранить проницаемость коллектора, но не улучшить ее. Таким образом, обе указанные жидкости не являются обрабатывающими. Как показали проведенные в б. ВНИИКРнефти исследования для искусственных кернов (спрессованная смесь песка, 0,5 % глины, 3 % мела), значения β для растворов KCl , Na_2SO_4 , NH_4Cl , Na_2CO_3 , NaHCO_3 , K_3PO_4 находятся в пределах 95–100 %, для CaBr_2 – до 85 %, для K_2CO_3 составляют 115–120 %.

Таблица 4.3 – Содержание твердого хлористого кальция в растворах различной плотности

Плотность раствора, г/см ³	Содержание хлористого кальция в 100 г, %		Плотность раствора, г/см ³	Содержание хлористого кальция в 100 г, %	
	г/л	г/л		г/л	г/л
1,077	9,29	100	1,249	27,22	340
1,098	10,98	120	1,263	28,50	360
1,107	12,65	140	1,277	29,76	380
1,123	14,25	160	1,291	30,99	400
1,137	15,83	180	1,304	32,21	420
1,151	17,88	200	1,313	33,39	440
1,166	18,87	220	1,332	34,54	460
1,181	20,32	240	1,346	35,66	480
1,197	21,72	260	1,360	36,76	500
1,209	23,16	280	1,373	37,87	520
1,223	24,53	300	1,386	38,97	540
1,236	25,89	320	1,400	39,86	560

Таблица 4.4 – Содержание твердого хлористого натрия в растворах различной плотности

Плотность раствора при 20 °С, г/см ³	Содержание хлористого натрия в 100 г, %		Плотность раствора при 20 °С, г/см ³	Содержание хлористого натрия в 100 г, %		Содержание хлористого натрия в 100 г, %	
	г/л	г/л		г/л	г/л	г/л	г/л
1,005	1	10,1	1,071	10	107	19	217
1,013	2	20,3	1,078	11	118	20	230
1,020	3	30,6	1,086	12	130	21	243
1,027	4	40,1	1,093	13	142	22	256
1,034	5	51,7	1,101	14	154	23	270
1,041	6	62,5	1,109	15	166	24	283
1,049	7	73,4	1,116	16	179	25	297
1,056	8	84,5	1,124	17	191	26	311
1,063	9	95,6	1,132	18	204	27	318

Таблица 4.5 – Температура замерзания растворов $MgCl_2$, $NaCl$ и $CaCl_2$

Плотность при 15 °C, г/см ³	Содержание вещества, г		Температура замерзания, °C	Плотность при 15 °C, г/см ³	Содержание вещества, г		Температура замерзания, °C
	в 100 г раствора	в 100 г воды			в 100 г раствора	в 100 г воды	
1	2	3	4	5	6	7	8
$MgCl_2$							
1,00	0,2	0,2	0,0	1,10	11,6	13,1	-10,3
1,01	1,4	1,4	-0,7	1,11	12,7	14,5	-12,3
1,02	2,6	2,7	-1,4	1,12	13,8	16,0	-14,5
1,03	3,7	3,9	-2,2	1,13	14,9	17,5	-17,1
1,04	4,9	5,2	-3,1	1,14	16,0	19,1	-19,9
1,05	6,1	6,5	-4,0	1,15	17,0	20,5	-22,9
1,06	7,2	7,8	-5,0	1,16	18,0	22,0	-26,0
1,07	8,3	9,1	-6,0	1,17	19,1	23,6	-29,1
1,08	9,4	10,4	-7,2	1,18	20,1	25,2	-32,2
1,09	10,5	11,7	-8,7	1,184	20,6	25,9	-33,6
$NaCl$							
1,01	1,5	1,5	-0,9	1,10	13,6	15,7	-9,8
1,02	2,9	3,0	-1,8	1,11	14,9	17,5	-11,0
1,03	4,3	4,5	-2,6	1,12	16,2	19,3	-12,2
1,04	5,6	5,9	-3,5	1,13	17,5	21,2	-13,6
1,05	7,0	7,5	-4,4	1,14	18,8	23,1	-15,1
1,06	8,3	9,0	-5,4	1,15	20,0	25,0	-16,0
1,07	9,6	10,6	-6,4	1,16	21,2	26,9	-18,2
1,08	11,0	12,3	-7,5	1,17	22,4	29,0	-20,0
1,09	12,2	14,0	-8,6	1,175	23,1	30,1	-21,2
1	2	3	4	5	6	7	8

Продолжение таблицы 4.5

CaCl ₂							
1,00	0,1	0,1	0,0	1,15	16,8	20,2	-12,7
1,01	1,3	1,3	-0,6	1,16	17,8	21,7	-14,2
1,02	2,5	2,6	-1,2	1,17	18,9	23,3	-15,7
1,03	3,6	3,7	-1,8	1,18	19,9	24,9	-17,4
1,04	4,8	5,0	-2,4	1,19	20,9	26,5	-19,2
1,05	5,9	6,3	-3,0	1,20	21,9	28,0	-21,2
1,06	7,1	7,6	-3,7	1,21	22,8	29,6	-23,3
1,07	8,3	9,0	-4,4	1,22	23,8	31,2	-25,7
1,08	9,4	10,4	-5,2	1,23	24,7	32,9	-28,3
1,09	10,5	11,7	-6,1	1,24	25,7	34,6	-31,2
1,10	11,5	13,0	-7,1	1,25	26,6	36,2	-34,6
1,11	12,6	14,4	-8,1	1,26	27,5	37,9	-38,6
1,12	13,7	15,9	-9,1	1,27	28,4	39,7	-43,6
1,13	14,7	17,3	-10,2	1,28	29,4	41,6	-50,1
1,14	15,8	18,8	-11,4	1,285	29,9	42,7	-55,0

Таблица 4.6 – Плотность растворов смеси солей хлорида кальция и хлорида цинка

Содержание компонентов, %			Плотность, г/см ³
CaCl ₂	ZnCl ₂	Растворитель (вода)	
27,3	11,1	61,6	1,395
18,2	22,2	59,6	1,425
32,6	19,6	48,4	1,460
21,6	28,8	51,6	1,520
10,7	39,5	49,8	1,560

Таким образом, из названных реагентов только раствор K₂CO₃ является обрабатываемым, способным не только восстанавливать, но и улучшать проницаемость глинистого песчаника-коллектора.

Причина этой способности у растворов K₂CO₃ объясняется высокой активностью ионов калия и относительно небольшим (например, по сравнению с ионом хлора у KCl) гидратным числом у иона CO₃²⁻. Поэтому при ионообмене с глинистыми минералами K₂CO₃ образует более тонкие (чем KCl) гидратные оболочки на глинистых частицах, чем обеспечивается повышение пористости и соответственно проницаемости заглинизированных песчанников.

Кольматация призабойной зоны пласта твердыми частицами является одним из основных факторов потери ее проницаемости. Вероятно, отмеченное использование кислоторастворимых частиц в составе жидкостей глушения в случаях проведения ремонтных работ с наличием твердой фазы в интервале продуктивного пласта (например, при проведении перфорационных работ) является одним из возможных путей сохранения естественной проницаемости призабойной зоны.

Жидкость глушения готовится в следующем порядке: рассол (40 г/л), полимерный раствор (1,5–7 л/г) совместно с CaCO₃ (25–100 г/л). Плотность жидкости регулируется от 0,9 до 1,8 г/см³ путем ввода дизтоплива или CaCO₃ с электролитом.

Из жидкостей на углеводородной основе наиболее широкое применение нашли обратные эмульсии (эмульсии II рода) «вода в масле» (в/м). Дисперсионной (внешней непрерывной) средой в них могут быть дегазированные и товарные нефти, дизтопливо, битумный дистиллят и другие углеводороды, а дисперсионной фазой – водные растворы солей (или кислот и других реагентов). В качестве эмульгаторов применяют маслорастворимые ПАВ (эмультал, Смад-1, ЭС-2, СНПХ-6016, Нефтехим-1, тарин и др.).

Например, для глушения скважин на Усинском месторождении применяли обратные эмульсии, имеющие состав, %:

- нефть 38–39;
- раствор хлористого кальция (плотность 1180–1270 кг/м³) 60;
- эмульгатор ЭС-2 от 1 до 2.

Свойства эмульсии:

- плотность $\rho = 1060 \div 1110 \text{ кг/м}^3$;
- электростабильность $U = 200 \div 400 \text{ В}$;
- условная вязкость $T'_{\text{зм}} = 400 \div 600 \text{ с}$;
- татическое напряжение сдвига $\text{CHC}_{1/10} \theta = 76/132 \text{ дПа}$.

Глушение скважин проводили по комбинированной схеме. Ниже насоса и частично в пласт закачивали обратную эмульсию, а выше насоса в НКТ и затрубное пространство – раствор хлористого кальция или пластовую воду с равной или более низкой плотностью.

Скважина № 1084 (НКТ – 60 мм, насос – ЭВНТ5А-100-1000, глубина спуска насоса – 1100 м, интервал перфорации – 1218–1305 м, забой – 1570 м, дебит до глушения – $110 \text{ м}^3/\text{сут}$) была заглушена обратной эмульсией в объеме 18 м^3 и с последующим продавливанием ее до пласта раствором хлористого кальция в объеме 4 м^3 плотностью 1120 кг/м^3 при давлении 1–5 МПа. Затем НКТ были промыты 2 м^3 раствора хлористого кальция. После ремонта скважина освоена насосом без долива жидкости глушения в затрубное пространство. Время освоения – 2 часа, дебит после освоения – $120 \text{ м}^3/\text{сут}$.

При проведении исследований для приготовления обрабатывающих жидкостей используются порошкообразные компоненты:

- поташ (K_2CO_3);
- нитрилотриметилфосфоновая кислота (НТФ);
- лористый натрий (NaCl);
- хлористый кальций (CaCl_2);
- технический пентаэритрит, который представляет собой смесь формиата натрия, пентаэритрита, бисульфита натрия и в небольших количествах сахаристых веществ (смесь хорошо растворима в воде; растворы технического пентаэритрита имеют низкую температуру замерзания (при плотности $1 \text{ г/см}^3 - 30 \text{ }^\circ\text{C}$)).

Исследования эффективности воздействия солевых составов проводились на искусственном керновом материале и оценивались по коэффициентам восстановления проницаемости кернов. Для исследования были сформированы искусственные керны, содержащие глинистые минералы. Пригодность кернов к исследованию определялась по их начальной воздухопроницаемости. Определение коэффициента восстановления проницаемости проводились на установке УИПК-1 по следующей методике согласно РД 39-0147009-510-85:

- 1) образец керна насыщается 3 %-м раствором CaCl_2 ;
- 2) создается гидрообжим образца керна;
- 3) осуществляется фильтрация через образец керна трансформаторного масла (ГОСТ 982-80) с постоянной объемной скоростью $Q = 0,05 \text{ см}^3/\text{с}$;
- 4) после стабилизации фильтрации (20–30 мин.) определяется начальная маслопроницаемость образца:

$$K_0 = \frac{Q \cdot \ell \cdot \mu}{F \cdot P_0},$$

где Q – объемная скорость фильтрации, м³/с; μ – вязкость трансформаторного масла (при 30 °С $\mu = 1,31$ Па·с; ℓ и F – соответственно длина (в см) и площадь поперечного сечения (в см²) керна; P – давление на входе в образец керна до его обработки солевым раствором, МПа.

5) образец керна насыщается испытываемым солевым раствором и выдерживается в керне на реакцию в течение заданного времени;

6) вытесняется солевой раствор трансформаторным маслом;

7) после стабилизации фильтрации определяется маслопроницаемость образца керна, обработанного солевым раствором, по вышеприведенной формуле, где вместо P_0 берется P , т.е. давление на входе образца керна.

Воздействие солевого раствора на керновый материал оценивают коэффициентом восстановления проницаемости $\beta = \frac{K_0}{K_1} \cdot 100$ % в соответствии

с отраслевой инструкцией РД 39-0147009-510-85.

Опыты проводились при соблюдении следующих условий:

- 1) температура керна 80 °С;
- 2) давление гидрообжима 20–24 МПа;
- 3) объемная скорость прокачки 0,05 см³/с.

Как следует из полученных результатов фильтрационных исследований обработанного солевым составом кернового материала (табл. 4.7), все из испытанных порошкообразных компонентов и их смесей могут быть применены при приготовлении рабочих жидкостей для обработки терригенных глинистых коллекторов. При полученных значениях коэффициентов восстановления проницаемости в пределах от 115 до 143 % увеличение продуктивности скважин, как показывают расчеты по методике, находится соответственно в пределах от 10 до 25 %. По данным исследований на искусственных кернах нельзя дать точную количественную оценку увеличения продуктивности скважин конкретных месторождений. Вместе с тем, такая оценка эффективности обработки является качественной, позволяющей сопоставить эффективность рецептур по отношению друг к другу.

С учетом имеющегося опыта лабораторных исследований, показывающего, что значения коэффициента β для натуральных кернов, как правило, на 20–70 % выше, чем при исследованиях на искусственных кернах, и с большой степенью вероятности можно предположить, что при использовании упомянутых вариантов обработки пласта величины повышения продуктивности скважин могут находиться, как показали расчеты, в пределах от 16 до 40 %. Как видно из приведенных данных (табл. 4.7), наиболее перспективными в плане повышения естественной проницаемости кернового материала являются солевые растворы на основе поташа (K_2CO_3). Удовлетворительные результаты были получены при использо-

вании в качестве жидкостей глушения растворов технического пентаэритрита. Однако он значительно уступает поташу в утяжеляющей способности и выпускается промышленностью в виде водного раствора плотностью 1,22–1,24 г/см³. Только растворы на основе K₂CO₃ являются обрабатываемым материалом, способным не только восстановить, но и повысить проницаемость глинистого песчаника (П.П. Макаренко).

Таблица 4.7 – Значения коэффициентов восстановления проницаемости искусственных кернов при обработке рабочими жидкостями на водной основе

№ опытов	Состав	Соотношение компонентов (объемная доля в %) добавки к объему раствора	Плотность, г/см ³	β, %
1	KCl	–	1,15	108
2	NaCl + KCl	2:1	1,15	102
8	NaCl + KCl	4:1	1,15	98
4	NaCl	5 % KCl	1,15	100
5	KCl	5 % K ₂ CO ₃	1,15	122
6	KCl	5 % K ₂ CO ₃ + 2 % НТФ	1,15	127
7	K ₂ CO ₃	–	1,03	126
8	K ₂ CO ₃	–	1,50	131
9	K ₂ CO ₃	2 % НТФ	1,15	145
10	Na ₂ CO ₃	–	1,15	95
11	CaCl ₂	–	1,15	105
12	технический пентаэритрит	–	1,15	117
13	технический пентаэритрит	2 % НТФ	1,15	122
14	NaCl	–	1,10	85

Исследована динамика изменения коэффициента β восстановления проницаемости кернов в зависимости от времени контакта с используемой средой (рис. 4.2), а также влияние массовой доли поташа (рис. 4.3) и комплексонов (рис. 4.4) на коэффициент восстановления проницаемости. Исследования на коррозионную активность составов для глушения скважин и температура их замерзания показали целесообразность их использования в практике.

Результаты изучения данной проблемы приводят к следующим выводам.

1. В качестве жидкости глушения и перфорации не снижающих проницаемость терригенных заглинизированных коллекторов могут быть рекомендованы солевые составы без твердой фазы (не содержащие частиц размером более 2 мкм) на основе поташа (K₂CO₃) с добавками комплексонов (НТФ, ОЭДФ), так как они не только сохраняют, но и увеличивают естественную проницаемость керна материала.

2. Солевые составы на основе поташа и комплексонов отличаются низкой коррозионной активностью.

3. Температура замерзания растворов поташа обеспечивает возможность круглогодичного использования их в качестве технологических жидкостей глушения.

Перспективным методом глушения скважин с пластовыми давлениями ниже гидростатического при их ремонте является метод приготовления гелирующего раствора, закачка его в призабойную зону и последующее гелирование. Образовавшийся гель обеспечивает временное (на период ремонта) глушение призабойной зоны скважины.

Такой метод требует применения специальной техники (мешалка, насосный агрегат, емкости) для приготовления, закачки и продавки раствора в скважину, а также значительных трудовых затрат для монтажа и демонтажа устьевого обвязки труб, дополнительных мероприятий и проявления особой осторожности по соблюдению правил техники безопасности. И, как следствие, материальные затраты при реализации такого метода велики, так как технологический процесс занимает много времени.

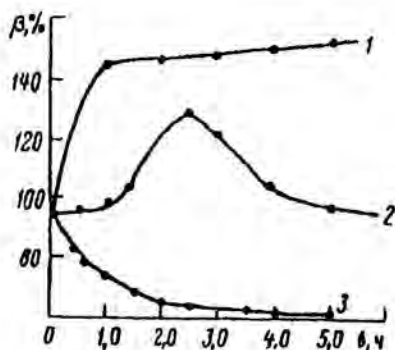


Рисунок 4.2 – Динамика изменения коэффициента β восстановления проницаемости во времени контакта образца с исследуемой средой t :

1 – раствор поташа плотностью $1,1 \text{ г/см}^3 + 3 \text{ \% НТФ}$;
2 – раствор поташа плотностью $1,1 \text{ г/см}^3$; 3 – пресная вода

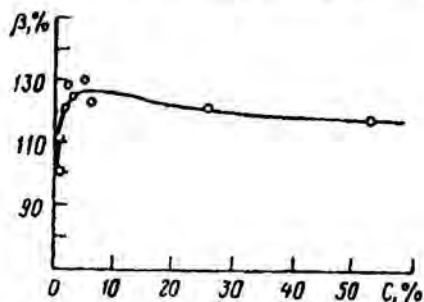


Рисунок 4.3 – Влияние массовой доли C водного раствора поташа на коэффициент восстановления проницаемости



Рисунок 4.4 – Влияние массовой доли S комплексов (НТФ и ОЭДФ) в водном растворе поташа на коэффициент восстановления проницаемости:
I – обработка раствора НТФ; II – обработка раствора ОЭДФ

Наиболее близким по механизму и результату является метод глушения скважин, включающий спуск гелирующего материала в виде стержней, которые, дойдя на забой скважины, растворяются и гелируются. Такой метод прост и не требует применения специальной техники. Для изготовления стержней при глушении скважин используют метилцеллюлозу. Однако применение стержней, изготовленных из метилцеллюлозы, при глушении скважин имеет недостатки.

Стержни, изготовленные из метилцеллюлозы, медленно (до 2–7 сут.) растворяются в скважине, не исключается возможность зависания их при растворении и образовавшегося геля на пути к забою скважин. Эти недостатки создают трудности и приводят к дополнительным работам и затратам в процессе ремонта скважин. Все это снижает эффективность процесса глушения скважин.

Метод глушения скважин с использованием стержней усовершенствован, сущность которого заключается в следующем.

Стержни изготавливают перед спуском их в скважину из метилцеллюлозы, при этом в нее дополнительно вводят ускоритель растворения стержней в скважине карбид кальция и (или) азид натрия, нитрид кальция, гидрид кальция, обеспечивающий увеличение их плотности.

Растворитель в стержнях при попадании их в водную среду скважины вступает в реакцию с водой, стержни разрушаются на отдельные части, и ускоряется их растворение, выделяется тепло, повышается температура среды, что обеспечивает ускорение процесса гелирования раствора в скважине. Присутствие в стержнях одной из указанных добавок или их сочетания увеличивает вес стержней, что исключает вероятность зависания стержней и сокращает время доставки их к забою.

Стержни изготавливают путем прессования из волокнистой или кристаллической метилцеллюлозы, при этом добавляя в виде крошки или кусочков растворителя, например, карбид кальция, так, чтобы они были равномерно распределены по всей длине стержня. Указанные добавки (уско-

рители) вводят в стержни в любом их сочетании и в любых пропорциях (а именно в целлюлозу). Количество вводимого ускорителя разрушения при изготовлении стержней из метилцеллюлозы определяют экспериментальным путем для каждого конкретного случая отдельно.

После изготовления стержни спускают в скважину, которые доводят до забоя, где они растворяются и превращаются в гель, что обеспечивает временное глушение продуктивного пласта и проведение ремонтных работ в скважине. Ликвидация геля из скважины обеспечивается ее промывкой водой.

По массе количество стержней, спускаемых в скважину, определяют геолого-физическими условиями отдельно для каждой конкретной скважины, а именно температурой, давлением, составом породы и уровнем воды в скважине.

Использование метода позволило повысить эффективность капитального ремонта скважины.

В целях снижения вредного влияния на проницаемость призабойной зоны при глушении скважин с пластовым давлением ниже гидростатического в качестве метода глушения скважин используется метод применения двухфазных и трехфазных пен с использованием эжектора.

В различные периоды эксплуатации Северо-Ставропольского газового месторождения в качестве жидкостей глушения использовали техническую воду, глинистый раствор, эмульсию, двух- и трехфазные пенные системы. По мере снижения пластового давления в Хадумской залежи Северо-Ставропольского месторождения при глушении скважин, начиная с 1974 г., стали успешно применять пенные системы (К.М. Тагиров).

В ООО «Югтрансгаз» наряду с традиционными жидкостями глушения применяли пенообразующие жидкости глушения (ПОЖ), величина давления на пласт регулируется степенью аэрации раствора. ПОЖ готовится на основе глинистого (мелового) водного раствора с добавлением КМЦ и других ПАВ. По другой рецептуре аэрированные растворы готовятся на основе технической воды, крахмалита, ПАВ (1 %) и утяжелителя. В качестве последнего используют реагент сульфожел (шлам от нейтрализации промывочных вод метизного производства – порошок или масса с плотностью 1,4–2,3 г/см³, основу его составляет гидроокись железа, сульфат кальция), реагент кафтор (содержит сульфат кальция, оксид кальция и др.), реагент ШЛОС (оксид алюминия, оксид кальция и др.); в воду добавляют также бишофит, барит (В.В. Никишов).

4.2.1 Жидкости глушения, содержащие твердую фазу

В некоторых производственных объединениях все еще используют в качестве жидкости глушения буровой (глинистый) раствор. Однако широкое распространение получили другие ЖГ.

Известковый раствор

Состав в % (сух.):

известь	0,5–1
сода каустическая	5–10
ССБ	5–10
нефть	10–12
сульфонол	0,3
глина бентонитовая	0,5
КМЦ	0,2

Свойства жидкости:

плотность	1,36–1,40 г/см ³
вязкость	30–35 с
водоотдача	3–5 см ³ за 30 мин. по ВМ-6
СНС _{1/10}	4,5–6,0 дПа
рН	9–11

Полимерлигносульфонатный раствор

Состав в % (сух.):

глина бентонитовая	1,5
КССБ	2,0
хроматы	0,1
нефть	5,0
ФХЛС	1,3
сода каустическая	0,2
КМЦ	0,2
барит	концентрация в зависимости от плотности

Свойства раствора:

плотность	1,05–1,2 г/см ³
вязкость	25–40 с
водоотдача	до 5 см ³ за 30 мин. по ВМ-6
СНС _{1/10}	1,0–3,0/6,0–7,0 дПа
рН	8–9

Гипсовый раствор

Состав в % (сух.): гипс

гипс	0,5
сода каустическая	0,3
ФХЛС	2,0
хроматы	0,1
КМЦ	0,2
нефть	7–8
глина бентонитовая	1,5
пенегаситель	0,1
барит	концентрация в зависимости от плотности

Свойства раствора:

плотность	1,34–1,90 г/см ³
вязкость	25–45 с
водоотдача	3–5 см ³ за 80 мин. по ВМ-6
СНС _{1/10}	1,0–3,0/5,0–7,0 дПа
рН	8–9

Гуматный глинистый раствор

Состав в % (сух.):

бentonитовая глина	5–6
УЩР	1–4
хроматы	0,02–0,95
вода	97–94

Свойства:

плотность	1,15–1,20 г/см ³
вязкость	40–50 с
водоотдача	35 см ³ за 30 мин. по ВМ-6
СНС _{1/10}	1,5/3,0 дПа
рН	8–10

Для приготовления жидкостей глушения с плотностью более 1,7 г/см³ используется барит (табл. 4.8) и железистые утяжелители. В качестве несущей жидкости используют глинистый раствор.

Таблица 4.8 – Показатели промышленного реагента по ТУ 39-126-76

Показатели	Сорт реагента		
Содержание сульфата бария, %	92	87	80
Плотность, г/см ³	4,25	4,15	4,05
Содержание влаги, %	1,5	1,5	1,5
Содержание водорастворимых солей, %	0,3	0,85	0,35

Характеристика утяжелителей

Барит (сульфат бария BaSO₄):

молекулярная масса	233,4
плотность, г/см ³	4,48
внешний вид	бесцветное кристаллическое вещество
твёрдость по шкале Мооса	3–8,5
тип кристаллической решетки	ромбический
температура плавления, °С	1580
абразивность	невысокая
молярная теплоемкость при 25 °С и 101,3 кПа, Дж/(моль · °К)	101,8

растворимость в воде, г/100 г, при температуре, °С:

18	0,00022
100	0,00041

Магнетит – железная руда:

химическая формула	Fe_3O_4
плотность, г/см ³	до 4,4
состояние	кристаллическое вещество
твердость по шкале Мооса	5,5–6,0
абразивность	высокая
температура разложения, °С	1565
молярная теплоемкость при 20 °С и 101,3 кПа, Дж/(моль · °К)	103,8
растворимость в воде	нерастворим

Сидерит – белое кристаллическое вещество с кристаллами тригонального типа:

химическая формула	FeCO_3
молекулярная масса	115,86
плотность, г/см ³	3,8–3,9
температура разложения, °С	490
молярная теплоемкость при 25 °С и 101,3 кПа, Дж/(моль · °К)	83,3
растворимость в воде	малорастворим

Требуемое количество сухого утяжелителя (кг) разных сортов для приготовления жидкости глушения заданной плотности в зависимости от плотности несущей жидкости рассчитывается по формуле:

$$Q_v = \frac{V_0 \cdot \rho_v \cdot (\rho_{vp} - \rho_{np})}{\rho_{vp} - \rho_{np}}, \quad (4.2)$$

где V_0 – объем исходного раствора, г/см³; ρ_v – плотность утяжелителя, г/см³; ρ_{vp} – плотность утяжеленного раствора, г/см³; ρ_{np} – плотность исходного раствора, г/см³.

4.2.2 Жидкости глушения на основе минеральных солей

В группе ЖГ на водной основе ведущая роль принадлежит не содержащим твердой фазы водным растворам минеральных солей. Широкое применение солевых растворов, используемых как ЖГ, обусловлено простотой и непродолжительностью их приготовления, устойчивостью к воздействию температур. При этом исключается необратимая направленная кольматация

пор твердыми частицами, набухание глинистых минералов пласта (ингибирующий эффект). К положительным качествам рассолов можно отнести также их морозостойкость, что важно для условий Западной Сибири, и экологическую чистоту.

Однако ЖГ на основе минеральных солей, контактируя с продуктивным пластом, фильтруются в него, что приводит к снижению проницаемости призабойной зоны. Для снижения фильтрации ЖГ в пласт необходимо применять полимерные реагенты (модифицированный крахмал, реагенты группы оксиглициллозы), осуществляя контроль реологических и фильтрационных свойств рассолов.

К недостаткам жидкостей глушения на основе минеральных солей можно также отнести:

- образование нерастворимых осадков при контакте с пластовыми водами;
- эмульсионное блокирование пор пласта жидкостью глушения в результате капиллярных давлений, возникающих на границе раздела фаз.

Хотя по некоторым свойствам эти жидкости не совсем отвечают требованиям, предъявляемым к ЖГ, простота и возможность их приготовления без особых затрат в условиях промыслов обусловили их повсеместное применение.

Пластовая вода, подтоварная вода

Свойства жидкости:

плотность	1,08–1,12 г/см ³
вязкость	1,5–3,0 мПа · с
pH	6–7
температура замерзания	7–12 °С ниже нуля
содержание примесей	до 1,0 %
содержание компонентов	NaCl – 6,0 %; CaCl ₂ – 0,45 %; MgCl ₂ – 0,2 %
минерализация вод	3000–7000 мг-экв/л

ЖГ на основе хлорида натрия

Солевая основа:

NaCl *кристаллический* ТУ 18-П-3-85, поставка – полувагон

Свойства жидкости глушения:

плотность	1,20 г/см ³
вязкость	2,0 мПа · с
pH	7,0
температура замерзания	7 °С
содержание примесей	0 %
содержание соли	26,0 %
NaCl <i>технический</i>	ТУ 6-13-14-77, ТУ 113-1337-88

Свойства жидкости глушения:

плотность	1,18 г/см ³
вязкость	2,0 мПа · с
pH	7,0
температура замерзания	17 °С
содержание примесей	нет
содержание соли	23,7 %

Добавки ПАВ к жидкости глушения на основе NaCl

Для снижения отрицательного влияния рассолов на проницаемость призабойной зоны продуктивного пласта в ЖГ на основе NaCl вводят следующие ПАВ:

1. Неонол – 0,1–0,4 % (ТУ 38.103625-87);
2. Сульфонол – 0,2–0,3 % (ТУ 6-01-1043-79);
3. МЛ-80-03 – 1,0 % (ГОСТ 450-77);
4. Прогалит (дипроксамин);
5. Диссолон – 0,2 %, импорт ФРГ;
6. ОП-10 – 0,05–0,1 % (ГОСТ 8433-81).

Жидкости глушения на основе MgCl₂

Солевая основа – бишофит (ГОСТ 7759-73).

Поставка – в полиэтиленовых мешках, в контейнерах.

Свойства жидкости глушения:

плотность	1,25–1,30 г/см ³
вязкость	1,5–3,0 мПа · с
pH	5–6
температура замерзания	10–16 °С ниже нуля
содержание соли	до 40 %

При смешивании данной жидкости глушения с пластовыми водами любой степени минерализации и ионного состава отсутствует образование нерастворимых осадков.

Рассол MgCl₂ более агрессивен в коррозионном плане, чем рассолы хлорида натрия и кальция, он также имеет невысокую температуру кристаллизации, что затрудняет его приготовление в северных условиях.

Жидкости на основе фосфорнокислых солей

Солевая основа:

1. NaH₂PO₄ – 62 % (однозамещенный фосфорнокислый натрий);
2. Na₂HPO₄ – 38 % (двухзамещенный фосфорнокислый натрий);
3. K₂PO₄ · H₂O – 50 %;
4. Na₂HPO₄ – 50 %;

5. K_3PO_4 (трехзамещенный фосфорнокислый калий).

- стекловидная масса светло-бурого цвета;
- плотность $2,6 \text{ г/см}^3$;
- растворимость в воде хорошая, с поглощением тепла.

Свойства жидкости глушения:

плотность	$1,30\text{--}1,52 \text{ г/см}^3$
вязкость условная	40 с
pH	8–9
температура кристаллизации	$12\text{--}8^\circ\text{C}$ ниже нуля;
содержание соли	до 65 % (зависит от температуры)

Растворение соли осуществляется горячей водой в емкости при интенсивном перемешивании, т.к. растворение твердого трехкалийфосфата в воде зависит от температуры.

В табл. 4.9 приведены необходимые количества воды и K_3PO_4 для приготовления раствора определенной плотности.

Таблица 4.9 – Зависимость растворяемого количества K_3PO_4 от температуры

Температура воды, $^\circ\text{C}$	Время затворения, ч.	Плотность раствора, г/см^3
11	18	1,45
11	4	1,44
16	3	1,50
100	0,6	1,58

Невысокая плотность таких жидкостей в условиях низких температур, а также образование твердого осадка при контакте с пластовыми водами не привело к широкому применению таких жидкостей.

Жидкости глушения на основе хлорида кальция

Солевая основа:

$CaCl_2$ технический гидратированный (ГОСТ 450-77)

Свойства жидкости глушения:

плотность	$1,26 \text{ г/см}^3$
вязкость	$3,0 \text{ мПа} \cdot \text{с}$
содержание примесей	4,0 %
содержание соли	26,0 %
температура замерзания	-40°C

CaCl_2 , <i>чешуированный</i>	(ГОСТ 450-77)
Свойства жидкости глушения:	
плотность	1,14–1,30 г/см ³
вязкость	2–3 мПа · с
pH	7,0
содержание примесей	4,0 %
содержание соли	20,0 %
температура замерзания	12–50 °С ниже нуля

CaCl_2 , <i>технический жидкий</i>	(ТУ 113-04-2-2-87), (ГОСТ 450-77)
Свойства жидкости глушения:	
плотность	1,18–1,30 г/см ³
вязкость	2–3 мПа · с
pH	7,0
содержание примесей	3,0 %
содержание соли	32,0 %
температура замерзания	17–50 °С ниже нуля

Жидкости глушения на основе $\text{Ca}(\text{NO}_3)_2$

Солевая основа: аммонизированный раствор нитрата кальция (АРНК)
(ТУ 113-03-09-01-87).

Свойства жидкости:	Показатели
внешний вид	раствор со светло-серыми примесями (до 1 %) и слабым запахом аммиака
плотность	
1 тип (летний):	1,45–1,55 г/см ³
2 тип (зимний):	1,40–1,45 г/см ³
может быть увеличена	до 1,60 г/см ³
вязкость	2–3 мПа · с
pH (раствора разбавленного 1:13)	7–8
температура замерзания	АРНК 2 типа от – 33 °С до – 45 °С

При контакте АРНК с пластовой водой, содержащей HCO_3^- , 50 мг/л и более, происходит образование нерастворимого осадка – кальцита.

Эффективными ингибиторами ОМС являются НТФ, ОЭДФ и ПАФ-13А. Оптимальная их концентрация находится в пределах 0,01–0,03 %. Тип ингибитора осадкообразования и его оптимальная концентрация для предотвращения выпадения осадков определяется по РД 39-0147009.

Вязкостные и фильтрационные свойства АРНК можно регулировать в широких пределах добавкой реагентов загустителей (модифицированный крахмал, реагенты группы ОЭЦ) и наполнителей.

АРНК обладает высоким ингибирующим действием к глинистым минералам коллектора.

Разработанная в б. ВНИИКРнефти технология глушения эксплуатационных скважин с использованием жидкости плотностью до $1,6 \text{ г/см}^3$ позволила в условиях Западной Сибири:

- отказаться от временного отключения близлежащих нагнетательных скважин с целью снижения рабочего давления в эксплуатационных скважинах, подлежащих ремонту;
- исключить дополнительные попытки глушения скважин из-за малой плотности используемого раствора;
- сократить время ремонта скважин при повышении успешности глушения.

Солевая основа: раствор нитрата кальция, нейтрализованный аммиаком (РНКА) (ТУ 39-0148332-02-89).

Свойства:

химическая формула	$\text{Ca}(\text{NO}_3)_2$, жидкий
содержание соли	99,8 %
плотность	$1,1\text{--}3,8 \text{ г/см}^3$
вязкость	$4 \text{ мПа} \cdot \text{с}$
pH	6,5–8,0
содержание примесей	до 3 %

Добавки к жидкостям глушения на основе CaCl_2 и $\text{Ca}(\text{NO}_3)_2$

Для устранения негативного влияния жидкостей глушения на водной основе в б. ВНИИКРнефти разработаны рецептуры жидкостей с многофункциональным ПАВ, обеспечивающие более полное сохранение коллекторских свойств пласта. Добавки, снижающие капиллярное давление и препятствующие образованию водяных блоков, – катионактивные ПАВ:

Катамин-А (ТУ 6-01-873-76)

Свойства:

- вязкая жидкость темно-коричневого цвета;
- растворимость в воде – хорошая;
- плотность – $1,05 \text{ г/см}^3$;
- ингибитор коррозии.

«Тюмень» (ТУ 88 УССР 227-04 88)

Свойства:

- жидкость темно-коричневого цвета,
- растворимость в воде – хорошая, а также в растворах CaCl_2 и $\text{Ca}(\text{NO}_3)_2$;
- плотность – $0,95 \text{ г/см}^3$.

Добавки, предотвращающие образование водонефтяных эмульсий

Дисолван – импорт ФРГ, поставка в стальных бочках.

Свойства:

- вязкая жидкость желтоватого цвета;
- плотность при 20 °С – 1,04 г/см³;
- температура застывания – 10 °С;
- вязкость при 20 °С – 17–60 мПа · с.

Превоцел – оксизтилированные алкилофенолы, импорт ФРГ, поставка в стальных бочках.

Свойства:

- вязкая жидкость желтоватого цвета;
- плотность при 20 °С – 1,03 г/см³;
- растворимость хорошая в воде и рассолах минеральных солей;
- межфазное натяжение – 5,0 мН/м.

Неонол – АФ₉₋₁₂ (ТУ 38.103625-87)

Свойства:

- прозрачная жидкость, маслянистая, от бесцветного до светло-желтого цвета;
- рН водного раствора 7 ± 1 ;
- массовая доля активного вещества 99 %.

Добавки, предотвращающие образование осадков при контакте жидкости гашения на основе нитрата и хлорида кальция с пластовыми водами карбонатного типа

НТФ – 0,02–0,05% (ТУ 6-09-52-83-86)

Свойства:

- трехзамещенная соль фосфорной кислоты, кристаллическое вещество белого цвета;
- плотность – 1,64 г/см³;
- температура плавления – 73,4 °С;
- кислотность водного раствора НТФ при концентрации 2–20 % – 11,5.

ПДФ-13 – 0,02–0,05 % (ТУ 6-05-05-78)

Свойства:

- аминофосфат – водный раствор темно-коричневого цвета, товарный реагент хорошо растворим в воде и нерастворим в нефти.

ОЭДФ – 0,02–0,05 % (ТУ 6-09-20-54-79)

Свойства:

- оксизтилидендифосфовая кислота, белый кристаллический продукт;

- температура плавления – 198 °С;
- растворимость в воде хорошая;
- растворимость в нефти нерастворим;
- рН 5 %-ного раствора меньше 6.

В случае несовместимости пластовой воды данного месторождения с ЖГ выбор оптимального ингибитора осадкообразования и его концентрации для конкретных условий устанавливается экспериментально.

В несколько колб пипетками вносят по 0,05 мл; 0,1 мл; 0,2 мл; 0,3 мл; 0,4 мл 1 %-ного раствора ингибитора и добавляют 50 мл пластовой воды. После перемешивания прибавляют 50 мл рассола и термостатируют 8 часов при 80 °С. Методом трилонометрии определяют содержание Ca^{2+} в фильтрате.

Добавка для предупреждения сероводородной агрессии

Двуокись марганца – нейтрализатор сероводорода (ТУ 6-18-22-89-86)

Свойства:

- плотность – 5,03 г/см³;
- температура плавления – 535 °С;
- растворимость в воде – нерастворим.

Рецептура жидкости глушения:

Солевая основа: 99,0–99,9 % нитрата и хлорида кальция, хлорид натрия.

Добавки – 1,0–0,1 %:

- 1) дисолван + «Тюмень», 1:1;
- 2) дисолван + катамин, 1:1;
- 3) дисолван + превоцел, 1:1.

Для более полного вытеснения жидкости глушения нефтью из призабойной зоны целесообразно использовать следующие ПАВ: «Тюмень», дисолван, катамин, превоцел, а также двухкомпонентные смеси дисолвана с «Тюмёнью» и катамином, т.к. введение этих ПАВ в ЖГ приводит к увеличению краевого угла смачивания, гидрофобизации поверхности коллектора и повышению коэффициента восстановления проницаемости. Для предотвращения эмульсионного блокирования ЖГ на основе хлористого кальция эффективно применять дисолван и превоцел; высокий деэмульгирующей способностью обладают двухкомпонентные смеси дисолвана с катионактивными ПАВ (синергетический эффект).

Синергизм – явление усиления действия одного катализатора (реагента) присоединением другого.

Для предотвращения эмульсионного блокирования ЖГ на основе АРНК рекомендуется использовать смесь дисолвана с «Тюмёнью». Рекомендуемые добавки ПАВ способствуют повышению ингибирующей способности. По эффективности ингибирующего действия ПАВ располагаются в следующей последовательности (по мере снижения активности): дисолван → «Тюмень» → катамин → превоцел → дисолван → НТФ. Комбинации ПАВ с

дисолваном при введении в жидкость глушения на основе хлорида и нитрата кальция приводят к снижению коррозионной активности.

Свойства жидкости глушения:

плотность	1,3–1,6 г/см ³
вязкость	8–15 мПа·с
рН	6–8
увеличение коэффициента восстановления проницаемости (по сравнению с чистой солевой основой)	на 15 %
температура замерзания	30–40 °С ниже нуля
скорость коррозии трубных сталей (в два раза ниже допустимой нормы)	0,06 мм/год;

Жидкость глушения на основе бромида кальция

Солевая основа:

• кальций бромистый технический – бесцветная или слегка желтоватая жидкость;

• химическая формула – CaBr_2 .

Свойства:

- растворимость в воде, этаноле, метаноле;
- плотность – 1,7–1,8 г/см³;
- массовая доля кальция бромистого кальция – 54–58 %;
- массовая доля броматов – не более 0,01 %;
- рН раствора – 7,5–10,5;
- динамическая вязкость – 6,0–40,0 мПа·с;
- температура кристаллизации – 25 °С.

Применение такой жидкости глушения обеспечивает надежную работу внутрискважинного оборудования и позволяет сохранить коллекторские свойства продуктивного пласта (при аномальности давления до 1,8).

Композиции ЖГ

Хлорид и нитрат кальция

Солевая основа:

- селитра кальциевая техническая – 40 % (ТУ 6-03-367-79);
- кальций хлористый, 35 %, ГОСТ 450-77;
- едкий натр – до рН 7-8 (ГОСТ 2263-79 или ГОСТ 11078-78).

Свойства жидкостей глушения:

плотность	1,6 г/см ³
вязкость условная	50–60 с
рН	7–8
температура замерзания	– 16 °С
содержание примесей	до 1,0 %

Применяют для приготовления жидкости глушения плотностью до $1,6 \text{ г/см}^3$, для глушения скважин с коэффициентом аномальности до 1,6.

Хлорид-бромид кальция

Солевая основа:

- бромид кальция – 48,0–52,0 %;
- хлорид кальция – 8,0–14,3 %.

Свойства:

• композиция представляет собой жидкость от бесцветного до кремового цвета:

- растворимость в воде, этаноле, ацетоне;
- плотность – $1,7\text{--}1,8 \text{ г/см}^3$;
- pH – 6–10,5;
- динамическая вязкость – 10–40 мПа·с;
- температура кристаллизации – 12 °С.

Применяют для приготовления жидкостей для глушения скважин с коэффициентом аномальности до 1,8 и установки ВСО: применение композиции уменьшает расход дорогостоящего бромида кальция, снижает стоимость жидкости глушения при той же плотности.

Бромид кальция – бромид цинка

Солевая основа:

- бромид кальция – 48–52 %;
- бромид цинка – 19–25 %.

Свойства:

- жидкость от бесцветного до кремового цвета;
- растворимость в воде, этаноле, ацетоне;
- плотность – $2,1\text{--}2,2 \text{ г/см}^3$;
- pH – 3,5–5,5;
- динамическая вязкость – 70 мПа·с;
- температура кристаллизации – 10 °С.

Используется для глушения скважин с высоким пластовым давлением (аномальность до 2,2).

Полимеры для регулирования вязкостных свойств жидкости глушения на водной основе

Широко распространенным фактором, осложняющим глушение и проведение ремонтно-изоляционных работ, является поглощение солевых растворов, что приводит к целому ряду нежелательных последствий.

Одним из направлений устранения поглощения ЖГ на основе солей является обработка их различными полимерами: ПАА, КМЦ-600, серогель Е-55 и т.д. Регулирование технологических свойств рассолов на основе CaCl_2 и $\text{Ca}(\text{NO}_3)_2$ производится обработкой полимерными реагентами: модифицированный крахмал, реагенты группы ОЭЦ.

Обработка растворов бромидов кальция плотностью до $1,8 \text{ г/см}^3$ обеспечивает регулирование их вязкости и фильтрационных свойств при температуре до 100°C – модифицированным крахмалом. Изменение свойств раствора бромида кальция с плотностью до $1,7 \text{ г/см}^3$ активно достигается оксигидролизом, которая термостабильна до 150°C . При обработке полимерными реагентами (регуляторами свойств) необходим разогрев жидкости до $70\text{--}80^\circ\text{C}$. Централизованное растворение полимерных реагентов производится на участке по приготовлению утяжеленных растворов с использованием имеющегося технологического оборудования. Индивидуальное растворение производится с использованием цементировочного агрегата.

4.2.3 Жидкости глушения на углеводородной основе

Для сохранения проницаемости призабойной зоны и коэффициента продуктивности скважин после их глушения и ремонта применяют жидкости глушения на углеводородной основе. Эта группа жидкостей представлена известково-битумными растворами и обратными эмульсиями.

<i>Гидрофобно-эмульсионный раствор</i>	
Состав:	
водная фаза	45–65 об. % – раствор CaCl_2
плотность	$1,30\text{--}1,36 \text{ г/см}^3$ (ГОСТ 450-77)
внешняя фаза 30–50 об. %	дегазированная нефть, битумный дистиллят
эмульгатор 0,5–1,0 об. %	эмультал (ТУ 6-14-1035-85)
стабилизатор 3–4 об. %	СМАД (ТУ 38-1-192-88)
Свойства:	
плотность	до $1,6 \text{ г/см}^3$
условная вязкость	90–800 с
СНС	4–15 дПа
фильтрация	$2\text{--}3 \text{ см}^3$ по ВМ-6
электростабильность	180–3300 В
термостабильность	90°C
<i>Инвертно-эмульсионный раствор</i>	
Состав:	
водная фаза 40–65 об. %	раствор CaCl_2 плотностью $1,3\text{--}1,36 \text{ г/см}^3$ (ГОСТ 450-77)
внешняя фаза 32–58 об. %	говарная нефть
эмульгатор 2–3 об. %	ЭС-2 (ТУ 38 УССР 201351-81)
Свойства:	
плотность	до $1,6 \text{ г/см}^3$
условная вязкость	90–800 с
СНС	3–20 дПа
фильтрация	$4\text{--}6 \text{ см}^3$ по ВМ-6
электростабильность	130–180 В
термостабильность	100°C

<i>Обратные эмульсии на основе тяжелых жидкостей РД 39Р-0148463-0020-89</i>	
Состав:	
водная фаза 40–65 об. %	аммонизированный раствор нитрата кальция (АРНК) (ТУ 30-0148332-02-89) его смесь с CaCl_2
внешняя фаза 32–58 об. %	товарная нефть
эмульгаторы 2–3 об. %	ЭС-2 (ТУ 38 Украина 201351-81); Тарин (ТУ 38 Украина 201425-84); Нефтехим-1 (ТУ 38 Украина 201463-86)
Свойства обратных эмульсий:	
плотность	до 1,3 г/см ³
условная вязкость	90–800 с
СНС	3–50 ДПа
фильтрация	2–4 см ³
электростабильность	150–200 В
термостабильность	120 °С

Обратные эмульсии для глушения скважин

Обратные эмульсии типа «вода в масле». Дисперсионной средой могут быть дегазированные и товарные нефти, дизтопливо, битумный дистиллят; дисперсионной фазой – водные растворы солей. В качестве эмульгаторов используются специальные малорастворимые реагенты. Нашли применение следующие рецептуры обратных эмульсий. Их применяют для глушения и ремонта скважин, перфорационных работ.

4.2.4 Пены

Перспективным для глушения скважин с пластовым давлением ниже гидростатического (особенно на завершающей стадии разработки месторождений) является способ и технология глушения с применением двух- и трехфазных пен.

В состав двухфазных пен входят вода, ПАВ-пенообразователь и стабилизатор из группы водорастворимых полимеров. Трехфазные пены дополнительно содержат высокодисперсную твердую фазу (бентонит, известь, мел).

Пена – это устойчивая аэрированная эмульсия, состоящая из пенообразователя, пресной или соленой воды, сжатого газа (воздуха) и других добавок, предназначенных для специальных целей. Степень аэрации пены может достигать 80 единиц и более, а в среднем она составляет 20–40 единиц. Пены могут иметь очень низкую плотность – до 36 кг/м³, в среднем пены имеют плотность 200–800 кг/м³.

При контакте с другими жидкостями и реагентами пена может разрушаться. Поэтому при ее использовании в качестве жидкости глушения необходимо сначала промыть скважину водным раствором ПАВ (ОП-10, сульфолон), закачать нижнюю буферную жидкость (водный раствор ПАВ), затем пену и верхнюю буферную жидкость (водный раствор ПАВ с концентрацией 0,1–0,2 %).

Применение двух-, трехфазных пен предполагает снижение или полное устранение репрессии на продуктивный пласт с помощью регулирования плотности пены и снижения интенсивности поглощения или полное его прекращение путем регулирования структурно-механических свойств пены. В результате предотвращения поглощения пены продуктивным пластом достигается сохранение его естественной проницаемости.

Состав двухфазных пен

Для освоения скважин и удаления продуктов кислотной реакции используются двухфазные водные и кислотные пены:

Продукты реакции кислоты + пенообразователь: неионогенные ПАВ 0,3–0,5 % – ОП-7, ОП-10, превоцел.

Продукты реакции кислоты + пенообразователь: ДС-РАС, дисолван, сульфенол, «прогресс», превоцел, ОП-10; метанол – 20–40 %.

Спиртокислотная пена имеет преимущества по сравнению с обычной кислотной, она позволяет увеличить охват пласта обработкой по его толщине и размерам его поровых каналов, снизить поверхностное натяжение закачанного и нейтрализованного раствора кислоты, уменьшить скорость реакции, воздействовать на тонкопоровые каналы пористой среды, облегчить удаление продуктов кислотной реакции, глинистых загрязнений и воды из пласта и вынос их на поверхность, предотвратить гидратообразование.

Водный раствор CaCl_2 + пенообразователь: неионогенные ПАВ 0,3–0,5 % – ОП-7, ОП-10, превоцел.

Водный раствор NaCl + пенообразователь: неионогенные ПАВ 0,3–0,5 % – ОП-7, ОП-10, превоцел.

Состав трехфазных пен

Анионные ПАВ 1,0–1,5%: ПО-1Д, «прогресс», ДС-РАС, КЧНР и сульфенол.

Стабилизатор: КМЦ, ММЦ – 0,5–1,0 %; высокодисперсная твердая фаза: бентонит – 10 %.

Анионные ПАВ повышают стабильность трехфазных пен, которая достигает 660–700 мин.

Неионогенные ПАВ – 1,5–2,0 %; ОП-10, неонол; стабилизатор КМЦ; ММЦ – 0,5–1,0 %; высокодисперсная твердая фаза: бентонит 2–10 %. Повышение содержания высокодисперсной фазы (бентонита) увеличивает устойчивость трехфазных пен в 10–50 раз. Применение ОП-10 исключает выпадение в призабойной зоне осадка при контакте с пластовыми водами.

Сульфенол	0,2–0,3 %
КМЦ	3,5 %
известь-пушонка,	
химически осажденный мел	0,5–2,0 %
вода	все остальное
Свойства:	
плотность	0,9–1,1 г/см ³

условная вязкость по ПВ-5
водоотдача
СНС_{1/10}

700–800 с
4 см за 30 мин. по ВМ-6
1,5/3,0 дПа

Химически осажденный мел и известь-пушонка незначительно повышают устойчивость пены; бентонит продлевает ее стабильность до одних суток и более. Благодаря высокой вязкости и низкой плотности пенообразующая жидкость практически не поглощается пластом. Присутствие конденсата, электролитов (CaCl_2 , NaCl) и метанола снижает устойчивость пен, поэтому их необходимо удалять с забоя.

Свойства:

плотность
условная вязкость
водоотдача
СНС_{1/10}

0,9–1,1 г/см³
700–800 с;
4 см за 30 мин. по ВМ-6
1,5/3,0 дПа

Состав и технологические свойства неутяжеленных и утяжеленных обратных эмульсий для глушения скважин приведены в табл. 4.10 и 4.11.

Состав и свойства жидкостей глушения на водной и углеводородной основе приведены в табл. 4.12.

Индивидуальные способы и составы для глушения скважин приведены в табл. 4.13.

Супергидрофобный материал «Полисил-Супер».

Реагент «Полисил-Супер» (Сертификат ТЭК RU.ХПОЗ.245810.077 и имеет гигиеническое заключение Минздрава РФ) закачивается в ПЗП скважин в виде суспензии в углеводородном растворителе (ШФЛУ, нестабильный бензин, ДТ, легкая нефть и т.д.), что приводит к гидрофобизации коллектора и улучшению фильтрационных свойств породы.

Материал «Полисил-Супер» может применяться для обработки терригенных и карбонатных коллекторов с проницаемостью от 30 до 2000 мД, на скважинах с обводненностью от 0 до 98 %, причем эффективность его применения растет с увеличением обводненности продукции.

В зависимости от применяемой технологии обработки ПЗП возможен режим общего увеличения проницаемости и режим избирательного улучшения проницаемости только по нефти. Расход «Полисила-Супер» на одну скважино-операцию зависит от вскрытой мощности пласта, вида скважины, характеристики объекта обработки и колеблется от 5 до 120 кг.

Реагент эффективен как средство повышения приемистости нагнетательных скважин. Обработка «Полисилом-Супер» в количестве 5–10 кг увеличивает приемистость при снижении давления нагнетания вследствие улучшения проницаемости породы ПЗП. Имеются результаты по вводу в эксплуатацию скважин, ранее не освоенных традиционными технологиями.

Таблица 4.10 – Состав и технологические свойства неутраженных обратных эмульсий для глушения скважин

Количество товарной нефти, м ³	Эмульгатор		Водная фаза			Свойства эмульсий			
	наименование	количество, м ³	соль	ρ , кг/м ³	объем, м ³	ρ , кг/м ³	T_{500} , с	U, В	$\theta_{1/10}$, дПа
0,39-0,47	ЭС-2 или нефтехим-1	0,005-0,03	CaCl ₂	1001-1360	500-600	950-1160	100-350	100-110	12/32
0,37-0,47	нефтехим-1 + смад-1	0,01 + 0,02	Ca(NO ₃) ₂	1360-1500	500-600	1160-1280	100-300	100-120	3/16
0,37-0,47	то же	0,01 + 0,02	Ca(NO ₃) ₂ + CaCl ₂	1500-1560	500-600	1280-1320	100-280	100-120	7/15

Примечание. Фильтрация по ВМ-6 составляет 0,5-5,0 см³/30 мин.

Таблица 4.11 – Состав и технологические свойства обратных эмульсий, утяжеленных баритом

нефть	Состав 1 м ³ эмульсии, м ³			Свойства эмульсии			
	ЭС-2 или нефтехим-1	пластовая вода (ρ = 1180 кг/м ³)	барит	ρ, кг/м ³	T ₅₀₀ , с	U, В	θ _{1/10} , дПа
0,592	0,008	0,35	0,2	1140	110-130	180-250	8-12/10-15
0,590	0,010	0,33	0,3	1200	110-140	280-320	10-14/12-18
0,588	0,012	0,30	0,4	1270	160-180	300-350	14-18/16-20
0,560	0,015	0,30	0,5	1350	300-400	320-380	16-10/18-25
0,532	0,018	0,30	0,6	1430	400-450	350-400	18-25/20-28
0,505	0,020	0,30	0,7	1510	420-450	380-420	20-30/25-35
0,477	0,023	0,30	0,8	1590	420-450	360-400	25-30/28-35
0,450	0,025	0,30	0,9	1660	420-450	350-400	28-32/30-35
0,425	0,025	0,30	1,0	1740	400-450	350-400	30-34/32-36

Таблица 4.12 – Состав и свойства жидкостей глушения скважин

№№ п/п	Состав жидкости, %	Свойства жидкости	Условия и особенности применения
1	2	3	4
<i>Глинистые растворы</i>			
1	Известковый раствор: известь сухая – $0,5 \div 1,0$; гидроксид натрия – $5 \div 10$; ССБ – $5 \div 10$; нефть – $10 \div 12$; сульфонол – $0,3$; глина бентонитовая – $0,5$; КМЦ – $0,2$	плотность $1360-1440 \text{ кг/м}^3$; условная вязкость $30-35 \text{ с}$; водоотдача по ВМ-6 – $3-5 \text{ см}^3$; $\text{pH} = 9 \div 11$	Основа жидкости глинистый раствор. Для утяжеления (плотность более 1700 кг/м^3) применяют барит или железистые утяжелители. Фильтрат раствора попадает в пласт, снижается проницаемость коллектора
2	Полимербентонитовый раствор: глина бентонитовая – $1,5$; КССБ – $2,0$; хроматы – $0,1$; нефть – $5,0$; ФХЛС – $1 \div 3$; гидроксид натрия – $0,2$; КМЦ – $0,2$; барит – по необходимости	плотность $1060-1200 \text{ кг/м}^3$; условная вязкость $24-40 \text{ с}$; водоотдача по ВМ-6 – $5-6 \text{ см}^3$; $\text{pH} = 8 \div 9$	то же
3	Гипсовый раствор: гипс – $0,5$; гидроксид натрия – $0,3$; ФХЛС – $2,0$; хроматы – $0,1$; КМЦ – $0,2$ (от количества барита); нефть – $7 \div 8$; глина бентонитовая – $1,5$; пенотаситель – $0,1$; барит – по необходимости	плотность $1340-1900 \text{ кг/м}^3$; условная вязкость $25-45 \text{ с}$; водоотдача по ВМ-6 – $3-5 \text{ см}^3$; $\text{pH} = 8 \div 9$	то же

Продолжение таблицы 4.12

1	2	3	4
4	Гуматный раствор: глина бентонитовая – 5 ÷ 6; УЩР – 1 ÷ 4; хроматы – 0,02 ÷ 0,95; вода – 97,94	плотность 1150-1200 кг/м³; условная вязкость 40-50 с; водоотдача по ВМ-6 – 3-5 см³; рН = 8 ÷ 10	Основа жидкости – глинистый раствор. Для утяжеления (плотность более 1700 кг/м³) применяют барит или железистые утяжелители. Фильтрат раствора попадает в пласт, снижается проницаемость коллектора
<i>Водные растворы минеральных солей</i>			
5	Техническая пресная вода	плотность 990-1040 кг/м³; условная вязкость 15-18 с	Фильтруется в пласт, снижает проницаемость продуктивного пласта
6	Пластовая и подтоварная вода (водный раствор солей)	плотность 1080-1220 кг/м³; динамическая вязкость 1,5-3,5 мПа·с; рН = 6 ÷ 7; температура замерзания – 5 ÷ – 12 °С	то же
7	Раствор хлорида натрия (NaCl)	плотность 1180-1200 кг/м³; динамическая вязкость 1,9-2,0 мПа·с; рН = 7; температура замерзания – 7 ÷ – 17 °С	Снижает проницаемость пласта. Для уменьшения этого влияния раствор обрабатывают ПАВ (сульфонол, МЛ-80, ОП-10, неонол и др.) в количестве 0,1-0,4 %
8	Раствор хлорида калия (KCl)	плотность до 1162 кг/м³ (15 °С); динамическая вязкость 1,8-2,0 мПа·с; рН = 6 ÷ 7; температура замерзания 12 °С	то же
9	Раствор хлорида магния (бишофит, MgCl₂)	плотность 1250-1300 кг/м³; динамическая вязкость 1,5-3,0 мПа·с; рН = 5 ÷ 6; температура замерзания – 10 ÷ – 16 °С	С солями пластовых вод не образует нерастворимых осадков. Проявляет коррозионную активность

Продолжение таблицы 4.12

1	2	3	4
10	Раствор хлорида кальция (CaCl_2 , технический гидратированный, чешуированный, технический жидкий)	плотность 1140-1300 кг/м^3 ; динамическая вязкость 2-3 $\text{мПа}\cdot\text{с}$; $\text{pH} = 7$; температура замерзания до -50°C	Для снижения капиллярного давления и увеличения проницаемости в жидкость добавляют катионактивные ПАВ (Катамин-А, «Тюмень» и др.) в количестве 0,1-0,3 %. Для разрушения водонефтяных эмульсий добавляют ПАВ (ди-солаван, превоцел, неонол, АФ-12) в количестве 0,1-0,3 %. Для предотвращения образования осадков добавляют ингибиторы (НТФ, ПАФ-13, ОЭДФ) в количестве 0,02-0,05 %
11	Раствор нитрата кальция ($\text{Ca}(\text{NO}_3)_2$), в том числе аммонизированный раствор нитрата кальция	плотность 1400-1455 кг/м^3 (может быть увеличена до 1600 кг/м^3); динамическая вязкость 2-3 $\text{мПа}\cdot\text{с}$; $\text{pH} = 7 \div 8$ (разбавленного водой); температура замерзания $-30 \div -45^\circ\text{C}$	Как для раствора 10. С пластовой водой, содержащей HCO_3^- , образуются осадок – кальций. Для предотвращения образования осадка в жидкость добавляют ингибиторы отложения солей (НТФ, ПАФ-13А, ОЭДФ) в количестве 0,01-0,03 %
12	Раствор бромиды кальция (CaBr_2)	плотность 1700-1800 кг/м^3 ; динамическая вязкость 6-40 $\text{мПа}\cdot\text{с}$; $\text{pH} = 7 \div 10,5$; температура кристаллизации -25°C ; растворяется в воде, метаноле и этаноле	Малая коррозионная активность, сохраняются коллекторские свойства пласта

Продолжение таблицы 4.12

1	2	3	4
13	Композиция солей: нитрата и хлорида кальция – 99,0 ÷ 99,9 ; хлорид натрия; ПАВ дисован + «Тюмень» (или катамин, или превоцел) в количестве 0,1-1,0	плотность 1300-1600 кг/м ³ ; динамическая вязкость 8-15 мПа·с; рН = 6 ÷ 8 (разбавленного водой); температура замерзания до – 40 °С	то же
14	Композиция солей: бромид кальция – 48,0 ÷ 52,0 ; хлорид кальция – 8,0 ÷ 14,3	плотность 1700-1800 кг/м ³ ; динамическая вязкость 10-40 мПа·с; рН = 6 ÷ 10,5; температура кристаллизации до – 12 °С; растворяется в воде, этаноле, ацетоне	то же
15	Композиция солей: бромид кальция – 48 ÷ 52; бромид цинка – 19 ÷ 25	плотность 2100-2200 кг/м ³ ; динамическая вязкость 70 мПа·с; рН = 3,5 ÷ 5,5; температура кристаллизации – 10 °С	Проявляет коррозионную актив- ность
16	Раствор на основе фосфорнокислых солей натрия и калия (например, K ₂ PO ₄ , фосфорнокислый калий трехзамещенный)	плотность 1300-1500 кг/м ³ ; условная вязкость 40 с; рН = 8 ÷ 9; температура кристаллизации – 8-12 °С	Растворяют в горячей воде при перемешивании. При контакте с пластовой водой образуются твердый осадок
<i>Жидкости на углеводородной основе</i>			
17	Раствор на нефтяной (углеводородной) основе (РНО): дизельное топливо 70 ÷ 85 ; окисленный битум – 15 ÷ 20 ; окисленный парафин – 1; каустическая сода – 1	плотность 910-960 кг/м ³ ; условная жидкость 60-80 с	Подогрев смешиваемых компо- нентов до 60-80 °С
18	РНО: дизельное топливо – 60 ÷ 65 ; битумный порошок – 15 ÷ 20 ; молотая негашеная известь – 30 ÷ 40 ; вода – 6 ÷ 8	плотность 920-980 кг/м ³ ; условная вязкость 90-260 с	Для увеличения плотности часть негашеной извести заменяют на барит и добавляют 0,1-0,3 % сульфонола

Продолжение таблицы 4.12

1	2	3	4
19	РНО: мазут марки 100 – 1 объемная часть; дизельное топливо – от 1 ÷ 2 объемные части	плотность 910-930 кг/м ³ ; условная вязкость 34-56 с; фильтрация за 30 мин. равна нулю	Жидкость утяжеляют негазированной известью до плотности 1500 кг/м ³ , заменяя часть дизельного топ- лива на известь с добавлением синтетической жирной кислоты (С ₂₀) – 1 ÷ 2 %, раствора каусти- ческой соды 50 %-ной концен- трации – 3 ÷ 8 % и воды – 5 ÷ 8 %
20	Обратная эмульсия, % (по объему): водная фаза – 45 ÷ 65 (раствор СаС ₂ , плотностью 1300 ÷ 1360 кг/м ³); нефть – 30 ÷ 50; эмульгатор (эмультал) – 0,5 ÷ 1,0; стабилизатор (смад) – 3 ÷ 4	плотность до 1600 кг/м ³ ; условная вязкость 90-800 с; фильтрация за 30 мин. – 2-3 см ³ ; электростабильность 180-300 В; термостабильность 90 °С	– // –
21	Обратная эмульсия, (по объему): нефть и нефтепродукты – 36,5 ÷ 57,5; пластовая вода или водный раствор солей – 60,0 ÷ 36,0; эмульгатор-стабилизатор (ЭС-2) – 0,5 ÷ 2,5; утяжелитель (барит, гематит) – 0 ÷ 25,0	плотность 950-1700 кг/м ³ ; условная вязкость 90-800 с; фильтрация за 30 мин – 0,5-2,0 см ³	Предел применимости по темпе- ратуре жидкости без утяжелите- ля до 90 °С, а с утяжелителем – до 55 °С
22	Обратная эмульсия: присадка (дисперсная) «Дисин»	плотность 1140 кг/м ³ ; условная вязкость 150-300 с	Для увеличения плотности до- бавляют раствор солей или барит
Пенообразующие жидкости			
23	Двухфазная пена: водный раствор хлорида натрия или кальция определенной плотности – 99,5 ÷ 99,7; неионогенное ПАВ (ОП-7, ОП-10, превоцел) – 0,3 ÷ 0,5	–	Свойства жидкостей зависят от степени аэрации раствора

Окончание таблицы 4.12

1	2	3	4
24	Трехфазная пена: анионные ПАВ («прогресс», ДС-РАС, сульфонол) – $1,0 \div 1,5$, или неионогенные ПАВ (ОП-10, не- онол) – $1,5 \div 2,0$; бентонит тонкодисперсный – $5 \div 10$; стабилизатор (КМЦ, ММЦ) – $0,5 \div 1,0$; вода – остальное	плотность 700-110 кг/м ³ ; условная вязкость 600-800 с; фильтрация за 30 мин. – $3-4 \text{ см}^3$	Присутствие конденсата, рас- твора солей и метанола снижает устойчивость
25	Трехфазная пена: сульфонол – $0,2 \div 0,3$; КМЦ – 3,5; известь или химически осажденный мел – $0,5 \div 2,0$; вода – остальное	плотность 800-110 кг/м ³ ; условная вязкость 700-800 с; фильтрация за 30 мин. – 4 см^3	то же

Таблица 4.13 – Составы и способы глушения скважин

№	Состав, % (по массе)	Геолого-технические условия и технология применения	Источник информации
1	2	3	4
1	Полиглицерины – 99,90 ÷ 99,92; ингибитор коррозии «Нефтехим» – остальное	Полиглицерины – отход производства глицерина. «Нефтехим» – продукт взаимодействия полиэтилен-полиамин с жирными кислотами легкого талового масла	Патент 2154154 Консервационная жидкость
2	Метилцеллюлоза, карбид кальция и/или нитрид натрия, гидрит кальция	Спуск стержней из метилцеллюлозы на забой скважины. Дополнительно в метилцеллюлозу вводят ускоритель процесса глушения (карбид кальция и/или нитрид натрия, гидрит кальция). Стержни растворяются в пластовой воде и образовавшийся раствор гелирует	Патент 2143054 Способ глушения скважины
3	Водорастворимый полимер	Для скважин с аномальным высоким пластовым давлением. Подают суспензию водорастворимого полимера и продавливают пластовой водой до расчетной глубины выше кровли пласта, выдерживают до набухания полимера и образования непроницаемого	Патент 2129210 Способ равновесного глушения скважины
4	Пенообразователь – 0,5 ÷ 1,0; бентонит – 2,0 ÷ 3,0; КМЦ – 0,2 ÷ 0,5; фосфогипс – 15 ÷ 20; вода – остальное	–	Патент 1584466 Пенообразующий состав для глушения скважин
5	–	Продавливание газом блокирующего агента при ламинарном режиме движения и последующая закачка жидкости глушения	Патент 1623271 Способ глушения скважины

Продолжение таблицы 4.13

1	2	3	4
6	Известь - 10 ÷ 30; хлористые соли Na, Mg, Al - 5 ÷ 25; отходы производства изопропило- вого спирта со стадии отстоя спир- та-сырца и ректификации элюрата - 0,5 ÷ 1,5; реагенты-понижители фильтрации - 0 ÷ 1,5; вода - остальное		Патент 2136854
7	-	Определяют оптимальные условия глуше- ния. Последовательно нагнетают жидкость глушения, утяжеленный и буровой раство- ры через колонку труб в скважину и под- держивают устьевое давление до вытесне- ния пластового флюида из скважины	Патент 2131970 Способ глушения скважины
8	-	Закачка на забой скважины обратной неф- тяной эмульсии (готовится на вязкой неф- ти и минерализованной воде после сепара- ции нефти). Продавливание осушествляют жидкостью глушения	Патент 213936 Способы глушения скважины

Продолжение таблицы 4.13

1	2	3	4
9	Вязкоупругий состав (ВУС)	Способ глушения скважины, включающий закачку вязкоупругого состава в кольцевое пространство скважины, технологическую выдержку и закачку жидкости глушения в кольцевое пространство скважины в объеме ее кольцевого пространства и колонны НКТ при открытой на устье колонне НКТ. Перед закачкой вязкоупругого состава в кольцевое пространство скважины из колонны НКТ и кольцевого пространства скважины стравливают газ до момента установления давления на устье на 0,5-1,0 МПа ниже давления опрессовки обсадной колонны труб, закачивают воду в кольцевое пространство скважины при закрытой на устье колонне НКТ до момента стабилизации давления на устье в объеме не более объема скважины, осуществляют технологическую паузу и стравливают газ из колонны НКТ и кольцевого пространства скважины	Патент 2136855 Способ глушения скважины
10	Основа состава - многоатомные спирты, «состав УНИ-1»	плотность 1100-1350 кг/м ³ ; вязкость 10-11 мПа·с; рН = 10÷12	Патент 2058989 Жидкость для глушения скважин
11	Смесь керосиногазойлевой фракции нефтяных углеводородов и тяжелого растворителя, водный раствор солей и реагент* эмульгатор РДН	-	Патент 2156269 Состав и способ приготовления обратной эмульсии в комбинированной технологии глушения скважин

Продолжение таблицы 4.13

1	2	3	4
12	Отработанное моторное масло – 85,6 ÷ 97,8; синтетическая жирная кислота СЖК – 1,5 ÷ 3,0; каустическая сода NaOH – 0,7 ÷ 1,4; минеральный наполнитель мел – остальное	–	Патент 2167275 РФ Раствор для заканчивания и глушения низ- котемпературных нефтяных и газовых скважин
13	Газовый конденсат – 28 ÷ 35; КССБ – 7 ÷ 12; хлористый кальций – 18 ÷ 24; кальцинированная сода – 1 ÷ 3; карбамид – 0,5 ÷ 1,5; химически осажденный мел – 1 ÷ 3; вода – остальное	–	Патент 2168003 РФ Эмульсия для глушения скважин
14	Крахмал – 1,0 ÷ 2,0; каустическая сода – 0,04 ÷ 0,16; ПАВ – 0,05 ÷ 0,1; метасиликат натрия – 0,2 ÷ 1,2; пергидрат мочевины – 0,07 ÷ 0,1; хлористый калий – 3,0; вода – остальное	–	Патент 2203919 РФ Жидкость для глушения скважин

При обработке добывающих скважин концентрацией реагента 0,5 % увеличение дебита нефти определяется общим ростом дебита жидкости с незначительным изменением обводненности. При концентрациях «Полисила-Супер» 1,0–1,2 % суспензия обладает тампонирующими свойствами, ограничивающими водопритоки из промытых пропластков, не препятствуя фильтрации нефти и может использоваться при ремонтно-изоляционных работах.

К достоинству технологий применения материала «Полисил-Супер» относится то, что их реализация не требует специального оборудования и может проводиться в рамках планового ремонта.

В 2001–2002 гг. на Лянторском месторождении ОАО «Сургутнефтегаз» была обработана 21 нагнетательная скважина. Успешность обработок составила 90 %. Приемистость увеличилась в среднем на 161 м³/сут (в 2–5 раз). Продолжительность эффекта составила более года.

За этот же период было обработано 29 добывающих скважин. Успешность обработок составила 81 %.

Средний дебит нефти увеличился на 4,7 тонн/сут (в 2–3 раза) при снижении обводненности на 2,1 %.

Продолжительность эффекта составила около года.

Результаты работ показали, что дополнительная добыча нефти на 1 кг «Полисила-Супер» составила 60–100 тонн/год.

Физико-химические свойства материала «Полисил-Супер»:

- насыпная плотность – 35–200 г/дм³;
- размер частиц – 0,005–0,1 мкм;
- степень гидрофобности – 96,2–99,9 %;
- водородный показатель (рН суспензии) – 3,8–7,0;
- термостабильность – – 60 ÷ + 180 °С;
- эффективный краевой угол смачивания поверхности, обработанной «Полисилом-Супер» – 140–180°;
- площадь поверхности на 1 г материала – 120–300 м².

4.3 Разработка технологии глушения скважин пенами применительно к геолого-физическим условиям месторождений Краснодарского края и совершенствование технологии и техники ремонтных работ

При низких пластовых давлениях, составляющих менее 0,5 от гидростатического, для предотвращения загрязнения призабойной зоны положительные результаты в качестве рабочих жидкостей для глушения скважин дает применение трехфазных пен. Однако для геолого-физических условий месторождений Краснодарского края, характеризующихся:

- большими глубинами залегания продуктивных горизонтов;
- высокими забойными температурами;
- большим скоплением в стволах скважин пластовых флюидов (вода, газоконденсат);
- возможностью частичного проникновения трехфазных пен в пласт и т.д.

потребовалась разработка усовершенствованной технологии глушения скважин, предусматривающая применение, кроме трехфазных пен, газоконденсата и двухфазных пен для разрушения пены в призабойной зоне при освоении скважин и удаления жидкости из ствола скважин при их глушении.

В целях уменьшения отрицательного влияния трехфазной пены на призабойную зону из-за высоких пластовых температур составлена методика расчета процессов глушения, табличные и справочные материалы для упрощения использования разработанной технологии в промысловых условиях.

4.3.1 Общие свойства пен

Пены представляют собой дисперсные системы, состоящие из ячеек-пузырьков газа, разделенных пленкой жидкости. Газ рассматривается как дисперсная фаза, а жидкость – как непрерывная дисперсионная среда. Разделяющие пузырьки газа жидкие пленки образуют в совокупности пленочный каркас, являющийся основой пены.

По составу пены разделяют на двух- и трехфазные. Двухфазные пены состоят из жидкости, газа и ПАВ. Для повышения устойчивости двухфазных пен к ним добавляется стабилизатор. Трехфазные пены имеют в своем составе (кроме жидкости, газа и ПАВ) твердые частицы – глину, мел и др.

Пенную систему характеризуют следующие свойства:

- пенообразующая способность растворов ПАВ – объем или высота столба пены, которая образуется из определенного объема пенообразующей жидкости при соблюдении заданных условий в течение данного времени;
- краткость пены k – отношение объема пены к объему пенообразующей жидкости, пошедшей на ее образование;
- устойчивость или стабильность пены – время существования (жизни) элемента пены (отдельного пузырька, пленки) или определенного ее объема;
- плотность пены изменяется в широких пределах и зависит от плотности пенообразующей жидкости, степени аэрации α_0 и условий, в которых она определяется (давление, температура);
- коэффициент эжекции U_0 – объем газа, приходящийся на единицу объема пенообразующей жидкости при давлении смешанного потока (в случае применения эжектора);
- пластическая прочность P_d или статическое напряжение сдвига $\theta(r)$ – прочность предельно разрушенной структуры (определяется на коническом пластометре или на приборе СНС-2);
- дисперсность пен может быть задана средним размером пузырька, распределением пузырьков по размерам или поверхностью раздела «раствор – газ» в единице объема пены.

Для получения пены в системе «жидкость – газ» обязательно присутствие поверхностно-активных веществ. Молекула ПАВ состоит из гидрофобной части и способного гидратироваться остатка – гидрофильной

группы. Адсорбируясь на поверхности раздела жидкости с газом (воздухом), молекулы ПАВ образуют своеобразный поверхностный слой, в котором они располагаются определенным образом. Ориентация происходит так, что гидрофильная часть молекулы находится в водной фазе, а гидрофобная часть направлена в сторону газовой среды. Добавка к жидкости ПАВ приводит к снижению поверхностного натяжения, которое представляет собой работу, необходимую для образования единицы новой поверхности. Механизм образования пузырька пены сводится к образованию адсорбционного слоя на межфазной поверхности газообразного включения в жидкой среде, содержащей ПАВ. При выходе пузырька на поверхность раствора он окружается двойным слоем ориентированных молекул.

Структура пен определяется соотношением объемов газовой и жидкой фаз, в зависимости от этого соотношения ячейки пены могут иметь сферическую или многогранную форму.

В полидисперсных средах кривизна отдельных участков пленки пены неодинакова, и жидкость в пленке находится под различным давлением, определенным уравнением Лапласа:

$$P = \frac{2 \cdot \sigma}{r_i},$$

где σ – поверхностное натяжение; r_i – радиус пузырька.

Давление в i -м пузырьке радиуса r определяется уравнением:

$$P = P_{\text{атм}} + \frac{4 \cdot \sigma}{r_i}.$$

Получение пены в системе «водный раствор ПАВ – газ» возможно различными путями, для чего необходимо затратить некоторую работу.

4.3.2 Упругие свойства пен при циркуляции в скважине

Практика проведения работ по глушению и освоению скважин с применением трех- и двухфазных пен показывает, что после прекращения закачки пен в скважину происходит ее перелив как из трубного, так и межтрубного пространства. В результате перелива забойное давление может быть снижено более чем на 50 % по сравнению с давлением, которое наблюдалось при циркуляции (В.А. Амиян, Н.П. Васильева). Причинами перелива пены из скважины, после прекращения циркуляции, являются (В.Е. Шмельков):

- упругое расширение пены в результате снижения давления на значение гидравлических потерь на трение;
- температурное расширение пены в результате прогрева до температуры окружающих скважину горных пород;
- дополнительное температурное расширение пены за счет получения некоторого количества теплоты, компенсирующего снижение температуры в результате уменьшения давления.

Все эти явления происходят одновременно, и перелив пены прекращается при условии равенства суммарной энергии, приводящей к увеличению объема пены, потерям энергии на трение в результате движения пены. Исходя из этих положений, в целях предотвращения перелива пены из скважины технология глушения скважин должна предусматривать закачку определенного количества бурового раствора как в межтрубное, так и в трубное пространство. Гидростатическое давление столба глинистого раствора должно компенсировать давление, развиваемое пеной, в результате температурного, упругого и дополнительного температурного расширения.

В общем виде это может быть выражено следующей зависимостью:

$$P_{\text{г}} = P_{\text{гг.н}} + P_{\text{тр}} \cdot \alpha + P_{\text{т}},$$

где $P_{\text{г}}$ – необходимое гидростатическое давление столба бурового раствора для предотвращения перелива пены; $P_{\text{гг.н}}$ – потери давления на трение при переливе пены; α – коэффициент запаса энергии пены; $P_{\text{т}}$ – давление, создаваемое пеной в результате температурного расширения.

Величина $P_{\text{г}}$ определяется на основе промысловых данных по технологии глушения.

4.3.3 Влияние пены на проницаемость пористой среды

Благодаря высокой закупоривающей способности и вязкости пены, поглощение ее в процессе проведения ремонтных работ не наблюдалось. Однако лабораторные и промысловые исследования показывают, что пена проникает в пористую среду, хотя и не на значительную глубину; для ее сдвига необходимо приложить значительные градиенты давления. Закупоривающие свойства пен объясняются следующими физико-химическими процессами, происходящими в призабойной зоне при проникновении пены в пласт:

- разрушением гидратных слоев на твердой поверхности и частичной ее гидрофобизацией в результате адсорбции ПАВ;
- прилипанием пузырьков пены к гидрофобизированной поверхности поровых каналов;
- проявлением эффекта Жамена;
- электровязкостными свойствами пен;
- увеличением межфазной удельной поверхности при фильтрации пены через пористую среду.

Таким образом, можно сделать вывод: пена проникает в пласт на небольшую глубину и для дальнейшего ее проникновения необходимо приложить значительные градиенты давления. Это подтверждается и промысловыми данными. Так, скважина № 163 Мирненского месторождения была заглушена трехфазной пеной. В последующем, по технологическим соображениям, трехфазная пена была заменена на техническую воду. При этом в процессе циркуляции воды поглощения не наблюдалось при ре-

прессии на пласт 17,9 МПа, в то время как обычно, даже при незначительной репрессии, пласт принимал воду. Необходимо также отметить, что при создании значительных репрессий на пласт пена может проникать на значительную глубину и привести к полной закупорке продуктивного пласта, хотя экспериментальных подтверждений нет.

Учитывая, что пена проникает в пласт и что это может привести к снижению проницаемости призабойной зоны, технологией проведения работ на скважине должно предусматриваться недопущение чрезмерно больших репрессий на пласт и разрушения пены путем применения пеногасителя, например, газового конденсата (определяется на основании опыта работ на конкретном месторождении).

Наряду с высокими закупоривающими свойствами устойчивые пены обладают и низкой водоотдачей, а это значит, что и проникновение филтратов в пласт будет значительно меньше, чем при применении обычных жидкостей.

Исследование водоотдачи устойчивых трехфазных пен различной кратности, проведенные на модернизированном приборе ВМ-6, показывают, что водоотдача пен в 3–6 раз меньше, чем водоотдача исходных глинистых растворов.

4.3.4 Методы определения гидростатического давления, создаваемого трехфазной пеной в стволе скважины

Глушение скважин должно обеспечивать предотвращение газопроявлений. Исходя из этого положения, плотность жидкости глушения выбирается таким образом, чтобы избыточное давление, создаваемое жидкостью, превышало пластовое давление.

Давление, создаваемое столбом пены H , в общем виде определяется выражением $a_0 \cdot P = \rho_n \cdot g \cdot H$ и зависит от плотности ρ_n пенообразующей жидкости и степени аэрации пены. Однако, как показывает промысловый опыт, фактические значения гидростатического давления, создаваемого столбом пены, отличаются от расчетных и меняются во времени.

Промысловыми исследованиями установлено:

- расчетное значение давления, создаваемого столбом пены, превышает фактическое, зафиксированное в момент прекращения закачки;
- забойное давление в скважине, заполненной пеной, изменяется во времени и может превышать или быть меньше расчетного;
- давление, создаваемое столбом бурового раствора, залитого над пеной, не полностью передается на забой.

В целях выявления причин, вызывающих изменение давления во времени и неполную передачу дополнительного давления на забой в скважине, заполненной пеной, проведены лабораторные исследования.

Результаты исследований (рис. 4.5) показывают следующее.

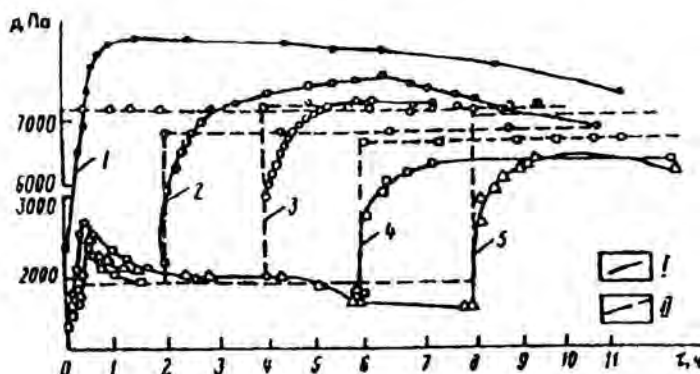


Рисунок 4.5 — График изменения гидростатического давления столба пены и глинистого раствора во времени:

I — фактическое изменение давления; II — расчетное давление;

I — одновременная заливка пены и глинистого раствора;

2, 3, 4, 5 — заливки глинистого раствора через 2, 4, 6 и 8 часов 20 мин. после заливки пены

В случае последовательной заливки в колонну пены и бурового раствора при температуре термостатирования 323 °К давление в первые 2 часа растет, а затем начинает снижаться. Заливка же бурового раствора через 2, 4, 6 и 8 часов 20 мин. после заливки пены приводит к различному увеличению гидростатического давления столбов. При этом давление, создаваемое столбом пены и бурового раствора, может превышать, а может и не достигать значения расчетного.

В общем случае, чем больше времени проходит от момента заливки пены до момента заливки бурового раствора, тем меньше значение суммарного давления столбов. Такое изменение давления, создаваемого столбом пены и бурового раствора, объясняется следующим. Пена, залитая в колонку, имеет комнатную температуру, а температура термостатирования 323 °К (49,85 °C). Следовательно, в первое время происходит прогрев пены до температуры термостатирования. В результате прогрева должно произойти увеличение объема пены при $P = const$ или увеличение давления при $V = const$. Так как увеличения объема пены не происходит (уровень бурового раствора в процессе опыта не меняется), то увеличивается давление. В результате адсорбции ПАВ на поверхности колонки происходят изменение смачиваемости и прилипание пузырьков пены к этой поверхности. Сила прилипания пропорциональна диаметру окружности, по которой пузырек прикрепляется к твердой поверхности и краевому углу смачивания. Следовательно, если происходит гидрофобизация поверхности, то во времени увеличивается и сила прилипания пузырька к этой поверхности, что вызовет удерживающую способность столба пены и приведет к разгрузке давления столба.

В пене, находящейся в статическом состоянии, с течением времени происходит стекание межпленочной жидкости, что приводит к уменьшению плотности в верхних ее слоях, а при наличии зоны удерживающей

способности столба пены и к снижению давления общего столба. Пена обладает определенными структурно-механическими свойствами и свойством тиксотропии. Как и все такие системы, пена обладает свойствами, отличными от свойств ньютоновских жидкостей.

Исследования ряда авторов показывают, что у буровых растворов, находящихся в покое, происходит значительное уменьшение создаваемого и передаваемого ими гидростатического давления. Это явление названо «разгрузкой» активного гидростатического давления и связано с образованием и развитием при покое в коллоидном растворе пространственной сетчатой структуры и увеличением сил притяжения между ней и стенками трубы. Причем некоторые авторы отмечают прямую пропорциональную зависимость между увеличением статического напряжения сдвига и уменьшением гидростатического давления.

Результаты исследований показывают, что устойчивые трехфазные пены обладают пластической прочностью P_m , на порядок превышающей статическое напряжение сдвига буровых растворов, из которых она приготовлена, и что эта величина растет во времени. По данным П.А. Ребиндера, величина P_m определяет несущую способность данной структурированной системы и по своему значению близка к предельному статическому напряжению сдвига, т.е. наибольшему из всех статических напряжений, возможных в данной системе. А это означает, что по мере роста структурно-механических свойств пены произойдет снижение активного гидростатического давления, создаваемого ее столбом. В силу этих же причин, столб пены в трубке высотой h до тех пор не придет в движение, пока дополнительное давление не превысит значения, необходимого для ее сдвига и разрушения структуры.

Давление, необходимое для сдвига пены и разрушения ее структуры, по аналогии с буровыми растворами определяется выражениями:

- для труб:

$$P_c = \frac{4 \cdot h \cdot \theta(\tau)}{D};$$

- для кольцевого пространства:

$$P_c = \frac{4 \cdot h \cdot \theta(\tau)}{D - d},$$

где $\theta(\tau)$ – предельное статическое напряжение сдвига или пластическая прочность к моменту времени τ ; D, d – диаметры труб.

Таким образом, промысловыми и лабораторными исследованиями установлено:

- давление, создаваемое столбом пены и бурового раствора, меняется во времени;
- в общем случае активное гидростатическое давление столба пены или столба пены и бурового раствора уменьшается во времени;

- для сдвига столба пены или бурового раствора, находящихся в покое, необходимо приложить давление, достаточное для разрушения структуры (или сдвигания столба);

- давление столба бурового раствора, залитого над пеной, находящихся определенное время в состоянии покоя, не все передается на забой скважины;

- изменение во времени активного гидростатического давления столба пены зависит от значения температурного расширения пены, скорости стекания межпленочной жидкости, коалесценции пузырьков, темпа роста структурно-механических свойств пены, а также от адгезии пузырьков воздуха к поверхности эксплуатационной колонны и насосно-компрессорной трубы в результате адсорбции ПАВ и изменения смачиваемости этой поверхности;

- действие температурного расширения пены приводит к увеличению давления столба пены при постоянном ее объеме, а действие остальных факторов – к разгрузке этого давления (прямых экспериментов не проводилось).

Эти свойства пен могут быть использованы для совершенствования технологических процессов в скважине и, в частности, при глушении скважин с пластовым давлением ниже гидростатического.

Рассмотрим технологические особенности этого процесса.

Пусть скважина диаметром D заполнена на высоту пеной. В первый момент времени, принимая прочность структуры пены равную нулю, давление, создаваемое этим столбом,

$$P = \rho_{п,ср} \cdot h + P_n,$$

где $\rho_{п,ср}$ – средняя плотность пены по стволу скважины; P_n – давление на устье скважины.

Через промежуток времени τ прочность структуры пены станет отличной от нуля и достигнет значения, равного θ_n . В это время осуществим закачку в скважину бурового раствора плотностью ρ_r . Пусть столб бурового раствора в скважине составит Δh . Если при этом добавочное давление с силой $\frac{\pi \cdot D^2}{4} \cdot \Delta h \cdot \rho_r$ не превысит силы $\pi \cdot D \cdot (h \cdot \theta_n + \Delta h \cdot \rho_r)$, где $(\theta_n$ – пластическая прочность раствора), необходимой для разрушения структуры по всему столбу пены в скважине, то забойное давление не изменится. Когда же избыточное давление превысит сопротивление сдвигу, давление на забое скачком повысится на величину $\frac{\pi \cdot D^2}{4} \cdot \Delta h \cdot \rho_r$, где Δh больше некоторой критической величины $\Delta h_{кр}$. Условием равновесия будет:

$$\frac{\pi \cdot D^2}{4} \cdot \rho_r \cdot \Delta h_{кр} = \pi \cdot D \cdot (h \cdot \theta_n + \Delta h_{кр} \cdot \rho_r). \quad (4.4)$$

При доливе бурового раствора в кольцевое пространство, когда в скважину спущены насосно-компрессорные трубы, это условие будет иметь вид:

$$\frac{\pi \cdot (D^2 - d^2)}{4} \cdot \rho_p \cdot \Delta h_{sp} = \pi \cdot (D + d) \cdot (h \cdot \theta_n + \Delta h_{sp} \cdot \rho_p). \quad (4.5)$$

Используя выражения (4.3) и (4.4), проведены расчеты по определению зависимости критической высоты столба глинистого раствора, необходимого для сдвига столба пены высотой 1000 м, от ее пластической прочности для различных диаметров (рис. 4.6). При проведении уточняющих экспериментов не следует забывать, что и глинистый раствор обладает подобными свойствами, и необходимо учитывать их при определении результирующего давления. Эти данные показывают, что для сдвига столба пены и передачи давления на забой скважины поверх нее необходимо закачать глинистый раствор на значительную высоту. Отсюда следует, что изменяя пластическую прочность пены, время ее выдержки в скважине до закачки глинистого раствора и объемы закачиваемого раствора, можно регулировать забойное давление. Причем выброса из скважины не произойдет, даже если пластовое давление превысит забойное, и флюид поступит в ствол скважины, так как давление на забое скважины без движения пены и глинистого раствора может возрасти до следующих значений:

- для труб:

$$P = P_0 + \rho_{n.ф} \cdot h + \Delta h \cdot \rho_p + \frac{4 \cdot h \cdot \theta_n}{D} + \frac{4 \cdot \Delta h \cdot \theta_p}{D};$$

- для кольцевого пространства:

$$P = P_0 + \rho_{n.ф} \cdot h + \Delta h \cdot \rho_p + \frac{4 \cdot h \cdot \theta_n}{D - d} + \frac{4 \cdot \Delta h \cdot \theta_p}{D};$$

где θ_n – пластическая прочность глинистого раствора.

В то же время, в случае последовательной заливки пены и бурового раствора давление на забое скважины может возрасти в результате прогрева пены до температуры окружающих скважину горных пород. Значение роста давления определится из совместного решения уравнений состояния реального газа:

$$P \cdot V_n = m \cdot Z_0 \cdot R \cdot T_0;$$

$$P_1 \cdot V_0 = m \cdot Z \cdot R \cdot T.$$

При $V = const$

$$P_1 = \frac{(P_0 + \rho_{n.ф} \cdot h + \Delta h \cdot \rho_p) \cdot T \cdot z}{T_0 \cdot Z_0},$$

где P_1 – давление на забое к моменту закачки в скважину пены и бурового раствора; V_n – объем газовой пены, находящейся в зоне продуктивного

пласта; m – масса газа; R – универсальная газовая постоянная; Z, Z_0 – коэффициенты сверхсжимаемости газа; T_0 – температура пены к моменту прекращения закачки; T – пластовая температура.

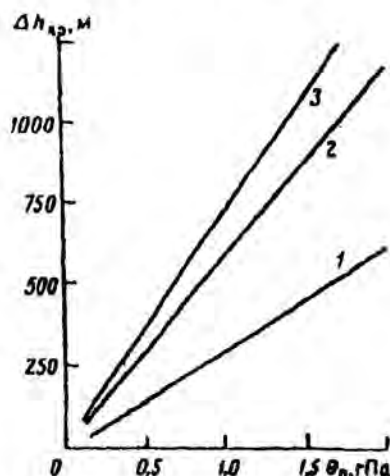


Рисунок 4.6 – Зависимость критической высоты столба раствора, необходимого для сдвига столба пены высотой 1000 м, от ее пластической прочности:
 1 – для колонны 146 мм; 2 – для НКТ 73 мм;
 3 – для межтрубного пространства 146-73 мм

Избыточное давление в результате прогрева пены до температуры горных пород:

$$P_i = (P_0 + \rho_{\text{н.ф.}} \cdot h + \Delta h \cdot \rho_r) \cdot \left(\frac{T \cdot z}{T_0 \cdot z_0} \right).$$

Но это давление не может превысить значение, определяемое выражениями:

- для труб:

$$P'_c = \frac{4 \cdot h \cdot \theta_n}{d} + \frac{4 \cdot \Delta h \cdot \theta_r}{d};$$

- для кольцевого пространства:

$$P'_c = \frac{4 \cdot h \cdot \theta_n}{D-d} + \frac{4 \cdot \Delta h \cdot \theta_r}{D-d}.$$

В случае нарушения этого условия произойдет перелив бурового раствора из скважины. Одновременно с этим, в результате роста структурно-механических свойств пены и бурового раствора, прилипания пузырьков пены к стенкам труб, а также частичного поглощения пены или от-

фильтровывания пенообразующей жидкости произойдет разгрузка давления их столбов, и давление на забое снизится до значения, определяемого выражениями:

- для труб:

$$P = P_0 + \rho_{н.сп} \cdot h + \Delta h \cdot \rho_p - \frac{4 \cdot H \cdot \theta_n}{D} + \frac{4 \cdot \Delta h \cdot \theta_p}{D};$$

- для кольцевого пространства:

$$P = P_0 + \rho_{н.сп} \cdot h + \Delta h \cdot \rho_p + \frac{4 \cdot H \cdot \theta_n}{D-d} + \frac{4 \cdot \Delta h \cdot \theta_p}{D-d}.$$

Условие равновесия ($P_{ноб} = P_{ст}$) в результате разгрузки единицы длины столба пены и бурового раствора для труб имеет вид:

$$\begin{aligned} \pi \cdot D \cdot \left(\rho_{н.сп} \cdot \frac{D}{4} - \theta_n \right) &= 0, \\ \pi \cdot D \cdot \left(\rho_p \cdot \frac{D}{4} - \theta_p \right) &= 0; \end{aligned} \quad (4.5)$$

и для кольцевого пространства соответственно:

$$\begin{aligned} \pi \cdot (D+d) \cdot \left(\rho_{н.сп} \cdot \frac{D-d}{4} - \theta_n \right) &= 0, \\ \pi \cdot (D+d) \cdot \left(\rho_p \cdot \frac{D-d}{4} - \theta_p \right) &= 0. \end{aligned} \quad (4.6)$$

Согласно выражениям (4.5) и (4.6), столб пены может разгрузиться в скважине диаметром 0,146 м при $\theta = 0,135 \div 31,5$ МПа, в трубах $d_{ст} = 0,062$ м при $\theta = 0,155 \div 1,55$ МПа и в кольцевом пространстве между 0,145 м колонной и 0,073 м НКТ при $\theta = 0,135 \div 1,350$ МПа для прочности пены от 10 до 100 МПа. Такие значения пластической прочности трехфазных пен являются вполне реальными. Строго говоря, столб пены некоторой длины, так же как и столб глинистого или цементного раствора, из-за роста прочности структуры может уменьшать (и уменьшает) показатель давления, но это снижение давления не равноценно снижению давления столба жидкости (например, воды) при уменьшенной длине ее столба. Причина этих снижений – упрочнение структуры этих неньютоновских жидкостей, но природа их различна.

4.3.5 Технология глушения скважин трехфазной пеной

Анализ промысловых данных по глушению газовых и газоконденсатных скважин на месторождениях, находящихся на заключительной стадии разработки, показывает, что основной причиной снижения проницаемости продуктивного пласта является поглощение значительного объема рабочей

жидкости из-за низкого пластового давления и наличия высокопроницаемых, сильнодренированных коллекторов.

В этих условиях широкое применение для глушения скважин находят устойчивые трехфазные пены. Применение трехфазных пен предполагает снижение или полное устранение репрессии на продуктивный пласт путем регулирования плотности пены и ее структурно-механических свойств, обуславливающих уменьшение интенсивности поглощения или полное его прекращение. В результате предотвращения поглощения пены продуктивным пластом достигается сохранение его естественной проницаемости.

Исходя из рассмотренных свойств трехфазных пен (закупоривающие свойства пен, изменение гидростатического давления на забое заполненной пеной скважины, водоотдача пен и др.), а также промысловых исследований разработана следующая технология глушения ими скважин применительно к геолого-физическим условиям разработки газовых и газоконденсатных месторождений Краснодарского края. В скважину через межтрубное или трубное пространство закачивается достаточный для создания давления, равный $(0,5 \div 0,7) \cdot P_m$, объем пены (рис. 4.7, а).

Для предотвращения проникновения пены в продуктивный пласт сумма давлений столба пены P_m и давления на устье скважины P_6 должна равняться пластовому давлению:

$$P_{\text{усть}} = P_m + P_6 = P_m.$$

После закачки пены скважина закрывается на время, достаточное для ее прогрева. При этом давление на устье скважины поддерживается постоянным, а давление на забое в результате структурообразования и других факторов снизится до значения (рис. 4.7, б):

$$P_{\text{усть}} = P_6 + P_m \cdot \frac{4 \cdot H \cdot \theta(\tau)}{D - d},$$

где P_6 – давление на головке скважины; P_m – гидростатическое давление столба пены высотой H ; $\theta(\tau)$ – статическое напряжение сдвига пены к моменту времени; D, d – соответственно внутренний диаметр эксплуатационной колонны и наружный диаметр НКТ.

К этому времени газ может частично поступить в ствол скважины и оттеснить пену из призабойной зоны. Через промежуток времени как в трубное, так и в межтрубное пространство закачиваются объемы бурового раствора, необходимые для создания необходимого давления.

Суммарное гидростатическое давление столбов пены P_m и бурового раствора P_r (при полностью разрушенной структуре) должно превышать пластовое P_m в 1,2 раза, т.е. (рис. 4.7, в):

$$P_m + P_r > 1,2 \cdot P_m.$$

В силу того, что не все давление, создаваемое столбом бурового раствора и пены, создает фактическое давление (рис. 4.7, е)

$$P_{\text{сб}} = P_{\text{н}} + P_{\text{р}} - \frac{4 \cdot H_1 \cdot \theta_n(\tau')}{D-d} - \frac{4 \cdot H_2 \cdot \theta_p(\tau')}{D-d} \leq P_{\text{н}}. \quad (4.7)$$

Несмотря на то, что к моменту времени τ' $P_{\text{сб}} \leq P_{\text{н}}$, движения пены и бурового раствора не произойдет, так как после разрушения структуры пены и раствора $P_{\text{сб}}$ будет равно $1,2 \cdot P$. После проведения необходимых ремонтных работ и спуска НКТ, производится освоение скважины трехфазной пеной. Перед освоением в межтрубное пространство закачивается газоконденсат. Закачка газоконденсата преследует следующую цель. Если в процессе глушения и проведения ремонтных работ пена практически не контактирует с пластом, то в процессе освоения картина меняется.

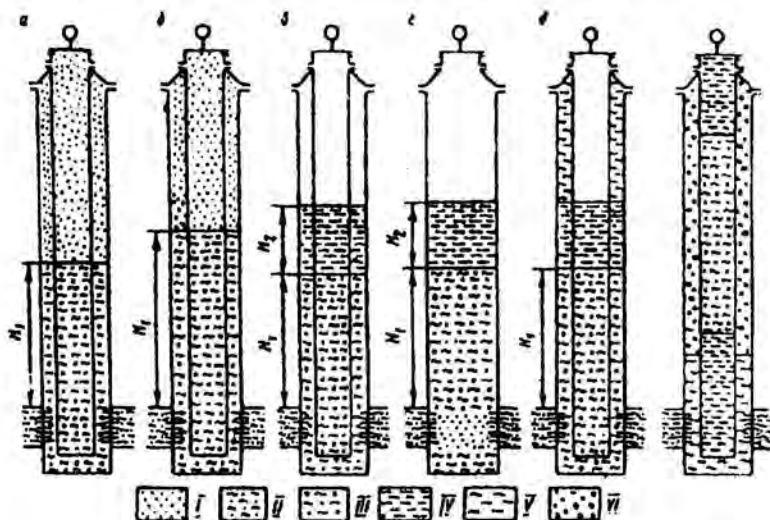


Рисунок 4.7 – Схема глушения скважины трехфазной пеной:

I – газ; II – продуктивный пласт; III – трехфазная пена; IV – глинистый раствор;
V – газоконденсат; VI – двухфазная пена

Забойное давление в момент восстановления циркуляции составляет (см. рис. 4.7, д):

$$P_{\text{сб}} = P_{\text{н}} + P_{\text{р}} - \frac{4 \cdot H_1 \cdot \theta_n(\tau)}{d} - \frac{4 \cdot H_2 \cdot \theta_p(\tau)}{d} > P_{\text{н}}. \quad (4.8)$$

т.е. создаются условия для контактирования пены с продуктивным пластом. Несмотря на то, что время этого контакта незначительное, пена все-таки может проникнуть в пласт на небольшую глубину. Для разрушения пены, попавшей в пласт, и пены в стволе скважины производится закачка газоконденсата (рис. 4.7, е). Строго говоря, пена как таковая в поры пласта не пройдет, однако для упрощения решения задачи делаются указанные допущения.

В целях промышленного применения разработанной технологии глушения и упрощения расчетов ее проведения в промысловых условиях утверждена «Инструкция по технологии глушения и освоения скважин на месторождениях предприятия «Кубаньморнефтегазпром», находящихся на различной стадии разработки ($P_{пл} = 0,1 \div 0,8$). Данной инструкцией предписывается следующая последовательность проведения работ.

На глушение скважины составляется план. В плане указывается цель работ, краткие геолого-технические данные о скважине, необходимые материалы и техника, технология проведения работ и мероприятия по технике безопасности и безаварийному ведению работ. Производится исследование скважины с целью определения эффективности проводимых работ. Приготавливается пенообразующая жидкость. На приготовление 1 м³ пенообразующей жидкости необходимо 100–125 кг бентонитовой глины и 10–15 л 30–40 %-ного водного раствора сульфонола. Объем бурового раствора должен быть в 1,5 раза больше, чем необходимо для приготовления пены и жидкости для продавки пены. Приготовленный буровой раствор из бентонитовой глины (без сульфонола) оставляется на сутки для полной диспергации глины. Через сутки буровой раствор перемешивается цементовочным агрегатом и к нему добавляется расчетное количество сульфонола. После добавления сульфонола раствор вновь перемешивается по закрытому циклу в течение 1–1,5 часов.

Производится расчет необходимых технологических параметров для приготовления пены из расчета, чтобы ее столб в условиях скважины создал давление $0,5 \div 0,7$ от пластового по формуле:

$$V_{пл} = \frac{10 \cdot (0,5 \div 0,7) \cdot P_{пл}}{\rho_{пл}} \cdot g + V_{змпф}, \quad (4.9)$$

где $V_{пл}$ – необходимый объем пенообразующей жидкости, м³; $P_{пл}$ – пластовое давление, МПа; $\rho_{пл}$ – плотность пенообразующей жидкости, кг/м³; g – объем ствола скважины, м³; $V_{змпф}$ – объем зумпфа, м³.

Определяются объемы бурового раствора, необходимого для закачки в трубное и межтрубное пространство в целях предотвращения перелива пены:

- для труб:

$$V_{тр} = \frac{10 \cdot (0,5 \div 0,7) \cdot P_{пл}}{\rho_{пл}} \cdot g_1; \quad (4.10)$$

- для межтрубного пространства:

$$V_{мтр} = \frac{10 \cdot (0,5 \div 0,7) \cdot P_{пл}}{\rho_{пл}} \cdot g_2, \quad (4.11)$$

где g_1 – объем 1 м труб, м³; g_2 – объем 1 м межтрубного пространства, м³.

Расчеты проведены для колонн диаметром 0,140; 0,146 и 0,168 м при различных диаметрах НКТ и пластовых давлениях, а также при различных

давлениях, создаваемых пеной и буровым раствором. Плотность пенообразующей жидкости принята 1060 кг/м^3 как наиболее часто применяемая на практике. Затем определяется необходимая степень аэрации пены в нормальных условиях по формуле

$$a_0 = \frac{(1,2 \cdot P_{\text{пл}} + P_0) \cdot Z_0 \cdot T_0}{P_0 \cdot Z \cdot T \cdot [1 + K_n \cdot (1,2 \cdot P_{\text{пл}} + P_0)]}, \quad (4.12)$$

где a_0 – степень аэрации пены в забойных условиях ($a_0 = 1,5 \div 2,0$); Z , Z_0 – коэффициент сверхсжимаемости газовой фазы пены в забойных и нормальных условиях; T_0 , T – нормальная и забойная температура; K_n – коэффициент, учитывающий свойства пен ($K_n = 0,005$).

Для выбора необходимой степени аэрации на практике проведены расчеты и построены графики зависимости $P_{\text{пл}}$ при условии $a^0 = 1,5$ и

$$2,7 \cdot \frac{Z}{Z_0} = 1 \text{ и } \frac{T_0}{T} = \frac{298}{413} = 0,722 \text{ (рис. 4.8).}$$

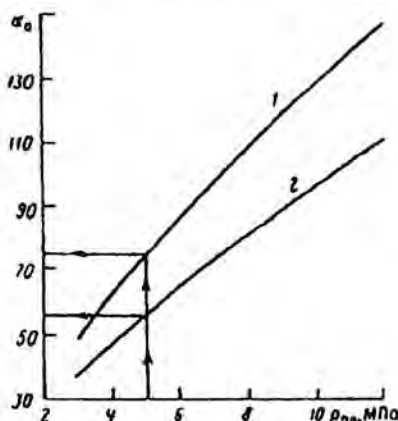


Рисунок 4.8 – Зависимость степени аэрации пены от пластового давления $P_{\text{пл}}$:
 a_0 – степень аэрации при давлении 1 – 2 МПа; 2 – 1,5 МПа

Ориентировочно время прогрева пены может быть определено по следующей формуле:

$$\tau = \frac{m_g \cdot C_p^* \cdot \Delta t_1 + m_{\text{ж}} \cdot C_p^* \cdot \Delta t_1}{k \cdot F \cdot \Delta t_{\text{ср}}}, \quad (4.13)$$

где m_g – масса газа, кг; C_p^* – теплоемкость газа ($C_p^* = 0,24$); Δt_1 – разность между конечной и начальной температурой пены; $m_{\text{ж}}$ – масса жидкости; C_p^* – теплоемкость жидкости ($C_p^* = 0,9$); k – коэффициент теплоотдачи ($k = 5$);

$$t_{cp} = \frac{(t_{пл} - t_{нач}) + (t_{пл} - t_{кон})}{2},$$

где $t_{пл}$ – пластовая температура; $t_{нач}$ – температура пены в момент прекращения ее закачки; $t_{кон}$ – температура пены после ее прогрева.

Точное время прогрева пены определяется для каждого месторождения путем замеров температуры и давления в процессе глушения скважины и обработки результатов. Практически это время составляет 8–10 часов.

Рассчитывается режим работы агрегатов. Приготовление пены и закачка ее в скважину осуществляется с помощью газоконденсатного эжектора. Коэффициент эжекции эжектора определяется по формуле:

$$U_0 = 0,85 \cdot \sqrt{\frac{P_{вх} - P_g}{P_{см} - P_g}} - 1, \quad (4.14)$$

где $P_{вх}$ – давление на входе в эжектор; P_g – давление газа (воздуха); $P_{см}$ – давление закачки пены ($P_{см} = P_{пл} + (1 \div 2)$); $P_{пл}$ – давление на головке остановленной скважины.

Уравнение справедливо, когда $P_{пл} = const$ и когда расход газа неограничен, т.е. в случае использования газа из шлейфа. Однако, учитывая, что в шлейфе всегда находится пластовая вода и газоконденсат, на практике источником газа (воздуха) является компрессор УКП-80, подача которого составляет 133 л/с и не может полностью обеспечить стабильную работу эжектора. Поэтому, исключая начальный период закачки пены, эжектор работает как смеситель. При этом подача компрессора практически остается постоянной, а производительность агрегата зависит от давления на входе в сопло и определяется выражением:

$$\theta_{агр} = \mu \cdot f \cdot P_1 \cdot 1,4 \cdot \sqrt{P_0},$$

где $\theta_{агр}$ – производительность агрегата, л/с; μ – коэффициент (принимается $\mu = 0,9$); $f \cdot P_1$ – площадь сечения сопла, м²; P_0 – давление на входе в сопло, МПа.

Исходя из этого, зная давление на входе в эжектор, можно определить и производительность агрегата. Зная производительность агрегата и подачу компрессора θ_c , можно найти степень аэрации:

$$a_0 = \frac{\theta_c}{\theta_{агр}}.$$

Для удобства расчетов построены графики зависимости степени аэрации a_0 от давления на входе в смеситель (эжектор) для диаметров сопла 4,5 и 5,6 мм (рис. 4.9).

Необходимая плотность пены при заданных степени аэрации a_0 и давлении закачки $P_{агр}$ определяется из графика (рис. 4.10).

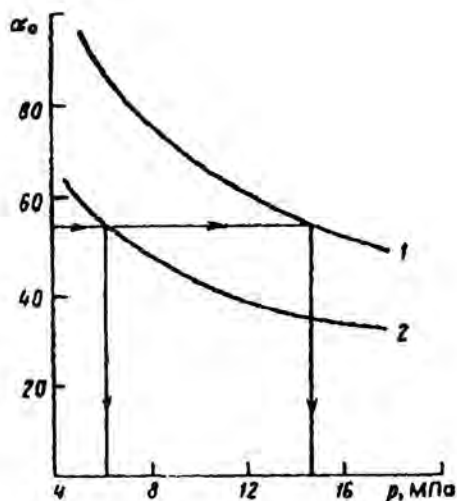


Рисунок 4.9 – Зависимость степени аэрации пены от давления P на выходе в эжектор:

1 – диаметр сопла 4,5 мм; 2 – диаметр сопла 5,6 мм

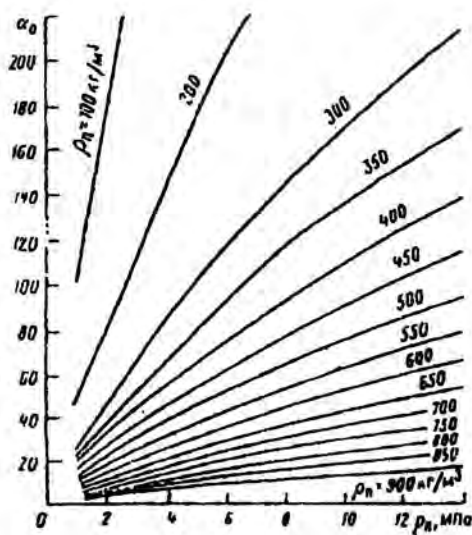


Рисунок 4.10 – Зависимость степени аэрации пены от ее плотности ρ_n и давления P_n

Производятся подготовительные работы. Глушение осуществляется с использованием цементирующего агрегата, компрессора и эжектора. Для регистрации технологических параметров используется модернизированная станция СКЦ-2М.

Перед глушением производится обвязка эжектора: выход эжектора через станцию контроля цементированния подсоединяется к трубному (межтрубному) пространству, вход через обратный клапан к цементировочному агрегату, а приемная камера эжектора через обратный клапан – к компрессору.

Соединительные линии опрессовываются на давление, в полтора раза превышающее ожидаемое рабочее.

На межтрубном и трубном пространстве устанавливаются манометры. Скважина отключается от коллектора.

В целях удаления жидкости (вода, газоконденсат), скопившейся на забое, перед глушением скважину промывают двухфазной пеной; для этого через скважину прокачивают 3–5 м³ пенообразующей жидкости (0,7–1 %-ный водный раствор ПАВ – сульфол), превратив ее в пену плотностью 100–300 кг/м³ (при давлении закачки). Агрегат ЦА-320 работает при минимально возможных оборотах с одновременной работой компрессора.

Производится глушение скважины.

При открытой задвижке на трубном (межтрубном) пространстве через эжектор прокачивается пенообразующая жидкость в объеме, равном $V_{п.ж}$ при давлении $P_{н.ж}$. Одновременно с агрегатом работает компрессор.

Плотность закачиваемой в скважину пены должна соответствовать определенной по графику (см. рис. 4.10).

При повышении давления в межтрубном (трубном) пространстве его снижают путем выпуска газа в атмосферу до давления $(0,3 \div 0,5) P_{н.ж}$.

Закрывают скважину (после закачки необходимого объема пены) на время, необходимое для прогрева пены до температуры окружающих скважину горных пород. Через 15–20 мин. фиксируется давление на трубном и межтрубном пространстве. Давление в межтрубном (трубном) пространстве поддерживается постоянным, равном $(0,3 \div 0,5) P_{н.ж}$. В случае его повышения оно периодически снижается путем выпуска газа в атмосферу. По истечении времени, достаточного для прогрева пены, производится снижение давления, на трубном (межтрубном) пространстве путем выпуска газа в атмосферу. Давление снижается до появления на выкидке признаков пены. В трубное (межтрубное) пространство закачивается буровой раствор в объеме, определенном из выражений (4.8) и (4.9). Одновременно производится выпуск газа в атмосферу из межтрубного (трубного) пространства. В межтрубное (трубное) пространство закачивается буровой раствор в необходимом объеме.

Скважина оставляется на 2–4 часа в закрытом состоянии.

Сбрасываются газовые «шапки» из трубного и затрубного пространства.

Производится демонтаж фонтанной арматуры.

Осуществляется освоение скважины двухфазной пеной. Приготавливается пенообразующая жидкость (на 1 м³ пенообразующей жидкости в воде

Таблица 4.14 – Результаты внедрения разработанной технологии гашения скважин трекфизическими пенами

Номер скважины, месторождение	Цель проведения работ	Параметры работы скважин					
		θ , тыс. м ³	$P_{\text{эф}}$, МПа	$P_{\text{затр}}$, МПа	θ , тыс. м ³	$P_{\text{эф}}$, МПа	$P_{\text{затр}}$, МПа
скважина № 79, Майкопское	Изоляция пластовой воды, дострел	5	1,0	1,7	12	1,0	1,8
скважина № 36, Майкопское	Ревизия НКТ и оборудования	7	2,0	2,3	8	2,0	2,4
скважина № 98, Майкопское	Изоляция пластовой воды, дострел	3	2,0	2,2	8	2,0	2,3
скважина № 33, Некрасовское	Ревизия НКТ и оборудования, обследование эксплуатационной колонны	33	3,0	3,3	30	3,1	3,3
скважина № 43, Некрасовское	Ревизия НКТ и обследование эксплуатационной колонны	70	3,1	3,5	70	3,1	3,5
скважина № 52, Некрасовское	Ревизия НКТ и наземного оборудования	60	3,0	3,3	60	3,0	3,3
скважина № 46, Некрасовское	Ревизия НКТ и обследование эксплуатационной колонны	30	3,0	3,2	30	3,1	3,3
скважина № 25, Некрасовское	Ловильные работы, ревизия НКТ	40	3,0	3,9	40	3,1	3,8
скважина № 46, Сердюковское	Ликвидация прихвата НКТ	6	2,6	5,9	6,5	2,8	6,0
скважина № 47, Сердюковское	Изоляция притока пластовой воды	7	3,3	6,9	7	3,3	6,5
скважина № 26, Некрасовское	Ревизия НКТ и обследование эксплуатационной колонны	20	3,0	3,6	20	3,1	3,6
скважина № 36, Некрасовское	Изоляция притока пластовой воды, ревизия НКТ	23	3,1	4,0	30	3,0	4,1

растворяется 7–10 кг сульфонола). В трубное (межтрубное) пространство закачивается 5–6 м газоконденсата (дизельного топлива). Эжектор обвязывается со скважиной, станцией контроля цементирования, цементировочным агрегатом и компрессором. Осуществляется замена жидкости, находящейся в скважине, на трехфазную пену.

После резкого снижения давления закачки двухфазной пены, что свидетельствует о ее поступлении в трубное (межтрубное) пространство, расход пенообразующей жидкости снижается до минимально возможного. При снижении давления закачки двухфазной пены менее 5,0 МПа закачку пенообразующей жидкости прекращают, вытеснение двухфазной пены из скважины осуществляют компрессором. Отрабатывают скважину на факел.

Производится исследование скважины.

Первые результаты (табл. 4.14) показали, что в основном все скважины, которые глушились трехфазными пенами, практически сразу после освоения подключались к газосборным сетям с дебитами не ниже доремонтных. Полученные результаты позволили широко применять разработанную технологию глушения скважин на всех основных месторождениях Краснодарского края и обеспечить работоспособность эксплуатационного фонда скважин в сложных горно-геологических условиях, доведя коэффициент его эксплуатации до 0,90–0,98.

4.4 Глушение нефтяных и газовых скважин

Для глушения нефтяных и газовых скважин используют жидкости с плотностью, обеспечивающей создание необходимого противодействия, превышающего пластовое (поровое) на величину:

- 10–15 % для скважин глубиной до 1200 м (интервалов от 0 до 1200 м), но не более 15 кг/см² (1,5 МПа);
- 5–10 % для скважин глубиной до 2500 м (интервалов от 1200 до 2500 м), но не более 25 кг/см² (2,5 МПа);
- 4–7 % для скважин глубиной более 2500 м (интервалов от 2500 м и до проектной глубины), но не более 35 кг/см² (3,5 МПа).

Допускаемые отклонения плотности жидкости глушения от проектных величин приведены в табл. 4.15.

Таблица 4.15 – Допускаемые отклонения плотности ЖГ от проектной величины

Глубина скважины, м	Допускаемые отклонения при плотности жидкости глушения, кг/м ³		
	до 1300	1300–1800	более 1800
до 1200	20	15	10
до 2600	10	10	5
до 4000	5	5	5

4.4.1 Расчет глушения нефтегазовых скважин

Перед глушением скважины делается расчет, для которого требуются исходные данные:

- глубина залегания нефтегазоносного пласта;
- величина пластового давления;
- конструкция обсадной колонны (диаметр труб и толщина стенок по секциям);
- допустимое внутреннее давление;
- конструкция колонны НКТ (диаметры труб, толщины стенок и общая длина колонны);
- плотность надпакерной жидкости;
- плотность жидкости глушения.

Рассчитав объем межтрубного (кольцевого) пространства в скважине, внутренний объем НКТ и общий объем жидкости в скважине, рассчитываются величины гидростатических давлений от высоты столбов и плотностей этих жидкостей по формуле:

$$p_{\text{ст}} = L \cdot \rho \cdot 10^{-2}, \quad (4.16)$$

где $p_{\text{ст}}$ – величина гидростатического давления, МПа; L – высота столба жидкости, м; ρ – плотность жидкости, г/см³.

На основании исходных данных рассчитываются в гидродинамических условиях при данной производительности (Q , л/сек) насосных агрегатов величины забойного давления ($p_{\text{зб}}$) и его составляющих, включая величину противодействия, создаваемую регулируемым штуцером ($p_{\text{шт}}$), значение репрессии на пласт ($p_{\text{р}}$), давление на насосном агрегате ($p_{\text{нас}}$) в каждый момент при прокачке определенного объема жидкости (V_i).

Для расчета гидравлических сопротивлений при прокачке жидкости через скважину ($p_{\text{св}} = p_{\text{нп}} + p_{\text{шт}}$) и штуцер ($p_{\text{шт}}$) в процессе глушения скважин, а также при плавном запуске и освоении скважин используют следующие формулы и зависимости:

$$p_{\text{нп}} = 8,26 \cdot \lambda \cdot \rho_{\text{ж}} \cdot \frac{L_{\text{нп}}}{d_{\text{нп}}^5} \cdot q^2 \cdot K_{\text{нп}}; \quad (4.17)$$

$$p_{\text{шт}} = 8,26 \cdot \lambda \cdot \rho_{\text{ж}} \cdot \frac{L_{\text{шт}}}{(D_{\text{нп}} - d_{\text{нп}})^3 \cdot (D_{\text{нп}} + d_{\text{нп}})^3} \cdot q^2 \cdot K_{\text{шт}}, \quad (4.18)$$

в которые введен разработанный в б. ВНИИКРнефть коэффициент $K_{\text{нп}}$ на основе промысловых данных.

$$p_{\text{шт}} = \frac{0,9 \cdot \rho_{\text{ж}} \cdot q^2}{2 \cdot g \cdot f_{\text{шт}}^2 \cdot a_{\text{шт}}}, \quad (4.19)$$

где 8,26 – переводной коэффициент размерности; λ – коэффициент трения ($\lambda = 0,02 \div 0,03$); $\rho_{\text{ж}}$ – плотность жидкости, г/см³; $L_{\text{нп}}$ – длина колонны НКТ, м; $L_{\text{св}}$ – длина скважины, м; $d_{\text{нп}}$ – внутренний диаметр колонны

НКТ, см; $D_{\text{вн}}$ – внутренний диаметр обсадной колонны, см; $d_{\text{н}}$ – наружный диаметр НКТ, см; Q – производительность насосного агрегата, л/с; $K_{\text{оп}}$ – опытно-промышленный коэффициент ($K_{\text{оп}} = 2,0 \div 2,3$); $f_{\text{шт}}$ – площадь сечения штуцера, см²; $a_{\text{шт}}$ – коэффициент при прокачке жидкости через штуцер ($a_{\text{шт}} = 0,85 \div 0,90$); g – ускорение свободного падения ($g = 9,81$ м/с²); $p_{\text{нкт}}$, $p_{\text{кл}}$ и $p_{\text{шт}}$ – гидравлические сопротивления в НКТ, кольцевом пространстве и штуцере при прокачке жидкости (при данной производительности насоса).

Значения забойных давлений в гидродинамических условиях при прокачке через затрубное (кольцевое) пространство определяются из уравнения:

$$p_{\text{заб}} = p_{\text{ст}} + p_{\text{нкт}} + p_{\text{шт}}, \quad (4.20)$$

а при прокачке через колонну НКТ из уравнения:

$$p_{\text{заб}} = p_{\text{ст}} + p_{\text{кл}} + p_{\text{шт}}, \quad (4.21)$$

где $p_{\text{заб}}$ – забойное давление; $p_{\text{ст}}$ – величина гидростатического давления при меняющихся высотах столбов закачиваемой и вытесняемой жидкостей, МПа;

$$p_{\text{ст}} = L_{\text{сва}} \cdot \rho_{\text{ж}} \cdot 10^{-2}; \quad (4.22)$$

$p_{\text{нкт}}$, $p_{\text{кл}}$ – гидравлические сопротивления в колонне НКТ и кольцевом пространстве (затрубном), МПа; $p_{\text{шт}}$ – гидравлические сопротивления (противодавление), создаваемые штуцером согласно расчетным данным, МПа.

Значения меняющихся давлений на насосном агрегате ($p_{\text{нас}}$) в гидродинамических условиях определяются из уравнения:

$$p_{\text{нас}} = p_{\text{сва}} + p_{\text{шт}}, \quad (4.23)$$

где $p_{\text{сва}}$ – гидравлические сопротивления при прокачке жидкости через скважину, МПа ($p_{\text{сва}} = p_{\text{нкт}} + p_{\text{кл}}$).

Полученные данные на основании расчетов сводятся в таблицу по форме:

Сводная таблица расчетных гидродинамических и других данных для процесса глушения скважины

Параметр	Значение
Производительность агрегатов Q , л/с	
Порционный объем прокачки жидкости V_i , м ³	
Суммарный объем прокачки ΣV , м ³	
$\pm p = p_{\text{заб}} - p_{\text{наг}}$, МПа	
Составляющие давления на агрегатах, МПа	
– гидравлические сопротивления при прокачке жидкости через скважину $p_{\text{сва}}$	

- гидростатическое давление $p_{\text{ст}}$
- гидравлические сопротивления, создаваемые штуцером $p_{\text{шт}}$

Забойное давление $p_{\text{зб}}$, МПа

Пластовое давление $p_{\text{пл}}$, МПа

Давление на насосном агрегате $p_{\text{нас}}$, МПа

Составляющие забойного давления, МПа

- гидростатическое давление $p_{\text{ст}}$
- гидравлические сопротивления в колонне НКТ $p_{\text{нкт}}$
- гидравлические сопротивления, создаваемые штуцером $p_{\text{шт}}$

Расчет плотности и объема жидкости глушения скважин. Зная пластовое давление и глубину залегания кровли газонапорного горизонта, определяют необходимую плотность жидкости глушения по формуле:

$$\rho_{\text{ж.г}} = K \cdot \frac{p_{\text{пл}} \cdot 10^6}{g \cdot H_{\text{пл}}}, \quad (4.24)$$

где $\rho_{\text{ж.г}}$ – плотность жидкости глушения, кг/м³; $p_{\text{пл}}$ – пластовое давление, МПа; $H_{\text{пл}}$ – глубина залегания продуктивного пласта, м; K – коэффициент, учитывающий рост пластового давления с глубиной.

Пример.

Глубина кровли продуктивного пласта составляет 960 м. Пластовое давление 9,5 МПа. Определить необходимую плотность жидкости для глушения скважины.

Решение.

Принимая коэффициент $K = 1,15$, согласно правилам безопасности, по формуле (4.24) будем иметь:

$$\rho_{\text{ж.г}} = 1,15 \cdot \frac{9,5 \cdot 10^6}{9,81 \cdot 960} = 1160 \text{ кг/м}^3.$$

Объем жидкости глушения (м³)

$$V_{\text{ж.г}} = 0,785 \cdot D^2 \cdot H \cdot a, \quad (4.25)$$

где D – внутренний диаметр обсадной колонны, м; H – глубина скважины от устья до забоя, м; a – коэффициент запаса потери жидкости ($a = 1,05 \div 1,2$).

Объем (м³) воды (растворителя), необходимый для приготовления жидкости глушения на основе реагентов, рассчитывают по выражению

$$V_{\text{в}} = \frac{V_{\text{ж.г}} \cdot \rho_{\text{ж.г}} - M_{\text{реа.г}}}{\rho_{\text{в}}}, \quad (4.26)$$

где $\rho_{\text{ж.г}}$ – плотность жидкости глушения, кг/м³; $M_{\text{реа.г}}$ – масса реагента, кг; $\rho_{\text{в}}$ – плотность воды (растворителя), кг/м³.

4.4.2 Глушение и освоение скважин с применением концентрированных меловых суспензий

В ООО «Кубаньгазпром» совместно с институтом «СевКавНИИгаз» разработан способ глушения пласта на время ремонта концентрированной меловой суспензией на основе химически осажденного мела (меловая паста). Метод основан на способности последней в силу высокой дисперсности твердой фазы создавать в пристволенной части пласта непроницаемый барьер, исключающий контактирование пород коллектора с рабочей жидкостью, находящейся в стволе скважины. При необходимости (после окончания ремонта) меловой барьер может быть разрушен солянокислотной обработкой, и гидродинамическая связь скважины с пластом восстанавливается. Определяющее значение при этом имеет то обстоятельство, что химически осажденный мел в силу высокой степени чистоты при взаимодействии с соляной кислотой не образует твердых осадков, а водный раствор хлористого кальция легко удаляется из пласта при освоении. Выделяющийся при реакции углекислый газ, способствуя разгазированию бурового раствора или ЖГ, «облегчает» их и ускоряет процесс освоения. Метод широко реализован.

Химически осажденный мел представляет собой тонкодисперсный, микрокристаллический порошок, получаемый в промышленности карбонизацией известкового молока $\text{Ca}(\text{OH})_2$ двуокисью углерода (CO_2). Содержание углекислого кальция колеблется в пределах 96–98 %, влажность составляет 1–1,5 %. Содержание примесей, не растворимых в соляной кислоте, изменяется в пределах 0,15–0,2 %, что практически исключает возможность загрязнения коллектора продуктами реакции.

В качестве стабилизатора-структурообразователя, придающего неустойчивым меловым суспензиям упругопластические свойства, используется карбоксиметилцеллюлоза (КМЦ). КМЦ наиболее полно отвечает требованиям, предъявляемым к реагентам-стабилизаторам меловых суспензий. Для стабилизации меловых суспензий можно использовать КМЦ со степенью полимеризации от 300 до 600, причем его стабилизирующая способность и термостойкость возрастают с увеличением степени полимеризации. Условная вязкость 5 %-ного водного раствора КМЦ-300 составляет 50–70 с, КМЦ-500 – 250–300 с.

На основе данных лабораторных и промысловых исследований рекомендуются следующие составы для временного блокирования пласта при глушении скважин:

- 1) мел химически осажденный ($2,7\text{--}2,8 \text{ г/см}^3$) – 35–40 %;
- 2) вода пластовая ($1,01\text{--}1,05 \text{ г/см}^3$) – 58–63 %;
- 3) КМЦ-500 (или в переводе на КМЦ-500) – 1,5–2,5 % (все в вес. %).

При этом технологические параметры суспензии после выдерживания в течение 5–6 часов при $t = 100^\circ\text{C}$ изменяются в следующих пределах:

- $\rho = 1,28 \div 1,31 \text{ г/см}^3$;
- водоотдача (по ВМ-6) = $4\text{--}10 \text{ см}^3$ за 30 мин.;

- условная вязкость = 300–600 с;
- суточный отстой жидкой фазы = 1–2 %.

В нормальных условиях водоотдача достигает 20 см^3 за 30 мин., вязкость – 1000 с, суточный отстой – 0.

В сильно поглощающих скважинах (50–70 л/мин.) необходимо использовать суспензию с максимальным содержанием мела (40 %) или добавлять 10–15 % строительного мела.

Состав и параметры меловой суспензии, используемой для перфорационных работ, несколько отличаются от описанных выше. Это объясняется необходимостью свободного перемещения перфоратора в намечаемом к прострелу интервале:

- 1) мел химически осажденный – 30–32 %;
- 2) пластовая вода – 65–67 %;
- 3) КМЦ-500 – 2,5 %.

С параметрами в нормальных условиях:

- плотность – $1,25\text{--}1,26 \text{ г/см}^3$;
- вязкость (условная) – 400–600 с;
- водоотдача – $10\text{--}12 \text{ см}^3$ за 30 мин.;
- СНС – 4–6 дПа;
- стабильность – $0,02 \text{ г/см}^3$;
- суточный отстой – 0,3 %.

После термостатирования (100–140 °С):

- плотность – $1,22\text{--}1,26 \text{ г/см}^3$;
- вязкость по ПВ-5 – 200–300 с;
- водоотдача – $12\text{--}14 \text{ см}^3$ за 30 мин.;
- стабильность – $0,01 \text{ г/см}^3$;
- суточный отстой – 0,3 %.

Порядок приготовления суспензии.

1. После определения необходимого количества суспензии и выбора ее состава в 50 % общего объема воды растворяют КМЦ до получения однородной по вязкости массы. При использовании воронки или гидросмесителя для этого достаточно 30 мин.

2. В оставшихся 50 % воды затворяют мел. При помощи гидросмесителя интенсивно перемешивают получившуюся суспензию в течение 30 мин.

3. Оба раствора смешивают и, перемешивая в течение 1 часа, добиваются необходимых параметров.

4.5 Особенности глушения скважин с предварительным блокированием пласта

Применение указанного метода рекомендуется при выполнении следующих ремонтных операций:

- 1) ревизии насосно-компрессорных труб и других подземных ремонтов;
- 2) переоборудовании скважин под плунжерный лифт;

3) ликвидации межколонных пропусков и замене устьевых оборудования;

4) временной консервации скважин;

5) устранении негерметичности эксплуатационных колонн с местом нарушения выше объекта разработки;

6) изоляции пластовых вод путем установки цементного моста с целью отключения нижней части объекта.

Промысловые эксперименты показали высокую эффективность перфорационных работ в среде меловой суспензии, в частности, при:

а) вскрытии объектов с низким пластовым давлением;

б) расширении (дострел) фильтра;

в) приобщении нового объекта;

г) повторной перфорации;

д) возвратных работах на ниже- и вышележащие горизонты.

Технологические схемы блокирования пласта при глушении скважин могут быть различными.

Первая схема

Скважина заполнена газом.

Последовательность операций.

1. С целью очистки забоя скважина кратковременно продувается в атмосферу.

2. Для первичного блокирования часть расчетного количества пасты (от 1/3 до 1/2) закачивается по насосно-компрессорным трубам на забой.

3. Резкое повышение давления закачки свидетельствует о начале блокирования, и газ медленно, в темпе закачки, выпускается в атмосферу вплоть до появления циркулирующей жидкости.

4. Остальная паста транспортируется на забой сифонным способом и расходует в зависимости от вида ремонта или идет на задавку в пласт (при длительном ремонте, высоких гидродинамических давлениях), или на заполнение части ствола в интервале существующего, или намечаемого к перфорации объекта.

Вторая схема

Скважина имеет на забое столб жидкости, создающий противодействие, равное пластовому давлению (обводнившаяся скважина).

Рекомендуются два равноценных варианта.

Первый вариант

1. Скважина «разряжается» в атмосферу.

2. По насосно-компрессорным трубам закачивается расчетное количество меловой пасты и проталкивающая жидкость, объем которой равен объему насосно-компрессорных труб.

3. В затрубное пространство закачивается буровой раствор, объем которого равен объему затрубного пространства в интервале от устья до уровня пластовой воды.

4. Созданием избыточного давления расчетное количество меловой пасты задавливается в пласт.

5. Излишки меловой пасты удаляются из скважины обратной промывкой.

6. Выполняются работы по изоляции пластовых вод, предусмотренные планом ремонта (установка цементного моста без давления или взрывного пакера с заливкой небольшого количества цементного раствора желонкой).

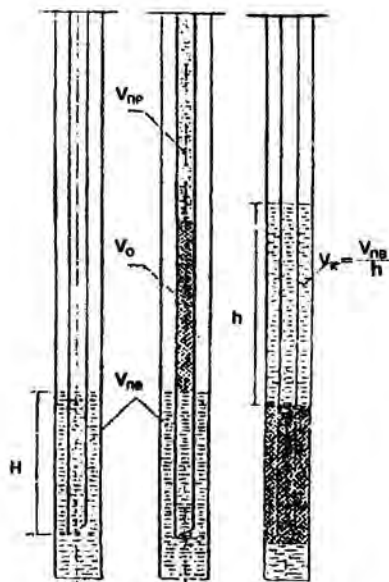


Рисунок 4.11 – Последовательность операций при блокировании пласта в обводнившейся скважине

Второй вариант

1. Скважина «разряжается» в атмосферу.
2. Замеряется уровень жидкости, определяется его высота H и соответствующий ему объем жидкости V (рис. 4.11).
3. По насосно-компрессорным трубам закачивается расчетное (принятое) количество меловой пасты V_n и продавливающей жидкости V_{np} , объем которой равен объему насосно-компрессорных труб в интервале высоты жидкости h , вытесненной меловой пастой в кольцевое (затрубное) пространство.

Пример.

Известно:

- высота столба жидкости в скважине $H = 500$ м;
- диаметр эксплуатационной колонны $D = 146$ мм;
- диаметр насосно-компрессорных труб $d_{np} = 89$ мм;

- объем меловой пасты $V_n = 2000$ л;
- объем столба жидкости в скважине $V_{sc} = 5410$ л;
- объем одного погонного метра 89 мм труб $V_{тр} = 4,52$ л;
- объем 1 пог. м кольцевого пространства $V_k = 6,3$ л.
- пластовое давление $P_{пл} = 50$ кг/см² (5 МПа).

Насосно-компрессорные трубы опущены до нижних дыр фильтра. Требуется определить объем проталкивающей жидкости (вода, обработанная ПАВ).

Решение.

При доставке меловой пасты ($V_n = 2000$ л) на забой объем пластовой воды (жидкости) $V_{sc} = 5410$ л вытесняется в затрубное пространство и образует столб высотой:

$$h = \frac{V_{sc}}{V_k} = \frac{5410}{6,3} = 860 \text{ м.}$$

Для уравнивания столба h необходимо закачать продавливающую жидкость, объем которой равен:

$$V_{пр} = h \cdot V_{тр} = 860 \cdot 4,52 = 3887 \text{ м}^3.$$

Следовательно, для транспортировки меловой пасты объемом 2000 л на забой «сифоном» необходимо закачать по насосно-компрессорным трубам 3887 л продавливающей жидкости. При этом достигается равенство уровней жидкостей (воды и меловой пасты) в скважине, равномерное распределение меловой пасты в заданном интервале и обеспечивается безопасность проведения ремонтных работ, поскольку гидростатическое давление будет превышать пластовое более чем в два раза.

4. Насосно-компрессорные трубы поднимают выше меловой пасты, и восстанавливают циркуляцию.

5. Выполняются работы по изоляции пластовых вод (аналогично пп. 4, 5, 6 первого варианта).

Основные элементы схем блокирования при выполнении различных видов ремонтных работ состоят в следующем. В качестве примера опишем последовательность операций при изоляции притока пластовых вод с отключением нижней части фильтра (позиция 5).

а) дренируемый интервал, состоящий из трех объектов, блокируется меловой суспензией. Причем, способ блокирования выбирается, исходя из поглотительной способности скважин. При значительных поглощениях (3–4 м³/час.) суспензия высокой вязкости (до 1000 с по ПВ-5) транспортируется на забой и оставляется в интервале фильтра на 6–8 часов, в течение которых происходит постепенное закупоривание пор пласта частицами мела. Скважина заполняется пластовой или технической водой, обработанной ПАВ. При небольших поглощениях или их отсутствии для ускоре-

ния ремонтных работ применяется блокирование под давлением, когда суспензия в расчетном объеме задавливается в поры пласта, после чего восстанавливается циркуляция, и продолжаются ремонтные работы. В качестве рабочих жидкостей во всех случаях рекомендуется пластовая или техническая вода, обработанная ПАВ, тяжелый конденсат и дизтопливо.

б) установкой цементного моста отсекается нижний обводнившийся пласт.

в) оставшиеся два верхних газонасыщенных пласта деблокируются путем солянокислотной обработки под давлением. В скважинах, не склонных к поглощениям, после перфорационных работ в меловой среде чаще всего достаточно проведения солянокислотной ванны.

г) приступают к освоению скважины.

Кроме основных схем временного блокирования пласта, может использоваться метод доставки меловой пасты в интервал, намечаемый к перфорации, с помощью желонки. Эта работа выполняется геофизической партией непосредственно перед перфорацией заданного объекта, что позволяет упростить технологию закачки меловой пасты и сократить количество спуско-подъемных операций. Применение этого способа рекомендуется при перфорации объектов, не превышающих 10–13 м.

4.5.1 Деблокирование пласта и технология освоения скважин

При взаимодействии соляной кислоты с химически осажденным мелом образуется водный раствор хлористого кальция (CaCl_2) и углекислый газ (CO_2), легко удаляемые из пор пласта в процессе освоения. Реакция протекает по следующей схеме:



Хлористый кальций (CaCl_2) хорошо растворим в воде. При температуре 100 °С растворимость его составляет 180 г на 100 г воды. Вязкость 20 %-ного раствора CaCl_2 не превышает 16 с (по ПВ-5).

Учитывая критические константы для углекислоты (давление $P_{кр} = 7,29$ МПа, температура $T_{кр} = +31,3$ °С), можно утверждать, что во всех случаях, когда кислота взаимодействует с мелом при температуре выше 31,3 °С, реакция при любом давлении происходит с выделением CO_2 в виде газовой фазы. Выделяющийся углекислый газ создает дополнительную энергию, способствующую процессу освоения.

Технология деблокирования призабойной зоны выбирается с учетом индивидуальных особенностей каждой скважины и процесса блокирования при глушении. Возможны следующие варианты:

1. Обработка пласта кислотой в скважине, заполненной природным газом или воздухом. По первому варианту скважину перед освоением тщательно промывают водой, доставляют необходимое количество кислоты в

интервал фильтра и в момент появления ее у верхних отверстий фильтра закрывают затрубное пространство. При этом после кислоты в общем объеме продавливающей жидкости закачивается 3–4 м³ газового конденсата (для предотвращения контактирования воды с породами пласта). При пластовых давлениях в 3–4 раза меньше гидростатических в качестве рабочей жидкости при блокировании и деблокировании желательнее использовать стабильный конденсат. После этого созданием избыточного давления с помощью агрегата (например, ЦА-320) кислота задавливается в пласт. Чтобы избежать прорыва кислоты на отдельном участке фильтра и ухода ее вглубь пласта, задавку кислоты необходимо вести интенсивно, с поддержанием начального давления до окончания процесса.

По окончании деблокирования пласта немедленно приступают к освоению скважины методом азрации, так как кислота реагирует с химически осажденным мелом очень быстро, и времени, затрачиваемого для азрации жидкости в скважине, вполне достаточно для полной реакции. Промедление в начале освоения может привести к поглощению пластом продуктов реакции и части рабочей жидкости и снижению эффективности способа. Следует иметь в виду, что способ оттеснения продуктов реакции вглубь пласта, часто применяемый при кислотных обработках на более раннем этапе разработки, совершенно не приемлем на завершающей стадии, когда чувствительность скважин к засорению пласта резко возрастает.

Процесс освоения скважины способом азрации целесообразно проводить в такой последовательности.

1. При открытой факельной линии начать закачку в затрубное пространство воды, обработанной сульфонолом (0,1 % концентрации, здесь и далее в пересчете на активное вещество), и воздуха. Агрегат ЦА-320 работает на второй скорости, компрессор УКП-80 – с максимальной производительностью 8 м³ в мин. Закачку в указанном режиме производить до выхода азрированной воды на «факел».

2. Увеличить концентрацию сульфонола в закачиваемой воде до 0,4 % (работа агрегата ЦА-320 на первой скорости компрессора – прежняя). Закачку в указанном режиме производить до получения на факеле азрированной воды с пеной.

3. Увеличить концентрацию сульфонола до 0,8 %. Агрегат ЦА-320 работает на первой скорости в режиме: 10 мин. работы, 15 мин. остановки. Компрессор работает постоянно в прежнем режиме. Азрацию вести в указанном режиме до получения на факеле обильной пены.

4. Концентрация сульфонола в воде доводится до 1 %. Работа агрегата на первой скорости и малых оборотах в режиме: 5 мин. работы, 20 мин. остановки. Азрацию вести до интенсивного выхода пены.

5. Компрессор продолжает работать с постоянной максимальной производительностью, агрегат прекращает работу. Такой режим поддерживается до полного освоения скважины. Оптимальным режимом освоения скважины описанным выше способом надо считать процесс, проводимый при давлениях на агрегате и компрессоре в пределах 20–60 кг/см² (2–6 МПа).

При этом минимальное общее время, затраченное на опорожнение скважины глубиной 2500 м, должно составлять 7–8 часов, и распределяться по циклам следующим образом:

I цикл – 1 час 30 мин.

II цикл – 1 час 30 мин.

III–IV цикл – 3 часа.

Для образования устойчивых пен в процессе освоения можно рекомендовать, кроме сульфонола, следующие химреагенты: ДНС-А, превосел, дисолван, лисапол, ОП-4, ОП-10, ДС-РАС и др.

Качественное деблокирование (в равной мере и блокирование) пласта достигается при условии установки башмака насосно-компрессорных труб на расстоянии не более 5 м от нижних отверстий интервала перфорации. С целью уменьшения сроков освоения скважины в 1,5–2 раза рекомендуется процесс освоения производить с помощью двух компрессоров типа УКП-80 с некоторыми поправками в режиме работы агрегата. При наличии газа высокого давления можно использовать его для освоения скважин, хотя такой прием неизбежно связан с потерями газа.

II. По второй схеме скважину осваивают способом аэрации, описанным выше, без предварительного деблокирования, и при получении притока газа или при полной продувке скважины воздухом доставляют расчетное количество соляной кислоты на забой, продавливая ее в призабойную зону газом или воздухом путем создания давления в трубном и затрубном пространствах одновременно. При этом необходимо использовать максимально возможное давление компрессора или газа из шлейфа. По окончании реакции (1,5–2 часа) скважину осваивают путем отработки на факел.

Освоение по II схеме целесообразно применять в скважинах, где пластовые давления не превышают 60 кг/см² (6 МПа), блокирование пласта и ремонт проводились без избыточных давлений, а лифтовые трубы опущены до нижних дыр фильтра или установлены с упором на забой.

4.5.2 Номограмма для определения основных параметров блокирования и освоения скважин

В целях повышения оперативности расчета основных параметров процесса временного блокирования пласта и освоения скважин предлагается использовать номограмму (рис. 4.12).

Номограмма построена расчетным путем с использованием формулы:

$$V_n = 0,785 \cdot (D^2 - d^2) \cdot h \cdot m, \text{ м}^3.$$

Здесь D – наружный диаметр зоны блокирования, м (D – принимается равным $d + 2\delta$, где δ – толщина стенки зоны блокирования, м). Коэффициент m и толщина кольца δ определяются опытным путем с учетом геологического строения блокируемого пласта, степени его дренированности и т.д. Как показали испытания, m с достаточной для практики точностью можно принять равным 0,30–0,35. Объем соляной кислоты, необходимый для де-

блокирования, определяется с учетом количества мела, затраченного на приготовление меловой пасты, задавленной в пласт. Способ нахождения указанных объемов по номограмме показан пунктирной линией. Необходимое количество пасты, определяемое по номограмме, дано на 1 п.м. обрабатываемого интервала, соляной кислоты – на объем пасты, израсходованной на блокирование 1 м мощности.

Предельной концентрацией HCl , рекомендуемой для деблокирования, считается 20 %. Использование кислоты большей концентрации резко повышает вязкость продуктов реакции. Номограмма составлена для оптимальной рецептуры меловой пасты, прошедшей промысловую проверку:

- плотность $\rho = 1,28 \div 1,30 \text{ г/см}^3$;
- водоотдача $B = 10 \text{ см}^3$ за 30 мин.;
- вязкость (условная) $T = 600 \div 800 \text{ с}$.

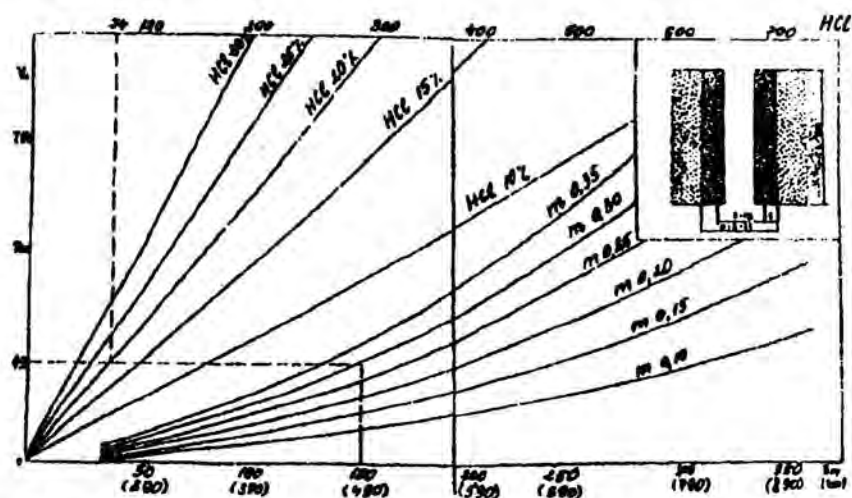


Рисунок 4.12 – Номограмма для определения объемов меловой пасты ($1,28-1,30 \text{ г/см}^3$) и соляной кислоты

4.6 Гравитационное замещение флюида на раствор при задавке скважины перед ее ремонтом

Гравитационное замещение флюида на раствор обычно применяют при ремонте тех скважин, в которых насосно-компрессорные трубы находятся в песчаной пробке. Поэтому в этих случаях в скважину «наливают» жидкость глушения, которая по плотности была бы больше плотности флюида и самопроизвольно, под действием сил тяжести стремилась к забою, образуя столб жидкости, который создавал бы давление на пласт.

Эта жидкость должна свободно пропускать через себя газ, не быть агрессивной и не иметь запаха.

Определив давление на устье в эксплуатационной колонне и пластовое, рассчитывают плотность жидкости глушения. После этого закачивают в затрубное пространство на пониженной передаче насоса жидкость до получения первоначального при эксплуатации давления. Через некоторое время стравливают газ из скважины до последнего давления. Снова закачивают в затрубное пространство жидкость глушения до подсчитанного давления и так до полного падения давления на устье до нуля или нахождения уровня жидкости на поверхности и отсутствия перелива.

Для расчета необходимых данных этого метода при глушении скважины необходимо знать: пластовое давление, глубину перфорационных отверстий, давление гидроразрыва пласта, текущее давление на устье и допустимое давление для устья.

Пример.

В скважине перфорационные отверстия в эксплуатационной колонне диаметром 140 мм на глубине 1200 м. Толщина стенки эксплуатационной колонны 10 мм. Допустимое давление на устье с точки зрения безопасности гидроразрыва пород ($P_{м.к.}$)_{пр} 150 кг/см², а максимальное допустимое давление на устьевое оборудование ($P_{м.к.}$) 40 кг/см². Насосно-компрессорные трубы диаметром 73 мм с толщиной стенки 5,5 мм спущены до верхних дыр перфорации.

Решение.

Определяют площадь и объем кольцевого пространства:

$$S_{к.п.} = 0,785 \cdot (0,120^2 - 0,073^2) = 0,00828 \text{ м}^2;$$

$$V_{к.п.} = 0,00828 \cdot 1200 = 9,936 \text{ м}^3.$$

Определим плотность газа:

$$\rho_g = \frac{(P_{м.к.} - P_{гнф}) \cdot 10}{H} = \frac{(1200 - 105) \cdot 10}{1200} = 0,125 \text{ г/см}^3.$$

Приготовим водный раствор хлористого кальция плотностью 1,15 г/см³ и определим, какое будет гидростатическое давление:

$$P_s = \rho_{\text{CaCl}_2} \cdot \frac{H}{10} = 1,15 \cdot \frac{1200}{10} = 138 \text{ кг/см}^2;$$

$$\Delta P = P_s - P_{м.к.} = 138 - 120 = 18 \text{ кг/см}^2.$$

После этого приступают к закачке раствора.

Предположим, что при повышении давления до 140 кг/см², т.е. до допустимого, в скважину вошло 0,2 м³ раствора хлористого кальция. Эти 200 л составляют столб:

$$h_1 = \frac{0,2}{0,00828} = 24,15 \text{ м.}$$

Определим, какое давление создадут эти 24,15 м:

$$P' = 1,15 \cdot \frac{24,15}{10} = 2,6 \text{ кг/см}^2.$$

Проходит некоторое время после закачки объема 200 л, и этот столб (24,15 м) куда-то уходит – он стремится к забою.

Следующую порцию раствора хлористого кальция закачивают до давления, которое будем создавать:

$$P' = 140 - 2,6 = 137,4 \text{ кг/см}^2.$$

И так далее, пока скважина не будет заполнена жидкостью.

4.7 Предупреждение газонефтеводопроявлений (ГНВП)

Контроль над поступлением пластового флюида в скважину в процессе промывки (бурения) осуществляется по увеличению объема бурового раствора в приемной емкости, газосодержания в растворе, снижению плотности раствора, повышению скорости восходящего потока (прямые признаки) и изменению параметров раствора (косвенные признаки).

Увеличение объема притока пластового флюида в ствол скважины не должно превышать допустимую величину $V_{\text{доп}}$, которую устанавливают равной половине предельного объема $V_{\text{пр}}$, но не более 1,5 м³.

Предельный объем определяют по формулам:

- газообразный флюид:

$$V_{\text{пр}} = \frac{[p] \cdot S \cdot K}{10^{-6} \cdot (p - p_{\text{г}}) \cdot g \cdot H \cdot p_{\text{га}}} \cdot (10^{-6} \cdot p \cdot g \cdot (H - h) + [p] - p_{\text{пл}} - \Delta p);$$

- жидкий флюид:

$$V_{\text{пр}} = \frac{S_{\text{мин}}}{10^{-6} \cdot (p - p_{\text{ф}}) \cdot g} \cdot (10^{-6} \cdot p \cdot g \cdot H + [p]_{\text{мин}} - p_{\text{пл}} - \Delta p),$$

где $[p]$ – допустимое внутреннее давление в рассматриваемом сечении, МПа; $[p]_{\text{мин}}$ – наименьшее из допустимых давлений на устье, МПа; S – площадь поперечного сечения газовой пачки, м²; $S_{\text{мин}}$ – наименьшая площадь поперечного сечения затрубного пространства, м²; K – коэффициент, учитывающий изменение температуры и сжимаемости газов с глубиной; p – плотность бурового раствора, кг/м³; $p_{\text{г}}$ – плотность газа в рассматриваемом сечении, кг/м³; $p_{\text{ф}}$ – плотность флюида, кг/м³; g – ускорение свободного падения, м/с²; $p_{\text{пл}}$ – пластовое давление, МПа; H – глубина залегания проявляющего пласта, м; h – глубина нахождения рассматриваемого сечения, м; Δp – превышение забойного давления над пластовым (согласно правилам безопасности), МПа.

Для своевременного обнаружения притока пластового флюида:

- изолируют приемную емкость, через которую ведется циркуляция, от других емкостей;
- уменьшают поверхность зеркала приемной емкости установкой перегородки;
- устанавливают исходный уровень бурового раствора после возобновления круговой циркуляции;
- корректируют положение исходного уровня на объем введенных добавок при обработке и утяжелении раствора.

При промывках после прекращения бурения проявление распознают по прямым признакам – увеличению объема бурового раствора в приемных емкостях, повышению расхода жидкости на выходе из скважины, повышению газосодержания в растворе.

Проявление, начавшееся в процессе подъема труб из скважины, распознают по уменьшению объема бурового раствора, доливаемого в затрубное пространство, по сравнению с объемом металла труб, извлекаемых из скважины, и бурового раствора, оставшегося на внутренних стенках труб в виде пленки. Если при подъеме труб будет установлено, что объем доливаемой жидкости уменьшился по сравнению с соответствующим контрольным замером на величину $V_{\text{доп}} = 1/4 \cdot V_{\text{тр}}$, но не более 1 м^3 , то необходимо остановить подъем и немедленно приступить к ликвидации начавшегося проявления.

В процессе спуска труб в скважину начавшееся проявление распознают по увеличению объема в приемной емкости бурового раствора против расчетного объема вытеснения $V_{\text{в}}$.

Таблица 4.16 – Объем жидкости $V_{\text{доп}}$ для долива скважин при подъеме труб

Тип и условный размер труб	$V_{\text{доп}}$, л/м	$V_{\text{доп}}$, л/10 м	$V_{\text{доп}}$, л/100 м	$V_{\text{доп}}$, л/1000 м	Площадь проходного канала, м^2	Площадь поперечного сечения трубы, м^2
НКТ 73 × 5,5 мм	1,165	11,65	116,5	1165	0,00301	0,00418
НКТ 89 × 6,5 мм	1,694	16,94	169,4	1694	0,0045	0,0062
Бурильные трубы 73 × 9 мм	1,81	18,1	181	1810	0,00237	0,0048
Бурильные трубы 89 × 9 мм	2,26	22,6	226	2260	0,00396	0,0062

Фактический объем вытесняемого бурового раствора определяют по контрольным измерениям во время спуска труб по методике, аналогичной для подъема труб, и заносят в таблицу. Если фактический объем не определился, то за контрольный объем вытесняемого раствора принимают расчетный объем металла труб, увеличенный на 1–4 %. Объем вытесняемой

жидкости сверяют с контрольным объемом после спуска каждой 10 труб. Увеличение объема в приемной емкости на $1/4 \cdot V_{кр}$ против контрольного объема указывает на начало проявления.

В табл. 4.16 приведены данные объема жидкости для долива скважины при подъеме труб.

4.8 Оборудование устья скважин при проведении капитального ремонта

При ремонте скважин устья их должны быть оборудованы противовыбросовым оборудованием.

Противовыбросовое оборудование является герметизирующим устройством, при помощи которого выполняют:

- герметизацию устья при наличии и отсутствии труб в скважине;
- расхаживание и проворачивание (вращающийся превентор) бурового инструмента при загерметизированном устье с целью недопущения его прихвата;
- восстановление циркуляции промывочной жидкости с противодавлением на пласт;
- быстрое снижение давления в скважине;
- закачку раствора через затрубное пространство.

На рис. 4.13, 4.14 и 4.15 приведены схемы оборудования устья скважин при проведении капитального ремонта в ООО «Кубаньгазпром». С точки зрения возникновения нефтегазоводопроявлений и сложности ликвидации последних, все скважины условно делятся на две группы:

- к *первой группе* относятся газовые и газоконденсатные скважины с аномально-высокими пластовыми давлениями ($P_{пл} \geq 1,3 \cdot P_r$) и скважины с содержанием сероводорода ≤ 6 % по объему;
- ко *второй группе* – все скважины газовые и газоконденсатные всех месторождений ПХГ ООО «Кубаньгазпром», где пластовое давление в 1,3 раза меньше давления гидростатического ($P_{пл} \leq 1,3 \cdot P_r$).

Устья скважин первой группы при всех видах работ обвязываются по схемам № 1 и № 3 со сдвоенными (спаренными) превенторами (верхний с глухими или срезающими плашками, нижний – с плашками под рабочий инструмент), с блоком дросселирования, сепаратором-гасителем, выкидными линиями, блоком глушения, обратными клапанами для герметизации трубного пространства.

На скважинах, где нет сероводорода, возможно использование глухих несрезающих плашек.

На скважинах второй группы применяется обвязка по схеме № 2 с использованием аварийного спецфланца (переводного фланца фонтанной арматуры), герметизирующего устройства устья скважин (ГУУС), противовыбросовой задвижки.

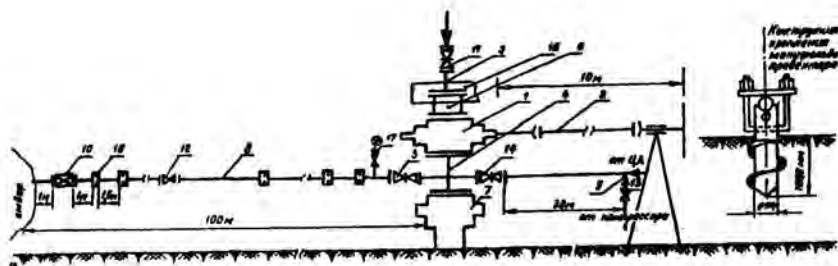


Рисунок 4.13 – Схема № 1 (типовая) обвязки устьев скважин первой группы противовыбросовым оборудованием при капитальном и подземном ремонтах на месторождениях ООО «Кубаньгазпром»:

- 1 – плашечный превентор; 2 – ручное управление превентором;
3 – аварийный спецфланец; 4 – устьевая крестовина; 5 – задвижка крестовины;
6 – надпревенторная катушка; 7 – колонная головка; 8 – манифольд превентора;
9 – тройник; 10 – быстросменный штуцер; 11 – задвижка аварийного спецфланца;
12 – задвижка; 13 – задвижка; 14 – задвижка крестовины;
15 – разъемный желоб; 16 – крепление манифольдов; 17 – разделитель

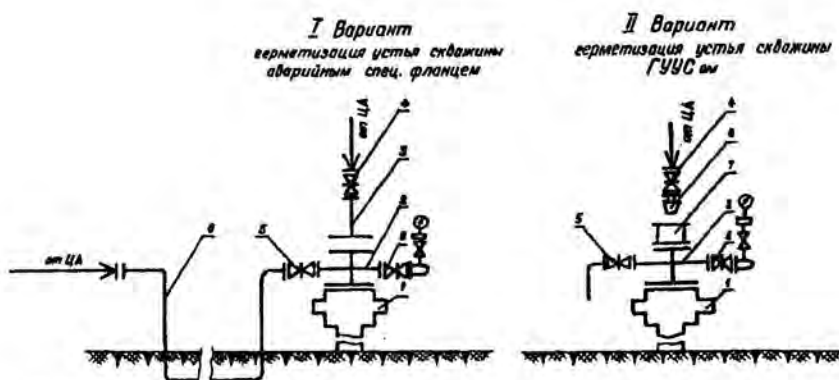


Рисунок 4.14 – Схема № 2 (типовая) обвязки устьев скважин второй группы противовыбросовым оборудованием при капитальном и подземном ремонтах на месторождениях ООО «Кубаньгазпром»:

- 1 – колонная головка; 2 – устьевая крестовина; 3 – аварийный спецфланец;
4 – задвижка спецфланца; 5 – задвижка крестовины;
6 – манифольд фонтанной арматуры; 7 – корпус с посадочным гнездом ГУУСа;
8 – посадочный конус ГУУСа; 9 – задвижка

После монтажа противовыбросового оборудования на устье скважины оно должно быть опрессовано гидравлически на допустимое давление для эксплуатационной колонны, но не выше рабочего давления. Результаты опрессовки должны быть оформлены актом.

Противовыбросовое оборудование должно иметь паспорт предприятия-изготовителя и по технической характеристике соответствовать усло-

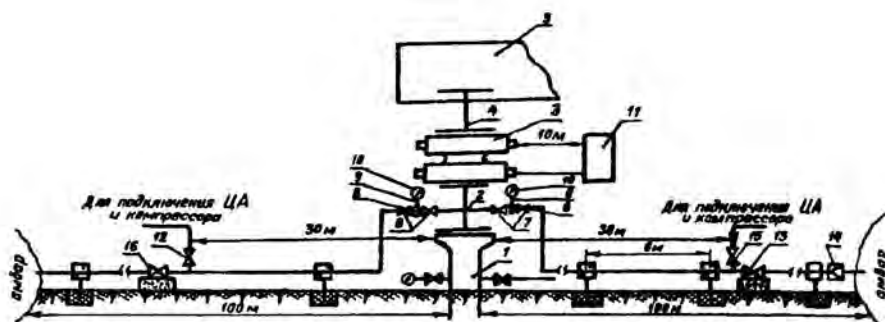


Рисунок 4.15 – Схема № 3 (типовая) обвязки устьев скважин, содержащих сероводород, противовыбросовым оборудованием при капитальном ремонте на месторождениях ООО «Кубаньгазпром»:

- 1 – колонная головка; 2 – крестовина ф. А.; 3 – плащичный превентор;
- 4 – надпревенторная катушка; 5 – разъемный желоб; 6 – задвижка ф. А.;
- 7 – задвижка ф. А.; 8 – фланец под манометр; 9 – разделитель; 10 – манометр;
- 11 – пульт управления превентором; 12 – блок задвижек; 13 – задвижка;
- 14 – быстросъемный штуцер; 15 – задвижка фонтанной арматуры;
- 16 – задвижка фонтанной арматуры

виям для использования его на данной скважине. На превентор устанавливается надпревенторная катушка, на которой монтируется разъемный желоб. Превенторный отвод монтируется с уклоном в сторону сброса. Кроме того, следует предусмотреть очистку отвода продувкой воздухом.

Плашки превентора, установленного на устье скважины, должны соответствовать диаметру применяемых бурильных или насосно-компрессорных труб. В случае применения колонны труб разных диаметров плашки превентора должны соответствовать диаметру верхней секции колонны труб. На мостках необходимо иметь опрессованную аварийную трубу, по диаметру и прочностным характеристикам соответствующую верхней секции бурильной колонны. Труба должна быть снабжена переводником по колонну труб нижней секции и переводником с шаровым краном (КШЦ) на ведущую трубу. Эта труба должна быть окрашена в красный цвет, опрессована на максимальное ожидаемое давление ($P_{\text{мтг}}$) и иметь паспорт.

После монтажа превенторной установки все трубопроводы, арматуры и задвижки, входящие в комплект противовыбросовой установки, должны быть опрессованы на рабочее давление превенторной установки, указано в паспорте.

Выкидные линии после концевых задвижек опрессовываются водой на давление:

- 50 кг/см² (5 МПа) – для противовыбросового оборудования, рассчитанного на давление 210 кг/см² (21 МПа);
- 100 кг/см² (10 МПа) – для противовыбросового оборудования, рассчитанного на давление выше 210 кг/см² (21 МПа).

4.8.1 Плашечные превенторы с гидравлическим управлением

Плашечные превенторы типа ППГ всех размеров конструктивно исполнены одинаково, исключение составляют превенторы с рабочим давлением 70 МПа и выше, которые имеют разгрузочное устройство, позволяющее закрывать вручную превентор при давлении 20 МПа.

Корпус превентора ППГ-230×320 (рис. 4.16) представляет собой стальную отливку коробчатого сечения, имеющую проходное отверстие диаметром 230 мм и сквозную прямоугольную полость, в которой размещаются плашки. Полость корпуса с обеих сторон закрывается откидными крышками. Крышки крепятся к корпусу винтами, что позволяет сменить плашки без демонтажа превентора с устья скважины и наличия в ней инструмента.

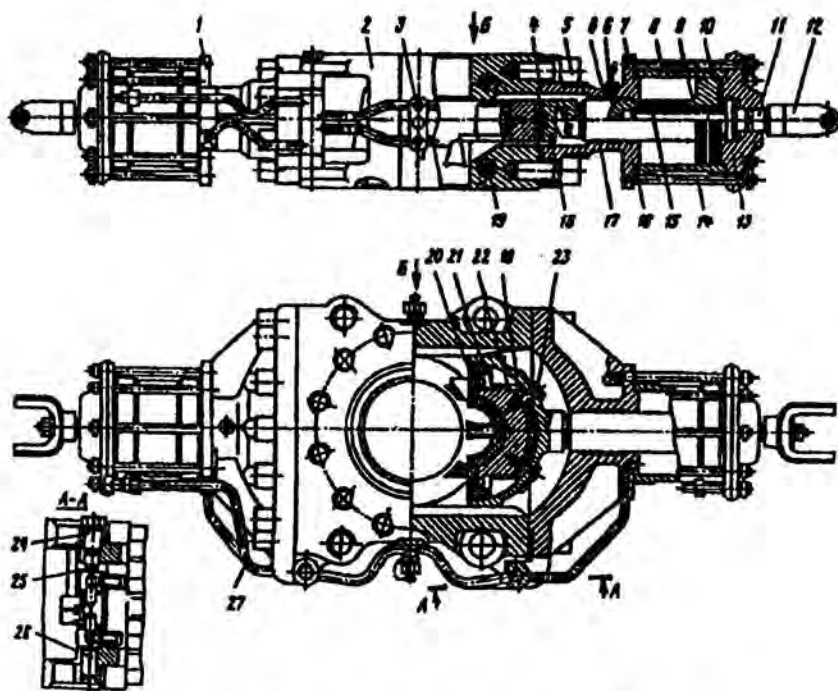


Рисунок 4.16 – Плашечный превентор ППГ-230 × 320.

А – вид прямо; Б – вид сверху;

- 1, 7 – откидные крышки с гидроцилиндрами;
- 2 – корпус превентора; 3 – распределительный коллектор;
- 4, 10, 16, 17 – резиновые уплотнительные кольца; 5 – винт; 6 – пробка;
- 8 – гидроцилиндр; 9 – поршень со штоком; 11 – валик; 12 – вилка;
- 13 – крышка гидроцилиндра; 14 – шпилька; 15 – втулка; 18 – корпус плашки;
- 19 – паропровод; 20, 23 – винты; 21 – резиновое уплотнение плашки;
- 22 – сменный вкладыш; 24 – винт крышки; 25 – кольцо; 26 – ось; 27 – маслопровод;
- а – Г-образный паз замка, плашки;
- б – полость, в которую попадает раствор, сигнализируя о нарушении уплотнения

Высота превентора ППГ-156×320, как и ППГ-230×320, равна 310 мм. Управление дистанционное гидравлическое и ручное, с помощью штурвалов. Причем закрыть превентор можно вручную, но открыть можно только при помощи гидроуправления. При ремонте на скважинах, где нет электрической энергии и нет возможности применить гидравлическое управление ГУП-100 давление масла в цилиндрах превентора можно создавать при помощи маслонасоса от установки А-50.

Конструкция превентора 230×500 Бр аналогична конструкции превентора 230×320 Бр. При давлении в скважине 40 МПа плащечный превентор ППГ-230×500 может не закрыться от системы гидроуправления по той причине, что выталкивающее давление флюида из скважины на плашку штока плашки больше давления масла из системы на поршень гидроцилиндра.

Для закрытия ППГ-230×500 от системы гидроуправления при давлении скважины больше 40 МПа необходимо установить рукоятку распределителя, управляющего данным превентором, в положение «закрыто» одновременным вращением ручного управления по часовой стрелке поджимать плашки до полного закрытия превентора. Гидравлическая система управления ГУП-100 Бр входит в комплект превентора и предназначен для оперативного и дистанционного управления превенторами и гидравлическими задвижками манифольда.

4.8.2 ГУП-100 БР

ГУП-100 Бр (рис. 4.17) состоит из двух взаимно заблокированных пультов: основного и вспомогательного. Основной пульт устанавливается на расстоянии не менее 10 м от устья скважины. Вспомогательный пульт устанавливается у поста бурильщика.

Основной пульт состоит из металлического корпуса, в котором расположены все основные узлы управления. За корпусом расположены пневмогидроаккумулятор и ручной насос. В верхней части корпуса установлена панель управления. На панели размещены гидравлический манометр, показывающий давление в аккумуляторе, и электроконтактный манометр, предназначенный для автоматического управления электродвигателем шестеренчатого маслонасоса, выключатель электродвигателя, ручное включение насоса, шесть рукояток маслораспределителей. Первая и вторая рукоятки открывают и закрывают гидравлические задвижки, третья только закрывает ПУГ (превентор универсальный гидравлический), четвертая, пятая и шестая рукоятки закрывают и открывают плащечные превенторы. Ниже распределителей расположены три вентиля. Левый – для отключения аккумулятора; средний – для отключения всех превенторов и задвижек; правый – для отключения вспомогательного пульта управления. Под панелью установлен масляный бак с щупом. Под баком с правой стороны – электропанель управления электродвигателем шестеренчатого насоса, шестеренчатый насос НШ-10, обратный клапан, предохранительный клапан, масляный фильтр и вентиль слива масла из аккумулятора в масляный бак.

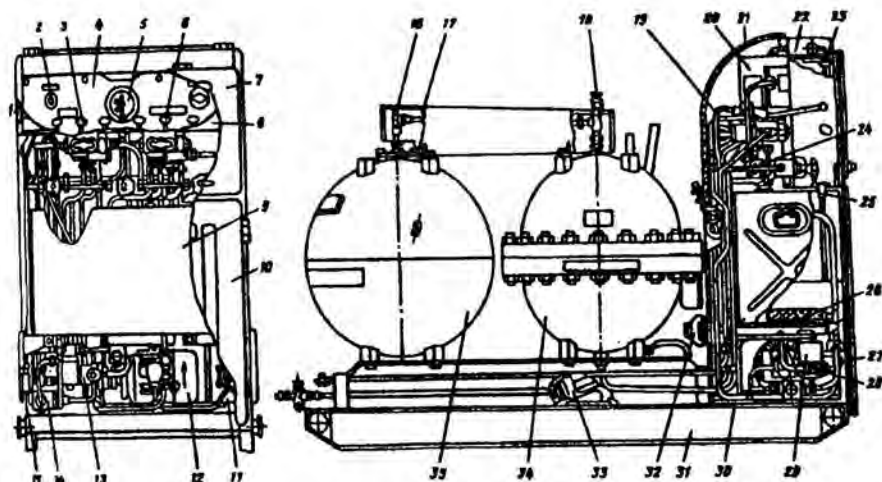


Рисунок 4.17 – Гидравлическое управление превенторами ГУП-100:

- 1 – маслозаборник; 2 – гидравлический манометр; 3, 6 – рукоятки управления;
 4 – панель приборов; 5 – электронный манометр; 7, 21 – крышки;
 8 – блок разделителей; 9 – масляный бак; 10 – дверь; 11 – электрооборудование пульта;
 12 – электродвигатель; 13 – шестеренчатый насос;
 14, 24 – предохранительные клапаны; 15 – реле уровня масла;
 16, 18 – вентиль кислородного баллона; 17 – воздухопровод; 19 – выключатель;
 20 – система обогрева; 22 – корпус пульта; 23 – плафон; 25 – шуп;
 26 – сетчатый фильтр; 27 – обратный клапан; 28 – вентиль; 29 – фильтр;
 30 – маслопровод; 31 – рамы пульта; 32 – звонок громкого боя;
 33 – ручной поршневой насос; 34 – пневмогидравлический сосуд;
 35 – пневматический сосуд

Таблица 4.17 – Техническая характеристика гидросистем управления превенторами

Показатели	ГУП-100 БР-1	ГУП-100 БР-1М	ГУП-100 БР-2
Число постов управления	6	6	6
Рабочее давление в гидросистеме, МПа	10	10	10
Вместимость масляного бака, л	200	250	250
Объем масла в аккумуляторе, л	68	71	163
Давление азота в аккумуляторе, МПа	6–6,5	5,5–6	5,5–6
Производительность НПП-10	10 см ³ за один оборот		
Производительность ручного насоса	15 см ³ за двойной ход		
Число баллонов с азотом для заправки гидроаккумулятора, если в каждом давлении по 15 МПа	3	3	6

Вспомогательный пульт состоит из металлического корпуса, в котором расположены два двухзолотниковых маслораспределителя, регулирующий клапан, масляный фильтр, блокировочный цилиндр и два гидравлических манометра.

Левый манометр показывает отрегулированное давление регулирующим клапаном, а правый – давление в гидросистеме. Первая рукоятка на панели закрывает и открывает ПУГ, вторая только закрывает нижний плащечный превентор, третья рукоятка закрывает только верхний плащечный превентор и четвертая рукоятка только открывает одну гидравлическую задвижку на линии дросселирования. Гидросистема работает на масле индустриальном И-40 А. В табл. 4.17 приводится техническая характеристика гидросистем.

4.8.3 Гидравлическое управление превенторами СН 6U-76 (Румынского производства)

Гидравлическое управление СН 6U-76 (рис. 4.18) состоит из следующих основных узлов: группы давления (основной пульт) 1, пульта управления (вспомогательный пульт) 5, комплекта трубопроводов 6. Гидравлическая схема обеспечивает три варианта работы управления:

- 1) с помощью основного пульта можно открывать и закрывать превенторы и задвижки, вспомогательный пульт выключен;
- 2) с помощью основного пульта можно открывать и закрывать превенторы и задвижки, а со вспомогательного только закрывать;
- 3) со вспомогательного пульта можно открывать и закрывать превенторы и задвижки, а с основного пульта никаких операций по управлению превенторами и задвижками проводить невозможно.

На передней панели основного пульта с правой стороны в верхней части имеются две рукоятки управления трехходовых распределителей. При верхнем положении рукоятки 2 со вспомогательного пульта можно открывать и закрывать задвижки, при нижнем – только закрывать. При верхнем положении рукоятки 3 вспомогательный пульт включен, при нижнем – выключен. При первом варианте работы обе рукоятки находятся в нижнем положении. При втором варианте работы рукоятка 2 находится в нижнем положении (вспомогательный пульт закрыт), рукоятка 3 – в верхнем положении (вспомогательный пульт включен). Для того чтобы закрыть превентор или задвижку, закрытые со вспомогательного пульта, необходимо рукоятку управления на вспомогательном пульте перевести в положение «открыто» и открыть с основного пульта. При третьем варианте работы обе рукоятки находятся в верхнем положении. При переходе к третьему варианту работы сначала необходимо включить вспомогательный пульт – рукоятку 3 перевести в верхнее положение, а потом уже перевести в верхнее положение рукоятку 2. Порядок перевода рукояток в верхнее положение нельзя нарушать.

Если по третьему варианту на скважине началось ГНВП и со вспомогательного пульта не удалось выполнить операцию по закрытию – открытию противовыбросового оборудования, то необходимо на основном пульте опустить рукоятки 2 и 3 вниз и провести закрытие – открытие превент

ра. Если при работе по первому варианту возникнет необходимость регулировать давление в камере закрытия универсального превентора, то необходимо рукоятку 4 управления регулирующим клапаном перевести в верхнее положение (регулирующий клапан включен) и, не включая вспомогательный пульт, при помощи регулирующего клапана отрегулировать давление. В случае применения гидравлического управления СН 6U-76 для работы с отечественным противовыбросовым оборудованием необходимо перевести стрелки электроконтактного манометра на давление включения 9 МПа и давление выключения 10 МПа.

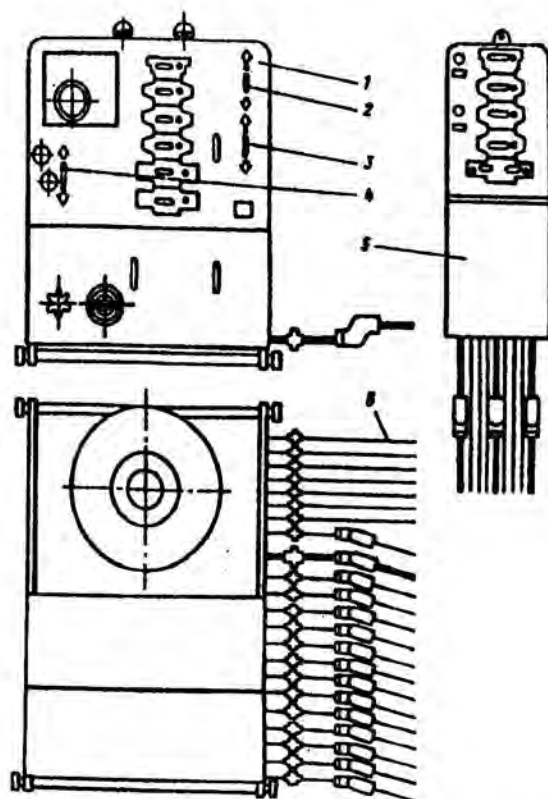


Рисунок 4.18 – Гидравлическое управление СН 6U-76

В настоящее время Воронежским механическим заводом выпускается станция управления противовыбросовым оборудованием (рис. 4.19), которая обеспечивает бесперебойную подачу рабочей жидкости к гидроприводным системам превентора по команде с основного пульта управления или дистанционного пульта управления бурильщика, а также поддержание требуемого давления рабочей жидкости. Станция предназначена для работ в умеренной, умеренно-холодной и холодной климатических зонах по

ГОСТ 165350. Станция управления оснащена аккумуляторными баллонами, работающими под давлением 21 МПа, трехплунжерным насосом электроприводом и автоматическим переключателем (все узлы во взрывобезопасном исполнении), насосами с пневматическим приводом (передаточное отношение 60:1) и воздушным автоматическим реле давления.

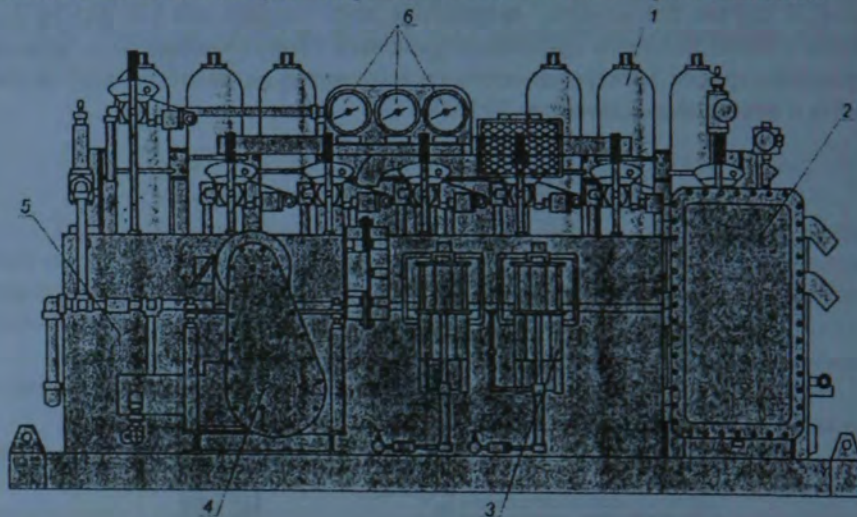


Рисунок 4.19 – Станция управления противовибровым оборудованием (Воронежский механический завод):

- 1 – пневмо-гидроаккумулятор; 2 – электрогидравлический шкаф;
3 – насос с пневмоприводом; 4 – насос трехплунжерный с электроприводом;
5 – бак; 6 – измерительные приборы

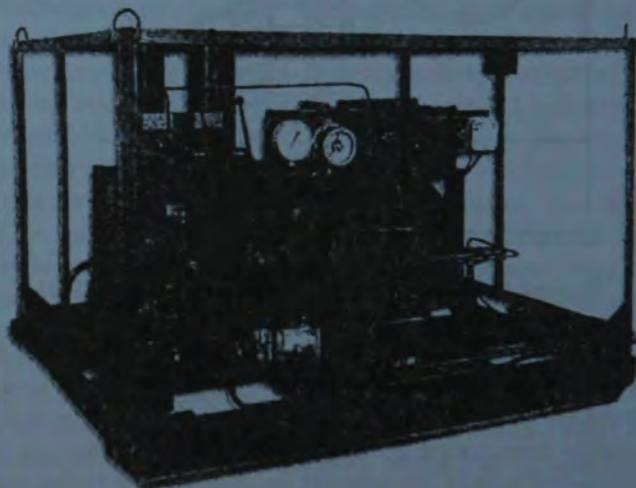


Рисунок 4.20 – Станция гидропривода СГП-10,5

Тульским машиностроительным заводом «Станкотехника» выпускается станция гидропривода СГП-10,5, которая состоит из силовой установки, выносного пульта управления и комплектов трубопроводов. Сама силовая установка (рис. 4.20) представляет собой жесткую каркасную конструкцию, удобную для транспортирования, на которой установлены пневмо-гидроаккумуляторный блок, система гидроуправления, основной пульт управления, насосный блок с электродвигателем, бак для рабочей жидкости с системами ее очистки и подогрева.

Превенторы герметизируют затрубное пространство, если в скважине трубы. Трубное пространство герметизируют обратным клапаном или же шаровым краном.

Клапаны изготавливают двух типов:

- 1) клапан тарельчатый (КОБТ);
- 2) клапан конусный с резиновым уплотнением (КОБ).

Клапан тарельчатый (рис. 4.21) состоит из корпуса 1 с присоединительными резьбами, направляющего гнезда 4, штока 5 с тарелкой 6, пружины 3 с гайкой 2.

Наворачивание обратного клапана на колонну труб при переливе раствора из скважины затруднено. Поэтому применяют приспособление, которое позволяет наворачивать клапан в открытом положении.

При интенсивном переливе скважины необходимо обратный клапан навернуть на квадратную штангу с вертлюгом для увеличения веса и затем уже наворачивать на колонну труб. После крепления клапана приспособление с квадратной штангой отворачивают и клапан закрывается.

Опрессовывают обратный клапан с использованием воды при рабочем давлении в течение 30 с.

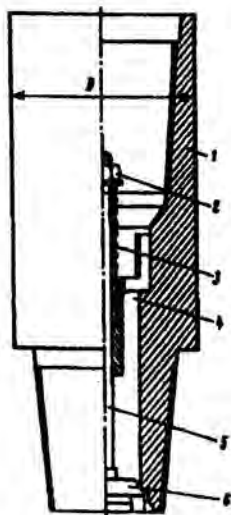


Рисунок 4.21 – Обратный клапан тарельчатый

В табл. 4.18 приводится техническая характеристика обратных клапанов для труб малого диаметра в условиях работы в эксплуатационных колоннах диаметром 146 и 168 мм.

Таблица 4.18 – Техническая характеристика обратных клапанов

Давление опрессовки, МПа	Условный диаметр труб		Обозначение резьбы	Диаметр наружный, мм	Длина, мм	Рабочее давление, МПа	Обозначение типоразм
	высаженные внутри, мм	высаженные наружу, мм					
19	60	—	3-66	80	240	15	КОБТ 80-
19	73	—	3-76	95	260	15	КОБТ 95-
19	89	73	3-88	108	270	15	КОБТ 108-
19	—	89	3-102	120	290	15	КОБТ 120-
19	102	—	3-108	133	310	15	КОБТ 133-

Шаровой предохранительный кран (рис. 4.22) состоит из корпуса имеющего в верхней части муфту с резьбой, а в нижней части – ниппель с резьбой. Закрытие производят при повороте шара 9 при помощи ключа который вставляется в пробку маневрирования 10. Верхнее седло 5 и нижнее 15 имеют сферические уплотнительные поверхности для соприкосновения с шаром 9. Герметизация давления под краном обеспечивается уплотнительными кольцами.

Постоянный контакт между шаром и седлами обеспечивается пружиной 16. Верхнее седло 5 опирается на сегментное кольцо. Плечо верхней части седла осуществляется узлом, состоящим из сегментной опоры, кольца и гибкого кольца 2.

Для смазки контактных поверхностей между шаром и седлами предусмотрена пробка 19.

Краны выпускаются двух типов:

- кран шаровой верхний (КШВ), который устанавливается между вертлюгом и квадратной штангой (левая резьба);
- кран шаровой нижний (КШН) с правой резьбой – устанавливается между квадратной штангой и бурильными трубами.

При возникновении проявления кран закрывают поворотом ключа на 90°.

Надо отметить, что применяемые обратные клапаны и шаровые краны имеют ряд недостатков, из-за которых они не находятся постоянно в составе бурильной колонны, и буровая бригада при начавшемся газонефтеводопроявлении с большим трудом и риском пытается навернуть шаровый кран или обратный клапан на бурильную трубу.

ООО «Фирма «Подземнефтегазсервис» разработан и предложено бойный противовыбросовый клапан с автономным приводом. Это устройство (рис. 4.23) представляет собой цилиндрический корпус с присоединительными резьбами на концах. Внутри корпуса размещены подпружиненные

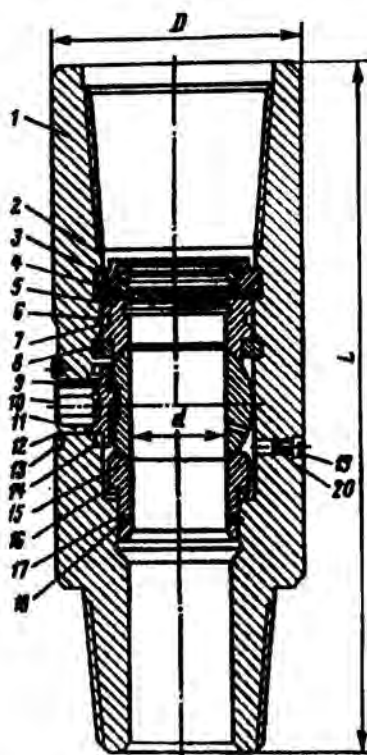


Рисунок 4.22 – Шаровой кран:

- 1 – корпус; 2 – гибкое кольцо; 3 – сегментный упор; 4 – кольцо; 5 – верхнее седло;
 6, 11, 17 – кольцо «О»; 7 – кольцо; 9 – шар; 10 – пробка маневрирования;
 12 – кольцо (2 шт.); 13 – ограничитель; 14 – подшипник скольжения (кольцо);
 15 – нижнее седло; 16 – пружина; 18 – кольцо – 2 шт.; 19 – пробка; 20 – прокладка

ное седло, обойма с поворотным шаровым запорным органом, имеющим осевой канал и фигурное сопло. При нормальной циркуляции бурового раствора клапан постоянно находится в открытом положении. За счет своей равнопроходности он обладает повышенной устойчивостью к размыву буровым раствором. Конструкция клапана целиком выполнена из металла и не имеет резиновых деталей, что позволяет использовать его в скважинах с высокой температурой и наличием в пластовом флюиде агрессивных примесей, в том числе H_2S и CO_2 . Использование клапана в составе буровой колонны над долотом исключает необходимость установки устьевых шаровых клапанов под рабочей трубой (квадратом), так как при начавшемся газонефтеводопроявлении забойный клапан автоматически перекрывает трубный канал скважины за счет возникновения в нем восходящего потока, сохраняя в трубном канале столб бурового раствора. Клапан изготавливает Воронежский механический завод, и используется он как в бурении, так и в капитальном ремонте скважин.

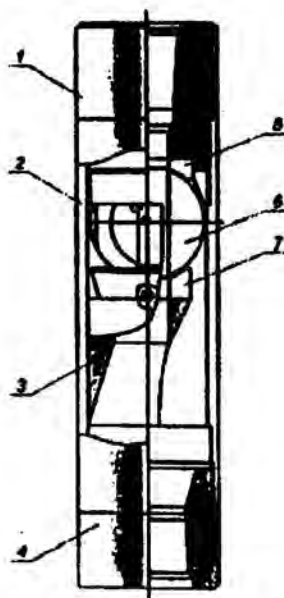


Рисунок 4.23 – Глубинный предохранитель клапан-отсекатель с автономным приводом типа КОП-73:

*1 – муфта для присоединения трубы верхняя; 2 – корпус; 3 – втулка;
4 – муфта для присоединения долота; 5 – вкладыш; 6 – клапан; 7 – опора*

4.8.4 Превентор плашечный гидравлический ППГ-156 × 320

Превентор ППГ-156×320 предназначен для герметизации устья скважин при наличии или отсутствии в скважине бурильных труб или НКТ с целью предупреждения проявления, выбросов и открытых фонтанов. Превентор (рис. 4.24) состоит из корпуса, крышек с гидроцилиндрами и плашек.

Корпус – это стальная отливка коробчатой формы с вертикальным проходным отверстием круглого сечения для размещения бурильного инструмента и сквозной горизонтальной прямоугольной полостью, в которой расположены плашки. Верхняя часть имеет гладкую плоскость, нижняя часть плоскости имеет уклон для стока раствора и направляющие ребра для перемещения плашек. Верхний и нижний присоединительные фланцы превентора совмещены с корпусом. На фланцах имеются канавки. При температуре окружающей среды ниже минус 5 °С полость плашек обогревается паром или горячей водой, которые поступают в паропроводы, встроенные в корпус превентора.

Прямоугольная полость в корпусе превентора с обеих сторон закрывается откидными гидроголовками, шарнирно подвешенными на корпусе. Крепление гидроголовок к корпусу производится винтами в количестве восьми штук. Такая конструкция превентора позволяет быстро сменить плашки, не снимая превентор с устья скважины даже при наличии в ней труб.

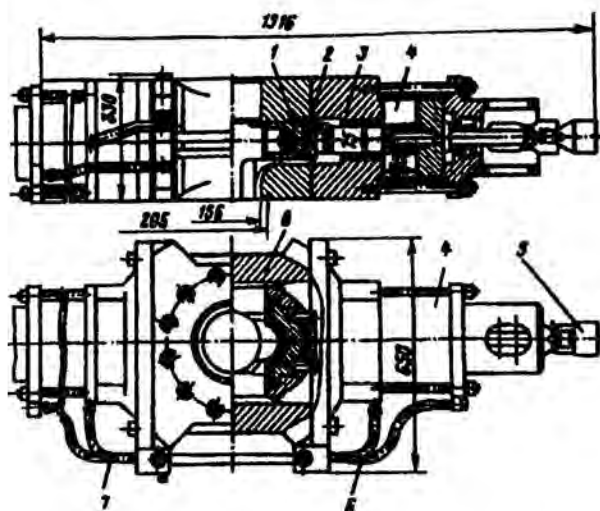


Рисунок 4.24 – Плащечный превентор ППГ-156x320:

1 – плашки; 2 – торцовое уплотнение; 3 – крышка; 4 – гидроцилиндр;
5 – карданный вал; 6, 7 – левая и правая трубы для гидропривода плашек; 8 – корпус

Герметичность между корпусом превентора и крышкой осуществляется резиновым уплотнением, установленным в канавку на внутренней плоскости крышки. Внутри гидроцилиндра установлен рабочий поршень со штоком для перемещения плашки.

Шток выполнен за одно целое с поршнем. Плашки соединяются со штоком «Г»-образным замком. Поршень образует в гидроцилиндре две гидравлические камеры (полости) закрытия и открытия превентора. Для перемещения поршня в гидроцилиндре в камеры через коллектор, поворотное ниппельное устройство по маслопроводу от основного пульта гидросистемы поступает масло под давлением 10 МПа. Для предотвращения перетока масла из одной камеры в другую в канавки на поршне устанавливаются два резиновых уплотнительных кольца.

При износе уплотнений на поршне происходит падение давления в гидроцилиндре и частое включение масляного насоса гидросистемы, так как одна из камер постоянно связана с линией слива масла в масляный бак гидросистемы. Проконтролировать состояние уплотнений на поршне можно следующим образом. Отсоединить маслопроводную трубку от камеры открытия в гидроцилиндре и слить из нее масло. Перевести рукоятку на основном пульте в положение «ЗАКРЫТО». При поступлении масла от гидросистемы в камеру закрытия поршень в гидроцилиндре перемещается на закрытие превентора, а через поврежденные резиновые уплотнения на поршне масло под давлением в камере закрытия будет просачиваться в камеру открытия и течь через штуцер для присоединения маслопровода. При этом следует заменить резиновые уплотнения на поршне. В месте прохода

штока через шейку крышки установлено уплотнение, герметизирующее камеру открытия в гидроцилиндре от внутренней полости превентора и среды скважины.

Уплотнение состоит из стальной и бронзовой втулок и четырех резиновых уплотнительных колец, установленных в канавке по наружному и внутреннему диаметру втулок. Втулки фиксируются от осевого перемещения в шейке крышки двумя пружинными кольцами. Износ уплотнения штока в крышке приводит к понижению давления в гидросистеме и потере масла.

Гидроцилиндр закрывается крышкой, состоящей из стальной отливки с четырьмя отверстиями под шпильки для крепления к цилиндру и полого стакана для защиты фиксирующего винта от механических повреждений.

Стакан имеет два продольных отверстия (135 × 70 мм) для визуального наблюдения за положением плашек в корпусе превентора. Для герметизации камеры закрытия в гидроцилиндре в крышке установлена бронзовая втулка с четырьмя резиновыми уплотнительными кольцами. Втулка в крышке гидроцилиндра фиксируется от осевого перемещения пружинным кольцом. Через отверстие во втулке проходит цилиндрическая часть фиксирующего винта ручного привода превентора.

Превентор комплектуется трубными и глухими плашками. Трубные и глухие плашки состоят из стального корпуса, стального сменного вкладыша и сменного резинового уплотнения. Корпус, вкладыш и резиновые уплотнения соединяются между собой болтами и контрятся проволокой. На вкладышах имеются два треугольных выступа, расположенных по диагонали для принудительного центрирования труб при герметизации устья. Глухими плашками герметизируется устье при отсутствии труб в скважине. Превентор комплектуется плашками под буровые и насосно-компрессорные трубы диаметром: 33,4; 42,2; 48,3; 60,3; 73; 88,9; 101,6; 114,3 мм.

При герметизации кольцевого пространства между трубой и обсадной колонной под давлением рабочего поршня происходит выдавливание части резины уплотнения между корпусом и вкладышем и поджатие ее к верхней гладкой плоскости плашек, обеспечивая при этом герметичность между трубой, плашкой и корпусом превентора. При монтаже превентора на устье скважины в перевернутом положении уплотнительная резина плашек будет поджиматься не к гладкой верхней плоскости в корпусе превентора, а к направляющим ребрам, вследствие чего герметизации между резиновым уплотнением плашки и корпусом превентора не будет. Поэтому все плашечные превенторы герметизируют устье и держат давление скважины только в том случае, когда оно направлено снизу вверх.

Привод плашек не только гидравлический, но и ручной. Ручной привод предназначен для фиксации плашек в закрытом положении, когда превентор закрыт от гидросистемы, а в аварийном случае (при отсутствии электроэнергии, давления масла в аккумуляторе и неисправной гидросистеме) и для руч-

ного закрытия плашечных превенторов. Ручной привод плашечных превенторов одностороннего действия, индивидуальный для каждой плашки. Им превентор можно только закрыть – открыть невозможно.

Привод состоит из штурвалов, стоек, карданных валов, специальных полукарданных соединений и фиксирующих винтов, размещенных в гидроцилиндрах превентора. Фиксирующий винт имеет левую резьбу (диаметром 50 мм, длиной 150 мм, 15 витков), которой он вывинчивается из резьбового отверстия в рабочем поршне и штоке при закрытии превентора от ручного привода или фиксации плашек в закрытом положении, когда превентор закрыт от гидросистемы. Специальный буртик (диаметром 62 мм) удерживает резьбовую часть винта внутри гидроцилиндра, а цилиндрическая часть винта (диаметром 40 мм), горизонтально перемещаясь в защитном стакане, указывает на положение плашек превентора «ЗАКРЫТО-ОТКРЫТО».

Принцип действия превентора следующий: при закрытии превентора от системы гидроуправления масло под давлением сжатого азота из пневмо-гидроаккумулятора, через маслораспределитель по трубопроводу подается в камеры закрытия в гидроцилиндрах, перемещая поршни со штоками и плашками к центру превентора, при этом герметизируя устье. Одновременно масло из камер открытия по трубопроводу поступает на слив в масляный бак гидросистемы.

При открытии превентора от системы гидроуправления масло под давлением по трубопроводу подается в камеры открытия, перемещает поршни со штоками и плашками от центра превентора на его открытие, а масло из камер закрытия по трубопроводу поступает на слив в масляный бак гидросистемы.

В случае выхода из строя системы гидроуправления для закрытия превентора применяют ручной привод. Для этого необходимо установить рукоятку соответствующего маслораспределителя на гидросистеме в положение «ЗАКРЫТО» и одновременным вращением обоих штурвалов по часовой стрелке на определенное количество оборотов закрыть превентор.

4.8.5 Превентор универсальный гидравлический (ПУГ)

Превентор универсальный гидравлический (ПУГ) предназначен для герметизации устья скважин вокруг любой части компоновки бурильной колонны и НКТ и полного перекрытия скважины при отсутствии в ней колонны труб. ПУГ позволяет проводить расхаживание, проворачивание и протаскивание колонны труб при герметизированном устье скважины с целью предупреждения прихватов. Проворачивать в ПУГе квадратную рабочую трубу и УБТ категорически запрещается, так как уплотнитель может выйти из строя.

Конструкция превенторов ПУГ 230×320, ПУГ 230×350, ПУГ 280×350 и ПУГ 350×350 аналогична. За исключением превентора ПУГ 230×320, который внизу корпуса имеет двухфланцевую катушку.

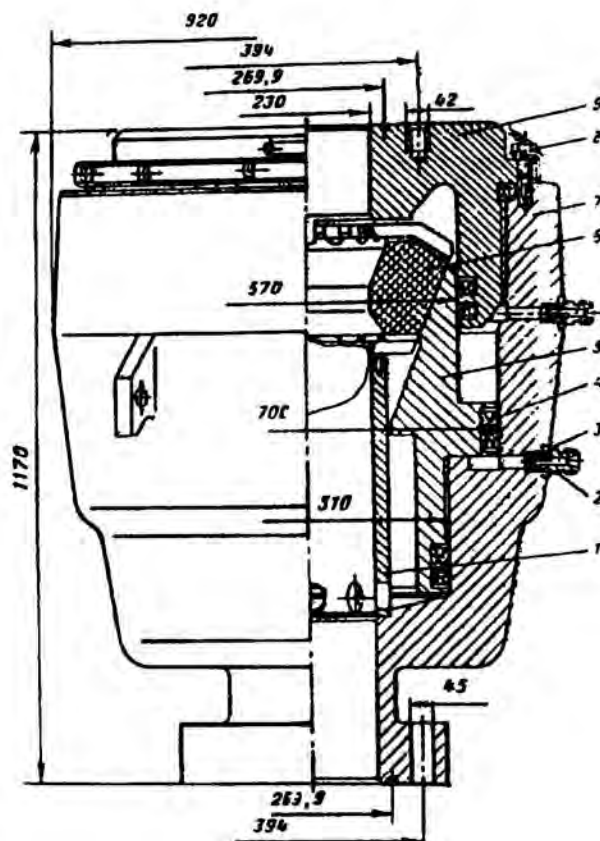


Рисунок 4.25 – Универсальный превентор ПУГ-230 x 35:

1 – втулка; 2 – штифтер; 3 – уплотнительное кольцо; 4 – манжета; 5 – плунжер;
6 – кольцевой уплотнитель; 7 – корпус; 8 – ограничитель; 9 – крышка

ПУГ состоит из корпуса 7, крышки 9, плунжера 5, кольцевого уплотнителя 6, втулки 1 (рис. 4.25).

Корпус, плунжер и крышка – стальные отливки ступенчатой формы. Крышка ввинчивается в корпус при помощи прямоугольной резьбы. Кольцевой уплотнитель – массивное резиновое кольцо, армированное металлическими вставками двутаврового сечения.

Корпус, плунжер и крышка образуют в превенторе две гидравлические камеры А и Б, изолированные манжетами. Камера А – распорная и служит для открытия превентора, камера Б – запорная и служит для его закрытия. Под давлением масла, подаваемого в запорную камеру из системы гидроуправления, плунжер движется вверх, перемещая кольцевой уплотнитель, последний при этом герметизирует устье скважины вокруг любой части буровой колонны, а также при ее отсутствии. Для открытия пре-

вентора масло подается в распорную камеру, плунжер перемещается вниз, кольцевой уплотнитель расширяется, принимая первоначальную форму. Жидкость из запорной камеры вытесняется в сливную линию гидравлического управления. Уплотнитель обеспечивает герметизацию устья за 30 с.

4.8.6 Превентор малогабаритный для ремонта скважин

Для ремонта скважин, где пластовые давления не превышают 15 МПа, разработан и применяется малогабаритный превентор с ручным управлением. Он позволяет сэкономить время на монтаже противовыбросового оборудования со станцией гидравлического управления. Малогабаритный превентор ППР-180 × 210 имеет следующую характеристику.

Диаметр условного прохода, мм	180
Рабочее давление, МПа	21
Управление превентором	ручное
Диаметр уплотняемых труб, мм:	
насосно-компрессорных	33, 48, 73, 89, 102, 114
бурильных	73, 89
Скважинная среда	некоррозионная (нефть, газ, конденсат, пластовая вода).
Максимально допустимая температура скважинной среды, °С	100
Габариты, мм	
длина	1490
ширина	544
высота	250
Масса, кг	400

Превентор ППР-180 × 210 (рис. 4.26) состоит из корпуса 2, крышек 4 с размещенными в них плашками 3, механизма ручного управления и узла шпинделя. Механизм ручного управления и узел уплотнения шпинделя включают: крышку 5 с окнами обеспечения доступа к нажимной втулке 6, ходовую втулку 8, связанную резьбовым соединением со шпинделем 9. Крышки 4 превентора крепят к корпусу винтами 1. При вращении втулки с помощью закрепленного на ней штурвала 10 создается крутящий момент, сообщающий шпинделю и соединенной с ним плашке возвратно-поступательное движение. В крышке 12 установлены подшипники 11, уменьшающие усилие, которое необходимо для управления превентором. Винт 7 предотвращает самоотвинчивание крышки. Плашка выполнена цельной, что позволило уменьшить ее габариты и массу при обеспечении необходимых прочности и жесткости. Уплотнитель плашки выполнен из двух частей: уплотнителей трубы и корпуса, что обеспечивает легкую и быструю смену уплотнительных элементов, а также замену только изношенной его

части. Проходное отверстие превентора перекрывается путем вращения штурвала по часовой стрелке, открывается – вращением против часовой стрелки.

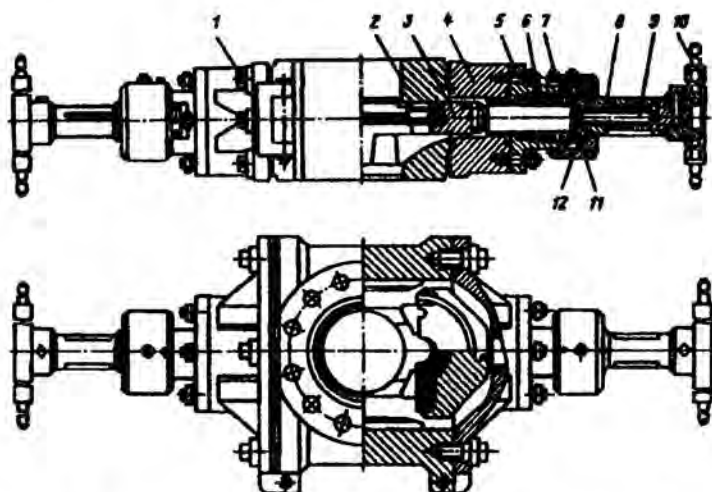


Рисунок 4.26 – Малогабаритный превентор для ремонта скважин ППР 180x210

4.8.7 Герметизирующее устройство устья скважины (ГУУС)

При ремонте скважин, на промыслах предприятия Кубаньгазпром, применяют герметизирующее устройство устья скважины (ГУУС) (рис. 4.27), которое состоит из фланца, размеры которого соответствуют размерам фланца трубной головки фонтанной арматуры 1, в том числе и размерам кольца фланца крестовины 2. В центральную часть фланца 2 встроен цилиндр 3, изготовленный из УБТ диаметром 203 мм с ленточной резьбой внутри.

Внутрь цилиндра вставляется пакет с двумя резиновыми элементами 5. В верхней части пакета – гайка 6 с наружной ленточной резьбой, идентичной резьбе в цилиндре 3, в нижней части – опорный неподвижный конус 4, который садится в седло в цилиндре 3. Неподвижный конус накручен на нижнюю часть патрубка 7, верхний конец которого соединен с задвижкой 8 или шаровым краном. Пакет резиновых элементов с гайкой крепления одет на патрубок 7. В верхней части задвижки или шарового крана ввернут патрубок с переходником 9 под элеватор и заканчивается патрубок червячного типа ниппелем под быстросоединяющую гайку 10.

Для герметизации устья скважины во время спуско-подъемных операций насосно-компрессорные трубы (НКТ) устанавливают в клинья, элеватором «ЭТА» зацепляют ГУУС за переходник, поднимают при помощи талевого системы и наворачивают на НКТ. Затем приподнимают ГУУС вместе с инструментом и, убрав клинья, опускают ГУУС в цилиндр герме-

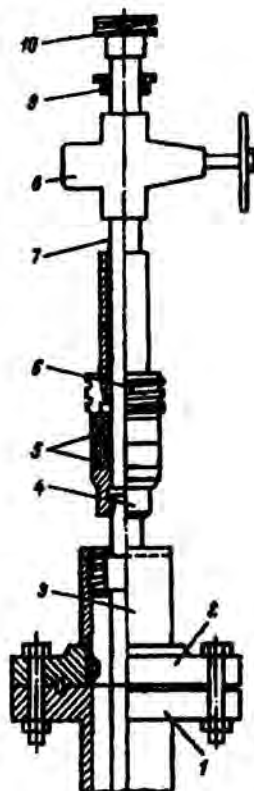


Рисунок 4.27 – Герметизирующее устройство устья скважин (ГУУС)

тизатора, разгрузив полностью талевую систему. При помощи трубного ключа «КТГУ» закручиванием гайки крепления с ленточной резьбой в цилиндре герметизатора распирают резиновые элементы, герметизируя затрубное пространство.

Трубное пространство перекрывается задвижкой 8 или шаровым краном. Вся операция занимает минуты. При герметизации устья во время бурения необходимо отвернуть квадратную штангу, выбросить ее на мостки, освободить квадрат от штропов, захватить элеватором ГУУС и загерметизировать устье, как в первом случае. Времени на герметизацию устья в этом случае уходит много и в случае перелива загерметизировать устье будет сложно.

Чтобы не допустить этого, соединяют между собой два элеватора «ЭТА» штропами так, чтобы их опорные плоскости были направлены в разные стороны (рис. 4.28). На нижнюю часть квадратной штанги наворачивают дополнительный переходник с проточенной шейкой под элеватор «ЭТА». Таким образом, исключается выброс квадратной штанги. Достаточно отвернуть квадратную штангу, один элеватор накинуть на ее шейку,

а второй на ГУУС. Затем поднять талевым блоком квадратную штангу, ГУУС и загерметизировать устье. На герметизацию устья таким способом времени затрачивается до пяти минут.

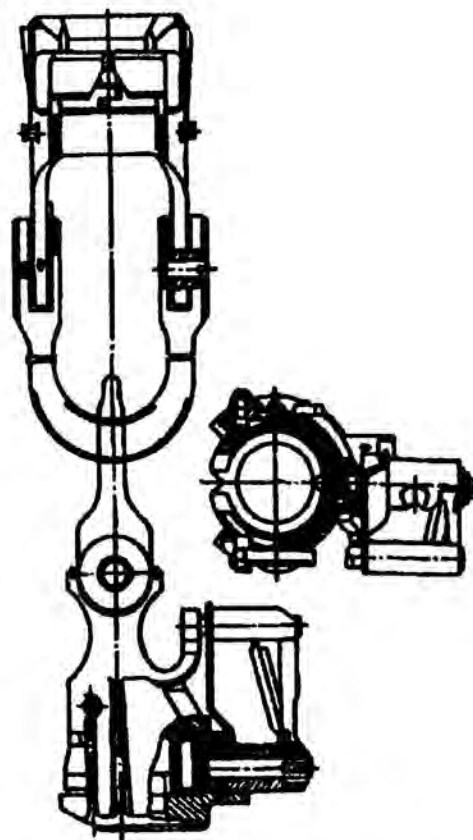


Рисунок 4.28 – Схема двух спаренных элеваторов «ЭТА», позволяющих, не выбрасывая квадратной штанги, захватив ГУУС, загерметизировать скважину

4.8.8 Предупреждение и ликвидация нефтегазопроявлений в глубоких скважинах и при бурении в условиях моря

Работы на суше. Схема работы с превенторами в глубоком и обычном бурении однотипны. Но в первом случае есть свои особенности.

На рис. 2.29 представлена схема обвязки устьевого оборудования, применяемого при вскрытии и испытании пластов в глубоких скважинах, бурящихся как на суше, так и на море со стационарных или с полупогружных платформ. Данная компоновка устьевого оборудования позволяет контролировать бурящуюся скважину при высоких пластовых давлениях и ликви-

ровать возникающие газонефтепроявления. В рассматриваемую компоновку входит следующее оборудование: нагнетательный манифольд 1, штуцерный манифольд 2, кольцевой превентор 3, трубные превенторы 6 и 14, превентор 8 с глухими плашками, напорная линия 12 насосов высокого давления, линия 11 для глушения скважин, дополнительная линия для глушения 13, штуцерная линия 9 к штуцерному манифольду, дополнительная штуцерная линия 15 к штуцерному манифольду, устьевая головка 16.

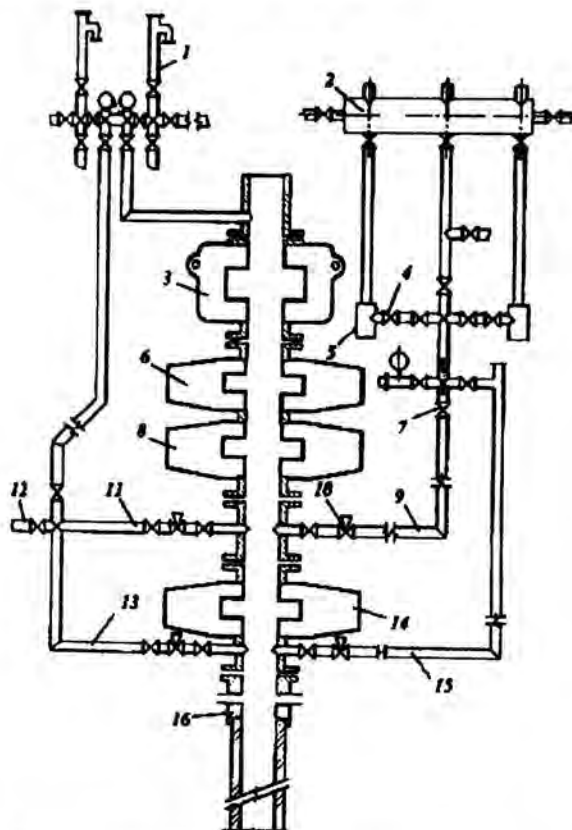


Рисунок 4.29 – Схема обвязки устьевого оборудования глубоких скважин

Такая компоновка позволяет ликвидировать осложнения, которые могут возникнуть в скважине как при вскрытии, так и при испытании пластов. Так, например, при возникновении газонефтепроявлений необходимо как можно раньше перекрыть скважину, а затем заглушить приток (выброс). После того как скважина перекрыта, прекращается дальнейшее поступление (пластовой) жидкости в скважину. Интенсивность притока снижается не мгновенно, а постепенно, за счет сжимаемости жидкости, заполняющей скважину. Приток жидкости замедляется по мере возрастания

давления в стволе скважины и полностью прекращается, когда сумма давления нагнетания жидкости на устье скважины и гидростатического давления жидкости в скважине становится равной пластовому давлению. При таких ситуациях очень важно знать давление, возникшее в бурильных трубах и кольцевом пространстве скважины. Эти давления позволяют определить ряд важных параметров, которые затем используются при ликвидации возникших осложнений. К этим параметрам относятся пластовое давление, характер выбрасываемой пластового флюида, необходимое противодействие, которое надо создать через штуцер (когда начинается циркуляция для контролирования скважины), плотность раствора для глушения скважины. Эти параметры выбирают исходя из необходимости создания на забое давления, которое при глушении скважины должно превышать пластовое давление и давление в нагнетательной линии насосов в начале циркуляции. Ликвидацию проявлений производят в два этапа: перекрытие скважин и глушение скважин с удалением жидкости притока из скважины. Поэтапные работы, связанные с перекрытием скважины, зависят от типа скважины, места ее расположения (на суше или на море), буровой установки (стационарные, морские полупогружные или плавучие буровые установки), типа проводимых работ (в процессе долбления, испытания или при СПО).

Перекрытие скважины при помощи рассматриваемой компоновки устьевого оборудования производится в следующей последовательности. В случае получения сигнала или предупреждения о возникновении проявления вскрываемого или испытываемого пласта процесс бурения (испытания) прекращают, рабочую трубу поднимают над столом ротора на такую высоту, чтобы можно было установить безопасный клапан под рабочей трубой. Следят также за тем, чтобы против уплотнений превенторов располагалась не муфта, а бурильные (или насосно-компрессорные) трубы. Буровые насосы отключают и проверяют скважину на самоприток. Если из скважины начинается перелив, то ее необходимо срочно перекрыть. Эта технологическая операция выполняется при помощи устьевого оборудования или штуцеров.

Перекрытие скважины может осуществляться при помощи устьевой арматуры. В этом случае задвижку 10 (см. рис. 4.29) штуцерной линии 9 закрывают, а затем закрывают и превентор 6 с трубными плашками. После этого задвижку 10 открывают, оставляя закрытой штуцерную линию. Такое перекрытие скважины проводится быстро, поэтому проявление из пласта в скважину прекращается в течение короткого промежутка времени, и тем самым объем притока и давление нагнетания на устье скважины доводят до минимума. При этом в скважине возникают значительные колебания давления. Эти колебания могут привести к ошибке в определении значений основных параметров контроля скважины (давлений нагнетания на устье скважины). Кроме того, при больших давлениях в скважине для открытия задвижки 10 требуется сообщение с нагнетательной стороной клапана, так как возникающий при этом перепад давления затрудняет открытие задвижки. Поэтому

наряду с использованием устьевого арматуры производят перекрытие скважины с использованием штуцеров. В данном случае для «мягкого» перекрытия скважины задвижку 10 закрывают, а клапаны 7, 4 открывают. При обнаружении проявления задвижку 10 открывают и направляют поток через штуцер 5 и штуцерный манифольд 2 в циркуляционную систему буровой установки. После этого закрывают плашки трубного превентора 6 и медленно перекрывают скважину путем ввода в действие клапана в штуцере 5. Окончательное перекрытие скважины достигается закрытием клапана 4. Недостатком «мягкого» перекрытия скважины является большая продолжительность процесса, и большие объемы жидкости из пласта поступают в скважину. Это затрудняет контроль над скважиной.

Выбор способа перекрытия производится с учетом опыта на данном месторождении и конкретных условий бурения (испытания) скважины, т.е. с учетом разницы между плотностями поступающего из скважины бурового раствора и прочностью породы пласта на разрыв у башмака колонны (эквивалентном плотности бурового раствора), максимально допустимого давления на устье скважины, скорости перекрытия противовыбросового оборудования и гидравлических клапанов и т.д. Входящие в компоновку устьевого оборудования клапаны, установленные на штуцерной линии 9 и дополнительной штуцерной линии 15, во время работы находятся в открытом положении и используются в случае возникновения аварии или при испытании штуцерного манифольда на давление. Если выходят из строя штуцер 5 или клапан 4, то поток направляют через резервный штуцер, подключенный параллельно штуцеру 5. В тех случаях, когда проявление возникает во время спускоподъемных операций, то подъем (или спуск) прекращают, верхний замок бурильной трубы размещают над столом ротора и колонну подвешивают на клиньях. На колонну труб устанавливают безопасный клапан, находящийся в открытом положении. После этого закрывают безопасный клапан и превентор с трубными плашками. Квадрат приподнимают над столом ротора, безопасный клапан открывают и производят регистрацию давлений: перекрытия бурильной колонны в кольцевом пространстве скважины и притока раствора в амбар. После перекрытия скважины, регистрации и определения необходимых параметров надо удалить из скважины жидкость (газ), поступившую из пласта, и закачать необходимый более тяжелый раствор, вытеснить первоначальный раствор для того, чтобы подвести скважину под контроль и продолжить бурение или ее испытание. С этой целью используется прямая или обратная циркуляция.

В отечественной и зарубежной практике наиболее часто применяют два метода глушения скважины с использованием контроля над давлением в бурильных трубах, когда давление в кольцевом пространстве на устье при закрытой скважине меньше максимально допустимого давления на разрыв обсадной колонны и устьевого оборудования: «Метод бурильщика» и «Метод ожидания и веса».

Основа «Метода бурильщика» заключается в следующем. При создании циркуляции включают насос, открывают штуцер 5 (см. рис. 4.29) и его

клапан регулируют таким образом, чтобы давление в кольцевом пространстве скважины было равно давлению в кольцевом пространстве на устье закрытой скважины плюс давление, обеспечивающее коэффициент безопасности, добавляемые к давлению на забое скважины во время работы по глушению скважины (выбросов) в динамическом состоянии. В течение всего времени, когда насос развивает запланированную скорость циркуляции, в кольцевом пространстве и бурильных трубах поддерживается постоянное давление. Когда насос начинает работать со скоростью, необходимой для глушения скважин, штуцер регулируют таким образом, чтобы поддерживать давление в бурильных трубах постоянным. Когда газированная пачка бурового раствора выйдет из скважины, циркуляцию прекращают и скважину выдерживают для стабилизации давления. Если давление в бурильных трубах и в кольцевом пространстве при закрытой скважине равно, то проявление ликвидировано. После этого производят второй этап глушения скважины путем нагнетания в скважину утяжеленного бурового раствора. С этой целью открывают штуцер 5 и включают насос. Пока насос не развил скорость циркуляции, рассчитанную для глушения скважины, штуцер регулируют таким образом, чтобы в кольцевом пространстве давление было постоянным. Когда будет достигнута запланированная скорость циркуляции, штуцер необходимо отрегулировать так, чтобы давление в бурильных трубах было равно давлению в момент перекрытия колонны бурильных труб на поверхности после появления выброса плюс давление, затрачиваемое на преодоление сопротивлений в гидравлических каналах труб, штуцера, долота и т.д., и плюс давление, обеспечивающее вышеупомянутый коэффициент безопасности. В процессе циркуляции, по мере того как продолжается нагнетание бурового раствора для глушения скважины, штуцер необходимо отрегулировать так, чтобы давление в бурильных трубах постоянно снижалось. Это снижение давления будет происходить до тех пор, пока раствор для глушения скважины не спустится до промывочных отверстий долота. После этого штуцер настраивают так, чтобы давление в бурильных трубах до конца циркуляции было бы постоянным. Когда утяжеленный буровой раствор начинает выходить из скважины, штуцер и скважину закрывают. Если в бурильных трубах и в кольцевом пространстве скважины избыточного давления нет, то скважина находится под контролем, и можно проводить запланированные работы.

При глушении скважины «Методом ожидания и веса» все работы проводят в один этап. Отличительной особенностью данного метода является использование для циркуляции при глушении скважины утяжеленного бурового раствора. Поэтому, как только перекрывают скважину, начинают приготовление бурового раствора необходимой плотности. После приготовления утяжеленного раствора создают циркуляцию в скважине. Когда насос набирает необходимую скорость циркуляции, на штуцере 5 (см. рис. 4.29) поддерживают постоянное давление. Как только утяжеленный буровой раствор начинает поступать в бурильные трубы с заданной скоростью, штуцер регулируют таким образом, чтобы давление в кольце-

вом пространстве скважины было равно давлению на устье закрытой скважины после обнаружения выброса плюс давление, обеспечивающее коэффициент безопасности. В зависимости от состояния скважины и разницы между фактическим давлением на устье скважины и допустимым давлением обсадной колонны и устьевого оборудования, числовое значение коэффициента безопасности принимают равным 1 МПа. После этого штуцер регулируют таким образом, чтобы давление в бурильных трубах снижалось по запланированному графику. Как только утяжеленный буровой раствор достигнет промывочных отверстий долота, циркуляцию прекращают, штуцер закрывают. В этот момент избыточное давление в бурильных трубах должно быть равно нулю, что говорит о превышении гидростатического давления утяжеленного бурового раствора над пластовым. После такой проверки снова открывают штуцер и включают насос. Штуцер регулируют на запланированное давление, которое поддерживают постоянным до окончания циркуляции. После жидкости выброса из скважины поступает первоначальный раствор, при котором произошел выброс, а затем последует раствор, приготовленный для глушения скважины. Как только этот раствор будет поступать из скважин, насос останавливают, штуцерную линию закрывают. Если в бурильных трубах и кольцевом пространстве избыточного давления нет, то скважина заглушена, и можно возобновлять работы. Если же давление в трубах существует, то это говорит о возникновении второго выброса, и операции по глушению скважины надо повторить. Следует отметить, что если выброс возник в конце испытания пласта перед подъемом испытателя пластов из скважины, то циркуляцию раствора при глушении производят через отверстия циркуляционного клапана испытателя пластов. Кроме этого, на верхнем конце бурильных труб или НКТ монтируют устьевую арматуру.

Указанные выше методы глушения скважины нашли наиболее широкое применение. Значительно реже применяется сопутствующий метод контроля скважины, сущность которого заключается в следующем. Пока скважина не перекрыта, и буровой раствор циркулирует, производят его утяжеление. После перекрытия скважины и регистрации давления в бурильных трубах при закрытой скважине, давления в обсадной колонне и притока раствора в амбар рассчитывают первоначальное конечное давление циркуляции и определяют необходимую плотность бурового раствора. После этого восстанавливают циркуляцию и увеличивают скорость циркуляции до скорости глушения при сохранении постоянного давления в обсадной колонне. Давление в бурильных трубах регулируют до первоначального давления циркуляции. Поэтому для сохранения соответствующего давления циркуляции каждый раз, когда увеличивают плотность бурового раствора, производят регулирование штуцера. Все эти операции проводят до тех пор, пока утяжеленный буровой раствор не достигнет поверхности.

При работе в условиях моря. Операции по контролю над скважиной усложняются при бурении в море с плавучих буровых установок (кораб-

лей). Трудности возникают в основном потому, что устье скважины и противовыбросовое оборудование находятся на дне моря, а штуцер размещается на буровом судне. При таком расположении устьевое оборудование вертикальные штуцерные линии имеют большую протяженность и изготавливаются из труб малого диаметра.

При небольших глубинах моря (50–400 м), как правило, в газоносных песках пластовые давления невысокие, но из-за того, что градиент разрыва этих песков небольшой, то для предотвращения подземных выбросов газа нельзя перекрывать скважину. В этом случае используется отклонитель (рис. 4.30), установленный на верху водоотделяющей колонны на безопасной глубине от буровой установки. Поток небольшой, поэтому он легко проходит через водоотделяющую колонну и отклонитель.

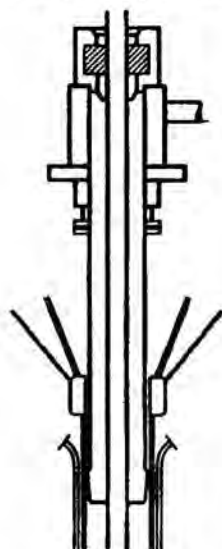


Рисунок 4.30 – Отклонитель

При больших глубинах моря пластовое давление в газоносной зоне очень высокое, поэтому приток газа может быть велик. На рис. 4.31. представлены зависимости дебита газа Q при различной глубине моря H от глубины залегания газовой зоны h (при бурении и испытании с водоотделяющей колонной, а также без нее). Данные графики позволяют определить вероятность возникновения выброса газа при глубине моря H 90 и 900 м (с водоотделяющей колонной и без нее).

Как видно из приведенных графиков, существует большая разница между притоками газа при использовании водоотделяющей колонны и без нее. Это объясняется тем, что если нет водоотделяющей колонны, и поступающий поток газа выходит из скважины на уровне грязевой линии (на дне моря), то полное гидростатическое давление морской воды действует на пласт и замедляет приток газа.

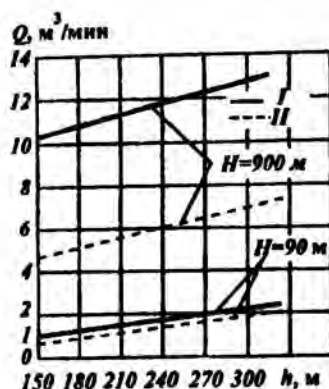


Рисунок 4.31 – Графики для определения вероятности возникновения выбросов газа при различной глубине моря:

I – с водоотделяющей колонной; II – без водоотделяющей колонны

Использование водоотделяющей колонны при большой глубине моря при вскрытии и испытании мелкозалегающих газоносных пластов может представлять опасность из-за больших притоков газа, которые необходимо сдерживать в течение неопределенного периода времени. Эти притоки могут превышать емкости оборудования, перерабатывающего газ на борту судна. Данная ситуация может привести к выходу газа на буровой площадке, что создает опасность пожара, к выбросу газа с морского дна, если будет сделана попытка уменьшить приток, и к смятию водоотделяющей колонны в глубоких водах, если она заполняется только газом. Таким образом, лучше проводить работы без водоотделяющей колонны и с выходом газа из скважины у грязевой линии. Этот метод можно использовать при вскрытии и испытании пластов с ограниченным объемом газа. Однако судно может потерять устойчивость из-за уменьшения плавучести, вызванной наличием под кораблем газированной морской воды. Поэтому при строительстве скважины в море, как правило, применяют водоотделяющую колонну. В этом случае компоновка устьевого оборудования, устанавливаемого на дне моря (рис. 4.32), состоит из присоединительного устройства 1, кольцевого надувного превентора 2, быстро отсоединяющегося соединителя 3, штуцерной линии 4, линии для глушения скважины 5, кольцевого надувного превентора 6, превентора 7 с глухими срезающими плашками, превенторов 8, 9, 10 с трубными плашками и присоединительного устройства 11, соединенного с устьем скважины 12. Штуцерная линия соединяется с устьевым оборудованием между трубными плашечными превенторами 9 и 10. Поэтому для перекрытия скважины могут использоваться все превенторы, расположенные выше присоединения штуцерной линии. Линия для глушения скважины присоединяется к устьевому оборудованию под компоновкой превенторов, что обеспечивает надежную герметичность перекрытия скважины при создании больших избыточных дав-

лений при ее глушении. Расположение ввода линии глушения под превентором 7 со срезающими плашками обеспечивает нагнетание раствора в скважину, если бурильная колонна будет срезана. Линия для глушения скважины может также использоваться как штуцерная линия, что обеспечивает значительное снижение потерь давления на трение в процессе притока жидкости.

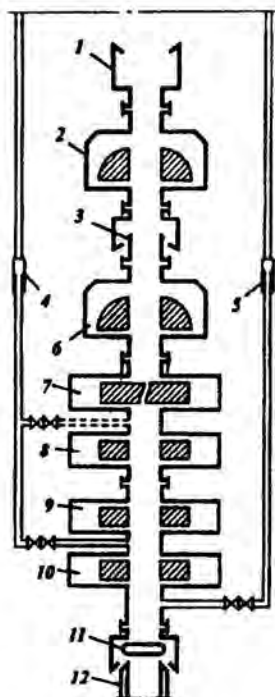


Рисунок 4.32 – Схема компоновки устьевого оборудования, устанавливаемого на дне моря

Всего для соединения устьевого оборудования с плавучей буровой установкой монтируются шесть линий, имеются две штуцерные линии и одна линия для глушения скважины.

Остальные гидравлические и пневматические линии предназначены для дистанционного контроля и управления погружным устьевым оборудованием. Водоотделяющая колонна и эти шесть линий монтируются из секций длиной 22,8 м. Кольцевой надувной превентор 2 (см. рис. 4.32) присоединяется к водоотделяющей колонне. Благодаря этому при шторме производится отсоединение водоотделяющей колонны при помощи быстро отсоединяющегося соединения 3 (при закрытом превенторе 2) и отход корабля в безопасное место. После возвращения на место бурения (или испытания) обеспечивается безопасное попадание в закрытую скважину.

Превентор 2 используется всегда для перекрытия водоотделяющей колонны. В случае, когда его уплотняющие элементы не обеспечивают герметичность, водоотделяющую колонну вместе с превентором поднимают на поверхность для ремонта или замены. Кольцевой превентор 6 используется в компоновке устьевого оборудования в качестве резервного превентора.

В случае возникновения проявления (или выброса) циркуляции бурового раствора прекращают, колонну бурильных труб приподнимают на такую высоту, чтобы первое замковое соединение под квадратом находилось на расстоянии 1 м от ствола ротора. Открывают безопасный клапан в штуцерной линии (клапаны на штуцерном манифольде всегда остаются открытыми). После этого закрывают кольцевой превентор 2 с минимальным рекомендуемым давлением, а затем медленно закрывают регулируемый штуцер на штуцерном манифольде и перекрывают ствол скважины. После закрытия скважины регистрируют давление на устье скважины и бурильную колонну подвешивают в плашечном превенторе. Открывая кольцевой превентор, проверяют герметичность плашечного превентора. После этого проводят технологические операции по глушению скважины и удалению жидкости проявления из водоотделяющей колонны. Если имеются сведения, что в ней может находиться определенное количество газа, то перед созданием циркуляции закрывают превентор. Когда циркуляция заканчивается, то перед открытием превентора первоначальный буровой раствор замещается раствором для глушения через линию для глушения скважины в водоотделяющей колонне.

Рассмотренные выше методы ликвидации газонефтепроявлений нашли широкое распространение за рубежом. В отечественной практике за последние годы наметилось перспективное направление по ликвидации газонефтепроявлений – с использованием забойных превенторов. Перенос превенторов с устья на забой скважины повышает безопасность при выполнении технологических операций по ликвидации газонефтепроявлений и выбросов.

Глава 5.

ФОРМИРОВАНИЕ КАНАЛОВ В ЗАЦЕМЕНТИРОВАННОМ ЗАКОЛОННОМ ПРОСТРАНСТВЕ И ВИДЫ РЕМОНТНО- ИЗОЛЯЦИОННЫХ РАБОТ

Одна из самых актуальных проблем в нефтегазопромысловом деле – это предупреждение и ограничение газонефтеводоперетоков к ПЗП и их проявлений в процессе разработки нефтяных и газовых месторождений, особенно на их поздней стадии разработки. Решение проблемы усугубляется чрезвычайной сложностью и многогранностью процесса обводнения скважин, многообразием причин возникновения и путей движения флюидов. В связи с падением пластового давления на завершающей стадии разработки начинают активно внедряться подошвенные воды. Внедрение пластовых вод в залежи осложняет и удорожает эксплуатацию месторождений, существенно снижает прочность коллектора, в том числе и в ПЗП, который, разрушаясь, выносит песок, создающий песчаные пробки, разрушающие оборудование и трубы.

Многообразие условий часто бывает причиной случайного выбора материалов и технологии РИР, что обуславливает низкую эффективность работ по повторному цементированию. Это является следствием недостаточной изученности процессов, происходящих в пластовых условиях, и факторов, непосредственно влияющих на эффективность работ. Кроме того, этому способствует отсутствие должной информации о положительном производственном опыте других нефтепромысловых районов или недостаточное желание изучать и применять этот опыт в конкретных промысловых условиях.

В основу успешности повторного цементирования должна быть положена такая разработка технологии этой операции, которая гарантировала бы высокое качество работ при строгом ее выполнении.

Первичное цементирование обсадных колонн нередко оказывается некачественным даже при условии использования самой совершенной технологии, новейших технических средств, соответствующих тампонажных материалов и химических реагентов для регулирования свойств раствора и камня. Это связано с невозможностью полного замещения глинистого раствора цементным. И какие бы гидравлические программы цементирования скважин, разработанные на основе моделей Оствальда, Бингама и других для вязких и вязкопластичных жидкостей не составлялись, контакт вытесняющего глинистый раствор тампонажного (цементного) раствора с породой (и зачастую со стенкой скважины) пока, при существующей технологии, не обеспечится. Оставшийся глинистый раствор и глинистая корка под действием твердеющего цементного раствора-каменя разрушается. Возникают каналы различных размеров и конфигурации, по которым про-

исходят перетоки воды, нефти, газа из одного пласта в другие. Наличие же перетоков флюидов недопустимо в любых по назначению скважинах.

Газонефтеводопроявления и перетоки – это осложнения при заканчивании и эксплуатации нефтяных и газовых скважин, требующих длительных и дорогостоящих ремонтных работ. Поэтому главное – это их предупреждение, профилактика. К наиболее характерным осложнениям, связанным с газонефтеводопроявлениями и перетоками флюидов при эксплуатации газовых скважин, относятся следующие:

- 1) негерметичность резьбовых колонн и узлов колонной головки;
- 2) заколонные (межколонные) каналообразования;
- 3) накопление газа в межтрубном (затрубном) пространстве;
- 4) межколонные перетоки и насыщение газом вышележащих пластов;
- 5) грифонообразования.

Каждая из названных причин может способствовать возникновению открытых газовых (нефтяных) фонтанов и грифонов.

Решение проблемы ограничения водопритоков к скважинам необходимо рассматривать как выполнение комплекса таких геолого-промысловых и технико-экономических задач, как диагностика обводнения скважин, выбор метода изоляционных работ и его соответствие характеру обводнения скважин, прогнозирование и предупреждение преждевременного обводнения скважин с учетом экономических показателей.

Если верхние или нижние воды, появляющиеся у ПЗП, требуют безотлагательной изоляции известными методами, то появление воды в скважинах за счет подошвенных, контурных и закачиваемых вод требует комплексного подхода к изучению путей проницаемости, режима отбора (вследствие подтягивания конуса, движения ВНК, технологических воздействий на пласт и другие).

5.1 Природа негерметичности зацементированного заколонного пространства

Выявление природы газопроявлений и движения жидкости после цементирования скважин, в период освоения и при последующей эксплуатации, объяснение причин движения флюидов по зацементированному заколонному пространству, объединение наблюдений и результатов экспериментов в единую теорию представляют сложную задачу.

Для случаев возникновения газонефтеводопроявлений и перетоков флюидов в скважине на любом этапе ее строительства необходимо наличие физических условий возникновения этих проявлений. Под физическими условиями возникновения газонефтеводопроявлений и перетоков флюидов понимается наличие в скважине, за цементированной обсадной колонной геологических или технологических факторов, которые потенциально могут вызвать не предусмотренное технологией работ и неуправ-

ляемое поступление флюида в ствол скважины в процессе ее сооружения, эксплуатации или ремонта. *Под газонефтеводопроявлениями (ГНВП) как физическим явлением понимается перенос пластовых флюидов из пород, слагающих разрез, в каналы и ниши, возникшие в зацементированном заколонном пространстве.* Насыщенность объекта потенциального проявления жидкостью или газом является необходимой при отнесении его к объекту потенциальной опасности возникновения ГНВП и перетока флюидов, но недостаточной. Только совместное событие – наличие пластовых флюидов и проницаемость пласта – позволяют считать этот пласт фактором потенциального возникновения проявлений. Основные источники движущих сил в нефтяных залежах: напор пластовых вод на контуре, упругость жидкости и породы, давление сжатого газа газовой шапки, упругость выделяющегося из нефти растворенного газа, собственная сила тяжести нефти. Основными источниками пластовой энергии, обуславливающей движение газа и газоконденсата из пласта, являются напор расширяющегося сжатого газа, перемещение краевых пластовых вод и упругость газа, жидкости и породы. Эти источники действуют при проявлениях и перетоках флюидов.

Основными характеристиками пластов, которые определяют возможность и интенсивность поступления содержащихся в них флюидов в ствол с последующим продвижением через зацементированное заколонное пространство скважины, являются:

- пластовое давление (важнейший параметр – движущая сила ГВНП, пласты с АВПД наиболее опасны с точки зрения поступления флюида в скважину);
- проницаемость;
- упругоёмкость (сжимаемость);
- коэффициенты проницаемости и пьезопроводности;
- температура (плотность и вязкость флюидов напрямую зависят от температуры и давления).

Основными свойствами пластовых флюидов, которые определяют развитие ГНВП, являются: тип флюида; агрегатное состояние; плотность; вязкость и др.

Но во всех случаях в зацементированном заколонном пространстве для продвижения флюидов необходимо наличие формирующихся и/или сформированных каналов.

Негерметичность крепи скважин – это значит, что в зацементированном заколонном пространстве сформировались канал, каналы, сеть каналов различной величины и направленности.

Качество крепи (качество цемента, качество обсадных колонн, отдельных труб и в целом всей конструкции и технологии проведения работ) следует определять термином герметичность. Это цель, которая должна быть достигнута и обеспечена. Скважина может буриться в течение длительного или небольшого периода времени, с осложнениями или без них, но если ее крепь окажется негерметичной, скважина не выполнит

своего назначения. При эксплуатации скважин последуют длительные часто повторяющиеся дорогостоящие ремонтные работы, которые далеко не всегда приводят к желаемому результату. Этот вид подземного капитального ремонта принято называть ремонтно-изоляционными работами, или ограничением водопритока, или ликвидация водопроявления. Их не следует путать с подтягиванием конуса воды при нарушении режима эксплуатации нефтяной скважины. Для выбора метода и материала в целях ликвидации газонефтеводопроявлений и перетоков флюидов в зацементированном заколонном пространстве необходимо знать природу каналаообразований их место и размеры.

Какие же причины могут способствовать образованию каналов в зацементированном заколонном пространстве? Рассмотрим их.

5.1.1 Отделение избыточной воды затворения цемента.

Проницаемость цементного раствора

С этим процессом часто связывается негерметичность зацементированного заколонного пространства в результате образования поднимающейся водой каналов в цементном растворе-камне.

Процесс отделения избыточной воды затворения от цементного раствора в технической литературе назывался до недавнего времени седиментацией, пока не было уточнено, что осаждения твердой фазы цементного раствора не происходит, он сразу всей массой опускается на дно сосуда (забой скважины), и в это же время от него отделяется вода. А это принципиальная разница. Процесс краткосрочный. Речь идет о растворе из тампонажного цемента для «холодных» или «горячих» скважин с 50 % воды, без химической обработки и иных компонентов. Вода накапливается под любыми преградами, в т.ч. под муфтами, у центраторов.

Для прохождения всех химических процессов длительного твердения портландцементов при нормальных условиях требуется несколько менее 30 % (по весу от веса цемента; но и в этом случае часть воды собирается на поверхности цементного теста или в местах разрыва столба из тампонажного портландцементного или шлакового раствора). Избыточное количество воды принимается из соображений обеспечения прокачиваемости раствора в скважине.

Экспериментальные работы показали, что каналы в твердеющем цементном, цементно-песчаном и шлакопесчаном растворах отсутствуют при использовании цемента завода «Октябрь», имеющего удельную поверхность порошка 3000–3600 см²/г. Шлак с той же тонкостью помола также не показывал отделения воды с образованием каналов (условия нормальные). В цементных растворах из цементов более грубого помола (например, Карадагского завода) при тех же условиях возникают явно прослеживающиеся потоки воды почти по всей двухметровой высоте стеклянных «моделей». То же повторялось при испытании труб, кольцевое пространство ко-

торых было зацементировано. Особенно они заметны при наклонном расположении трубок или в трубках, имеющих резкие перегибы. Еще активнее движение воды наблюдается при введении в эти цементы немолотого песка, особенно крупнозернистого, особенно магнетитового, тяжелого, в соотношении большем, чем 3 : 1 (условия нормальные).

Внешняя сторона явления заключается в том, что через некоторое время после затворения цемента грубого помола (с песком или без него), помещенного в вертикальный сосуд, начинается восходящее движение свободной (химически и физически несвязанной) воды. Результат такого движения – образование по всей высоте сосуда в еще не загустевшем цементном растворе (сплошных или прерывистых) каналов либо заполненных водой, либо продуктами гидратации (рис. 5.1).

На рис. 5.2, известковые отложения в каналах сменяются растрескавшимся глинистым раствором.

При вертикальном расположении трубки потоки могут окончиться водяным поясом или затеряться в массе раствора и не смогут пройти через всю массу раствора (рис. 5.3). В наклонном цилиндре вода, пройдя сквозь небольшой слой раствора, достигает внутренней верхней поверхности цилиндра и, скользя вдоль нее, образует восходящий поток. При горизонтальном расположении цилиндра вода накапливается у верхней внутренней стенки цилиндра (представьте себе горизонтальный ствол скважины).

Время формирования канала в цементном растворе зависит от природы вяжущего и его удельной поверхности, объема раствора, высоты столба, наклона цилиндра (см. рис. 5.3) (т.е. уменьшения высоты столба), вязкости и статического напряжения сдвига. Оно длится от нескольких минут до десятков минут в комнатных условиях. При повышенных и высоких температурах – меньше. При последующем затвердевании цементный раствор-камень поглощает воду, и канал может быть «пустым».

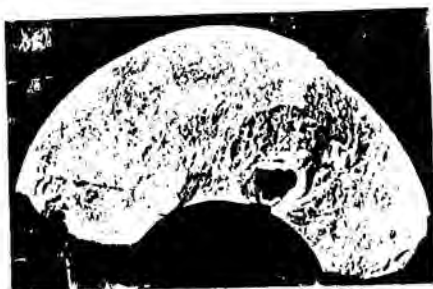
Все эти движения избыточной воды затворения легко прекращаются введением в цементный раствор структурообразователей. цементный раствор в таком случае не будет расслаиваться, вода не станет отделяться. Этот метод прочно вошел в практику цементирования скважин.



Рисунок 5.1 – Известковые накопления в канале, проложенном водой



а)



б)



в)

Рисунок 5.2 – Известковые отложения (а), со свинцем (б) – цемент имел малую удельную поверхность ($2100 \text{ см}^2/\text{г}$) или растрескавшимися отложениями (в) в канале цементного образца

Характерный случай (как будто специально для объяснения необходимости применять структурообразователи) произошел в скважине № 674 Хаян-Корт (б. Грознефть) при цементировании хвостовика. Конструкцией скважины предусматривалось перекрытие нижнемеловых отложений в интервале 3450–4110 м хвостовиком с последующим его цементированием на всю высоту. Верхняя часть хвостовика с левым переводником устанавливалась на глубине 3295 м – на 155 м выше башмака предыдущей колонны. Забойная температура составляла 153°C , давление – 85 МПа. При цемен-

тировании израсходовано 45 тонн шлака, 23 тонн магнетитового немолотого песка, 21,6 тонн воды и 45 кг ВВК. Средняя плотность тампонажного раствора (17 проб) составила $2,06 \text{ г/см}^3$. Начало схватывания при 100°C и давлении 70 МПа – 3,5 часа, конец – 5 часов, период схватывания 1,5 часа, растекаемость – 21 см, плотность – $2,05\text{--}2,10 \text{ г/см}^3$.

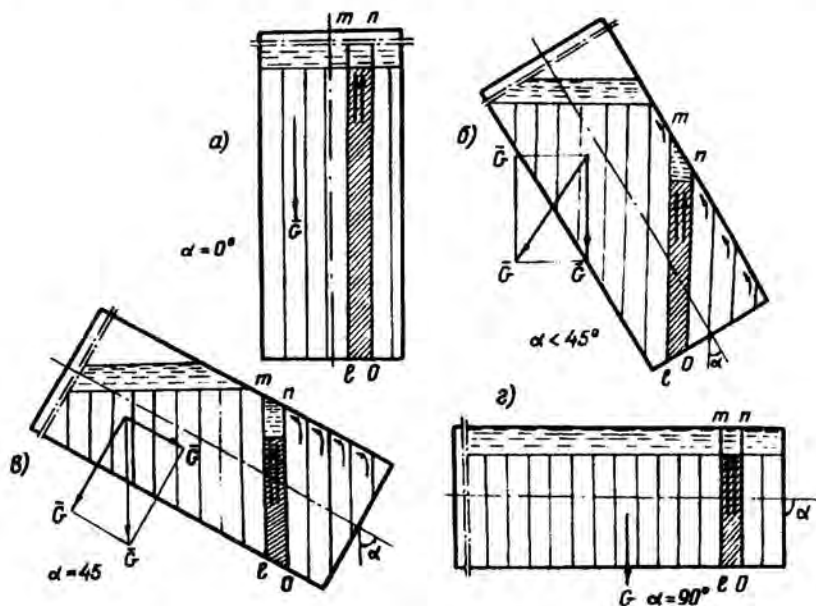


Рисунок 5.3 – Схема образования каналов в цементном растворе в зависимости от наклона вмещающего цилиндра

Продавку производили четырьмя агрегатами со средней подачей 30 л/с. После продавки $28,4 \text{ м}^3$ из расчетных $45,5 \text{ м}^3$ продавочной жидкости, на что было затрачено 15 мин., для фиксирования момента среза шпилек на подвесной пробке перешли на работу одним агрегатом. В этот момент давление возросло с 20 до 30 МПа. Циркуляция прекратилась. Увеличение давления до 34 МПа результатов не дало. Через 20 мин. приступили к подъему труб. После того, как в скважине осталось 500 м 114-мм буровых труб, глинистый раствор из отвинчиваемых труб перестал переливать. Оказалось, что следующие 50 м труб заполнены смесью шлакопесчаного и глинистого раствора, а ниже в трубе находилась разделительная пробка, под которой было 10 тонн цементного шлакопесчаного камня. Из последующих труб после отвинчивания стала вытекать прозрачная жидкость, оказавшаяся фильтратом тампонажного раствора. Осмотр труб показал, что ниже 450 м буровых труб, трубы, находящиеся в интервале 3295–2845 м, заполнены камнем, через который проходил канал, заполненный отфильтровавшейся из тампонажного раствора жидкостью. Канал прослеживался не по всей длине колонны. В

верхней части колонны бурильных труб канал наблюдался только в интервалах между внутренними высадками труб или вовсе отсутствовал – трубы заполнены камнем. Канал всюду прилегал к стенке труб. Это вызвано тем, что в этом интервале скважина была наклонена к вертикали под углом $9-11^\circ$ (рис. 5.4 и 5.5).

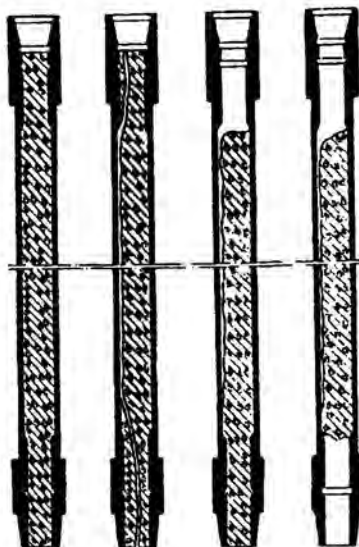


Рисунок 5.4 – Расположение канала в трубах, заполненных тампонажным (шлакопесчаным) раствором



а)



б)

Рисунок 5.5 – Канал в тампонажном (шлакопесчаном) камне в трубах, поднятых из скважины № 674 Хаян-Корт (а, б)

Анализ материалов по разбуhrиванию шлакопесчаного камня в хвостовике показал, что верхние 7 м хвостовика были свободны от камня. Последующие 25–37 м долото спускалось с небольшим проворачиванием. Но основная масса шлакопесчаного камня, заполняющего хвостовик, разбуhrивалась равномерно, без провалов инструмента. Тампонажный шлакопесчаный раствор (шлак был помолот до удельной поверхности $1920 \text{ см}^2/\text{г}$, магнетитовый песок естественной крупности имел плотность примерно $3,2 \text{ г}/\text{см}^3$), приготовленный и исследованный на «седиментационную устойчивость», имел эту устойчивость ниже устойчивости обычного цементного раствора, приготовленного из тампонажного цемента, в 3 раза. В результате уже в процессе цементирования вода начала подниматься по 114-мм бурильным трубам, образовав канал длиной несколько десятков метров, что было установлено после подъема и разборки колонны труб.

Процесс образования каналов в цементных растворах возникает при тонкости помола цемента (шлака) менее $2000\text{--}2500 \text{ см}^2/\text{г}$ (все определяется технологией и природой материала), особенно в случае добавления песка естественной крупности, особенно магнетитового песка.

Масса цементного раствора повышенной плотности (так как в это же самое время идет отделение воды) опускается (или сползает в случае наклонной плоскости – не вертикального ствола скважины), вода по наиболее слабым участкам с еще не сформировавшимися связями структуры вследствие разности плотностей составляющих раствора поднимается вверх.

Введение в тампонажные растворы структурообразователей (например, бентонитовой глины и/или любых искусственных высокомолекулярных соединений) и помол до удельной поверхности более $3000 \text{ см}^2/\text{г}$ предупреждают отделение воды, т.е. возможное каналообразование в массе раствора. Очевидно, высокими «водоудерживающими» свойствами обладают органические высокомолекулярные реагенты, а также реагенты серии «Крепль».

В горизонтальных скважинах в случае спуска и цементирования обсадной колонны вода затворения чистых цементных растворов скапливается у верхней части стенки скважины и поглощается цементным раствором-камнем (эффект контракции). Газ может свободно перемещаться по каналу. А при наличии посторонней воды – преодолев это препятствие.

5.1.2 Водоотделение и водоотдача цементного раствора

Но все это связывается с водоотстоем, т.е. отделением воды вследствие ее избытка от массы цементного раствора без приложения давления. Помещая цементный раствор в сосуд с фильтром в его нижней части и создавая сверху давление, сталкиваемся с явлением, называемым водоотдачей. Водоотделение может быть равно нулю, а водоотдача этого же раствора будет значительной, и время ее прохождения незначительно.

Смещение вниз твердой фазы и проницаемости цементного раствора связаны с его водоотделением и водоотдачей. Впервые на это свойство цементных растворов обратили внимание Л.Н. Шадрин и Е.П. Катенев.

Водоотдача – это процесс отделения воды из цементного раствора под действием перепада давления, а водоотделение (водоотстой) цементного портландцементного раствора – это отделение воды в поле тяготения без постороннего на него воздействия. Они определяются, в первую очередь, природой самого материала (главнейший фактор) удерживать воду и степенью его дисперсности. Их абсолютная величина зависит от объема взятого раствора и водоцементного отношения. Если испытания проводятся в цилиндре ограниченных размеров, то при диаметре 30–50 мм высота столба более 500 мм на величину водоотделения практически не оказывает влияния.

Водоотдача цементных растворов – важный фактор, имеющий большое значение во всех случаях при цементировании скважин с использованием скребков (и движений колонны), снимающих с поверхности проницаемых пород глинистую корку. Отфильтровываемая вода проникает в любой коллектор, то числе и в продуктивный пласт, загрязняет призабойную зону и может служить причиной нарушения целостности цементного столба в заколонном пространстве.

Проницаемость цементного раствора связана с водоотделением и образованием каналов в массе цементного раствора, а также с возможностью или невозможностью проникновения цементного раствора (а не только его фильтрата) в пористую среду (трещиноватые породы, песчаник и песок).

Опыты по установлению *возможности проникновения цементного раствора в ненарушенный песчаный коллектор* проведены следующим образом. В металлическую обойму на сетку насыпался кварцевый песок или помещался песчаный образец (высота 60 мм) в форме усеченного конуса; сверху обойма наполнялась цементным раствором, затем водой создавалось давление. Без видимого затухания фильтрации через цементный раствор прокачивалось несколько десятков объемов воды от его первоначального объема; при значительном спрессовывании цементного теста фильтрация затухала. Следовательно, еще не начавший приобретать структуру цементный раствор может пропускать через себя воду (очевидно, и газ), заменяя воду затворения. Но может, спрессовавшись, не пропускать. Все определяется длиной столба цементного раствора, водоудерживающей способностью цемента (его природой, технологией производства и тонинной помола, возникающими гидравлическими сопротивлениями и величиной создаваемого перепада давления).

После того, как начнется течение по каналам цементного камня (любого возраста), можно говорить о *суффозии, т.е. выносе мелких частиц и растворенных веществ*. Этот процесс возможен, очевидно, начиная с набора некоторой прочности структуры цементного раствора. Иначе, когда структура только зарождается, напорное движение воды по еще полностью сообщающимся порам сразу же приведет к разрушению этой зарождающейся структуры, хотя бы потому, что она слаба. Вода же, появившаяся в образовавшихся каналах, после наступления конца схватывания раствора

начинает поглощаться твердеющим цементным раствором. Для развития и прохождения процесса суффозии необходимо постоянное движение через пористое тело воды (газа).

Проверка движения воды затворения цемента в цементном растворе может быть осуществлена на приборе, схема которого приведена на рис. 5.6. Для удержания цементного раствора сверху, т.е. для предотвращения его перемещения, в верхней части правого большого колена 4 трубки поставлен тканевый фильтр 1 и припаяна чаша 2 с отводом 3. В трубку до установки фильтра заливался цементный раствор (испытаны составы с водоцементным отношением 0,5, 0,6 и 0,65, цемент новороссийского завода «Октябрь»). Снизу через суженный конец подавался воздух, давление которого было равно гидростатическому с последующим повышением (в различных вариациях). Система ртутных манометров контролировала давление снизу и сверху. Время начала создания давления выбиралось разное: от немедленной подачи газа после заливки трубки до различных сроков – наступления начала схватывания, конца схватывания и др. Вывод однозначный: для продвижения газа (замещения воды газом) в комнатных условиях (наиболее благоприятных для прохождения процесса) в начавшем загустевать цементном растворе при его реальной проницаемости на лабораторных моделях требуются давления, значительно (в несколько раз – его величина определяется моментом приложения давления) превышающие давления, создаваемые столбом цементного раствора.

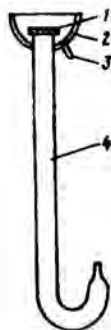


Рисунок 5.6 – Экспериментальная схема процесса вытеснения воды из цементного раствора

Итак, ни газ, ни вода не вытесняют жидкость затворения из столба тампонажного раствора с момента начала гидратации цемента при давлениях, равных давлению этого столба. Для предупреждения движения жидкости (газа) по раствору при больших давлениях, достаточно ввести в цементный раствор структурообразователи (например, 5 % бентонитового порошка, высокомолекулярные соединения и т.д.).

Возникает вопрос об установлении изолирующей способности цементных (тампонажных) растворов. Один из вариантов определения изо-

лирующей способности заключается в следующем. Многократно создают прямую и обратную фильтрацию. Давление начала прямой фильтрации выражается формулой:

$$P_{\phi} = P_n + J_n \cdot h, \quad (5.1)$$

где P_n – поровое давление; J_n – начальный коэффициент фильтрации; h – расстояние между нижним и верхним сечениями пробы суспензии (тампонажного раствора), подвергаемой действию давления в сосуде, т.е. расстояние от фильтров до верхнего уровня суспензии, залитой в сосуд.

Давление начала обратной фильтрации (инфильтрация) на кривой, аппроксимирующей значения минимальных показателей самописца, выражается формулой:

$$P_{ин} = P_n - J_n \cdot h. \quad (5.2)$$

По формуле

$$J_n = \frac{P_{\phi} - P_{ин}}{2 \cdot h}, \quad (5.3)$$

полученной из (5.1) и (5.2), определяют начальный градиент фильтрации для любого момента заданного промежутка времени.

Исследуемая суспензия непроницаема для флюида, если действующий в условиях применения градиент давления оказывается в любой момент рассматриваемого периода времени меньше начального градиента фильтрации, т.е. должно выполняться условие $J_{\phi} < J_n$ (здесь J_{ϕ} – действующий градиент давления. Этот метод определения изолирующей способности связнодисперсных суспензий (тампонажных растворов) позволяет инвариантно характеризовать изолирующую способность тампонажного раствора (вне зависимости от показателей вмещающего сосуда) во времени, при этом для определения изолирующей способности связнодисперсной суспензии достаточно одного эксперимента. Метод позволяет определять границы применимости связнодисперсных суспензий, которые используются в целях герметизации систем, характеризующихся наличием перепадов давления, а также подбирать рецептуры суспензий для тех же систем, что позволит избежать перетоков и флюидопроявлений, обусловленных неверно принятой рецептурой тампонажного раствора.

5.1.3 Изменение давления столба цементного раствора при его загустевании и твердении

В процессе структурообразования и последующего твердения цементного раствора давление его столба понижается. Это дало основание некоторым исследователям считать его причиной движения флюидов в зацементированном заколонном пространстве.

Американские исследователи еще в 1995 г. увидели решение проблемы газопроявлений в предупреждении падения давления столба це-

ментного раствора вследствие его затвердевания, т.е., по мысли авторов, цементный раствор при загустевании и твердении не должен снижать давления в месте возможного поступления газа. А значит, должен оставаться жидким. Исследования проводились в двух схожих скважинах глубиной 2625 м. Жидкое состояние цементного раствора обеспечивалось пульсацией раствора специальными вибраторами, давление фиксировалось датчиками давления. Авторы попытались ответить на вопрос: «Способна ли пульсация цементного раствора улучшить процесс цементирования газовой скважины, если будет поддерживаться активное давление на продуктивный пласт». Но в любом случае цементный раствор должен превратиться в камень, иначе это не цементный раствор, а если это цементный раствор, значит, он обязательно будет твердеть (какое-то время), и давление (в течение какого-то времени) будет падать. Это время можно укоротить. И это необходимо делать. Исключить – невозможно. Как и следовало ожидать, работа не внесла определенности: сама постановка задачи была ошибочной. Даже принятие факта падения давления столба цементного раствора при твердении не объясняет механизма поступления газа из пласта в зацементированное заколонное пространство. Снижение давления в скважине, например, вдвое при недоливе бурового раствора не соответствует снижению давления до такой же величины, фиксируемой при загустевании и твердении цементного раствора: в первом случае возможен (или неизбежен) выброс, во втором – формирование цементного камня.

Долгое время природа явления падения давления столба цементного раствора и развития процесса оставалась неясной. Предпринимались попытки предсказать падение давления столба цементного раствора на основании устанавливаемого падения давления столба глинистого раствора. В обоих случаях давление снижается. Однако, природа падения у этих растворов принципиально разная. А все это определяется природой структурообразователя (глинистого или иного материала), качества и направленности химической обработки, температуры, давления и других факторов, характеризующих среду, в которой пребывает и работает жидкость. Это, очевидно, закон, объясняющий понижение давления столба жидкостей, характеризующихся упрочняющимся структурообразованием (и не обязательно, чтобы жидкость затвердевала до состояния камня по подобию цементного раствора, когда давление может снизиться до нуля и будет продолжать падать, пока цемент не прогидратирует полностью). До этого считалось, что сформировавшийся цементный камень оказывает на стенки скважины и обсадной колонны радиальное давление, равное давлению составного ствола бурового и жидкого цементного раствора (на этом предположении Г.М. Саркисов построил свою систему расчета обсадных колонн).

Некоторые авторы падение давления пытались объяснить «зависанием» цементного раствора-каменя на стенках колонны и скважины. Поводом к такому определению явились результаты опытов по увеличению веса стержня, висящего в загустевающем и твердеющем цементном растворе. И

через блок соединенного с динамометром. Но термин появился раньше. Э.В. Бабаян и А.И. Булатов на основании результатов проведенных промысловых работ пришли к выводу о *разгрузке цементного раствора при его твердении*.

Сразу после затворения цемента последний эффективно взаимодействует с водой. В системе образуется коагуляционная структура (весь раствор представляет как бы единое тело, имеющее сетчатое строение). Однако зерна практически не касаются друг друга, но связаны гелеобразной массой. Пластическая прочность структуры к этому моменту низка, темп ее нарастания медленный и зависит от связывания воды, степени диспергирования цемента в воде и накопления гидратных новообразований. Такая система тиксотропна, и связь между частицами в ней обеспечивается через гидратные оболочки, которые отделяют их друг от друга. После механического разрушения системы связи восстанавливаются. Именно на этой стадии и начале следующей – возникновения и развития кристаллизационной структуры трехкальциевого алюмината – и происходят события, результатом действия которых является снижение давления.

Возникшая структура (каркас) цементного раствора берет на себя часть нагрузки вышележащего столба жидкости, сама же вода, располагаясь в ячейках, порах, в случае их замкнутости играет существенно меньшую роль в передаче давления, что снижает общее давление на нижележащие слои жидкости. К тому же поровое давление снижается из-за контракционного эффекта, который проявляется после начала схватывания, но отчетливо заметен несколько позже – после наступления конца схватывания.

Для цементных растворов процесс на этом не заканчивается, он значительно сложнее, чем у глинистых. Если в процессе замера изменения давления в буровом растворе в скважине в статических условиях можно восстановить его циркуляцию и после ее прекращения снова произвести замеры, кривые падения давления до некоторого предела будут почти одинаковы. Повторение цикла – повторение картины (скважина № 3 Суздальская, б. ВНИИКР-нефть). В случае с цементным раствором повторение процесса невозможно. Структура цементного раствора упрочняется, растет количество массы твердого тела, проявляются явные признаки твердого тела с возрастающей прочностью. Давление столба раствора постепенно становится пассивным. В какой-то момент давление столба уже цементного камня не передается в радиальном направлении. Столб цементного раствора (состоящего из цемента и воды) создает уменьшающееся давление до водяного и продолжает снижаться; в некотором интервале времени давление цементного столба снижается до нуля и в замкнутом пространстве – ниже; столб тампонажного раствора (цемент, вода и другие ингредиенты) также создает падающее во времени давление, до нуля и ниже. Падение давления продолжается – оно проявляется в виде разрежения над и внутри цементной массы.

Для фиксации изменения (падения) давления столба цементного раствора при его загустевании, схватывании и твердении в цементируемом и

зацементированном пространстве скважин различных районов России были проведены замеры давления специально созданной аппаратурой – ЗИД (заколонный измеритель давления). С ее помощью установлено (А.И. Булатов, А.Л. Видовский):

- подтверждено падение давления столба твердеющего цементного раствора;

- поровое давление в столбе твердеющего цементного (и тампонажного) раствора снижается до значения, которое ниже давления столба воды такой же высоты, если пластовый флюид не поступает в заколонное пространство. При его поступлении из пласта поровое давление в столбе затвердевающего раствора-камня снижается до пластового. При твердении в замкнутом пространстве давление становится ниже нулевой отметки (создается разрежение);

- скелет столба затвердевшего цементного раствора не оказывает давления в радиальном направлении.

Итак, *изменение давления столба цементного раствора при его загустевании и твердении – есть его непреложное свойство, как и прочность, и другие параметры, связанное с гидратацией цемента, структурообразованием раствора и последующим его твердением.* Оно (падение давления) начинает проявляться до начала схватывания цементного раствора, на этапе коагуляционного структурообразования, когда еще проявляются его тиксотропные свойства. И заканчивается с приобретением раствором свойств твердого тела. Но оно не имеет отношения к формированию каналов в зацементированном заколонном пространстве скважины.

Равноценно ли падение давления в структурированных системах (цементные или тампонажные растворы и буровые растворы) и падение давления при недоливе скважины или цилиндра: два цилиндра, в одном вода, в другом цементный раствор? Снизу ко второму цилиндру подведена вода под давлением, чуть больше, чем давление столба цементного раствора. К первому тоже подведена вода под давлением, чуть больше, чем давление столба воды. В первом начнется перелив воды, во втором – нет. Через некоторое время (до начала схватывания цементного раствора еще далеко), ртутный и водяной (для наглядности) манометры начинают отмечать падение давления в цементном. Вот уже половина первоначального давления. Снизу вода подпирает с тем же давлением. Эффект прежний. Если же отсосать из первого цилиндра половину воды, а подпор оставить прежним – произойдет фонтан.

Что произойдет, если уровень жидкости в скважине упадет до середины скважины при наличии высоконапорного пласта? Выброс. А что произойдет, если при загустевании и твердении цементного раствора, плотность которого в начале процесса цементирования была достаточной для создания безопасного противодавления на флюид пласта, манометр (находящийся у забоя) покажет снижение давления, даже на такую же величину? Продолжится формирование цементного камня. Это относится к

неравнозначности замеряемых падений давлений – в случае падения давления столба цементного раствора при развитии структуры и в случае снижения такого же по величине давления при уменьшении столба жидкости в скважине (цилиндре). И последствия будут неравнозначны, если иметь в виду скважину с высоконапорными пластами.

Можно ли создать условия, когда при загустевании цементного раствора давление не падало? Оно будет падать. Растянуть или сократить время падения давления раствора можно. Наступает фаза твердения камня, еще непрочного, но уже камня. Падение давления продолжается, наступает фаза «очевидной» контракции, и общее падение может быть значительным. Во всех случаях необходимо подбирать рецептуру тампонажного раствора такой, чтобы после момента «стоп» раствор сразу же начал твердеть по всей высоте его подъема (или последовательно снизу вверх, но, опять-таки, очень быстро). Нельзя допускать составления рецептуры тампонажного раствора с большим запасом времени.

А создаваемое в заколонном пространстве давление после получения давления «стоп» (над столбом цементного раствора) – неопределенное и по составу жидкости (от технической воды, химически обработанной или необработанной, до бурового раствора, нефиксированного состава и свойств); момент его создания также не определен.

5.1.4 О контакте и сцеплении цементного раствора-камня со стенками обсадной колонны и скважины

Часто причиной газопроявлений считают «недостаточный контакт» или «непрочный контакт», «плохое сцепление» и т.д. Контакт – это соприкосновение, соединение. Контакт между телами может быть (рис. 5.7, а), или между ними при отсутствии контакта будет зазор либо прослойка материала (рис. 5.7, б).

Различают контакт *ненапряженный* и *напряженный* (см. рис. 5.7).

В скважине глинистая корка или прослойка бурового раствора является тем разделяющим телом, которое не дает возможности обеспечить контакт между стенкой скважины (или колонной) и цементным раствором-камнем. Если глинистая корка (прослойка) отсутствует, возникает напряженный контакт цементный раствор – камень – стенка скважины. Следовательно, речь может идти не о «плохом» контакте между цементным камнем, породой и колонной, но об его отсутствии в связи с наличием прослойки (корки) бурового раствора. Контакт может быть или контакта нет. При наличии контакта между указанными поверхностями появляется возможность проявления сил сцепления между ними. Последние определяются сродством материалов, природой материалов, *чистотой поверхности*, условиями твердения и т.д.

Приведенное указывает на то, что «слабое сцепление» или «недостаточный контакт» – понятия, несовместимые с объяснением природы газопроявлений. О сцеплении твердеющего цементного раствора-камня в

скважине не может быть речи – его нет и, по определению, быть не может. Здесь соседствуют не только «грязные» (химически не чистые) поверхности, но между ними наличествует глинистый раствор или глинистая корка.

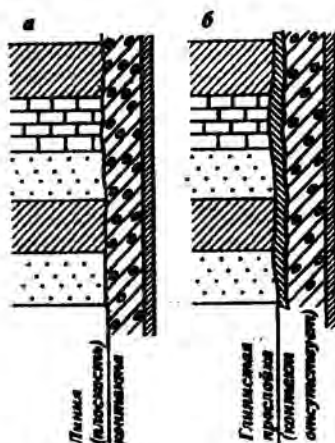


Рисунок 5.7 – К понятию о контакте цементного раствора со стенкой скважины

5.1.5 Радиальная деформация обсадной колонны при формировании цементного камня

При креплении газовых скважин вопросы контакта цементного камня с обсадной колонной и породами приобретают весьма серьезное значение. Ниже дается в общем виде решение задачи по определению радиальной деформации обсадной колонны после снятия избыточного внутреннего давления после ОЗЦ. Вследствие этой деформации, возможно, образуется зазор между цементным камнем и обсадной колонной, который, как считают некоторые исследователи, может быть каналом для движения газа.

Предположим, что буровой раствор вытеснен из заколонного пространства, и цементный камень контактирует непосредственно с наружной поверхностью обсадной колонны. Внешнее давление на колонну остается гидростатическим, равным весу составного столба бурового и цементного растворов (ошибка Г.М. Саркисова). Цементный камень (особенно в первые сроки) формируется при неравновесном состоянии, что связано с необратимыми деформациями, и позволяет считать, что цементная оболочка неупруго деформируется. Тогда «свободная» радиальная упругая деформация обсадной колонны определится следующим образом:

$$\delta = U_p + U_t, \quad (5.4)$$

где U_p – силовая деформация, определяемая решением известной задачи

Ламе для толстостенной трубы; U_t – деформация, определяемая температурными изменениями.

В большинстве районов (а совсем недавно во всех районах) после фиксации момента посадки верхней цементировочной пробки на стоп-кольцо на обсадную колонну создается некоторое избыточное давление.

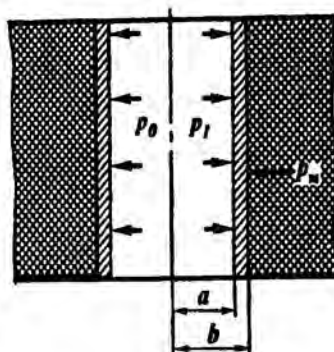


Рисунок 5.8 – К расчету радиальной деформации обсадной колонны

Пусть p_0 – максимальное давление, создаваемое на устье, p_1 – давление, до которого оно снижается (давление столба воды или глинистого раствора) (рис. 5.8).

В результате изменения давления внутри колонны на Δp радиальное перемещение наружной поверхности трубы равно:

$$U_r = -\frac{2}{E} \frac{a^2 \cdot b}{b^2 \cdot a^2} \cdot \Delta p, \quad (5.5)$$

где a , b – соответственно внутренний и наружный диаметры обсадной колонны (знак минус указывает на то, что перемещение направлено к оси трубы).

После спуска обсадной эксплуатационной колонны, как правило, производят не менее одного-двух циклов промывки скважины, что приводит к охлаждению колонны и стенки в нижней части скважины и нагреванию ее верхней части. При прокачке цементного и бурового раствора температура ствола изменяется. Таким образом, после проведения указанных операций температура по стволу скважины претерпевает значительные изменения. Причем с увеличением глубины скважины аномалия охлаждения призабойной зоны увеличивается. Распределение температуры восходящего потока бурового раствора по стволу скважины можно определить по формуле:

$$t_z = \frac{1}{1+k} \cdot t_{\text{вс}} + \frac{k}{1+k} \cdot t_0 + \frac{2 \cdot \pi \cdot \lambda \cdot \Gamma}{V \cdot c_p \cdot \gamma_p \cdot \ell n} \cdot \frac{1}{16 \cdot \beta \cdot \tau} \cdot \left[\frac{1}{1+k} \cdot L^2 - (L-z)^2 \right], \quad (5.6)$$

где d , L – соответственно диаметр и глубина скважины; z – осевая координата, т.е. расстояние от устья до рассматриваемого сечения; t_0 – средне-

годовая температура пород на поверхности; t_z – текущая температура пород на глубине по геотермическому градиенту; k – коэффициент, зависящий от времени промывки скважины (при длительной промывке k стремится к единице); λ – коэффициент теплопроводности горных пород; $t_{\text{н}}$ – первоначальная температура забоя по геотермическому градиенту (рассчитывается по формуле $t_{\text{н}} = L \cdot \Gamma + t_0$); Γ – средний геотермический градиент пород по стволу скважины; c_p – удельная теплоемкость раствора; V – подача насосов; β – коэффициент температуропроводности раствора; τ – продолжительность промывки; γ_p – удельный вес раствора.

Во время циркуляции температура стенки скважины практически равна температуре омывающего бурового раствора. В результате значительного притока из массива горных пород и выделения тепла от экзотермической реакции гидратации цемента повышается температура рассматриваемой системы: обсадных труб, цементной оболочки и окружающих горных пород в радиусе теплового влияния. Поэтому в первом приближении считаем, что в период ОЗЦ наблюдается повышение температуры не более чем на 15–20 °С от температуры окружающих горных пород на рассматриваемой глубине:

$$t_z = \Gamma_z + t_0. \quad (5.7)$$

Тогда приращение температуры обсадных труб определится как разность (2.46) и (2.45) плюс 15–20 °С:

$$\Delta t = t_z - t \cdot \Delta z. \quad (5.8)$$

Радиальное перемещение наружной поверхности обсадной трубы от последующего снижения температуры на Δt

$$U_r = b \cdot a \cdot \Delta t. \quad (5.9)$$

Подставляя (5.7) и (5.8) в (5.4), определим радиальную деформацию обсадной колонны. Заметим, что $U_i > 0$, а $U_r < 0$. При прочих равных условиях U_r зависит от глубины. Из формул (5.6) и (5.8) следует, что температурная деформация будет увеличиваться по мере уменьшения z , т.е. по мере приближения к устью скважины. Поэтому по мере удаления от устья U_r по абсолютному значению будет немного больше U_i . Зазор между цементным стаканом и обсадной колонной в призабойной зоне может достичь такого значения, что приведет к нарушению контакта.

Однако пока нет оснований считать, что образовавшийся зазор может явиться каналом для движения флюида, даже газа. Как показывают расчеты, даже без учета упругого перемещения цементного камня зазоры могут изменяться в зависимости от условий ($\Delta p = 5,0 \div 20,0$ МПа, $\Delta t = 10 \div 25$ °С) в пределах 0,01 ÷ 0,1 мм.

Однако, несмотря на незначительные размеры зазора, следует считать необходимым после цементирования, когда цементный раствор еще не превратился в камень, снижать в колонне давление, т.е. стремиться к такому положению, когда $\Delta p = 0$.

5.1.6 Проницаемость камня из тампонажного цемента

При сплошном заполнении заколонного пространства с полным замещением бурового раствора цементным переток газа может происходить только через цементный камень, если проницаемость его высока и перепад давления достаточный.

В результате действия различных температур и давлений при твердении цементного раствора проницаемость камня изменяется. Большое значение при этом имеют водоцементное отношение, количество и природа наполнителей и срок твердения раствора-камня (табл. 5.1). На основании данных построены графики зависимости проницаемости цементного камня от температуры, давления и от срока твердения (рис. 5.9).

С увеличением возраста наблюдается снижение проницаемости цементных образцов, твердевших при температуре 22 и 75 °С. С повышением температуры от 75 до 110 °С и увеличением давления до 30,0 МПа проницаемость образцов несколько возрастает. Дальнейшее повышение температуры и давления приводит к интенсивному росту проницаемости: при температуре 140 °С и давлении 40,0 МПа проницаемость цементного камня с увеличением срока твердения возрастает. При температуре 200 °С и давлении 50,0 МПа проницаемость образцов из цементного камня оставалась приблизительно постоянной и равной 60–70 мД для различных сроков твердения.

Таким образом, при температурах до 100–110 °С портландцементные растворы затвердевают в камень с низкой проницаемостью, что не может быть причиной перетока газа из одного объекта в другой.

При более высоких температурах (>130 °С) и давлениях проницаемость портландцементного камня резко возрастает (30–80 мД). В последнем случае, если перепады давления достаточны, а расстояние между газовым объектом и резервуарами небольшое (при полном вытеснении глинистого раствора), вполне возможно начало развития движения газа. На изменение проницаемости портландцементного камня существенно влияет введение добавок и наполнителей.

В табл. 5.2 сведены данные о влиянии водоцементного отношения и добавок кварцевого песка на проницаемость цементного камня. Через 2 сут. твердения при температуре 130 °С и давлении 40,0 МПа проницаемость камня из новороссийского цемента (по воздуху) составляла всего 2,25 мД (при водоцементном отношении 0,5); с увеличением температуры до 150 и 170 °С проницаемость увеличивается до 60–80 мД. При более высоких температурах и содержании значительных количеств воды в растворе (80–90 %) проницаемость камня достигала 100–150 мД. Газ по нему, как и по каналу, может перемещаться в соседние горизонты.

Таблица 5.1 – Изменение проницаемости (в мД) цементных образцов, твердевших при различных температурах T (в °С) и давлениях p (в МПа)

Время твердения, ч	$T = 22,$ $p = 1$	$T = 75,$ $p = 0,1$	$T = 110,$ $p = 30,0$	$T = 140,$ $p = 40,0$	$T = 200,$ $p = 50,0$
6	–	–	4,00	15,20	75,00
12	44,50	1,40	2,50	34,00	68,00
24	19,00	0,46	1,50	38,00	63,00
48	7,20	0,44	1,45	40,00	65,00
96	2,53	0,37	1,39	45,60	66,00
168	1,70	0,29	1,44	46,45	68,20

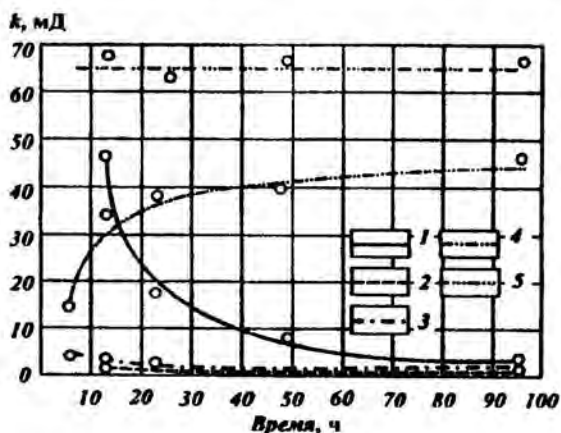


Рисунок 5.9 – Изменение проницаемости k цементных образцов при различных сроках твердения.

Условия твердения образцов:

1 – 22 °С; 2 – 75 °С; 3 – 110 °С и 30 МПа; 4 – 140 °С и 40 МПа; 5 – 200 °С и 60 МПа

Недостаточно обоснованным следует считать мнение, что цементный камень имеет повышенную проницаемость вследствие захваченного им при затворении цемента воздуха. Это не так: плотность (теоретическая) цементного раствора с водоцементным отношением 0,5 составляет 1,83–1,85 г/см³. При затворении чистого цемента (при том же водоцементном отношении) плотность раствора, как правило, не падает ниже 1,81–1,80 г/см³ (за счет воздуха).

Определим объем воздуха в растворе, приведенный к атмосферным условиям:

$$П = \frac{\gamma_v - \gamma_o}{\gamma_v} \cdot 100 = \left(100 - \frac{1,80}{1,85} \right) \cdot 100 = 2,7 \, \%$$

Уже при 10 МПа этот объем воздуха уменьшится в 100 раз ($pV = \text{const}$). Естественно, что такое количество не оказывает сколько-нибудь существенного влияния на плотность цементного камня.

Таблица 5.2 – Влияние водоцементного отношения на проницаемость камня (в мД)

Состав раствора, кг			$T = 130\text{ }^{\circ}\text{C}$, $p = 40,0\text{ МПа}$		$T = 150\text{ }^{\circ}\text{C}$, $p = 40,0\text{ МПа}$		$T = 170\text{ }^{\circ}\text{C}$, $p = 40,0\text{ МПа}$	
цемент	песок	вода	Время твердения, сут.					
			2	7	2	7	2	7
100	—	35	1,20	1,93	6,10	6,35	—	7,70
100	—	45	2,20	2,55	12,80	14,60	21,60	21,60
100	—	50	2,25	3,13	25,50	24,20	32,30	37,00
100	33	50	1,25	1,20	0,00	0,00	0,00	3,75
100	50	50	1,20	1,00	0,00	0,00	0,00	1,87
100	—	55	3,50	5,95	29,30	32,10	41,70	41,40
100	100	55	1,30	1,30	0,00	0,00	0,00	1,40
100	—	60	4,35	9,48	56,30	—	51,40	69,50
100	—	70	6,22	12,70	78,40	64,00	79,50	86,30
100	—	80	10,70	22,20	86,00	92,40	100,60	83,20
100	—	90	20,30	—	98,40	145,60	158,20	158,20

При установлении через цементный камень фильтрации вод или газа разрушение камня интенсифицируется. Фильтрация 5 %-ного водного раствора сернокислого натрия при температуре 100 °С и более не вызвала закупорки пор цементного камня. С увеличением времени прокачивания проницаемость камня повышалась. При низких температурах (22 °С) после возобновления прокачивания 5 %-ного водного раствора сернокислого натрия через 24 часа количество фильтровавшейся жидкости снизилось с 24 до 3 см³/см² (перепад 2,5 МПа), что указывало на увеличение плотности порландцементного камня.

Твердение цементно-бentonитовых смесей состава 3 : 1 при температуре 60 °С способствовало уменьшению проницаемости образцов в коррозионной среде (близкой по составу к пластовым водам) в течение 3–6 месяцев. Проницаемость образцов состава 2 : 1 увеличилась, а из шлаковых смесей при этом уменьшилась. При температуре 130 °С и давлении 20–30 МПа проницаемость возрастает и достигает значений десятков миллиардов. Цементно-бentonитовые смеси составов 3 : 1 и 2 : 1 в условиях длительного твердения при температуре 100 °С в коррозионной среде имеют проницаемость в пределах 1,5–2,3 мД, водопроницаемость при перепаде 0,2 МПа равна нулю. Цементно-песчаные смеси после твердения в условиях коррозионной среды при высоких температурах и давлениях показывают проницаемость, близкую к нулю. Резюмируя сказанное, можно сделать вывод, что проницаемость тампонажного камня не может явиться причиной газопроявлений в процессе цементирования, ОЗЦ или сразу после него даже при ее увеличении вследствие воздействия коррозионных вод.

5.1.7 Усадка и образование трещин в цементном камне и влияние их на возможность газопроявлений

Физико-химические процессы схватывания и твердения раствора из портландцемента сопровождаются после небольшого, обычно не фиксируемого, расширения усадкой, выражающейся в незначительном уменьшении внешнего объема твердеющего цемента, что приводит к увеличению прочности, а в некоторых случаях к перенапряжению структуры и частичному разрушению цементного камня. При твердении раствора и камня в случае отсутствия воды и дальнейшем термостатировании образца под давлением, как правило, цементный камень получается трещиноватым и пористым. Механическая прочность такого цементного камня в 3–4 раза меньше, чем при наличии воды. Трещины, получаемые в цементном камне во время твердения последнего в нормальных условиях при отсутствии воды, могут быть каналами для возможного продвижения флюидов, в первую очередь, газа.

Усадки камня цементного раствора-камня, твердеющего в гидротермальных условиях при давлении (т.е. в скважине при контакте с водой) не происходит; происходит его расширение. Лабораторными работами доказано, что при высоких температурах (75–150 °С) и давлениях (20–50 МПа) извлечение образцов из форм, предварительно смазанных машинным маслом, сопряжено с трудностями. Образцы цементного камня, затвердевшие в тех же условиях, отделяются от колец прибора Вика, как правило, после ударов молотком по специальной наставке. Все эти и подобные случаи указывают на то, что твердение цементного раствора-камня происходит без усадки, но с некоторым расширением. В многочисленных экспериментальных работах в процессе твердения цементного раствора в цилиндрах, в нижней части которых подведен газ, последний не проникает в верхнюю часть.

5.2 Контракция цементного раствора-камня при их твердении

Контракция – это стяжение объема цементного раствора, т.е. сокращение физического (абсолютного) объема системы «цемент – вода» за счет образования продуктов, обладающих меньшим физическим объемом, чем сумма физических объемов исходных веществ. Впервые это явление было отмечено Ле-Шателье, а изучено подробно при нормальных условиях В.В. Некрасовым (1941 г.). Это свойство твердеющего цементного раствора-камня, как и его прочность. Силы, вызывающие стяжение цементного раствора-камня, проявляются так же, как силы поверхностного натяжения в жидкости. Они направлены внутрь раствора и поэтому не могут быть измерены погружаемыми (закладываемыми) в раствор датчиками.

Природа явления – в физико-химических процессах в результате соединения клинкерных минералов с водой, т.е. природа явления – гидратация цемента (та же, что и у падения давления столба цементного раствора). Результат – общий объем системы уменьшается, но *при сохранении габ-*

ритных размеров образца. Поэтому контракцию нельзя путать с усадкой. Минеральных вяжущих веществ без проявления эффекта контракции не бывает. Во всяком случае тех, что твердели при температурах до 200 °С и давлениях до 100 МПа.

Таблица 5.3 – Контракция различных цементов

Цемент	Добавка CaCl_2 , %	Контракция (в см ³ на 100 г цемента) в течение времени гидратации, сут.					
		3	7	28	90	180	360
Алитовый	1	3,5	4,4	6,0	6,3	6,7	6,8
Белитовый	1	1,0	1,5	2,7	4,0	5,0	5,4
Алюминатный без добавок	0	9,6	11,0	13,0	14,6	13,4	12,1
Алюминатный с CaCl_2	8	6,4	7,4	8,2	9,6	9,9	10,0
Алюмоферритный	4	5,0	6,9	9,8	11,2	11,7	11,8
Завода «Гигант»	2	3,8	5,4	8,1	8,7	8,6	7,9
Завода «Комсомолец»	1	3,6	5,2	6,7	7,1	7,3	7,4
Алюминатный с 15 % гипса	0	13,4	15,8	19,4	22,2	22,3	22,4

Величина контракции является функцией минералогического состава (табл. 5.3), и зависит от водоцементного отношения и условий твердения. Эти «эффекты» будут существовать при любом В/Ц и при любом количестве цемента. Они могут быть ослаблены или замедлены, как и прочность, добавками и температурой твердения. Но они будут. С течением времени контракция затухает. В.В. Некрасов рассчитал, что для обычных портландцементов величина контракции, выраженная в объеме поглощенной воды, составляет около 10 мл на 100 г цемента. Для портландцементов высших марок (а тампонажные цементы являются именно такими) контракция к 28 суткам твердения с водоцементным отношением 0,5 составляет 50–65 % от предельной величины (при нормальных условиях твердения). При более высоких температурах предельная контракция наступает быстрее.

Результат действия контракции может быть определен по количеству поглощенного флюида (газа, воды, нефти) при твердении цементного раствора-камня или глубине вакуума, развиваемого на его поверхности. Поглощение флюида осуществляется каждым зерном цемента при его гидратации, развивая вокруг себя вакуум, который и приводит к поглощению воды, нефти. Этот эффект универсален. Он известен более ста лет, но применительно к цементированию скважин впервые изучен А.И. Булатовым в 1965 г. как основной, самодостаточный, объясняющий каналобразования. Следует повторить: *стяжение объема цементного раствора-камня не есть его габаритная или локальная усадка: внешние размеры сохраняются.*

При установлении величины («глубины», когда оценивают ее по степени разрежения) контракции имеет значение масштабный фактор как по

массе раствора, так и по величине поверхности. Методика замера величины контракции усложняется при повышенных температурах и давлениях.

Наглядно глубину контракции и ее развитие можно проследить на опыте: в колбу заливается некоторое количество раствора из тампонажного портландцемента с водоцементным отношением 0,5 (или любым) (для наглядности – полколбы); колба герметизируется пробкой, через которую свободная полость колбы связывается с вакуумметром (рис. 5.10, а). Давление в полости колбы с течением времени твердения цементного раствора-камня начинает падать, возникает вакуум (рис. 5.10, б). При изучении проблемы каналаобразования интерес представляет поглощение воды твердеющим цементным раствором-камнем из оставшегося невытесненным глинистого раствора и глинистой корки. Хотя разрушение глинистой корки некоторые исследователи пытались связать с возможностью выдавливания при определенном перепаде давления (Ю.П. Номикосов и др.).

Контракция имеет и теоретическое, и экспериментальное подтверждение как каналаобразовательный фактор; более того, он самодостаточен.

Явления, связанные с поглощением воды твердеющими цементными растворами изучались при температурах 22, 75, 100, 125 °С и выборочно при более высоких температурах со строгой фиксацией объема раствора.

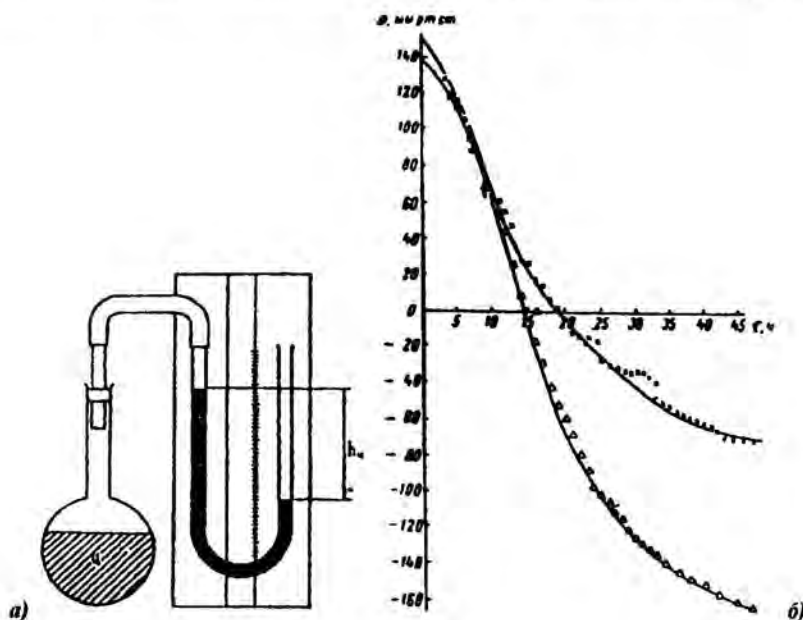


Рисунок 5.10:

- а) схема устройства (колба и манометр) для определения разрежения при твердении цементного раствора,
б) разрежение в герметичном сосуде при твердении в нем цементного раствора

Установка (рис. 5.11) состояла из автоклава 1 с крышкой 2, в кармане которой помещался термометр 3 (позднее термопара). Для заливки цементного раствора в автоклав устанавливалась форма 7 емкостью 750 мл. Объем автоклава с обвязкой до вентиля 5 составлял 1930 мл. Падение давления фиксировалось образцовым манометром 4, соединенным через переводник 8 с крышкой автоклава. Перед опытом производилась калибровка манометра. Перед каждым опытом из всей системы удалялся воздух. Замер производился через каждые 1,0 МПа. В соответствии с калибровочными кривыми определялся эффект по снижению давления. В автоклав помещалась форма 7 с испытуемым цементным раствором, автоклав заполнялся водой, герметизировался. По снижению давления определялось количество поглощаемой твердеющим цементным раствором воды.

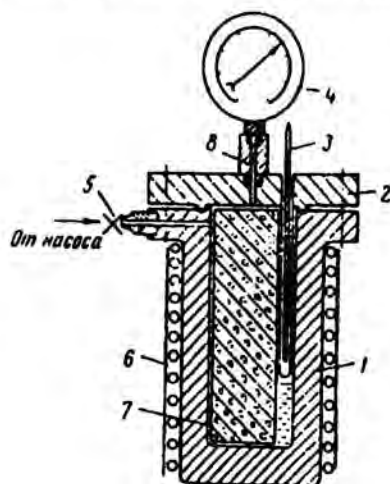


Рисунок 5.11 – Установка для поглощения воды твердеющим цементным раствором-камнем при высоких температурах и давлениях

Кривые построенного по результатам опытов (рис. 5.12) графика показывают, что с ростом температуры за равные промежутки времени количество поглощаемой цементным раствором-камнем воды увеличивается.

Если изъять из общего объема некоторое количество цемента и заменить инертным материалом, то абсолютная (общая) величина вакуума того же объема, естественно, уменьшится. Поэтому введение инертных добавок-наполнителей в цементный раствор снижает суммарную величину вакуума (снижается объем поглощаемой воды), но не уменьшает долю вакуума собственно цемента. При высоких температурах и давлениях некоторые инертные наполнители (кварцевый песок, опока и др.) становятся активными и сами способны при взаимодействии с выделяющейся известью образовывать вяжущие вещества – низкоосновные гидросиликаты. Поэтому их твердение также, очевидно, может сопровождаться возникновением эффекта контракции.

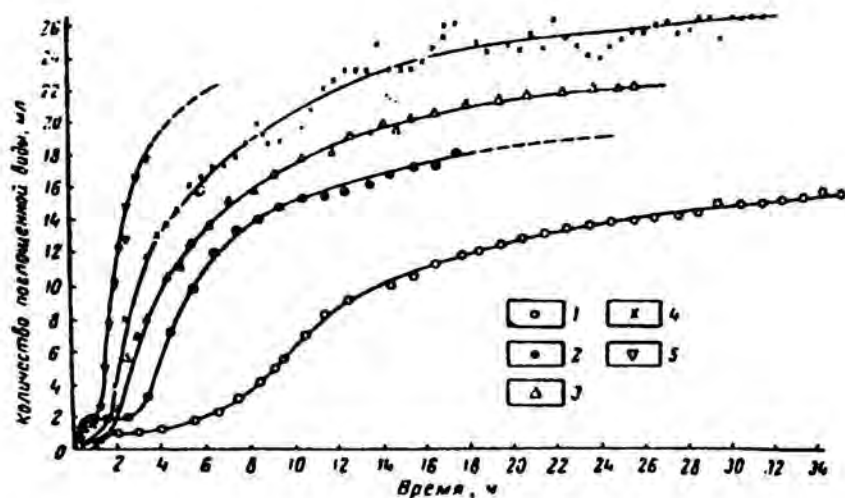


Рисунок 5.12 – Поглощение воды твердеющим цементным раствором-камнем при различных температурах, °C:
1 – 22; 2 – 58; 3 – 80; 4 – 100; 5 – 125

Период начала интенсивной контракции по времени не совпадает с периодом схватывания тампонажного раствора, и момент конца схватывания в отличие от начала схватывания не является точкой качественного изменения процесса контракции и поэтому не является моментом равнозначности функций процесса контракции при различных температурах.

Влияние давления на процесс контракции проявляется примерно так же, как на процесс твердения: при низких температурах влияние едва ощутимо, при более высоких – более заметно, что вполне объяснимо, так как такое же влияние давления на сам процесс структурообразования: ускорение гидролиза и гидратации за счет влияния эффекта П.А. Ребиндера. В целом же изменение давления в пределах 5–50 МПа на процесс контракции влияет незначительно.

Все специальные типы цемента на основе портландцемента и шлакового цемента при соединении с водой подчиняются тем же закономерностям развития контракции, что и чистые цементы.

Изучено влияние совместного действия наиболее широко применяемых замедлителей процессов схватывания цементных растворов (СДБ, хромпик, ФХЛС, гипан, КМЦ, декстрин, ВКК) на кинетику контракции тампонажных растворов-камня на основе различных цементах. Все они, за исключением ВКК, ускоряют (повышают) контракцию тампонажного раствора-камня на начальной стадии твердения (до суток). Это не совсем «логичное» явление. С увеличением срока твердения темп роста контракции не отличается от кинетики тампонажного камня без добавок.

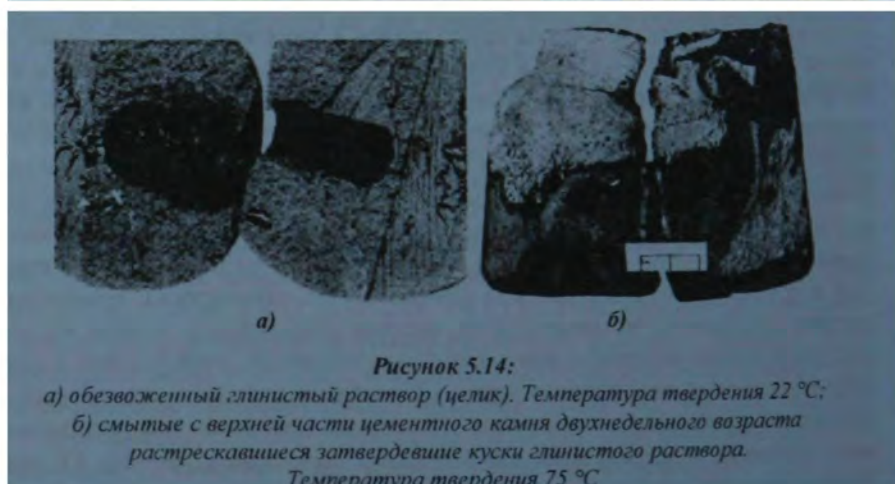
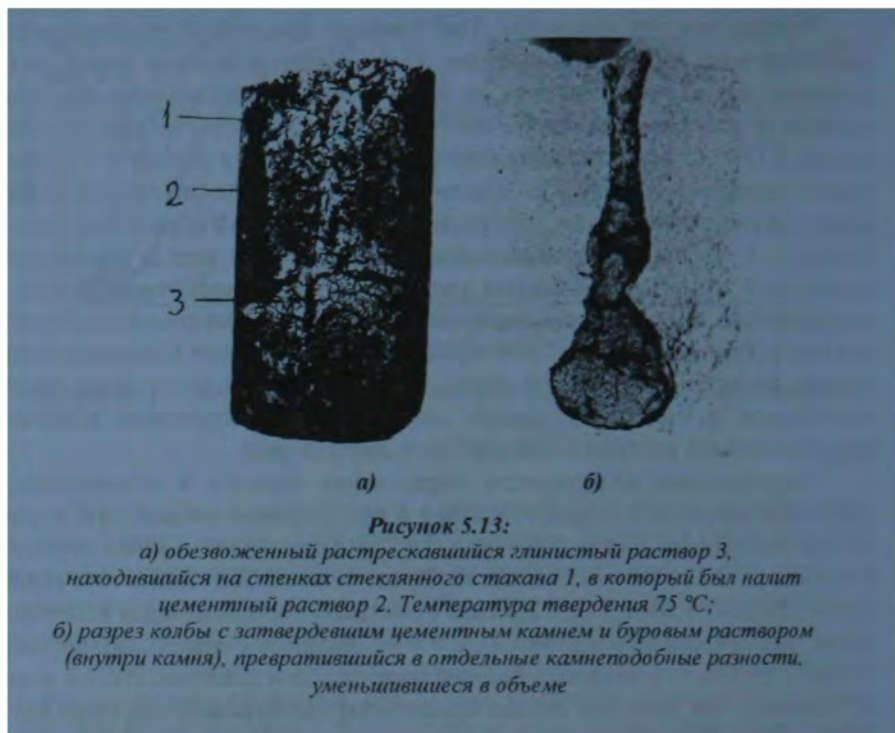
Что самое главное, связанное с явлением контракции, для обеспечения герметичности крепи скважины? Именно то, что она является первопри-

чиной формирования каналов и зон пониженного локального давления в зацементированном заколонном пространстве за счет разрушения глинистой корки и остатков невытесненного глинистого раствора в связи с их обезвоживанием.

Рассмотрим эти процессы. Твердеющий цементный раствор-камень засасывает воду из контактирующих с ним фильтрационных корок, отлагающихся на стенке скважины, и включений невытесненного бурового раствора после цементирования. Этот процесс происходит во всех случаях. На рис. 5.13–5.15 представлены некоторые экземпляры образцов с результатами экспериментов. Во всех опытных образцах различные буровые растворы (на глинистой основе при различной химической обработке, утяжеленные и с различным содержанием твердой фазы) всегда показывали одинаковый эффект – глинистый раствор обезвоживался, превращался в камнеподобную дезинтегрированную существенно уменьшившуюся в объеме массу. Работы показали: этот процесс происходит при коагуляции глинистого раствора и глинистой корки и без нее. Засасывание воды может происходить и через «воздушный слой», т.е. при отсутствии контакта, лишь бы глубина вакуума была для этого достаточной.

Установление возможности образования каналов в обезвоженном глинистом растворе и глинистой корке и продвижение по ним газа изучались на лабораторной установке (рис. 5.16). На стенки стеклянной трубки 3 высотой около 200 см (положения I и II) наносился слой глинистого (плотность 1,2; 1,34; 1,54–1,57 и 1,67 г/см³) раствора 10, затем через некоторое время трубка ставилась вертикально, и в нее заливался цементный раствор. Снизу воздухом создавалось давление большее, чем давление столба воды, но меньшее, чем давление столба цементного или бурового раствора (изучались разнообразные комбинации столбов, в том числе и составные – цементный + глинистый). Опыты проводились в двух вариантах: с герметизацией верхней части трубки и без нее, т.е. происходило сообщение с атмосферой. Однако в обоих случаях в схеме был предусмотрен ртутный манометр, и имелась возможность контролировать наличие газа в случае его перетока снизу вверх. Вариант без герметизации верхней части трубки позволял установить возможный подсос воздуха верхними участками цементного раствора за счет контракции. Оба варианта оказались равнозначными. Смысл опытов заключался в проверке движения воздуха через залитый в трубку глинистый раствор (движения не отмечалось), цементный раствор различного компонентного состава (наблюдался только подсос воздуха и никакого прохождения воздуха снизу вверх, хотя раствор в комнатных условиях схватывался через 12 часов), а главное – цементный и глинистый растворы, находящиеся в контакте (вертикальное расположение). Давление воздуха, подводимого снизу через сосок, фильтр 17 типа Шота и песок 16, принималось меньшим, большим и равным давлению водяного столба. Прорыв воздуха происходил во всех случаях, когда в трубке находились буровой и цементный растворы (в контакте, в вертикальном

положении). Поворот трубки на 90° также показывал поступление воздуха в противоположный конец трубки (горизонтальное положение – глинистая «корка» находилась сверху).



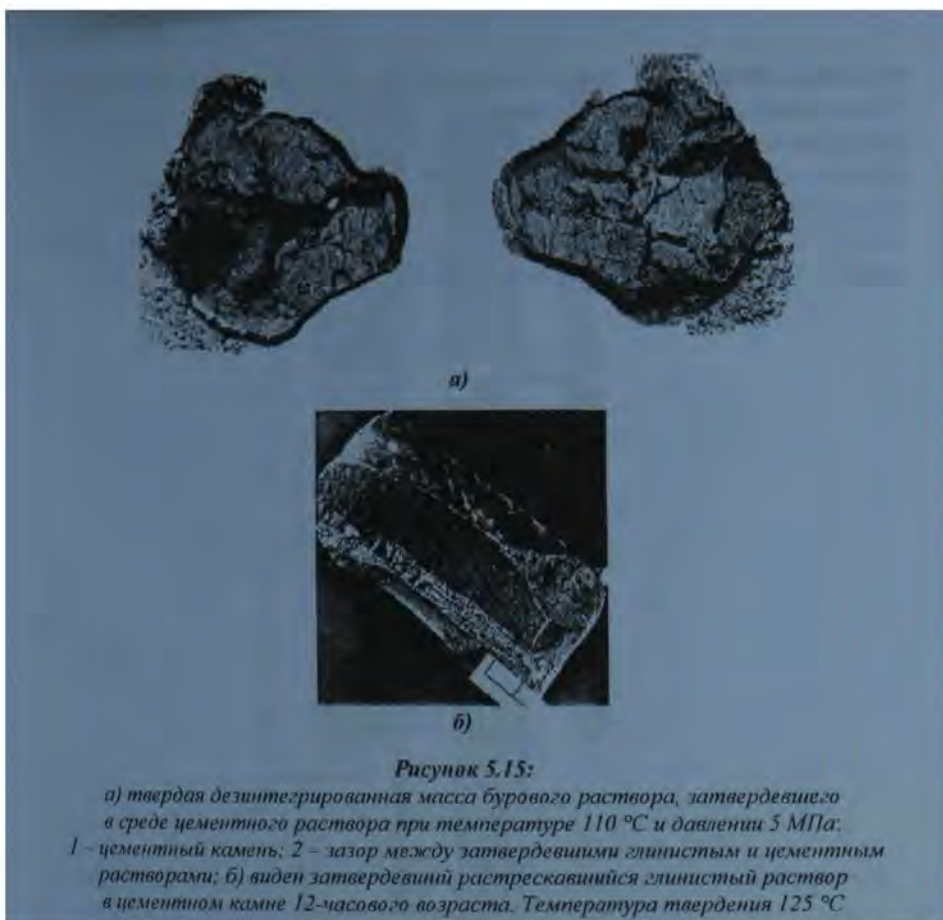


Рисунок 5.15:

а) твердая дезинтегрированная масса бурового раствора, затвердевшего в среде цементного раствора при температуре 110 °С и давлении 5 МПа; 1 – цементный камень; 2 – зазор между затвердевшими глинистым и цементным растворами; б) виден затвердевший растрескавшийся глинистый раствор в цементном камне 12-часового возраста. Температура твердения 125 °С

При комнатных условиях спустя 12–14 часов давление до цементного столба и после него уравнивалось – воздух проходил через канал в обезвоженном глинистом растворе («корке») и поднимался в верхнюю часть трубки, что фиксировалось манометром. Анализ показал, что глинистый раствор превращался в обезвоженную, хорошо проводящую воздух массу (рис. 5.17).

Учитывая, что в скважине цементное кольцо через глинистую корку могут подпирать воды из водонапорных горизонтов, т.е. что в обезвоживаемую глинистую корку может поступать вода, и она может компенсировать отдаваемую цементному раствору-камню воду, использовалась установка, представленная на рис. 5.16. Затем эксперимент был усложнен (рис. 5.18). К глинистой корке через подводы 8 поступала вода из емкости 7. Верхний уровень воды соответствовал верхнему уровню цементного раствора в трубке. Результаты экспериментов оказались такими же, что и в первом случае (без подвода воды). При введении в цементный раствор инертных добавок (общий объем смеси такой же, что и при чистом цемен-

1, 5 – манометры; 2, 6 – краны; 3, 12 – стеклянные трубки; 4 – кожух;
7, 8, 15 – резиновые пробки; 9 – рабочая жидкость (вода); 10 – глинистая корка;
11 – исследуемые растворы; 13 – термометр; 14 – термостат; 16 – песок кварцевый;
17 – фильтр Шотта; 18 – компрессор



Рисунок 5.17 – Каналы в цементном камне (а), твердевшем в стеклянных трубках с буровым раствором (б); стеклянная трубка с затвердевшим цементным раствором и разрушившимся в связи с обезвоживанием глинистым раствором (в)

Глинистый раствор на контакте с цементным раствором после его обезвоживания превращается в камнеподобное тело, неспособное восстановить свое прежнее состояние даже при помещении в воду на всех этапах его контакта. Следует отметить еще одно важнейшее обстоятельство. В случае наличия очень тонких глинистых корок, которые также обезвоживаются, канал может быть едва заметным, но главное – в этом месте будет зона пониженного давления, которая может заполниться флюидом расположенного рядом коллектора, т.е. давление в этой зоне будет меньше, чем в нижерасположенном газовом объекте, если газ не окажется там раньше.

Для убедительного подтверждения результатов лабораторных экспериментов были проведены работы в специально пробуренных скважинах. Их было пять. Глубина 12–18,5 м. Они были пробурены на откосе карьера. После 4 суток ОЗЦ приступили к их обнажению вручную. Литология: 0–1,5 м – почва, наносные глины; 1,5–6 м – переслаивающиеся рыхлые песчаные глины; 6 – и до забоя – ракушечник с прослоями известняка. Перед цементированием в целях получения глинистой корки в течение получаса осуществляли циркуляцию глинистого раствора; параметры бурового раствора: плот-

ность – $1,35 \text{ г/см}^3$; вязкость – 35 по СПВ-5; водоотдача – 25 см^3 за 30 мин. Для цементирования всех скважин применен цементный раствор из цемента для «горячих скважин» Новороссийского завода «Октябрь» (водоцементное отношение – 0,4–0,5, растекаемость – 20–22 см, плотность – $1,82\text{--}1,84 \text{ г/см}^3$, скорость подъема цементного раствора – 0,1–0,6 м/с). Для всех обнаженных скважин было характерно почти идентичное состояние цементного камня и глинистой корки на стенках скважин, наличие «языков» бурового раствора внутри цементного камня и невытесненных остатков на колонне труб.

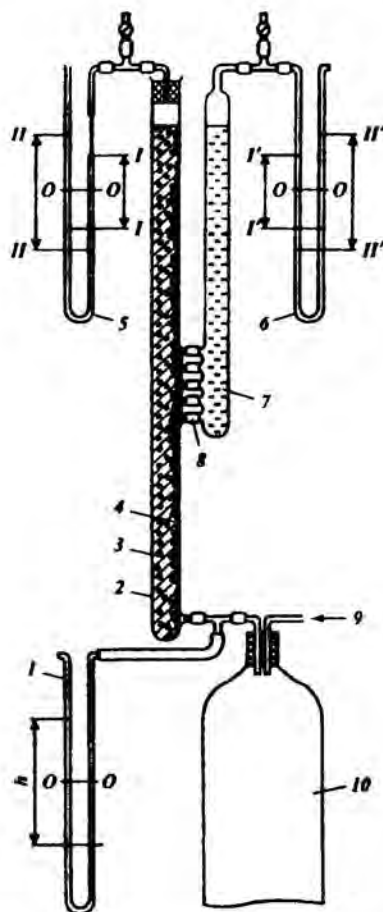


Рисунок 5.18 – Усовершенствованная экспериментальная установка для изучения продвижения газа по каналам, образующимся в глинистом растворе и корке при наличии водяного экрана:

1, 5, 6 – манометры; 2 – стеклянная трубка; 3 – исследуемый раствор;
4 – глинистая корка; 7 – емкость с водой; 8 – отводы;
9 – компрессор; 10 – буферная емкость

На рис. 5.19 показаны поперечные и продольные разрезы вскрытых зацементированных скважин. Образцы с очевидностью показывают разрушения глинистых корок и оставшегося в скважинах бурового раствора. Они обезвожились и превратились в дезинтегрированные каменные кусочки. Как и в случае лабораторных образцов глинистого «раствора», окаменевшие кусочки при помещении их в воду *совершенно не восстанавливали свои прежние свойства и не превращались в глинистый раствор*. На рис. 5.20 приведены необъясненные случаи расположения цементного камня в зацементированном заколонном пространстве.

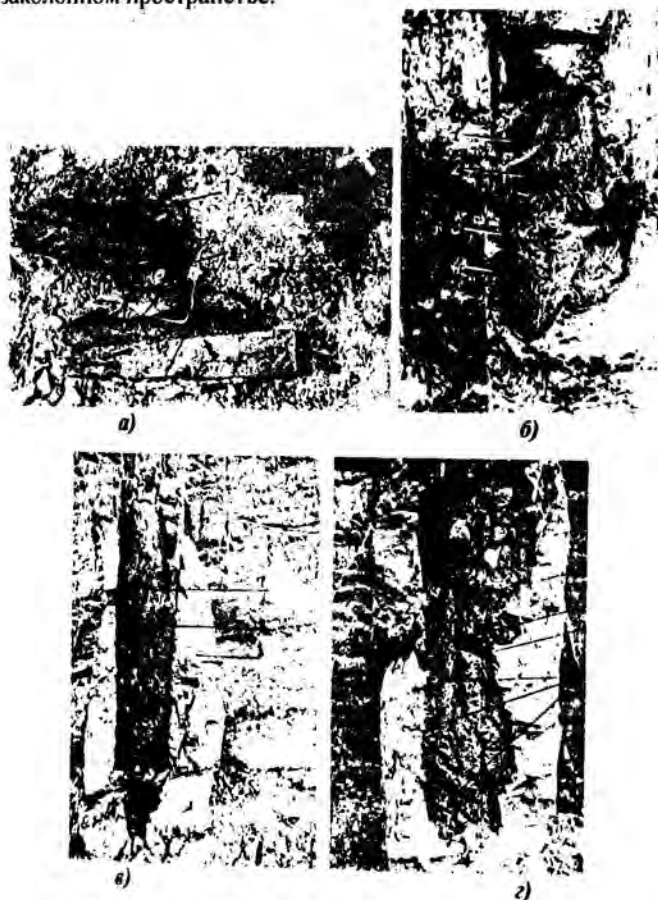


Рисунок 5.19 – Продольные и поперечные разрезы участков зацементированных экспериментальных скважин:

- а) 1 – обезвоженный глинистый раствор; 2 – обсадная колонна; 3 – щель размером 3–5 мм; 4 – цементный камень; б) 1 – цементный камень; 2 – воздушные пузырьки; 3 – зазор в месте расправившейся глинистой корки; 4 – порода; в) 1 – труба, покрытая обезвоженным буровым раствором; 2 – зазоры, возникшие вследствие потери фильтрационной корки и буровым раствором воды; 3 – цементный камень; г) 1 – порода; 2 – колонна; 3 – «пустота» (воздушная пачка); 4 – зазоры, возникшие вследствие потери части воды глинистой коркой и буровым раствором

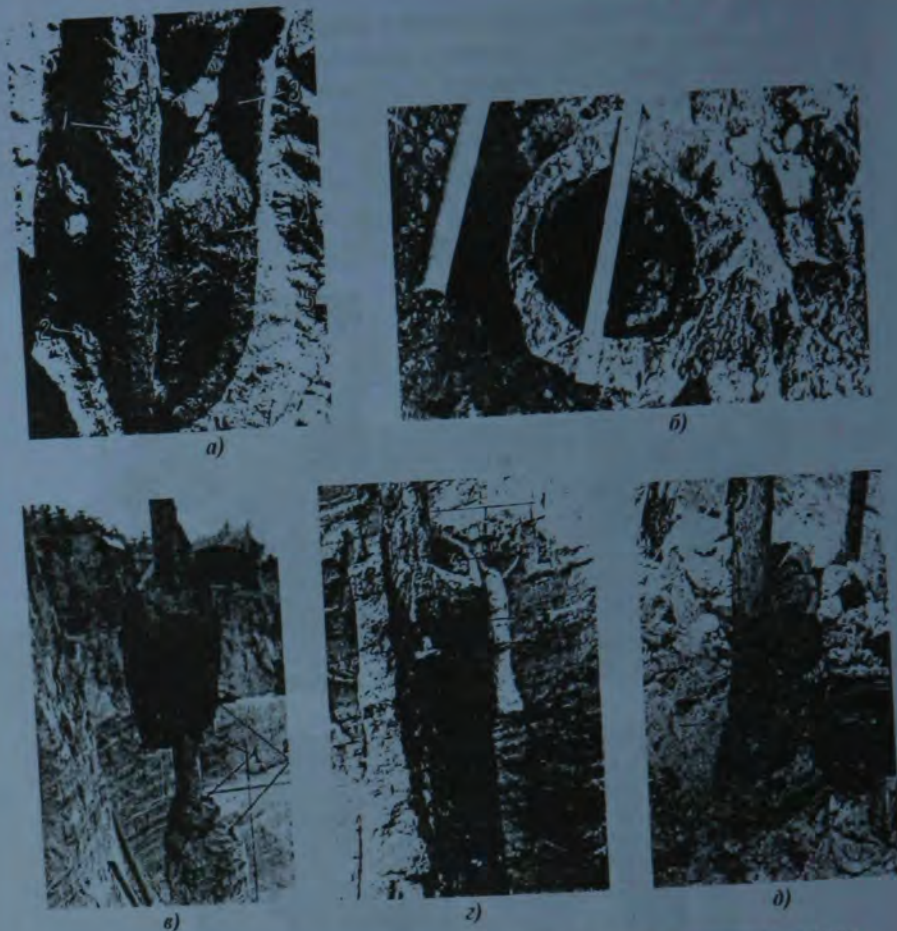


Рисунок 5.20 – Необъясненные случаи расположения цементного камня в экспериментальной скважине:

а) 1 – колонна; 2 – глинистый раствор; 3 – «пустота»; 4 – цементный камень; 5 – цементно-глинистая корка; б) порода; б) поперечный разрез ствола – цементного камня нет; в) 1 – контакт цементного камня и колонны обеспечен; 2 – разрушенная глинистая корка со стороны породы; г) 1 – колонна; 2 – оставшийся невытесненный глинистый раствор, обезвоженный и разрушенный; 3 – зазор на месте обезвоженной глинистой корки; 4 – горная порода; д) 1 – невытесненный обезвоженный глинистый раствор в широкой части заколонного пространства

На основании результатов экспериментальных работ, анализа промыслового материала и теоретического изучения предмета можно представить следующую схему возникновения каналов в зацементированном заколонном пространстве и продвижения флюидов, в первую очередь газа (применительно к эффекту контракции). Если в зоне цементирования в скважине остался буровой раствор и (или) глинистая корка, в отличие от

случая полного вытеснения бурового раствора, то начинается их обезвоживание. Время начала обезвоживания, при прочих равных условиях, определяется температурой. В нижней части скважины, где температура максимальная, твердение цементного раствора начинается быстрее, чем в верхних участках. При схватывании и твердении на поверхности цементного камня развивается вакуум. Вода из контактирующих глинистого раствора и глинистой корки отсасывается цементным камнем (даже тогда, когда уже образуется зазор). Газ (или другой флюид), не встречая преград, заполняет освободившийся объем с пониженным давлением и поднимается по образовавшейся щели. А что касается газа, так он устремляется в эти зазоры и стремительно поднимается вверх, ожидая дальнейшего образования зазора, чтобы «забраться» еще выше к устью.

При наличии пластов со своим флюидом у мест поражения корки и/или глинистого раствора этот флюид может занять освобождающееся пространство – все определится различием в пластовых давлениях, расстоянием между пластами и природой флюида (газ, нефть, вода).

К этому времени зона с несколько меньшей температурой также будет иметь твердеющий цементный раствор – процесс повторится (он происходит перманентно) и продвинется на весь интервал цементирования, если в нем прослеживается наличие глинистой корки или включений оставшегося бурового раствора (серповидные – в местах прилегания колонны к стенке, ниш каверн и неровностей ствола и др.).

Газ, подойдя к верхней части цементного кольца и не имея достаточного противодействия глинистого раствора, способен проявиться на устье скважины. В противном случае останется в «исходном положении» до «критического» накопления. В этом случае создаваемые противодействия в заколонном пространстве целесообразны. Если же флюид, в первую очередь газ, не прошел вдоль цементного кольца вследствие отсутствия сквозного канала (образованы искусственные или естественные перемычки или в некоторых местах не оставалось глинистого раствора и удалена глинистая корка), давление в заколонное пространство – мера излишняя.

Формирование камня из чистого цементного раствора происходит с образованием водяных поясов, цементный камень проницаем, и давление пластовых вод передается на колонну. Поэтому колонна цементного камня в заколонном пространстве *прерывиста*, и ее фрагменты могут «висеть» на колонне или на негладкой стенке скважины (повисать на кавернах, будучи вклиненными в них на стадии раствора, позже затвердевшего). Такие фрагменты поднимались из скважин при некоторых видах ремонтных работ, а также из экспериментальных скважин. Все эти пороки могут быть устранены соответствующей обработкой цементного раствора, повышением его стабильности и снижением водоотдачи. Невозможно устранить эффект контракции у цементного раствора-камня при его твердении. Значит, всегда будет сохраняться опасность образования щелей и поступления флюида, в первую очередь, газа в зацементированное заколонное пространство. И если он не обнаруживается на устье скважины (вследствие

обеспечения его герметичности), то это вовсе не гарантирует отсутствие газа в виде грифона на поверхности земли или поступление его из пласта в пласт, хотя бы из близко расположенных горизонтов. И сколько нефти и, особенно, газа уходит в соседние пласты пока даже приблизительно нельзя определить. Судя по Шебелинскому месторождению Украины (В.Д. Малеванский), таких случаев много.

Для предупреждения всех возможных отрицательных последствий необходимо на законодательном уровне принять законы, обязывающие неукоснительно выполнять меры по предупреждению газонефтеводопроявлений и обеспечивать качественную крепь скважин.

5.3 Виды и технология РИР

Методы предупреждения обводнения скважин подошвенными, контурными и нагнетаемыми водами и борьбы с ними заключаются, в первую очередь, в регулировании процесса разработки всей залежи. Регулирование разработки может осуществляться без изменения и с изменением существующей системы воздействия на залежь и бурения дополнительных скважин.

Ограничения притока подошвенных, контурных и нагнетаемых вод можно добиться использованием химических или физико-химических методов. Сюда может быть отнесено химическое тампонирующее водопри токов (закупоривания обводненных участков пласта) или физико-химических методов (изменение фазовой проницаемости пласта для воды и др.).

При обводнении скважин подошвенной водой создают искусственные экраны по толщине водоносной части пласта или в зоне ВНК с применением гидравлического разрыва пласта или без него, но с применением конкретно подобранных химических материалов. Из многочисленных предложенных и опробованных материалов для взаимодействия с породой, водой, нефтью используются только те, которые проходят лабораторную проверку в идентичных условиях. Необходимо (кроме правильно выбранных материалов) иметь точную информацию геологического и физико-химического характера скважины, ПЗП и самого пласта.

Кроме того, существует проблема разработки эффективных способов ремонтно-изоляционных работ, актуальность которой обусловлена непрерывным старением фонда скважин. Эти работы в основном связаны с восстановлением разрушенного цементного камня или его нарушения при выполнении различных технологических операций – нагнетании под давлением в пласт жидкостей, перфорации, возникновении гидроударов и т.п.

Наиболее распространенный способ борьбы с перетоками пластовых флюидов по заколонному пространству заключается в ликвидации каналов перетока путем их цементирования или создания непроницаемых перемычек. Однако в целях более эффективного выполнения ремонтных работ необходимо, прежде всего, классифицировать условия, при которых возникают перетоки флюидов.

Ограничение или исключение водопритоков и обводнение нефти решается в результате специальных РИР. Механизм по ограничению или изоляции водопритоков основан на отключении обводняющего интервала и изоляции крупных каналов в призабойной зоне пласта, по которым поступает вода в скважину.

Существует много технологий и множество материалов для предупреждения и предотвращения поступления воды к ПЗП. Но скважина требует индивидуальной технологии и применения материалов, конкретно приемлемых для характера и условий, места и технологического (эксплуатационного) периода, путей и объемов движения вод. Независимо от причин и путей притока обводнение скважин всегда приводит к прогрессирующему снижению притока газа (на поздней стадии разработки) и нефти.

Разрушение цементного камня в заколонном пространстве может произойти и в случае применения воздействия на ПЗП в целях интенсификации добычи нефти и газа. Однако изоляция верхних вод – относительно простой способ борьбы с перетоками. В практике РИР наиболее серьезной является локализация промыслов в самом пласте вследствие опережения поступления воды к ПЗП при заводнениях и др.

Наиболее распространенным методом проведения ремонтно-изоляционных работ в скважинах является метод тампонирования, основанный на применении изоляционных (тампонажных) материалов.

В зависимости от геолого-технических условий эксплуатации скважин и целей ремонта применяют различные изолирующие материалы и составы:

- материалы на основе цемента с различными добавками и регуляторами их свойств (цементные, глиноцементные, полимерцементные, нефтцементные и пеноцементные);
- полимерные тампонажные материалы на основе синтетических смол;
- гелеобразующие материалы;
- пены и эмульсии;
- комбинированные материалы.

Основные виды ремонтно-изоляционных работ, выполняемые с применением изолирующих (тампонажных) материалов:

- 1) восстановление герметичности обсадной колонны (негерметичность в резьбовых соединениях, в теле колонны);
- 2) восстановление некачественного цементного кольца (ликвидация межпластовых перетоков);
- 3) наращивание цементного кольца за колонной;
- 4) установление моста в стволе скважины;
- 5) отключение (изоляция) отдельных обводненных интервалов пласта;
- 6) отключение (изоляция) отдельных пластов, в том числе при переходе на нижележащие объекты;
- 7) временная изоляция (отключение) перфорированного пласта (интервалов пласта);
- 8) крепление слабосцементированных пород в призабойной зоне пласта.

5.3.1 Причины, вызывающие необходимость проведения повторного цементирования

Классификация причин обводнения скважин, представленная на рис. 5.21, охватывает факторы, возникающие как в процессе строительства, так и при эксплуатации скважин (Р.Т. Булгаков и др.).

Наличие межпластовых перетоков недопустимо всегда, поскольку возникают следующие нежелательные последствия:

- искажается дебит скважины, а также характер насыщения продуктивного пласта, что приводит к снижению как добычных возможностей скважины, так и коэффициента извлечения нефти из недр земли;
- нарушается естественная минерализация пластовых вод по разрезу скважины, что искажает оценку характера насыщения пластов по геофизическим исследованиям;
- снижается достоверность значения газового фактора при добыче нефти, что нарушает проектную технологию разработки пласта;
- образуются вторичные залежи нефти и газа, которые могут осложнить бурение последующих скважин на площади;
- при наличии в посторонней воде сероводорода и углекислого газа возникает интенсивная коррозия подземного и наземного оборудования и цементного камня.

Перечень нежелательных последствий, связанных с межпластовыми перетоками флюидов, свидетельствует о том, что перетоки должны быть ликвидированы в обязательном порядке.

Гидравлическая связь между внутриколонным и заколонным пространствами или между пластами за обсадной колонной практически возможна через любой из типов каналов или их различные сочетания.

Направление перетока флюидов зависит от расположения зон пониженного давления относительно непроницаемой перемычки. В частности, до проведения операций по освоению скважины существует тенденция к перетоку флюида из нижезалегающих – в вышезалегающие пласты, характеризующиеся меньшим пластовым давлением. Одновременно, если в разрезе скважины встречаются пласты с аномально высоким давлением, возможен переток флюида в нижезалегающие пласты с меньшим давлением. В процессе освоения скважины в результате созданной депрессии понижается давление в призабойной зоне продуктивного пласта. Это приводит к перетоку флюидов из залегающих выше пластов к зоне перфорации. Кроме того, создание депрессии вызывает переток флюидов к продуктивному пласту из нижезалегающих пластов.

Дефекты, обусловленные неудачным первичным цементированием, устраняют с помощью ремонтно-изоляционных работ, которые по назначению подразделяются на работы, связанные с восстановлением герметичности обсадных колонн, и на работы, связанные с повторным разобщением вскрытых при бурении пластов.

Герметичность обсадных колонн в подавляющем большинстве случаев восстанавливают путем создания против эффектных частей обсадных

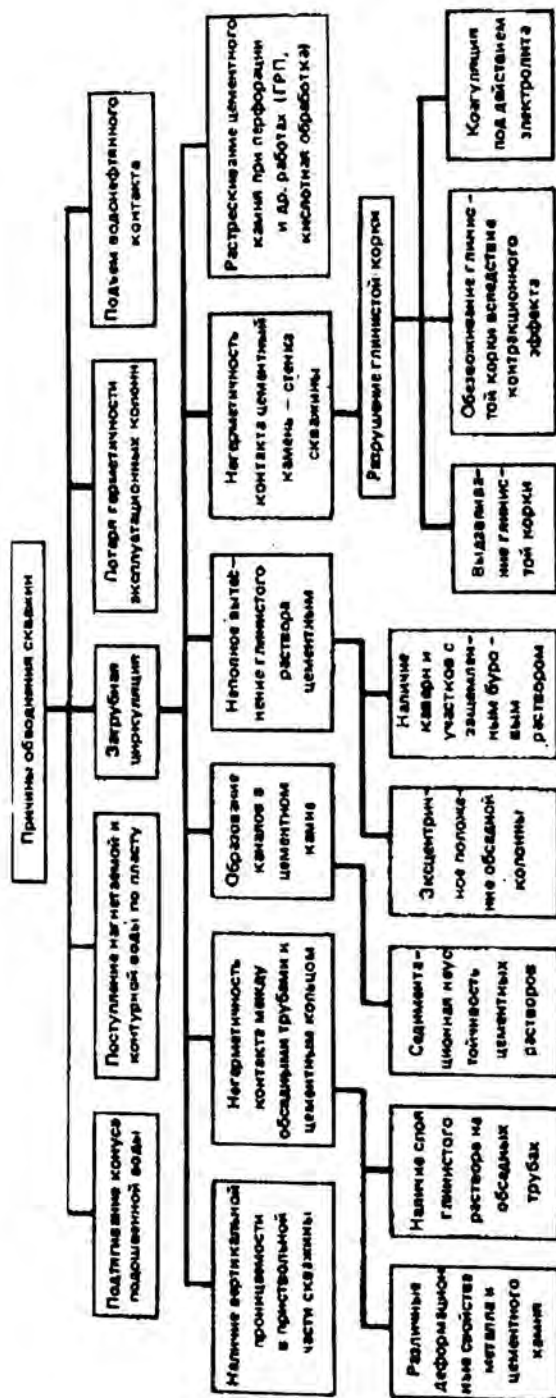


Рисунок 5.21 – Классификация причин обводнения скважин

труб изоляционных перегородок, воспринимающих возникающие внутри колонн давления. Эти перегородки создают как внутри обсадных труб, так и за ними. В первом случае роль изоляционной перегородки выполняет дополнительная колонна из обсадных труб меньшего диаметра, а во втором – цементные экраны, образованные в заколонном пространстве при помощи цементирования под давлением (В.И. Крылов и др.). К спуску дополнительных колонн обсадных труб прибегают сравнительно редко, потому что это связано с уменьшением внутреннего диаметра колонны, что не всегда удовлетворяет условиям эксплуатации скважин, а также затрудняет проведение последующих ремонтных и исследовательских работ в стволе скважины. Еще реже практикуют замену дефектной части обсадной колонны, поскольку этот способ применим только в случае, если эта часть расположена в незацементированном участке ствола скважины, представленном породами, не склонными к кавернообразованию и обвалам.

Наиболее распространенный способ восстановления герметичности обсадных колонн – цементирование под давлением для создания изоляционных экранов в кольцевом пространстве. Экраны эти должны быть прочными и герметичными, чтобы при действующих перепадах давления препятствовать перетоку из внутриколонного в заколонное пространство. Этого можно достигнуть созданием благоприятных условий для формирования в заколонном пространстве прочного, непроницаемого цементного кольца достаточной протяженности.

К операциям, связанным с повторным разобщением пластов, относятся все последующие технологические процессы после первичного цементирования, в результате которых изолируются явные или потенциальные каналы перетока пластовых флюидов по заколонному пространству вдоль оси скважины.

Перетоки флюидов в заколонном пространстве могут происходить как по всей площади поперечного сечения кольцевого пространства (в скважинах, в которых тампонажный раствор не был поднят на проектную высоту), так и по части его (в случае, когда по ряду причин нарушена сплошность цементного кольца или имеются зазоры между ним и ограничивающими его поверхностями – стенками колонны и скважины). В первом случае проводят работы по наращиванию цементного кольца за колонной путем заполнения незацементированной части затрубного пространства тампонажным раствором, во втором (наиболее часто встречающемся) прибегают к цементированию под давлением, при котором тампонажный раствор принудительно вводится в зоны разрыва сплошности цементного кольца или в кольцевые зазоры.

При наращивании цементного кольца за обсадными трубами в большинстве случаев тампонажный раствор закачивают в кольцевое пространство через специально проделанные в обсадных трубах путем перфорации отверстия. При этом для восстановления специально нарушенной колонны в виде перфорационных отверстий тампонажный раствор, как правило, за-

Качество повторного разобщения пластов определяется степенью герметизации каналов перетока пластовых флюидов вдоль оси скважины. При надежном восстановлении цементного кольца в случаях создания депрессии при освоении и эксплуатации продуктивных пластов, а также возникновения перепадов давления в колонне при проведении ремонтно-изоляционных работ должна либо исключаться, либо регламентироваться гидравлическая связь между изолированными пластами.

Если цементное кольцо недостаточно прочно, то оно не выдерживает перепада давления, возникающего при эксплуатации скважины. В результате образуются каналы связи (каналы перетока флюида) между продуктивным пластом и соседними проницаемыми пластами или между нефте- и водоносной частями пласта. В этом случае необходимо проведение комплекса работ по ликвидации перетоков между пластами.

При ликвидации перетоков посторонних флюидов в продуктивные пласты закачивать тампонирующий состав во флюидопроявляющие каналы можно через уже имеющиеся в обсадной колонне перфорационные отверстия. В остальных случаях для закачивания тампонирующего состава создают путем перфорации специальные отверстия в колонне в интервале выявленного или предполагаемого перетока.

Таким образом, назначением вторичного цементирования при исправлении дефектов, обусловленных неудачным первичным цементированием, или при проведении ремонтных работ в добывающих скважинах является создание непроницаемых перемычек путем нагнетания тампонажного раствора в каналы перетока. Наиболее рациональным и эффективным для исправления дефектов при креплении скважины считается цементирование под давлением.

Обеспечение долговечного герметичного канала для транспортирования нефти или газа от продуктивного пласта до земной поверхности является основной задачей первичного цементирования нефтяных и газовых скважин. Некачественная крепь – это источник осложнений в течение всего периода жизни скважин, вызывающий необходимость проведения ремонтных работ. *Некачественное цементирование – весьма частое явление, так как связано, в первую очередь, с неполным замещением бурового раствора тампонажным и последующим разрушением глинистой корки и невытесненным буровым (глинистым) раствором.* Работы по ремонту крепи включают исправление негерметичности цементного кольца, наращивание цементного кольца за колонной, устранение негерметичности колонны и изоляцию подошвенных, контурных и нагнетаемых вод. Перед проведением работ изучают в соответствии с планом геолого-технические условия, причины и цель ремонта, состояние ствола к моменту ремонта, определяют перечень намеченных мероприятий, описание технологического цикла ремонтных работ с указанием количественных характеристик параметров операций, назначают ответственных исполнителей по каждой технологической операции.

5.3.2 Краткий обзор и анализ методов ограничения водопритоков

В процессе разработки месторождений проблема ограничения водопритоков в добывающие скважины становится все более актуальной. Резко возрос объем скважин, вышедших из бурения и требующих ремонта по причинам прорыва подошвенных вод, поступления воды из близко расположенных к продуктивной зоне воды насыщенных пластов, заколонной циркуляции. Фонд скважин, дающих обводненную продукцию сразу же после освоения, составляет более 15–20 %. Поэтому в среднем почти в 2 раза увеличивается темп обводнения разрабатываемых месторождений, резко сокращаются сроки их безводной эксплуатации.

Работа большого числа скважин из-за высокой обводненности нерентабельна. Такие скважины активно пополняют бездействующий фонд, который в настоящее время насчитывает более 30 тыс. скважин. По отдельным месторождениям Западной Сибири фонд бездействующих скважин составляет 40–50 % эксплуатационного.

Основные причины обводнения скважин следующие: подтягивание конуса подошвенной воды, поступление нагнетаемой и контурной воды по пласту, затрубная циркуляция (межпластовые перетоки), потеря герметичности эксплуатационных колонн, подъем водонефтяного контакта.

Ремонтно-изоляционные работы по отключению отдельных пластов осуществляют в следующих случаях:

- отключение отдельных выработанных (обводненных) интервалов пласта или отдельных пластов в скважинах, одновременно эксплуатирующих несколько пластов; перевод скважины на другой пласт;
- ликвидация негерметичности обсадной колонны (изоляция проявляющего или поглощающего пласта);
- ликвидация заколонных межпластовых газоводоперетоков;
- временная консервация скважины;
- изучение характера насыщенности разреза последовательным вскрытием, опробованием и изоляцией пластов.

В обсаженных скважинах отключение отдельных пластов осуществляют следующим способом:

- установка стального продольно-гофрированного пластыря или профильного перекрывателя;
- установка пакера;
- создание в отключаемом пласте вокруг скважины непроницаемого экрана из тампонирующего материала;
- установка непроницаемого моста (отключение нижележащих пластов).

При выборе способа отключения (изоляции) отдельных пластов и изоляционных материалов определяющими геолого-техническими условиями являются:

- планируемая депрессия на продуктивный пласт после РИР;

- возможность осуществления последующих геолого-технических мероприятий и ремонтов в скважине; состояние цементного кольца за колонной;

- наличие каверн в изолируемом интервале;
- тип коллектора;
- пластовая температура и давление;
- обводненность продукции скважины перед РИР;
- приемистость объекта изоляции при нагнетании технологической жидкости.

На практике широкое применение находят способы создания в отключаемом пласте вокруг скважины непроницаемого экрана из тампонирующего материала и установка непроницаемого моста. Работы по отключению (изоляции) отдельных пластов являются трудоемкими, требуют тщательного подбора изолирующих составов, отличаются низкой эффективностью.

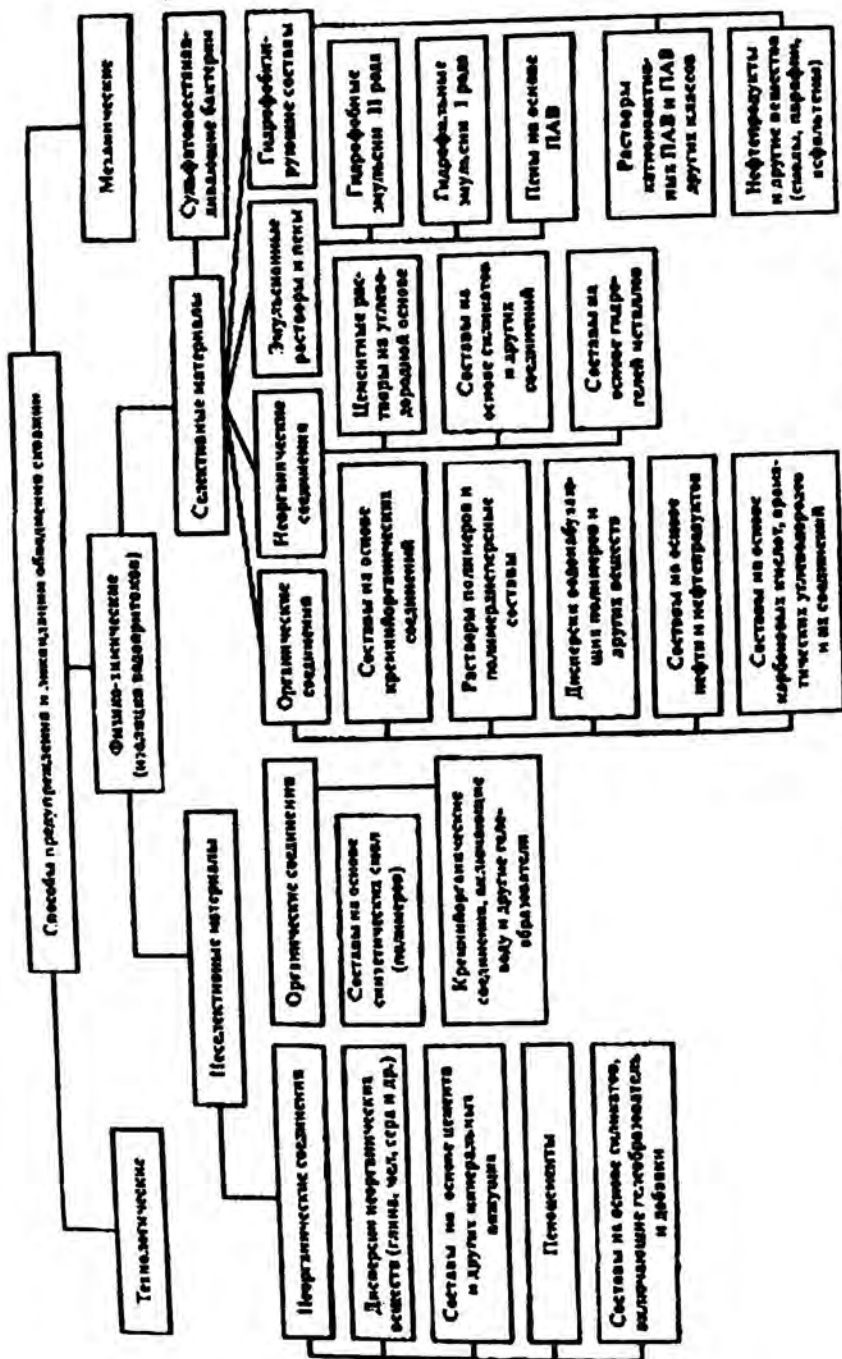
Для предупреждения и ликвидации обводнения скважин применяют различные способы. Классификация способов предупреждения и ликвидации обводнения скважин приведена на рис. 5.22.

Существующие способы предупреждения и ликвидации обводнения скважин можно разделить на три группы: технологические, механические и физико-химические (изоляция водопритоков).

Технологические способы предупреждения обводнения скважин:

- качественное и надежное разобщение продуктивных пластов в процессе строительства скважины;
- выбор оптимальной депрессии на пласт при освоении и эксплуатации скважин;
- выбор оптимальной скорости продвижения фронта вытеснения нефти водой, которая должна соответствовать скорости капиллярной пропитки водой пород коллектора;
- подбор режима работы скважины (отбора жидкости) с учетом достижения малой подвижности поверхности водонефтяного контакта в радиусе глубокой депрессионной воронки;
- выравнивание профиля приемистости нагнетательных скважин путем применения тонкодисперсных наполнителей и полимерных составов;
- изменение реологических свойств закачиваемой воды путем применения полимерного заводнения. При этом повышается коэффициент нефтеотдачи за счет предотвращения преждевременного прорыва нагнетаемой воды по отдельным высокопроницаемым пластам;
- форсированный отбор жидкости из пласта. При этом наблюдается снижение соотношения добываемой нефти и воды.

Механические способы ликвидации водопритоков из отдельных обводненных пластов или пропластков (отключение «средних» и «верхних» пластов) осуществляют путем установки перекрывающих устройств – специальных пакеров, летучек или стальных гофрированных пластырей. Такие



операции выполняют с предварительным цементированием изолируемого интервала цементным раствором с добавлением модифицирующих реагентов или с использованием составов на основе синтетических смол (ТСД-9, ТС-10, фенолоформальдегидных, мочевиноформальдегидных, состав «Ремонт» и др.).

Физико-химические способы изоляции водопритоков основаны на применении специальных реагентов и составов, которые закупоривают пути притока воды к скважине при сохранении проницаемости нефтенасыщенной части пласта.

5.4 Виды ремонтов нефтяных и газовых скважин

В соответствии с «Правилами ведения ремонтных работ в скважинах» (РД 153-39-023-97) предусмотрен классификатор ремонтных работ в скважинах. Он систематизирует планирование и учет всех ремонтных работ в скважинах нефтяной промышленности по их назначению, основным видам, категориям скважин, способу проведения и отражает современный уровень развития этих работ.

1 Общие положения

1.1 Единицами ремонтных работ различного назначения являются:

- капитальный ремонт скважины;
- текущий ремонт скважины;
- скважино-операция по повышению нефтеотдачи пластов.

1.2 *Капитальным ремонтом скважин (КРС) называется комплекс работ, связанных с восстановлением работоспособности обсадных колонн, цементного кольца, призабойной зоны, с ликвидацией аварий, спуском и подъемом оборудования при раздельной эксплуатации и закачке.*

1.3 *Текущим ремонтом скважин (ТРС) называется комплекс работ, направленных на восстановление работоспособности скважинного и устьевого оборудования, и работ по изменению режима эксплуатации скважины, а также по очистке подъемной колонны и забоя от парафино-смолистых отложений, солей и песчаных пробок бригадой ТРС.*

1.4 *Скважино-операцией ремонтных работ по повышению нефтеотдачи пластов является комплекс работ в скважине по введению в пласт агентов, инициирующих протекание в недрах пласта физических, химических или биохимических процессов, направленных на повышение коэффициента конечного нефтевытеснения на данном участке залежи.*

1.5 Единицей ремонтных работ перечисленных направлений (ремонт, скважино-операция) является комплекс подготовительных, основных и заключительных работ, проведенных бригадой текущего, капитального ремонта скважин или звеном по интенсификации, от передачи им скважины заказчиком до окончания работ, предусмотренных планом и принимаемых по акту.

1.5.1 Если после окончания работ скважина не отработала 48 часов гарантированного срока или не вышла на установленный режим в связи с некачественным проведением работ запланированного комплекса по вине бригады КРС или звена по интенсификации, то независимо от того, какая бригада будет осуществлять дополнительные работы по скважине, считать их продолжением выполненных работ без оформления на них второго ремонта или скважино-операции.

1.6 Ремонтные работы в скважинах в отрасли проводятся тремя основными способами доставки к заданной зоне ствола инструмента, технологических материалов (реагентов) или приборов:

- с помощью специально спускаемой колонны труб;
- путем закачивания по НКТ или межтрубному пространству;
- на кабеле или канате.

5.4.1 Капитальный ремонт скважин

К капитальному ремонту скважин относятся следующие виды работ (табл. 5.4).

5.4.2 Текущий ремонт скважин

К текущему ремонту скважин относятся работы, приведенные в табл. 5.5.

Таблица 5.4 – Виды капитальных ремонтных скважин

Шифр	Виды работ по капитальному ремонту скважин	Технико-технологические требования к сдаче
1	2	3
КР1	<i>Ремонтно-эксплуатационные работы</i>	
КР1-1	Отключение отдельных обводненных интервалов пласта	Выполнение запланированного объема работ. Снижение обводненности продукции
КР1-2	Отключение отдельных пластов	Выполнение запланированного объема работ. Отсутствие приемистости или притока в (из) отключенном (ого) пласте (а)
КР1-3	Исправление негерметичности цементного кольца	Достижение цели ремонта, подтвержденное промыслово-геофизическими исследованиями. Снижение обводненности продукции при сохранении или увеличении дебита нефти
КР1-4	Нарращивание цементного кольца за эксплуатационной, промежуточной колоннами, кондуктором	Отсутствие нефтегазопроявлений на поверхности и подтверждение наращивания цементного кольца в необходимом интервале промыслово-геофизическими исследованиями
КР2	<i>Устранение негерметичности эксплуатационной колонны</i>	
КР2-1	Устранение негерметичности тампонирующим	Герметичность эксплуатационной колонны при гидравлическом испытании
КР2-2	Устранение негерметичности установки пластыря	то же
КР2-3	Устранение негерметичности спуском дополнительной обсадной колонны меньшего диаметра	то же
КР3	<i>Устранение аварий, допущенных в процессе эксплуатации или ремонта</i>	
КР3-1	Извлечение оборудования из скважин после аварии, допущенных в процессе эксплуатации	Прохождение шаблона до необходимой глубины. Герметичность колонны в интервале работ фрезером
КР3-2	Ликвидация аварий с эксплуатационной колонной	то же
КР3-3	Очистка забоя и ствола скважины от металлических предметов	то же

Продолжение таблицы 5.4

1	2	3
КР3-4	Прочие работы по ликвидации аварий, допущенных при эксплуатации скважин	Достижение цели, оговоренной в технологическом плане
КР3-5	Ликвидация аварий, допущенных в процессе ремонта скважин	Достижение цели, оговоренной в дополнительном плане на ликвидацию аварий
КР4	<i>Переход на другие горизонты и приобщение пластов</i>	
КР4-1	Переход на другие горизонты	Выполнение заданного объема работ, подтвержденных промыслово-геофизическими исследованиями. Получение пригона
КР4-2	Приобщение пластов	Получение пригона из нового интервала и увеличение дебита нефти
КР5	Внедрение и ремонт установок типа ОРЭ, ОРЗ, пакеров-отсекателей	Выполнение запланированного объема работ, герметичность пакера. Увеличение дебита нефти. Увеличение, сокращение объемов закачки воды
КР6	<i>Комплекс поджигных работ, связанных с бурением</i>	
КР6-1	Зарезка новых стволов скважин	Выполнение запланированного объема работ
КР6-2	Бурение цементного стакана	то же
КР6-3	Фрезерование башмака колонны с углублением ствола в горной породе	то же
КР6-4	Бурение и оборудование шурфов и артезианских скважин	то же
КР7	<i>Обработка призабойной зоны</i>	
КР7-1	Проведение кислотной обработки	Выполнение запланированного объема работ, увеличение продуктивности нефтяных и приемистости нагнетательных скважин
КР7-2	Проведение ГРП	то же
КР7-3	Проведение ГПП	то же
КР7-4	Виброобработка призабойной зоны	то же
КР7-5	Термообработка призабойной зоны	то же
КР7-6	Промывка призабойной зоны растворителями	то же
КР7-7	Промывка призабойной зоны растворами ПАВ	то же
КР7-8	Обработка термозащитными методами (ПГХВ, ПГД и т.д.)	то же

Окончание таблицы 5.4

1	2	3
		то же
КР7-9	Прочие виды обработки призабойной зоны	Выполнение запланированного объема работ, подтвержденных промыслово-геофизическими исследованиями
КР7-10	Выравнивание профиля приемистости нагнетательных скважин	Выполнение запланированного объема работ, увеличение продуктивности нефтяных скважин и приемистости нагнетательных скважин
КР7-11	Дополнительная перфорация и торпедирование ранее простреленных интервалов	<i>Исследование скважин</i>
КР8		
КР8-1	Исследование характера насыщенности и выработки продуктивных пластов, уточнение геологического разреза в скважинах	Выполнение запланированного комплекса исследований в заданном режиме (приток, закачка, выдерживание скважины в покое), получение заключения
КР8-2	Оценка технического состояния скважины (обследование скважины)	Выполнение запланированного объема работ, выдача заключения
КР9	<i>Перевод скважин на другое назначение</i>	
КР9-1	Освоение скважин под нагнетательные	Достижение приемистости, оговоренной в плане
КР9-2	Перевод скважин под отбор технической воды	Выполнение запланированного объема работ
КР9-3	Перевод скважин в наблюдательные, пьезометрические	Получение притока. Выполнение запланированного объема работ
КР9-4	Перевод скважин под нагнетание теплоносителя или воздуха	Обеспечение приемистости
КР10	<i>Ввод в эксплуатацию и ремонт нагнетательных скважин</i>	
КР10-1	Оснащение паро- и воздухонагнетательных скважин противопесочным оборудованием	Обеспечение приемистости
КР10-2	Промывка в паро- и воздухонагнетательных скважинах песчаных пробок	Восстановление приемистости
КР11	<i>Консервация и расконсервация скважин</i>	Выполнение запланированного объема работ
КР12	<i>Прочие виды работ</i>	Выполнение запланированного объема работ

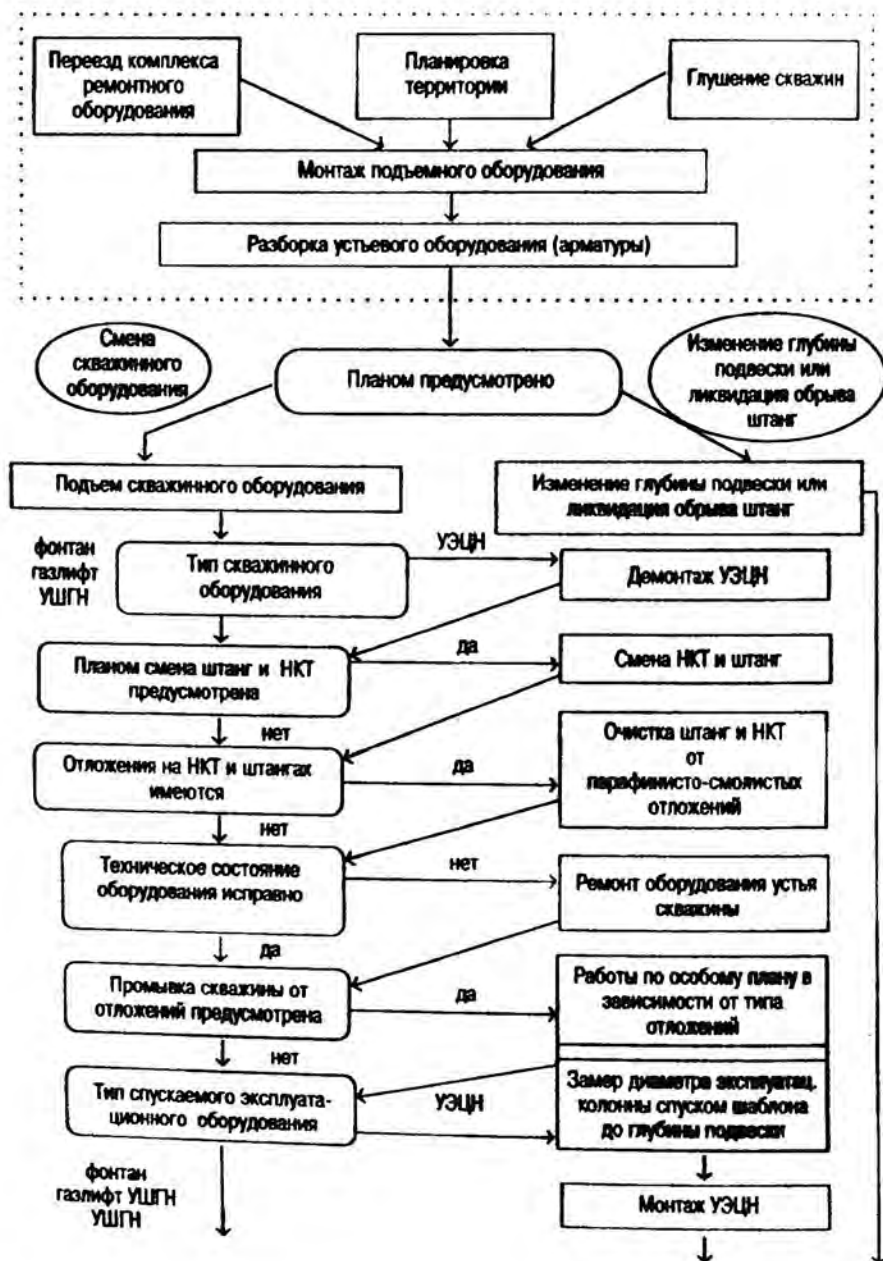
Таблица 5.5 – Виды текущего ремонта скважин

Шифр	Виды работ по текущему ремонту скважин	Технико-технологические требования к сдаче
1	2	3
ТР1	Оснащение скважин связанным оборудованием при вводе в эксплуатацию (из бурения, освоения, бездействия, консервации)	Выполнение запланированного объема работ
ТР1-1	Ввод фонтанных скважин	То же
ТР1-2	Ввод газлифтных скважин	То же
ТР1-3	Ввод скважин, оборудованных ШГН	То же
ТР1-4	Ввод скважин, оборудованных ЭЦН	Выполнение запланированного объема работ
ТР2	Перевод скважин на другой способ эксплуатации	
ТР2-1	Фонтанный – газлифт	Выполнение запланированного объема работ
ТР2-2	Фонтанный – ШГН	Нормальная работа насоса по динамограмме или подаче
ТР2-3	Фонтанный – ЭЦН	Нормальная подача и напор
ТР2-4	Газлифт – ШГН	Нормальная работа насоса по динамограмме или подаче
ТР2-5	Газлифт – ЭЦН	Нормальная подача и напор
ТР2-6	ШГН – ЭЦН	То же
ТР2-7	ЭЦН – ШГН	То же
ТР2-8	ШГН – ОРЭ	Выполнение запланированного объема работ. Нормальная подача и напор
ТР2-9	ЭЦН – ОРЭ	То же
ТР2-10	Прочие виды перевода	То же
ТР3	Оптимизация режима эксплуатации	
ТР3-1	Изменение глубины подвески, смена типоразмера ШГН	Достижение цели ремонта
ТР3-2	Изменение глубины подвески, изменение типоразмера ЭЦН	То же
ТР4	Ремонт скважин, оборудованных ШГН	
ТР4-1	Ревизия и смена насоса	Нормальная работа насоса по динамограмме
ТР4-2	Устранение обрыва штанг	Устранение дефекта. Нормальная работа насоса
ТР4-5	Замена полированного штока	То же
ТР4-6	Замена, опрессовка и устранение негерметичности НКТ	Достижение цели ремонта. Нормальная подача насоса
ТР4-7	Очистка и пропарка НКТ	То же

Продолжение таблицы 5.5

1	2	3
ТР4-8	Ревизия, смена устьевого оборудования	То же
ТР5	Ремонт скважин, оборудованных ЭЦН	
ТР5-1	Ревизия и смена насоса	Нормальная подача и напор
ТР5-2	Смена электродвигателя	То же
ТР5-3	Устранение повреждения кабеля	Устранение дефекта, нормальная работа насоса
ТР5-4	Ревизия, смена, устранение негерметичности НКТ	Выполнение запланированного объема работ. Нормальная подача насоса
ТР5-5	Очистка и пропарка НКТ	То же
ТР5-6	Ревизия, смена устьевого оборудования	Достижение цели ремонта
ТР6	Ремонт фонтанных скважин	
ТР6-1	Ревизия, смена, опрессовка и устранение негерметичности НКТ	Выполнение запланированного объема работ. Нормальная подача насоса
ТР6-2	Очистка и пропарка НКТ	То же
ТР6-3	Смена, ревизия устьевого оборудования	То же
ТР7	Ремонт газлифтных скважин	
ТР7-1	Ревизия, смена, опрессовка и устранение негерметичности НКТ	Выполнение запланированного объема работ. Нормальная подача насоса
ТР7-2	Очистка и пропарка НКТ	То же
ТР7-3	Ревизия, замена, очистка газлифтных клапанов	То же
ТР7-4	Ревизия, смена устьевого оборудования	То же
ТР8	Ревизия и смена оборудования артезианских и поглощающих скважин	Выполнение запланированного объема работ
ТР9	Очистка, промывка забоя	
ТР9-1	Промывка горючей нефтью (водой) с добавлением ПАВ	Достижение цели ремонта
ТР9-2	Обработка забоя химвагентами (ПХВ, СКО, ГКО и т.д.)	То же
ТР10	Опытные работы по испытанию новых видов поджигного оборудования	Выполнение запланированного объема работ
ТР11	Прочие виды работ	Выполнение запланированного объема работ

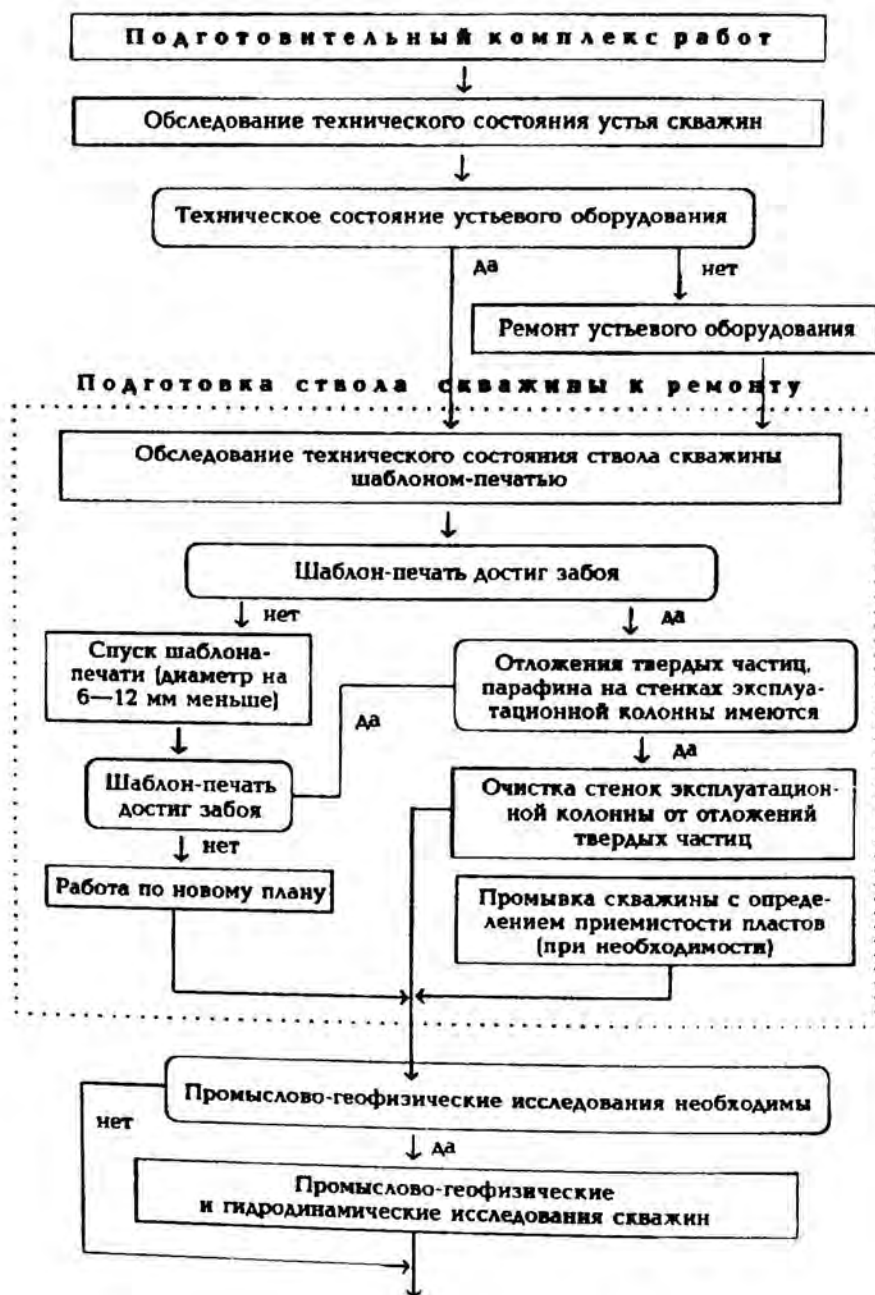
5.4.3 Последовательность выполнения работ при текущем ремонте скважин. Подготовительный комплекс работ

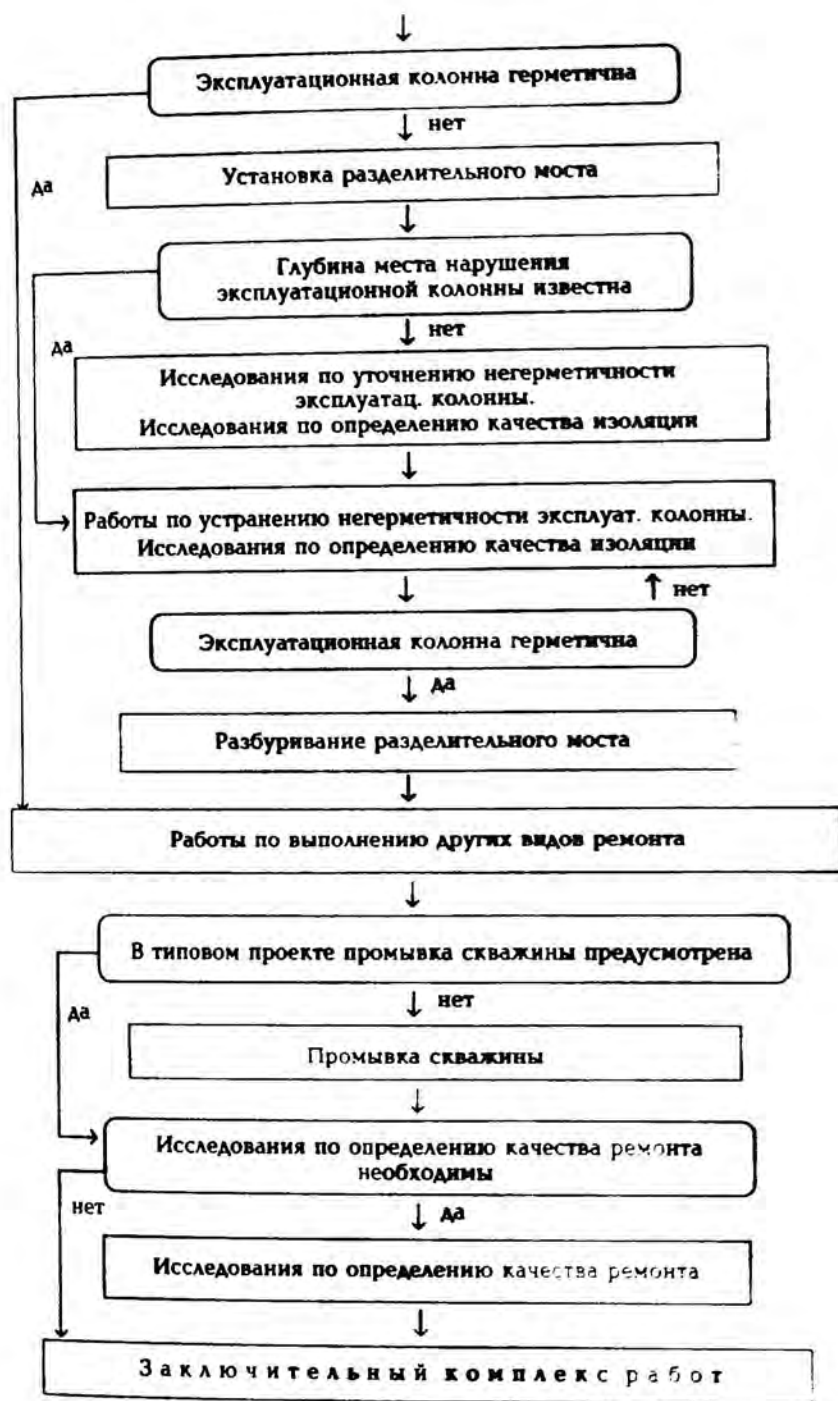




5.4.4 Последовательность выполнения работ при капитальном ремонте скважин

Все более широкое применение получают колтюбинговые (coiled tubing) технологии. Базирующиеся на использовании длиномерных (до 3000–5000 м) безмуфтовых гибких труб, наматываемых на барабан и многократно используемых для спуска в скважину, эти технологии позволяют сократить в 2–5 раз время и удешевить ремонтно-восстановительные работы (Л. Груздилов).





Колтюбинговые агрегаты могут выполнять такие операции, как:

- ликвидация отложений парафина, гидратов и песчаных пробок;
- обработка призабойной зоны;
- спуск в скважину оборудования для геофизических исследований;
- установка цементных мостов и баритовых пробок;
- забуривание вторых стволов, промывка поглощающих скважин с АНПД пенными системами для улучшения выноса механических примесей;
- геофизические исследования в открытом и обсаженном стволе (каротаж, каротаж – испытания – каротаж, шумометрия и др.);
- установка кислотных и щелочных ванн;
- глубокопроникающие обработки продуктивного пласта (ПП) пеннокислотными составами;
- селективные обработки вскрытых интервалов ПП;
- промывка ПП с использованием жидкого азота;
- периодические продувки ПЗП азотом с целью удаления пластовых вод;
- промывка фильтра и зумпфа от механических примесей;
- промывка гравийной набивки фильтра от различных отложений растворами ПАВ и растворителями;
- интенсификация продуктивного пласта скважин, оборудованных фильтрами;
- вымыв гравийной набивки при извлечении фильтра;
- промывка ПЗП нефтяных скважин от асфальто-смолистых отложений горячей нефтью или растворителями.

Использование колтюбинговых установок совместно с азотно-бустерным комплексом и полного диапазона регулируемых депрессионных воздействий по всему вскрытому разрезу скважины позволяет:

- 1) осваивать скважины пенными системами;
- 2) снижать уровень жидкости до необходимой глубины;
- 3) продувать скважины газообразным азотом;
- 4) оптимизировать притоки пластовых флюидов.

Анализ результатов исследований указывает на возможность управления пластовой энергией при интенсификации притоков и добыче нефти и газа таким образом, чтобы гидродинамическая связь между скважиной и пластом была наиболее выгодной. Это позволит:

- 1) продлить срок немеханизированной добычи нефти;
- 2) успешно бороться со скважинными отложениями;
- 3) предупреждать образование водяных пробок на забое газовых скважин;
- 4) замедлять процесс обводнения нефтяных скважин;
- 5) выбирать депрессии, обеспечивающие наилучшие условия для притока флюида.

Наибольший эффект может быть получен на малодобитных нефтяных, газовых и газоконденсатных скважинах.

5.4.5 Совершенствование технологии установки цементных мостов

Большинство видов ремонтно-изоляционных работ при бурении, заканчивании и эксплуатации нефтяных и газовых скважин в своей технологической основе имеют установку цементных мостов. Установка цементных мостов – это технологическая операция с применением различных тампонажных материалов, и она сама может сопровождаться осложнениями, которые иногда приводят авариям и ликвидации скважины или безрезультативностью.

5.4.5.1 Назначение цементных мостов

Цементные мосты устанавливают в целях:

- 1) изоляции водонапорных и непродуктивных горизонтов при испытании и ликвидации скважин;
- 2) возвращения на вышерасположенный горизонт;
- 3) изоляции зон поглощения или проявления;
- 4) забуривания нового ствола;
- 5) создания опоры для испытания пластов и секции обсадных труб;
- 6) ликвидации каверн и желобных выработок;
- 7) при ликвидационных работах в скважине.

Из приведенных в табл. 5.6 данных видно, что на мосты могут создаваться высокие давления, значительные осевые нагрузки, а напряжения сдвига (при высоте моста 1 м) – до 2,8 МПа.

Такие значительные нагрузки на мост возникают и при опробовании скважин испытателем пластов. Так, осевая нагрузка на хвостовик испытателя пластов может составлять более 100 тонн при высоте моста 1 м. Это обуславливает напряжение сдвига до 1,5 МПа.

5.4.5.2 Требования, предъявляемые к цементным мостам

К цементным мостам предъявляются определенные требования по долговечности, герметичности, прочности, несущей способности, а также высоте (протяженности) и глубине нахождения. Требования обусловлены назначением моста. Но первоначальным условием, определяющим установку цементного моста, является результативность работ: сформировался мост или цементный раствор смешался с глинистым, налип на стенки НКТ, и операция оказалась безрезультатной.

Результативность установки цементного моста определяется:

- объемом взятого для установки моста цементного раствора (чем его больше, тем выше вероятность благоприятного исхода процесса работ);
- применением буферной жидкости, ее качества и объема;
- физико-механическими параметрами вытесняемой и вытесняющей жидкости и скорости движения цементного раствора (точнее – параметра Рейнольдса),

Таблица 5.6 – Допустимые депрессии и внутренние давления в обсадных колоннах

Параметры обсадной колонны			Нагрузки, действующие на мост при создании депрессии, равной допустимому давлению на смятие ¹					внутреннего допустимого давления ²	
			депрессия, МПа	осевая нагрузка, тонн	напряжение сдвига при высоте моста 1 м, МПа	внутреннее давление, МПа	осевая нагрузка, тонн	напряжение сдвига при высоте моста 1 м, МПа	
114	9,0	A	40,0	29	4,2	40,0	29	1,2	
		M	74,0	51	1,7	79,0	54	1,8	
		A	35,0	33	1,0	36,0	34	1,0	
127	9,0	M	62,0	58	1,7	71,0	66	1,9	
		A	30,0	35	0,9	32,0	37	1,0	
		M	82,0	86	2,4	85,0	89	2,5	
168	12,0	A	23,0	41	0,9	27,0	48	1,0	
		M	64,0	102	2,3	71,0	113	2,6	
		A	16,0	51	0,8	22,0	70	1,1	
219	12,5	M	42,0	122	2,0	57,0	166	2,8	
		A	8,5	38	0,5	17,0	81	1,0	
		M	19,0	92	1,2	44,0	213	2,7	
273	12,0	A	5,0	37	0,4	14,0	104	1,1	
		M	11,0	78	0,8	27,0	191	2,0	
		A							

¹ Коэффициент запаса прочности на смятие 1,3;

² Коэффициент запаса прочности на разрыв под воздействием внутреннего давления 1,5.

И, если работы оказались результативными, то возникает вопрос о требованиях к цементному мосту.

Обоснование требований к прочности, проницаемости и «сцеплению» цементного камня с обсадными трубами и/или породой. Требования к физико-механическим свойствам тампонажного камня определяют в соответствии с назначением устанавливаемых мостов, которые в одних случаях должны быть непроницаемы (при опробовании), в других – обладать жесткостью (при забурировании нового ствола), в некоторых случаях – иметь повышенное сопротивление сдвигу (при распаковке пакеров, имеющих на испытателе пластов), а в некоторых – отвечать комплексу требований. Однако чтобы предъявлять конкретные требования, следует четко представлять условия, в которых он создается и формируется.

1. В скважине (обсаженной или необсаженной) находится буровой раствор любого основания и рецептуры, технологическая жидкость или жидкость глушения. Их наличие, естественно, предопределяет отсутствие сцепления твердеющего цементного (или любого иного) с обсадной колонной и тем более с породами, так как стенка необсаженной скважины *всегда* покрыта глинистым раствором или глинистой коркой; контакта (соприкосновения) цементного камня и породы нет. Из каверн глинистый раствор (к тому же загустевший) не может быть вытеснен, тем более до обнажения пород. *Сцепление же есть физико-химическое (прежде всего, химическое) взаимодействие между контактирующими химически чистыми поверхностями соприкасаемых тел.*

2. При существующей технологии (вытеснение одной жидкости другой, причем не Ньютоновских) контакт цементного раствора-каменя с обсадной колонной в подавляющем количестве случаев; в необсаженном стволе – всегда.

3. При вытеснении бурового раствора цементным раствором перемешиваются в непредсказуемой пропорции; поэтому отождествлять свойства цементного раствора и цементного камня, полученные в лабораторных условиях с теми, которые обеспечатся в скважине нельзя. Это подтвердилось после подъема труб, которые оказались забитыми гелецементным камнем, рыхлым и малопрочным (рис. 5.23).

4. Оставшаяся глинистая корка и/или прослойка глинистого раствора на стенке трубы и породах при контакте с твердеющим цементным раствором-камнем разрушается – обезвоживается; возникают каналы, нарушающие герметичность моста. В глубоких скважинах, характеризующихся высокими температурами и давлениями, добавляются трудности с подбором рецептуры цементного раствора и камня.

Иногда цементные мосты приходится устанавливать несколько раз. Но устанавливать их необходимо, и часто они выполняют свое назначение. За счет чего же качественные цементные мосты, формируемые в столь жестких условиях, оказываются надежными? Как понимать прочность, проницаемость, несущую способность цементного моста? Эти термины тра-



Рисунок 5.23 – Вид гелцементного камня, извлеченного из скважины № 2 Южно-Советской после разрушения моста потоком газа

диционно устоялись, являются привычными, но почти все они ничего не определяют, не обосновывают нормативов. И, тем более, не характеризуют формирование и работу цементного камня в обойме, коей являются трубы или стенка скважины.

Выше были приведены основные пункты, определяющие назначения установки мостов. Однако терминология требует корректировки. Высота цементного моста – термин неопределенный, хотя в практике он обозначает и верхнюю точку моста и иногда его протяженность. Нас всегда интересует протяженность цементного моста. Что при их назначении характеризует термин «несущая способность цементного моста»? Ничего. Прочность камня цементного моста может характеризовать качество подобранной рецептуры затвердевшего тампонажного раствора, без его смешения с глинистым (или технологической жидкостью) при прокачивании, что внесет неопределенность (в случае смешения) в оценку физико-механических свойств цементного раствора и камня по сравнению с лабораторными результатами. Однако прочность цементного камня в определяет недеформируемость цементного моста в колонне и стволе скважины, что предупреждает его сдвигание при нагружении, но отсутствии сцепления и даже контакта с колонной или породой. Прочность же цементного моста – термин неопределенный: если говорить о прочности всего сооружения (цементный камень – обсадная колонна или цементный камень – ствол скважины), то термин «прочность» вообще ничего не характеризует. В данном случае можно говорить о сцеплении цементного камня со стенками колонны или породы. Но сцепления между этими телами нет. Можно говорить о силах трения (при нагружении сверху на цементный мост), возникающих на поверхности соприкосновения этих тел, и это будет (далеко не полностью) соответствовать схеме работы моста при, например, разгрузке паке-ра или тестера на цементный мост.

Потребную величину сил трения можно определить только после проведения специальных экспериментальных исследований применительно к установке цементных мостов.

Проведенные исследования показали, что результативность и качество моста зависят от ряда факторов:

- 1) условий формирования цементного камня, определяющих прочность цементного камня и проницаемость моста;
- 2) степени шероховатости внутренней поверхности труб;
- 3) смещения цементного раствора с вытесняемой жидкостью;
- 4) овальности и прямолинейности (непрямолинейности) труб;
- 5) чистоты поверхности, наличия или отсутствия на ней слоя глинистого раствора;
- 6) состава и качества применяемых тампонажных материалов.

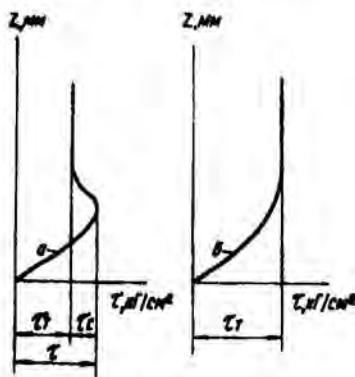


Рисунок 5.24 – Изменение силы сопротивления сдвигу моста:
 а – поверхность трубы чистая;
 б – поверхность трубы покрыта тонким слоем бурового раствора.
 труба имеет потаенную шероховатость и овальность

При продавливании цементного моста нагрузка при идеально чистых соприкасающихся поверхностях вначале достигает максимума (рис. 5.24, а), затем падает и стабилизируется на некоторой величине. Это позволяет вычислить силу сцепления металла с цементным камнем:

$$\tau_c = \tau - \tau_m, \quad (5.10)$$

где τ – общее сопротивление моста сдвигу, МПа.

Выражение (5.10) можно переписать также в виде:

$$\tau_c = \frac{Q}{\pi \cdot d \cdot \ell} - \frac{Q_m}{\pi \cdot d \cdot \ell}, \quad (5.11)$$

где Q_m – величина стабилизированной (установившейся) нагрузки при продавливании моста, кг.

Величина сил трения τ_m в неискривленной прямолинейной колонне в интервале установки моста определяется с одной стороны прочностью цементного камня, а также шероховатостью, разностенностью и овальностью труб (положительная группа факторов), а с другой – толщиной глинистого раствора на трубах и глинистой корки и слоя глинистого раствора на породах (отрицательная группа факторов). Из этих факторов применительно к установке мостов первостепенное значение имеют прочность цементного камня, овальность труб и непрямолинейность колонны труб, изменяющиеся по их длине и определяющие прочность моста в целом. Следовательно, она в значительной мере зависит от их высоты (протяженности), а также от наличия, состояния и толщины слоя глинистого раствора на колонне и фильтрационной корки на стенке скважин.

Если удалена глинистая корка (идеальный случай), напряжение сдвига в начальный момент составляет 0,15–0,20 МПа. В этом случае даже при возникновении максимальных нагрузок достаточна высота моста 10–20 м. Наличие же на стенке колонны слоя глинистого раствора толщиной 1–2 мм приводит к уменьшению напряжения сдвига до 0,01–0,02 МПа и увеличению необходимой высоты моста до 180–250 м. В связи с этим высоту моста H_m следует рассчитывать по формуле:

$$H_m \geq \frac{Q_m}{\pi \cdot D_c \cdot [\tau_m]}, \quad (5.12)$$

где Q_m – ожидаемая суммарная осевая нагрузка на мост; D_c – диаметр скважины; $[\tau_m]$ – удельная несущая способность моста, величина которой определяется как адгезионными свойствами тампонажного материала, так и способом установки моста.

Для установки цементных мостов необходимо применять тампонажные цементы, затвердевающие в прочный цементный камень.

Поскольку даже при турбулентном потоке между цементным камнем и горной породой или трубой всегда остается слой невытесненного глинистого раствора толщиной 0,3–2,0 мм, физико-химическое сцепление между ними отсутствует, а несущая способность моста обуславливается силами трения. Наличие слоя глинистого раствора наиболее сильно сказывается при установке мостов в обсадной колонне и последующем опробовании их испытателями ГрозНИИ. В этом случае, как показывают промысловые наблюдения, ввиду больших ударных гидравлических нагрузок при распаковке мост не обладает достаточной прочностью даже при наличии в скважине цементного стакана протяженностью 100–150 м.

Например, в скважине № 24 Заманкул (объединение «Грознефть»), обсаженной 114-миллиметровой летучкой и заполненной глинистым раствором с удельным весом 1,45 г/см³, цементные мосты высотой 67–137 м в интервале 3437–3300 м устанавливали пять раз, так как при распаковке пакеров, имеющихся на испытателях ГрозНИИ, эти мосты не выдерживали

нагрузки и сдвигались вниз до тех пор, пока не останавливались на некоторой глубине.

Расчеты, выполненные Н.Ф. Рязанцевым и К.И. Лошкаревым, показали, что ударные гидравлические нагрузки при распакеровке могут достигать 100 тонн и более.

Мосты, устанавливаемые в необсаженной части скважин, часто не пригодны для забуривания нового ствола, так как сопротивляемость цементного камня разрушению оказывается ниже сопротивляемости окружающих горных пород. Это же вытекает из общего закона искривления ствола скважины при бурении.

В.С. Федоровым установлено, что изменение зенитного угла α оси скважины выражается в виде разности:

$$\Delta\alpha = \Delta\alpha_{\text{к}} = \Delta\alpha_{\text{в}}, \quad (5.13)$$

где $\Delta\alpha_{\text{к}}$ и $\Delta\alpha_{\text{в}}$ – соответственно искривление и выпрямление ствола скважины.

Выражение (5.13) может быть переписано как:

$$\Delta\alpha = A \cdot \frac{P_{\text{с}} \cdot D_{\text{с}}}{E \cdot J} \cdot \cos \alpha \cdot \sin \beta - B \cdot \frac{n \cdot e \cdot h \cdot Q_0 \cdot \sin d_0}{V_{\text{т}} \cdot \sigma}, \quad (5.14)$$

где A и B – коэффициенты пропорциональности; $P_{\text{с}}$ – осевая нагрузка на долото; $D_{\text{с}}$ – диаметр долота; σ – твердость горной породы; $V_{\text{т}}$ – механическая скорость проходки; β – угол падения пластов; e – число лопастей или шарошек долота; h – высота боковой кромки долота; n – число оборотов долота в минуту; $E \cdot J$ – жесткость направляющего участка бурильной колонны; Q_0 – вес направляющего участка колонны.

Из формул (5.13) и (5.14) видно, что интенсивность падения кривизны $\Delta\alpha$, обратно пропорциональна твердости породы. Следовательно, в общем случае темп изменения зенитного угла α при забуривании второго ствола будет тем выше, чем больше прочность цементного камня.

Действительная прочность камня, образуемого в скважинах при использовании современных тампонажных материалов, через 2 суток при изгибе не превышает 24,0–30,0 МПа, тогда как предел прочности на одноосное сжатие у песчаников, взятых с глубины 3000 м, составляет 34,0–57,0 МПа, а у известняков – 125,0–138,0 МПа. В связи с этим появляется необходимость применения тампонажных материалов, гарантирующих обеспечение высокопрочного камня (что зависит не только от прочности цементного камня, но и, в первую очередь, от результативной установки цементного моста), и совершенствования технологических приемов забуривания второго ствола.

Термин «проницаемость» цементного моста более определенный и однозначный, чем прочность. При любой, практически реализуемой протяженности моста находящиеся ниже него флюиды при практически существующих перепадах давления цементный камень подобранной в лаборатории рецептуры является непроницаемым, а вся конструкция моста может

оказаться проницаемой в связи с обезвоживанием оставшегося на стенках труб или породы глинистого раствора или глинистой корки. В этом случае следует предпринимать все технологические возможности, чтобы обеспечить контакт твердеющего цементного раствора-камня со стенками колонны и/или породы. Вероятность обеспечения герметичности цементного моста возрастает с увеличением его протяженности.

Плотность контакта может быть существенно повышена, если перед цементным раствором закачивать химически обработанные буферные жидкости, разрушающие и смывающие глинистый раствор с поверхности труб и корку со стенок скважины.

Необходимо предупреждать смешение тампонажных материалов с глинистым раствором и создавать условия для максимального вытеснения его из интервала установки моста и плотного контакта последнего с породой или трубами.

Итак, герметичность моста в значительной мере зависит также от условий и способа его установки. Корка при твердении цементного раствора обезвоживается, появляются в ней трещины.

В связи с этим высоту цементного моста следует корректировать, используя следующую формулу:

$$H_{\text{м}} \geq \frac{P_{\text{м}}}{[\Delta P]}, \quad (5.15)$$

где $P_{\text{м}}$ – максимальная величина перепада давления, действующего на мост при его эксплуатации; $[\Delta P]$ – допустимый градиент давления прорыва флюида по зоне контакта моста со стенкой скважины (эту величину также определяют в основном в зависимости от способа установки моста и применяемых тампонажных материалов).

При установке мостов для забуривания второго ствола к ним предъявляется дополнительное требование по высоте. Это обусловлено тем, что прочность верхней части моста H_1 должна обеспечить возможность забуривания нового ствола с допустимой интенсивностью искривления, а нижняя часть H_0 – надежную изоляцию старого ствола:

$$H_{\text{м}} = H_1 + H_0 = \sqrt{2 \cdot D_c \cdot R_c} + H_0,$$

где R_c – радиус искривления ствола.

Верхняя часть моста часто бывает непрочная, рыхлая за счет водоотстоя и смешивания с буровым раствором.

Способы установки цементных мостов. В практике установки цементных (и прочих) мостов применяют следующие способы:

1) закачку тампонажного раствора в интервал формирования моста при уравнивании его столбов в заливочных трубах и кольцевом пространстве (балансовый способ);

2) закачку тампонажного раствора с применением двух разделительных пробок;

3) закачку цементного раствора в интервал установки моста под давлением;

4) с использованием разделительного пакера;

5) с использованием цементирующей желонки.

При распространенном *балансовом способе* в колонну заливочных труб, спущенную до глубины, соответствующей подошве моста, после промывки закачивают тампонажный раствор. Высота подъема раствора в кольцевом пространстве производится до расчетной высоты (с учетом объема труб). Затем заливочные трубы поднимают до кровли моста и прямой или обратной промывкой вымывают излишек тампонажного раствора.

Способ установки цементного моста с использованием *двух разделительных пробок* аналогичен предыдущему. Разнятся они тем, что во втором случае в нижней части заливочной колонны устанавливается пробкодержатель, после чего трубы спускают на расчетную глубину. В процессе закачки цементного раствора нижняя пробка проходит через пробкодержатель. После прокачки цементного раствора через трубы верхняя пробка, движущаяся за ним, садится на пробкодержатель. Возникает скачок давления. Заливочные трубы поднимают до кровли моста, повышают давление в трубах, что приводит к срезанию шпилек пробкодержателя и открыванию циркуляционных отверстий. Прямой или обратной промывкой вымывают излишек тампонажного раствора. Вследствие повышенной точности способа его применяют в глубоких скважинах, хотя он эффективен во всех случаях. Этот способ в значительной степени очищает от глинистого раствора трубы и, тем самым, повышает вероятность результативности работ, предупреждает смешение цементного раствора с глинистым, повышает вероятность герметичности моста.

Установка моста с использованием *цементирующей желонки* для повышения вероятности получения качественного моста предусматривает установку пробки или пакера. Затем с помощью желонки тампонажный раствор «выливается» на них. Точность установки такого моста высока, но качество определяется рядом факторов: некоторые из них исключают возможность формирования значительных по высоте мостов, не всегда обеспечивают достаточную прочность камня и др.

При установке моста в обсадной колонне используют *стреляющие тампонажные снаряды* (СТС), в которые впрессовывается пробка; снаряд, спущенный на заданную глубину в скважину, выстреливает ее. Увеличенная в диаметре пробка останавливается в колонне, образуя мост. Для повышения его прочности одним из известных способов на нем формируют цементную часть моста.

Основными причинами нерезультативной установки мостов в открытом стволе скважины (реже в обсадной колонне) являются:

- наличие глинистой корки и несмытого с пород глинистого раствора;
- перемешивание тампонажного (особенно если взято небольшое его количество) и бурового растворов;
- уменьшение конечного объема тампонажного раствора за счет налипания на стенку заливочной колонны;

- образование цементного конгломерата, находящегося в буровом растворе (после подъема заливающих труб), особенно в местах расширения ствола (у каверн) при отсутствии контакта твердеющего тампонажного (порой значительно перемешанного с глинистым) раствора-камня с породой;

- твердение цементного раствора обезживает остатки глинистого раствора и глинистую корку – возникают трещины, каналы.

Скорость и глубина возникновения каналов зависит от соотношения глинистого раствора и глинистой корки в конкретном месте, с одной стороны, и количества цемента – с другой, а также от температуры и давления.

Мосты могут испытываться опрессовкой, нагрузкой трубами (особенно при забурировании второго ствола), снижением уровня жидкости в скважине, а в ответственных случаях – испытателем пластов.

5.4.5.3 Оценка весомости факторов, влияющих на исход работ по установке цементных мостов, при помощи последовательной диагностической процедуры

Установка цементных мостов является многофакторным процессом, в связи с чем качество моста зависит от совокупности различных факторов, как управляемых, так и неуправляемых. Многообразие факторов обуславливает стохастическую природу результата работ, поэтому особенно важной становится задача распознавания образцов операций с успешным и неудачным исходом. Задача может быть решена посредством последовательной диагностической процедуры.

Для определения информативности и весомости факторов, влияющих на исход работ по установке цементных мостов в необсаженных скважинах, диагностическому исследованию были подвергнуты 117 операций по установке мостов для забурирования нового ствола скважины, проведенных в объединениях «Грознефть» и «Краснодарнефтегаз» при отсутствии поглощений, проявлений и больших каверн без применения разделительных пробок. Операции считались успешными в случае забурирования нового ствола в интервале моста (62 операции, или 53 %) и неудачными, если моста не было (25 операций, или 21 %) или забурирование оказывалось неудачным вследствие низкой прочности моста (30 операций, или 26 %).

В результате анализа были составлены таблицы с величинами диагностического коэффициента ДК (табл. 5.7 и 5.8).

Этот коэффициент представляет собой удесятеренный десятичный логарифм отношения вероятностей обнаружения данного значения рассматриваемого фактора в категории успешных или неудачных операций. Весомость фактора определяется модулем диагностического коэффициента, а характер влияния на исход операций – знаком. В данном случае положительное значение ДК соответствует успешному исходу, отрицательное – неудачному.

Таблица 5.7 – Диагностический коэффициент

Факторы	Градация фактора	Частота операций		ДК
		успешных	неудачных	
1	2	3	4	5
Глубина нижней границы моста X_1 , м	< 1000	5	4	0,51
	1001-2000	14	11	0,59
	2001-3000	25	23	- 0,08
	3001-4000	12	9	0,80
	> 4000	5	8	-2,50
Проектная высота моста X_2 , м	40-70	10	9	0,00
	71-100	22	14	1,50
	101-130	10	7	1,10
	131-160	11	14	- 1,50
	> 160	8	11	- 1,80
Стратиграфическое подразделение X_3	миоцен	17	14	0,39
	майкоп	19	15	0,57
	эоцен	4	2	2,56
	палеоцен	5	6	- 1,25
	мел	12	1-6	- 1,71
Зенитный угол ствола в интервале установки моста X_4 , град	юра	3	1	4,31
	триас	1	1	- 0,46
	0,0-2,0	5	3	2,22
	2,1-4,0	9	8	0,51
	4,1-6,0	4	5	- 0,97
	6,1-8,0	7	5	1,46
	8,1-10,0	4	5	- 0,97
	> 10,0	4	7	- 3,02

Продолжение таблицы 5.7

1	2	3	4	5
Диаметр долота X_1 , мм	140	3	7	-4,14
	161	2	1	2,55
	190	5	7	-1,92
	214	10	8	0,51
	243	11	10	-0,04
	269	3	2	1,30
	295	14	10	1,00
	320	5	4	0,51
	394	5	3	1,76
	445	3	3	-0,46
Диаметр труб в зоне установки моста X_6 , мм	73-89	8	10	-1,42
	114	6	11	-3,09
	141	47	34	0,95
Плотность бурового раствора X_7 , г/см ³	1,20-1,40	18	15	0,33
	1,41-1,60	14	16	-1,04
	1,61-1,80	9	10	-0,91
	1,81-2,00	8	5	1,58
	2,01-2,18	12	9	0,79
Тип цемента X_8	портландцемент	17	14	0,38
	ШПС	39	38	-0,34
	ШПС	5	3	1,76
	0,00	9	5	1,84
Разность плотностей тампонажного и бурового растворов X_9 , г/см ³	0,00-0,15	12	7	1,63
	1,16-0,30	8	9	-1,22
	0,31-0,45	11	15	-2,05
	0,46-0,60	9	7	0,37
	> 0,60	12	9	0,54

Продолжение таблицы 5.7

1	2	3	4	5
Объем цементного раствора X_{10} , м ³	< 5,1	9	19	-3,69
	5,1-10,0	28	21	0,79
	10,1-15,0	18	10	2,10
	> 15,0	6	5	0,33
				-2,47
Отношение объема цементного раствора к внутреннему объему заливочной колонны X_{11}	0,08-0,20	14	22	1,14
	0,21-0,32	13	9	2,24
	0,33-0,44	13	7	0,63
	0,45-0,56	9	7	0,33
	> 0,56	12	10	-13,18
Относительное превышение внутренним объемом заливочной колонны (V_m) объема продаваемой жидкости (V_n) $X_{12} = \frac{V_m - V_n}{V_n} \cdot 100 \%$	0,0-3,0	1	17	2,71
	3,1-5,0	16	7	3,64
	5,1-7,0	17	6	0,00
	7,1-9,0	11	9	0,87
	> 9,0	15	10	0,28
Скорость подъема цементного раствора X_{13} , м/с	< 0,30	9	7	2,80
	0,31-0,60	23	10	-8,94
	0,61-0,80	2	13	-1,89
	0,81-1,00	7	9	1,41
	1,01-1,20	5	3	5,21
Период ОЗЦ X_{14} , сут.	> 1,20	7	2	-11,52
	< 2	1	12	0,36
	3	18	14	2,54
	4	17	8	6,26
	5	5	1	0,11
Способ забуиривания X_{15}	> 5	17	14	1,07
	турбинный	47	18	-2,43
	ротаторный	14	12	

Окончание таблицы 5.7

1	2	3	4	5
Буферная жидкость X_{16}	есть	12	4	4,32
	нет	49	51	-0,63
Диагностический коэффициент, учитывающий резкую априорную вероятность успешного и неудачного исхода работ DK_n		61	55	0,45

Таблица 5.8 – Диагностический коэффициент

Факторы (см. табл. 5.7)	Условия установки мостов			
	наиболее благоприятные		наименее благоприятные	
	значения факторов	ДК	значения факторов	ДК
<i>Неуравновешенные факторы</i>				
X_1 , м	3001-4000	0,80	> 4000	- 2,50
X_3	юра	4,31	мел	- 1,71
X_3 , град	0-2	2,22	> 10	- 3,02
X_5 , мм	161	2,55	140	- 4,14
X_7 , г/см ³	1,81-2,00	1,58	1,41-1,60	- 1,04
X_{15}	турбинный	1,07	роторный	- 2,43
ДК _а	—	0,45	—	0,45
Итого		14,48		- 16,21
<i>Уравновешенные факторы</i>				
X_2 , м	71-100	1,50	> 160	- 1,80
X_6 , мм	141	0,95	114	- 3,09
X_8	ШПС	1,76	ЦПС	- 0,34
X_9 , г/см ³	< 0	1,84	0,31-0,45	- 2,05
X_{10} , м ³	10,1-15,0	2,10	< 5,0	- 3,69
X_{11} , м	0,33-0,44	2,24	< 0,20	- 2,47
X_{12} , %	5,1-7,0	3,64	3,0	- 13,18
X_{13} , м/с	> 1,20	5,21	0,61-0,80	- 8,94
X_{14} , сут	5	6,26	< 2	11,52
X_{16} (вода)	да	4,32	нет	- 0,57
Итого		29,82		- 47,65

троль только по плотности не может быть достаточным, поэтому весь объем раствора следует готовить в осреднительной емкости, контролируя его качество по общему расходу жидкости затворения и цемента. При этом схема приготовления должна предусматривать возможность дополнительного ввода в раствор какого-либо из его компонентов.

Перед установкой цементного моста подбирают тампонажный материал и рецептуру его приготовления. Состав тампонажного раствора определяется геолого-техническими условиями скважины (пластовое давление, температура, давление гидроразрыва пласта, высота – протяженность – столба моста). Поэтому рекомендуют следующий выбор тампонажных материалов.

1. Облегченные цементы для получения растворов плотностью $1400 \div 1600 \text{ кг/м}^3$ на базе тампонажного цемента для «холодных» и «горячих» скважин, а также на основе шлакопесчаной смеси для температур $90 \div 140 \text{ }^\circ\text{C}$ – ШПЦС-120 и для температур $160 \div 250 \text{ }^\circ\text{C}$ – ШПЦС-200.

2. Утяжеленные цементы для получения растворов плотностью не менее 2150 кг/м^3 на базе тампонажного цемента для «холодных» и «горячих» скважин, а также на основе шлакопесчаной смеси для температур $90 \div 140 \text{ }^\circ\text{C}$ – УШЦ-120; для температур $160 \div 250 \text{ }^\circ\text{C}$ – УШЦ-200.

Из тампонажного портландцемента получают цементный раствор плотностью $1820\text{--}1850 \text{ кг/м}^3$ с водоцементным отношением 0,5. Причем начало схватывания при температуре $20 \div 30 \text{ }^\circ\text{C}$ длится до 10 часов. При более высоких температурах время схватывания меньше, и при температуре $75 \text{ }^\circ\text{C}$ схватывание цемента длится уже $1,5 \div 2,0$ часа, что порой недостаточно при производстве тампонажных работ. Поэтому в зависимости от температуры применяют добавки реагентов: ССБ в количестве от 0,1 до 0,5 %, хроматы – от 0,1 до 0,5 %, оксил – от 0,1 до 0,5 % от массы цемента.

Для снижения водоотдачи тампонажных растворов в них вводят поливиниловый спирт – до 1 % и др. Количество химических реагентов определяют лабораторным путем в зависимости от характера скважины, способа цементирования и сорта тампонажного цемента.

Для полного представления об изменении свойств тампонажных портландцементов (с добавками кварцевого песка, глины и без) и шлакопесчаных цементов при различных температурах и давлениях эти материалы исследовали в автоклавах (устанавливались сроки схватывания, прочность и проницаемость) и в консистометрах – определялось время загустевания растворов.

5.4.5.5 Физико-механические свойства тампонажных материалов, используемых для установки цементных мостов в глубоких высокотемпературных скважинах

Рассмотрим только те тампонажные материалы, применение которых обеспечивает при высоких температуре и давлении получение растворов и камня с необходимыми прочностью, проницаемостью и сроками схватывания.

Цементные и цементно-песчаные материалы (раствор и камень на основе тампонажного портландцемента). На рис. 5.25 показано изменение сроков схватывания цементных растворов при различных температурах и давлении 5,0 МПа, свидетельствующее о том, что при температуре 90–100 °С схватывание их интенсивно ускоряется, в связи с чем в растворы необходимо вводить замедлители.

Рост давления также способствует сокращению сроков схватывания растворов из портландцемента (рис. 5.26). При повышении давления от атмосферного до 60,0 МПа схватывание раствора ускоряется почти вдвое, но с ростом температуры влияние повышения давления на ускорение уменьшается, хотя и остается весьма заметным. Вследствие этого определять сроки схватывания необходимо при одновременном воздействии температуры и давления.

Изменение сроков схватывания цементных растворов из тампонажных портландцемента при переменном водоцементном отношении (В/Ц) под действием различных температур и давлений представлено на рис. 5.27. При низких температурах увеличение В/Ц способствует замедлению схватывания, но уже при температуре 110–120 °С это не достигается даже при В/Ц = 1, причем резко снижаются прочность и плотность камня. Замедлить схватывание растворов в этих условиях можно только введением в них замедлителей.

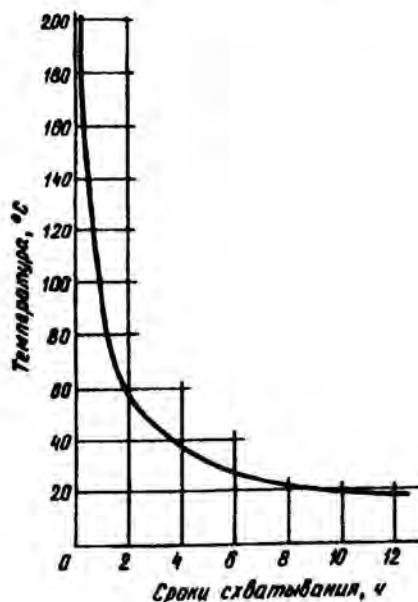


Рисунок 5.25 – Изменение сроков схватывания цементных растворов при давлении 5,0 МПа и различных температурах

троль только по плотности не может быть достаточным, поэтому весь объем раствора следует готовить в осреднительной емкости, контролируя его качество по общему расходу жидкости затворения и цемента. При этом схема приготовления должна предусматривать возможность дополнительного ввода в раствор какого-либо из его компонентов.

Перед установкой цементного моста подбирают тампонажный материал и рецептуру его приготовления. Состав тампонажного раствора определяется геолого-техническими условиями скважины (пластовое давление, температура, давление гидроразрыва пласта, высота – протяженность – столба моста). Поэтому рекомендуют следующий выбор тампонажных материалов.

1. Облегченные цементы для получения растворов плотностью $1400 \div 1600 \text{ кг/м}^3$ на базе тампонажного цемента для «холодных» и «горячих» скважин, а также на основе шлакопесчаной смеси для температур $90 \div 140 \text{ }^\circ\text{C}$ – ШПЦС-120 и для температур $160 \div 250 \text{ }^\circ\text{C}$ – ШПЦС-200.

2. Утяжеленные цементы для получения растворов плотностью не менее 2150 кг/м^3 на базе тампонажного цемента для «холодных» и «горячих» скважин, а также на основе шлакопесчаной смеси для температур $90 \div 140 \text{ }^\circ\text{C}$ – УШЦ-120; для температур $160 \div 250 \text{ }^\circ\text{C}$ – УШЦ-200.

Из тампонажного портландцемента получают цементный раствор плотностью $1820\text{--}1850 \text{ кг/м}^3$ с водоцементным отношением 0,5. Причем начало схватывания при температуре $20 \div 30 \text{ }^\circ\text{C}$ длится до 10 часов. При более высоких температурах время схватывания меньше, и при температуре $75 \text{ }^\circ\text{C}$ схватывание цемента длится уже $1,5 \div 2,0$ часа, что порой недостаточно при производстве тампонажных работ. Поэтому в зависимости от температуры применяют добавки реагентов: ССБ в количестве от 0,1 до 0,5 %, хроматы – от 0,1 до 0,5 %, окзил – от 0,1 до 0,5 % от массы цемента.

Для снижения водоотдачи тампонажных растворов в них вводят поливиниловый спирт – до 1 % и др. Количество химических реагентов определяют лабораторным путем в зависимости от характера скважины, способа цементирования и сорта тампонажного цемента.

Для полного представления об изменении свойств тампонажных портландцементов (с добавками кварцевого песка, глины и без) и шлакопесчаных цементов при различных температурах и давлениях эти материалы исследовали в автоклавах (устанавливались сроки схватывания, прочность и проницаемость) и в консистометрах – определялось время загустевания растворов.

5.4.5.5 Физико-механические свойства тампонажных материалов, используемых для установки цементных мостов в глубоких высокотемпературных скважинах

Рассмотрим только те тампонажные материалы, применение которых обеспечивает при высоких температуре и давлении получение растворов и камня с необходимыми прочностью, проницаемостью и сроками схватывания.

Цементные и цементно-песчаные материалы (раствор и камень на основе тампонажного портландцемента). На рис. 5.25 показано изменение сроков схватывания цементных растворов при различных температурах и давлении 5,0 МПа, свидетельствующее о том, что при температуре 90–100 °С схватывание их интенсивно ускоряется, в связи с чем в растворы необходимо вводить замедлители.

Рост давления также способствует сокращению сроков схватывания растворов из портландцемента (рис. 5.26). При повышении давления от атмосферного до 60,0 МПа схватывание раствора ускоряется почти вдвое, но с ростом температуры влияние повышения давления на ускорение уменьшается, хотя и остается весьма заметным. Вследствие этого определять сроки схватывания необходимо при одновременном воздействии температуры и давления.

Изменение сроков схватывания цементных растворов из тампонажных портландцемента при переменном водоцементном отношении (В/Ц) под действием различных температур и давлений представлено на рис. 5.27. При низких температурах увеличение В/Ц способствует замедлению схватывания, но уже при температуре 110–120 °С это не достигается даже при В/Ц = 1, причем резко снижаются прочность и плотность камня. Замедлить схватывание растворов в этих условиях можно только введением в них замедлителей.

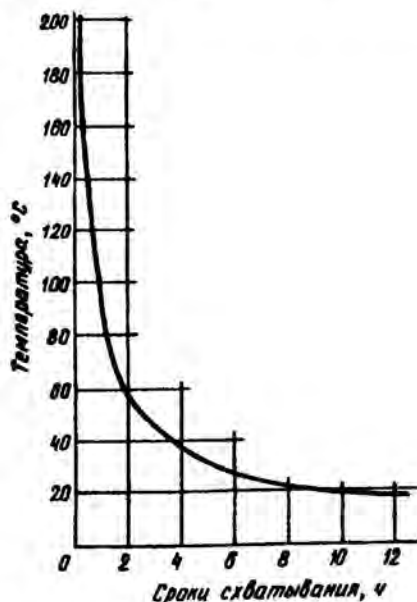


Рисунок 5.25 – Изменение сроков схватывания цементных растворов при давлении 5,0 МПа и различных температурах

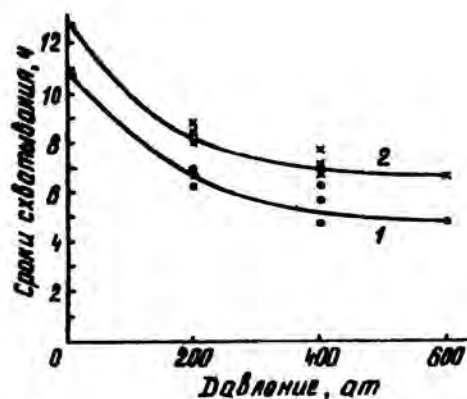


Рисунок 5.26 – Влияние давления на сроки схватывания цементных растворов:
1 – начало схватывания; 2 – конец схватывания

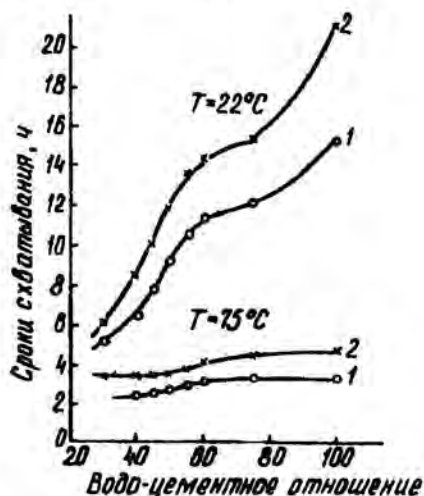


Рисунок 5.27 – Влияние водоцементного отношения на сроки схватывания цементных растворов:
1 – начало схватывания; 2 – конец схватывания

Общая закономерность изменения сроков схватывания растворов из тампонажных портландцементов почти не меняется при введении в них кварцевого песка в количестве 20–40 %, который при низких температурах (примерно до 30–40 °С) выполняет роль инертного наполнителя и способствует некоторому замедлению схватывания растворов.

Типичная картина влияния температуры в пределах 22–200 °С и давления 70,0 МПа на изменение механической прочности цементного камня, твердеющего 24–168 часов, показана на рис. 5.28. Из рис. 5.28 следует ряд закономерностей.

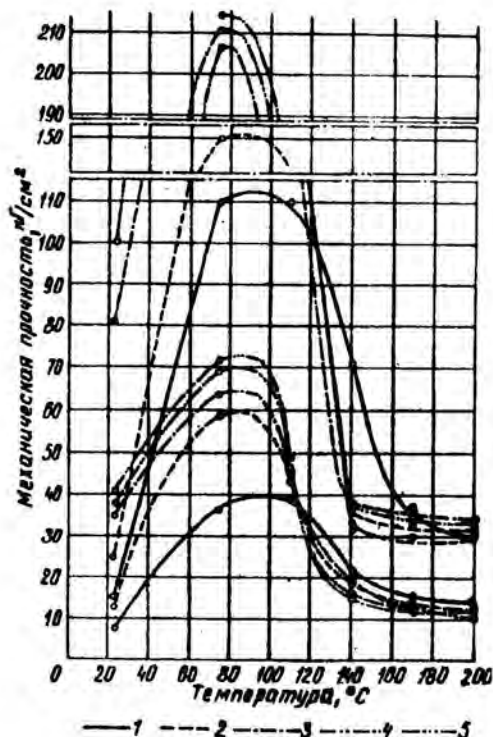


Рисунок 5.28 – Изменение механической прочности цементных образцов при давлении 400 атм и различных температурах.

Время твердения образцов:

1 – 12 часов; 2 – 24 часа; 3 – 48 часов; 4 – 96 часов; 5 – 168 часов

1. При температуре 22–75 °С двухсуточная («гостовская») прочность цементного камня возрастает с увеличением срока твердения (до 48 часов). Стабилизация механической прочности камня при температуре 75 °С наступает на четвертые сутки.

2. При температуре 75–110 °С прочность цементного камня достигает максимальных значений, стабилизация которых наступает уже после твердения в течение 24 часов. При этом диапазоне температур заметна тенденция к снижению прочности камня с увеличением срока твердения.

3. При температуре 110–140 °С прочность цементного камня интенсивно снижается с повышением температуры и увеличением срока твердения. При температуре 140 °С цементный камень достигает максимальной прочности – 3,0 МПа при изгибе и 7,0 МПа при сжатии – уже через 3 часа после начала твердения.

4. При температуре 140–200 °С механическая прочность цементного камня невелика. Повышение температуры до 200 °С приводит к дальнейшему уменьшению прочности, но темп уменьшения невысок.

Введение кварцевого песка в портландцементные растворы позволяет значительно улучшить свойства образующегося из них камня. Объясняется это тем, что рост температуры способствует повышению активности кварца и вступлению его во взаимодействие с гидратом окиси кальция, гидросиликатами и гидроалюминатами с образованием гидрогранатов, благодаря чему получается прочный камень при температуре 100–200 °С.

Так, в США в качестве стабилизатора прочности портландцементного камня используют силикатную муку.

В РФ и СНГ при цементировании скважин и установке цементных мостов для приготовления цементно-песчаных смесей применяют в основном немолотые кварцевые пески естественной крупности.

Данные о влиянии введения такого песка на изменение пределов прочности цементно-песчаного камня при изгибе и сжатии после твердения в течение 2 суток приведены в табл. 5.10.

Из табл. 5.10 видно, что в противоположность цементу цементно-песчаные смеси, содержащие 25–50 % песка, позволяют получать камень с прочностью, интенсивно нарастающей во всем диапазоне увеличения температур – от 110 до 170 °С. При этих температурах введение песка приводит к получению тампонажного камня с нулевой проницаемостью. Это подтверждается данными, полученными при проведении опытов с теми же растворами (табл. 5.11).

Таблица 5.10 – Механическая прочность цементного и цементно-песчаного камня

Соотношение цемента и песка в смеси	В/Ц	Прочность камня, МПа					
		$T = 110\text{ }^{\circ}\text{C}$ $p = 30,0\text{ МПа}$		$T = 140\text{ }^{\circ}\text{C}$ $p = 40,0\text{ МПа}$		$T = 170\text{ }^{\circ}\text{C}$ $p = 50,0\text{ МПа}$	
		изгиб	сжатие	изгиб	сжатие	изгиб	сжатие
1:0	0,50	4,18	15,9	2,14	5,0	1,92	4,5
3:1	0,50	4,35	17,7	6,94	23,6	7,17	26,1
2:1	0,52	4,44	16,8	7,45	26,1	7,94	–
1:1	0,57	3,51	15,4	7,50	27,7	8,19	–

Таблица 5.11 – Проницаемость цементного и цементно-песчаного камня

Соотношение цемента и песка в смеси	Проницаемость, миллиарды		
	$T = 110\text{ }^{\circ}\text{C}$ $p = 30,0\text{ МПа}$	$T = 140\text{ }^{\circ}\text{C}$ $p = 40,0\text{ МПа}$	$T = 170\text{ }^{\circ}\text{C}$ $p = 50,0\text{ МПа}$
1:0	1,4	18,9	29,5
3:1	1,3	0,0	0,0
2:1	2,5	0,0	0,0
1:1	6,7	0,0	0,0

При более низких температурах введение песка является причиной повышения проницаемости камня.

Шлаковые и шлакопесчаные материалы (раствор и камень) на основе шлакового цемента. Использование цементно-песчаных растворов при температуре 130–150 °С и выше практически сильно затруднено из-за недостатка высокоэффективных замедлителей и невозможности в связи с этим подбора рецептуры по срокам схватывания. Применение растворов на шлаковой основе позволило решить эту проблему.

Шлак – побочный продукт металлургического производства, получаемый путем сплавления при температуре 1300–1600 °С пустой породы, золы, кокса и известняка. Необходимые свойства шлак приобретает после грануляции, сушки и помола до удельной поверхности 2000–3500 см²/г. Молотый шлак, затворенный на воде, при обычной температуре мало активен и твердеет очень медленно. С повышением температуры до 60–80 °С активность его значительно возрастает, а при температуре 100 °С и выше в некоторые шлаковые растворы приходится вводить замедлители. Характерно, что необходимое регулирование процессов схватывания тампонажных растворов на шлаковой основе достигается путем введения малых количеств недефицитных замедлителей.

Большое влияние на активность шлака оказывает удельная поверхность порошка. Чем тоньше помол, тем короче сроки схватывания, выше начальная прочность шлакового камня и больше расход воды на затворение.

Наиболее целесообразно применять шлаки не в чистом виде, а с добавкой песка, молотого или естественной крупности. При этом все физико-механические показатели тампонажного камня улучшаются.

На рис. 5.29 показано типичное изменение сроков схватывания шлакопесчаного раствора (соотношение шлака и песка – 4:1) при температуре 75–200 °С и давлении 50,0 МПа. Из графика видно, что гидравлическая активность шлака наиболее интенсивно возрастает при температуре 75–120 °С.

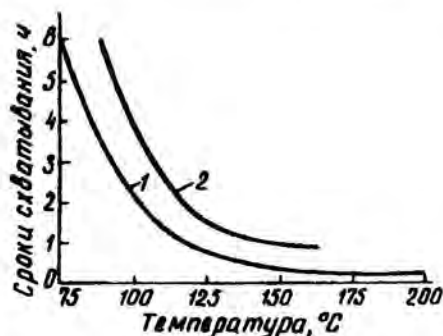


Рисунок 5.29 – Зависимость сроков схватывания шлакопесчаного раствора (4:1) от температуры (давление 50,0 МПа):

1 – начало схватывания; 2 – конец схватывания

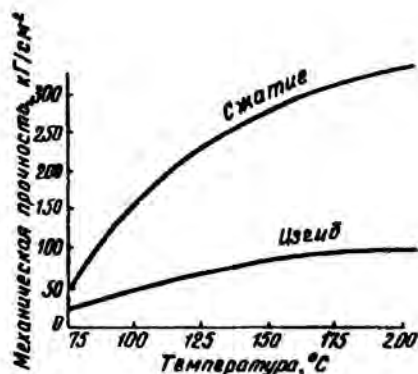


Рисунок 5.30 — Зависимость механической прочности шлакопесчаного раствора (4:1) от температуры (давление 50,0 МПа)

Схватывание шлаковых растворов замедляется тем сильнее, чем больше содержится в них песка.

Свойства молотых шлаков изменяются также при хранении. Растворы, затворенные из лежалых шлаков, имеют удлиненные сроки схватывания, повышенную вязкость и несколько пониженную по сравнению с первоначальной прочностью.

На рис. 5.30 показан рост механической прочности шлакопесчаного раствора (соотношение 4:1) при температуре 75–200 °C. При этом обнаруживается ценное свойство шлакопесчаного камня, заключающееся в непрерывном увеличении его прочности с ростом температуры и срока твердения. После твердения в течение 2 суток при температуре 200 °C прочность достигает 10,0 МПа при изгибе и 35,0 МПа при сжатии.

Сведения о проницаемости шлаковых и шлакопесчаных образцов, выдержанных при температуре 130, 170 и 200 °C при разных сроках твердения (от 8 часов до 14 суток), приведены в табл. 5.12 (Ждановский шлак с немолотым кубанским песком).

Из табл. 5.12 видно, что в отличие от образцов портландцемента проницаемость шлакопесчаных образцов меньше зависит от водоцементного отношения. Абсолютные величины проницаемости шлакового и шлакопесчаного камня при этом незначительны. Камни имеют плотную мелкозернистую структуру и практически непроницаемы для флюидов.

На основании рассмотренных данных можно заключить, что тампонажные материалы на основе шлаков наиболее эффективно могут быть использованы при установке мостов в скважинах с температурой выше 130 °C.

Таблица 5.12 – Проницаемость шлакопесчаного камня

Состав раствора, % (по весу)			Проницаемость, миллидарси											
			$T = 130\text{ }^{\circ}\text{C}$ $p = 40,0\text{ МПа}$						$T = 170\text{ }^{\circ}\text{C}$ $p = 40,0\text{ МПа}$					
			через 2 суток	через 7 суток	через 14 суток	через 8 часов	через 2 суток	через 7 суток	через 14 суток	через 2 суток	через 7 суток	через 14 суток	$T = 200\text{ }^{\circ}\text{C}$ $p = 40,0\text{ МПа}$	
шлак	песок	вода												
100	–	40	0,84	0,49	0,5	–	1,50	1,80	0	0	0	0		
100	–	45	1,32	0,49	–	–	–	1,93	0	–	–	–		
100	50	45	–	–	–	1,86	1,70	0	0	0	0	0		
100	–	50	1,74	0,58	–	1,81	1,73	0	0	0	0	0		
100	50	50	–	–	–	1,50	1,74	–	–	–	–	–		
100	50	60	–	–	–	1,81	1,87	–	–	–	–	–		
100	50	70	–	–	–	1,57	1,34	–	–	–	–	–		

5.4.5.6 Повышение надежности доставки цементного раствора в скважину по заливочной колонне

Доставка в интервал установки цементного моста тампонажного раствора исходного состава является одним из основных условий успешного ведения работ и в значительной мере предопределяется потерями цементного раствора за счет налипания на трубах и смешения с раствором, находящимся в скважине, и точностью соответствия объема продавочной жидкости расчетному.

Потери цементного раствора при движении по колонне труб. Для определения потерь цементного раствора в процессе закачки его в интервал установки моста на скважинах № 30 Некрасовской, № 8 Ладожской, № 37 Сердюковской и № 7 Темиргоевской объединения «Краснодарнефтегаз» были проведены экспериментальные исследования, заключавшиеся в том, что по заливочной колонне в скважину продавливали, а затем в результате обратной промывки вытесняли порцию цементного раствора. Продавливали цементный раствор в скважину из расчета на то, чтобы, как и при установке моста, часть раствора оставалась в заливочной колонне. Основные данные о скважинах, заливочных колоннах, объемах и показателях тампонажного раствора, буферной и продавочной жидкостей с указанием номеров операций (№ 1 и 2) приведены в табл. 5.13.

Необходимо также отметить, что заливочные колонны в скважинах не центрировали, разделительные пробки не применяли. Секундный и суммарный расходы, а также плотность закачиваемой и вытесняемой жидкостей регистрировали с помощью станции СКЦ-2М, мерных емкостей и ареометров. Скорость движения цементного раствора во время проведения опытов составляла 1,2–2,5 м/с в заливочной колонне и 0,4–1,4 м/с в кольцевом пространстве.

По экспериментальным данным были построены графики, характеризующие изменения плотности закачиваемой и вытесняемой жидкостей, замеряемой на устье (рис. 5.31 и 5.32).

Результаты исследований сведены в табл. 5.13 и 5.14. Из таблиц следует, что при установке цементных мостов без разделительных пробок и буферных жидкостей даже при большом ($0,5\text{--}0,7\text{ г/см}^3$) превышении плотностью цементного раствора плотности бурового, потери первого за счет смешения и образования адгезионного слоя (пленки) на стенках труб составляют 5–10 % от объема продавочной жидкости. В случае применения в качестве буферной жидкости воды эти потери уменьшаются в 2 раза. Величина потерь значительна и для глубоких скважин нередко превышает теоретический объем цементного моста. Так, при установке моста высотой 50 м в скважине диаметром 250 мм с использованием 141-мм буровых труб номинальный объем цементного раствора составляет $2,5\text{ м}^3$, а объем продавочной жидкости – 33,5 м. Таким образом, если потери раствора составят 10 %, то в интервал установки моста будет доставлен не исходный раствор, а смесь его с буровым.

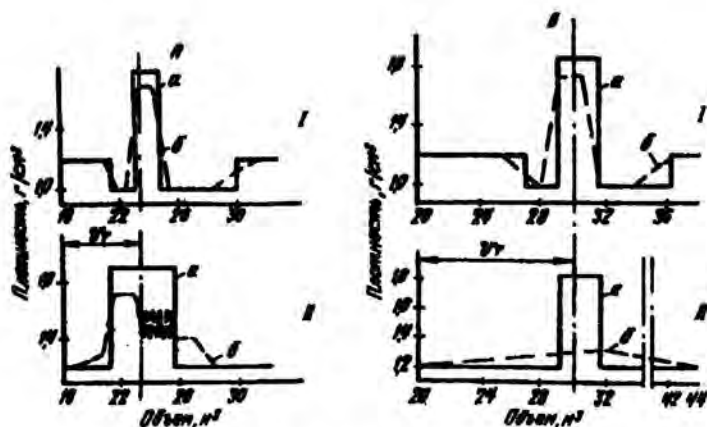


Рисунок 5.31 – Изменение плотности цементного раствора при прокачивании его по колонне бурильных труб (объемом V_m) в скважинах № 30 Некрасовской (А) и № 8 Ладозжской (Б):
 I – при использовании в качестве буферной жидкости воды;
 II – без буферной жидкости;
 а – прямая промывка; б – обратная

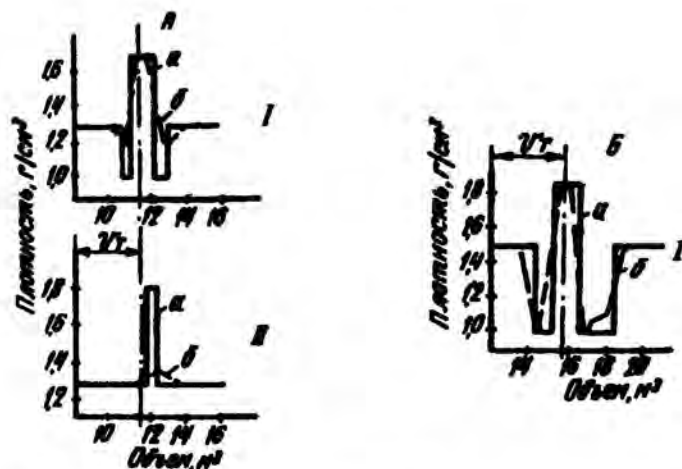


Рисунок 5.32 – Изменение плотности цементного раствора при прокачивании его по колонне насосно-компрессорных труб (объемом V_m) в скважинах № 37 Сердюковской (А) и № 7 Темиргоевской (Б):
 I – при использовании в качестве буферной жидкости воды;
 II – без буферной жидкости;
 а – прямая промывка; б – обратная

Таблица 5.13 – Данные о скважинах, инструменте и результатах экспериментов

Показатели	Скважина № 8 Ладужная		Скважина № 30 Некрасовская		Скважина № 37 Сердюковская		Скважина № 7 Темиргоевская
	№ 1	№ 2	№ 1	№ 2	№ 1	№ 2	
1	2	3	4	5	6	7	8
Диаметр скважины, мм	253	253	253	253	126	126	118
Длина заливочной колонны, м	2585	2585	1953	1953	3200	3200	5267
Тип труб	бурильные с высаженными внутрь концами						насосно-компрессорные
Диаметр труб, мм	141	141	141	141	89 × 73	89 × 73	73
Внутренний объем заливочной колонны, м³	30,00	20,00	23,50	23,50	11,90	11,90	15,90
Объем продажной жидкости, м³	29,00	29,00	23,20	21,50	11,20	12,10	15,20
Объем закачанного цементного раствора, м³	2,85	2,70	1,70	4,40	1,40	0,50	1,70
Тип буферной жидкости	вода	нет	вода	нет	вода	нет	вода
Объем 1-й порции буферной жидкости, м³	4,30	–	5,00	–	0,50	–	2,00
Объем 2-й порции буферной жидкости, м³	1,50	–	1,60	–	0,20	–	0,90
Исходная плотность цементного раствора, г/см³	1,82	1,86	1,78	1,90	1,68	1,80	1,82
Плотность бурового раствора, г/см³	1,20	1,20	1,20	1,20	1,27	1,27	1,50
Максимальная плотность вытесненного цементного раствора, г/см³	1,72	1,27	1,65	1,72	1,68	1,36	1,82
Объем вытесненного из скважины цементного раствора с исходной плотностью, м³	Нет	Нет	Нет	Нет	0,80	Нет	1,00
Потери цементного раствора из-за образования корки (плёнки) на стенках труб, м³	0,47	1,34	0,07	1,25	0,05	0,27	0,08
То же в долях от объема прокачанной жидкости	0,008	0,023	0,002	0,029	0,002	0,011	0,002
Объем цементного раствора, смешавшегося с 1-й порцией жидкости, м³	1,38	0,85	1,16	1,89	0,30	0,13	0,35
То же в долях от объема прокачанной жидкости	0,022	> 0,014	0,023	0,037	0,012	> 0,005	0,01
Объем цементного раствора, смешавшегося со 2-й порцией жидкости, м³	1,00	0,51	0,47	1,26	0,25	0,10	0,30
То же в долях от объема прокачанной жидкости	0,017	70,009	0,01	0,03	0,011	> 0,004	0,01

Продолжение таблицы 5.13

1	2	3	4	5	6	7	8
Потери буферной жидкости из-за смешения с растворами при движении в заливочной колонне в долях от объема прокачанной жидкости	0,021	—	0,015	—	0,01	—	0,02
То же в кольцевом пространстве в долях от объема прокачанной в кольцевом пространстве жидкости	0,40	—	0,31	—	0,22	—	0,40
Объем зоны смешения цементного раствора с 1-й порцией жидкости, м ³	2,00	13,00	1,10	5,00	0,70	1,30	0,80
То же в долях от объема прокачанной жидкости	0,03	0,20	0,02	0,10	0,03	> 0,05	0,03
Объем зоны смешения цементного раствора со 2-й порцией жидкости, м ³	1,00	10,00	0,90	3,00	0,60	1,20	0,70
То же в долях от объема прокачанной жидкости	0,02	0,15	0,02	0,07	0,03	> 0,05	0,03

Примечание. Знак > означает, что в случае использования большого объема цементного раствора (буферной жидкости) соответствующие потери были бы значительнее.

Таблица 5.14 – Результаты исследований

Коэффициенты	Для бурильных труб с высаженными внутрь концами		Для насосно- компрессорных труб	
	буферная жидкость – вода	без буферной жидкости	буферная жидкость – вода	без буферной жидкости
Потерь цементного раствора на стенках труб C_1	0,01	0,03	–	0,01
Потерь цементного раствора в результате смешения его на границе:				
с 1-й порцией C_2	0,02	0,04	0,01	0,02
со 2-й порцией C_3	0,02	0,03	0,01	0,02
Потерь буферной жидкости при движении ее:				
по заливочной колонне C_4	0,02	–	0,02	–
по кольцевому пространству C_5	0,40	–	0,40	–
смешения цементного раствора C_6	0,03	0,20	0,03	0,20

Полученные экспериментальные данные согласуются с результатами анализа промысловых исследований с применением последовательной диагностической процедуры, согласно которым при отношении объема цементного раствора к внутреннему объему заливочной колонны менее 0,2, диагностический коэффициент имеет наименьшее значение.

По результатам проведенных исследований, одно из условий доставки в проектный интервал скважин исходного цементного раствора может быть записано как:

$$V_n = H_m \cdot S_c + V_m \cdot (C_1 + C_2 + C_3), \quad (5.16)$$

где H_m – высота цементного моста; S_c – площадь поперечного сечения скважины в интервале установки моста; C_1 , C_2 , C_3 – соответствующие коэффициенты потерь (см. табл. 5.14).

При установке моста с применением в качестве буферной жидкости воды потери цементного раствора резко уменьшаются, также уменьшаются и объемы зон его смешения.

Оценка точности продавливания цементного раствора по объему продавочной жидкости. Анализ промысловых данных показывает, что при контроле процесса продавливания цементного раствора по объему продавочной жидкости для успешных операций характерно более значительное превышение внутренним объемом заливочной колонны объема продавочной жидкости. Так, из 18 случаев, когда $X_{12} < 3\%$, исход 17 операций был неудачным; при этом только в трех случаях период ОЗЦ был меньше 2 сут. По-видимому, одной из основных причин неудачного исхода указанных операций явилась закачка в интервал установки моста вместо

цементного раствора смеси его с продавочной жидкостью, что и обусловило низкую прочность цементного камня.

В целях оценки точности продавливания цементного раствора в скважину по объему продавочной жидкости были проанализированы 109 операций по цементированию 146-мм обсадных колонн и 91 операция по цементированию секций обсадных труб, спущенных на 140-мм бурильных трубах с высаженными внутрь концами. Все операции были проведены с применением манжетных разделительных пробок. В обсадных колоннах были установлены стоп-кольца, а в бурильных трубах – подвесные пробки на срезных штифтах. В качестве продавочной жидкости использовали глинистые растворы плотностью 1,2–2,0 г/см³.

Полигоны распределения частоты операций в зависимости от соотношения ΔV_0 расчетного V_p и фактического V_{ϕ} объемов продавочной жидкости представлены на рис. 5.32.

При этом положительные значения ΔV_0 соответствуют «перекачке», а отрицательные – «недокачке». Расчетные объемы определяли по внутреннему объему колонны труб, исходя из номинальных диаметров, без учета сжимаемости продавочной жидкости; фактические – по результатам замеров в мерных емкостях цементировочных агрегатов.

Оба полигона были исследованы с помощью критерия согласия Пирсона. Установлено, что различия в распределении операций при цементировании обсадных колонн и секций обсадных труб не случайны, а сами полигоны соответствуют нормальному закону распределения случайных величин. При этом при цементировании обсадных колонн фактические объемы в среднем больше номинальных на 2,5 %, а при цементировании секций обсадных труб соответствуют друг другу. Указанные различия обусловлены более высокими (на 10,0–12,0 МПа) давлениями продавливания во время цементирования обсадных колонн и, следовательно, большей величиной сжатия продавочной жидкости. Поскольку установка цементных мостов наиболее близка к цементированию секций обсадных труб, выявленная закономерность соответствия расчетных и фактических объемов продавочной жидкости справедлива и в обоих случаях.

Однако анализ полигона показывает, что в 20 % случаев (18 из 91) фактический объем продавочной жидкости отличается от расчетного на ± 3 % и более, а в 35 % – на ± 2 % и более.

При установке мостов небольшой протяженности, когда объем зоны цементирования составляет всего 2–3 % от объема продавочной жидкости, данное обстоятельство, если его не учитывать, может быть одной из основных причин низкого качества работ, в том числе в случаях применения разделительных пробок, но без надежных контролирующих устройств.

Указанные отклонения обусловлены рядом факторов, учесть которые практически невозможно: отсутствие точных сведений о внутреннем диаметре труб, недостаточная точность замеров в мерных емкостях цементировочных агрегатов, различное сжатие жидкостей, субъективные ошибки, сделанные операторами, и т.д.

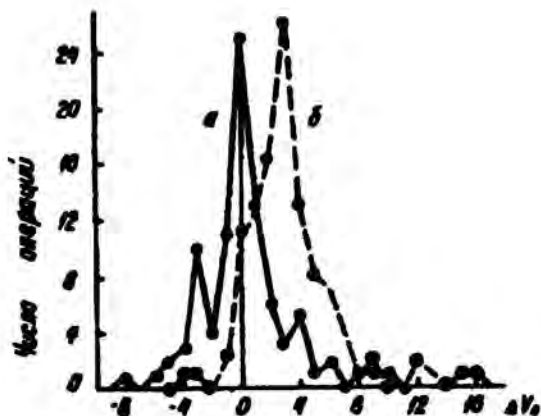


Рисунок 5.32 – Распределение числа операций в зависимости от ΔV_0 :
 а – цементирование секций обсадных труб через 140-мм буровые трубы;
 б – цементирование 146-мм обсадных колонн

Существенным является фактор уменьшения диаметра проходного канала заливочной колонны вследствие образования в ней корки из твердой фазы бурового или цементного раствора. Для уточнения данного обстоятельства на ряде скважин объединения «Краснодарнефтегаз» были проведены исследования, суть которых заключалась в том, что в колонне буровых труб устанавливали калиброванные кольца. Внутри колонны продавливали цементируемые пробки, при прохождении которых через кольца повышалось давление на устье.

На скважине № 55 Левкинской кольцо с внутренним диаметром 65 мм было установлено в 140-мм буровой колонне на глубине 500 м. Номинальный внутренний объем колонны составлял $5,85 \text{ м}^3$. Давление повысилось после прокачивания 5 м^3 известково-битумного раствора плотностью $2,02 \text{ г/см}^3$. Разница в объемах $\Delta V_0 = -14,5 \%$. Эта поправка была учтена при определении объема продажной жидкости, что обусловило установку на глубине 4550 м надежного цементного моста, предназначенного для опробования скважины с помощью испытателя пластов.

На скважине № 5 Черноморской в буровой колонне были установлены три кольца диаметром 65, 62 и 61 мм на глубине соответственно 1880, 2903 и 3594 м, и через колонну последовательно продавлены три пробки, разделенные порциями глинистого раствора объемом по 1 м^3 . Пробки проходили через кольца раньше прокачки расчетного объема продажной жидкости, в качестве которой применяли глинистый раствор плотностью $2,05 \text{ г/см}^3$. Среднее уменьшение объема составило 6,5 %.

Из изложенного следует, что контроль за процессом установки цементных мостов по объему продажной жидкости без соответствующих поправок на точность недостаточно надежен.

Для предупреждения продавливания в интервал установки цементного моста смеси тампонажного раствора с продавочной жидкостью или собственно продавочной жидкости при определении ее объема V_n следует исходить из условия:

$$V_n = V_m \cdot (1 - \Delta V);$$

$$\Delta V = \frac{H_n \cdot S_m}{V_m} + C_0 + C_1 + C_3, \quad (5.17)$$

где ΔV – относительное превышение внутренним объемом заливочной колонны объема продавочной жидкости; S_m – площадь внутреннего сечения колонны в интервале установки цементного моста; C_1 и C_3 – соответствующие коэффициенты потерь цементного раствора (см. табл. 5.14); C_0 – коэффициент неточности продавливания при контроле по объему продавочной жидкости (величина его может быть принята равной 0,01–0,02).

Для компенсации недохождения цементного раствора в кольцевом пространстве до требуемой высоты коэффициент C_0 должен быть также учтен и при определении необходимого объема цементного раствора, т.е. вместо условия (5.16) получим:

$$V_n = H_n \cdot S_c + V_m \cdot (C_0 + C_1 + C_2 + C_3). \quad (5.18)$$

Сопоставление результатов промысловых и экспериментальных исследований свидетельствует об удовлетворительном их соответствии.

Так, согласно табл. 5.7, наиболее удачен исход работ при $X_{12} = 5,1 \div 7,0$ % ($DK = 3,64$), неудачен при $X_{12} \leq 3,0$ % ($DK = -13,18$). Величина ΔV по формуле (5.17) для глубоких скважин при установке цементных мостов без буферной жидкости составляет 0,07–0,08 (или 7–8 %), при использовании в качестве буферной жидкости воды – 0,05–0,06 (5–6 %).

Влияние сил трения на проходимость манжетной пробки в колонне труб (характерно для случаев цементирования обсадных колонн и установки цементных мостов с пробками). Цементируемые пробки с уплотняющимися манжетами являются эффективным средством разделения жидкостей и управления процессом цементирования. Однако в промышленной практике отмечаются случаи заклинивания манжетных пробок с прекращением циркуляции, либо случаи отрыва манжет (более многочисленные). Заклинивание происходит в местах сужения или несоосности колонны труб вследствие большой жесткости пробки. При этом вопросу заклинивания пробок из-за сил трения и прижатия манжет к стенкам труб под действием избыточного давления должного внимания не уделяется. Недостаточной изученностью вопроса обусловлено также отсутствие разделительных пробок для комбинированных колонн, используемых в глубоких скважинах.

При движении пробки (в качестве примера рассмотрена двухманжетная) в колонне труб необходимо преодолеть силу трения G , обусловленную натягом и жесткостью пробки:

$$G = f \cdot N,$$

где f – коэффициент трения; N – сила прижатия манжет пробки к колонне, обусловленная натягом и жесткостью пробки.

При создании над пробкой избыточного давления последнее частично передается в межманжетное пространство. Возникшие перепады давления еще больше прижимают манжеты к колонне, обуславливая появление дополнительных сил трения, в связи с чем для начала движения пробки в канале диаметром d необходимо выполнение условия:

$$\frac{\pi \cdot d}{4} \cdot (P - P_0) = G + f \cdot (P - P_*) \cdot \pi \cdot d \cdot \ell_* + f \cdot (P_* - P_0) \cdot \pi \cdot d \cdot \ell_*, \quad (5.19)$$

где P , P_0 и P_* – давления соответственно над пробкой, под пробкой и между манжетами; $\pi \cdot d \cdot \ell_*$ и $\pi \cdot d \cdot \ell_*$ – площади контакта соответственно верхней и нижней манжет с колонной; ℓ_* и ℓ_* – длина поверхностей контакта соответственно верхней и нижней манжет.

Согласно рис. 5.33, длина поверхности контакта манжеты может быть определена по формуле:

$$\ell = \frac{D_* - d}{2 \cdot \sin\left(\frac{\alpha}{2}\right)},$$

где D_* – диаметр манжеты; α – конусность манжеты.

При движении пробки по каналу постоянного сечения в связи с ростом гидростатического давления P_0 увеличивается и становится равным P_* , вследствие чего рабочей становится только верхняя манжета и уравнение принимает вид:

$$\frac{\pi \cdot d}{4} \cdot (P - P_0) = G + f \cdot (P - P_0) \cdot \pi \cdot d \cdot \ell_*,$$

или после преобразования

$$P - P_0 = \frac{\Delta P_c}{1 - 4 \cdot f \cdot \bar{\ell}_*}, \quad (5.20)$$

где $\Delta P_c = \frac{4 \cdot G}{\pi \cdot d^2}$ – перепад давления, необходимый для преодоления сил сопротивления, обусловленного натягом и жесткостью пробки; $\bar{\ell}_* = \frac{\ell_*}{d}$.

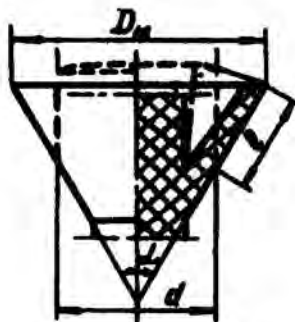


Рисунок 5.33 – Схема деформации манжеты цементировочной пробки в трубе диаметром d

При вхождении нижней манжеты в место сужения она деформируется, что вызывает увеличение силы трения G и общего перепада давления. Вместе с тем уменьшается межманжетное пространство, вследствие чего давление в нем возрастает до давления над пробкой. В результате рабочей становится нижняя манжета, и уравнение принимает вид:

$$P - P_0 = \frac{\Delta P_c}{1 - 4 \cdot f \cdot \bar{\ell}_n}, \quad (5.21)$$

После полного вхождения пробки в место сужения из-за роста величины натяга верхней манжеты давление над пробкой возрастает, и рабочими становятся обе манжеты, чему соответствует уравнение (5.19). При дальнейшем движении пробки в месте сужения $P_0 = P_n$ и рабочей становится только верхняя манжета (см. уравнение (5.20)).

Анализ выражений (5.19)–(5.21) показывает, что сила трения, обусловленная прижатием манжет за счет перепада давления $(P - P_0)$, достигает максимума, когда рабочей становится только одна манжета наибольшего диаметра. Ею, как правило, в цементировочных пробках является верхняя манжета, поэтому в качестве расчетной следует использовать формулу (5.20).

Из анализа формулы видно, что перепад давлений, необходимый для движения пробки, зависит от ее натяга и жесткости коэффициента трения и площади контакта рабочих манжет с проходным каналом.

Коэффициент трения резины по стали изменяется в широких пределах. При смачивании трущихся поверхностей водой или глинистым раствором величина этого коэффициента в покое составляет 0,2–0,3, а в движении уменьшается и достигает минимума (0,02–0,04) при скорости 1,5–3,0 м/с. Следовательно, при цементировочных работах коэффициент трения может изменяться в пределах от 0,2–0,3 при остановке пробки до 0,02–0,04 при достаточно высокой скорости движения. Этот коэффициент значительно возрастает с увеличением шероховатости трущихся поверхностей и твердости резины, а также с повышением давления. При сухом трении коэффициент трения может достигать единицы.

Расчеты по формуле (5.20) показывают, что увеличение коэффициента трения с 0,03 до 0,3 приводит к росту потребного перепада давления в 1,86 раза при $\bar{\ell} = 0,4$ и в 22,6 раза при $\bar{\ell} = 0,8$. У применяемых в настоящее время конструкций манжетных пробок и колонн труб величины параметра значительны. Так, при цементировании через колонну, состоящую из бурильных труб диаметром 140 и 114 мм, применяют пробки с манжетами диаметром 130 мм и конусностью 60°; в этом случае при диаметре места сужения 68 мм, как это было на скважине № 674 Старогрозненской, $\bar{\ell} = 0,86$. Для проведения цементируемых работ через колонну, состоящую из бурильных труб диаметром 114 и 89 мм (минимальный диаметр – 38 мм), необходима пробка с манжетами диаметром 100 мм (для указанных размеров $\bar{\ell} = 1,63$).

Анализ формулы (5.20) показывает, что при определенных соотношениях f и $\bar{\ell}$ потребное давление достигает бесконечно больших величин, что должно привести либо к прекращению циркуляции, либо к разрушению пробки или колонны.

Критическое значение $\bar{\ell}$ для различных величин f приведено ниже.

f	0,30	0,20	0,10	0,08	0,06	0,04	0,02
$\bar{\ell}_{кр}$	0,83	1,25	2,50	3,13	4,16	6,25	12,50

С другой стороны, перепад давления ΔP_c , необходимый для преодоления сил сопротивления, можно записать следующим образом:

$$\Delta P_c = \frac{4 \cdot f \cdot N}{\pi \cdot d^2}.$$

При прохождении пробкой места сужения возможны два крайних случая:

- 1) движение без снижения скорости ($f = const$);
- 2) движение с остановкой.

В первом случае увеличение перепада давлений ΔP_c обусловлено жесткостью пробки.

Во втором случае (т.е. когда потенциальная сила гидравлического удара потока меньше силы сопротивления, вызванного деформацией пробки в месте сужения) увеличения ΔP_c обусловлено также ростом коэффициента трения.

Влияние указанных факторов определяли с применением формул:

$$\frac{P_2 - P_0}{P_1 - P_0} = \frac{f_2 \cdot N_2 \cdot (1 - 4 \cdot f_1 \cdot \bar{\ell}_1)}{f_1 \cdot N_1 \cdot (1 - 4 \cdot f_2 \cdot \bar{\ell}_2)}, \quad (5.22)$$

где 1 и 2 – индексы, соответствующие данным показателям перед местом сужения и в месте сужения.

Результаты расчетов по формуле (5.22) приведены в табл. 5.15.

Из табл. 5.15 видно, что при прохождении места сужения с достаточно высокой скоростью ($f = 0,03$) без остановки повышение давления обусловлено в основном жесткостью пробки. Это бывает, когда потенциальная сила гидравлического удара потока превышает силу сопротивления, обусловленного жесткостью пробки.

В случаях остановок пробки (или снижения скорости ее движения) в зависимости от характера изменения коэффициента трения и величины параметра $\bar{\ell}$ потребное давление может возрасти в 100–350 раз и более, независимо от того, обусловлено ли сопротивление резким перегибом канала или его сужением. При этом сила сопротивления за счет прижатия становится весьма существенной при $\bar{\ell} = 0,4$ и более.

В целях проверки аналитических зависимостей в б. ВНИИКРнефти были проведены экспериментальные исследования по продавливанию литых резиновых манжетных пробок через трубы с внутренним диаметром 62, 50 и 46 мм. Испытывали пробки двух модификаций. Первая пробка, конструкция которой представлена на рис. 5.34 и 5.35, имела манжеты диаметром 63 и 80 мм с конусностью 60° при диаметре ствола пробки – 30 мм.

Вторая пробка отличалась от первой только тем, что диаметр верхней манжеты был уменьшен до 63 мм. Пробки устанавливали в трубы с помощью пресса, а продавливали – водой с помощью цементировочного агрегата ЦА-320 при расходе 2 л/с, что обеспечивало скорость движения пробки 1,0 и 0,7 м/с в трубах диаметром соответственно 50 и 62 мм. Были проведены четыре серии опытов, данные о которых представлены в табл. 5.16.

Сходимость результатов экспериментальных исследований с расчетными данными оказалась хорошей. При этом необходимо отметить, что во второй серии опытов при страгивании пробки с места давление возрастало до 7,5–8,0 МПа, после чего происходил отрыв верхней манжеты (см. рис. 5.35).

При уменьшении диаметра манжеты с 80 до 63 мм страгивание пробки происходило без заметного роста давления. Расчеты показывают, что отрыв манжет происходил при напряжении растяжения до 4,5–5,2 МПа, что соответствовало прочности резины.

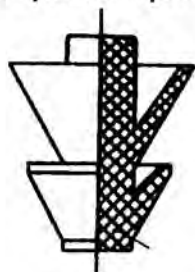


Рисунок 5.34 – Конструкция манжетной пробки, использованной при экспериментальных исследованиях



Рисунок 5.35 – Вид пробки с манжетой, оторванной при испытании

Таблица 5.15 – Результаты расчетов по формуле (5.22)

Причина повышения сопротивления движению пробки	Характер движения в месте сопротивления	Изменение факторов при прохождении места сопротивления						$\frac{\Delta P_{c2}}{\Delta P_{c1}}$	$\frac{P_2 - P_0}{P_1 - P_0}$
		N_1	N_2	f_1	f_2	$\bar{\tau}_1$	$\bar{\tau}_2$		
						$\bar{\tau}_1 = \bar{\tau}_2^*$			
резкий перегиб канала	без остановки	$N_1 = N_2$		$f_1 = f_2^*$				10	10,0
	с остановкой	1	10	0.03	0.30	0,1	0,1	100	112,0
						0,2	0,2	100	128,0
						0,4	0,4	100	183,0
						0,6	0,6	100	332,0
						0,8	0,8	100	2260,0
сужение канала	без остановки	1	10	0.03	0.03	0,1	0,4	10	10,4
	0,1					0,6	10	10,6	
	0,1					0,8	10	10,9	
	0,1					0,4	100	190,0	
	с остановкой	1	10	0.03	0.30	0,4	0,6	100	340,0
						0,1	0,6	100	353,0
0,1						0,8	100	2470,0	

* Справедливы для любых значений f и $\bar{\tau}$, при которых $\bar{\tau}$ не достигает критической величины.

* Справедливы для любых значений f и $\bar{\tau}$, при которых $\bar{\tau}$ не достигает критической величины.

Таблица 5.16 – Сравнение расчетных и фактических результатов

Номер серии опытов	Диаметр проходного канала, мм		Диаметр манжеты, мм	Тип смазки	Усилие при установке пробки, кг	Расчетные значения P_c при установке, МПа	Фактические значения, МПа				Расчетные значения ($P - P_0$), МПа		Число опытов
	В месте установки пробки	В остальной части					При страгивании	При движении			При страгивании ($\bar{I} = 0,30$)	При движении ($\bar{I} = 0,03$)	
I	62	50	80	Без смазки (вода)	30	0,10	0,029	0	0,060	0	0,15	0,01	2
II	46	50	80	"	200	1,20	0,74	8,0*	0,002	0*	10,90	0,12	3
III	46	50	63	"	150	0,90	0,37	< 1,0	0,026	0	1,62	0,02	2
IV	46	50	80	Солидол	22	0,13	0,74	0	0,060	0	0,12**	0,01	1

* При страгивании происходил отрыв верхней манжеты.

** При использовании солидола коэффициент трения в состоянии покоя равнялся 0,03-0,04.

Рассмотрим некоторые конкретные случаи осложнений, связанных с заклиниванием манжетных пробок.

В скважине № 1 Ново-Михайловской объединения «Краснодарнефтегаз» при цементировании секций 325-мм обсадных труб литая трехманжетная резиновая пробка без сердечника с диаметром манжет (снизу-вверх) 100, 100 и 125 мм заклинилась в утяжеленной бурильной трубе с внутренним диаметром 85 мм, находившейся непосредственно под цементирующей головкой. Заклинивание произошло после кратковременного прекращения циркуляции, связанного с переключением насоса цементирующего агрегата на более высокую скорость. После переключения скорости давление возросло до 35,0 МПа, но циркуляцию восстановить не удалось. После замены трубы цементирование колонны закончили без осложнений. Пробку вытолкнули из трубы при давлении 7,0 МПа, подсоединив ЦА к другому ее концу. В данном случае $\bar{\ell} = 0,71$, $P_c = 7,0$ МПа, в связи с чем расчетное потребное давление страгивания пробки в прямом направлении при коэффициенте трения, равном 0,3, составило 47,5 МПа.

В скважине № 674 Старогрозненской объединения «Грознефть» при цементировании секций 168-миллиметровой колонны, спущенной в интервал 3295–4210 м, резиновая пробка с металлическим сердечником и манжетами диаметром 100 и 130 мм заклинилась на глубине 2835 м в высаженной части 114-мм бурильной трубы с внутренним диаметром 68 мм. При этом давление на устье повысилось с 14,0 до 30,0 МПа, однако пробку продавить не удалось, цементный раствор остался в колонне. Для данного случая $\bar{\ell} = 0,86$. Расчеты показывают, что независимо от жесткости пробки давление ее страгивания должно быть бесконечно большим.

Указанными причинами объясняются и многочисленные случаи отрыва манжет от ствола пробки.

На основании изложенного выше можно сделать ряд выводов.

1. Помимо жесткости пробок, основной причиной их заклинивания являются: увеличение коэффициента трения вследствие снижения скорости движения и большая поверхность контакта рабочей манжеты, характеризуемая параметром $\bar{\ell}$.

2. При определенных соотношениях коэффициента трения и параметра C потеря циркуляции является следствием самозаклинивания пробки в результате прижатия манжет под действием перепада давления, независимо от сопротивления, обусловленного жесткостью пробки.

3. При выборе (разработке) конструкции манжетной пробки для оценки проходимости ее в колонне труб следует использовать формулу, учитывающую остановку пробки в наиболее опасных (узких) местах; рекомендуемый параметр $\bar{\ell}$ для манжеты наибольшего диаметра равен 0,4.

4. Существующая методика проверки проходимости пробки путем продавливания ее без остановок по макету колонны, составленному из натурных труб, не соответствует поставленной цели, так как операция проводится при заниженных значениях коэффициента трения.

Продавливать пробку потоком жидкости следует при низких скоростях движения (0,1–0,2 м/с) с остановкой пробки в наиболее опасном месте.

Управление процессом срезки штифтов разделительными пробками (выполнено совместно с С.В. Усовым). Анализ промысловых данных о цементировании секций обсадных колонн свидетельствует, что в 33–44 % случаев срезка штифтов подвесной разделительной пробки происходит незаметно, хотя штифты рассчитывают на срезку избыточным давлением 3,0–4,0 МПа и больше.

Для устранения причин этого явления были проанализированы данные, полученные при проведении 32 операций в объединении «Краснодар-нефтегаз» и 36 операций в объединении «Грознефть» (регистрация с помощью станций контроля цементирования).

В момент схождения пробки со штифтами на последние действуют силы, обусловленные гидравлическим ударом и разностью гидростатических давлений в колонне труб и кольцевом пространстве.

Величина гидравлического удара определяется по формуле:

$$P = \rho_1 \cdot W_1 \cdot c_1 + \rho_2 \cdot W_2 \cdot c_2, \quad (5.23)$$

где ρ – плотность жидкости, г/см³; W – скорость потока в момент схождения пробки со штифтами, м/с; c – скорость распространения ударной волны, м/с; 1 и 2 – индексы, соответствующие данным показателям до и после места установки штифтов (при цементировании секций обсадных труб индекс 1 относится к бурильным трубам, 2 – к секции обсадных труб).

Скорость распространения ударной волны в трубах определяется по формуле:

$$c = \left[\rho \cdot \left(\frac{d}{E \cdot \delta} + \frac{1}{\epsilon} \right) \right]^{-0.5}, \quad (5.24)$$

где d – внутренний диаметр трубы; δ – толщина стенки трубы; E – модуль Юнга; ϵ – модуль объемной упругости жидкости.

Анализ формулы (5.24) показывает, что для условий скважины, когда $E = 2,1 \cdot 10^6$ кг/см² и $\epsilon = 2,25 \cdot 10^3$ МПа, скорость распространения ударной волны с достаточно высокой точностью может быть определена по формуле:

$$c = 1350 \cdot \rho^{-0.5}.$$

Подставив значение c в формулу (5.23) и проведя соответствующие преобразования, получаем:

$$P = 13,5 \cdot W_1 \cdot \rho_1^{0.5} \cdot \left[1 + \left(\frac{d_1}{d_2} \right)^2 \cdot \left(\frac{\rho_2}{\rho_1} \right)^{0.5} \right], \quad (5.25)$$

где P – в кг/см²; W – в м/с; ρ – в г/см³; d – в см.

Таблица 5.17 – Скорость распространения ударной волны

Номинальный диаметр трубы, мм	Толщина стенки, мм	Скорость распространения ударной волны, м/с	Отклонение от среднего значения, %
114	8	$1410 \cdot \rho^{-0,5}$	+ 4,3
	10	$1420 \cdot \rho^{-0,5}$	+ 5,2
168	8	$1370 \cdot \rho^{-0,5}$	+ 1,5
	11	$1400 \cdot \rho^{-0,5}$	+ 3,7
244	8	$1320 \cdot \rho^{-0,5}$	+ 2,2
	12	$1370 \cdot \rho^{-0,5}$	+ 1,5
324	8	$1270 \cdot \rho^{-0,5}$	- 5,9
	12	$1330 \cdot \rho^{-0,5}$	- 1,5

Обобщенные результаты расчетов величин гидравлических ударов в зависимости от наличия момента «стоп» представлены в табл. 5.18.

Характер различий между операциями по указанному признаку был определен с помощью критериев распределения Стьюдента:

$$t = \frac{|\bar{X}_1 - \bar{X}_2|}{S_{\bar{x}}} \quad \text{и} \quad S_{\bar{x}} = \sqrt{\frac{n_1 \cdot \sigma_1 + n_2 \cdot \sigma_2}{n_1 + n_2} \cdot \frac{n_1 + n_2}{n_1 \cdot n_2}},$$

где $\bar{X}$ – среднее значение гидравлических ударов; $S_{\bar{x}}$ – среднеквадратичное отклонение совместной выборки; σ_1 и σ_2 – среднеквадратичное отклонение; n_1 и n_2 – число операций; κ – число степеней свободы ($\kappa = n_1 + n_2 - 2$).

Результаты расчетов сведены в табл. 5.19.

Из табл. 5.19 следует, что различия между операциями являются закономерными, т.е. характер срезки штифтов (момент «стоп» есть, момента «стоп» нет) определяется величиной гидравлического удара и, кроме того, зависит от внутреннего диаметра труб до места установки штифтов: средние значения гидравлического удара, при которых срезка штифтов, рассчитанных на перепад давления 3,0–4,0 МПа, заметна, находится в пределах прямой, описываемой уравнением (5.26). Давления, при которых срезка происходит незаметно, лежат выше этой прямой.

$$[P] = 37 - 1,73 \cdot d_1, \text{ [МПа]} \quad (5.26)$$

где d_1 – в см.

Справедливость зависимости (5.26) была подтверждена при установке цементных мостов через 73-мм насосно-компрессорные трубы. Установить подобную корреляцию для штифтов, рассчитанных на срез при перепаде давления 4,0–5,0 МПа, не удалось из-за отсутствия промышленных данных.

Таблица 5.18 – Обобщенные результаты расчетов величин гидравлических ударов в зависимости от наличия момента «стоп»

Номинальный диаметр буровых труб, мм	Момент «стоп» нет		Момент «стоп» есть	
	число операций	среднее значение гидродара, МПа	среднеквадратичное отклонение, МПа	среднее значение гидродара, МПа
Объединение «Краснодарнефтегаз»				
140	5	2,09	0,31	1,62
114	3	3,23	0,52	2,07
Объединение «Грознефть»				
140	12	4,61	0,64	3,26
				1,25

Таблица 5.19 – Результаты расчетов

Сопоставляемые категории операций					S ₈	I	κ	Вероятность закономерности различий в событиях
1*		2**						
номинальный диаметр труб, мм	фиксация момента «стоп»	номинальный диаметр труб, мм	фиксация момента «стоп»					
Объединение «Краснодарнефтегаз»								
140	есть	140	нет	0,296	1,59	20	0,86	
114	– // –	114	– // –	0,498	2,33	8	0,95	
73	– // –	73	– // –	0,466	2,83	333	0,99	
140	– // –	140	есть	0,297	1,52	22	0,85	
140	нет	114	нет	0,310	3,68	6	0,98	
114	есть	73	есть	0,214	2,90	39	0,99	
Объединение «Грознефть»								
140	есть	140	нет	0,395	3,42	34	0,99	

Примечание. * С буферной жидкостью; ** Без буферной жидкости.

Примечание. * С буферной жидкостью; ** Без буферной жидкости.

Из сказанного следует, что средние значения гидравлических ударов, при которых срез штифтов происходит заметно, могут быть приняты в качестве критериев для определения производительности цементируочных агрегатов.

Допустимую производительность $[q]$ следует определять по формуле:

$$[q] = \frac{0,0074 \cdot S_1 \cdot [P]}{\rho_1^{0,5} \cdot \left[1 + \frac{S_1}{S_2} \cdot \left(\frac{\rho_2}{\rho_1} \right)^{0,5} \right]}, \text{ л/с} \quad (5.27)$$

где S_1 и S_2 – площади поперечных сечений проходных каналов соответственно до и после места установки штифтов, см²; $[P]$ – допустимое значение гидравлического удара, МПа (табл. 5.20).

Результаты расчетов допустимой производительности представлены в табл. 5.21.

Для получения сигнала о моменте «стоп» при срезке штифтов необходимо после закачки продавочной жидкости в объеме $0,9 \cdot V_1$ (где V_1 – внутренний объем колонны до места установки штифтов) снизить производительность цементируочных агрегатов до значений, рассчитанных по формуле (5.27) и приведенных в табл. 5.21, а после фиксации момента «стоп» – увеличить, исходя из условий наилучшего вытеснения бурового раствора цементным.

Разработанная методика управления процессом срезки штифтов с помощью цементируочной пробки испытана при проведении 41 операции по установке цементных мостов. При этом только в одном случае, когда расход составлял 5–6 л/с вместо 3 л/с, срез штифтов произошел незаметно.

Таблица 5.20 – Допустимое значение гидравлического удара

Расчетное давление среза штифтов, МПа	[P], МПа, при номинальном диаметре колонны труб до места установки штифтов			
	140 мм	114 мм	72 мм	60 мм
3,0–4,0	1,6	2,1	2,7	2,8
4,0–5,0	3,3	–	–	–

Таблица 5.21 – Допустимая производительность ЦА

Диаметр, мм		Допустимая производительность ЦА, л/с при давлении срезки штифтов 3,0–4,0 МПа и плотности бурового раствора		
колонны труб	скважины	1,0 г/см ³	1,6 г/см ³	2,2 г/см ³
60	94	2,9	2,3	2,0
	125	3,5	2,8	2,4
73	126	4,8	3,9	3,4
	146	5,0	4,1	3,5
114	190	7,9	6,3	5,5
	269	9,4	7,6	6,6
140	214	9,0	7,2	6,2
	320	11,5	9,2	8,0

5.4.5.7 Повышение эффективности вытеснения бурового раствора цементным

Высокие требования, предъявляемые к цементным мостам в отношении прочности и герметичности, определяют необходимость полного вытеснения бурового раствора и фильтрационной корки из зоны установки моста. При этом вытеснение должно происходить при использовании минимального объема цементного раствора, что возможно только при отсутствии застойных зон бурового раствора в кольцевом пространстве перед фронтом движения цементного раствора. В связи с этим актуальным является вопрос предупреждения и ликвидации застойных зон при установке цементных мостов.

Условия образования застойных зон в кольцевом пространстве скважин и оценка эффективности применения центраторов. Для начала движения вязкопластичной жидкости необходимо выполнение условия:

$$\tau \geq \theta_{пред}, \quad (5.28)$$

где τ и $\theta_{пред}$ – соответственно динамическое и предельное предстатистическое напряжения сдвига жидкости.

С другой стороны, равновесному состоянию жидкостей соответствует условие:

$$P \cdot S = x \cdot L \cdot \tau, \quad (5.29)$$

где S – площадь поперечного сечения объема жидкости с периметром x ; P – перепад давления на длине L .

Подставляя в выражение (5.29) вместо $\frac{P}{L}$ и $\frac{S}{x}$ соответствующие им значения градиента давления ΔP и гидравлического радиуса получим:

$$\Delta P = \frac{\tau}{r_c} \quad \text{или} \quad \Delta P_n = \frac{\theta_{пред}}{r_c}, \quad (5.30)$$

где ΔP_n – градиент давления для начала циркуляции.

Выражение (5.30) в соответствии с (5.28) является условием для начала движения жидкости в скважине.

При восстановлении циркуляции наименьшим затратам энергии соответствует минимально необходимый градиент давления, который достигается при максимальном значении гидравлического радиуса, т.е.

$$\Delta P_{min} = \frac{\theta_{пред}}{r_{c,max}}, \quad (5.31)$$

Если сравнить гидравлические радиусы различных плоских фигур с одинаковой площадью, то максимальным будет такой радиус у круга. Поэтому максимальное значение гидравлического радиуса при некоторых сложных формах сечения соответствует не всей площади сечения, а только части ее.

Как показали исследования, для эксцентрического кольцевого сечения, образованного окружностями с радиусами R и r (рис. 5.36), максимальное значение гидравлического радиуса соответствует фигуре $DABCB_1A_1$, заключенной между дугами окружностей с радиусами R , r и r_0 .

Если обозначить отношение гидравлического радиуса рассматриваемой фигуры к гидравлическому радиусу всего кольцевого сечения через $\bar{r}$, то величина этого отношения определится по формуле:

$$\bar{r} = \frac{\varphi - \bar{r}^2 \cdot \beta + \bar{r}_0^2 \cdot \psi + \bar{e} \cdot \bar{x} \cdot \operatorname{tg} \varphi}{(1 - \bar{r}) \cdot (\varphi + \bar{r}_0 \cdot \psi + \bar{r} \cdot \beta)}, \quad (5.32)$$

$$\text{где } \bar{r} = \frac{r}{R}; \quad \bar{e} = \frac{e}{R}; \quad \bar{r}_0 = \frac{r_0}{R} = 1 - \frac{x}{\cos \varphi}; \quad \bar{x} = \frac{(1 + \bar{r})^2 + \bar{e}^2}{2 \cdot \left(\bar{e} + \frac{1 + \bar{r}}{\cos \varphi} \right)}; \quad \beta = \operatorname{arctg} \frac{\bar{x} \cdot \operatorname{tg} \varphi}{\bar{x} + \bar{e}};$$

$$\psi = \operatorname{arctg} \frac{-\bar{e} \cdot \sin \varphi \cdot \cos \varphi}{\bar{x} + \bar{e} \cdot \cos \varphi}$$

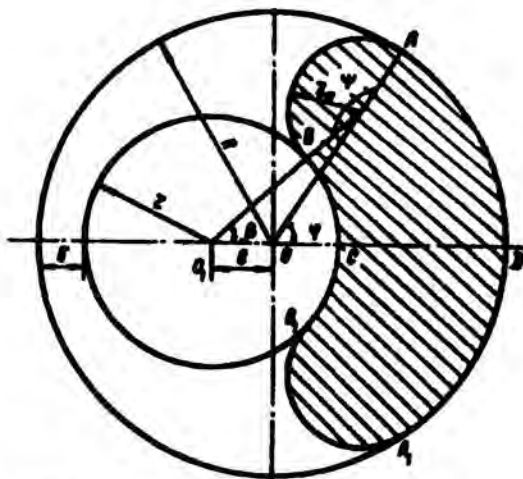


Рисунок 5.36 – Форма потока вязкопластичной жидкости в эксцентричном кольцевом пространстве при восстановлении циркуляции

Формула (5.32) справедлива при φ в пределах:

$$0 < \varphi < \varphi_{cr},$$

$$\text{где } \varphi_{cr} = \arcsin \frac{a \cdot b - 4 \cdot \bar{e} \cdot \sqrt{\bar{r} \cdot b}}{b^2 + 4 \cdot \bar{e}^2}; \quad a = 1 + \bar{e}^2 - \bar{r}^2; \quad b = (1 - \bar{r})^2 - \bar{e}^2.$$

При $\varphi = \varphi_{cr}$ дуги окружностей с радиусом r_0 соприкасаются, что соответствует условию образования потока по всей площади кольцевого сечения, т.е. $r_c = 1$.

Отношение площади рассматриваемой фигуры к площади всего кольцевого сечения определяется по формуле:

$$\bar{S} = \frac{(\varphi - \bar{r}^2 \cdot \beta + \bar{r}_0^2 \cdot \psi + \bar{e} \cdot \bar{x} \cdot \lg \varphi)}{\pi \cdot (1 - \bar{r}^2)} \quad (5.33)$$

Расчеты по формулам (5.32) и (5.33) произведены на ЭВМ.

На рис. 5.37 в качестве примера представлены зависимости $\bar{r}_r$ и $\bar{S}$ от φ при $\bar{r} = 0,6$.

Из рис. 5.37 видно, что при $\bar{e}$ больше некоторой критической величины $\bar{e}_{cr}$ (для данного случая $\bar{e}_{cr} = 0,08$) $\bar{r}_r$ имеет максимум, величина которого больше единицы, что означает наличие в эксцентричном кольцевом сечении фигуры, гидравлический радиус которой превышает гидравлический радиус всего сечения, т.е. в скважине имеются условия для образования застойной зоны. При $\bar{e} < \bar{e}_{cr}$ отношение $\bar{r}_r$ максимума не имеет, что соответствует отсутствию в скважине условий для образования застойных зон.

При максимальном эксцентриситете максимум относительного гидравлического радиуса для рассматриваемого случая равен 1,35. Этой фигуре соответствует площадь, относительная величина которой $\bar{S}_0$ составляет 0,77 от площади кольца, т.е. при восстановлении циркуляции площадь застойной зоны составит 23 %.

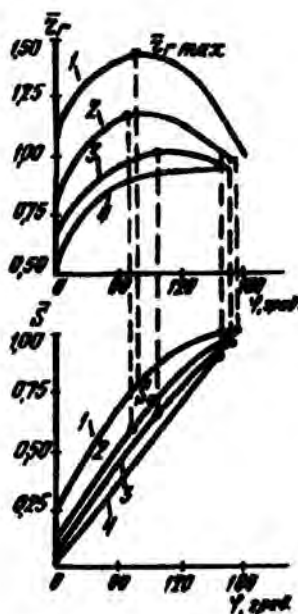


Рисунок 5.37 – Зависимость $\bar{r}_r$ и $\bar{S}$ от φ при $\bar{r} = 0,6$ и различных значениях $\bar{e}$:

1 – $\bar{e} = \bar{e}_{max} = 0,4$; 2 – $\bar{e} = 0,2$; 3 – $\bar{e} = 0,08$; 4 – $\bar{e} = 0$

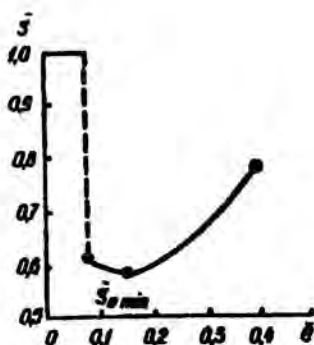


Рисунок 5.38 – Зависимость $\bar{S}_0$ от $\bar{e}$ при $\bar{r} = 0,6$

С уменьшением $\bar{e}$ максимум функции гидравлического радиуса уменьшается, а соответствующее ей значение $\bar{S}_0$ сначала уменьшается и достигает минимума $\bar{S}_{0\min}$, а затем, несколько увеличившись при $\bar{e}_{sp}$, возрастает до единицы (см. рис. 5.37 и 5.38).

Таблица 5.22 – Значения относительных величин при $\bar{r}$

Обозначение относительных величин	Значения соответствующих относительных величин при $\bar{r}$, равном					
	0,1	0,2	0,4	0,6	0,8	0,9
$\bar{e}_{\max}$	0,90	0,80	0,60	0,40	0,20	0,10
$\bar{r}_{\max}$ при $\bar{e}_{\max}$	1,07	1,11	1,23	1,35	1,59	1,73
$\bar{e}_{sp}$	0,55	0,40	0,20	0,08	0,03	0,01
$\bar{S}_0$ при $\bar{e}_{\max}$	0,97	0,94	0,86	0,76	0,62	0,50
$\bar{S}_{0\min}$	0,84	0,80	0,70	0,59	0,49	0,44

В табл. 5.22 представлены значения $\bar{r}_{\max}$ и $\bar{S}_0$ при $\bar{e}_{\max}$ (т.е. при максимальном эксцентриситете), а также $\bar{e}_{sp}$ и $\bar{S}_{0\min}$ в зависимости от $\bar{r}$.

Из табл. 5.22 видно, что с увеличением $\bar{r}$ значения $\bar{r}_{\max}$ увеличиваются, а $\bar{S}_0$ уменьшаются, т.е. застойные зоны в эксцентричном кольцевом пространстве увеличиваются и становятся более устойчивыми. При этом недостаточная центрирующая способность центраторов может быть причиной увеличения площади застойных зон.

Оценим площадь застойных зон по отношению к площади всего сечения скважин:

$$\bar{S}_{\text{зст}} = \frac{S_{\text{зст}}}{S_{\text{сж}}} = \frac{S_{\text{с}} \cdot (1 - S_0)}{S_{\text{сж}}} = (1 - \bar{r}^2) \cdot (1 - \bar{S}_0).$$

Расчеты произведены из условия формирования потока в кольцевом пространстве сечением $\bar{S}_0$ при $\bar{e}_{\max}$ и $\bar{S}_{0\min}$.

Результаты расчетов представлены в табл. 5.23.

Таблица 5.23 – Относительная величина площади застойных зон в кольцевом сечении скважины

Относительная величина площади поперечного сечения потока в кольцевом пространстве	Относительная величина площади застойных зон в кольцевом сечении скважины при $\bar{r}$, равном					
	0,1	0,2	0,4	0,6	0,8	0,9
$\bar{S}_0$ при $\bar{e}_{\max}$	0,03	0,06	0,12	0,15	0,14	0,10
$\bar{S}_{0\min}$	0,16	0,19	0,25	0,26	0,18	0,11

Из табл. 5.23 видно, что при установке цементных мостов наиболее неблагоприятными в отношении полноты замещения бурового раствора цементным бывают условия при отношении диаметров заливочной колонны и скважины 0,4–0,8, а также случаи недостаточного центрирования колонны. В связи с этим к центрирующим устройствам должны предъявляться вполне определенные требования, так как при недостаточном отклонении колонны от стенки скважины они могут быть причиной увеличения застойных зон. Это условие предупреждения образования застойных зон при $\bar{e} < \bar{e}_{\text{кр}}$, согласно рис. 5.36, можно выразить через величину отклонения колонны от стенки скважины:

$$\bar{\delta} \geq \bar{\delta}_{\text{кр}} = 1 - \bar{r} - \bar{e}_{\text{кр}},$$

где $\bar{\delta} = \frac{\delta}{R}$ – относительное отклонение колонны от стенки скважины.

После преобразований получим:

$$\frac{\delta_{\text{кр}}}{r} = \frac{1 - \bar{r} - \bar{e}_{\text{кр}}}{\bar{r}}. \quad (5.34)$$

Эта зависимость графически представлена на рис. 5.39. С помощью графика можно определить максимальный диаметр $D_{\max}$ скважины, в которой при радиусе колонны r и отклонении δ восстановление циркуляции проходит без образования застойных зон.

Величина δ определяется как

$$\delta = R_q - r, \quad (5.35)$$

где R_q – радиус центрирующего элемента или эксцентрика после спуска в скважину.

Определив δ по формуле (5.35), на рис. 5.39 находим соответствующее значение $\frac{\delta}{r}$ и проводим параллельно оси $\bar{r}$ прямую до пересечения с

кривой критических значений $\frac{\delta_{cr}}{r}$. Затем параллельно оси $\frac{\delta}{r}$ проводим прямую до пересечения с осью $\bar{r}$.

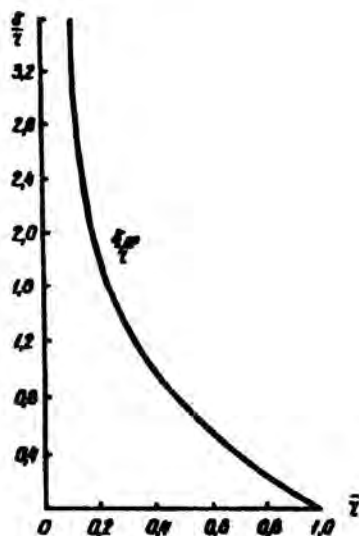


Рисунок 5.39 – График для определения центрирующей способности центраторов

По полученному значению $\bar{r}$ определяем D_{max} по формуле:

$$D_{max} = \frac{2 \cdot r}{\bar{r}}. \quad (5.36)$$

В табл. 5.24 приведены данные о центрирующей способности пружинных фонарей для принятых на практике соотношений диаметров колонн и долот.

Таблица 5.24 – Данные о центрирующей способности пружинных фонарей для принятых на практике соотношений диаметров колонн и долот

Диаметр, мм		Максимальный диаметр пружинного фонаря после спуска его в скважину, мм	Параметры каверны, в которой предупреждается образование застойных зон	
скважины	колонны		максимальный диаметр, мм	коэффициент кавернозности
190	146	240	270	2,0
		190	198	1,1
214	146	265	314	2,1
		214	232	1,1
243	146	295	374	2,4
		243	276	1,3

Из табл. 5.24 видно, что пружинные фонари при отсутствии деформации центрирующих элементов способствуют восстановлению циркуляции вязкопластичной жидкости без образования застойных зон в скважинах, коэффициент кавернозности которых не более 2,0–2,4. Если при спуске в скважину фонари деформируются и диаметр их в местах деформации становится равным диаметру долот, эффективность применения этих центраторов незначительна и образование застойных зон предупреждается лишь в тех скважинах, коэффициент кавернозности которых не превышает 1,1–1,3. Следовательно, в случае применения пружинных фонарей цементировочные работы надо проводить только с высокими скоростями восходящего потока.

Влияние скорости потока тампонажного раствора в кольцевом пространстве на качество цементных мостов. После восстановления циркуляции тиксотропной жидкости, каковой и является большинство глинистых растворов, на границе застойных зон вместо сил статического напряжения сдвига возникают силы сопротивления, величина которых $\tau_c < \theta_{пред}$, в связи с чем градиент давления при промывке ΔP_n уменьшается до величины:

$$\Delta P_n = \frac{\tau_c}{r_{,max}} < \Delta P_n = \frac{\theta_{пред}}{r_{,max}}. \quad (5.37)$$

Рассмотрим условия расширения потока после восстановления циркуляции. Для этого в неподвижной зоне на границе с потоком выделим элементарный слой с площадью поперечного сечения ΔS и периметром на границе с потоком x , а с неподвижной частью жидкости $x + \Delta x$. На этот слой действуют силы давления $\Delta P_n \cdot \Delta S$ и силы потока, уравниваемые удерживающей силой $\tau_1 \cdot (x + \Delta x)$ со стороны остальной части неподвижной жидкости, т.е.

$$\tau_1 \cdot (x + \Delta x) = \Delta P_n \cdot \Delta S + \tau_c \cdot x, \quad (5.38)$$

где τ_1 – касательные напряжения на границе выделенного элементарного слоя с остальной частью неподвижной жидкости.

Подставляя в (5.38) $\Delta S = (x + \Delta x) \cdot r_{,1} - x \cdot r_{,max}$ и значение ΔP (5.37) и решая относительно τ_1 , получаем:

$$\tau_1 = \tau_c \cdot \frac{r_{,1}}{r_{,max}}. \quad (5.39)$$

По условию образования потока при восстановлении циркуляции $r_{,max}$, поэтому $\tau_1 < \tau_c$. Следовательно, при структурном режиме течения жидкости, пока $\tau_c \leq \theta_{max}$, условия для расширения потока отсутствуют.

По М.М. Александрову силы сопротивления могут быть определены по формуле:

$$\tau_c = 0,125 \cdot \lambda \cdot \rho \cdot W^2,$$

где λ – коэффициент гидравлических сопротивлений; ρ – плотность жидкости; W – средняя скорость потока жидкости.

Влияние λ и W на величину сил сопротивления сложное.

С увеличением скорости потока коэффициент гидравлических сопротивлений снижается, так как при этом разрушаются структурные связи в массе движущейся жидкости. Однако структурные связи могут разрушаться и при других видах механического воздействия на жидкость, например, при изменении направления потока, местных возмущениях. Поэтому в скважине могут создаваться ситуации, когда при увеличении скорости потока величина λ уменьшается.

Пока силы τ_c больше сил τ_m , обуславливающих образование тиксотропной структуры, поток жидкости находится в тех же границах, что и в момент восстановления циркуляции. При этом поток может занимать все кольцевое пространство (в случае концентричного расположения труб) или часть его (при $e > e_n$).

Однако, если $\tau_c < \tau_m$, то начинается активное воздействие застойных зон на поток жидкости, при котором происходит расширение этих зон и сужение потока. Это происходит и в желобах при восстановлении циркуляции тиксотропных глинистых растворов, когда после интенсивного местного перемешивания повышается скорость потока, сокращаются его поперечные размеры и увеличиваются застойные зоны.

Анализ промысловых данных об установке цементных мостов для забурирования нового ствола показывает, что влияние скорости движения жидкости в кольцевом пространстве на качество моста весьма существенно.

На рис. 5.40 представлен полигон распределения частоты успешных и неудачных операций в зависимости от скорости восходящего потока по данным о проведении 100 операций.

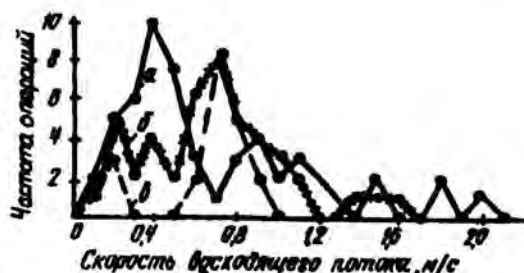


Рисунок 5.40 – Распределение частоты операций в зависимости от скорости восходящего потока:
а – успешные операции; б – все неудачные операции;

в – неудачные операции после отсеивания случаев с короткими сроками ОЗЦ (менее 2 сут.) и случаев неправильного определения объема продажной жидкости ($X_{12} \leq 3\%$)

При анализе неудачных операций были исключены случаи с короткими сроками ОЗЦ ($ДК = -11,52$) и случаи неправильного определения объемов продавочной жидкости ($ДК = -13,18$).

С помощью критерия Пирсона установлено, что различия в распределении успешных и неудачных операций с вероятностью более 0,99 являются закономерными. Этот же ответ был получен при исследовании по критерию Стьюдента t .

Кроме того, были проведены исследования в целях установления соответствия фактических распределений нормальному закону распределения случайных величин. С помощью критерия Пирсона установлено, что фактические распределения успешных и неудачных операций соответствуют нормальному закону.

Из анализа следует, что зависимость исхода работ по установке цементного моста от скорости восходящего потока вполне закономерна и должна соответствующим образом учитываться. Скорость потока в кольцевом пространстве в интервале установки цементного моста должна либо быть в пределах 0,4–0,6 м/с, либо превышать 1,0 м/с. При этом рекомендуемая скорость должна поддерживаться в течение всего периода продавливания цементного раствора в скважину.

Разрушение застойных зон при поперечном расхаживании колонны труб. Как указывалось выше, застойные зоны тиксотропной жидкости в кольцевом пространстве скважины создаются, во-первых, при недостаточно точном центрировании колонны труб. Вторым условием для возникновения застойных зон является неизменность положения вектора эксцентricности в поперечном сечении скважины. При изменении направления вектора эксцентricности соответствующим образом изменяется местоположение застойных зон и потока, вследствие чего поток распространяется на застойные зоны. При этом ликвидация застойных зон достигается без повышения давления.

Анализ показывает, что при эксцентricном положении колонны в скважине циркуляция восстанавливается при значительно меньших давлениях.

Так, для кольцевого пространства с $\bar{r} = 0,9$ (диаметр труб 168 мм, диаметр скважины 190 мм), давления уменьшаются в 1,73 раза. Снижение гидравлических сопротивлений в кольцевом пространстве особенно важно при проведении работ в опасных с точки зрения возникновения поглощения условиях.

Изменение вектора эксцентricности достигается при поперечных перемещениях колонны труб в скважине, что также приводит к более интенсивному разрушению структуры раствора и дальнейшему уменьшению потерь давления в кольцевом пространстве.

Поперечное расхаживание может быть осуществлено путем применения эксцентриксов, располагаемых на колонне в интервале установки цементного моста, с одновременным вращением колонны, а также при расхаживании колонны с разгрузкой на забой.

При вращении колонны с эксцентриками трубы, опираясь на них, перемещаются в поперечном сечении скважины, что обуславливает разрушение застойных зон. Расчеты показывают, что при использовании эксцентриков буровой раствор в значительном объеме вытесняется из кольцевого пространства скважины значительно большего диаметра, чем при применении центриатора (табл. 5.25), даже при наличии больших каверн. В случае одно-временного вращения и расхаживания колонны в осевом направлении загустевшие массы бурового раствора и скопления шлама разрушаются в результате непосредственного воздействия на них самих эксцентриков.

Для применения данного способа цементирования в б. ВНИИКРнефти разработаны бурильные эксцентрики типа ЭБ (рис. 5.41). Бурильные эксцентрики (табл. 5.26) для скважин диаметром 214, 243, 269 и 295 мм выполнены в виде ряда радиальных ребер, жестко соединенных с корпусом и образующих в поперечном сечении своими периферийными гранями прерывистую окружность, эксцентричную по отношению к корпусу. Подобрано такое число ребер, чтобы в контакте с породой находилось не менее двух из них, а нагрузка на стенки скважины не превышала 1,0 МПа даже при угле наклона ствола 30°. При такой конструкции эксцентрика достигается минимальное перекрытие ствола скважины, обуславливается плавное скольжение этого устройства и предотвращаются провалы колонны в желоб.

Таблица 5.25 – Диаметр каверн, при котором не образуются застойные зоны в случае применения центриатора, эксцентрика

Номинальный диаметр, мм				Диаметр каверн, при котором не образуются застойные зоны, мм, в случае применения	
скважины	колонны	центриатора	эксцентрика	центриатора	эксцентрика
214	114	214	204	265	370
214	140	214	204	242	264
243	114	243	233	316	520
243	140	243	233	280	379
269	114	269	259	380	760
269	140	269	259	320	500
295	114	295	285	455	920
295	140	295	285	390	636

Таблица 5.26 – Техническая характеристика эксцентриков

Шифр эксцентрика	Техническая характеристика					
	число ребер, шт.	диаметр эксцентрика, мм	диаметр корпуса, мм	высота, мм	масса, кг	эксцентриситет, мм
ЭБ-3-178-214	3	204	178	750	108	26
ЭБ-5-178-243	5	233	178	750	111	55
ЭБ-5-178-269	5	259	178	750	119	81
ЭБ-5-178-295	5	285	178	750	123	107



Рисунок 5.41 – Эксцентрик для поперечного расхаживания колонны

Для расхаживания и вращения колонн диаметром 114–168 мм разработана цементирующая головка ГЦУ-ЗН-197-300, устанавливаемая между квадратной штангой и вертикальной. Головка позволяет проводить цементирование с двумя разделительными пробками. В каждой секции головки имеются отвод с краном для подсоединения цементирующих агрегатов и винтовой стопор для фиксации разделительной пробки. В случае цементирования с одной пробкой или вообще без пробки используют одну секцию головки вместе с обратным клапаном, который необходим для предупреждения аварийных ситуаций на скважине в случае разрыва бурового шланга.

Эффективность применения эксцентриков оценивали по результатам промысловых исследований, проводившихся при установке цементных мостов и подготовке скважин к спуску обсадных колонн.

При установке моста два-три эксцентрика соответствующего диаметра располагали в нижней части заливочной колонны на расстоянии 40–50 м друг от друга. Во время операций по промывке скважины и установке моста, проводившихся через буровой стояк, шланг, вертлюг и ведущую трубу, колонну расхаживали на длину ведущей трубы (10–14 м) с вращением при ходе вниз со скоростью 20–60 об/мин. При установке эксцентриков в интервале залегания кавернозных пород отмечался вынос из скважины загустевших масс глинистого раствора и шлама.

С применением эксцентриков в интервале глубин 2400–4400 м установлено десять цементных мостов, из них пять – для забурирования нового ствола, два – для разгрузки испытателей пластов и три – изоляционных. Все операции прошли успешно.

При подготовке ствола скважины к спуску обсадных колонн над УБТ устанавливали два эксцентрика через 25–40 м друг от друга. С ними прорабатывали интервалы кавернообразования при скорости подачи колонны 7–10 см/с и интенсивности ее вращения 60–90 об/мин. После работы с эксцентриками наблюдался более интенсивный вынос загустевших масс глинистого раствора и шлама.

Кроме того, в трех случаях была замерена продолжительность цикла промывки до и после работы с эксцентриками. Продолжительность цикла определяли по времени выхода из скважины полосок целлофана или киноплёнки (15–20 шт.). Установлено, что в зависимости от длины интервала проработки с применением эксцентриков и величины каверн продолжительность цикла промывки после работы с эксцентриками увеличивалась до 20 %, что свидетельствовало о соответствующем увеличении объема циркулирующего раствора, так как производительность насосов была постоянной.

С применением эксцентриков для спуска колонны в сложных геологических условиях подготовлено шесть скважин. Во всех шести случаях спуск колонн и их цементирование прошли без осложнений. Отмечено хорошее качество цементирования, в том числе и в кавернозных участках стволов.

Установка цементных мостов в кавернозном участке ствола скважины. Для операций по установке цементных мостов в кавернозной части ствола скважины характерна крайне низкая результативность. В большинстве случаев успех достигается только в результате проведения нескольких операций, в процессе которых, по-видимому, буровой раствор последовательно вытесняется из каверн.

Основной причиной низкой успешности работ по установке цементных мостов в кавернозной части ствола является наличие в ней загустевших масс бурового раствора и шлама, статические напряжения сдвига которых могут быть на три-четыре порядка больше нормальных значений. Естественно, что за счет касательных напряжений на границе потока застойные зоны в кавернах разрушиться не могут. Для этого необходимо радиальное истечение жидкости (рис. 5.42) через боковые отверстия в колонне (гидромониторный эффект) либо механико-гидравлическое воздействие, возникающее при работе эксцентриков, применение которых при установке цементных мостов и подготовке скважины к спуску обсадных колонн показали их высокую эффективность. В частности, в скважине № 2 Кошехабльской диаметр каверн достигал 500–550 мм, тем не менее, цементный мост для забуривания нового ствола был установлен с первой попытки.

Баритовые пробки. Практика установки цементных мостов в условиях проявлений и частичных поглощений выдвигает необходимость создания в скважине баритовых пробок в целях перекрытия объекта, предупреждения возникновения осложнения, сохранения контроля за стволом скважины и установки цементных мостов по всему сечению ствола скважины. На практике известны случаи, когда создание баритовой пробки не уравнивало гидростатическое давление пластов и не предотвращало азитие проявле-

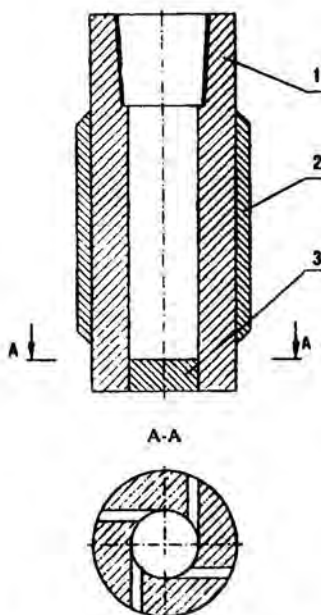


Рисунок 5.42 – Турбулизатор:
 1 – корпус; 2 – стабилизатор; 3 – заглушка

ний. Однако известны и другие случаи, когда ликвидировать проявление за один раз не удавалось, и баритовую пробку приходилось устанавливать несколько раз, увеличивая ее протяженность.

5.4.5.8 Предупреждение повышения гидравлических сопротивлений и прихвата колонны труб

Промысловые данные свидетельствуют, что прихват колонны труб при установке цементных мостов – распространенная пока и наиболее тяжелая по своим последствиям авария. Так, ликвидация прихвата труб в скважине № 27 Александровка объединения «Саратовнефтегаз» продолжалась почти год, в скважине № 212 Октябрьской объединения «Грознефть» – 249 сут.

Основными причинами прихватов являются:

- применение цементных растворов с более короткими сроками схватывания и загустевания, чем это требуется;
- образование труднопрокачиваемых смесей с короткими сроками загустевания;
- подъем цементного раствора выше расчетного уровня, вследствие образования застойных зон и смешения раствора с находящимися с ним в контакте жидкостями;
- образование при промывке застойных зон цементного раствора над интервалом установки моста.

Первые две причины были рассмотрены ранее. Ниже рассмотрены две другие.

В скважине № 1 Чебурголь объединения «Краснодарнефтегаз» при установке цементного моста на глубине 5030 м без применения буферной жидкости колонна труб была прихвачена после подъема этой колонны почти на 250 м выше расчетного уровня подъема цементного раствора.

Экспериментальные исследования по смешению цементного раствора с глинистым раствором и водой, проведенные непосредственно в скважинах, показали, что зоны смешения могут быть очень значительными. При этом общую высоту подъема цементного раствора и зоны смешения в кольцевом пространстве от башмака заливочной колонны без учета образования застойных зон можно оценивать по формуле:

$$H_{\text{см}} = H_{\text{м}} + \frac{C_2 \cdot V_{\text{м}} + V_{\text{см}}}{S_{\text{к}}}, \quad (5.40)$$

где $H_{\text{м}}$ — высота цементного моста; $V_{\text{м}}$ — внутренний объем заливочной колонны; $V_{\text{см}}$ — объем зоны смешения; $S_{\text{к}}$ — площадь кольцевого сечения скважины; C_2 — соответствующий коэффициент из табл. 5.14.

При контакте цементного раствора с буровым раствором $C_2 = 0,02 \div 0,04$ и $C_{\text{в}} = 0,2$, при контакте с водой значения этих коэффициентов уменьшаются соответственно до 0,01–0,02 и 0,03.

Расчеты показывают, что при установке цементного моста в скважине № 1 Чебурголь протяженность зоны смешения без учета высоты моста и образования застойных зон могла составлять 450 м и более. Применение в качестве буферной жидкости воды уменьшило бы протяженность этой зоны до 70 м, что предупредило бы прихват колонны.

Рассчитывать объемы буферной жидкости (воды), исходя из условия полного разделения цементного и бурового растворов, можно по формулам:

- первая порция:

$$V_{\text{в1}} = C_4 \cdot V_{\text{м}} + C_5 \cdot H_{\text{м}} \cdot S_{\text{к}}; \quad (5.41)$$

- вторая порция:

$$V_{\text{в2}} = C_4 \cdot V_{\text{в}}; \quad (5.42)$$

где C_4 и C_5 — соответствующие коэффициенты из табл. 5.14.

В скважине № 27 Александровка мост устанавливали в интервале 2609–2550 м. После подъема колонны на глубину 2550 м путем обратной промывки срезали мост, вымыв при этом часть цементного раствора. Однако при попытке подъема колонны труб было установлено, что они прихвачены в застойных зонах цементного раствора.

Основными мерами предупреждения прихвата колонны труб при установке цементных мостов являются:

- учет при подборе рецептуры цементного раствора сроков схватывания и загустевания смеси цементного раствора с находящейся с ним в контакте жидкостью, а также учет протяженности зоны смешения;

- применение разделительных пробок и буферных жидкостей, в частности, воды;
- расхаживание колонны труб при срезке моста и оборудование ее центраторами.

5.4.5.9 Влияние поршневого эффекта, возникающего при подъеме труб, на качество мостов

При установке цементных мостов в целях изоляции газоносных пластов, характеризующихся низкой проницаемостью и аномально высоким пластовым давлением (АВПД), применение цементных и шлаковых растворов на водной основе не обеспечивает создания газонепроницаемого экрана, и поступление газа в скважину продолжается после установки даже нескольких мостов, высокопрочных и непроницаемых для воды (например, скважины № 7 Темиргоевская и № 610 Новодмитриевская объединения «Краснодарнефтегаз»).

Исследования, проведенные в скважине № 3 Суздальской, показали, что после установки цементного моста вследствие контракции давление под мостом значительно снижается, в результате чего происходит подсос в скважину газа, из-за чего в твердеющем цементе образуются сквозные газопроводящие каналы.

Газопроявления удается предупредить при использовании цементного раствора, содержащего 10–15 % (по массе) гипана 10 %-ной концентрации. Готовят гипано-цементный раствор в два этапа. Сначала на воде по стандартной технологии затворяют портландцемент (или ШПЦС, УЩЦ, ТСЦ – термосолеостойкий цемент, в зависимости от температурных условий), а затем полученный цементный раствор в осреднительной емкости смешивают с гипаном. Однако низкая прочность образующегося цементного камня (менее 0,5 МПа) не позволяет создать мост, выдерживающий большие нагрузки и перепады давления. В этих случаях необходима установка второго моста из стандартных цементов.

Газоотсекающий экран также может быть создан путем установки пакера механического действия, над которым также устанавливают цементный мост (скважины № 8 Темиргоевская, № 10 Лабинская и № 3 Суздальская).

При установке цементных мостов, предназначенных для изоляции водоносных пластов с АВПД, причиной неудачного исхода работ может быть поршневой эффект и, как следствие, подсос в скважину пластовой воды и разбавление ею цементного раствора. Это происходит при подъеме труб из интервала цементирования в случаях использования бурового раствора с высокими вязкостью и напряжением сдвига или образования труднопрокачиваемых смесей.

Так, при установке цементного моста в скважине № 10 Краснокутской объединения «Саратовнефтегаз» при изоляции на глубине 4800 м водоносного пласта с коэффициентом аномальности давления 1,8 вязкость и напря-

жение сдвига бурового раствора были несоизмеримо большими. За три месяца было проведено восемь безрезультатных операций по установке моста. Во всех случаях при подъеме насосно-компрессорных труб из интервала цементирования возникал «сифон», а уровень раствора в затрубном пространстве оставался неизменным. При промывках после периода ОЗЦ из призабойной зоны вымывалась порция пластовой воды.

Подобные осложнения предупреждают путем:

- снижения показателей реологических свойств бурового раствора с тем, чтобы вязкость его была не более 60–70 с, а статическое напряжение сдвига (СНС) через 1 и 10 мин. – не более 30–50 мг/см²;
- уменьшения скорости подъема колонны до 5–10 см/с;
- применения легкоотсоединяемого хвостовика.

5.4.5.10 Планирование работ по установке цементных мостов

При планировании работ по установке цементных мостов предусматривается ряд этапов.

1. Определение условий эксплуатации моста, действующих на него нагрузок и геолого-технических условий его установки приведено в табл. 5.8, а также дополнительно определение статической и динамической температуры в скважине, диаметра каверн, вязкости и статического напряжения сдвига бурового раствора, гидравлических сопротивлений, наличия поглощений или проявлений.

2. Расчет высоты моста.

3. Определение объемов цементного раствора, продавочной жидкости, первой и второй порций буферной жидкости – воды (вторая порция входит в общий объем продавочной жидкости) и высоты подъема цементного раствора (с учетом зоны смешения) в кольцевом пространстве. При использовании верхней разделительной пробки коэффициенты C_1 и C_2 в указанных формулах принимаются равными нулю.

4. Расчет параметров режима продавливания цементного раствора в скважину в соответствии с величиной гидравлических сопротивлений, эффективностью замещения бурового раствора цементным (оценивается по скорости потока в кольцевом пространстве на основании данных из табл. 5.7) и особенностями управления процессом срезки штифтов в случае применения соответствующих контролирующих устройств.

5. Определение общей продолжительности операции по установке моста и подбор рецептуры цементного раствора.

6. Разработка мероприятий по предупреждению осложнений и аварий при установке моста в соответствии с табл. 5.27.

Особенности данного расчета можно рассмотреть на примере установки в обсаженной скважине диаметром 220 мм на глубине 4500 м цементного моста, который выдерживал бы перепад давления 200 кг·с/см². Цементный ост установлен через колонну бурильных труб диаметром

Таблица 5.27 – Мероприятия по предупреждению осложнений

Осложнения при установке мостов	Наиболее характерные причины осложнений	Мероприятия по предупреждению осложнений
Повышение давления и прихват заливочной колонны	Недостаточное содержание замедлителя схватывания или жидкости затворения – воды. Образование затрудняющих прокачивание зон смещения цементного раствора с буровым. Подъем цементного раствора на значительно большую высоту, чем проектная, вследствие смещения и образования застойных зон. Загустевание цементного раствора при остановках циркуляции. Образование застойных зон цементного раствора при вымывании его избытка.	Жесткий контроль за содержанием реагентов в жидкости затворения и процессом приготовления цементного раствора по плотности и расходу компонентов, приготовление всего объема раствора в осреднительной емкости. Применение буферных жидкостей и разделительных пробок, проверка смесей на загустевание. То же, а также применение центраторов и эксцентрикаторов. Проверка рецептуры цементного раствора по показаниям консистометра с учетом температуры и давления. Цементирование, расквашивание колонны, применение легко разбухающих или отсоединяемых хвостовиков.
Низкая прочность или отсутствие цементного камня в проектом интервале установки моста	Повышенное содержание замедлителя схватывания или воды в цементном растворе. Смещение цементного раствора с находящейся с ним в контакте жидкостью и низкая точность его продавливания. Подсос пластовых флюидов вследствие поршневого эффекта. Наличие каверны или желобной выработки.	Жесткий контроль за приготовлением цементного раствора. Учет потерь на смешение, компенсация неточности при продавливании, применение буферной жидкости, разделительных пробок и контролирующих устройств, контрольный замер внутреннего объема заливочной колонны. Снижение вязкости и СНС бурового раствора, уменьшение зон смешения, снижение скорости подъема труб, применение отсоединяемого хвостовика. Определение объема цементного раствора с учетом фактического диаметра с скважины, применение гидромониторного устройства или эксцентрикаторов
Недостаточная несущая способность и негерметичность моста	Малая высота моста и недостаточное сцепление со стенками скважины	Расчет высоты моста в соответствии с условиями его эксплуатации и техническими средствами для установки
Газопроницаемость моста	Насыщение цементного камня пластовым газом вследствие контракции	Предварительная установка над местом поступления газа механического пакера или закачка высоковязкой жидкости, введение в цементный раствор высоковязкой жидкости

Таблица 5.28 – Расчетные данные при установке мостов

Показатели	Технологические особенности установки моста				Номер формулы для расчета данного показателя
	без буферной жидкости, скребков и разделительных пробок	с буферной жидкостью, но без скребков и разделительных пробок	с буферной жидкостью и скребками, но без разделительных пробок	с буферной жидкостью, скребками, верхней пробкой и устройством «стоп»	
Высота моста, м, в соответствии с требованиями:					
герметичности	20	10	4	4	(2)
несущей способности	22	11	1	1	(1)
Принимаемая высота моста, м	22	11	4	4	-
Объем ствола скважины в интервале установки моста, м ³	0,84	0,42	0,15	0,15	-
Потребный, объем цементного раствора, м ³	6,24	3,54	3,31	1,95	(7)
Общий объем продаваемой жидкости, м ³	42,10	43,50	43,50	45,00	(6)
Объем порций буферной жидкости (воды), м ³ :					
первой		1,10	1,00	1,00	(30)
второй		0,90	0,90	0,90	(31)
Интервал, который займут цементным раствором, и зона смещения в кольцевом пространстве, м	4070-4500	4405-4500	4416-4500	4420-4500	(290)

140×114 мм, внутренний объем которой равен 45 м³. Расчетные данные в зависимости от технологических особенностей установки моста представлены в табл. 5.28.

Данные, приведенные в табл. 5.28, показывают, что потребный объем цементного раствора в зависимости от условий может значительно превысить объем скважины в интервале установки моста. С увеличением глубины эта разница возрастает (в рассматриваемом примере даже в 7–20 раз).

Необходимая высота моста в значительной мере зависит от технических средств, используемых при его установке. Следовательно, ее надо определять не только исходя из конкретных требований к герметичности и несущей способности моста, но также с учетом возможности проведения тех или иных технологических мероприятий. При этом не исключено создание положения, когда установить цементный мост требуемой высоты невозможно (например, при недостаточном расстоянии между предыдущим и последующим объектами испытания). В этих случаях необходимо либо устанавливать мосты из полимерных материалов и пакеры, либо пересматривать план работ по скважине.

Применение комплекса технических средств (моющие и абразивные буферные жидкости, скребки, разделительные пробки со средствами контроля за их движением и др.) всегда целесообразно, так как это:

- повышает надежность установки моста;
- значительно сокращает расход тампонажного материала и затраты времени на установку моста;
- резко уменьшает опасность прихвата колонны труб схватывающимся тампонажным раствором.

При наличии больших каверн для установки цементных мостов следует применять гидромониторные устройства с радиальным расположением насадок при непрерывном расхаживании колонны труб или с применением эксцентриков.

Предложенные технико-технологические мероприятия успешно испытаны при установке цементных мостов более чем в 700 скважинах объединений «Краснодарнефтегаз», «Куйбышевгазпром», «Белоруснефть», «Нижевартовскнефть» и других, в том числе при установке моста в сверхглубокой скважине № 3 СГ Кольская на глубине 8000 м, и получили общее признание.

5.4.5.11 Устройства, применяемые при установке цементных мостов

Мосты в скважинах устанавливают по одной из трех схем:

- 1) мост из твердеющего состава, не ограниченный ни сверху, ни снизу уплотнениями (известные цементные мосты или мосты с использованием иных вяжущих материалов или их смеси);
- 2) мост из твердеющего состава, залитого на предварительно созданное уплотнение (СТС – не получил распространения);

3) уплотнение без твердеющего состава (пакеры, большая часть которых разработана ВНИИБТ).

Инструмент и устройства, применяемые при установке мостов, приведены в табл. 5.29.

Эффективным является устройство (рис. 5.43) для контролируемой установки цементных мостов (забойного цементирования (УКЗЦ)); разработано б. УкрНИИПНД, однако не получившее широкого распространения. Оно состоит из корпуса 1, посадочной плиты 2, сменных шпилек 3, направляющей пробки 4 и двух резиновых, наполненных жидкостью, разделителей 5.

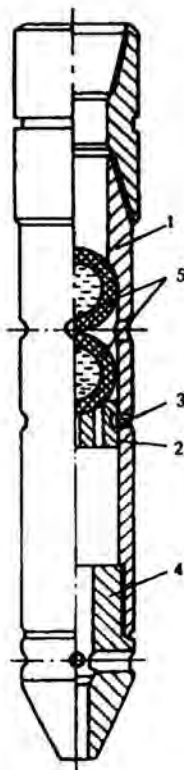


Рисунок 5.43 – Устройство для контролируемой установки цементных мостов конструкции б. УкрНИИПНД

Последовательность технологических операций при установке цементных мостов с помощью УКЗЦ показана на рис. 5.44.

Устройство в собранном виде (без шаровых разделителей) спускают до нижней отметки интервала установки цементного моста. Затем на заливочную колонну устанавливают цементировочную головку, в которой размещают два шаровых разделителя. После промывки скважины и закачки буферной жидкости освобождают первый шаровой разделитель, закачивают рас

Таблица 5.29 – Устройства и инструмент для установки цементных мостов

Оборудование для установки мостов	Наиболее приемлемое	Преимущества	Недостатки
Сважинные устройства	УКЗЦ	Исключение перемешивания тампонажного раствора при прокачивании по колонне бурильных труб	Контроль за срабатыванием (срезом шпильки) неэффективен на большой глубине; возможен эффект поршневания
Оснастка заливочной колонны	Эксцентрики бурильные	Эффективное удаление шлама из кавернозной части	Необходимо вращение колонны
Изолирующие пробки	Стреляющий тампонажный снаряд	Перекрытие ствола при поглощениях и газопровалах	Невозможна установка в открытом, тем более кавернозном стволе
Пакеры	Разбурываемый пакер ПРТМ	То же	Неприменим в кавернозном стволе и при высокой температуре
Цементирующая головка	Цементирующая головка	Отсутствие выступающих узлов	Невозможно использование двух разделительных пробок
Разделительные пробки	Эластичная сферическая цементирующая пробка	Способность прохождения по колонне с различным сечением	Требуются специальные посадочные устройства

четное количество тампонажного раствора, затем освобождают второй шаровой разделитель и начинают продавливание. До посадки первого шарового разделителя на опорную плиту (рис. 5.44, I) буровой раствор свободно выходит из заливочных труб 1 в скважину через радиальные отверстия 2 и вертикальные отверстия 3 в опорной плите 4, а после посадки этого разделителя (в период продавливания тампонажного раствора в заколонное пространство) через радиальные отверстия 2 уже выходит тампонажный раствор (рис. 5.44, II). Последние 1–2 м³ продавочной жидкости закачивают на пониженной скорости одним ЦА, благодаря чему на поверхности четко фиксируется момент схождения шаровых разделителей 5 и 6 (рис. 5.44, III).

После подъема УКЗЦ до верхней отметки интервала установки цементного моста в колонне заливочных труб создается избыточное давление, в результате чего происходит срез стопорных шпилек 7, опорная плита с двумя шаровыми разделителями опускается до упора в торец направляющего башмака 8 (рис. 5.44, IV), радиальные отверстия 2 открываются и через них осуществляется прямая или обратная промывка при срезке кровли моста.

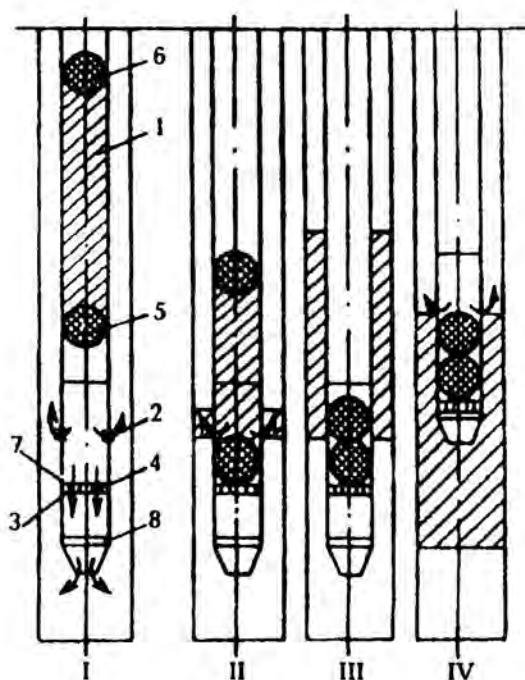


Рисунок 5.44 – Последовательность технологических операций при установке мостов с помощью устройства УКЗП:

- I – закладка тампонажного раствора;*
- II – продавливание тампонажного раствора в кольцевое пространство;*
- III – окончание продавливания раствора;*
- IV – срезка кровли моста*

Эффективность работы устройства зависит от надежности фиксации момента схождения пробок и среза шпилек 7. При установке цементного моста на большой глубине обеспечить нормальную работу УКЗЦ не всегда удается. Другим недостатком этой технологии установки цементных мостов является необходимость подъема колонны заливочных труб перед срезкой верхней части моста. В этом случае возникает эффект поршневания, что неизбежно приводит к перемешиванию внутрискважинной жидкости с тампонажным материалом. Так как для установки моста используют небольшое количество тампонажного раствора, то перемешивание может существенно повлиять на успешность операции с применением УКЗЦ.

Аналогичное устройство для контролируемой установки цементных мостов (но не получившее распространения) разработано в АзНИПИнефти (рис. 5.45). Оно состоит из неподвижной и подвижной частей. Неподвижная часть представляет собой корпус 1, на верхнем конце которого имеется замковая резьба, а на нижний конец навинчивается направляющая пробка 6. Подвижная часть состоит из упругого седла 2 и стакана 5 с уплотнительным кольцом 4. Подвижная часть удерживается в корпусе с помощью двух штифтов 3. Кольцевое пространство между корпусом и направляющей пробкой представляет собой гидравлический амортизатор, заполняемый консистентной смазкой.

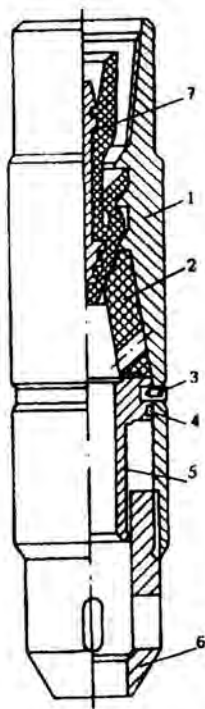


Рисунок 5.45 – Устройство для контролируемой установки цементных мостов конструкции АзНИПИнефти

Устройство спускают в скважину на колонне бурильных труб до нижней отметки устанавливаемого цементного моста. После окончания закачивания тампонажного раствора проталкивают разделительную пробку 7 из цементирующей головки в бурильные трубы и продавливают тампонажный раствор до получения сигнала «стоп» в момент посадки пробки 7 на упругое седло 2 устройства. Затем поднимают УКЗЦ до верхней отметки цементного моста и закачивают продавочную жидкость в бурильные трубы.

При повышении давления штифты 3 срезаются, и подвижная часть устройства вместе с пробкой 7 и упругим седлом 2 перемещается в крайнее нижнее положение, выдавливая при этом жидкость из гидравлического амортизатора. Переход упругого седла в расширенную часть корпуса сопровождается его расширением, и пробка проталкивается в скважину, открывая центральный канал для промывки, что фиксируется по резкому снижению давления.

Технология установки цементных мостов с применением УКЗЦ конструкции АзНИПИнефти обладает теми же недостатками, что и при использовании предыдущего устройства.

Из устройств, обеспечивающих прохождение в заливочную колонну продавочных и разделительных пробок, как наиболее совершенной является *цементирующая головка* б. ВНИИКРнефти (рис. 5.46).

Она состоит из корпуса 1, переключающего механизма, в который входят колокол 2, цилиндр 3, поворотная втулка 4 с внутренней резьбой, и размещенных в пазах цилиндра сухарей 5, имеющих ответную резьбу. Во внутренней полости цилиндра 3 установлена цементирующая пробка 6, зафиксированная стопором 7 в полости колокола 2. Стопор 7, удерживающий пробку 6, фиксируется от осевого перемещения цилиндром 3 в положении, при котором перекрыты радиальные отверстия 8, выполненные в колоколе. В цилиндре и колоколе имеются циркуляционные отверстия 9. Переводник 10 служит для соединения головки с обсадной колонной. Уплотнительные элементы 11 служат для герметизации головки.

Цементирующая головка работает следующим образом. В положении, показанном на рис. 5.46, она устанавливается на верхнюю трубу заливочной колонны. На головку навинчивается ведущая труба, и в дальнейшем промывку и цементирование проводят через стояк, буровой шланг и вертлюг. При промывке скважины и во время закачивания тампонажного раствора циркуляция осуществляется через циркуляционные отверстия 9 в цилиндре и колоколе. После заправки тампонажного раствора осуществляют продавливание цементирующей пробки. Для этого вращают втулку 4, что приводит к перемещению сухарей 5 и цилиндра 3, жестко связанного с сухарями. Изменение положения цилиндра 3 приводит к перекрытию циркуляционных отверстий 9, открытию радиальных отверстий 8 и освобождению стопора 7. Под действием давления пробка 6 смещает стопор 7 в осевом направлении и начинает движение по колонне. В дальнейшем тампонажный раствор продавливается через отверстия в колоколе – циркуляци-

онные 9 и радиальные 8. Во время закачивания и продавливания раствора расхаживают заливочную колонну, что улучшает вытеснение бурового раствора и повышает качество работ.

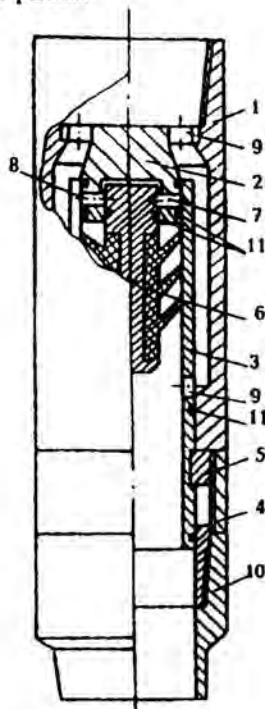


Рисунок 5.46 – Цементировочная головка б. ВНИИКРнефти

Важную роль в технологии доставки тампонажного материала к месту установки моста играют *разделительные пробки*. В б. ВНИИКРнефти разработан комплекс *разделительных пробок* (КРП) (рис. 5.47). Конструктивно пробка состоит из легкоразбуриваемого корпуса 1, резиновых эластичных манжет 2, собранных на корпусе без гумирования. Нижняя разделительная пробка оборудуется мембраной 3, которая установлена в обойме 4 с уплотнительным кольцом 5. Пробка применяется совместно с клапаном ЦКОД. При посадке ее на седло этого клапана повышается давление в колонне заливочных труб, в результате чего разрушается мембрана 3.

Повышение давления, отмечаемое на устье, свидетельствует о достижении пробкой посадочного узла. В качестве разделительной пробки для колонны бурильных труб со ступенчатым профилем внутреннего канала применяется эластичный сферический разделитель, имеющий клапан, через который внутренняя полость пробки заполняется рабочей жидкостью. За счет избыточного внутреннего давления обеспечивается необходимая поверхность контакта пробки с трубами.

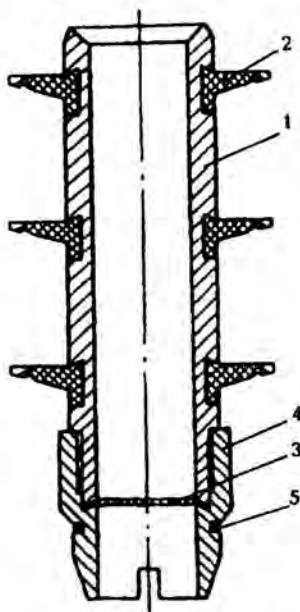


Рисунок 5.47 – Разделительная пробка конструкции б. ВНИИКРнефти

Чтобы пробка при прохождении сечений переменного профиля не сплющивалась и работала как поршень, внутрь ее помещается шар из прочного материала, более плотного, чем жидкость. По диаметру шар несколько больше отверстия в упорном кольце. Благодаря эластичности материала сферы и избыточному давлению рабочей жидкости внутри нее разделительная пробка способна обратимо менять форму при прохождении через места значительного сужения в колонне труб, особенно при цементировании скважин через бурильные трубы, без ущерба для качества разделения перекачиваемых жидкостей.

5.4.5.12 Методика расчета операций при установке цементных мостов

Методик расчета операций при установке цементных мостов известно несколько. После их обобщения в б. ВНИИКРнефти принята методика, приведенная ниже.

1. *Определение необходимых объемов цементного раствора, продавочной и буферной жидкостей.*

Расчет необходимых объемов цементного раствора V_{η} и продавочной жидкости $V_{пр}$ производится по следующим формулам:

$$V_{\eta} = H \cdot S_{\kappa} + V_{пр} \cdot (\Delta V + C_0 + C_2); \quad (5.43)$$

$$V_{np} = C \cdot V_{mp} \cdot (\ell - \Delta V_{np}), \quad (5.44)$$

где ΔV – относительный объем тампонажного раствора, оставляемого в заливочной колонне;

$$\Delta V_{np} = C_1 + C_2 + \frac{H \cdot S_{mp}}{V_{mp}}, \quad (5.45)$$

H – проектная высота моста; S_x , S_{mp} – соответственно площади проходного сечения в кольцевом пространстве и в трубах в интервале установки моста; V_{mp} – внутренний объем заливочной колонны; C – коэффициент, учитывающий несоответствие между расчетными и фактическими объемами заливочной колонны (при использовании буровых и насосно-компрессорных труб $C = 1,00$; в случае применения обсадных труб $C = 1,03$); C_0 – коэффициент, учитывающий случайные ошибки при продавливании тампонажного раствора в скважину (если средства контроля за движением жидкостей не используются, то $C_0 = 0,03 \div 0,04$, если используются, то $C_0 = 0$); C_1 , C_2 , C_3 – коэффициенты, учитывающие потери тампонажного раствора соответственно на стенках труб и при смешивании с соседней жидкостью на I и II границах (табл. 5.30) (при установке мостов с использованием верхней и нижней разделительных пробок коэффициенты C_1 , C_2 , и C_3 принимаются равными нулю; при использовании только верхней пробки нулю равны C_1 и C_3).

Таблица 5.30 – Величины коэффициентов, учитывающих потери тампонажного раствора на стенках труб и при смешении с буровым раствором

Показатели	Обозначение коэффициента	Величина коэффициента			
		для буровых труб		для НКТ	
Тип буферной жидкости		вода	нет	вода	нет
Потери цементного раствора на стенках труб	C_1	0,008	0,029	0,02	0,011
Потери цементного раствора из-за смешения с соседней жидкостью на I границе	C_2	0,023	0,037	0,012	0,020
Потери цементного раствора из-за смешения с соседней жидкостью на 2 границе	C_3	0,017	0,030	0,011	0,020
Потери буферной жидкости при движении по заливочной колонне	C_4	0,020	–	0,020	–
То же при движении по кольцевому пространству	C_5	0,400	–	0,400	–

При установке моста без разделительной пробки или второй порции буферной жидкости необходимо принимать условие:

$$\Delta V \geq 0,065, \quad (5.46)$$

в противном случае, но без средств контроля над движением тампонажного раствора:

$$\Delta V \geq 0,048. \quad (5.47)$$

При установке цементных мостов с использованием верхней разделительной пробки и средств контроля над ее движением условия 5.46 и 5.47 не учитываются.

Объем I порции буферной жидкости, закачиваемой перед тампонажным раствором, рассчитывается как:

$$V_I = C_4 \cdot V_{np} + C_5 \cdot H \cdot S_c, \quad (5.48)$$

а объем II порции, нагнетаемой после цементного раствора, определяется из выражения:

$$V_{II} = C_4 \cdot V_{np}, \quad (5.49)$$

где C_4 и C_5 – коэффициенты, принимаемые из табл. 5.30.

Величина V_{II} входит в общий объем продавочной жидкости V_{np} .

2. *Определение высоты цементного моста.* Расчет высоты моста необходимо производить, исходя из условия обеспечения герметичности и прочности. Давление прорыва прямо пропорционально длине и обратно пропорционально толщине корки. Оценочный расчет высоты моста может быть проведен ориентировочно: при наличии между колонной и цементным камнем глинистой корки толщиной 3–12 мм давление прорыва воды составляет 0,6–1,8 МПа на 1 м (принимается 0,7–0,9). В связи с этим высоту цементного моста рекомендуется определять по формуле:

$$H_0 = \frac{P}{[\Delta P]}, \quad (5.50)$$

где P – максимальная величина перепада давления, действующего на мост при его испытании или эксплуатации; $[\Delta P]$ – допустимый градиент давления (табл. 5.31).

Высота цементного моста, подошва которого находится выше забоя скважины или другой опоры, должна проверяться, исходя из условия обеспечения необходимой прочности на сдвиг, по следующей формуле:

$$H'_0 = \frac{Q_n}{[\tau] \cdot \pi \cdot D_c} \geq H_0, \quad (5.51)$$

где Q_n – осевая нагрузка, создаваемая на мост колонной труб или перепадом давления P ; D_c – диаметр скважины; $[\tau]$ – допустимые касательные напряжения (табл. 5.32).

Таблица 5.31 – Допустимый градиент давления при определении высоты цементного моста

Условия и способ установки моста	$[\Delta P]$, МПа/м
<i>В обсаженной скважине</i>	
с применением скребков и моющих буферных жидкостей на водной основе	5,0
с применением моющих буферных жидкостей	2,0
без скребков и буферных жидкостей	1,0
<i>В необсаженной скважине</i>	
с применением скребков и буферных жидкостей	2,0
с применением буферных жидкостей	1,0
без скребков и буферных жидкостей	0,5

Таблица 5.32 – Допустимые касательные напряжения для определения обеспечения необходимой несущей способности моста

Условия и способ установки моста	$[\tau]$, МПа
<i>В обсаженной скважине</i>	
с применением скребков и моющих буферных жидкостей на водной основе	1,0
с применением моющих буферных жидкостей	0,5
без скребков и буферных жидкостей	0,05
<i>В необсаженной скважине</i>	
с применением скребков и моющих жидкостей	0,5
с применением абразивных буферных жидкостей	0,2
с применением неабразивных буферных жидкостей	0,05
без буферных жидкостей	0,01

При забурировании нового ствола высота моста определяется из выражения:

$$H = 18,5 \cdot \sqrt{\frac{D_c}{\alpha}}, \quad (5.52)$$

где α , – интенсивность искривления ствола в градусах на 1 м.

При $\alpha = 0,1^\circ$ на 1 м формула (5.52) имеет вид:

$$H = 58,6 \cdot \sqrt{D_c}, \quad (5.53)$$

где размерность D_c и H дана в метрах.

Формула (5.52) выведена из условия, чтобы после забурирования нового ствола расстояние между ближними стенками старого и нового стволов было равно двум диаметрам скважины.

В табл. 5.33 приведены рекомендуемые значения высоты моста, определенные по формуле (5.53), а также высота моста H' , на которой при интенсивности искривления $\alpha_i = 0,1^\circ$ на 1 м происходит забуривание нового ствола.

Таблица 5.33 – Рекомендуемые значения высоты моста при забуривании нового ствола

D_c , м	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8
H , м	18,9	26,2	32,2	37,2	41,7	45,6	49,0	52,5
H' , м	10,8	15,0	18,4	21,3	23,8	26,0	28,0	30,0

3. Расчет времени установки моста

Продолжительность T установки моста должна определяться, исходя из скорости движения жидкости в кольцевом пространстве и сроков схватывания (загустевания) тампонажного раствора.

$$T = T_1 + T_2 + T_3 + T_4 + T_5 = 0,75 \cdot T_{\text{за}}, \quad (5.54)$$

где T_1 – затраты времени на приготовление и закачку тампонажного раствора в скважину; T_2 – продолжительность введения разделительных пробок в колонну; T_3 – затраты времени на продавливание тампонажного раствора в интервал установки моста; T_4 – продолжительность снятия цементировочной головки и подъема заливной колонны из зоны тампонажного раствора; T_5 – затраты времени на установку цементировочной головки и срезку кровли моста; $T_{\text{за}}$ – время загустевания тампонажного раствора, определяемое по консисометру.

Время T_3 определяется, исходя из необходимости обеспечения эффективной скорости W , подъема жидкости в интервале установки моста:

$$T_3 = \frac{V_{\text{пр}}}{W \cdot S_c}. \quad (5.55)$$

5.4.5.13 Расчеты при установке разделительных цементных мостов по методике б. ВНИИКРнефти

1. Высота цементного моста должна удовлетворять условию:

$$H_m = \frac{Q_2}{\pi \cdot D \cdot \tau_c} \geq H_{\text{мин}},$$

где Q_2 – осевая нагрузка на мост от массы труб или перепада давления; τ_c – касательные напряжения при сдвиге моста (табл. 5.34.); $H_{\text{мин}}$ – требуемая минимальная высота моста.

2. Объем цементного раствора рассчитывается по формуле:

$$V = H_m \cdot F + V_m \cdot (C_0 + C_1 + C_2 + C_3),$$

где F – площадь сечения скважины; V_m – объем НКТ или буровых труб; C_0 – коэффициент, учитывающий случайные ошибки при продавливании тампонирующей смеси в скважину (если средства контроля за движением жидкостей не используются, то $C_0 = 0,02 \div 0,03$; если используются, то $C_0 = 0$); C_1, C_2, C_3 – коэффициенты (табл. 5.35).

Объем продавочной жидкости:

$$V_n = V_m \cdot \left(1 - \frac{H_m \cdot f}{V_m} - C_1 - C_3 \right),$$

где f – площадь сечения труб.

3. Объемы буферной жидкости, закачиваемой перед цементным раствором ($V_{б1}$) и после него ($V_{б2}$), равны:

$$V_{б1} = C_4 \cdot V_m + C_5 \cdot H_m \cdot F,$$

где C_4, C_5 – коэффициенты (см. табл. 5.35).

Если установить цементный мост требуемой высоты невозможно (например, при недостаточном расстоянии до очередного объекта испытания), то следует применить тампонажные материалы с более высокими физико-механическими показателями (τ_c и др.) или использовать другие разделительные устройства.

Расчет минимальной высоты изолирующего моста устанавливаемого в скважине (принятый в некоторых районах). В технологиях ремонтно-изоляционных работ и обработки призабойной зоны скважин осуществляют операции по установке изолирующих мостов, имеющих различное назначение:

- изоляция нижележащих пластов при переходе на вышележащие горизонты;
- ликвидация негерметичности эксплуатационной колонны;
- изоляция нижележащих пластов и создание опоры при забурировании новых (боковых) стволов;
- временная консервация скважин;
- ликвидация скважин.

Качество изолирующего моста зависит от свойств тампонажного материала, протяженности моста, чистоты поверхности обсадных труб.

Для установки мостов применяют различные материалы и составы: цемент, полимерцемент, синтетические смолы и составы на их основе, битумы и составы на их основе.

Мост должен обеспечивать создание герметичной перемычки в стволе скважины и обладать достаточной несущей способностью.

Таблица 5.34 – Количественные показатели качества мостов в зависимости от технологических мероприятий

Условия и способ установки моста	$grad\ p, \text{ МПа/м}$	$\tau, \text{ МПа}$
<i>В обсаженной скважине:</i>		
с применением скребков и буферных жидкостей	5,0	1,00
с применением буферных жидкостей	2,0	0,50
без скребков и буферных жидкостей	1,0	0,05
<i>В необсаженной скважине:</i>		
с применением скребков и буферных жидкостей	2,0	0,50
с применением буферных жидкостей	1,0	0,05
без скребков и буферных жидкостей	0,5	0,01

Таблица 5.35 – Расчетные коэффициенты

Наименование коэффициента	Обозначение	Значения для бурильных труб с высаженными внутрь концами			Значения для насосно-компрессорных труб	
		тип буферной жидкости				
		вода	нет	вода	нет	нет
Потери цементного раствора на стенках труб	C_1	0,01	0,03	–	0,01	0,01
Потери цементного раствора в результате смещения с соседней жидкостью на I границе	C_2	0,02	0,04	0,01	0,02	0,02
То же на II границе	C_3	0,02	0,03	0,01	0,02	0,02
Потери буферной жидкости при движении по заливочной колонне	C_4	0,02	–	0,02	–	–
То же при движении по кольцевому пространству	C_5	0,40	–	0,40	–	–

Требуемую минимальную высоту изолирующего моста (м) находят по формуле:

$$H = \frac{\Delta p}{\text{grad } p}, \quad (5.56)$$

где H – необходимая минимальная высота моста, м; Δp – максимальный перепад давления, действующий на мост, МПа; $\text{grad } p$ – допускаемый градиент давления, МПа/м.

При расчете минимальной высоты моста значение допускаемого градиента давления определяют по табл. 5.36.

Таблица 5.36 – Значение градиентов давления и касательных напряжений сдвига (τ) при установке мостов

Условия и способ установки моста	$\text{grad } p$, МПа	τ , МПа
<i>В обсаженной скважине:</i>		
с применением скребков и буферных жидкостей	5,0	1,0
с применением буферных жидкостей	2,0	0,5
без скребков и буферных жидкостей	1,0	0,05
<i>В необсаженной скважине:</i>		
с применением скребков и буферных жидкостей	2,0	0,5
с применением буферных жидкостей	1,0	0,05
без скребков и буферных жидкостей	0,5	0,01

Для расчетов необходимой минимальной высоты изолирующего моста с учетом пластических свойств материала В.И. Дадыка предложил формулу, включающую коэффициент пластичности:

$$H = \frac{\Delta p}{\text{grad } p \cdot (1 - \alpha)}, \quad (5.57)$$

где α – коэффициент пластичности материала моста (условный показатель пластичности).

Коэффициент пластичности рассчитывают по общепринятой методике:

$$\alpha = \frac{h_0 - h_2}{h_1 + h_2}, \quad (5.58)$$

где h_0 – начальная высота образца, мм; h_1 – высота образца при сжатии под нагрузкой, мм; h_2 – высота образца после снятия нагрузки, мм.

Допускаемый градиент давления для различных условий установки моста определяют по табл. 5.36.

5.5 Ликвидация негерметичностей тампонированием под давлением

Тампонирование под давлением – это основной метод ликвидации негерметичности обсадных колонн и заколонного пространства. Этот и другие методы РИР включают операции по:

- установке разделительных тампонажных мостов;
- наращиванию цементного стакана;
- насыпке песчаных и баритовых пробок;
- намыву наполнителей.

Тампонажные материалы (и не только на основе тампонажных портландцементов) и технологические схемы проведения тампонажных работ выбирают в зависимости от целей РИР, геолого-технических и гидротермальных условий в изолируемом участке скважины.

Но, в первую очередь, следует провести расчеты при проверке скважины на приемистость. Устанавливается положение динамического уровня в колонне при проверке скважины на заполнение, затем устанавливается перечень допускаемых способов тампонирования под давлением (табл. 5.37). В заполняющихся скважинах указанный перечень уточняется по результатам проверки скважины на приемистость, наличию или отсутствию обратной отдачи пластом части закачанной жидкости.

Количество жидкости, отдаваемое пластом, определяется следующим образом. Перед проверкой на приемистость скважину следует промыть в течение не менее одного цикла циркуляции до выравнивания плотностей жидкости в трубах и затрубном пространстве.

Прекращают нагнетать жидкость для проверки скважины на приемистость. Скважину оставляют в покое на 10–15 мин. и фиксируют установившееся в колонне давление P_y . Затем открывают выкид из затрубного пространства и замеряют объем вытекающей жидкости V_x . По номограмме определяют объем вытекающей жидкости V_y , обусловленный упругими деформациями обсадной колонны, и заполняющей ее промывочной жидкости под действием давления P_y .

Количество жидкости, отдаваемое пластом, определяется по формуле:

$$V_{от} = V_x - V_y.$$

В скважинах, где наблюдается отдача пласта, способ тампонирования должен обеспечить ОЗЦ под избыточным давлением без промежуточной разгрузки колонны от давления для подъема части НКТ в безопасную зону (способы 1, 2, 5 в табл. 5.37). Эти же способы следует применять в незаполняющихся скважинах, а также в заполняющихся скважинах, где отдача пласта отсутствует, в случаях, когда условия РИР требуют формирования изоляционных экранов под избыточным давлением при ОЗЦ. Время ОЗЦ под давлением допускается и при других способах тампонирования (способы 3, 4, 7 в табл. 5.37), однако в связи с промежуточными разгрузками

Таблица 5.37 – Выбор способа тампонирования по результатам исследования скважины и условиям формирования изоляционного экрана

№№ п/п	Способ тампонирования под давлением	Результат проверки на приемистость скважин					
		заполняющейся			незаполняющейся		
		есть отдача	нет отдачи		ОЗЦ под давлением	ОЗЦ без давления	
			ОЗЦ под давлением	ОЗЦ без давления			
1	Через обсадную колонну	+	+	-	+	-	-
2	Через НКТ и обсадную колонну	+	+	-	-	-	-
3	Через НКТ, установленные над зоной ввода	-	-	+	-	-	+
4	Через НКТ, установленные под зоной ввода	-	-	+	-	-	-
5	Комбинированный способ	+	+	-	+	-	-
6	Скользящее тампониование	-	-	+	-	-	-
7	С пакером	-	-	+	-	-	+

колонны от избыточного давления и разрывом процесса во времени эффективность этого технологического приема несколько ниже. Прямых исследований не проводилось.

Тампонирующее под давлением через обсадную колонну

Этот способ применяется при изоляции сквозных дефектов обсадных колонн, наращивании цементного кольца за ними и при тампонировании каналов межпластовых перетоков между непродуктивными горизонтами, когда условия проведения РИР не допускают разгрузки колонны от избыточного давления после задавливания тампонирующей смеси. Этот способ используется в заполняющихся и незаполняющихся скважинах. Его планируют в зависимости от положения динамического уровня жидкости в колонне при испытании скважины на заполнение.

Необходимость применения разделительных пробок и пачек буферных жидкостей устанавливается в зависимости от характера взаимодействия бурового раствора и используемой тампонирующей смеси. Закачивают расчетный объем продажной жидкости. Приготавливают тампонирующую смесь и закачивают ее в обсадную колонну. Ее задавливают в изолируемую зону при давлении, не превышающем значения, регламентированного для опрессовки колонны. Скважину оставляют на ОЗЦ под достигнутым или предварительно плавно сниженным давлением (не более 0,5 МПа/мин.) до планируемой величины. Целесообразность ОЗЦ под давлением или при его плавном снижении на некоторую величину экспериментально не изучалась.

Тампонирующее под давлением через НКТ и обсадную колонну

Этот вариант способа применяется для ускорения процесса доставки тампонирующей смеси к изолируемой зоне в скважинах, заполнявшихся буровым раствором при проверке на приемистость. Он требует оборудования устья скважины, которое предусматривало бы герметизацию заколонного пространства. Для его проведения нижний конец НКТ устанавливают над зоной ввода (отверстия в колонне) на расстоянии, вмещающем расчетный объем тампонирующей смеси. Закачивая буровой раствор в НКТ, следует восстановить циркуляцию.

При открытом выкиде из затрубного пространства закачивают и продавливают тампонирующую смесь в скважину. После достижения тампонирующей смесью нижнего конца НКТ (по расчету) выкид из заколонного пространства закрывают и продолжают продавливание до выхода всей смеси из труб под возрастающим давлением.

Вариант: при обратной промывке производят контрольный вымыв для гарантии отсутствия тампонирующей смеси в кольцевом пространстве за НКТ. Тампонирующую смесь задавливают в пласт до достижения требуемого давления. Скважину оставляют на ОЗЦ под давлением.

Тампонирующее под давлением через НКТ, установленные над зоной ввода тампонирующей смеси за колонну

Этот способ используют:

- при изоляции чуждых пластовых флюидов и подошвенных вод;

- при изоляции сквозных дефектов обсадных колонн для ускорения доставки *быстрохватывающихся* тампонирующих смесей к изолируемой зоне только в заполняющихся скважинах.

Данный способ изоляции чуждых пластовых флюидов и подошвенных вод практикуется в заполняющихся и незаполняющихся скважинах с применением тампонирующих смесей на основе минеральных вяжущих, полимерных тампонажных материалов (ПТМ) с инертными или активными наполнителями. Использовать фильтрующиеся ПТМ без наполнителей в незаполняющихся скважинах при данном способе нецелесообразно. Нижний конец НКТ устанавливают на 10–15 м выше зоны ввода, закачивают буровой раствор в НКТ, восстанавливают циркуляцию. Если при работах скважина не заполняется, то перед тампонированием под давлением необходимо установить глубину статического уровня жидкости в колонне для расчета параметров операции.

Операция сводится к следующему: при открытом выкиде из затрубного пространства тампонирующую смесь закачивают и продавливают в скважину. После достижения тампонирующей смесью нижнего конца НКТ выкид из затрубного пространства закрывают, и смесь задавливают в пласт. Излишки смеси вымывают из скважины обратной промывкой с противодавлением, значение которого должно быть не меньше запланированного на период ОЗЦ. НКТ приподнимают на 100–150 м для гарантии устранения возможного прихвата. Скважину оставляют на ОЗЦ под запланированным давлением.

При открытом затрубном пространстве необходимо закачать в НКТ:

- тампонирующую смесь;
- продавочную жидкость в количестве, равном внутреннему объему НКТ.

Если циркуляция не восстановилась, то приступают к закачке бурового раствора в затрубное пространство.

В затрубное пространство при открытом трубном пространстве закачивают буровой раствор в количестве, равном

$$V_{\text{з}} = V_{\text{к.у.}} - V_{\text{н}}$$

где $V_{\text{к.у.}}$ – объем обсадной колонны от устья скважины до статического уровня; $V_{\text{н}}$ – объем НКТ.

Если восстановления циркуляции не произошло, то следует прокачать в НКТ и затрубное пространство одновременно контрольное количество бурового раствора, равное удвоенному внутреннему объему участка колонны от нижнего конца НКТ до нижней границы зоны ввода, а затем поднять трубы над зоной ввода на расстояние, вмещающее объем тампонирующей смеси. Если циркуляция восстановилась, то оставшуюся в затрубном пространстве и НКТ тампонирующую смесь следует задавить в пласт. После ОЗЦ операцию следует повторить.

Тампонирующее под давлением через НКТ, установленные под зоной ввода тампонирующей смеси за колонну

Этот способ применяется при:

- изоляции нижних и подошвенных вод, когда планируется нарастить цементный стакан над искусственным забоем;
- изоляции нижних и подошвенных вод, когда протяженность интервала перфорации составляет более 10 м;
- изоляции дефектов крепи, когда приемистость скважины меньше $0,5 \text{ м}^3/(\text{ч} \cdot \text{МПа})$;
- изоляции дефектов крепи, когда планируется вымыв тампонирующего состава из изолируемого объекта после РИР.

В заполняющихся скважинах способ осуществляют при:

- использовании тампонирующих смесей с пониженной водоотдачей, обработанных пластифицирующими стабилизирующими добавками;
- применении НКТ с алюминиевым хвостовиком или наличии специального устьевого оборудования с сальниковыми уплотнениями, допускающего расхаживание НКТ при задавливании тампонирующей смеси в пласт.

Операция сводится к следующему: нижний конец НКТ устанавливают ниже зоны ввода на 1–2 м или у нижней границы планируемого цементного стакана. Закачивают буровой раствор в НКТ при открытом затрубном пространстве, восстанавливают циркуляцию. Тампонирующую смесь закачивают и продавливают в скважину до заполнения ею перфорированного или нарушенного интервала колонны.

Закрывают выкид из затрубного пространства и задавливают тампонирующую смесь в пласт при непрерывном расхаживании НКТ.

После достижения требуемого давления нижний конец НКТ поднимают на 10–15 м выше зоны ввода тампонирующей смеси за колонну.

Продолжая расхаживать НКТ, в скважине вновь создают требуемое давление для нагнетания тампонирующей смеси в пласт. Излишки тампонажной смеси вымывают из скважины при обратной промывке с противодавлением, значение которого должно быть не меньше запланированного на период ОЗЦ. НКТ поднимают на 100–150 м и скважину оставляют на период ОЗЦ под запланированным давлением.

Если планировались РИР с вымывом излишка тампонирующей смеси из изолируемого объекта, то после задавливания тампонирующую смесь при расхаживании труб вымывают из колонны, затем приподнимают НКТ на 100–150 м над зоной ввода. Колонну заполняют буровым раствором и скважину оставляют на ОЗЦ.

Комбинированный способ тампонирования под давлением

Этот способ применяется при любом виде РИР в заполняющихся и незаполняющихся скважинах, когда вымыв тампонирующей смеси из зоны изоляции не планируется.

При доставке тампонирующей смеси в скважину нижний конец НКТ находится ниже зоны ввода, а при задавливании смеси в пласт – выше не-

го. Нижний конец НКТ устанавливают ниже зоны ввода на 1–2 м или у нижней границы планируемого цементного стакана. Закачивают и продавливают тампонирующую смесь до наступления равновесия столбов жидкости в трубах и кольцевом пространстве за НКТ. НКТ приподнимают выше уровня тампонирующей смеси в колонне на 30–50 м. Производят контрольный вымыв при обратной промывке для гарантии отсутствия тампонирующей смеси в кольцевом пространстве за НКТ. Тампонирующую смесь задавливают в пласт до достижения требуемого давления. Затем давление плавно снижают до планируемого значения, и скважину оставляют на время ОЗЦ.

Тампонирование под давлением с непрерывной прокачкой тампонирующей смеси по затрубному пространству

Этот способ применяется для устранения негерметичности обсадных колонн, когда местоположение дефекта не установлено, и непрерывная закачка жидкости через него при давлениях, допустимых для колонны, невозможна, а приемистость характеризуется лишь падением при опрессовке колонны на воде.

Процесс сводится к следующему: нижний конец НКТ устанавливают на 5–10 м выше искусственного забоя. В качестве тампонажного материала используются гелеобразующие или водонерастворимые отверждающиеся ПТМ, рецептура которых подбирается по максимальной температуре в стволе скважины. Приготовленную тампонирующую смесь перекачивают в одну из половин мерной емкости цементирующего агрегата (ЦА). Другую половину заполняют буровым раствором. Закачивая буровой раствор в затрубное пространство при открытом трубном с подачей 3–5 л/с, восстанавливают циркуляцию. Штуцера выкид из НТК, устанавливают давление в колонне при циркуляции жидкости, не превышающее регламентированное при опрессовке скважины.

Не прекращая закачки, переключают краны ЦА на подачу тампонирующей смеси в скважину. Ее прокачивают по затрубному пространству, не допуская превышения давления в колонне над допустимым. По мере перехода раствора из затрубного пространства в НКТ, постепенно уменьшая подачу насосов, снижают давление прокачки от 20 до 30 % ниже первоначального и вымывают излишки тампонирующей смеси на поверхность. Скважину оставляют на период ОЗЦ.

При использовании отверждающихся полимерных тампонажных материалов (ПТМ) после РИР НКТ поднимаются из скважины.

Тампонирование под давлением прокачкой тампонирующей смеси по затрубному пространству с остановками

Этот способ допускает периодические остановки при прокачке тампонирующей смеси по затрубному пространству для наблюдения за динамикой изменения избыточного давления, что позволяет установить местоположение негерметичного интервала колонны. При выполнении работ в качестве тампонажных материалов используются только гелеобразующие

ПТМ. Приготавливают не менее 1 м³ вязкой тампонирующей смеси. Колонну опрессовывают водой, фиксируют величину снижения давления Δp в течение контрольного времени t_k . При открытом выкиде из затрубного пространства закачивают приготовленную тампонирующую смесь в НКТ. Смесь продавливается буровым раствором и вытесняется из НКТ. Выкид из затрубного пространства закрывают и, продолжая закачку бурового раствора, давление в затрубном пространстве колонны доводят до значения, допускаемого при опрессовке.

Колонну выдерживают под давлением в течение контрольного времени t_k , фиксируют величину снижения давления Δp . Если результат опрессовки не отличается от предыдущих работ, то, снижая давление в затрубном пространстве и продолжая закачивать буровой раствор в НКТ, тампонирующую смесь прокачивают по затрубному пространству для опрессовки следующего интервала колонны, расположенного выше. Поинтервальную опрессовку продолжают до тех пор, пока резкое уменьшение давления не укажет на перекрытие тампонирующим составом негерметичного интервала колонны.

Количество продавочной жидкости для очередного перемещения состава должно составлять не более 80 % от его объема. Местоположение верхней L_n и нижней L_{n-1} границ интервала негерметичности определяют по формулам:

$$L_n = H_1 - n \cdot \frac{0,8 \cdot V_n}{V_a};$$

$$L_{n-1} = H_1 - (n-1) \cdot \frac{0,8 \cdot V_n}{V_a},$$

где H_1 – длина НКТ, м; V_n – объем высоковязкой жидкости, м³; V_a – объем 1 м затрубного пространства эксплуатационной колонны, м³; n – порядковый номер опрессовываемого интервала колонны.

Затем скважину выдерживают под давлением до истечения срока ОЗЦ. Излишки состава вымывают из скважины. Величина давления, не следующая из экспериментов, устанавливается исходя из опыта.

Тампонирование под давлением с применением пакера

Этот способ используют для:

- защиты обсадных колонн при давлении нагнетания, значение которого превышает допустимое для опрессовки;
- защиты продуктивных пластов от загрязнения при нагнетании тампонирующей смеси в изолируемый интервал, расположенный ниже зоны перфорации;
- направленной подачи тампонирующей смеси под давлением в изолируемый объект, выше которого имеются негерметичные отверстия в колонне.

Способ применяется в заполняющихся и незаполняющихся скважинах. Тампонирование под давлением через затрубное пространство при установленном пакере *запрещается*, кроме случаев применения гелеобразующих полимерных тампонажных материалов или использования алюминиевых или других легкоразбураиваемых НКТ.

Процесс сводится к следующему: НКТ спускают с пакером, который располагается над зоной ввода тампонирующей смеси за колонну. Рекомендуется низ пакера оборудовать алюминиевым хвостовиком длиной не менее 3 м, башмак которого устанавливают над зоной ввода на расстоянии до 3 м. Проверяют чистоту спущенных труб прокачкой в НКТ бурового раствора в количестве, равном их внутреннему объему от устья до статического уровня. Устанавливают пакер. Проверяют приемистость изолируемого объекта при установившемся режиме подачи насосов прокачкой в НКТ бурового раствора в количестве не менее внутреннего объема труб. Тампонирующую смесь закачивают в НКТ. Закачивают расчетный объем продавочной жидкости. Если надпакерное затрубное пространство герметично, то для уменьшения осевой нагрузки на пакер рекомендуется в кольцевое пространство закачать буровой раствор и создать давление, допускаемое при опрессовке колонны.

Тампонирующую смесь задавливают в пласт. Снижают давление в трубном и затрубном пространствах. Освобождают пакер. Распакеровку контролируют расхаживанием колонны НКТ. При наличии циркуляции излишки тампонирующей смеси вымывают из скважины обратной или прямой промывкой. Поднимают 100–150 м НКТ, заполняют скважину буровым раствором и оставляют на ОЗЦ. В заполняющихся скважинах после работ НКТ поднимают на 50–100 м выше поглощающего интервала (зоны дефекта колонны, интервала перфорации). Перед ОЗЦ для вытеснения возможных остатков тампонирующей смеси прокачивают в трубное и затрубное пространство буровой раствор в количестве, равном объему НКТ и объему колонны от башмака труб до нижней границы поглощающей зоны.

Исправление негерметичности цементного кольца (КР1-3)

Исправление негерметичности цементного кольца для ликвидации за-колонных перетоков пластовых флюидов производится *методом тампони-рования под давлением*. Подъем лифтовых труб из скважины для ревизии и последующая шаблонировка ствола в интервале объекта изоляции обязательны. Приемистость объекта изоляции проверяют с использованием воды при трех установившихся режимах прокачки. При необходимости принимаются меры по увеличению приемистости (кислотная обработка и др.).

Технологическую схему и тампонажные материалы для РИР выбирают в зависимости от принадлежности изолируемого флюида и геолого-технических условий в осложненном интервале скважины.

5.5.1 Расчет времени процесса тампонирования под давлением

В приведенных формулах (табл. 5.38) для расчета продолжительности всего процесса тампонирования под давлением различными способами, включая подготовительные и сопутствующие операции, приняты следующие условные обозначения: T – продолжительность всего процесса тампонирующей смеси (25 % времени – это запас на случай возникновения непредвиденных обстоятельств):

$$T \leq 0,75 \cdot T_{\text{заг}}. \quad (5.59)$$

t_1 – продолжительность приготовления тампонирующей смеси:

$$t_1 = \frac{V}{g_{\text{max}}},$$

где V – объем тампонирующей смеси; g_{max} – максимальная подача ЦА.

t_2^* , t_2^m , t_2^{en} – продолжительность закачивания расчетного объема продавочной жидкости V_n соответственно в колонну, НКТ, кольцевое пространство:

$$t_2 = \frac{V_n}{g},$$

t_3 – продолжительность задавливания тампонирующей смеси в пласт:

$$t_3 = \frac{V}{g_{\text{min}}},$$

где g_{min} – минимальная подача ЦА.

t_o – общая продолжительность пауз при задавливании тампонирующей смеси:

$$t_o = t \cdot N,$$

где t – продолжительность одной паузы; N – число пауз.

t_* – расчетное время вымыва излишков тампонирующей смеси при обратной промывке. Рассчитывается из условия вымыва всего объема смеси как:

$$t_* = \frac{V + V_n}{q_c},$$

где V_n – объем продавочной жидкости, закачанной в НКТ; q_c – средняя подача ЦА.

Для прямой промывки:

$$t_* = \frac{V + V_1}{q_{\text{max}}},$$

где V_1 – объем затрубного пространства.

Таблица 5.38 – Расчет продолжительного тампонарования под давлением

Способ тампонарования под давлением	Расчетные формулы	
	заполняющаяся скважина	незаполняющаяся скважина
Через обсадную колонну	$T = t_1 + t_2^* + t_3 + t_0$	$T = t_1 + t_2^* + t_3 + t_0$
Через НКТ и обсадную колонну	$T = t_1 + t_2^* + t_3 + t_0$	–
Через НКТ, установленные над зоной ввода	$T = t_1 + t_2^* + t_3 + t_0 + t_p + t_o$	$T = t_1 + t_2^* - t_3 + t_0 - t_e - t_o$
Через НКТ, установленные под зоной ввода	$T = t_1 + t_2^* + t_3 + t_0 + t_n + t_w + t_{oa} + t_p + t_o$	–
Комбинированный способ	$T = t_1 + t_2^* + t_n + t_w + t_1 + t_0$	$T = t_1 + t_2^* + t_n + t_w + t_3 + t_0 + t_2 + t_3 + t_0$
Скользящее тампонарование:		
непрерывное	$T = t_1 + t_2^* + t_e$	–
с остановками	$T = t_1 + t_2^* + t_0 + t_n$	–
С пакером*	$T = t_1 + t_2^* + t_3 + t_0 + t_p + t_n + t_w + t_o$	$T = t_1 + t_2^* + t_3 + t_0 + t_p + t_n + t_w + t_2^* + t_2$
* Если планируется ОЗЦ под давлением, то в продолжительность тампонажных работ включается дополнительное время $T_o = t_e + t_n + t_{oa}$, в течение которого тампонирующая смесь должна сохранять исходные свойства: $T + T_o = 0,75 \cdot T_1$.		

t_d – продолжительность демонтажа устьевого оборудования; t_n – продолжительность подъема части НКТ; t_u – продолжительность монтажа устьевого оборудования; t_m – продолжительность опрессовки обсадной колонны после подъема части НКТ:

$$t_{on} = \frac{V_y}{g_{min}},$$

где V_y – объем продавки, обусловленный упругими деформациями обсадной колонны и заполняющей ее продавочной жидкости.

t_p – продолжительность распаковки.

По расчетной продолжительности операции в соответствии с условием (5.59) регулируют сроки загустевания используемой тампонирующей смеси или по $T_{пл}$ выбирают схему тампонирования (см. табл. 5.37).

Весь расчет требует корректировки в соответствии с температурным режимом места проведения тампонажных работ в скважине.

5.5.2 Определение объема тампонирующей смеси

Объем тампонирующей смеси V выбирают на основе накопленного регионального опыта РИР в зависимости от результатов проверки скважины на приемистость.

В лабораторных условиях в зависимости от требуемых свойств тампонирующей смеси устанавливают ее плотность ρ_m , водоцементное отношение и количество добавок для придания смеси необходимых свойств в конкретных условиях проведения процесса тампонирования.

Количество сухого цемента или другого тампонажного материала q , требующегося для приготовления 1 м³ раствора, определяется из следующего соотношения:

$$q = \rho_n \cdot \frac{\rho_m - \rho_n}{\rho_n - \rho_l},$$

где ρ_n – плотность сухого тампонажного материала; ρ_l – плотность жидкости затворения.

В случае применения тампонажного портландцемента, его общее количество G , potřebное для приготовления заданного объема тампонирующей смеси V_c (м³), составляет:

$$G = K_n \cdot q \cdot V_c,$$

где K_n – коэффициент, учитывающий потери сухого цемента (принимается $K_n = 1,03 \div 1,05$).

Объем жидкости затворения V_n (м³) для приготовления тампонирующей смеси вычисляют по формуле:

$$V_{\kappa} = \frac{K_{\kappa} \cdot G_m}{\rho_{\kappa}},$$

где K_{κ} – коэффициент, учитывающий потери жидкости (принимается $K_{\kappa} = 1,08 \div 1,10$).

5.5.3 Расчет давлений при вымыве тампонирующей смеси из скважины

Давление на выкиде насоса для вымыва тампонирующей смеси при прямой промывке p_n является суммой следующих величин:

- 1) давления на преодоление разности гидростатических давлений столбов тампонирующей смеси и бурового раствора в затрубном пространстве и НКТ $p_{\kappa\kappa}$;
- 2) давления на преодоление гидравлических сопротивлений при движении промывочной жидкости по НКТ p_m ;
- 3) давления на преодоление гидравлических сопротивлений при движении по затрубному пространству столбов бурового раствора в тампонирующей смеси p_{κ} ;

$$p_n = p_{\kappa\kappa} + p_m + p_{\kappa}.$$

Давление на выкиде насоса для вымыва тампонирующей смеси при обратной промывке p_o является суммой следующих величин:

- 1) давления на преодоление разности гидростатических давлений столбов тампонирующей смеси и промывочной жидкости в трубах и затрубном пространстве $p_{\kappa\kappa}$;
- 2) давления на преодоление гидравлических сопротивлений при движении бурового раствора по затрубному пространству p_{κ} ;
- 3) давления на преодоление гидравлических сопротивлений при движении по трубам столбов бурового раствора и тампонирующей смеси p_m .

Значение $p_{\kappa\kappa}$ определяется по формуле:

$$p_{\kappa\kappa} = h_{\kappa} \cdot g \cdot (\rho_{\kappa} - \rho_{\kappa}),$$

где h_{κ} – высота столба цементного раствора в трубах или затрубном пространстве; ρ_{κ} , ρ_{κ} – соответственно плотность цементного и бурового раствора; g – ускорение силы тяжести ($g = 9,81 \text{ м/с}^2$).

Для выбора формул при расчете давления на преодоление гидравлических сопротивлений определяют режимы течения тампонирующей смеси и бурового раствора в трубах и затрубном пространстве.

Режимы течения бурового и цементного растворов устанавливают (условно) сопоставлением расчетной критической ω_{κ} и фактической ω_{κ} скоростей движения жидкости в трубах ω_m или затрубном пространстве ω_{κ} ;

- при $\omega_\phi < \omega_{cr}$ – режим течения *структурный*;
- при $\omega_\phi > \omega_{cr}$ – режим течения *турбулентный*.

Фактическая ω_ϕ скорость движения жидкости определяется по следующей формуле:

$$\omega_\phi = \frac{q}{F},$$

где q – расход жидкости; F – площадь поперечного сечения канала.

При структурном режиме течения:

$$p_m = \frac{16}{3} \cdot \frac{h_p}{d_n} \cdot \left(\tau + \frac{24 \cdot \eta \cdot q}{\pi \cdot d_n^3} \right); \quad (5.60)$$

$$p_t = \frac{6 \cdot h_p}{D - d_n} \cdot \left(\tau + \frac{32 \cdot \eta \cdot q}{\pi \cdot (D - d_n)^2 \cdot (D + d_n)} \right), \quad (5.61)$$

где h_p – высота столба бурового или цементного раствора в трубах или затрубном пространстве; η – структурная вязкость бурового или цементного раствора; D , d_n , d_s – соответственно внутренний диаметр колонны, наружный и внутренний диаметры НКТ; τ – динамическое напряжение сдвига цементного (τ_n) или глинистого (τ_g) растворов.

Для практических расчетов в табл. 5.39. приведены значения η и τ наиболее широко применяемых цементных растворов.

При турбулентном режиме течения бурового или цементного растворов в трубах и затрубном пространстве:

$$p_m = \frac{8 \cdot \lambda_{m(m)}}{\pi^2 \cdot d_n^3} \cdot h_p \cdot \rho \cdot q^2; \quad (5.62)$$

$$p_t = \frac{8 \cdot \lambda_{m(t)}}{\pi^2 \cdot (D + d_n) \cdot (D - d_n)^2} \cdot h_p \cdot \rho \cdot q^2, \quad (5.63)$$

где $\lambda_{m(m)}$, $\lambda_{m(t)}$ – соответственно коэффициент гидравлических сопротивлений в трубах и затрубном пространстве; ρ – плотность бурового (ρ_b) или цементного (ρ_c) растворов.

Для практических расчетов при турбулентном режиме течения буровых и цементных растворов можно принять:

$$\lambda_{m(m)} = 0,028; \quad \lambda_{m(t)} = 0,054.$$

Режимы течения воды или водных растворов солей устанавливают сопоставлением расчетного значения параметра Re при течении жидкости в трубах (Re_m) или затрубном пространстве (Re_t) с его критическим значением $Re_{cr} = 2300$:

Таблица 5.39 – Максимальные точения реологических параметров наиболее широко применяемых цементных растворов

Шифр (обозначение) цемента	ПЦХ	ПЦГ	ШПЦС-120	ШПЦС-200	УШПЦ-120	УШПЦ-200	УЦГ-2	ОЦГ
СДБ	–	0,1-0,5 %	0,1-0,5 %	0,3-0,5 %	0,1-0,5 %	0,1-0,5 %	0,1-0,5 %	0,3-0,8 %
	–	0,024-1,81	0,046-2,19	0,042-1,20	0,04-3,22	0,016-1,31	0,067-0,82	0,028-5,87
КМЦ	0,5-2,0 %*	0,5-2,0 %	0,5-2,0 %	0,5-2,0 %	0,5-2,0 %	0,5-2,0 %	0,5-2,0 %	0,5-2,0 %
	0,186-55,2**	0,15-59,4	0,094-52,1	0,11-55,2	0,025-62,7	0,19-38,6	–	–
Гипан	0,5-2,0 %	0,5-2,0 %	0,5-2,0 %	0,5-2,0 %	–	–	–	0,5-2,0 %
	0,049-6,37	0,023-3,01	0,031-4,18	0,024-1,57	–	–	–	–
ВКК	–	0,3-0,5 %	0,4-1,5 %	0,4-1,5 %	0,4-1,5 %	0,4-1,5 %	0,4-1,0 %	0,4-1,5 %
	–	0,02-0,77	0,046-0,4,18	0,52-6,85	0,025-3,30	0,035-5,01	–	–
ПВС-ТР	0,2-0,6 %	0,5-2,0 %	–	–	–	–	0,5-2,0 %	0,5-2,0 %
	0,093-27,5	0,041-2,73	–	–	–	–	0,32-20,2	–
	1-3 %	–	–	–	–	–	–	–
	0,045-2,42	–	–	–	–	–	–	–
	1-3 %	–	–	–	–	–	–	–
	0,03-2,11	–	–	–	–	–	–	–
	1-3 %	–	–	–	–	–	–	–
	0,08-6,68	–	–	–	–	–	–	–
Без добавок	0,097-7,04	0,26-2,94	0,048-2,08	0,077-10,45	0,02-1,96	0,086-5,68	0,223-11,17	0,029-5,78
Водоцементное отношение В/Ц	0,50	0,50	0,43		0,35	0,35	0,32	0,95
			0,40					

* Массовая доля (%) дана в пересчете от массы сухого цемента, вязкость.

** Первое число – структурная вязкость, Па · с, второе – динамическое напряжение сдвига, Па.

- при $Re < 2300$ – режим течения *ламинарный*;
- при $Re > 2300$ – режим течения *турбулентный*.

$$Re_m = \frac{\omega_m \cdot d_*}{\mu} \cdot \rho; \quad (5.64)$$

$$Re_r = \frac{\omega_r \cdot (D - d_*)}{\mu} \cdot \rho. \quad (5.65)$$

Рассчитывают коэффициенты гидравлических сопротивлений в трубах и затрубном пространстве:

- при структурном режиме:

$$\lambda_c = \frac{64}{Re}; \quad (5.66)$$

- при турбулентном режиме:

$$\lambda_m = \frac{0,3164}{Re^{0,25}}. \quad (5.67)$$

Определяют давления на преодоление гидравлических сопротивлений:

$$p_m = \lambda \cdot \frac{h_p}{d_*} \cdot \frac{\omega_m^2 \cdot \rho}{2}; \quad (5.68)$$

$$p_r = \lambda \cdot \frac{h_p}{(D - d_*)} \cdot \frac{\omega_r^2 \cdot \rho}{2}; \quad (5.69)$$

В приведенных расчетах привносится некоторая неопределенность, связанная с трудностями определения реологических свойств тампонажных смесей и бурового раствора, особенно она высока при высоких температурах и давлениях. Поэтому очень ценен региональный опыт проведения подобных работ, на который следует ориентироваться и вносить соответствующие коррективы.

5.5.4 Расчет процесса тампонирования под давлением через НКТ, установленные над зоной ввода тампонирующей смеси за колонну, в незаполняющейся скважине

Расчет проводится для скважин, в которых динамический уровень жидкости при заполнении до устья не поднимается.

В процессе закачки и продавки в НКТ в зависимости от условий призабойной зоны часть цементного раствора поглощается пластом, а часть поднимается в затрубное пространство скважины.

Для упрощения расчетов принимается, что момент насыщения пласта совпадает с поглощением всего цементного раствора. Тогда закачиваемая после раствора продавочная жидкость в количестве V_m , равном внутреннему объему НКТ, расходуется на наполнение скважины, т.е. объем колонны от статического уровня до устья $V_{\text{ст}}$ уменьшается на объем, равный V_m . Для заполнения колонны потребуется закачать в затрубное пространство допол-

нительное расчетное количество бурового раствора $V_{\text{т.р}} = V_{\text{к.р}} - V_{\text{м}}$. На заполнение колонны укажет появление циркуляции жидкости через НКТ.

Если фактически прокачанное количество жидкости $V_{\text{т.ф}}$ оказалось меньше расчетного ($V_{\text{т.ф}} < V_{\text{т.р}}$), то это будет свидетельствовать о том, что в скважине остался цементный раствор. При этом количество раствора, находящегося в кольцевом пространстве и внутри НКТ, можно ориентировочно оценить по избыточному давлению на манометре, контролирующему затрубное пространство.

5.5.5 Расчет допустимой глубины опорожнения обсадной колонны при тампонировании

Допустимую глубину опорожнения H_0 рассчитывают по разности между наружным и внутренним давлениями на колонну, которая не должна превышать давления смятия обсадных труб. Расчет проводится по формуле:

$$H_0 \leq \frac{1}{\rho_{\text{ж}}} \cdot \left(\frac{K_1 \cdot p_{\text{см}}}{(1 - K_2) \cdot g} - (\rho_{\text{ц}} - \rho_{\text{ж}}) \cdot H + (\rho_{\text{ц}} - \rho_{\text{б}}) \cdot h' \right),$$

где $\rho_{\text{ж}}$ – плотность жидкости внутри колонны, кг/м³; $p_{\text{см}}$ – давление смятия труб, установленных на глубине H , Па; $\rho_{\text{ц}}$ – плотность цементного раствора за колонной, кг/м³; $\rho_{\text{б}}$ – плотность бурового раствора за колонной, кг/м³; H – глубина скважины, м; h' – глубина границы «цемент – глинистый раствор» за колонной, м; g – ускорение силы тяжести ($g = 9,81 \text{ м/с}^2$).

5.6 Техническая характеристика пакеров и якорей к ним

Пакера – это устройства, предназначенные для разделения (разобщения) одной части скважины (трубного или межтрубного пространства) от другой. Якоря служат для удержания пакеров на месте их установки.

Большинство пакеров и якорей разработано ВНИИБТ, ВНИИКРнефть и ТатНИПИнефть, хотя известны и другие конструкции (Е.П. Ильясова, УкрНИИПНД, Краснодарнефтегаз) (см. табл. 5.40-5.50).

Таблица 5.40 – Якоря для удержания пакеров на месте их установки (ТУ 39-005-72, ТУ 26-02-645-75, ТУ 26-02-226-76)

Шифр	Наружный диаметр, мм	Перепад давления, МПа	Температура, °С	Диаметр канала, мм	Длина, мм	Масса, кг
ГЗ1М/120	120	150	100	48	1350	–
ГЗ1М/140	140	150	100	60	1360	–
ЯГМ-118-350	118	350	150	45	630	26
ЯГМ-136-350	136	350	150	56	630	39
ЯГ-118-500	118	500	150	52	600	24
ЯГ-136-500	136	500	150	70	600	37

Таблица 5.41 – Пакеры типов ПШ и ППГМ

Показатели	Пакер шлицсовый ПШ		Пакер ППГМ-1 с гидромеханическим уплотнением			
	ГШ-5"	ГШ-6"	ГШ-8"	ППГМ1-114-160	ППГМ1-122-160	ППГМ1-133-160
Условный диаметр колонны, мм	146	168	219	146	146	168
Наибольший перепад давления на пакер, МПа	30	30	30	16	16	16
Габаритные размеры, мм:						
наружный диаметр	118	136	187	114	122	133
длина	1760	1840	2000	1655	1655	1880
диаметр канала	54	54	68	62	62	76
Масса, кг	61	69	121	43	47	63
						70

Таблица 5.42 – Взрывные пакеры, спускаемые на кабеле

Показатели	Взрывной пакер типа ВП								Шлицсовый взрывной пакер типа ВПШ	
	ВП 88	ВП 92	ВП 102	ВП 110	ВП 118	ВП 135	ВП 102	ВП 102	ВПШ 82	ВПШ 102
Наружный диаметр, мм	86	92	102	110	118	135	135	102	82	102
Длина, мм	475	490	535	570	605	605	605	1265	1238	1265
Внутренний диаметр колонны, мм:										
минимальный	96,3	100,3	109,0	117,7	125,2	144,0	144,0	109,0	88,0	109,0
максимальный	98,3	102,3	115,0	124,0	133,0	152,0	152,0	120,0	96,0	120,0
Масса, кг	5,1	6,3	7,9	9,6	11,6	15,7	15,7	49,3	34,2	49,3

Таблица 5.43 – Пакеры гидравлические, механические, гидрометрические (ТУ 26-16-10-76, ТУ 26-02-313-77)

Шифр	Наружный диаметр, мм	Перепад давления, МПа	Температура, °С	Диаметр канала, мм	Герметизируемый диаметр, мм	Длина, мм	Масса, кг
1	2	3	4	5	6	7	8
ПН-ЯГ-90-500	90	50	120	38	102,3	1510	43
ПВ-ЯГ-90-500		50	120	38	102,3	1066	45
ПД-ЯГМ-90-350		35	120	62	102,3	1785	51
ПН-ЯГ-90-500К		50	150	38	102,3	1510	43
ПВ-ЯГ-90-500К		50	150	38	102,3	1510	43
ПН-ЯГ-90-500К1		50	150	38	102,3	1510	43
ПВ-ЯГ-90-500К1		50	150	38	102,3	1510	43
ПН-ЯМ-90-210		21	120	40	102,3	2170	45
ПД-ЯГ-112-500	112	50	120	50	121,7	2095	80
ПД-ЯГ-112-500		50	120	62	121,7	1850	90
ПН-ЯГМ-112-210		21	120	62	121,7	1655	43
ПД-ЯГМ-112-210		21	120	62	121,7	1895	66
ПН-ЯМ-112-210		21	120	62	121,7	2170	52
ПД-ЯГ-118-500	118	50	120	50	133,0	2095	89
ПД-ЯГМ-118-350		35	120	50	133,0	2330	103
ПД-ЯГ-118-350		35	120	61	133,0	2680	124
2ПД-ЯГ-118-500		50	120	62	128,0	1850	94
2ПД-ЯГ-118-350К1		35	120	61	133,0	2680	124
2ПД-ЯГ-118-350К2		35	120	61	133,0	2680	136
ПН-ЯГМ-118-210		21	120	62	128,0	1655	46
ПД-ЯГМ-118-210		21	120	62	128,0	1895	69
ПН-М-118-210		21	120	—	133,0	1030	40
ПН-ЯМ-118-210		21	120	62	133,0	2170	55
ПД-ЯГ-122-500	122	50	120	62	133,0	1850	98
ПН-ЯГМ-122-210		21	120	62	133,0	1655	47

Продолжение таблицы 5.43

1	2	3	4	5	6	7	8
ПД-ЯГМ-122-210		21	120	62	13,0	1895	73
ПН-ЯГМ-132-210	132	21	120	76	140,3	1880	55
ПД-ЯГМ-132-210		21	120	76	140,3	2000	74
ПД-ЯГ-136-500	136	50	120	61	155,3	2325	130
ПД-ЯГМ-136-350		35	120	61	155,3	2704	136
ПД-ЯГ-136-500		50	120	76	146,3	1900	122
ПН-ЯГ-145-210		21	120	76	155,8	1880	68
ПД-ЯГМ-145-210		21	120	75	155,8	2000	84
ПН-ЯГМ-150-210	150	21	120	89	163,8	2000	90
ПД-ЯГМ-150-210		21	120	89	163,8	2090	102
ПН-ЯГМ-160-210	160	21	120	100	173,7	2000	102
ПД-ЯГМ-160-210		21	120	100	173,7	2090	127
ПН-ЯМ-160-210		21	120	76	173,7	2460	95
ПН-ЯГМ-170-210	170	21	120	100	179,7	2000	110
ПД-ЯГМ-170-210		21	120	100	179,7	2090	134
ПД-ЯГ-185-350	185	35	120	100	205,1	2200	180
ПН-ЯГМ-185-210		21	120	100	205,1	2110	123
ПД-ЯГМ-185-140		14	120	100	205,1	2210	142
ПД-ЯГМ-185-210		21	120	130	205,1	2700	155
ПН-ЯМ-185-140		14	120	100	205,1	2030	100
ПН-ЯГМ-236-140	236	14	120	40	233,1	2230	150
ПД-ЯГМ-200-140		14	120	145	233,1	2575	172
2ПД-ЯГ-136-350	136	35	120	76	155,3	2710	142
2ПД-ЯГ-136-350К1		35	120	76	155,3	2710	142
3ПД-ЯГ-136-350К1		35	120	80	146,3	2800	150
2ПД-ЯГ-136-350К2		35	120	76	155,3	2710	156
3ПД-ЯГ-136-350К2		35	120	80	146,3	2800	174
ПД-ЯГ-136-210		21	120	50	155,3	3886	175

Окончание таблицы 5.43

1	2	3	4	5	6	7	8
ПН-ЯГМ-136-210		21	120	76	146,3	1880	60
ПД-ЯГМ-136-210		21	120	76	146,3	2000	75
ПН-М-136-210		21	120	-	155,3	1090	55
ПН-ЯМ-136-210		21	120	62	155,3	2260	70
ПД-ЯГ-140-500	140	50	120	76	150,3	1900	128
ПН-ЯГМ-140-210		21	120	76	150,3	1880	64
ПН-ЯГМ-140-210		21	120	90	155,3	2550	70
ПД-ЯГМ-140-210		21	120	76	150,3	2000	81
ПД-ЯГ-145-350	145	35	120	76	163,8	2750	140
ПД-ЯГ-145-500		50	120	76	155,8	1900	138
ЗПД-ЯГ-145-350К1		35	120	80	155,8	3000	173
ЗПД-ЯГ-145-350К2		35	120	80	155,8	3000	198
ПД-ЯГР-243-140	243	14	120	150	259,1	2850	180
ПН-ЯГМ-243-140		14	120	50	259,1	2230	160
ПД-ЯГМ-243-140		14	120	145	259,1	2575	182
ПВ-ЯГМ-Т-122-140	122	14	325	45	133,0	1690	70
ПВ-ЯГМ-Т-140-140	140	14	325	59	150,3	2370	100

Примечания:

1. Резьба 146 и 168 мм по ГОСТ 632-64;
2. Я – якорный тип; Т – термостойкий;
3. Способ посадки: Г – гидравлический; ГМ – гидромеханический; М – механический;
4. Рабочая среда: без индекса – нефть, газ, газокоагулят, вода; К – то же с наличием водопесчаной смеси; К1 – газ, газокоагулят с содержанием $\text{CO}_2 \leq 6\%$; К2 – то же с содержанием $\text{H}_2\text{S} \leq 6\%$;
5. Восприимчивая нагрузка: В – перепад давления направлен вверх, Н – перепад давления направлен вниз, Д – перепад давления направлен вверх и вниз.

Таблица 5.44 – Гидравлично-механические пакеры при тампонировании зон поглощения (ТУ 39-096-75)

Шифр	Наружный диаметр, мм	Уплотняемый диаметр, мм	Длина, мм	Масса, кг
A19M2/175	175	220	2120	176
A19M2/195	195	240	2215	254

Примечание: Перепад давления 15 МПа, температура 100 °С, диаметр 20 мм, резьба 3-147.

Таблица 5.45 – Пакеры рукавные (ТУ 26-16-15-76)

Шифр	Наружный диаметр, мм	Диаметр колонны, мм	Уплотняемый диаметр, мм	Длина, мм	Масса, кг
ПД-Г-118-210	118	62	133	3294	80
1ПД-Г-118-210	118	50	133	4025	100
2ПД-Г-118-210	118	60	133	3950	95
3ПД-Г-118-210	118	62	133	3810	96
ПД-Г-136-210	136	76	150	3357	108
1ПД-Г-136-210	136	62	150	3987	128
2ПД-Г-136-210	136	76	150	3950	125
3ПД-Г-136-210	136	76	150	3810	116

Примечание: Перепад давления 21 МПа, температура 100 °С.

Расчет установки пакеров и якорей. Пакеры – специальные устройства, предназначенные для разобщения отдельных интервалов колонны.

Пакеры широко применяют при различных ремонтных, изоляционных работах, осуществлении мероприятий по воздействию на призабойную зону скважин, а также при совместно-раздельной эксплуатации скважин.

По способу установки в колонне различают пакеры *с опорой* и *без опоры на забой*, а по способу создания давления (силы) на уплотнительный элемент – *механического* и *гидравлического действия*.

Якоря предназначены для удержания пакеров на месте установки от смещения вверх при ремонтных работах по воздействию на пласт. Технические характеристики наиболее часто применяемых типов пакеров и якорей приведены в табл. 5.47–5.50.

Перед спуском пакера в скважину определяют подпакерное давление. Если оно будет меньше ожидаемого давления при производстве ремонтных работ, то непосредственно над пакером устанавливают якорь.

Максимальное возможное давление, при котором пакер будет находиться в равновесии, определяют по формуле:

$$p = \frac{40 \cdot G + \pi \cdot g \cdot [H_1 \cdot \rho_1 \cdot (d_w^2 - d_n^2) - H_2 \cdot \rho_2 \cdot (D_e^2 - d_w^2)]}{10 \cdot \pi \cdot D_e^2}, \quad (5.70)$$

где G – вес НКТ, Н; H_1 – глубина спуска пакера, м; ρ_1 , ρ_2 – плотность жидкости соответственно в трубах и затрубном пространстве, кг/м³; D_e – внутренний диаметр эксплуатационной колонны, м; d_w , d_n – соответственно внутренний и наружный диаметры НКТ, м.

Таблица 5.46 – Пакеры механические (ТУ 26-02-644-75, ТУ 26-02-213-77)

Шифр	Наружный диаметр, мм	Диаметр колонны, мм	Температура, °С	Диаметр канала, мм	Уплотняемый диаметр, мм	Длина, мм	Масса, кг
ПВ-М-118-350	118	35	не обусловлена	45	140	730	24
ПН-М-118-350	118	35		45	140	730	24
ПВ-М-122-350	122	35	то же	45	140	730	24
ПН-М-122-350	122	35	— // —	45	140	730	24
ПВ-М-136-350	136	35	— // —	56	160	840	33
ПН-М-136-350	136	35	— // —	56	160	840	33
ПВ-М-140-350	140	35	— // —	56	160	840	33
ПН-М-140-350	140	35	— // —	56	160	840	33
ПВ-М-118-500	118	50	— // —	45	140	790	24
ПВ-М-122-500	122	50	— // —	45	140	790	24
ПВ-М-136-500	136	50	— // —	56	160	840	33
ПВ-М-140-500	140	50	— // —	56	160	840	33
ПВ-М-Т-122-140	122	14	325	45	133	930	27
ПВ-М-Т-140-140	140	14	325	59	154	1030	35

Примечание: Перепад давления 21 МПа, температура 100 °С.

Таблица 5.47 – Техническая характеристика накертов ПНМШ, ПНК и ПНГС

Показатели	ПНМШ-146-50	ПНМШ-168-50	ПНМШ-219-30	ПНК-146-50	ПНК-168-50	ПНГС-146-50	ПНГС-168-50
Условный диаметр обсадной колонны, мм	146	168	219	143	168	148	168
Максимальный перепад давления, МПа	50	50	30	50	50	50	50
Способ управления работой пакера	механический, шлицевой			гидравлический с клапаном		гидравлический	самоуплотняющийся
Диаметр пакера, мм:							
по манжетам	118	138	192	118	138	118	138
по пружинам	142	166	250	-	-	142	155
Диаметр присоединительной резьбы под трубы, мм	73	89	114	73	89	73	89
длина, мм	1370	1390	1650	980	1030	850	900
масса, кг	39	62	104	38	52	45	58

Таблица 5.48 – Техническая характеристика накертов ППГМ1

Показатели	ППГМ1-14-16	ППГМ1-122-16	ППГМ1-133-16	ППГМ1-142-16
Условный диаметр обсадной колонны, мм	146	146	138	168
Максимальный перепад давления, МПа	16	16	16	16
Максимальная температура рабочей среды, °С	150	150	150	150
Диаметр присоединительной резьбы под трубы, мм	73	73	89	89
Габаритные размеры, мм:				
наружный диаметр	114	122	133	142
диаметр канала	62	62	76	76
длина канала	1655	1655	1880	1880
Масса, кг	43	47	63	70

Таблица 5.49 – Техническая характеристика пакеров типов ПВ-М, ПВ-М-Г и якорей типов ЯГ и ЯГМ

Шифр пакеров и якорей	Максимальная температура рабочей среды, °С	Максимальный перепад давления, МПа	Диаметр, мм		Длина, мм	Масса, кг
			наружный	проходного отверстия		
ПВ-М-118-50	100	50	118	48	790	24
ПВ-М-122-50			122			
ПВ-М-135-50			136	59	840	33
ПВ-М-140-50			140			
ПВ-М-К-118-50			118			
ПВ-М-КП2-50	150	50	122	48	790	24
ПВ-М-К-135-50			136			
ПВ-М-К-140-50			140	59	840	33
ПВ-М-Г-122-14			122	48	930	27
ПВ-М-Г-140-14			140	59	4030	35
ЯГ-138-50	325	14	118	52		32
ЯГ-138-50	150	50	138	70	600	40
ЯГМ-118-35			118	48		26
ЯГМ-135-35			133	59		39
ЯГМ-К-118-35	150	35	118	48	630	26
ЯГМ-К-136-35			135	59		39

Таблица 5.50 – Техническая характеристика якорей типа ЯГП

Показатель	ЯГП-146-50	ЯГП-168-50	ЯГП-219-30
Условный диаметр обсадной колонны, мм	146	168	219
Допускаемый перепад давления (не более), МПа	50	50	30
Воспринимаемое усилие при допустимом перепаде давления, кН	900	1200	1200
Число плашек	12	16	18
Наибольший диаметр при опущенных плашках, мм	118	135	185
Длина, мм	810	904	1014
Масса, кг	33	43	90

5.7 Разобшение обсадной колонны

Как правило, при ремонтных или исследовательских работах, проводимых в скважинах, низ обсадной колонны (продуктивный пласт) изолируют.

Существует несколько способов изоляции низа обсадной колонны:

- установка цементного моста с цементирующими разбуриваемыми пробками;

- акачка песка с последующим вымыванием;

- установка разбуриваемых пакеров.

Разбуриваемые пакеры делятся на гидравлические, гидромеханические и с использованием энергии взрыва.

Наиболее эффективный метод разобшения обсадной колонны – установка взрывных пакеров (ВП), разработанных Раменским отделением ВНИИ геофизики по ТУ 41-03-1164-83 нескольких типоразмеров для установки в обсадных колоннах диаметром 114, 127, 140, 146 и 168 мм.

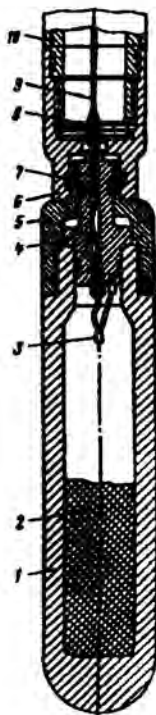


Рисунок 5.48 – Взрывной пакер

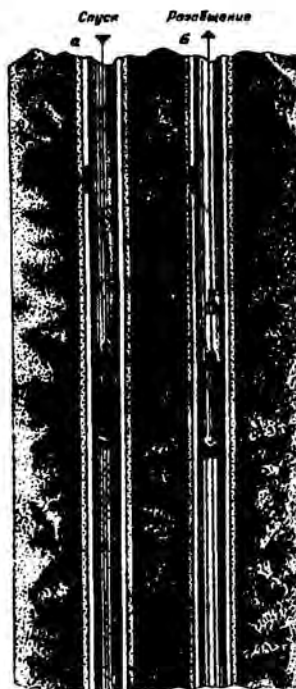


Рисунок 5.49 – Пробка-мост

Взрывной пакер (рис. 5.48) состоит из полого металлического корпуса 1 с зарядом пороха 2. Корпус пакера закрыт пробкой 4 и накидной гайкой 5. Для облегчения спуска пакера в скважину корпус через переход-

ник 6 с помощью двух шариков 7 соединен с корпусом перфоратора 10. При этом для корпусов взрывных пакеров типа ВП 88, ВП 92 и ВП 102 применяют одну или две секции корпуса перфоратора ПК 85, а для корпусов взрывных пакеров ВП 10, ВП 118 и ВП 135 – одну или две секции корпуса перфоратора ПК 105.

Корпус перфоратора соединен с кабельной головкой типа КГ 60. Центральная жила кабеля при помощи изолированного электропривода 9 связана с электроводом 8 в пробке. Пробка снабжена двумя герметизирующими кольцами. К внутреннему электроводу пробки подсоединен электровоспламенитель 3.

Для более эффективного и безопасного ведения работ по разобщению обсадных колонн предложена пробка-мост (рис. 5.49). Принцип действия этой пробки основан на увеличении объема (набухание) материала, заполняющего полость пробки перед спуском в скважину. При этом через определенное время после спуска в пробке происходит тепловой эффект и возникают силы, обеспечивающие расширение ее корпуса до сопряжения с обсадной колонной. В качестве материала для этой цели предложен порошок – невзрывчатое разрушающее средство (НРС-I), водным раствором которого заполняют полость пробки.

5.8 Технология процессов установки тампонажных мостов других видов

Разделительные тампонажные мосты в непоглощающих скважинах. Для установки разделительного моста башмак НКТ располагают у нижней границы устанавливаемого моста. Скважину промывают в течение не менее полутора циклов циркуляции для выравнивания плотностей бурового раствора в трубах и затрубном пространстве. Промывка считается законченной, если после отсоединения ведущей трубы перелива бурового раствора не наблюдается. После подбора рецептуры в лаборатории, особенно в случае высоких температур, готовится тампонирующая смесь в осреднительной емкости. В НКТ закачивают расчетный объем тампонирующей смеси и продавливают ее до установления равновесия столбов жидкости в трубах и затрубном пространстве. Башмак НКТ поднимают до верхней границы устанавливаемого моста. Вымывают излишек тампонирующей смеси при обратной или прямой промывке. НКТ поднимают на 20–30 м выше верхнего уровня тампонирующей смеси, и скважину оставляют на ОЗЦ.

Если по условиям операции высокой точности расположения моста не требуется, то следует поднять башмак НКТ на 50–60 м над расчетным интервалом установки моста, произвести контрольный вымыв для проверки отсутствия тампонирующей смеси за НКТ и оставить скважину на ОЗЦ.

В некоторых случаях, например, при отсутствии цементировочных агрегатов, в скважинах глубиной до 1500 м при расчетных объемах тампо-

нирующих смесей, плотность которых выше плотности бурового раствора (технической воды) не более чем на $0,3 \text{ г/см}^3$, допускается установка разделительных мостов с помощью воронки. Находящиеся в скважине НКТ герметично соединяют верхней муфтой с конусообразной воронкой для направленной подачи приготовленной в осреднительной емкости тампонирующей смеси. Ведущую трубу поднимают над устьем скважины, нижний ее конец устанавливают над горловиной воронки.

Тампонирующую смесь из осреднительной емкости подают в воронку ведрами со скоростью, обеспечивающей постоянное заполнение воронки. После подачи тампонирующей смеси, вытесняющей из-за разности плотностей жидкость из труб, не прерывая процесс, приступают к закачке продавочной жидкости (технической воды). Закачку продолжают до равновесия столбов жидкости в трубах и затрубном пространстве. На это укажет постепенное прекращение циркуляции и интенсивный перелив жидкости из воронки.

Разделительные тампонажные мосты в поглощающих скважинах. В незаполняющихся скважинах нижний конец НКТ располагают у нижней границы устанавливаемого моста. Определяют глубину статического уровня в колонне от устья скважины $H_{ст}$.

В НКТ закачивают расчетный объем тампонирующей смеси.

Затем закачивают продавочную жидкость, объем которой V_n определяют по формуле:

$$V_n = \frac{[(H_1 - H_{ст}) \cdot \rho_x - H_m \cdot \rho_m] \cdot f}{\rho_x},$$

где ρ_x , ρ_m — соответственно плотность бурового раствора и тампонирующей смеси; H_1 — глубина установки нижнего конца НКТ от устья; H_m — высота тампонажного моста в колонне; f — площадь проходного сечения НКТ.

НКТ поднимают до статического уровня жидкости в колонне и оставляют скважину в покое на ОЗЦ.

Наращивание цементного моста в обсадной колонне. В этом случае нижний конец НКТ устанавливают на расстоянии 10–15 м над наращиваемым цементным стаканом. Проверяют чистоту труб, прокачав в НКТ буровой раствор в количестве, равном их внутреннему объему. Плавным допуском НКТ со скоростью не более $0,5 \text{ м/с}$ при одновременной закачке бурового раствора в трубы уточняют местоположение наращиваемого цементного стакана. Разгрузка труб на забой допускается не более 5–10 кН (0,5–1 тонн).

Если цементный стакан наращивается над песчаной пробкой, то местоположение ее определяют без прокачки жидкости. Затем приподнимают нижний конец НКТ на 1–2 м от забоя и скважину промывают. В незаполняющихся скважинах промывку проводят в течение 1,5–2 циклов циркуляции. В незаполняющихся скважинах в трубы и затрубное пространство

прокачивают буровой раствор в количестве не менее 1,5 объема скважины от статического уровня до нижнего конца НКТ.

Если необходимо обеспечить определенную глубину нового искусственного забоя, то нижний конец НКТ поднимают до требуемой глубины и приступают к вымыву излишка тампонирующей смеси. Подачу бурового раствора в НКТ производят при минимальном расходе и прокачивают в количестве не менее 1,5 объема колонны от нижнего конца НКТ до поглощающей зоны скважины. Одновременно с прокачкой в трубы осуществляют закачку бурового раствора в затрубное пространство на поглощение. НКТ поднимают до статического уровня жидкости в колонне и оставляют скважину на ОЗЦ.

Установка цементной пробки при использовании гибких труб. Одной из целей установки цементной пробки может быть изоляция части перфорационных отверстий. Необходимость выполнения подобных работ обусловлена, например, прорывом подошвенных пластовых вод. В этом случае цемент нагнетают непосредственно в перфорационные отверстия, расположенные в определенном интервале.

Наземное оборудование должно включать помимо традиционного набора цементирующего насос и емкость для цементного раствора.

Установка цементной пробки может осуществляться непосредственно в полости эксплуатационной колонны (рис. 5.50). В этом случае предварительно в изолируемый участок эксплуатационной колонны намыывают песок, сверху устанавливают разделительную пробку, после чего закачивают необходимый объем цементного раствора.

Если цемент закачивают в пласт, то выполняют следующие операции (рис. 5.51):

- на первом этапе колонну гибких труб (КГТ) опускают таким образом, чтобы обрез трубы находился в зоне перфорационных отверстий, которые подлежат изоляции. Спуск колонны выполняют при обеспечении циркуляции воды;
- на втором этапе закачивают расчетный объем цементного раствора;
- на третьем этапе поднимают гибкую трубу на 8–10 м и закрывают задвижку на выходе из колонны НКТ;
- на четвертом этапе, используя воду в качестве продавочной жидкости, цемент закачивают в пласт.

Насыпка песчаных пробок в скважинах. Для выполнения операции нижний конец НКТ устанавливают на расстоянии 30–50 м над искусственным забоем. Скважину промывают. Доставляют к устью скважины просеянный песок в количестве, определяемом расчетной высотой песчаной пробки в колонне. С верхней муфтой находящиеся в скважине НКТ герметично соединяют конусообразную воронку для направленной подачи песчаной пульпы. Над устьем скважины поднимают ведущую трубу, нижний конец которой устанавливают над горловиной воронки. Приступают к подаче бурового раствора в воронку при минимальном расходе, одновременно насыпая в нее песок.

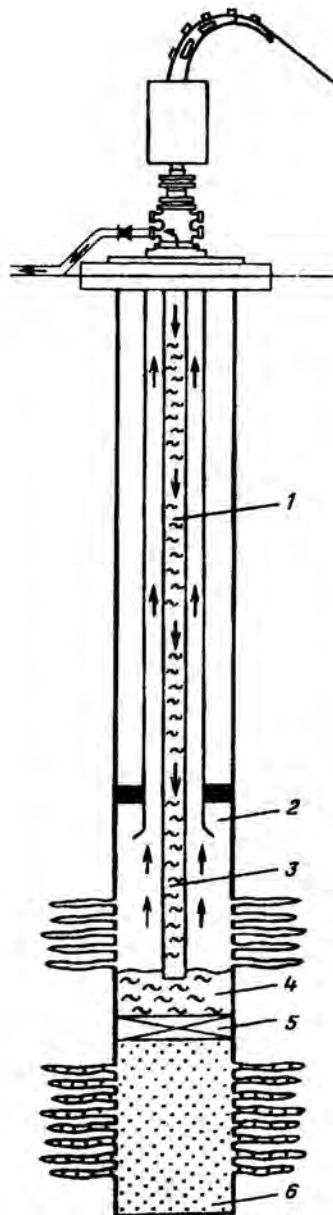


Рисунок 5.50 – Схема внутрискважинного оборудования при установке цементной пробки:

- 1 – вода; 2 – жидкость, вытесняемая из скважины;
 3 – цемент, закачиваемый по КГТ; 4 – цемент, доставленный в скважину;
 5 – пробка; 6 – пластовая жидкость

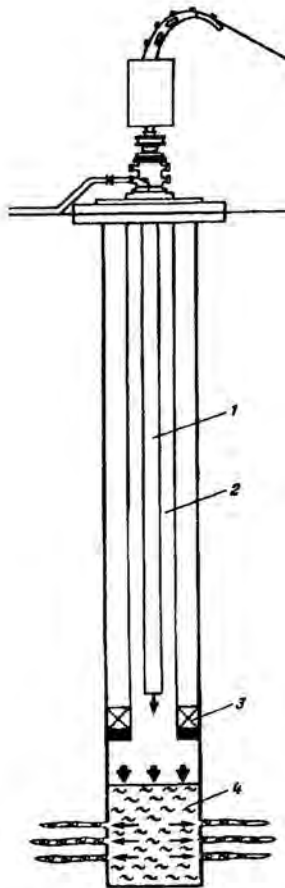


Рисунок 5.51 – Схема внутрискважинного оборудования при закачивании цементного раствора в пласт:

- 1 – цемент, закачиваемый в скважину; 2 – жидкость, находящаяся в скважине;
3 – пакер; 4 – цемент, доставленный в скважину и продавливаемый в перфорационные отверстия и призабойную зону пласта*

По мере подачи песка и увеличения скорости вытеснения жидкости из труб пульпой подачу жидкости увеличивают, обеспечивая постоянное заполнение воронки. Песок следует подавать равномерно, чтобы не допустить закупорки труб. Особую осторожность необходимо соблюдать при использовании комбинированной колонны НКТ. В заполняющихся скважинах после засыпки песка подачу жидкости в трубы продолжают до гидростатического равновесия в трубах и затрубном пространстве. На это укажут постепенное прекращение циркуляции и интенсивный перелив жидкости из воронки.

В незаполняющихся скважинах после засыпки песка в НКТ прокачивают буровой раствор в количестве, равном внутреннему объему НКТ. Затем

их поднимают выше расчетного интервала заполнения песком на 30–50 м и оставляют скважину в покое на 3–4 часа для осаждения песка.

В непоглощающих скважинах после осаждения песка для проверки чистоты труб восстанавливают циркуляцию. Прекратив прокачку раствора, плавным допуском НКТ со скоростью не более 0,5 м/с определяют верхнюю границу песчаной пробки при разгрузке труб не более 5–10 кН (0,5–1 тонн).

В поглощающих скважинах (заполняющихся или незаполняющихся), где песчаная пробка насыпалась для отключения поглощающей зоны, допуск НКТ без предварительной проверки скважины на заполнение может привести к закупорке и прихвату труб в песчаной пробке. В незаполняющихся скважинах насыпку песчаной пробки производят через обсадную колонну.

Намыв наполнителей в поглощающую зону скважины. Процесс намыва песка производят в соответствии с РД следующим образом. В заполняющихся скважинах намыв наполнителя осуществляют при герметизированном устье закачкой суспензии в пласт под избыточным давлением через НКТ, башмак которых установлен над поглощающей зоной. В незаполняющихся скважинах башмак НКТ размещают напротив поглощающей зоны. В муфту верхней трубы устанавливают конусообразную воронку, над которой располагают нижний конец ведущей трубы. В воронку подают буровой раствор с расходом 6–10 л/с, одновременно равномерно засыпая в нее наполнитель небольшими порциями. Для предотвращения подъема взвешенного наполнителя в кольцевое пространство за НКТ закачивают буровой раствор в затрубное пространство с расходом, равным подаваемому в НКТ.

После насыщения поглощающей зоны, на что укажет восстановление циркуляции, соединяют ведущую трубу с колонной НКТ и излишки наполнителя вымывают из скважины. В качестве наполнителя используют песок, резиновую крошку, кожу-горох, ореховую скорлупу, кордное волокно, улюк и другие закупоривающие агенты. В качестве жидкости-носителя применяют воду, буровой раствор, водобентонитовую суспензию.

5.9 Нарращивание цементного кольца за колонной (КР1-4)

Нарращивание цементного кольца за незацементированной обсадной колонной производят в следующих случаях (если тампонажный раствор при первичном цементировании не поднят до устья скважины):

- для защиты обсадных колонн от коррозии агрессивными пластовыми флюидами;
- для ликвидации или предупреждения перетока пластовых флюидов по незацементированному заколонному пространству;
- для заполнения заколонного пространства тампонажным материалом в зоне дефекта обсадной колонны или подлежащих эксплуатации продуктивных горизонтов.

Закачку тампонажных смесей в заколонное пространство необходимо производить через специальные отверстия в колонне (*прямое цементи-*

рование) и непосредственно в заколонное пространство с устья скважины (обратное цементирование). Выбор способа цементирования должен основываться на изучении материалов по строительству и эксплуатации скважин, результатах дополнительных гидродинамических и геофизических исследований. Материалы по строительству и эксплуатации скважины включают следующие сведения:

- конструкцию скважины;
- осложнения в незацементированном интервале ствола в процессе бурения скважины (поглощения, обвалы, сальникообразование, зоны посадок и затяжек инструмента при спускоподъемных операциях, интервалы проработок и др.);
- характеристику пластов в незацементированном интервале разреза;
- параметры бурового раствора перед спуском обсадной колонны;
- данные инклинометрии, профилометрии и кавернометрии ствола в незацементированном интервале;
- ведения о ремонтно-изоляционных работах в незацементированном интервале обсадной колонны.

Гидродинамические исследования предусматривают испытания обсадной колонны на герметичность опрессовкой, проверку приемистости заколонного пространства при закачке бурового раствора с устья скважины, проверку наличия круговой циркуляции через специальные отверстия в колонне при подаче жидкости в колонну или заколонное пространство. Буровой раствор по параметрам должен соответствовать буровому раствору, используемому при креплении скважины. Затем проводят геофизические исследования с целью:

- уточнить местоположение верхней границы наращиваемого цементного кольца и его состояние;
- наличие закупоривающих пробок в заколонном пространстве;
- выделение поглощающих зон в незацементированном интервале ствола скважины при закачке промывочной жидкости в заколонное пространство с устья или через спецотверстия в колонне.

Обратное цементирование без прострела спецотверстий в колонне применяется при следующих условиях в скважине:

- наличии поглощения при закачке промывочной жидкости в заколонное пространство;
- если поглощающая зона расположена над уровнем наращиваемого цементного кольца на расстоянии не более 100 м.

В противных случаях следует применять прямое цементирование.

Затем осуществляется перфорация 2–5 специальных отверстий в обсадной колонне на расстоянии от 50 до 100 м над наращиваемым цементным кольцом в зоне залегания плотных разделов. При наличии специальных отверстий в колонне обратное цементирование производится в случаях, когда:

- восстановлена циркуляция;
- расчетное давление продавки тампонажного раствора при прямом цементировании превышает величину, допускаемую для данной колонны;

- расчетное гидродинамическое давление столба тампонажного раствора при прямом цементировании превышает давление гидроразрыва пласта в интервале цементирования.

При прямом способе цементирования для снижения интенсивности поглощения необходимо принять меры. Для цементирования используют цементные растворы с добавками понизителей водоотдачи, стабилизаторов и пластификаторов.

При приемистости поглощающей зоны $2 \text{ м}^3/(\text{ч} \cdot \text{МПа})$ применяют цементные растворы с наполнителями, пеноцементы.

Количество тампонажного раствора определяется по объему заполняемого заколонного пространства с учетом данных кавернометрии и профилометрии ствола скважины, а также опыта аналогичных работ в регионе.

При прямом цементировании в колонне необходимо оставлять не менее 10 м цементного моста над специальными отверстиями. После ОЗЦ и разбуривания цементного моста в зоне специальных отверстий следует выполнить оценку качества изоляционных работ. При негерметичности колонны в зоне специальных отверстий проводят дополнительные изоляционные работы.

5.10 РИР при ликвидации заколонных перетоков пластовых флюидов

При негерметичности крепи возможны газонефтеводяные перетоки по заколонному пространству между нескрытыми перфорацией пластами, а при развитии каналов значительной протяженности – грифоны, обводнение продуктивных пластов, прорыв газа в перфорированную зону нефтяного пласта. Для их предупреждения в возникшие каналы нагнетается тампонажная смесь.

Эффективность изоляционных работ определяется информацией о местоположении источника перетока, качеством подготовки к РИР и самой технологией ремонтных работ. Технологические схемы и приемы при цементировании под давлением во всех случаях практически одинаковы и могут отличаться выбором зоны ввода тампонажного состава в заколонное пространство.

Воды нефтяных месторождений по отношению к продуктивным горизонтам разделяют на *чуждые* (верхние и нижние), *контурные*, *подошвенные* и *промежуточные* (рис. 5.52).

1. *Посторонние (чуждые) воды* залегают в водоносных горизонтах, расположенных выше или ниже нефтяных пластов. В естественных условиях нефтеносные и водоносные горизонты отделены друг от друга плотными, чаще глинистыми разделами. При бурении скважины непроницаемые перемычки между пластами разрушаются с образованием поверхности ствола самой причудливой формы или еще хуже – каверн, создавая тем самым по-

тенциальные условия для межпластового перетока, так как герметично зацементировать после спуска обсадной колонны заколонное пространство при первичном цементировании невозможно. Это зона риска. При освоении или эксплуатации обводнение скважины посторонней водой неизбежно.

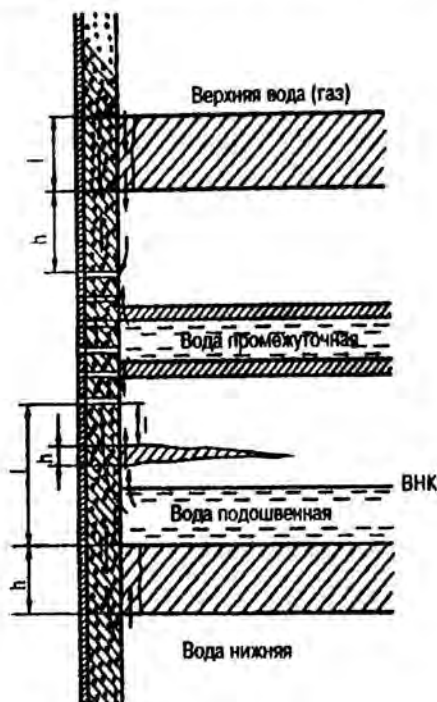


Рисунок 5.52 – Схема обводнения скважины посторонними (чуждыми), подошвенными и промежуточными водами

2. *Контурная (краевая или крыльевая) вода* залегает в пониженной части нефтяного пласта (в антиклинальных складках).

3. *Подошвенная вода*, в отличие от контурной, располагается по всему пласту, занимая нижнюю часть его непосредственно под нефтью в одном пласте с нефтью, и занимает его нижнюю часть. Подошвенная вода в пласте может быть не изолирована, а может быть надежно изолирована.

4. В нефтяном пласте со слоистым строением некоторые пропластки могут быть водоносными. Эта вода называется *промежуточной*, и она – причина обводнения нефти. Данный вид осложнения не связан с герметичностью крепи скважин.

5. *Тектоническая вода* – вода, проникшая в данный пласт по тектоническим нарушениям, например, по сбросовым трещинам.

6. *Смешанной* называют воду из нескольких нефтяных горизонтов, объединенных в одной скважине общим фильтром.

Каналами перетока могут служить дефекты в цементном кольце или зона контакта последнего с обсадной колонной или породами. Их поперечные размеры малы. Тампонажный же материал, доставленный в неочищенный канал перетока, не всегда проникает в каналы, тем самым не выполняя своего назначения.

Поэтому перед проведением изоляционных работ в скважине необходимо создать условия, обеспечивающие очистку каналов перетока от глинистой корки и раствора. С этой целью скважину перед ремонтом необходимо несколько дней отработать при максимально допускаемых депрессиях (дренировать каналы).

При выборе тампонажных материалов исходят из следующих требований.

1. Тампонажная смесь должна иметь пониженную водоотдачу. Для снижения водоотдачи цементных растворов рекомендуется использовать реагенты ММЦ-БТР и ПВС-ТР, выгодно отличающиеся от традиционных: они не влияют на сроки схватывания и подвижность цементных растворов соответственно до температуры 50 и 70 °С, затвердевший камень обладает улучшенными физико-механическими показателями.

Для улучшения реологических свойств цементного раствора и их стабилизации во времени необходимо при приготовлении суспензии применять добавки: оксил, КССБ, полимер ТЭГ с отвердителем ПЭПА, тонкодисперсные окислы кремния и др. Для осреднения проб цементного раствора при приготовлении суспензии целесообразно использовать осреднительную емкость.

2. Каналы перетока характеризуются малыми поперечными размерами. Это накладывает жесткие требования на проникающую способность тампонажных растворов. Жидкости должны быть идеальными растворами с последующим (после задавливания их в каналы) затвердением. Рецепт раствора должна составлять в лаборатории для конкретных скважинных условий. В качестве составов смесей с высокой проникающей способностью могут использоваться фильтрующие системы: водные растворы фенолформальдегидных смол, водонерастворимые ПТМ, а также гелеобразующие составы (ВУС, гипан и др.), подвергнутые специальной химической обработке.

Использование перфорационных отверстий в качестве зоны ввода фильтрующейся смеси в каналы перетока нежелательно, так как одновременно можно закупорить часть продуктивного пласта. В данном случае интервал перфорации предварительно перекрывают пробкой или изолируют.

При любом способе цементирования, если не достигнуто требуемое давление нагнетания, следует всю тампонажную смесь задавить в пласт, а затем повторить операцию.

После разбуривания цементного моста, к которому приступают после 24 часов ОЗЦ, качество изоляционных работ проверяют геофизическими исследованиями, опрессовкой колонны и вызовом притока жидкости.

В комплексе геофизических исследований включение записи кривой АКЦ обязательно, так как сравнение ее с записью до изоляционных работ дает ценную информацию.

При опрессовке колонны могут быть выявлены существенные дефекты крепления скважины.

Вызов притока – основной способ контроля над качеством изоляции каналов перетока, которое считается удовлетворительным, если после создания депрессии в колонне приток постороннего флюида не превышает нормативного значения.

Величину депрессии, а также допускаемый объем притока устанавливают местные геолого-технические службы в зависимости от условий скважины и способа эксплуатации.

5.11 Изоляция посторонних вод (газа)

При эксплуатации нефтяных месторождений посторонняя вода может поступать в скважину в период освоения, после бурения, после непродолжительной или длительной эксплуатации скважины. Появление посторонних вод во всех случаях выводят скважину из эксплуатации.

Причиной прорыва посторонних вод являются негерметичность крепи скважины (по различным причинам) и обводнение через соседнюю скважину, эксплуатирующую тот же горизонт.

РИР скважины для перекрытия путей движения вод заключаются в изоляции каналов от продвижения посторонних вод.

При РИР для защиты продуктивного пласта от загрязнения тампонажным раствором нижнюю часть перфорированного интервала колонны перекрывают песчаной пробкой. В зависимости от характера поступающей воды каналы ее продвижения следует дренировать, производить кислотные обработки. Неперекрытым достаточно оставить не более 1 м интервала перфорации. Допускается установка взрыв-пакера. Для РИР используются цементные растворы на водной основе с добавками понизителей водоотдачи, стабилизаторов и пластификаторов или нефцементные растворы, а также ПТМ, пеноцементы (в сильнодренированных пластах).

Если, несмотря на принятые меры, приемистость скважины меньше $0,5 \text{ м}^3/(\text{ч} \cdot \text{МПа})$, следует в качестве зоны ввода тампонажной смеси в каналы перетока использовать специальные перфорационные отверстия в колонне, выполненные напротив плотных разделов между продуктивным и водоносным пластами.

При использовании гелеобразующих ПТМ необходимо в качестве последней порции тампонирующей смеси, задавливаемой за колонну, использовать цементный раствор. При применении отверждающихся ПТМ над песчаной пробкой следует установить цементный стакан для предупреждения фильтрации смолы. При изоляции нижних, контурных и нагнетаемых в пласт

вод с целью поддержания пластового давления применяют различные ПТМ, пригодные к использованию только после лабораторной проверки, приемлемые для условий конкретной скважины.

Тампонирующее перетока производится через специальные отверстия, выполненные в колонне напротив плотных разделов между перфорированным интервалом продуктивного горизонта и водоносным пластом (или ВНК). Для защиты продуктивного пласта от загрязнения нагнетание тампонирующей смеси необходимо производить через пакер, устанавливаемый между интервалом перфорации и специальными отверстиями.

При приемистости скважины менее $0,5 \text{ м}^3/(\text{ч} \cdot \text{МПа})$ используют ПТМ. Тампонажные смеси необходимо подбирать в лаборатории для конкретных условий цементирования.

В случае слабодренированных пластов возможно проведение РИР без применения пакера в скважинах. Предварительно цементированию под давлением подвергается весь интервал перфорации.

После разбуривания цементного моста следует испытать колонну на герметичность опрессовкой под избыточным давлением. При этом допускается падение давления. Важно констатировать, что непрерывная закачка жидкости в изолируемый пласт при давлениях, допустимых для колонны, невозможна. Далее колонна перфорируется (2–5 отверстий) напротив плотных пород раздела и повторно проводится РИР. Затем интервал от специальных отверстий до верхней границы плотных пород раздела перекрывается в колонне цементным стаканом, протяженность (толщина) которого должна быть более 1 м.

РИР без прострела специальных отверстий допускается производить также в скважинах, не имеющих плотных пород разделов между перфорированным интервалом продуктивного горизонта и водоносным пластом (или ВНК), или когда доступ к ним в колонне по техническим причинам невозможен. Целесообразно при этом применять нефтецементные растворы, обработанные ПАВ для скорейшего отмыва дизельного топлива, руководствуясь РД ГрозНИИ или 6. ВНИИКРнефть.

Закачку тампонажного состава в заколонное пространство необходимо осуществлять через специальные отверстия в колонне (*прямое цементирование*) или непосредственно в заколонное пространство с устья (*обратное цементирование*).

5.12 Устранение негерметичности обсадных колонн

Устранение негерметичности обсадных колонн включает изоляцию сквозных дефектов обсадных труб и повторную герметизацию их соединительных узлов (стыковочных устройств, муфт ступенчатого цементирования). *Ликвидация каналов негерметичности в соединительных узлах обсадных колонн производится тампонирующим под давлением.*

5.12.1 Тампонирующее негерметичных резьбовых соединений обсадных колонн

Ремонтно-изоляционные работы проводят, руководствуясь РД 39-1-844-82 для ликвидации утечки жидких или газообразных флюидов из колонны через резьбовые соединения. В качестве тампонирующих материалов рекомендуется использовать фильтрующиеся полимерные составы, отверждающиеся в газонепроницаемый камень.

Процесс РИР сводится к следующему. Скважину останавливают, измеряют затрубное p_z и межколонное $p_{м.к.}$ давления на устье, затем открывают выкид из межколонного пространства, снижают давление до атмосферного или до некоторого значения $p'_{м.к.}$. После этого закрывают выкид из межколонного пространства и определяют время восстановления T_v давления в межколонном пространстве до атмосферного или $p'_{м.к.}$ до $p_{м.к.}$.

Из паспорта скважины выписывают плотность бурового раствора $\rho_{ж.}$, использованного при креплении обсадной колонны, и глубину H_n до уровня цементного кольца за обсадной колонной. Затем скважину заглушают и измеряют $p_{м.к.}$. Если межколонные газопроявления прекратятся, то негерметичность колонны подтверждается однозначно. Если устье скважины оборудовано колонной головкой с клиновой подвеской труб, то герметичность сальниковых уплотнений и сварных соединений головки проверяют опрессовкой сжатым газом.

После установления герметичности колонной головки приступают к обследованию обсадной колонны. Из скважины поднимают и подвергают ревизии НКТ. Обсадную колонну шаблонируют полномерной печатью до глубины, превышающей на 200–300 м нижнюю границу интервала, в котором имеется негерметичность. Расстояние до этой границы от устья ориентировочно оценивают по следующим формулам:

$$\text{при } H_n < \frac{10^6 \cdot p_z}{\rho \cdot g}$$

$$L = \frac{10^6 \cdot p_z}{\rho \cdot g} - H_n \cdot \left(\frac{\rho_{ж.}}{\rho} - 1 \right);$$

$$\text{при } H_n > \frac{10^6 \cdot p_z}{\rho \cdot g}$$

$$L = \frac{10^6 \cdot p_z}{\rho \cdot g},$$

где H_n – глубина до уровня цемента за обсадной колонной, м; ρ – плотность воды ($\rho = 1000 \text{ кг/м}^3$); $\rho_{ж.}$ – плотность бурового раствора, использованного при креплении обсадной колонны, кг/м^3 ; g – ускорение силы тяжести ($g = 9,8 \text{ м/с}^2$); p_z – давление в затрубном пространстве при эксплуатации, МПа.

Устанавливают цементный мост на 100–200 м ниже глубины L . После 24 часов ОЗЦ проверяют прочность моста разгрузкой не менее 10 % веса НКТ при одновременной промывке с расходом не менее 5–6 л/с. Буровой раствор в колонне заменяют на воду. Колонну опрессовывают на герметичность водой, фиксируют снижение давления Δp в течение контрольного времени. Затем устанавливают нижний конец НКТ на глубине L . Поиск негерметичных резьбовых соединений ведут методом поинтервальной опрессовки эксплуатационной колонны газообразным агентом или пачкой высоковязкой жидкости. Если интервал, содержащий негерметичность, находится в пределах допускаемой глубины снижения уровня жидкости в колонне, то для изоляционных работ применяют схему, предусматривающую закачку тампонирующего состава в скважину, опорожненную до нижней границы негерметичности.

В качестве изолирующих материалов используют отверждающиеся тампонирующие составы.

Если интервал, содержащий негерметичность, находится ниже допускаемой глубины опорожнения колонны, то применяют схему, предусматривающую закачку тампонирующего состава в заполненную буровым раствором скважину.

Если местоположение интервала, содержащего негерметичность, установить не удалось, то для изоляции каналов утечки применяют метод «скользящего» тампонирования. Изолирующими материалами служат гелеобразующие составы.

В зависимости от выбранной технологической схемы и уточненной рецептуры на скважину доставляются компоненты тампонирующей смеси в количествах, обеспечивающих приготовление раствора в расчетном объеме, который определяется по формуле:

$$V = 0,785 \cdot D^2 \cdot \ell \cdot k_1,$$

где D – внутренний диаметр ремонтируемой колонны, м; ℓ – протяженность интервала негерметичности, м; k_1 – коэффициент запаса ($k_1 = 1,2$).

На скважине устанавливают компрессор, два цементируочных агрегата и емкость вместимостью от 3 до 5 м³. При заполненной скважине поднимают часть НКТ, нижний конец которых устанавливают на 10–15 м ниже интервала, содержащего негерметичность колонны.

5.12.2 Проведение РИР при закачке тампонирующего состава в колонну, опорожненную до нижней границы негерметичности

Процесс РИР состоит в следующем: открывают выкид из трубного пространства. Вытесняют жидкость из затрубного пространства через НКТ, закачивая газообразный агент, и опорожняют обсадную колонну до глубины спуска труб (рис. 5.53, а, б). Давление снимается. Через 2 часа проверяют

наличие притока жидкости в колонну. Поступление жидкости из НКТ при закачке газообразного агента в затрубное пространство укажет на наличие притока из заколонного пространства в колонну.

При отсутствии притока производят подъем части НКТ, нижний конец которых устанавливают на расстоянии от 100 до 200 м над верхней границей интервала негерметичности, т.е. на расстоянии $\ell = 100 \div 200$ м над уровнем жидкости в скважине (рис. 5.53, а). Подбирают (в лаборатории) и готовят раствор полимерной смолы (или другой ПТМ). Отбирают пробы смолы для корректировки времени ОЗЦ и закачивают через НКТ раствор в скважину (рис. 5.53, б). С интервалом от 2 до 3 мин. закачивают через НКТ буровой раствор и заполняют колонну, после чего перекрывают выкид из затрубного пространства (рис. 5.53, в). Для нагнетания смеси в каналы негерметичности в обсадной колонне создают избыточное давление в пределах допускаемого при опрессовке. Периодическим подкачиванием добиваются его стабилизации.

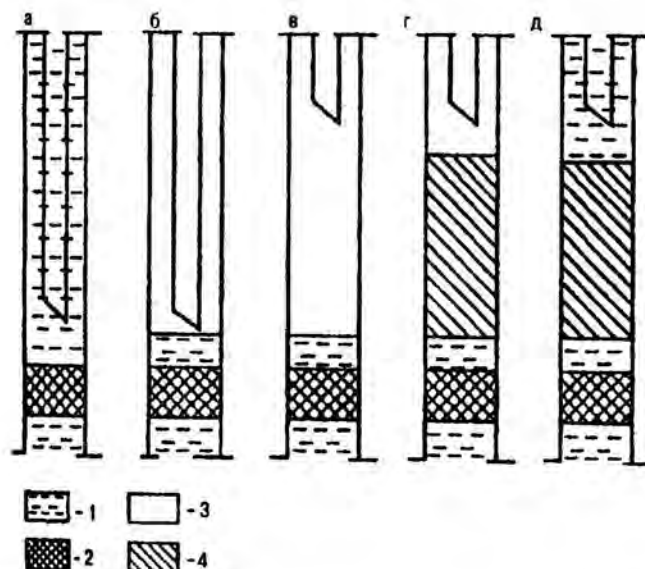


Рисунок 5.53 – Схемы РИР при закачке тампонирующего состава в колонну, опорожненную до нижней границы негерметичности:

- 1 – промывочная жидкость (вода); 2 – тампонажный мост;
3 – опорожненное пространство скважины; 4 – тампонирующий состав

На период твердения состава (ОЗЦ) скважину оставляют под давлением не менее $p_{\text{н}}$. После ОЗЦ плавным допуском НКТ уточняется верхняя граница моста. Разбуривание моста производят трехшарошечным долотом «с навеса».

5.12.3 Проведение РИР при закачке тампонирующего состава в колонну, заполненную буровым раствором

Этот способ применяется в случае притока жидкости после снижения уровня в колонне. Процесс проведения РИР сводится к следующему. После спуска НКТ скважину промывают до выравнивания плотностей жидкости внутри НКТ и затрубном пространстве. На это укажет отсутствие перелива при открытых трубном и затрубном пространствах. Через НКТ закачивают и продавливают тампонирующую смесь до равновесия столбов жидкости в трубах и в кольцевом пространстве. Для нагнетания смеси в каналы негерметичности в колонне создается избыточное давление в пределах регламентированного. Периодическим подкачиванием добиваются его стабилизации. Скважину оставляют на ОЗЦ под давлением на 24 часа.

После ОЗЦ оставшийся в затрубном пространстве тампонирующий состав вымывают. При использовании отверждающихся тампонирующих составов (вместо тампонажного портландцементного раствора) нижний конец НКТ приподнимают над уровнем тампонирующей смеси на расстоянии от 30 до 50 м. При обратной промывке производят вымыв для проверки отсутствия тампонирующей смеси в кольцевом пространстве за НКТ.

5.12.4 Цементирование «без давления»

Цементирование «без давления» производят в тех случаях, когда надо создать новый цементный забой, цементный стакан (в целях перекрытия зоны перфорации или по иным причинам) в стволе скважины. В основном этот способ применяют при возврате на вышележащий горизонт, когда нет опасности прорыва посторонних вод. Если же наблюдается поглощение (полное или частичное) жидкости, забой скважины необходимо затрамбовать песком или глиной для перекрытия зоны перфорации. Цементирование «без давления» окажется результативным, если скважина будет хорошо промыта. Этот способ можно проводить с помощью ЦА, по методу «сифона» или с применением желонки.

Первый способ не требует объяснения.

Цементирование по способу «сифона» проводят следующим образом. Спускают колонну заливочных труб и перед цементированием через вертлюг тщательно промывают скважину. Затем вертлюг разъединяют, и трубы оставляют подвешенными на элеваторе, установленном на устье. Нижний конец заливочных труб устанавливают на глубине, соответствующей основанию создаваемого цементного стакана.

На верхний конец заливочных труб устанавливают специальную воронку с сеткой. Приготавливают в чане (осреднительной емкости), расположенном около устья, цементный раствор, и через воронку его заливают в трубы. По окончании заливки всего расчетного количества цементного раствора через вертлюг насосом закачивают воду. Движение жидкости будет продолжаться до тех пор, пока не наступит равновесие столба цементного раствора в трубах и в кольцевом пространстве.

Прекращение движения жидкости будет означать окончание процесса продавки цементного раствора. Заливочные трубы поднимают на высоту, соответствующую высоте создаваемого цементного стакана. Вымывают излишний цементный раствор прямой промывкой. Затем поднимают 80–100 м заливочных труб и скважину оставляют на ОЗЦ. По окончании этого срока допуском заливочных труб с прокачкой воды проверяют местонахождение и прочность цементного стакана.

Цементирование с использованием желонки практикуется в скважинах глубиной не более 800 м. Сущность метода заключается в том, что специальную заливочную желонку с небольшим количеством цементного раствора спускают на забой скважины. Желонки бывают разных конструкций. Количество цементного раствора зависит от диаметра обсадной колонны и длины желонки. Для проведения процесса необходимо наличие плотного забоя. Заполненную из емкости около устья цементным раствором желонку спускают в скважину, ударяют о забой. Клапан в днище желонки открывается, цементный раствор выливается. Операцию повторяют несколько раз (зависит от необходимости создать цементный стакан определенной протяженности). Сроки схватывания цементного раствора должны соответствовать времени формирования цементного стакана плюс 10 %. Вероятность результативности выше при наличии в скважине воды вместо глинистого раствора.

5.12.5 Проведение РИР при неустановленном интервале негерметичности колонны

Рассмотрим следующую ситуацию: в скважине не наблюдается межколонных проявлений, а при опрессовке колонны жидкостью негерметичность выявлена. Процесс проведения РИР сводится к следующему. Спускают НКТ, их нижний конец следует расположить на 5–10 м выше искусственного забоя или цементного моста, установленного над интервалом перфорации. В качестве тампонажного материала используются гелеобразующие составы. Вязкость состава по ПВ-5 должна быть в пределах от 150 до 200 с. Приготавливают тампонирующий состав, который затем перекачивают в одну из половин мерника ЦА. Другую половину заполняют буровым раствором. Закачивая буровой раствор в затрубное пространство с подачей 3–5 л/с при открытом трубном, восстанавливают циркуляцию. Штуцеруя выкид из НКТ частичным перекрытием крана, устанавливают давление в обсадной колонне при циркуляции жидкости, не превышающее величины, регламентированной при опрессовке скважины. Не прекращая закачки, переключают краны на подачу тампонирующего состава в скважину. Тампонирующий состав прокачивают в затрубное пространство, не допуская превышения давления в колонне над допускаемым при опрессовке. По мере перехода состава из затрубного пространства в трубы постепенно открывают кран на выкиде из НКТ, снижают давление прокачки и вымывают излишки состава на поверхность. Скважину оставляют на ОЗЦ.

Рецептуру отверждающегося тампонирующего состава подбирают по температуре в скважине на глубине ремонта. При использовании отверждающихся составов порядок работ аналогичен последовательности работ с применением гелеобразующих составов. В фонтанных скважинах допускается повторная герметизация резьбовых соединений колонн гелеобразующим составом без отключения перфорированной зоны.

5.12.6 Проведение РИР в перфорированной неосвоенной скважине

В скважину спускают НКТ. Буровой раствор закачивают в затрубное пространство и восстанавливают циркуляцию. Выкид из НКТ перекрывают и проверяют приемистость скважины. С этой целью при максимальной подаче ЦА осуществляют нагнетание бурового раствора и фиксируют наблюдаемое при этом давление p_{np} без превышения его над допускаемым при опрессовке. При опасении загрязнения продуктивного пласта буровой раствор заменяют на инертные жидкости (дегазированная нефть и др.). РИР проводится, если $p_{np} > 10,0$ МПа.

При необходимости для увеличения p_{np} в призабойную зону прокачивают 1–2 м³ высоковязкого (не менее 200 с по ПВ-5 при забойной температуре) водного раствора полимера (например, КМЦ, ПАА, ВУС). С этой целью раствор полимера закачивают в НКТ и при закрытом затрубном пространстве вытесняют из труб в призабойную зону. Приготовленный расчетный объем гелеобразующего состава при закрытом выкиде из НКТ закачивают в затрубное пространство. Буровым раствором состав продавливается до предполагаемого местоположения негерметичного интервала. Если этот интервал неизвестен, то объем продавочной жидкости рассчитывают, исходя из глубины, определенной по приведенным выше формулам. При закачке и продавке тампонирующего состава подача насосов регулируется для создания в затрубном пространстве максимально возможного давления, но не выше допускаемого при опрессовке данной колонны. Затем скважину оставляют на ОЗЦ.

5.12.7 Проведение РИР в перфорированной фонтанирующей скважине

Процесс РИР состоит в следующем:

- 1) необходимо остановить скважину, выпустить газ из затрубного и межколонного пространства до выхода жидкости;
- 2) закачивая дегазированную нефть в затрубное пространство, проверить приемистость скважины. РИР проводят, если $p_{np} > 10,0$ МПа;
- 3) приготавливают расчетный объем гелеобразующего состава (например, композиции ВУС) с облегчающими добавками, закачивают в за-

трубное пространство. Состав продавливается дегазированной нефтью до глубины установки верхней пусковой муфты.

При закачке и продавке тампонирующего состава подачу насосов следует регулировать для создания в затрубном пространстве максимально возможного давления, но не выше допускаемого при опрессовке данной колонны. Скважину оставляют в покое на период гелеобразования.

Не вымывая состава из затрубного пространства, скважину пускают в эксплуатацию. Если в процессе дальнейшей эксплуатации вновь появляются межколонные газопроявления, необходимо периодически выпускать газ из затрубного и межколонного пространства и, тем самым, перемещать тампонирующий состав в кольцевом пространстве. Прекращение межколонных проявлений укажет на перекрытие составом негерметичного интервала.

Качество РИР без отключения перфорированной зоны оценивают по результатам изменения $p_{мк}$ при освоении и эксплуатации отремонтированных скважин. Для определения показателя долговечности (среднего срока службы изолирующего тампона) устанавливают ежемесячный контроль над эксплуатацией отремонтированных скважин.

5.13 Разобщение пластов при эксплуатации одной скважиной нескольких горизонтов

При эксплуатации одной скважиной нескольких горизонтов (т.е. при эксплуатации их объединенным фильтром) возможно частичное или полное обводнение скважины водами одного из горизонтов. В этом случае продолжение совместной эксплуатации без изоляции пропластка, по которому подошла вода, недопустимо, особенно если в продуктивных пластах различные пластовые давления. Должны быть приняты безотлагательные меры к их разобщению.

Общие правила следующие. Если вода проникает в скважину через нижнюю часть объединенного фильтра, в стволе создают цементный стакан с учетом перекрытия водоносного пропластка.

Сущность этих работ состоит в следующем. В скважину спускают заливочные трубы до забоя (без упора), промывают ее водой и цементируют «без давления».

Если вода проникает в скважину через верхнюю часть фильтра, то изоляцию ее проводят цементированием под давлением через заливочные трубы. Предварительно нижнюю часть фильтра затрамбовывают песком во избежание попадания в эту зону цементного раствора. Конец заливочных труб устанавливают несколько выше водоносного пропластка и производят цементирование под давлением с последующим (после ОЗЦ) или сразу после установки цементного стакана вымывом излишка цементного раствора. По окончании работ производят испытание давлением. Для целей изоляции воды используют (часто) нефцецементные растворы.

5.14 Ликвидация негерметичности в стыковочных устройствах и муфтах ступенчатого цементирования. Изоляция сквозных дефектов обсадных колонн

В целях изоляции сквозных дефектов в обсадных колоннах в зависимости от размера и характера нарушения осуществляют замену дефектной части колонны, устанавливают трубы меньшего диаметра против дефекта или производят цементирование под давлением.

Третий случай используется тогда, когда замена дефектной колонны или перекрытие ее трубами меньшего диаметра невозможны.

РИР сводится к следующему. Интервал перфорации перекрывают песчаной пробкой или цементным мостом. Скважину проверяют на заполнение прокачкой при максимальной подаче на рабочем режиме работы насосов не менее 1,5 объема колонны от статического уровня до устья скважины. В заполняющихся скважинах следует проверить приемистость дефекта колонны на воде при трех установившихся режимах прокачки, уточнить место дефекта поинтервальной опрессовкой колонны с помощью пакера. Если зона нарушения колонны расположена более чем на 500 м выше интервала перфорации, целесообразно установить дополнительный цементный мост мощностью не менее 5 м на расстоянии от 20 до 30 м ниже дефекта. Наличие моста сократит трудоемкость ловильных работ в случае падения инструмента в скважину, предотвратит гравитационное опускание цементного раствора при тампонировании или падение кусков тампонажного камня на забой при разбурировании цемента в зоне дефекта.

При наличии нескольких дефектов в колонне проводится последовательное тампонирование каждого нарушения сверху вниз. Перед тампонажными работами под очередным нарушением на расстоянии от 20 до 30 м тщательно промывают скважину и устанавливают разделительный цементный мост протяженностью не менее 5 м. При приемистости дефекта колонны более $2 \text{ м}^3/(\text{ч} \cdot \text{МПа})$ для снижения поглотительной способности скважины используется намыв наполнителей, закачка тампонажных материалов и т.д. Повторную проверку приемистости дефекта для оценки эффективности мероприятий по снижению поглотительной способности скважины следует проводить с использованием воды при минимальном расходе и кратковременной прокачке жидкости. Рекомендуется исходить из обобщения регионального опыта применения отдельных мероприятий, стремясь к исключению данной операции перед тампонированием.

При РИР используют цементные растворы, рецептура которых подбирается в лаборатории на конкретные условия. При приемистости дефекта менее $0,5 \text{ м}^3/(\text{ч} \cdot \text{МПа})$ применяют ПТМ, так как в каналы малого размера частицы цементного раствора не проникают, и раствор фильтрует воду затворения.

Следует отдавать предпочтение способам тампонирования под давлением, позволяющим исключить разгрузку колонны от избыточного давления при подъеме части заливочных труб перед ОЗЦ: тампонированию через

обсадную колонну, тампонированию через НКТ и обсадную колонну, комбинированному способу тампонирования под давлением. При тампонировании под давлением не рекомендуется вымывать излишки тампонажного раствора из зоны дефекта колонны.

На ОЗЦ скважину оставляют под избыточным давлением в пределах от 40 до 60 % от достигнутого при задавливании тампонажного раствора или ПТМ за колонну. После ОЗЦ давление в колонне снимают и допуском труб определяют местоположение цементного моста. Колонну опрессовывают, трубы поднимают из скважины и при необходимости проводят геофизические исследования.

К разбуриванию цементного моста в зоне дефекта колонны приступают не ранее чем через 96 часов после окончания тампонажных работ (при температуре 80 °С и выше время ОЗЦ может быть сокращено вдвое). Цементный мост разбуривают до глубины не менее чем на 3 м меньше глубины расположения дефекта колонны.

5.15 Возврат скважины на вышележащий горизонт

Возврат скважины на вышележащий горизонт производят после изоляции оставляемого горизонта от нового установкой цементного моста (стакана) над оставляемым пластом. Особое внимание уделяется ситуации, когда к фильтру оставляемого пласта поступает высоконапорная вода, а вышележащий пласт находится на небольшом расстоянии. В таких случаях цементный раствор задавливается через существующий фильтр. Если возвратный горизонт находится на значительном расстоянии, можно использовать метод цементирования без давления.

На старых площадях, где пласты сильно дренированы, во избежание поглощения цементного раствора при ремонтно-изоляционных работах трамбовывают забой песком или глиной, а затем производят цементирование – создают цементный стакан (мост).

5.16 Возврат на нижележащий горизонт

Возврат на нижележащий горизонт производится редко, обычно в тех случаях, когда соседние скважины, которые должны были извлечь нефть из намечаемого к возврату горизонта, выбыли из эксплуатации по каким-то причинам. Процесс РИР сводится к следующему. Ствол скважины и забой обследуют печатью для установления неисправности эксплуатационной колонны и чистоты забоя. Далее цементируют оставляемый горизонт под давлением через отверстия фильтра. Образовавшийся в колонне цементный мост по окончании ОЗЦ разбуривают до необходимой глубины, после чего испытывают колонну на герметичность.

5.17 Общие правила при РИР в скважинах

К общим правилам при проведении ремонтно-изоляционных работ в скважинах можно отнести следующее:

1) результаты РИР во многом зависят от свойств используемого тампонажного материала, который необходимо выбирать применительно к конкретным условиям и подбирать рецептуру в соответствующей лаборатории с учетом технологических особенностей процесса РИР;

2) необходимо провести точный расчет объема тампонажной смеси и продавочной жидкости;

3) скважину следует тщательно подготовить, в первую очередь, промыть, и, если позволяют условия, водой, обработанной ПАВ;

4) собственно технологический процесс должен быть проведен тщательно. Вопросам управления технологическим процессом тампонирувания следует уделять самое серьезное внимание.

Следует отметить, что влияние управляющих воздействий на механизм формирования изоляционных экранов изучено недостаточно. В то же время анализ результатов РИР позволяет выделить ряд технологических приемов, эффективность которых подтверждена накопленным опытом.

1. Приготовление тампонирующей смеси (по рецептуре, составленной в специальной лаборатории) следует производить в осреднительной емкости, положение которой обеспечивает работу насосов ЦА под залив (повышается коэффициент наполнения насосов). Смесь перед закачкой в скважину необходимо тщательно перемешать до «однородного» состояния (разница в плотностях смеси, взятой в разных местах, не должна превышать $0,02 \text{ г/см}^3$).

2. При транспортировании тампонирующей смеси по НКТ следует штуцеровать выкид из затрубного пространства во избежание возможного подсоса атмосферного воздуха через неплотности запорной арматуры и аэрация закачиваемых жидкостей (тампонажной и продавочной). Наличие некоторого избыточного давления в трубном пространстве исключит появления вакуума.

3. При тампонирувании под давлением в незаполняющихся скважинах после закачивания продавочной жидкости в НКТ рекомендуется делать паузы от 3 до 10 мин. При этом происходит выравнивание гидростатических давлений в трубном и затрубном пространствах, равномерное распределение тампонирующей смеси в заколонном пространстве самотеком, деаэрация жидкости в НКТ. Однако экспериментально этот вопрос не проработан, как не проработан экспериментально и вопрос проведения собственно технологического процесса – как проводить его (с остановками или без них, как наращивать и снижать давление, до каких значений).

4. Практика цементирования под давлением свидетельствует о том, что лучшие результаты получают в том случае, когда давление нагнетания, достигнув планируемого значения, не снижается после прекращения подачи

жидкости в течение 5–10 мин. Тенденция к повышению давления нагнетания не всегда оправдана. Высокие давления планируют, как правило, при низкой приемистости скважины или тогда, когда последняя практически отсутствует. Утечка жидкости из колонны в этих случаях происходит по микроканалам, проникнуть в которые твердая фаза раствора зачастую не может даже при высоких давлениях.

В указанных случаях, когда приемистость скважины равна меньше $0,5 \text{ м}^3/(\text{ч} \cdot \text{МПа})$, рекомендуется использовать цементные растворы с пониженной водоотдачей. При этом задавливание следует вести при минимальной подаче ЦА с перепуском части продавочной жидкости в мерную емкость агрегата. Правильность этого вывода также сомнительна, так как бы ни снижали водоотдачу тампонажного портландцементного раствора, она остается *очень* высокой. В этих случаях целесообразно применять ПТМ.

5. Расположение НКТ в зоне фильтра или дефекта колонны при задавливании водоцементных растворов в пласт недопустимо. При наличии перепада давления в поглощающей части скважины из тампонирующей смеси интенсивно отфильтровывается жидкая фаза. При использовании водоцементных растворов это приводит из-за снижения В/Ц к резкому сокращению сроков схватывания смеси, что в совокупности с другими факторами (температура, давление, время проведения операции) может служить причиной прихвата НКТ.

В случае применения цементных растворов, затворенных на дизтопливе, процесс отфильтровывания жидкой фазы идет еще интенсивнее. В интервале перфорации образуется плотная спрессованная пробка из цементно-нефтяного (дизельного топлива) раствора, которая также может стать причиной прихвата НКТ.

6. Изоляцию сквозных дефектов обсадных колонн следует проводить, оставляя цементный мост против зоны ввода тампонирующей смеси за колонну. Опыт работ с вымыванием тампонажного раствора из зоны дефекта свидетельствует о низкой эффективности РИР.

7. На ОЗЦ, особенно при ремонте колонн, скважину рекомендуется оставлять под избыточным давлением, что исключает отдачу задавленного за колонну цементного раствора и обуславливает напряженное состояние стенок скважины под действием внутреннего давления и упругого сопротивления горных пород. При этом затвердевший тампонажный экран будет испытывать дополнительное сжатие от воздействия массива горных пород, окружающих колонну. Поэтому допускаемая нагрузка при опрессовке возрастет на величину давления, необходимого для снятия напряжения сжатия с изоляционного экрана. Однако указанные причины и следствия экспериментально не оценены и, возможно, неточны.

8. Следует иметь в виду, что в обсадных колоннах диаметром 214 мм и более, заполненных водой, происходит интенсивное гравитационное оседание цементных растворов. Поэтому под дефектом колонны или нижней границей устанавливаемого разделительного моста рекомендуется устанавли-

ливать взрывной пакер или другие несущие устройства. Экспериментально результаты последующих процессов не проверены и не уточнены.

9. Избыточное давление в колонне при ОЗЦ имеет некоторое экстремальное значение, превышение которого снижает качество работ. Не подтвержденное экспериментом объяснение: при снижении давления в скважине после ОЗЦ происходит разрушение экрана под воздействием упругих деформаций горного массива. Ориентировочно величину избыточного давления при ОЗЦ следует устанавливать в пределах от 40 до 60 % от достигнутого при цементировании.

10. При изоляции сквозных дефектов обсадных колонн продолжительность ОЗЦ должна согласовываться с температурой места проведения РИР и результатами лабораторного анализа тампонажного материала. При температурах 50–70 °С максимальная прочность камня из портландцемента достигается через 2–3 суток. При температурах 80 °С и выше время ОЗЦ может быть снижено.

11. Перед опрессовкой колонны необходимо тщательно промыть скважину. Нежелательно попадание в жидкость, заполняющую колонну, воздуха, который может исказить результат испытания на герметичность. Поэтому перед установкой опрессовочной головки устье скважины должно быть доступно для визуального контроля.

Не следует сразу поднимать давление до требуемого значения. Подавать жидкость рекомендуется при минимальном расходе с периодическими остановками, способствующими равномерному распределению давления на цементный экран (экспериментально не проверено).

При выдержке колонны под давлением в течение контрольного времени нагнетательную линию следует отсоединить от опрессовочной головки для визуального контроля за утечками из запорной арматуры.

Если в колонне был установлен разделительный мост (взрывной пакер) и расстояние до искусственного забоя h , значительно меньше расстояния до забоя скважины H , то герметичность колонны следует оценивать по формуле:

$$\Delta p_{\phi} = \frac{\Delta p_n \cdot h}{H},$$

где Δp_{ϕ} – фактическое снижение давления в колонне при опрессовке, МПа; Δp_n – наблюдаемое снижение давления, МПа.

Если Δp_{ϕ} согласуется с нормативными требованиями, то после разбуривания искусственного забоя герметичность колонны контролируют повторной опрессовкой.

12. В соответствии с действующими правилами избыточное давление на устье при опрессовке колонны должно на 10 % превышать максимальное пластовое давление в разрезе скважины. Тем самым исключается возможность пропуска жидкости (газа) через колонну в наиболее жестких

режимах эксплуатации или при прорыве флюида из наиболее активного пласта. Одновременно обеспечиваются условия для РИР, связанные с созданием в колонне значительных избыточных давлений (цементирование под давлением, кислотные обработки и др.).

5.18 Зарубежный опыт проведения РИР

Цементирование под давлением можно определить как процесс задавливания цементного раствора в ограниченную зону за обсадной колонной.

Цементирование под давлением используют в следующих целях:

1) для устранения дефектов, возникающих в результате неудачного первичного цементирования. Причиной большинства неудач при первичном цементировании является неэффективное удаление корки бурового раствора, что ведет к образованию каналов из бурового раствора в цементе за обсадной колонной. В этом случае проводят исправительное цементирование под давлением;

2) для устранения притока воды через перфорационные отверстия выше, в интервале или ниже продуктивной зоны путем задавливания цементного раствора в перфорационные отверстия;

3) для регулирования газонефтяного отношения в продуктивной зоне путем закупорки перфорационных отверстий газовой зоны;

4) для закрытия перфорационных отверстий продуктивной нефтяной зоны, вскрытой для оценки запасов и не требуемой для последующей эксплуатации.

Успешность цементирования под давлением зависит от правильного заполнения отверстий или зон перфорации цементным раствором. Качество операции может быть значительно повышено подготовкой поверхности интервала перфорации [8]. Поверхность пород подготавливают путем обработки соляной кислотой или другими пригодными для этой цели кислотами. Кислота реагирует с коркой бурового раствора и другими отложениями на поверхности, которые затем удаляют при промывке чистым флюидом. Используют три способа цементирования под давлением.

Способ с использованием заливной колонны. По этому способу бурильную колонну спускают и устанавливают над интервалом перфорации или требуемой зоной. Цементный раствор вытесняется из бурильных труб, причем объем цементного раствора должен быть достаточным для данного объекта. Закрывают трубные плашки превентора (рис. 5.54) и создают расчетное давление, чтобы задавить цементный раствор.

Способ с применением пакера. По этому способу (рис. 5.55) пакер извлекаемого или разбуриваемого типа спускают и устанавливают над интервалом цементирования. Извлекаемый пакер спускается на бурильной колонне и может быть механически легко установлен и снят.

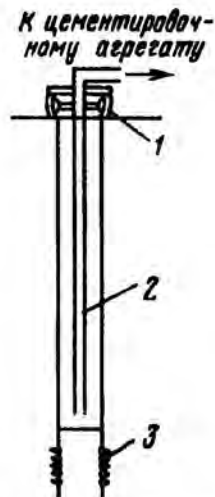


Рисунок 5.54 – Способ цементирования под давлением с использованием заливной буровой колонны:
 1 – трубные пакеты превентора (закрыты); 2 – буровая колонна;
 3 – перфорационные отверстия

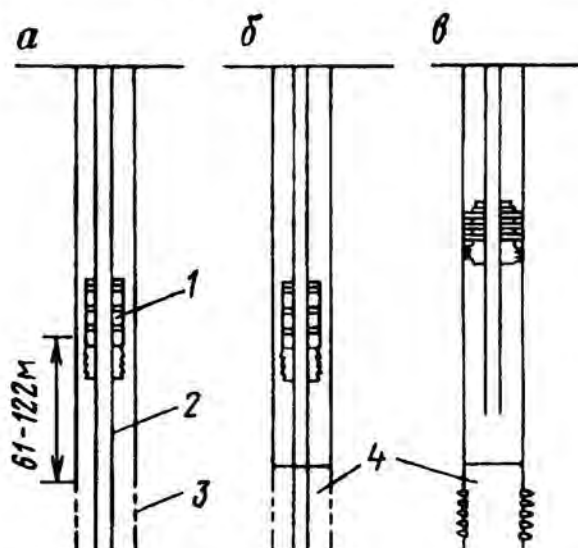


Рисунок 5.55 – Способ цементирования под давлением с использованием пакера:
 а – спуск хвостовика к подошве интервала перфорации;
 б – закачивание цементного раствора;
 в – задавливание цементного раствора после установки пакера и хвостовика
 выше интервала цементирования;
 1 – пакер; 2 – хвостовик; 3 – зона, подлежащая цементированию;
 4 – цементный раствор

Разбуриваемый пакер спускают на кабеле и устанавливают с помощью специального инструмента. Для раскрытия пакерных клиньев применяют взрывной заряд.

При использовании извлекаемого пакера вначале цементный раствор закачивают в интервал скважины, который цементируют под давлением. Затем устанавливают пакер (пакеруется кольцевое пространство) и цементный раствор задавливают в открытую зону (см. рис. 5.55).

При использовании неизвлекаемого пакера (рис. 5.56) цементный раствор вначале закачивают к башмаку хвостовика буровой колонны. Затем хвостовик продавливают через пакерное отверстие и создают давление для задавливания цементного раствора.

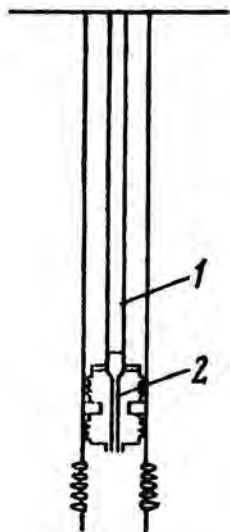


Рисунок 5.56 — Способ цементирования под давлением с использованием разбуриваемого пакера (1) и наконечника (2)

После задавливания полного объема цементного раствора избыточный объем этого раствора должен быть вымыт обратной циркуляцией, чтобы не зацементировать буровую колонну или ее хвостовик. При использовании неизвлекаемого пакера хвостовик вначале отсоединяют от пакера и поднимают над ним, а затем производится обратная циркуляция. Если применяют извлекаемый пакер, то вначале снимают пакер, а затем избыточный объем цементного раствора удаляют обратной циркуляцией.

Преимущество способа с использованием пакеров заключается в том, что изолируются обсадная колонна и колонная головка от давления задавливания.

Способ с выдержкой во времени. Этот способ имеет особые преимущества при цементировании зон с низкой проницаемостью. Требуемое обо-

рудование аналогично схеме, приведенной на рис. 5.55. С помощью бурильной колонны цементный раствор доставляют к интервалу цементирования, после чего производят задавливание с промежутками без нагнетания. Цель остановок при задавливании – обеспечить отложение корки в результате фильтрации на поверхности открытой зоны, подлежащей цементированию.

Установка цементных мостов. Установка цементного моста – это операция по доставке и перекрытию цементным раствором зон, подлежащих изоляции или ликвидации. Обычно цементные мосты применяют в следующих случаях:

- для ликвидации лежащей ниже истощенной зоны;
- ликвидации или отсечения всей скважины или части открытого ствола;
- создания опоры отклонителю при забурировании нового ствола;
- изоляции зон поглощения в открытом стволе.

Применяют два способа установки цементных мостов: *равновесный* и *с помощью цементировочной желонки*.

Цементирование на равновесии. При этом способе цементирования используют только бурильную колонну. Буферную жидкость закачивают перед цементным раствором, а также после цементного раствора.

Суть способа состоит в том, что буферная жидкость и часть цементного раствора вытесняются из бурильных труб до того момента, когда высоты столбов цементного раствора в бурильных трубах и кольцевом пространстве будут равны. Таким образом, поддерживается равное гидростатическое давление в бурильных трубах и кольцевом пространстве. Следует учитывать, что при равной высоте столбов для кольцевого пространства требуется больший объем цементного раствора по сравнению с объемом бурильных труб.

Затем бурильную колонну медленно поднимают таким образом, чтобы оставшийся цемент вытек из труб и занял объем, который ранее занимали бурильные трубы. После этого считается, что цементный мост установлен (рис. 5.57). Мост может быть срезан на нужной глубине путем обратной циркуляции.

Буферная жидкость за цементом обеспечивает столб жидкости той же высоты и плотности, что и столб буферной жидкости в кольцевом пространстве (см. рис. 5.57).

Мост рассчитывается следующим образом. Объем цементного раствора равен произведению высоты моста на площадь кольца между обсадной и бурильной (или НКТ) колоннами плюс объем единицы длины бурильной колонны или НКТ:

$$V = H \cdot (A + C),$$

откуда

$$H = \frac{V}{(A + C)}, \quad (5.71)$$

где V – объем цементного раствора, м^3 ; A – объем между НКТ и бурильной колонной и открытым стволом или обсадной колонной, $\text{м}^3/\text{м}$; C – объем НКТ или бурильной колонны, $\text{м}^3/\text{м}$.

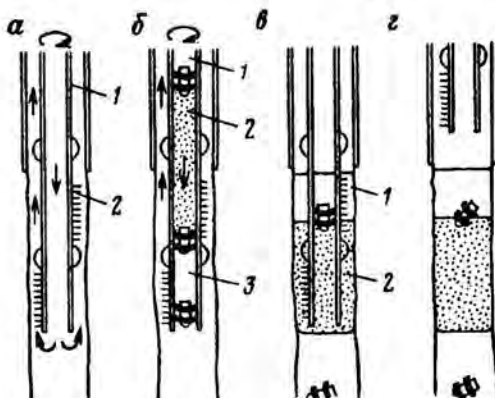


Рисунок 5.57 – Схема установки цементных мостов на равновесии:

а – промывка скважины с приведением в норму показателей бурового раствора с вращением бурильной колонны: 1 – бурильная колонна; 2 – скребки и центраторы;
б – вытеснение буферной жидкости и цементного раствора: 1 – буферная жидкость; 2 – цементный раствор; 3 – буферная жидкость в кольцевом пространстве;
в – закачивание моста: 1 – буферная жидкость, закачиваемая до и после цементного раствора; 2 – цементный мост; *г* – медленный подъем бурильной колонны

Пример 5.1. Требуется установить цементный мост равновесным способом из 100 мешков цемента класса G без добавок в открытом стволе диаметром 215,9 мм с использованием НКТ наружным и внутренним диаметрами 99,9 и 77,9 мм и массой 13,2 кг/м. Глубина скважины 1829 м, перед цементным раствором использовать буферную жидкость объемом 1,6 м^3 .

Рассчитать:

- 1) общий объем цементного раствора, объем 1 м кольцевого пространства и НКТ;
- 2) высоту моста;
- 3) объем воды, используемой в качестве буферной жидкости после цементного раствора;
- 4) объем продажного бурового раствора;
- 5) число ходов насоса для вытеснения цементного раствора ниже башмака буровых труб, предполагая, что подача насоса 0,016 м^3 за ход поршня;
- 6) объем цементного раствора и число мешков цемента при высоте моста 152 м.

Решение.

Используя внутренний диаметр НКТ, можно подсчитать, что внутренний объем НКТ составляет 0,00477 $\text{м}^3/\text{м}$.

Объем кольцевого пространства между НКТ диаметром 88,9 мм и скважиной диаметром 215,9 мм равен $0,0285 \text{ м}^3/\text{м}$ (с учетом муфт НКТ).

Выход цементного раствора для цемента класса G без добавок определяется из справочника (пример справочной таблицы – табл. 5.51). Согласно табл. 5.51 выход цементного раствора из цемента класса G (чистого) без добавок составляет $0,0326 \text{ м}^3/\text{мешок}$ при плотности цементного раствора 1890 кг/м^3 .

Таблица 5.51 – Характеристики цементных растворов из чистых цементах по классификации АНИ

Класс цемента	Объем воды затворения, $\text{м}^3/\text{мешок}$	Выход цементного раствора из 1 мешка цемента, м^3	Плотность цементного раствора, кг/м^3	Содержание воды затворения, %
A	24,5	0,0331	1870	46
B	24,5	0,0331	1870	46
C	30,0	0,0378	1780	56
D	20,2	0,0300	1970	38
G	23,4	0,0326	1890	44
H	20,2	0,0300	1970	38

1. Общий объем цементного раствора равен произведению числа мешков на выход цементного раствора из 1 мешка или $100 \cdot 0,0326 = 3,26$. Объем кольцевого пространства $0,0285 \text{ м}^3/\text{м}$ (если не учитывать муфты НКТ, то объем кольца по расчету составляет $0,0304 \text{ м}^3/\text{м}$). Внутренний объем НКТ $0,00477 \text{ м}^3/\text{м}$.

2. Высота моста при равновесии:

$$H = \frac{3,26}{(0,00477 + 0,0285)} = 98 \text{ м}.$$

3. При установке моста равновесным способом высота буферной жидкости в кольцевом пространстве должна быть равна высоте буферной жидкости в НКТ. Поэтому отношение объема буферной жидкости в кольцевом пространстве к объему 1 м кольцевого пространства равно отношению объема буферной жидкости в НКТ к внутреннему объему 1 м НКТ, т.е.

$$\frac{1,6}{0,0285} = \frac{V}{0,00477},$$

откуда $V = 0,27 \text{ м}^3$.

В общем случае объем буферной жидкости, закачиваемой за цементным раствором, равен отношению внутреннего объема НКТ к объему 1 м кольцевого пространства, умноженному на объем буферной жидкости в кольцевом пространстве.

4. Высота воды в НКТ равна:

$$\frac{0,27}{0,00477} = 57 \text{ м,}$$

высота цементного раствора и воды в НКТ равна сумме

$$98 + 57 = 155 \text{ м,}$$

высота бурового раствора для заполнения оставшейся длины НКТ представляет собой разность

$$1829 - 155 = 1674 \text{ м.}$$

5. Объем продажного бурового раствора равен 1674 м^3 . Внутренний объем 1 м НКТ составляет:

$$1674 \cdot 0,00477 = 7,98 \text{ м}^3.$$

6. Число ходов насоса для вытеснения цементного раствора равно

$$\frac{7,98}{0,916} = 499.$$

7. Объем цементного раствора равен произведению высоты моста на объем 1 м скважины, или

$$152 \cdot \left(\frac{\pi}{4} \right) \cdot 0,2159^2 = 5,56 \text{ м}^3.$$

Число мешков равно отношению объема цементного раствора к выходу цементного раствора из мешка цемента, или

$$\frac{5,56}{0,0326} = 171 \text{ мешок.}$$

Способ с использованием цементировочной желонки приведен на рис. 5.58. Пакер, аналогичный представленному на рис. 5.56, спускают на кабеле и устанавливают сразу над зоной, подлежащей изоляции. Отверстие в пакере закрывают пробкой, поэтому другое название пакера – *мостовая пробка*. Желонку, содержащую расчетный объем цементного раствора, спускают на кабеле до пакера, где цементный раствор освобождается механически при разрушении стеклянной тарелки на конце желонки. Способ с использованием цементировочной желонки обычно применяют в обсаженных скважинах при изоляции пород с низким пластовым давлением.

Задачи

1. Определить величину дифференциальной силы для примера 5.1 при цементировании с использованием заливочной колонны бурильных труб. Определить запас прочности на растяжение.

Ответ: 217090 Н; $SF = 42$.

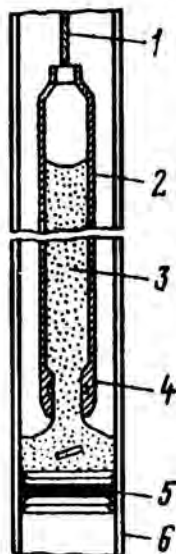


Рисунок 5.58 – Способ доставки цементного раствора с помощью желонки.

1 – кабель; 2 – желонка; 3 – цементный раствор;

4 – электромеханический клапан; 5 – пакер; 6 – обсадные трубы

2. В разведочной скважине глубиной 1890 м цементируется до устья 508-мм обсадная колонна массой 198 кг/м, резьба Buttress; диаметр скважины 660,4 мм; цемент класса Г АНИ. Столб цементного раствора состоит из 61 м цемента класса Г с плотностью 1890 кг/м^3 и 1829 м цемента класса Г плотностью 1520 кг/м^3 . Внутренний диаметр обсадной колонны 475,7 мм, прочность на смятие 10,5 МПа, прочность на разрыв от внутреннего давления 21 МПа, прочность соединения 9124420 Н,

Сравнить силы, возникающие при цементировании этой колонны по обычному способу и способу с использованием внутренней заливочной колонны. Какой способ вы считаете лучшим?

Ответ: способ с использованием внутренней заливочной колонны, SF (на растяжение) = 5,3; обычный способ, SF (на растяжение) = 2,5.

ИСПОЛЬЗОВАННАЯ И РЕКОМЕНДУЕМАЯ ЛИТЕРАТУРА

1. Абашев Р.Г. О классификации АСПО на промышленном оборудовании // Нефтяное хозяйство. – 1984. – № 6. – С. 48–49.
2. Аветисов А.Г., Кошелев А.Т., Крылов В.И. Ремонтно-изоляционные работы при бурении нефтяных и газовых скважин. – М.: Недра, 1981. – 215 с.
3. Аглиуллин М.М., Абдуллин М.М., Курмаев А.С., Рахматуллин Р.Х. Патент РФ № 2123591. Способ обработки прискважинной зоны пласта и устройство для его осуществления. Номер заявки 96112275/03. Дата подачи заявки 18.06.1996 г. Дата публикации 20.12.1998 г. – Бюллетень № 35.
4. Аглиуллин М.М., Фазылов Р.Г., Абдуллин В.М., Курмаев А.С. Техника и технология интенсификации нефтяных скважин комплексным термобаровоздействием // НТВ «Каротажник». – 1998. – Вып. 38.
5. Аглиуллин М.М., Абдуллин В.М., Шувалов А.В., Плотников И.Г. и др. Новые термобарохимические технологии обработки призабойной зоны пластов // НТВ «Каротажник». – 2002. – Вып. 92.
6. Александров М.М. Определение сил сопротивления при бурении скважин. – М.: Недра, 1965. – 176 с.
7. Амиров А.Д., Овнатанов С.Т., Яшин А.Б. Капитальный ремонт нефтяных и газовых скважин. – М.: Недра, 1975. – 344 с.
8. Ашрафьян М.О., Булатов А.И. Установка цементных мостов в глубоких скважинах. – М.: ВНИИОЭНГ, серия «Бурение», 1968.
9. Ашрафьян М.О., Шабанов В.В. Гидравлическая программа цементирования скважин, разработанная на основе бингамовской модели течения вязкопластичных жидкостей // Бурение & нефть. – М. – 2010. – № 11.
10. Бабаян Э.В., Булатов А.И. Обратное цементирование скважин. – М.: ВНИИОЭНГ, выпуск 4, 1987.
11. Бабаян Э.В. Технология управления скважиной при газонефтеводопроявлениях. – Краснодар: Советская Кубань, 2006.
12. Бабаян Э.В. Буровые технологии: 2-ое изд., доп. – Краснодар: Советская Кубань, 2009. – 896 с.
13. Балденко Д.Ф., Балденко Ф.Д., Гноевых А.Н. Винтовые забойные двигатели: Справочное пособие. – М.: ОАО «Издательство «Недра», 1999. – 375 с.
14. Басарыгин Ю.М., Будников В.Ф., Булатов А.И., Яремийчук Р.С. Исследование факторов и реализация мер долговременной эксплуатации нефтяных и газовых скважин. В шести томах (восемнадцать книг). – Краснодар: Просвещение-Юг, 2003–2004.
15. Басарыгин Ю.М., Будников В.Ф., Булатов А.И. Теория и практика предупреждения осложнений и ремонта скважин при их строительстве и эксплуатации. В шести томах. Тома пятый и шестой. – М.: Недра, 2003.
16. Басарыгин Ю.М., Макаренко П.П., Мавромати В.Д. Ремонт газовых скважин. – М.: Недра, 1998. – 271 с.
17. Басарыгин Ю.М., Мавромати В.Д. Ремонт нефтяных и газовых скважин. – Краснодар: Просвещение-Юг, 2008. – 437 с.
18. Басарыгин Ю.М., Булатов А.И., Проселков Ю.М. Технология капитального и подземного ремонта нефтяных и газовых скважин. Учебник для вузов. – Краснодар: Советская Кубань, 2002.
19. Басарыгин Ю.М., Матвеев Д.Ф. Новые гидрофобные эмульсионные растворы для глушения скважин // Газовая промышленность. – М., 1995. – № 9.
20. Боксерман А.А., Джафаров И.С., Алскперов Т.А. Восстановление и реализация программы развития и внедрения современных методов увеличения нефтедобычи –

- инновационная основа российской нефтедобычи // Бурение & нефть. – М., 2010. – № 7–8.
21. Борсуцкий З.Р., Ильясов С.Е. Исследования механизма магнитной обработки нефтей на основе результатов лабораторных и промысловых исследований // Нефтепромысловое дело. – М.: НТЖ. ВНИИОЭНГ, 2002. – № 8–9.
 22. Браун П.Т., Уимберли Р.Д. Установки для обслуживания скважин с использованием гибких колонн насосно-компрессорных труб // Нефть, газ и нефтехимия за рубежом. – 1993. – № 4. – С. 11.
 23. Будников В.Ф., Булатов А.И., Петерсон А.Я., Шаманов С.А. Контроль и пути улучшения технического состояния скважин. – М.: Недра, 2001. – 305 с.
 24. Будников В.Ф., Макаренко П.П., Юрьев В.А. Диагностика и капитальный ремонт нефтяных и газовых скважин. – М.: Недра, 1997. – 226 с.
 25. Булатов А.И., Макаренко П.П., Будников В.Ф., Басарыгин Ю.М. Теория и практика заканчивания скважин. В пяти томах. – М.: Недра, 1997–1998.
 26. Булатов А.И., Проселков Ю.М. Решение практических задач при бурении и освоении скважин. Справочное пособие. – Краснодар: Советская Кубань, 2006. – 744 с.
 27. Булатов А.И., Кусов Г.В., Савенок О.В. Асфальто-смоло-парафиновые отложения и гидратообразования: предупреждение и удаление: в 2 т. – Краснодар: Издательский Дом – Юг. – Т. 1. – 2011. – 348 с.
 28. Булатов А.И., Кусов Г.В., Савенок О.В. Асфальто-смоло-парафиновые отложения и гидратообразования: предупреждение и удаление: в 2 т. – Краснодар: Издательский Дом – Юг. – Т. 2. – 2011. – 348 с.
 29. Булатов А.И., Рябченко В.И., Сибирко И.А., Сидоров Н.А. Газопроводы в скважинах и борьба с ними. – М.: Недра, 1969. – 278 с.
 30. Булатов А.И., Качмарь Ю.Д., Макаренко П.П., Яремийчук Р.С. Освоение скважин: Справочное пособие. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 1999. – 473 с.
 31. Булатов А.И., Измайлов Л.Б., Лебедев О.А. Проектирование конструкций скважин. – М.: Недра, 1979. – 280 с.
 32. Булатов А.И. Нефтегазопромысловая научно-техническая энциклопедия. 2-е изд. – Краснодар: Просвещение-Юг, 2009. – 317 с.
 33. Булатов А.И., Волощенко Е.Ю., Кусов Г.В., Савенок О.В. Экология при строительстве нефтяных и газовых скважин: учеб. пособие для студентов вузов. – Краснодар: Просвещение-Юг, 2011. – 603 с.
 34. Булгаков Р.Т., Газизов А.Ш., Габдуллин Р.Г., Юсупов И.Г. Ограничение притока пластовых вод в нефтяные скважины. – М.: Недра, 1976. – 175 с.
 35. Бурение с применением гибких труб: Каталог фирмы «Canadian Francmaster Ltd.», 1998.
 36. Василенко И.Р., Сенатов В.В. Повышение качества крепи скважин в осложненных условиях РС залежи Усинского месторождения // Бурение & нефть. – М., 2010. – № 12.
 37. Волошин А.И., Рагулин В.В. и др. Разработка и внедрение диагностики отложений АСПО, их предупреждение и удаление на месторождениях Западной Сибири и Волго-Уральской нефтяной провинции // Отчет 12^{го} Европейского симпозиума. Повышение нефтеотдачи пластов, 8–10 сентября, 2003. – Казань. – 2003 – С. 250–254.
 38. Воробьев А.Е., Зарума Т.М., Гуань С.К. Типизация инновационных методов уменьшения песко- и водопритокров при разработке обводненных месторождений нефти // Нефть и газ. – М., 2010. – № 7–8.
 39. Временная инструкция по гидродинамическим исследованиям пластов и скважин. – М.: Гостоптехиздат, 1963.
 40. Гарифуллин И.Ш. Эффективность применения специального погружного кабельного устройства для предупреждения АСПО в скважинах // Нефтяное хозяйство. – М., 2005. – № 12.

41. Грайфер В.И., Шумилов В.А., Каменев В.Н. Организация и технология капитального ремонта скважин. – М.: Недра, 1979. – 93 с.
42. Гриценко А.И., Тер-Саркисов Р.М., Шандрыгин А.Н., Подюк В.Г. Методы повышения продуктивности газоконденсатных скважин. – М.: ОАО «Издательство «Недра», 1997. – 364 с.
43. Гуськова И.А., Захарова Е.Ф. Методики оценки и прогнозирования технологической эффективности методов ОПЗ скважин // Бурение & нефть. – М., 2010. – № 12.
44. Евстигнеев С.В., Аносов Э.В., Явнов И.Г., Захаров А.А. Опыт проведения водоизоляционных работ на месторождениях ООО «Кубаньгазпром» // Газовая промышленность. – М., 2006. – № 3.
45. Еникеев М.Д., Фусс В.А., Андреев В.К. и др. Обработка скважин термобаровоздействием на месторождениях Пермской области // Нефтяное хозяйство. – 1999. – № 4.
46. Еликеев М.Д., Латыпов Р.С., Камалов Ф.Х. и др. Методы и технологии испытания и воздействия на ПЗП // НТВ «Каротажник». – 2000. – Вып. 66.
47. Еремин Г.А., Булатов А.И. Повышение качества установки цементных мостов. Серия «Бурение». – М.: ВНИИОЭНГ, 1980.
48. Еремин Г.А., Ашрафьян М.О., Горский В.Т., Романенко В.А. Причины осложнений, связанных с применением резиновых разделительных пробок. Текущая информация, серия «Бурение», вып. 23–24. – М.: ВНИИОЭНГ, 1971.
49. Еремин Г.А., Ашрафьян М.О., Денисов В.С., Шилица В.Ф. Новая методика расчета операций по установке цементных мостов // Нефтяное хозяйство. – М.: Недра, 1976. – № 5.
50. Измайлов Л.Б. Методы повышения долговечности обсадных колонн. – М.: Недра, 1984. – 181 с.
51. Измайлов Л.Б., Булатов А.И. Крепление нефтяных и газовых скважин. – М.: Недра, 1976. – 199 с.
52. Инструкция по повторному разобщению пластов в скважинах. – Краснодар: ВНИИКРнефть, 1976.
53. Ишбаев Г.Г., Бикинцев Р.А. Технология РИР – отсечение межпластовых перетоков по стволу скважины // Бурение & нефть. – М., 2010. – № 12.
54. Каменщиков Ф.А. Удаление асфальтосмолопарафиновых отложений растворителями. – Москва-Ижевск, НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», Ижевский институт компьютерных исследований, 2008. – 384 с.
55. Каталог жидкостей глушения. – Краснодар: ВНИИКРнефть, 1989.
56. Кисельман М.Л. Износ и защита обсадных колонн при глубоком бурении. – М.: Недра, 1971. – 210 с.
57. Климов В.В. Научно-методические основы, аппаратура и технологии геофизического контроля технического состояния скважин на примере газовых месторождений и подземных хранилищ газа. – М.: ООО «ИРЦ Газпром», 2008. – 300 с.
58. Климов В.В., Петров С.Ф. Повышение эффективности ремонта обсадных колонн. В сборнике «Теория и практика крепления скважин». Труды ВНИИКРнефти. – 1989.
59. Кроль В.С., Карапетов А.К. Подземный ремонт скважин с помощью канатной техники. – М.: Недра, 1985. – 63 с.
60. Крылов В.И. Изоляция поглощающих пластов в глубоких скважинах. – М.: Недра, 1980. – 304 с.
61. Кудинов В.И., Сучков Б.М. Интенсификация добычи вязкой нефти из карбонатных коллекторов. – М.: Недра, 1994. – 240 с.
62. Курочкин Б.М., Гилязов Ш.Я., Манапов И.З. Применение ВВП при изоляционных работах // НТЖ Нефтепромысловое дело. – М., 1997. – № 10. – С. 21–24.
63. Курочкин Б.М., Хананов С.Н., Кашапов С.А., Федоров В.А. Ремонтные изоляционные работы в скважинах // НТЖ Нефтепромысловое дело. – М., 1998 – № 8–9. – С. 30–34.

64. Курочкин Б.М. Применение цементного раствора с высокой тиксотропией при ремонте скважин // НХ. – М., 2001. – № 6. – С. 30–34.
65. Курочкин Б.М., Сафиуллин Р.А., Манапов И.З., Гилязов Ш.Я. Применение ГПТС при изоляционных работах в скважинах // НТЖ Бурение. – М. : ВНИИОЭНГ, 1998. – № 12. – С. 23–24.
66. Кушнаренко Н.А., Бабаян Э.В., Кобзев В.А. Применение бурильных эксцентрикоров типа ЭБ // Нефтяное хозяйство. – М. : Недра, 1989 – № 8.
67. Лебедев Н.А. Хлебников В.Н. Ассортимент, производство и регионы внедрения химических продуктов марок СНПХ и технических средств химизации для процессов добычи нефти // Интервал. – 2001. – № 8. – С. 31–38.
68. Макаренко П.П. Комплексное решение проблем развития газодобывающего региона. – М. : Недра, 1996. – 320 с.
69. Малеванский В.Д. Открытые газовые фонтаны и борьба с ними. – М. : Гостоптехиздат, 1963. – 288 с.
70. Мамврийский А.С. Техника и технология приготовления тампонажных смесей и растворов для цементирования глубоких скважин. – Грозный : Чечено-Ингушское книжное издательство, 1969.
71. Мамедов А.А. Нарушения обсадных колонн при освоении и эксплуатации скважин и способы их предотвращения. – М. : Недра, 1974. – 200 с.
72. Матвеев Д.Ф., Тенишев Ю.С., Фуки Б.И. Применение гидроразрыва пласта на месторождениях Ставропольского края. Серия «Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений». – М. : ВНИИЭгазпром, 1975.
73. Методика расчета операций по установке цементных мостов в нефтяных и газовых скважинах. – Краснодар : ВНИИКРнефть, 1972.
74. Мирзаджанзаде А.Х., Булатов А.И., Аветисов А.Г., Крылов В.И., Мариампольский Н.А., Динмухаметов Д.Х., Макарян А.С., Аникин В.И. Методическое руководство по применению методов распознавания образов при промывке и креплении скважин. – Краснодар : ВНИИКРнефть, 1974. – 137 с.
75. Молчанов Л.С. Подземный ремонт скважин. – М. : Недра, 1986.
76. Научно-практическая конференция «60 лет девонской нефти». – Октябрьский, 2004.
77. Курочкин Б.М., Гилязетдинов З.Ф., Поваляев А.И., Насолдин А.С., Карпов Ю.И., Коробкин В.В. Патент РФ № 2141029. Способ изоляции зон поглощения в скважине. Номер заявки 97122182/03. Дата подачи заявки 25.12.1997 г. Дата публикации 10.11.1999 г.
78. Печенкин Н.Т. и др. Устройство для измерения веса жидких и сыпучих материалов. Авт. св. СССР, кл. GO 1/g 1/22 № 393608, заявл. 17.01.72, опубл. 10.8.73 // Открытия, изобретения промышленные образцы и Товарные знаки. – 1973. – № 33.
79. Рабинович Н.Р. Инженерные задачи механики сплошной среды в бурении. – М. : Недра, 1989. – 270 с.
80. Рамазанов А.Р., Соловьев А.Я. Функционально переключаемые технологические жидкости для бурения и капитального ремонта скважин // Бурение & нефть. – М., 2010. – № 11.
81. РД-08-71-94. Инструкция о порядке ликвидации, консервации скважин и оборудования их устьев и стволов. Утверждена Постановлением коллегии Госгортехнадзора России 19.08.1994 г., № 51.
82. Родионов И. Интенсификация добычи нефти на месторождениях. ОАО «ЛУКОЙЛ» // Нефть и капитал. Спец. приложение «Нефтеотдача». – 2002. – № 5.
83. Рябokonь С.А. Технологические жидкости для заканчивания и ремонта скважин. – Краснодар, 2002. – 274 с.
84. Сас-Яворский А. Установки для обслуживания скважин с использованием гибких колонн насосно-компрессорных труб // Нефть, газ и нефтехимия за рубежом. – 1992. – № 6.

85. Серенко И.А., Сидоров Н.А., Кошелев А.Т. Повторное цементирование при строительстве и эксплуатации скважин. – М. : Недра, 1988. – 264 с.
86. Ашрафьян М.О., Новохатский Д.Ф., Лебедев О.А. и др. Современные технологии и технические средства для крепления нефтяных и газовых скважин / Под общей редакцией д.т.н., проф. Рябоконя С.А. // Краснодар : Просвещение-Юг, 2003. – 363 с.
87. Строганов В.М., Турукалов М.Б. Экспресс-методика подбора эффективных углеводородных растворителей АСПО // Интервал. – 2007. – № 8.
88. Сулейманов А.Б., Мамедов К.К. и др. Парафиноотложение в скважинах морских месторождений и способы борьбы с ними // Нефтяное хозяйство. – 1988. – № 6. – С. 56–57.
89. Басарыгин Ю.М., Будников В.Ф., Булатов А.И., Гераськин В.Г. Строительство наклонных и горизонтальных скважин. – М. : ООО «Недра-Бизнесцентр», 2000. – 262 с.
90. Технология применения установок гибкой трубы: Каталог фирмы «Hydra Rig Inc», 1994.
91. Точность объемных дозирующих устройств для сыпучих материалов. – «ЭИ ВИНТИ. Силикатные строительные материалы». – 1973. – № 33.
92. Тронов В.П. Механизм образования смоло-парафиновых отложений и борьба с ними. – М. : Недра, 1970. – 192 с.
93. Тронов В.Т., Стучков Б.М. Влияние природы материалов и качества их обработки на интенсивность запарафинивания в условиях скважины // Труды ТагНИИ. – М. : Недра, 1954. – Вып. 5.
94. Тронов В.П. и др. Испытания футерованных стеклом манифольдов в зимнее время // Новости нефтяной и газовой техники. «Нефтепромысловое Дело». – М. : ГОСИНТИ. – 1962. – № 11.
95. Усачев П.М. Гидравлический разрыв пласта. – М. : Недра, 1986. – 165 с.
96. Хайтаузр К.М. Установки для обслуживания скважин с использованием гибких колонн насосно-компрессорных труб // Нефть, газ и нефтехимия за рубежом. – 1993. – № 5.
97. Булатов А.И., Мамутов Ф.Г., Мосин В.А., Рябоконь С.А. Химические методы предупреждения и борьбы с сероводородной агрессией при строительстве и ремонте скважин. Серия «Борьба с коррозией и защита окружающей среды». – М. : ВНИИОЭНГ, 1987. – 55 с.
98. Черников В.С., Твердохлебов Ю.И., Сергеев Б.З. Методы защиты и способы удаления АСПО в нефтегазопромысловом оборудовании в ОАО «Роснефть-Ставропольнефтегаз» // ОАО НК Роснефть Сборник научных трудов по результатам НИОКР за 2000 год. – М. : ЦНИИТЭнефтехим, 2001. – 207 с.
99. Шайдаков В.В., Лаптев А.Б., Никитин Р.В. и др. Результаты применения магнитной обработки на скважинах, имеющих осложнения по АСПО и эмульсии // Проблемы нефти и газа: Тезисы докладов III-го конгресса нефтегазопромышленников. – Уфа, 2001. – С. 121–122.
100. «Schlumberger Dowell» – Работы и сервисные услуги с гибкими насосно-компрессорными трубами // Нефть и капитал. – 1998. – № 1. – С. 77–78.
101. Шмельков В.Е., Макаренко П.П. Инструкция по технологии глушения скважин трехфазными пенами. – Краснодар : ВНИИРнефть, 1983.
102. Экономидис М.Д., Нольте К.Г. Воздействие на нефтяные и газовые пласты. Перевод с английского А.И. Булатова, Е.Н. Грачевой, И.П. Есиповой. Под редакцией А.И. Булатова. В двух частях. – Краснодар, 1992.
103. API RP10B. API Recommended Practice for Testing Oil well Cement Additives. – American Petroleum Institute, Production Department.
104. API Spec. 10D. API Specification for Casing Centralisers. – American Petroleum Institute Production Department, 1973.

105. Broayn-Hughes. Liner Equipment. – Brown-Hughes Catalogue.
106. Dowell Schlumberger. Cementing Technology. – Dowell Schlumberger Publication.
107. Dowell Schlumberger. Squeeze Cementing Handbook. – Dowell Schlumberger Technical Literature.
108. Gary S.C. Coiled tubing drilling requires economic and technical analyses // Oil and Gas J. – 1995. – Vol. 93. – № 8. – P. 59–62.
109. Halliburton. Outline of Oil well cementing. – Halliburton Publications, 1972.
110. Halliburton. Liner Cementing. – Halliburton Publications, 1972.
111. Suman G., Elis R. Cementing Handbook. Including Casing Handling Procedures. – Reprinted from World Oil, Gulf Publishing, 1977.

Научное издание

**Анатолий Иванович Булатов,
Ольга Вадимовна Савенок**

**КАПИТАЛЬНЫЙ ПОДЗЕМНЫЙ
РЕМОНТ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН
В ЧЕТЫРЕХ ТОМАХ**

Том 1

Монография

АВТОРСКАЯ ПРАВКА

Технический редактор	А.С. Семенов
Компьютерная верстка	Е.П. Зайцева
Дизайн обложки	Е.П. Зайцева

Подписано в печать 04.02.2012
Бумага «Снегурочка»
Печ. л. 33,75
Усл. печ. л. 30,4
Уч.-изд. л. 27,3

Формат 60×84 ¹/₁₆
Печать трафаретная
Изд. № 254
Тираж 100 экз.
Заказ № 610

ООО «Издательский Дом – Юг»
350072, г. Краснодар, ул. Московская, 2, корп. «В», оф. В-120
тел. 8-918-41-50-571

e-mail: olfomenko@yandex.ru Сайт: <http://id-yug.narod2.ru>