**ВОПРОСЫ**

 **для сдачи гос.экзамена по дисциплине:**

**«Разрушение горных пород»**

 1 Для каких типов пород изготавливают долота и бурголовки с алмазными и сверхтвердыми породоразрушающими элементами?

2 При какой температуре алмазные породоразрушающие элементы теряют свои свойства?

3 Каким образом происходит приработка долота со сверхтвердым вооружением?

4 По каким признакам признают долото со сверхтвердым вооружением отработанным?

5 Перечислить характерные преимущества и недостатки использования долот, оснащенных алмазно-твердосплавным вооружением?

6 Расшифровать запись износа долота, оснащенного сверхтвердым вооружением – О1/5х4 и О1/6х9?

7 Какое вооружение используется в инструменте со сверхтвердыми породоразрушающими элементами?

8 Какие системы промывки используются в инструменте со сверхтвердыми породоразрушающими элементами?

9. Что такое твердость горной породы?

10. Абразивность горной породы?

11. На какие группы делят породоразрушающий инструмент по воздействию на горную породу?

12 Назначение буровых головок?

13 Что такое буримость горной породы?

14 Каким вооружением оснащено долото 190,5СЗ-ГАУ ГОСТ 20692-3003?

15 Типы опор шарошечных долот в соответствии с ГОСТ 20692-2003?

16 Расшифровать код износа долота III 215,9 СГН - В2, С (10), П2, К (1)?

**ВОПРОСЫ**

 **для сдачи гос.экзамена 2015-2016 уч. г. по дисциплине:**

**«Технология бурения нефтяных и газовых скважин»**

1. Функции бурильной колонны и усилия возникающие в ней при проводке скважины. Как формируют осевое усилие на долото при углублении скважины?
2. Конструкции труб ТБпк и Д16-Т, привести схему; состав материала этих труб.
3. Формулы для расчета длин УБТ при разных способах бурения скважин.
4. Выражение для расчета максимальной растягивающей нагрузки, действующей на верхнюю часть бурильного инструмента при подъеме его из скважины.
5. Методика проектирования бурильной колонны.
6. Понятие о вибрациях бурильного инструмента. Расчет частоты осевых вибраций долота при роторном бурении скважин.
7. Охарактеризовать роль вибраций на работу различных элементов бурильного инструмента и на ТЭП.
8. Понятие о режиме углубления скважин и его параметрах. Методика проектирования режима при турбинном бурении.
9. Методика проектирования расхода промывочной жидкости при разных способах бурения. Как окончательно принимают величину проектного расхода?
10. Проектирование диаметра струйных насадок долота при известной величине перепада в его промывочном узле (Рдт); функции Рдт.
11. На технологической схеме турбобура типа ЗТСШ1 показать основные осевые усилия, действующие на его узлы.
12. С применением простой схемы показать, как реализуется мощность на разрушение породы (Np) при вдавливании в нее зуба долота.
13. Устройство ВЗД и его технико-технологическая характеристика.
14. Изложить методику выбора ГЗД в зависимости от мощности, необходимой для разрушения породы на забое скважины.
15. Написать выражение для расчета момента сопротивлений валу ГЗД.
16. Способы бурения скважин и виды режимов углубления скважин.
17. Понятия о вибрациях с повышенными амплитудами; методы снижения таких амплитуд.
18. Основные формулы для расчета осевых усилий на забой скважины, на долото и на долото по приборам на устье скважины.
19. Упрощенный и уточненный графики технико-технологической характеристики турбобура модели ЗТСШ1.
20. Принцип действия (работы) турбины ГЗД и параметры ее турбинок.

**ВОПРОСЫ**

 **для сдачи гос.экзамена 2015-2016 уч. г. по дисциплине:**

**«Управление профилем ствола скважин»**

1 Назначение и область применения наклонно направленного бурения.

2 Кустовое бурение, причины группирования устьев скважин. Очередность разбуривания куста. Направление движения станка.

3 Основные типы профилей направленных скважин и их элементы. Требование к профилям направленных скважин и качеству их проводки.

4 Принципы выбора типа профиля. Обоснование проекций направленных скважин. Выбор элементов конструкций направленных скважин.

5 Типы профилей горизонтальных скважин с большим, средним и малым радиусами кривизны. Методы их реализации и области применении.

6 Расчет профилей горизонтальных скважин.

7 Геологические, технические и технологические причины естественного (самопроизвольного) искривления скважин.

8 Способы предупреждения естественного (самопроизвольного) искривления скважин: применение жестких КНБК, маятниковый эффект, отклоняющие устройства, регулирование осевой нагрузки.

9 Искусственное искривление направленных скважин. Физическая сущность процесса искривления оси скважины.

10 Неориентируемые забойные компоновки: назначение, типы, область применения.

11 Калибрующие и опорно-центрирующие элементы.

12 Ориентируемые забойные компоновки. Искривление скважин с применением отклоняющих устройств, использующих упругую отклоняющую силу.

13 Искривление скважин за счет асимметричного разрушения забоя.

14 Искривление скважины при роторном способе бурения.

15 Методы и устройства контроля траектории направленных скважин.

16 Методы определения пространственных характеристик ствола скважины.

17 Приборы для контроля траектории ствола скважины: жидкостные, маятниковые, магнитные.

18 Телеметрические системы, каналы связи.

19 Методы ориентирования отклонителей. Метод меток.

20 Определение угла закручивания бурильной колонны под действием реактивного момента.

21 Ориентирование отклонителей при помощи инклинометра.

22 Методы определения интенсивности искривления, угла установки отклоняющего устройства, зенитного угла и азимута.

23 Роторные управляемые системы. Достоинства и недостатки, область применения.

24 Достоинства и недостатки технологии бурения с помощью управляемых ВЗДО.

25 Достоинства и недостатки многозабойных скважин.

**ВОПРОСЫ**

 **для сдачи гос.экзамена 2015-2016 уч. г. по дисциплине:**

**«Буровые технологические жидкости»**

1 Основные технологические свойства буровых растворов. Параметры, характеризующие эти свойства, приборы для определения их на буровой и в лабораторных условиях.

2 Понятия о буровых промывочных жидкостях и их функциях.

3 Требования к буровым промывочным жидкостям. Выбор и оптимизация буровых промывочных жидкостей.

4 Буровые промывочные жидкости как полидисперсные системы. Гомогенные и гетерогенные буровые промывочные жидкости, их характеристика.

5 Химический и минералогический состав глин, применяемых для приготовления глинистых буровых промывочных жидкостей. Гидратация глин и ингибирование глин.

6 Функциональные свойства буровых растворов, методы их определения, приборы.

7 Плотность буровых растворов. Значение плотности буровых промывочных жидкостей при бурении скважин. Выбор и регулирование плотности БПЖ. Приборы для определения плотности БПЖ.

8 Реологические свойства буровых промывочных жидкостей и методы их регулирования и определения. Влияние реологических параметров на качество промывки скважин.

9 Структурные свойства буровых промывочных жидкостей и методы их регулирования и определения. Влияние СНС на качество промывки скважин.

10 Фильтрационные свойства буровых промывочных жидкостей, методы их регулирования и определения. Влияние водоотдачи буровых промывочных жидкостей на качество вскрытия продуктивных пластов.

11 Триботехнические свойства БПЖ. Смазочные добавки. Прибор КТК-2.

12 Методы регулирования и восстановления свойств буровых растворов. Понятие о химической обработке, физических и физико-химических методах регулирования свойств буровых растворов. Представления о современных методах воздействия на дисперсные системы, применяемые в бурении.

13 Основные положения классификации буровых растворов.

14 Выбор типа раствора для разбуривания глинистых и хемогенных пород. Назовите и обоснуйте наиболее перспективные составы буровых растворов, применяемых в Западной Сибири. Перечислить необходимые природоохранные мероприятия при приготовлении, обработке и ичистке буровых растворов.

15 Буровые растворы для бурения неустойчивых глинистых отложений (ингибированные буровые растворы, недиспергирующие буровые растворы).

16 Буровые растворы для вскрытия продуктивного пласта. Свойства, назначение, примеры.

17 Буровые промывочные жидкости на углеводородной основе. Свойства, назначение, примеры.

18 Буровые промывочные жидкости для вскрытия пластов с аномальными пластовыми давлениями. Свойства, состав, механизм воздействия.

19 Реагенты для регулирования свойств БПЖ. Классификация.

20 Факторы, влияющие на повышение качества очистки вертикальных скважин.

21 Факторы, влияющие на повышение качества очистки наклонно-направленных скважин. Особенности очистки горизонтального ствола.

22 Системы очистки буровых промывочных жидкостей, утилизация шлама

**ВОПРОСЫ**

 **для сдачи гос.экзамена 2015-2016 уч. г. по дисциплине:**

**«Заканчивание скважин»**

1 Конструкция скважины (понятие, функции, схемы, назначение элементов).

2 Методика проектирования конструкции скважины.

3 Конструкция эксплуатационных забоев нефтяных и газовых скважин. Область их применения.

4 Методы первичного вскрытия продуктивных пластов.

5 Обоснование типа и размера обсадных колонн.

6 Основные элементы оснастки обсадных колонн.

7 Способы первичного цементирования скважин (их достоинства, недостатки).

8 Технологическая схема процесса цементирования скважин.

9 Методы оценки качества цементирования скважин.

10 Обоснование и методика расчета процесса цементирования скважин.

11 Методика расчета обсадных колонн на прочность.

12 Определение коэффициента восстановления проницаемости после воздействия буровых растворов по данным лабораторных исследований.

13 Способы ликвидации и консервации скважин.

14 Способы освоения скважин.

15 Методы опробования и испытания скважин. Виды испытателей пластов.

16 Классификация портландцементов по ГОСТу-1581-96.

17 Методы испытания обсадных колонн на герметичность.

18 Обратный способ цементирования обсадных колонн.

19 Технологии цементирования обсадных колонн прямым одноступенчатым и ступенчатым способами.

20 Оценка качества первичного вскрытия продуктивных пластов.

21 Технологические жидкости для первичного вскрытия.

22 Методы вторичного вскрытия продуктивных пластов*.*

23 Основные факторы, влияющие на качество цементирования скважин.

24 Особенности проектирования конструкций скважин, имеющих в разрезе мерзлые горные породы.

25 Процессы, происходящие при формировании цементного камня в период ОЗЦ.

# **Вопросы**

# **для сдачи гос.экзамена 2015-2016 уч. г. по дисциплине:**

# **"Осложнения и аварии в бурении "**

1. Что называется осложнением и аварией при строительстве скважин. Виды осложнений и аварий при строительстве скважин.
2. Классификация аварий по характеру и причинам возникновений.
3. Поглощение технологических жидкостей при строительстве скважин, виды по интенсивности, причины возникновения и меры профилактики и борьбы с поглощениями.
4. Причины и признаки (прямые и косвенные) возникновения ГНВП при строительстве скважин, меры профилактики и способы ликвидации.
5. Общий порядок действий при ликвидации ГНВП при бурении, СПО, ГИС.
6. Понятие о прихвате и затяжке бурового инструмента, какие виды прихватов существуют и их основные причины.
7. Меры профилактики и способы ликвидации прихватов первой, второй и третьей группы.
8. Потеря устойчивости ствола скважины, основные признаки, причины и меры профилактики.
9. Нарушение связанные с проводкой вертикальных и наклонных профилей скважин, основные признаки и причины, меры профилактики и способы нормализации.
10. Способы предупреждения смятия обсадных колонн в криолитозоне, причины и последствия растепления ММП.
11. Причины возникновения и технологию ведения работ по ликвидации аварий с бурильными и обсадными трубами.
12. Причины возникновения и технологию ведения работ по ликвидации аварий с буровыми долотами.
13. Причины возникновения и технологию ведения работ по ликвидации аварий из-за неудачного цементирования.
14. Причины возникновения и технологию ведения работ по ликвидации аварий нарушения герметичности обсадных колонн.
15. Причины возникновения и технологию ведения работ по ликвидации аварий с геофизическим приборами и кабелем, а также при работе с пластоиспытателем.
16. Причины возникновения и технологию ведения работ по ликвидации аварий при смятии обсадных колонн.
17. Меры профилактики аварий связанные с поломкой бурильных колонн и их элементов в скважине, а также обсадных колонн?
18. Меры профилактики аварий связанные с цементированием обсадных колонн в скважине?
19. Виды аварий при КРС, освоении и ГРП, назовите оборудование для ликвидации аварий в скважинах под давлением.
20. Способы рассоединения неприхваченной части инструмента в скважине и их сущность.
21. Устройство и принцип работы, гидравлических и гидромеханических забойных ударных механизмов.
22. Виды ловителей для захватов и транспортировки бурильных труб, крупных и мелких предметов в скважине?
23. Виды фрезеров. Конструкция, принцип работы, область применения?
24. Порядок учёта и расследования аварий и брака, каковы основные обязанности главного инженера предприятия при расследовании и учёту аварии?
25. Какими нормативными и законодательными актами руководствуются сотрудники буровых предприятий при профилактике и расследовании аварий и брака. Какой необходимый перечень документации должен быть на буровой при строительстве скважин?

**«Разрушение горных пород»**

 **1 Для каких типов пород изготавливают долота и бурголовки с алмазными и сверхтвердыми породоразрушающими элементами?**

 Особая разновидность долот разработана Институтом сверхтвердых материалов (ИСМ) – долота типа ИСМ. Долота ИСМ предназначены для разрушения резанием и истиранием (микрорезанием) неабразивных пород мягких (М), перемежающихся по твердости (МС) и средней твердости (С).Эти долота имеют вооружение из сверхтвердого композиционного материала «Славутич», в состав которого входят мелкокристаллические алмазы и дробленный карбид вольфрама. Для оснащения долот применяют цилиндрические вставки (штыри) диаметром 8-12 мм с плоскими или полусферическими рабочими торцами. Штыри в корпусе долота припаивают в гнездах.

 Существует две разновидности долот ИСМ по конструкции:1) Лопастная; 2) секторная. Лопастная разновидность аналогична по конструкции долоту 6ИР.Секторная разновидность долота состоит из стального корпуса, торцевая профильная поверхность которого разделена на секторы радиальными промывочными каналами. Штырями из «Славутича» вооружена торцевая и калибрующая поверхности долота. Вылет штырей над поверхностью секторов составляет 3-5 мм. На калибрующей поверхности штыри утоплены. При бурении в мягких породах штыри работают как резцы, осуществляя резание и скалывание. В перемежающихся по твердости и породах средней твердости работают зерна алмазов, разрушая породу микрорезанием. Присоединяют долото к бурильной колонне при помощи замковой резьбы. Преимуществами долот ИСМ являются:• значительная проходка на долото, достигающая (при соблюдении условий эксплуатации) нескольких сотен метров• относительно высокая рейсовая скорость. К недостаткам следует отнести:• узкую область применения (только в неабразивных порода М, МС и С)• высокий момент на вращение долота, ограничивающий применение забойных двигателей.

**2. При какой температуре алмазные породоразрушающие элементы теряют свои свойства?**

Алмаз весьма чувствителен к температурной среде, в которой он работает. При температуре выше 900-1000°С алмаз переходит в графит и не может быть использован в качестве породоразрушающего инструмента. Рабочим режимом в алмазном бурении является температура до 150-200°С. Дальнейшее повышение температуры отрицательно сказывается на прочностных характеристиках алмаза. Например, при температуре 500°С его прочностные характеристики снижаются примерно вдвое.

**3 Каким образом происходит приработка долота со сверхтвердым вооружением?**

После достижения забоя следует провести приработку долота в течение 25 — 30 мин при роторном бурении, 15 мин при средних частотах вращения и 10—15 мин при высокооборотном бурении при осевой нагрузке, составляющей около 1/4 от допустимой по паспорту долота.

Затем осевая нагрузка на долото плавно увеличивается до величины, соответствующей рабочему режиму.

Роторное бурение и бурение ВЗД:

Открытые опоры (тип В) - Время приработки 15-30 мин при начальной осевой нагрузке 20-30 кН с постепенным увеличением до требуемой.

Долота серии ГНУ и ГАУ:

Долото ставится на забой без вращения, создается осевая нагрузка от 30 до 120 кН

в зависимости от диаметра долота и включается вращение с минимальной частотой.

В течение 30-40 мин нагрузка и частота вращения повышается до требуемых.

Турбинное бурение:

Время приработки 3-5-мин с постепенным увеличением осевой нагрузки.

**4. По каким признакам признают долото со сверхтвердым вооружением отработанным?**

Визуальный осмотр долота производится после каждого подъема его с целью определения характера износа рабочей части и принятия решения о том, возможно ли дальнейшее использование. Принятие решения о предельном износе долота зависит от наличия следующих повреждений:

- образование кольцевой выработки на рабочей поверхности;

- износ по наружному (для долот), а также внутреннему (для бурголовок) диаметру более 3 мм;

- отслоение алмазного слоя пластин, выпадение и сколы алмазного слоя, износ пластин с уменьшением их более чем на ½ радиуса;

- наличие существенных повреждений, которые исключают применение долота в следующем рейсе: сколы, трещины и эрозионный размыв матрицы.

Полное описание износа после окончания рейса вносят в буровой журнал, рапорт бурового мастера и накопительные ведомости при помощи кода.

**5. Перечислить характерные преимущества и недостатки использования долот, оснащенных алмазно-твердосплавным вооружением?**

Преимущества долот с АТ вооружением:

- Высокая стойкость вооружения к абразивному износу;

- Отсутствие опоры и движущихся элементов, как одной из возможных причин выхода долота из строя;

- Снижение числа рейсов и уменьшение сроков строительства скважин;

- Улучшение управления ствола скважин в процессе бурения;

- Меньший износ бурильных и обсадных труб и наземного оборудования;

- Появление возможности уменьшить диаметр скважины;

- Снижение осевой нагрузки на долото.

Из недостатков отмечают:

- Высокая стоимость долот вследствие дефицита алмазного сырья;

- Чувствительность к динамическим нагрузкам.

**6 Расшифровать запись износа долота, оснащенного сверхтвердым вооружением – О1/5х4 и О1/6х9?**

О1/5х4 и О1/6х9 – отслоение алмазного слоя на 1/5 диаметра у 4-х пластин и на 1/6 у 9 пластин.

**7 Какое вооружение используется в инструменте со сверхтвердыми породоразрушающими элементами?**

1)Шарошечные долота дробяще-скалывающего действия с твердосплавным или стальным вооружением. Для бурения скважин в абразивных породах различной твердости с целью повышения долговечности вооружения шарошки оснащают вставными твердосплавными зубками (штырями). Такие долота часто называют штыревыми. Вставные зубки закрепляются в теле шарошки методом прессования. Для бурения в малоабразивных породах, в теле стальной шарошки фрезеруются призматические зубья, поверхность которых упрочняется термохимической обработкой.

2)Долота ИСМ, разработанные Институтом Сверхтвердых Материалов. Эти долота имеют вооружение из сверхтвердого композиционного материала «Славутич», в состав которого входят мелкокристаллические алмазы и дробленный карбид вольфрама. Для оснащения долот применяют цилиндрические вставки(штыри) диаметров 8-12мм, с плоскими или полусферическими рабочими торцами. Штыри в корпусе долота припаивают в гнезда.

**8 Какие системы промывки используются в инструменте со сверхтвердыми породоразрушающими элементами?**

Алмазные долота по форме промывочных каналов бывают: с центральной или торцовой промывкой; с сужающимися и расширяющимися промывочными каналами; радиальными, касательными и спиральными промывочными каналами. Формы промывочных каналов и их сечение выполняются так, чтобы обеспечить хорошее удаление частиц выбуренной породы , охлаждение и очистку рабочей части головки долота. Наиболее современными, с точки зрения охлаждения алмазов, являются долота со ступенчатой поверхностью и радиальными сужающимися каналами.

**9. Что такое твердость горной породы?**

Твердость - сопротивление тела внедрению в него другого тела, более твердого. Величина этого сопротивления зависит от формы, размеров, свойств внедряющегося тела, а так же глубины его погружения.

Механическая твердость - способность твердых тел сопротивляться разрушению, т.е. разделению их на обособленные части.

Для определения используется прием проникновения внутрь породы индентора, который в определенной степени моделирует разрушение горной породы острым инструментом.

При указании твердости необходимо указывать метод, по которому она определялась: по С. Роквеллу (определяется замером глубины проникновения индентора), по Ю. Бринелю (определяется по отношению нагрузки на шарик к диаметру отпечатка на образце), по Шрейнеру Л.А.(определяется нагрузкой на единицу площади штампа, при которой заканчиваются упругие и пластические деформации, завершающиеся полным хрупким разрушением участка породы под площадью штампа).

Горные породы по твердости делятся на три группы (каждая группа на 4 категории, итого 12 категорий твердости):

1.мягкие (пластичные), категория с 1 по 4;

2.упругопластичные; с 5 по 8

3.твердые (хрупкие). С 8 по 12.

**10. Абразивность горной породы?**

Под абразивностью горных пород понимается их способность изнашивать при трении металлы, твердые сплавы и другие твердые тела, в частности, породоразрушающий инструмент. При абразивном износе поверхность инструмента истирается вследствие царапания (микрорезания) ее небольшими твердыми шероховатыми частицами породы.

В результате абразивного износа постепенно меняются размеры и геометрия рабочих органов. В частности, уменьшается диаметр коронок, на резцах образуются площадки притупления, уменьшается толщина стенок бурильных труб при трении о стенки скважин, изнашиваются ковши, кузова, транспортеры. Абразивность является важнейшим технологическим свойством, оказывающим непосредственное влияние на сроки службы инструмента. Абразивность определяют путем оценки износа материала, контактирующего с перемещаемой по отношению к нему горной породой. По величине показателя абразивности все горные породы подразделяют на восемь классов.

Класс абразивности пород. Степень абразивности пород. Показатель абразивности.

I. Весьма малоабразивные. До 5. Аргиллиты, мраморы, апатит, соль, глинистые сланцы.

II. Малоабразивные. 5-10. Аргиллиты, мягкие сланцы, сульфидные руды, барит.

III. Ниже средней абразивности. 10-18. Джеспилиты, роговики, кварцевые и аркозовые песчаники, железные руды, окремненные известняки.

IV. Среднеабразивные. 18-30. Кварцевые и аркозовые мелкозернистые песчаники, жильный кварц, окварцованные известняки, диабазы.

V. Выше средней абразивности. 30-45. Кварцевые и аркозовые крупнозернистые песчаники, плагиограниты, мелкозернистые граниты, диориты, габбро, гнейсы.

VI. Повышенной абразивности. 45-65. Граниты, диориты, окварцованные сланцы, пироксениты, амфиболиты, порфириты, гнейсы.

VII. Высокоабразивные. 65-90. Порфириты, диориты, граниты, сиениты.

VIII. В высшей степени абразивные. Более 90. Корундсодержащие породы.

**11. На какие группы делят породоразрушающий инструмент по воздействию на горную породу?**

По принципу разрушения породы породоразрушающий инструмент (ПРИ) подразделяется на 3 группы:

1) ПРИ режуще-скалывающего действия – применяется для разбуривания вязких, пластичных и малоабразивных пород небольшой твердости;

2) ПРИ дробяще-скалывающего действия – применяется для разбуривания неабразивных и абразивных пород средней твердости, твердых, крепких и очень крепких;

3) ПРИ истирающе-режущего действия – применяется для бурения в породах средней твердости, а также при чередовании высокопластичных маловязких пород с породами средней твердости и даже твердыми.

**12 Назначение буровых головок?**

Бурильные головки применяются для бурения глубоких скважин на нефть и газ кольцевым забоем с образованием в центре столбика (колонки) горной породы, называемого керном.

Бурильные головки в отличии от долот не бывают гидромониторными. Более того в их конструкции предусмотрены меры по защите верна от прямого воздействия струй промывочной жидкости. Наилучшие результаты с точки зрения качества керна дают алмазные бурильные головки и головки, оснащенные сверхтвердыми материалами.

Шарошечные бурильные головки используются как с несъемными так и со съемными колонковыми трубами.

1.Трехшарошечная бурильная головка, предназначенная для бурения с отбором керна в абразивных породах средней твердости.

Консольное расположение цапф позволило сконструировать надежные опоры. Шарошки снабжены твердосплавленными зубцами с клиновидной породоразрушающей поверхностью. Промывочная жидкость подается через три отверстия расположенных между шарошками.

2.Шестишарошечная бурильная головка, предназначенная для бурения с отбором керна в неабразивных породах средней твердости с пропластинками твердых пород. Она имеет три шарошки, контактирующие со стенкой скважины и формирующие ствол скважины, и три шарошки, формирующие столбик породы (керн). Первые из них оснащены фрезерованные клиновидными зубцами П-образной формы, а вторые – клиновидными зубцами с наклоном к оси шарошек.

3. Шестишарошечная бурильная головка, предназначенная для бурения с отбором керна в твердых абразивных породах с пропластками

крепких абразивных пород, отличается от рассмотренной выше только наличием на шарошках не фрезерованных, а твердосплавленных зубцов с клиновидной породоразрушающей поверхностью.

4. Алмазные бурильные головки выпускаются типов МС, СТ и Т. Они, как и алмазные долота, могут быть однослойными и импрегнированными, со ступенчатыми и гладкими о торами, могут оснащаться как природными или синтетическими алмазами, так и алмазно-твердосплавными пластинами или резцами.

5. Бурильные головки ИСМ изготавливают типов С и Т для работы с керноприемными устройствами с несъемной колонковой трубой. Бурильные головки ИСМ предназначены для отбора керна в горных породах, твердость которых не превышает шестой категории, но бурильными головки типа Т можно отбирать керн в высокоабразивных горных породах.

**13 Что такое буримость горной породы?**

БУРИМОСТЬ [горных пород](http://www.mining-enc.ru/g/gornye-porody/) — сопротивляемость горных пород разрушению в процессе [бурения](http://www.mining-enc.ru/b/burenie/). Оценивается скоростью бурения (проходка в единицу времени), временем и энергоёмкостью бурения единицы длины [ствола](http://www.mining-enc.ru/s/stvol-shaxtnyj/) скважины или [шпура](http://www.mining-enc.ru/sh/shpur/) при стандартных условиях проведения опыта для каждого типа буровой машины. Буримость ухудшается с увеличением [плотности](http://www.mining-enc.ru/p/plotnost/), [прочности](http://www.mining-enc.ru/p/prochnost/), [вязкости](http://www.mining-enc.ru/v/vyazkost/), [твёрдости](http://www.mining-enc.ru/t/tverdost/),[абразивности горных пород](http://www.mining-enc.ru/a/abrazivnost-gornyx-porod/), зависит также от минерального состава, строения пород и термодинамических условий, в которых они находятся.

Для различных видов породоразрушающего инструмента и методов бурения разработаны шкалы буримости. Для перехода от одной шкалы к другой, а также от стандартных условий бурения к нестандартным существуют поправочные коэффициенты и обобщённые классификации горных пород по буримости. Во всех классификациях породы по буримости разделяют на легкобуримые (например,[каменный уголь](http://www.mining-enc.ru/k/kamennyj-ugol/)), среднебуримые ([мергели](http://www.mining-enc.ru/m/mergel/)), труднобуримые ([перидотит](http://www.mining-enc.ru/p/peridotit/)) и весьма труднобуримые ([железистые кварциты](http://www.mining-enc.ru/zh/zhelezistyj-kvarcit/)). Буримость учитывается при нормировании труда рабочих, оценке производительности бурения, выборе породоразрушающего инструмента, количества буровых установок, планировании и организации буровых работ в конкретных горно-геологических условиях.

**14 Каким вооружением оснащено долото 190,5 СЗ-ГАУ ГОСТ 20692-3003?**

В маркировке трехшарошечных долот и долот с центральной промывкой цифра III и буква Ц не указывается.

Трехшарошечное долото;

190,5 - номинальный диаметр долота(мм);

СЗ - тип долота (для бурения абразивных пород, средней твердости);

Г - с боковой гидромониторной промывкой;

А - с опорой на двух и более подшипниках скольжения и подшипниках качения (Долота для бурения на пониженных частотах);

У - опора маслонаполненная с уплотнительной манжетой.

Для трехшарошечных долот вооружение подразделяется на 3 класса:

1)стальное зубчатое вооружение(М,МС,С,СТ и Т)-для малоабразивных пород

2)твердосплавные вставные зубки(штыри)-(МЗ,СЗ,ТЗ,ТКЗ,К,ОК)

3)комбинированное зубчато-штыревое вооружение(МСЗ и ТК)

Т.е. данное долото (СЗ) имеет вооружение в виде твердосплавных вставных зубьев(штырей).

**15 Типы опор шарошечных долот в соответствии с ГОСТ 20692-2003?**

Опоры шарошечных долот в соответствии с ГОСТ 20692-2003 следует изготовлять на:

- подшипниках с телами качения и одном или более упорных подшипниках скольжения, или без упорных подшипников скольжения - В;

- подшипниках с телами качения и одном или более упорных подшипниках скольжения и герметизацией опоры - ВУ;

- одном радиальном и одном или более упорных подшипниках скольжения (остальные подшипники с телами качения) - Н;

- одном радиальном и одном или более упорных подшипниках скольжения (остальные подшипники с телами качения) и герметизацией опоры - НУ;

- двух или более радиальных подшипниках скольжения с одним или более упорным подшипником скольжения - А;

- двух или более радиальных подшипниках скольжения с одним или более упорным подшипником скольжения и герметизацией опоры - АУ.

Опоры шарошек должны быть заполнены смазкой. Заполнение смазкой долот с опорой НУ следует проводить до появления смазки из-под манжеты. Долота с опорами АУ и ВУ перед заполнением смазкой вакуумируют.

Шарошки долот с опорами АУ, НУ, ВУ должны проворачиваться на опорах от руки со значительным усилием. Шарошки долот с опорами Н, В, А должны свободно и плавно проворачиваться на опорах от усилий руки.

**16 Расшифровать код износа долота III 215,9 СГН - В2, С (10), П2, К (1)?**

III 215.9 СГН - В2 , С (10), П2, К (1)- долото трехшарошечное, диаметром 215.9 мм, для бурения пород средней твердости, с боковой промывкой,для среднеоборотного бурения (от 110 до 300 об/мин). Вооружение сработано на 0.5 (по высоте зубьев), 10% зубьев имеют сколы, люфт шарошек до 5 мм, одна шарошка заклинена.

**«Технология бурения нефтяных и газовых скважин»**

**1. Функции бурильной колонны и усилия, возникающие в ней при проводке скважины. Как формируют осевое усилие на долото при углублении скважины?**

Функции бурильной колонны:

При роторном бурении: за счет веса колонны создастся осевая нагрузка на долото; передается вращающий момент (Мвр) от ротора долоту, причем постоянно в процессе углубления скважины; подается циркуляционный агент для очистки забоя скважины от выбуренной или обвалившейся породы, а также для охлаждения элементов бурильного инструмента, в первую очередь, долота; осуществляются ловильные работы при аварийной ситуации с бурильным инструментом; устанавливаются отклоняющие устройства для искривления оси скважины в заданном направлении; на бурильных трубах опускают испытатели пластов или пробоотборники, нижние секции обсадных колонн (при ступенчатом цементировании скважины) и хвостовики обсадных колонн; устанавливают цементные мосты в скважине.

При бурении с ГЗД выполняются все перечисленные функции, но бурильная колонна вращается периодически, а постоянно колонна воспринимает реактивный момент забойного двигателя. Кроме того, по внутреннему каналу колонны подается энергия потока жидкости для работы ГЗД. При электробурении внутри бурильной колонны секциями монтируется электрокабель, по которому к электробуру подается энергия.

При всех способах бурения колонна прямо или косвенно является каналом связи с забоем, при этом осуществляется: механическая связь путем разгрузки части веса колонны на забой и изменения осевых усилий в бурильном инструменте, а также связь по потоку жидкости, движущейся в канале колонны.

Осевая нагрузка на долото:

G=Рh\*Fк, Рh – твердость горных пород по штампу, МПа, (Па); Fк – проекция площади контакта нескольких зубцов долота в момент окончания единичного силового контакта (вдавливания) зубцов с породой.

**2. Конструкции труб ТБпк и Д16-Т, привести схему; состав материала этих труб.**

Бурильная труба состоит из трубной заготовки и присоединительных концов (замковой муфты и замкового ниппеля). Последние соединяются с трубной заготовкой либо посредством трубной резьбы) и представляют собой бурильную трубу сборной конструкции, либо посредством сварки. Для свинчивания в свечи на присоединительных концах нарезается замковая резьба 5286 (на ниппеле наружная, на муфте внутренняя). Для увеличения прочности соединений концы трубных заготовок. увеличивают толщину стенки.

Стальные бурильные трубы с приваренными замками предназначены преимущественно для роторного способа бурения, но также используются и при бурении с забойными гидравлическими двигателями.

ТБП выпускают в соответствие с ГОСТом Р 50278 трех разновидностей: ПВ - с внутренней высадкой;

ПК - с комбинированной высадкой;

ПН - с наружной высадкой.

Изготовляют трубные заготовки из стали групп прочности Д, Е, Л, М, Р с пределом текучести, соответственно: 373, 530, 637, 735, 882 МПа длиной 12 м. Присоединительные концы - бурильные замки - изготовляют из стали 40 ХН для труб из стали групп прочности Д, Е. Для труб из стали групп прочности Л, М, Р замки изготовляются из стали 40ХМФА

В качестве элементов, вводимых в состав сплава и улучшающих его свойства, используют медь (занимает порядка 4,4 процента массы), магний (1,5 процента), марганца (0,5 процента) и небольшое количество кремния и железа.

Трубы Д16Т применяют при бурении с использованием забойных гидравлических двигателей. Низкая плотность материала - 2780 кг/м3 (у стали 7850 кг/м3) позволяет значительно облегчить бурильную колонну без потери необходимой прочности. Для изготовления трубных заготовок ЛБТ используется дюраль Д16 (сплав из системы «Алюминий-Медь-Магний») для повышения износостойкости, упрочняемая термообработкой и получившая шифр Д16Т. Предел текучести Д16Т составляет 330 МПа. Бурильные замки для ЛБТ изготовляют согласно ТУ 39-0147016-46 из стали марки 40ХН (предел текучести 735 МПа) облегченной конструкции - ЗЛ.

**3. Формулы для расчета длин УБТ при разных способах бурения скважин.**

Определив диаметр УБТ, вычисляют их длину. При роторном способе бурения по формуле:

 

где 1,25 – коэффициент завышения веса УБТ; Рдол - нагрузка на долото, МН; qубт - вес 1 м УБТ, МН;

При бурении забойными двигателями (турбинный способ) длину УБТ определяют по формуле:



где G - вес забойного двигателя, МН.

**4. Выражение для расчета максимальной растягивающей нагрузки, действующей на верхнюю часть бурильного инструмента при подъеме его из скважины.**

Напряжение растяжения σр (в Мпа) у устья скважины (в верхней бурильной трубе) определяется из выражения



где Qкр - нагрузка на крюке при подъеме колонны с вращением или при бурении (Qкр  -Рпри) при заданной осевой нагрузке на породоразрушающий инструмент - Рпри; S - площадь поперечного сечения бурильной трубы, м2; kпр - коэффициент, учитывающий дополнительное сопротивление при подъеме, зависящий от интенсивности искривления и геологотехнических условий бурения, выбираемый в диапазоне от 1,2 до 1,8; при бурении скважин в крепких устойчивых породах с малой им интенсивностью искривления и при больших радиальных зазорах kпр=1,2, а при бурении в мягких породах при большой толщине глинистой корки на стенках скважины kпр= 1,6; kс.т - коэффициент, учитывающий увеличение веса колонны в зависимости от вида соединения; для муфтово-замкового соединения — kс.т=1,1, для ниппельного kс.т=1,05; q - вес м трубы, Н/м; L - длина колонны (глубина скважины), м; θср -Средний зенитный угол:



(θ0 - начальный зенитный угол; J0 - средняя интенсивность искривления, град/м); μ - коэффициент трения бурильных труб о стенки скважины, при практических расчетах θ=0,3; ρж, ρм - плотности, соответственнo, промывочной жидкости и металла труб.

**5. Методика проектирования бурильной колонны.**

Проектирование бурильной колонны заключается в выборе оптимального варианта из множества допустимых. За оптимальную колонну принимается такая, для которой вес минимален, и максимально используются трубы низких групп прочности. Проектирование начинается с выбора компоновки низа бурильной колонны (КНБК), т.е. с определения диаметра и типа основной ступени УБТ, калибраторов, промежуточных опор, центраторов, стабилизаторов, если планируется их применение. Диаметр УБТ определяется в соответствии с рекомендациями справочника, а тип – со способом и условиями бурения.

Далее проектируется колонна бурильных труб, т.е. определяется тип и диаметр труб, тип замковых соединений. Диаметр труб принимается согласно нормативных актов. Выбор типа труб производится на основании приоритетного перечня, в котором указана последовательность их рассмотрения при проектировании. Основной критерий приоритетного перечня – стоимость труб.

После выбора типа бурильных труб принимают наименьший из всех рекомендуемых наружный диаметр бурильных труб.

Для всех способов бурения рекомендуется устанавливать над УБТ секцию бурильных труб (диаметр которых был определен при расчете УБТ) длиной не менее 250‑300 м из труб возможно более низкой труппы прочности с максимальной толщиной стенки (для плавного перехода по жесткости от УБТ к колонне БТ). Причем для роторного способа бурения эти трубы должны обладать повышенным пределом выносливости (ВК, ПВ, ПК).

**6. Понятие о вибрациях бурильного инструмента. Расчет частоты осевых вибраций долота при роторном бурении скважин.**

 Вибрации – вынужденные механические колебания. Для возникновения вибраций необходим источник:

* взаимодействие между долотом и разбуриваемой породой;
* вращение бурильной колонны и её взаимодействие со стволом скважины;
* работа буровых насосов;
* работа ВЗД.

Роторное бурение с низкими значениями n (20-80 мин-1) и большими крутящими моментами (150-500 кН·м) обеспечивает возможность эффективного разрушения почти всех видов горных пород осадочной толщи при использовании различных, в том числе требующих больших удельных моментов, лопастных алмазных долот с большим скольжением.

Влияние вибраций особенно велико при разбуривании твердых и крепких горных пород шарошечными долотами и бурильными головками. Наиболее интенсивная вибрация возникает в сильно трещиноватых породах, а также в породах резко перемежающейся твердости. Чем сильнее вибрирует долото, тем в более тяжелом режиме приходится работать бурильной колонне и наземному оборудованию. Значительная вибрация бурильной колонны не позволяет выдерживать оптимальный режим бурения. В этих условиях единственно правильным решением является снижение n и Рд. Это позволяет выйти из критической зоны и уменьшить вибрацию до допустимых пределов, однако ведет к снижению производительности долот и увеличению стоимости 1м бурения. Восстановить оптимальное сочетание Рд и n, избежать недопустимо сильной вибрации в бурильной колонне можно достигнуть с помощью наддолотного амортизатора.

Критическая частота вращения трехшарошечного долота может быть рассчитана из выражения

nкp=60ƒ/3=20ƒ,

где ƒ - частота колебаний долота по данным многочисленных наблюдений составляет три цикла за каждый оборот, с-1.

Собственная частота продольных колебаний УБТ (в с-1) определяется из выражения

ƒ1=1284/lу

где lу - длина УБТ, м.

**7. Охарактеризовать роль вибраций на работу различных элементов бурильного инструмента и на ТЭП.**

Принято выделять статическую(Gст) и динамическую(Gд) нагрузку на забой(долото). Процесс вибрации в б.и. появляется при его динамическом поведении. Так при динамических нагрузках механические возмущения в любом элементе б.и., в массиве горной породы и в потоке б.п.ж. вызывают упругие волны, распространяющиеся в возмущенной среде. Каждая волна несет потенциальную энергию деформации и кинетическую энергию движения, при этом энергия затрачивается на упругие и пластические деформации элементов б.и.(часть её идет на разрушение г.п., а часть рассеивается в виде тепла). Энергия колебания по мере увеличения расстояния её пробега уменьшается, приближаясь к нулю(вибрация затухает). Источники вибрации при роторном бурении(ротор и буровые насосы), при турбинном(буровые насосы, снабжающие энергией турбобуры). Причины появления колебаний в скв. оборудовании: 1-периодичность подачи жидкости буровым насосом. 2-взаимодействие колонны со стенками скважин. 3-характер работы забойного двигателя и долота на забое скважины. Колебания: 1-осевые(продольные), 2-крутильные, 3-изгибные (поперечные). При равенстве вынужденной и собственной частоты колебаний может возникнуть явление резонанса, что приведет к повышению напряжений в б.и. и поломкам. При излишней вибрации происходит процесс биения в системе долото-порода(с использованием шарошечных долот), что приводит к повышенному износу элементов долота и снижению скорости бурения, также с использованием долот истерающе-режущего типа при действии крутильных колебаний возникает проскальзывание элементов долота относительно породы в результате неравномерного распределения энергии, необходимой для кручения.   Осевые  и крутильные зубцовые  вибрации  до определенного момента способствуют увеличению интенсивности разрушения горных пород, однако одновременно с этим ускоряют износ практически всех элементов б.и. Для оптимизации работы с вибрацией , её можно контролировать: 1-подбирать оптимальную нагрузку на долото , скорость прокачки насосов, вращение б.и.( при   роторном   бурении ), 2-ввод в нжнюю часть б.и. калибраторов, центраторов, удлинителей (вала гзд). 3-размещают в колонне б.и. разделители, отражатели, амортизаторы(демпферы)

**8. Понятие о режиме углубления скважин и его параметрах. Методика проектирования режима при турбинном бурении.**

В процессе углубления  скважины  можно изменять определенные параметры, которые принято называть параметрами режима  бурения :  осевая  нагрузка на долото  G, условно разделяемая на динамическую и статическую составляющие; расход промывочной жидкости и параметры, характеризующие ее свойства; частота  вращения долота (или  бурильной  колонны – для  роторного  бурения). Без прекращения процесса углубления скважины можно изменять и давление на выкиде бурового насоса или в бурильной колонне, и вращательный момент для работы долота или на валу забойного двигателя (ГЗД). Но Рн, Мв и Мд не принято относить к параметрам режима бурения, хотя Рн является одним из главных и управляемых параметров, который определяет работу ГЗД и оказывает соответствующее влияние на темп углубления скважины.

Когда проектируется режим турбинного бурения, то обычно одновременно выбирается турбобур, причем Q определяется с учетом энергетических условий. Решение задачи выбора Q из указанного условия и турбобура подчинено трем основным требованиям:

1) подведение к турбобуру наибольшей возможной при данных условиях гидравлической мощности; 2) полное использование подведенной мощности в турбине турбобура; 3) реализация этой мощности при наиболее благоприятном соотношении между вращающим моментом и числом оборотов, т. е. преимущественно по линии вращающего момента.

Выполнение первого условия достигается принятием расхода промывочной жидкости по возможности близким к значению оптимального расхода. Для выполнения второго условия выбирается такое число ступеней турбины, при котором перепад давления на турбобуре равен разности между максимально допустимым давлением на насосах и давлением, необходимым для преодоления гидравлических сопротивлений в циркуляционной системе. Третье условие выполняется выбором турбобура максимально допустимого диаметра для данного диаметра долота.

Если число ступеней турбины менять нельзя, то турбобур выбирается на основе опыта бурения, a Q берется меньшей величины из условия полного использования мощности насосов и из условия их прочности или прочности манифольда.

Окончательную подачу промывочной жидкости выбирают с учетом технологических условий и других факторов, указанных выше. Если окажется, что Q<Qmin, то необходимо предусмотреть соответствующие мероприятия, обеспечивающие удовлетворительную очистку забоя и ствола скважины. В частности, можно применить турбобур с полым валом. В ряде случаев требуется проверить надежность запуска выбранного турбобура при данные условиях.

1. **Методика проектирования расхода промывочной жидкости при разных способах бурения. Как окончательно принимают величину проектного расхода?**

Расход ПЖ (Q) следует проектировать так, чтобы технология углубления скважины принятым способом осуществлялась в заданном режиме. В общем случае проектная величина Q должна находиться в пределах: Qmin ≤ Q≤ Qmax. Мин. значение Q проектируется с выполнением условия нормальной очистки забоя и скважины от выбуренной породы или осыпающейся в скважине породы. Верхний предел Q может быть обусловлен разными причинами. При норм. условиях проводки скважины в первую очередь следует проектировать технологически необходимый расход (Qтн), поддержание которого обеспечивает все необходимые затраты мощности при бурении с ГЗД.

Q=Vвос·SКП м3/сек, где 5,72 – учитывает постоян. Реттингера и скорость подъема частицы в потоке жидкости.

dч – условный диаметр частиц выбуренной породы,

п, 2 – плотность разбуриваемых пород и ПЖ в кольцевом пространстве скважины,

Fкп – площадь кольцевого пространства за бурильной колонной.

Величину Qmin следует проектировать соответственно интервалам пород по буримости и изменению Fкп по глубине скважины, причем Qmin, рекомендуется увеличить на 20-30%.

Расчет расхода Qтн: Q=Fн·0,75 м3/сек

Fн = π·dН/4·m м2, где Pmax – макс. давление на выкиде бурового насоса;

В – коэф. гидросопротивлений.

Расход Q следует менять по интервалам условно одинаковой буримости, а это значит, что таким образом надо менять и цилиндровые втулки насосов, и даже иногда ГЗД, что менее выгодно, чем, несколько снизив Q, оставлять неизменным диаметр цилиндровых втулок бурового насоса на нескольких интервалах по буримости, не меняя ГЗД на более длительном интервале бурения. В этой связи предложен «рациональный» расход.

Qр = (0,85-0,90)• Qтн.

Очевидно, что при нормальных условиях бурения, когда Qmin значительно меньше Qтн, предпочтительно: Qр <Q<Qтн.

1. **Проектирование диаметра струйных насадок долота при известной величине перепада в его промывочном узле (Рдт); функции Рдт.**

Если можно обеспечить такую подачу буровых насосов, которая достаточна для хорошей очистки ствола, то диаметр долотных насадок можно выбирать обычным путем так, чтобы гидравлическая мощность на долоте была оптимальной. При выборе диаметра насадок очень важно иметь в виду, что:

• Для некоторых забойных гидравлических двигателей существует оптимальный диапазон перепада давления в долоте .

• При бурении хрупких пород насадки следует выбирать таким образом, чтобы свести к минимуму возможный размыв стенок скважины.

Перепаду давления в долоте, отводится роль одного из эффективных регуляторов гидравлической нагрузки на вал турбобура и на долото.



где do - диаметр насадки долота;

ρж - плотность промывочной жидкости;

Q - подача бурового насоса;

ео - коэффициент сопротивления насадки (ео=1,1-1,4);

m - степень раскрытия насадки (m=0,30-0,55);

µK - коэффициент расхода подводящих каналов (µK=0,85-0,90);

µo - коэффициент расхода насадки (µo=0,85-0,95);

Z - число насадок в долоте;

Pδ - давление, создаваемое буровым насосом.

Уменьшение числа используемых промывочных узлов до двух предполагает, что на одном из трех промывочных отверстий устанавливается заглушка, а оставшиеся два - оснащаются насадками большего диаметра, подобранными так, чтобы перепад давления на долоте оставался прежним (как при 3-х насадках).

1. **На технологической схеме турбобура типа ЗТСШ1 показать основные осевые усилия, действующие на его узлы.**

На турбобур в скважине действуют различные усилия, которые обуславливают соот­ветствующие напряжения в трубах:

· растягивающие напряжения

· сжимающие напряжения;

· статические касательные напряжения;

· изгибающие напряжения (постоянный и переменный)



Технологическая схема турбобура типа ТСШ с УБТ и сжатой частью БК на длине волны осевых вибраций l: Gk, Gст, Gу – вес части БК, статора ГЗД и УБТ ( mi – соответствующие массы); dср, d2 – средний диаметр турбинок и диаметр вала в месте уплотнения шпинделя, d2»dср; Тп – осевое усилие на осевую опору ГЗД; Gстр, Gдк – усилия от реактивного действия струи жидкости, выходящей из насадок долота и от сопротивлений при выходе жидкости из под долота; GГR – гидравлическое усилие, действующее по площади FR=p(d22-dву2)/4; dву – внутренний диаметр УБТ; 1- часть БК, которая находится в сжатом или нейтральном состоянии, 2 – статоры и роторы турбины, 3,4 – радиальная и осевая опоры турбобура, dз – величина осевой деформации породы; 5- долото.

**12. С применением простой схемы показать, как реализуется мощность на разрушение породы (Np) при вдавливании в нее зуба долота.**



На забое мощность расходуется на разрушение породы. При этом часть мощности тратится собственно на разрушение породы, а часть, иногда значительная, на преодоление сил трения резцов или зубьев о забой. Для оценки забойной мощности используется либо эмпирическая формула (шарошечные долота), либо физическая формула **N=F·V**с опытными коэффициентами.

При бурении шарошечными долотами:

**Nзаб.** **= No.** **Sзаб.**

Где: **No.**- удельная мощность, приходящаяся на 1см² площади забоя; **No.**= (0,5 ÷ 1,5) квт/см.2, (меньшее значение для мягких пород). **Sзаб.** - площадь забоя, см.².

При бурении лопастными долотами и пикобурами:

**Nзаб.** **= 10-5****× (З ÷ 5) ×** **Fоc.· Dскв.** **· n,** кВт.

Где**:** **Fоc.** - осевая нагрузка на долото, Н;**Dскв.** - диаметр скважины, м, **n** - частота вращения, об/мин.

При бурении твердосплавными и алмазными коронками:

**Nзаб.** **= 10-4** **×** **(µо+A · hоб.)** **×** **Fос.· r · n,** кВт.

Где **µо** - коэффициент трения резцов о породу; **А**- коэффициент, учитывающий за­траты мощности на разрушение пород; **hоб.** - углубка за оборот, мм.

**13. Устройство ВЗД и его технико-технологическая характеристика.**

**Винтовые забойные двигатели** предназначены для бурения наклонно-направленных, глубоких, вертикальных, горизонтальных и других скважин. Так же применяется для разбуривания песчанных пробок, цементных мостов, солевых отложений и тд. Применяется в **нефтегазовой** и нефтегазодобывающей областях

Диаметр винтовых забойных двигателей обычно составляет 54-230 мм и применимы в **бурении и капитальном ремонте скважин.**

**Винтовые забойные двигатели** так же имеют в своем составе: Шарошечные долота; Безопорные долота; Бурильные головки (обеспечивают требуемый зазор между корпусом двигателя и стенками скважин).



ВЗД эксплуатируются при использовании буровых растворов плотностью не более 2000 кг/м3, включая аэрированные растворы (и пены при капитальном ремонте скважин), с содержанием песка не более 1 % по весу, максимальным размером твердых частиц не более 1 мм, при забойной температуре не выше 373 К.

По принципу действия ВЗД является объемной (гидростатической) машиной, многозаходные рабочие органы которой представляют собой планетарно-роторный механизм с внутренним косозубым зацеплением.

Рабочими органами двигательной секции являются многозаходные винтовые **ротор и статор**. Внутри стального статора привулканизирована резиновая обкладка с винтовыми зубьями левого направления. На наружной поверхности стального ротора нарезаны зубья того же направления. Число зубьев ротора на единицу меньше числа зубьев статора, а отношение шагов винтовых линий пропорционально числу зубьев.

Шпиндельная секция ВЗД различных типоразмеров имеет отличительные особенности и в общем виде включает корпус, выходной вал, осевую опору - многорядный упорно-радиальный подшипник качения и радиальные резинометаллические опоры.

На нижнем конце выходного вала установлен наддолотный переводник для соединения вала с долотом.

**14. Изложить методику выбора ГЗД в зависимости от мощности, необходимой для разрушения породы на забое скважины.**

Рассчитываются фактические и проектные энергетические параметры, определяющие эффективное разрушение пород на забое скважины, и выбирается модель ГЗД с соответствующими таким же параметрам характеристиками турбобур, а затем уточняется количество турбинок в турбобуре.

Суть метода: рассчитывают nτи Мс; приравнивая nτ=nоп,Мс=Моп,при проектных Q и взятых nоп и Моп из справочных таблиц характеристик ГЗД,выбирают 2-3 ГЗД с близкими искомыми характеристиками. Далее, пересчитывают табличные параметры для выбора оптимального ГЗД, учитывая КПД и ηсп.Все расчеты производятся для условий бурения скважины в каждом интервале условно одинаковой буримости пород.

Т.е.:к забойному двигателю запланировано подведение NT=Nmax,а условия nτ=nоп и Мв=Мс – о том, что при выбранном ГЗД обеспечены необходимые величины времени и момента для работы долота при объемном разрушении пород .Метод можно назвать как «метод выбора ГЗД по энергетическим характеристикам разрушения пород на забое скважины»

nτ- частота,необходимая для поддержания требуемой величины времени контакта вооружения долота с забоем скважины(с породой на забое)

nоп- оптимальная частота соответственно

Мс - осевой момент

Моп - оптимальное значение вращающего момента турбины турбобура

NT – мощность «развиваемая турбобуром»

Мв – текущий момент турбины тубобура

Достоинства метода:

1)простота

2)применение в расчетах всех необходимых параметров для разрушения пород и выбора характеристик турбобура

3)метод может применяться для выбора любого типа ГЗД с учетом всех основных технологических связей при углублении скважины

**15. Написать выражение для расчета момента сопротивлений валу ГЗД.**

В технологии бурения принято уравнение Мв≥ Мс называть основным уравнением турбинного бурения.

В левой части представлен крутящий момент на валу турбобура, определяемый по формуле, а справа – суммарный крутящий момент, который необходимо преодолеть турбобуру в процессе углубления скважины. Составляющие Мс необходимо рассчитывать согласно выражению (помня, что Мj – это часть Мв):

 Мс= Мдп+Мд+Мо+Мп+Мкц+Мрад+Мкр+дельтаМj=Мдп+М4+Мд=дельтаМj,

 Где Мдп, Мд – крутящие моменты, необходимые для работы долота по разрушению пород на забое скважины под действием соответственно Gст и Gд;

Мо – момент на трение долота о стенки скважины и промывочную жидкость;

Мп = Мп+ Ммп;

Мп, Ммп – затраты момента Мв на трение в осевой опоре турбобура, обусловленные соответственно действием осевой нагрузки на пяту турбобура (ГЗД) и молекулярным трением в паре «пята–подпятник»

Мкц – вращающий момент на работу калибраторов и центраторов, закрепленных на валу ГЗД (последнее бывает редко); Мрад – момент в радиальных опорах турбобуров, которым часто пренебрегают;

Мкр – сумма моментов для поддержания крутильных колебаний долота и преодоления сопротивлений, обусловленных неравномерной работой вооружения долота на забое скважины; методов расчета Мкр нет, но его величина в среднем невелика, хотя пиковые значения могут отражаться на работе долота и ГЗД (при роторном бурении величиной Мкр, видимо, нельзя пренебрегать);

Мj – главный момент инерции ротора турбобура (ГЗД), включая присоединенные к его валу элементы;

М4=Мп+Мкц+Мо+Мрад+Мкр есть еще затраты крутящего момента на преодоление сопротивлений при взаимодействии статора и ротора через поток жидкости в турбине (Мгт), но поскольку Мв определяют опытным путем, то Мп автоматически входит в Мв (Моп), приводимый в справочной литературе. Момент Мдз можно рассчитывать как

 Мдз= Мдп+Мд= Gст⋅Му+ Gд⋅Му= Мр ,

гдеGст – статическая часть нагрузки на забой – Gз; вместо Gз иногда ошибочно подставляют G или Gгив;

Му – удельный момент при работе долота на забое, который измеряют опытным путем (обычно при электробурении) и приводят в литературе или рассчитывают согласно выражению (в Н·м/кН):

Му= μгп 0,55 − 0,72 ⋅R ⋅10 ,

μгп – коэффициент сопротивления при взаимодействии вооружения долота с забоем, μгп = 0,40…0,05, где верхний предел для очень мягких пород, а нижний – для крепких.

**16. Способы бурения скважин и виды режимов углубления скважин.**

**Способ бурения** - это целесообразный, экономически обоснованный и освоенный способ создания скважины с отработанной технологией и техникой.

В настоящее время выделены следующие вращательные способы бурения скважины:

1. Роторный способ, при котором вращение всего бурильного инструмента производится от ротора, расположенного на устье скважины. Гидравлическая энергия при этом необходима только для очистки скважины от шлама.

2. Способы с применением забойных двигателей.

Турбинный способ, при котором привод долота в работу осуществляется путем превращения части энергии потока промывочной жидкости во вращательную энергию вала (ротора) турбобура.

Бурение с винтовым забойным двигателем типа "Д". От турбинного этот способ отличается методом передачи энергии на забой, характером работы и износа долота и методами управления работой забойного двигателя.

При турбинном бурении и с ВЗД гидравлическая энергия для привода долота формируется одинаково.

3. Электробурение. Здесь, в отличие от названных способов, на устье формируется гидравлическая энергия для очистки скважины и электроэнергия для привода долота; электроэнергия для приведения в действие электробура при этом способе передается по электрокабелю, смонтированному посекционно внутри специальных бурильных труб. Управление работой электробура производится по потребляемой силе тока.

Режим бурения – это совокупность тех факторов, которые влияют на эффективность разрушения породы, определяют интенсивность износа долота и которыми можно управлять в процессе работы долота на забое.

Оптимальный режим бурения – обеспечивает наилучшие показатели работы долота и углубления скважины (интервала).

Специальный режим бурения – обеспечивает выполнение специальных операций (набор или стабилизация угла наклона ствола скважины; предотвращение искривления ствола скважины; отбор керна; вскрытие продуктивного пласта; аварийные работы в скважине и др.).

Факторы, определяющие режим бурения, называются параметрами режима бурения. Основные параметры режима бурения:

Расход бурового раствора, Осевая нагрузка на долото, Частота вращения долота, Плотность и другие свойства бурового раствора

**17. Понятия о вибрациях с повышенными амплитудами; методы снижения таких амплитуд.**

При бурении долотами с герметизированными спорами и твер­досплавным вооружением неравномерное вращение и подача доло­та, резкое торможение и внезапные остановки, толчки и удары, повышенный уровень вибрации приводят к разрушению (поломкам, сколам и т.п.) твердосплавных зубцов и преждевременному выходу из строя герметизирующих элементов и опор в целом. При появле­нии в ходе долбления вибраций для их подавления необходимо уменьшить осевую нагрузку или изменить частоту вращения ротора.

Если изменение указанных парамет­ров не приводит к уменьшению амплитуды колебаний до приемле­мого уровня, то это свидетельствует о завышенной моментоемкости долота или недостаточном маховом моменте УБТ для данного сочетания типа долота и разбуриваемых пород. Следовательно, на очередное долбление необходимо использовать долото, характе­ризующееся меньшей моментоемкостью или увеличить маховый мо­мент УБТ, желательно за счет увеличения их диаметра. В нашей стране роторный способ бурения используется глав­ным образом при бурении глубоких скважин, а также нижней ча­сти разреза скважин средней глубины. Следует отметить некоторые особенности режима бурения с очисткой забоя воздухом или газом, одной из которых является бурение на сравнительно невысоких скоростях вращения ротора. В процессе бурения шарошечными долотами пород средней твер­дости, твердых и крепких при очистке забоя газообразным цир­кулирующим агентом и при соблюдении других параметров ре­жима бурения скорость вращения ротора не должна превышать 100...200 об/мин, а при бурении сыпучих и мягких пород — 200...300 об/мин.

Количество шламовой пыли должно быть минимальным, так как обильное выделение ее указывает на процесс разрушения ис­тиранием, и для перехода на объемный режим разрушения сле­дует увеличить нагрузку на долото и уменьшить скорость враще­ния ротора, если она была завышена. Для успешного бурения с газообразными циркулирующими агентами необходимо для каж­дого конкретного случая устанавливать минимальный предел ско­рости восходящего потока в затрубном пространстве. Минималь­ным расходом газообразного циркулирующего агента при буре­нии следует считать такой, при котором в затрубном пространстве с зазором между бурильными трубами и стенками скважины не менее 12... 15 мм создается скорость восходящего потока, способ­ная выносить выбуренную породу размером первичного разруше­ния с избыточной скоростью 5...8 м/с.

**18. Основные формулы для расчета осевых усилий на забой скважины, на долото и на долото по приборам на устье скважины.**

Средние величины осевых нагрузок G и Gз повышаются от воздействия переменного осевого гидравлического усилия, генерируемого при работе клапана устройства, усилия пружины и вибраций, передаваемых бурильной колонне от верхнего торца вала забойного двигателя. Повышение средней величины Gз на 30% между подачами бурильной колонны к забою, также приведет к увеличению на 30% мощности, передаваемой от долота на забой скважины (Nд), в связи с чем повысятся коэффициент передачи мощности (Kм) на забой скважины (и КПД способа бурения), механическая скорость проходки (Vм), проходка на долото (Hд), причем равномерность нагружения долота осевой нагрузки приведет к увеличению времени отработки долота (т.е. времени механического бурения - tб): NД = 2π·n·Gз·Mу, Kм=(Nд + Nоч + Nдр)/Nо,
где n - частота вращения долота (вала забойного двигателя);
Mу - удельный крутящий момент при работе долота на забое скважины;
Nоч - мощность для очистки забоя от выбуренной породы;
Nдр - гидравлическая мощность, расходуемая на доразрушение породы предразрушенной вооружением долота;
Nо - общая мощность, сформирования на устье скважины.

Прочность используемого долота может ограничивать лимитами усиление осевой нагрузки, при производстве бурильных работ в твердых породах. В этих породах также влияет на осевую нагрузку прочность бурового вала. Нельзя пренебрегать этими данными, так как это может привести к неправильному выбору нагрузки на ось долота и выход из строя буровой установки. Аккумуляцию осевой нагрузки практикуются и в трещиноватых породах. Это делается во избежание подклинивания или выхода из строя долота. Существует выведенная формула для выбора осевой нагрузки.



где Fк как известно диаметр площади контактного соприкосновения долота с породой в мм квадратных;

р —пределы возможной текучести пород или твердость горных пород. Она измеряется в МПа.

Рассчитываем осевую нагрузку необходимую для разрушения

г.п. данным типом долота:



- коэффициент, учитывающий изменение твердости пород в забойных условиях для условий Западной Сибири принимают обычно равным 0,7;

- твердость горных парод по штампу, МПа;

- площадь контакта зубьев долота с забоем, мм2

**19. Упрощенный и уточненный графики технико-технологической характеристики турбобура модели ЗТСШ1.**

На оси y отмечаем вращающий момент, вырабатываемый турбобуром в зависимости M=f (n) . Здесь n, как  и  ранее, - частота вращения вала турбобура (и, естественно, долота), которая реализуется во времени t, как и другие параметры, а M=f (n)отражает энергию (Э).

1). Далее отмечаем nmax=nx=n, тормозной момент MT. Проводим линию

MT-0, обозначая потенциальные возможности турбобура по M=f (n), как закрытой системы, для одного акта передачи энергии турбобуром.

2). Затем слева и справа от осей y по отрезку li =nx/5 отмечаем точки 2\* и 4\*с восстановлением перпендикуляра из т. 2\* долинии MT–0 (отмечаем т. 2; а далее и т. 4) . Таким образом выделяем площадь, ограниченную т.т. 2-4-4\*-2\*, где отражаем энергию, вырабатываемую турбиной (условно в одной плоскости).

3). Строим кривую 2-3-4 (центр в точке 3) по формуле Эйлера, как пологую катангенсоиду для элементарной струйки жидкости, протекающей через турбину, от т. 2 до т. 4 имеет вид синусоиды, что соответствует процессам в природе (левее т. 2 и правее т. 4 такую кривую можно продлить штрихом для демонстрации её существенного отличия от линии MT-nx).

4). Далее проводим линию 4\*-4 под прямым углом к 0-0/, находим точку её пересечения с кривой 2-3-4 и окончательно ставим т. 4; причем менее точно эту кривую можно построить так. Делим отрезок 2\*-4\* на четыре части, из т. 7 проводим перпендикуляр до т. 9, которую отмечаем на биссектрисе угла со сторонами MT-3 и 3-MОП (влево от т. 3), строим синусоиду через т.т. 2-3-4, при этом т. 4 появится при пересечении данной кривой с перпендикуляром из т. 4\*.

5). Точкой пересечения линии 2\*-2 с катангенсоидой2-3-4 отмечаем M=Mmax<MT. После этого проводим синусоиды 0-10-2. Также из точек 3 и 8 можно получить определенные направления с указанием характерных точек в модели характеристики забойного двигателя и наоборот. Это означает, что имеется вполне определенная взаимосвязь в передаче энергии в отдельных частях натурных механизмов; в данном случае связь потока энергии, проходящей по центру объекта и его периферии.

6). Построение синусоиды 4-5 От т. 0 отмечаем т. 5 на расстоянии l равном MТ/5 и строим кривую 4-5 в форме синусоиды, которая отражает передачу энергии от турбины к валу шпинделя и к долоту. При этом показан путь 5-12-2 (и далее) повтора акта передачи энергии в турбобуре.

**20. Принцип действия (работы) турбины ГЗД и параметры ее турбинок.**

Турбобур - это забойный двигатель, в котором кинетическая энергия потока промывочной жидкости при ее скоростном напоре и силовом воздействии на лопатки турбины преобразуется в механическую энергию вращения ротора двигателя (вала).

В турбобурах применяются многоступенчатые осевые турбины лопастного типа с несколькими лопатками в каждой ступени (турбинке). Направляющим аппаратом турбинки является статор. Поток жидкости попадает в статор первой ступени и, пройдя каналы статора, поступает на лопатки ротора, оказывая силовое воздействие на них. В результате ротор стремится провернуть вал турбобура. Далее поток жидкости совершает работу во всех последующих ступенях турбины, вал турбобура приобретает суммарный крутящий момент и вращается с определенной частотой. Естественно, противоположно активному, на статор турбины действует реактивный крутящий момент, который передается бурильной колонне и закручивает ее на определенный угол. Поток жидкости, пройдя турбину, через нижнюю полую часть вала турбобура поступает к долоту. Турбина турбобура представляет собой набор от 100 до 450 турбинок (ступеней).Разработаны безободные и пластмассовые (полностью или частично) турбинки. Специальная конструкция турбинок разработана для турбобуров с плавающими статорами (обод статора разрезной, имеется стопорное устройство, торцы турбинки профильные). У турбины А7ПЗ лопатки имеют поджатие с боков. Лопатки ГТ (гидрорешетки торможения) - прямые.

Таким образом, турбина, являясь частью турбобура, выполняет функцию преобразователя энергии, тогда как турбобур представляет собой машинный агрегат, который имеет свою маховую массу (массу ротора с присоедененными к нему элементами), при этом определенная энергия турбины расходуется на сопротивления не связанные с работой долота непосредственно на забое скважины, причем только часть мощности вращающегося ротора турбины (Nj) расходуется на преодоление Gд, поэтому характеристики турбобура и турбины отличаются.

Кроме того, турбинки разделяют по коэффициентам активности (mа) и реактивности (mp), которые характеризуют степень искривленности лопаток статора по отношению к лопаткам ротора.

**«Управление профилем ствола скважин»**

**1 Назначение и область применения наклонно направленного бурения.**

НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННОЕ БУРЕНИЕ — способ сооружения скважин с отклонением от вертикали по заранее заданному направлению. Наклонно-направленное [бурение](http://www.mining-enc.ru/b/burenie/) применяется как при бурении [скважин](http://www.mining-enc.ru/b/burovaya-skvazhina/) на [нефть](http://www.mining-enc.ru/n/neft/) и газ, так и при разведке твёрдых [полезных ископаемых](http://www.mining-enc.ru/p/poleznye-iskopaemye/). Наиболее эффективная область использования наклонно-направленного бурения — при разработке месторождений в [акваториях](http://www.mining-enc.ru/a/akvatoriya/), в болотистых или сильно пересечённых местностях и в случаях, когда строительство буровых может нарушить условия [охраны окружающей среды](http://www.mining-enc.ru/o/oxrana-okruzhayuschej-sredy/). Наклонно-направленное бурение применяют также при бурении вспомогательных скважин для глушения открытых фонтанов, при многоствольном бурении или отклонении нижней части ствола вдоль [продуктивного горизонта](http://www.mining-enc.ru/p/produktivnyj-gorizont/) с целью увеличения [дренажа](http://www.mining-enc.ru/d/drenazh/).
 Искусственное отклонение - это направление ствола скважины в процессе бурения по определённому плану с доведением забоя до заданной точки.
К наклонным скважинам при турбинном и роторном бурении на нефть и газ относятся в основном скважины, забуриваемые с поверхности вертикально с последующим отклонением в требуемом направлении.
 Наклонно-направленное бурение [нефтяных](http://www.mining-enc.ru/n/neftyanaya-skvazhina/) и [газовых скважин](http://www.mining-enc.ru/g/gazovaya-skvazhina/) осуществляется по специальным профилям. Профили скважин могут варьироваться, но при этом верхний интервал ствола наклонной скважины должен быть вертикальным, с последующим отклонением в запроектированном [азимуте](http://www.mining-enc.ru/a/azimut/).
 При [геологоразведочных работах](http://www.mining-enc.ru/g/geologorazvedochnye-raboty/) на твёрдые полезные ископаемые наклонно-направленное бурение осуществляется шпиндельными буровыми станками с земной поверхности или из подземных горных выработок. Бурение таких скважин отличается тем, что вначале они имеют прямолинейное направление, заданное шпинделем бурового станка, а затем в силу [анизотропии](http://www.mining-enc.ru/a/anizotropiya/) разбуриваемых пород отклоняются от прямолинейного направления.

**2 Кустовое бурение, причины группирования устьев скважин. Очередность разбуривания куста. Направление движения станка.**

Под кустовым бурением понимается способ, при котором устья скважин группируются на общей площадке, а конечные забои находятся в точках, соответствующих проектам разработки пласта или месторождения.

При кустовом бурении скважин значительно сокращаются строительно-монтажные работы в бурении, уменьшается объем строительства дорог, линий электропередачи, водопроводов и т.д. Наибольший эффект от кустового бурения обеспечивается при бурении в условиях моря, в болотистых местностях и др. Впервые в отечественной практике кустовое бурение было осуществлено в Азербайджане. В настоящее время с куста бурят 8 - 24 скважины и более.

Основными подготовительными работами являются подготовка площадки к строительству наземных сооружений и прокладка коммуникаций. На заболоченной или затопляемой территории технически возможны следующие методы их освоения: строительство дамб, огораживающих площадку; сооружение искусственных островов; при высоком уровне вод - сооружение эстакад.

Применяются различные типы и варианты кустований в зависимости от природных условий.

Кусты делят на локальные, т.е. не связанные постоянными дорогами с базой; кусты, расположенные вдоль транспортной магистрали, и кусты, находящиеся в центре транспортной магистрали. В первом случае скважины, как правило, направляют во все стороны (веером), что позволяет собрать в куст максимальное число устьев скважин. При разбуривании многопластовых залежей число скважин в кусте увеличивается.

Схем расположения устьев скважин может быть предложено и использовано много в зависимости от геолого-климатических условий, техники и рельефа.

Одна из основных особенностей проводки скважин кустами - необходимость соблюдения условий непересечения стволов скважин. Опыт показывает, что с точки зрения пересечения соседних стволов опасны верхние вертикальные участки.

Важное значение имеет также установление минимальной разности вертикальных глубин точек забуривания стволов скважин в кусте. Считают, что максимальная допустимая минимальная разность глубин точек забуривания стволов соседних скважин должна составлять 50 м, что и рекомендуется в качестве допуска, когда глубина места зарезки ствола не превышает 1000 м. По результатам фактического положения стволов должны вноситься соответствующие коррективы в проекты на бурение последующих скважин.

К недостаткам кустового наклонно направленного способа бурения следует отнести: вынужденную консервацию уже пробуренных скважин до окончания некоторой скважины данного куста в целях противопожарной безопасности, что замедляет темпы разработки залежи; увеличение опасности пересечения стволов скважин; трудности в проведении капитального и подземного ремонта скважин.

**3 Основные типы профилей направленных скважин и их элементы. Требование к профилям направленных скважин и качеству их проводки.**



Направленное бурение используется широко и разнообразно. Проект на каждую скважину составляют применительно к конкретной ситуации. Расположение глубинной цели (например, коллектора), поверхностный ландшафт, экологические условия, геологические и технические препятствия, характеристика проходимых пород, потенциальные возможности оборудования — все это играет роль при создании проекта на сооружение направленной скважины.

Направленная скважина представляет собой сложное подземное сооружение, включающее вертикальную или наклонную выработку в глубь земной коры, переходящую в горную выработку любой направленности в продуктивной зоне горных пород, крепь в виде обсадных колонн и цементных оболочек, фильтр в зоне разрабатываемого нефтяного или газового пласта.

Сконструировать направленную скважину значит выбрать элементы ее конструкции такими, чтобы достичь глубинной цели и при этом обеспечить безаварийную проходку ствола, его крепление обсадными колоннами и тампонажным материалом, надежную гидродинамическую связь с продуктивным горизонтом, длительную безаварийную эксплуатацию.

Проект на сооружение направленной скважины включает все разделы стандартного проекта: геологическое и технико-технологическое обоснование координат места заложения и глубинной цели, конструкцию скважины и фильтра, поверхностное оборудование и бурильный инструмент, режимы бурения различных интервалов, технологию вскрытия продуктивных горизонтов и заканчивания скважины.

**4 Принципы выбора типа профиля. Обоснование проекций направленных скважин. Выбор элементов конструкций направленных скважин.**

Конфигурацию направленной скважины выбирают с учетом: назначения скважины; геологических и технологических особенностей проводки ствола; установленных ограничений на зенитный угол ствола скважины в интервале установки и работы внутрискважинного оборудования, связанных с его конструктивными особенностями и условиями работы;

установленных ограничений на угол наклона ствола скважины на проектной глубине.

Профили направленных скважин, как правило, подразделяют на три основных типа:

1    — тангенциальные скважины;

2    — S-образные скважины;

3    — J-образные скважины.

Приняв во внимание информацию о типе скважины, ее назначении, глубине вертикальной части ствола, горизонтальном расстоянии до цели, специалист по направленному бурению использует компьютер для построения горизонтальных и вертикальных проекций, демонстрируя, как можно пробурить скважину с наименьшими затратами при соблюдении правил безопасности и сохранении окружающей среды. Среди других факторов, которые учитываются при окончательном выборе конфигурации скважины, основными являются:

1)    состав проходимых пород;

2)    подъемные, вращательные и гидравлические мощности буровой установки;

3)    тип бурового раствора и конструкция скважины;

4)    размеры ствола;

5)    потенциальные возможности оборудования.

Геометрические размеры обсадных колонн, глубины их спуска, наличие цементной оболочки за ними определяют так же, как и для вертикальных скважин, исходя из геологической и промысловой характеристик конкретной площади. Однако выбор элементов конструкции направленной скважины должен включать дополнительно: а) выбор рациональной глубины вертикального участка ствола; б) выбор допустимой величины выхода ствола направленной скважин из-под башмака предыдущей обсадной колонны; в) выбор конструкции фильтра (для горизонтальных скважин).

При сооружении направленных скважин с большим отклонением забоя от вертикали при глубине залегания продуктивного горизонта, соизмеримой с величиной отклонения, проектировщик сталкивается с необходимостью выполнения противоречивых требований. Для обеспечения эффективной нагрузки на долото глубина вертикальной части ствола скважины должна быть по возможности больше, но при этом зенитный угол достигает больших значений. В то же время, чтобы сократить число рейсов с применением отклонителя и обеспечить проектное отклонение, необходимо начинать искривление ствола как можно ближе к устью. Но тогда возникает необходимость спуска кондуктора в ствол, искривленный до 70°. В связи с этим приходится решать вопрос о технической оптимизации глубины вертикального участка ствола скважины.

Как правило, под кондуктор бурят вертикальный ствол, если коэффициент отклонения, равный отношению горизонтального смещения забоя к длине вертикального участка скважины, не более 0,7. Выбор глубины спуска первой технической колонны необходимо увязывать не только с геологическими условиями разреза и степенью осложненности условий бурения, но и с конфигурацией направленной скважины, определяющей возможность спуска обсадной колонны на заданную глубину в необсаженном наклонном стволе с учетом действующих на нее сил сопротивления.

**5 Типы профилей горизонтальных скважин с большим, средним и малым радиусами кривизны. Методы их реализации и области применении.**

По радиусу кривизны ствола различают три типа профиля горизонтальной скважины: с большим, средним, коротким (ультракоротким) радиусом.

Горизонтальные скважины с *большим* радиусом кривизны (>190 м) могут быть сооружены при кустовом бурении на суше и море, а также при бурении одиночных скважин со значительной протяженностью горизонтального участка (600—1500 м). Для таких скважин используются стандартная техника и технология направленного бурения, позволяющая создать максимальную интенсивность искривления (0,7 — 2° на 10 м проходки).

Горизонтальные скважины со *средним* радиусом кривизны (60—190 м) применяют как при бурении одиночных скважин, так и для восстановления эксплуатационной характеристики действующих скважин. Максимальная интенсивность искривления таких скважин 3—10° на 10 м при длине горизонтального участка 450 — 900 м. Горизонтальные скважины со средним радиусом кривизны позволяют точнее попадать в глубинную цель, что особенно важно для вскрытия нефтяных и газовых пластов малой мощности.

Горизонтальные скважины с *малым* радиусом искривления (10 — 60 м) обеспечивают наибольшую точность попадания в глубинную цель. Интенсивность искривления составляют 0 — 25° на 1 м проходки при длине горизонтального участка 90 — 250 м.

С уменьшением радиуса кривизны ухудшаются условия работы бурильных труб, затрудняется прохождение в ствол забойных двигателей, геофизических приборов и обсадных труб, поэтому даже при бурении скважин со средним радиусом кривизны в компоновку низа бурильной колонны включают специальные трубы и укороченный двигатель. Проводка скважин с коротким и ультракоротким (<10 м) радиусом кривизны невозможна без специальных труб и инструмента.

В условиях слоисто-неоднородных пластов небольшой толщины, расчлененных непроницаемыми прослойками, рекомендуется продуктивную часть разреза пересекать полого-наклонным стволом от ее кровли до подошвы. В этом случае гарантируется вскрытие всех продуктивных пластов и пропластков.

Скважины с горизонтальным участком протяженностью более 500 м планируют с большим радиусом кривизны, чтобы минимизировать силы сопротивления бурильной колонне и обеспечить достаточную нагрузку на долото.

Скважины с коротким и ультракоротким радиусами кривизны используют для проектирования профиля дополнительного ствола, бурение которого производится через окно, вырезанное в обсадной колонне, а также для вскрытия горизонтальным стволом пластов малой мощности.

**6 Расчет профилей горизонтальных скважин.**

Расчет профиляуказанных типов сводится к определению зенитного угла ствола скважины, длин вертикальных и горизонтальных проекций профиля, радиуса кривизны участков набора и уменьшения зенитного угла.

При проектировании любого профиля направленной скважины необходимо располагать следующими исходными данными:

глубина проектного забоя;

отклонение проектного забоя от вертикали, проходящей через устье скважины;

азимут цели по отношению к устью;

конструкция скважины с поинтервальным указанием диаметров ствола и глубин спуска обсадных колонн.

Первый (вертикальный) интервал для 1-го и 2-го типов профилей должен быть по возможности коротким, что позволяет свести к минимуму затраты времени на ориентированный спуск бурильной колонны; для 3-го типа профиля длина вертикального участка должна быть максимальной, что позволяет минимизировать длину второго участка и тем самым сократить время работы в скважине с отклоняющими устройствами.

Значения радиусов искривления R1, R2, R3 определяются выбранными типоразмерами отклонителей и имеющимся ограничениями на интенсивность искривления. На первом участке набора зенитного угла используют обычные турбинные (электро-) отключатели, дающие искривление большого радиуса.

На втором и третьем участках набора зенитного угла, как правило, используют забойные двигатели с регулируемым углом искривления между секциями, позволяющие в достаточно широком диапазоне менять интенсивность искривления, а также бурить прямолинейные участки.

Угол входа в пласт αкр во многом зависит от толщины продуктивного пласта. Для того чтобы выйти при переходе к горизонтальному участку приблизительно на середину продуктивного пласта, угол входа в пласт должен быть равен:



где hп – толщина пласта.

Расчетный зенитный угол (ЗУ) на наклонно-прямолинейном участке (участке стабилизации ЗУ) находят из выражения:

Зависимости для выбора вертикальных, горизонтальных проекций участков профиля и их длины приведены в табл. 10.

Зачастую, согласно конструкции ГС предусматривают спуск в кровлю пласта технической колонны. В этом случае добор зенитного угла до 90° в продуктивном пласте осуществляют другой компоновкой, чем при проводке скважины на участке 4a, обеспечивающей на участке 4b искривление по радиусу R3. В этом случае:





**7 Геологические, технические и технологические причины естественного (самопроизвольного) искривления скважин.**

При бурении все скважины по различным причинам в той или иной мере отклоняются от первоначально заданного направления. Этот процесс называется искривлением. Непреднамеренное искривление называется естественным, а искривление скважин с помощью различных технологических и технических приемов - искусственным.

Изучение причин искривления скважин показывает, что оно происходит в результате действия большого числа факторов, которые можно объединить в три группы: геологические, технические и технологические.

К геологическим условиям, вызывающим искривление ствола скважины, относятся; наклонное залегание пла­стов, анизотропность горных порол, чередование пород, существенно отличающихся твердостью, трещиноватость, кавернозность, наличие тектонических нарушений, напряженное состояние пород.

К основным техническим причинам искривления скважин относятся применение породоразрушающих инстру­ментов и элементов КНБК, не предусмотренных режимно-технологической картой, эксцентричное или с перекосами мнение отдельных элементов компоновки между собой и с долотом, что обычно обусловливает несоосное со скважиной расположение низа колонны и образование увеличенных и неравномерных зазоров между стенками скважины и КНБК, приводит к усиленной, часто односторонней разработке стенок скважины, асимметричному разрушению забоя и в конечном счете к необоснованному искривлению ствола скважины.

К технологическим причинам, вызывающим искривление скважины, следует отнести причины, связанные с технологией бурения, включающей способ бурения, типоразмер долота и забойной компоновки, которые выбирают исходя из до достигнутого уровня техники, технологии и опыта бурения, а также режима бурения.

**8 Способы предупреждения естественного (самопроизвольного) искривления скважин: применение жестких КНБК, маятниковый эффект, отклоняющие устройства, регулирование осевой нагрузки.**

Причина искривления скважин — изгиб нижней части бурильной колонны, сопровождаемый перекосом долота по отношению к забою и прижатием его к стенке скважины. Сущность способов предупреждения искривления скважин заключается либо в недопущении (сведение к минимуму) изгиба нижней части бурильной колонны путем центрирования долота ее нижней части, а также увеличением жесткости колонны, либо в намеренном изгибе нижнего направляющего участка колонны в заданном азимуте с помощью методов и средств наклонно-направленного бурения.

Первый способ применяется при бурении в сравнительно однородных породах, спокойно залегающих пластах, а второй — с целью компенсации естественного искривления в на

клонно залегающих анизотропных породах или для исправления уже искривленного ствола.

К числу наиболее распространенных способов предупреждения искривления относятся:

а) центрирование нижней части бурильной колонны в скважине;

б) создание отклоняющих сил применением техники и технологии наклонно-направленного бурения;

в) увеличение жесткости и веса нижней части бурильной колонны;

г) создание в нижней части бурильной колонны растягивающих усилий;

д) использование эффекта отвеса;

е) регулирование осевой нагрузки на долото;

ж) использование способов разрушения горных пород, при которых осевая нагрузка не обусловливает разрушение породы (эрозионное, огневое, взрывное бурение).

з) периодически вращать бурильную колонну.

При центрировании нижняя часть бурильной колонны выполняет роль направляющего участка и препятствует отклонению его от оси скважины. Чем меньше (лучше полное отсутствие) радиальный зазор между центрирующим устройством и стенками скважины, тем эффективнее нижняя часть колонны и долото центрируются в скважине. Установка центраторов на бурильной колонне в расчетных точках при бурении в породах, склонных вызывать искривление, позволяет повышать осевую нагрузку на долото, уменьшать трение и износ труб.

Применение техники и технологии наклонно-направленного бурения для недопущения или исправления искривлений скважин основано на создании отклоняющих сил на долоте в нужном направлении и с заданной величиной. Это достигается с помощью специальных компоновок низа бурильной колонны, включающих отклонители, центраторы, УБТ различных диаметров и длины. Увеличение жесткости и веса единицы длины нижней части бурильной колонны способствует сокращению длины сжатой ее части.

Растягивающие усилия в нижней части бурильной колонны можно создать путем применения наддолотных утяжелителей (трубчатых, дисковых, стержневых), а также бурением с последовательным расширением ствола и использованием компоновок, в которых нагрузка на долото-расширитель создается за счет веса УБТ, находящихся под расширителем в пилотном стволе.

Известны двойные (коаксиальные) УБТ (разной длины, причем наружная труба короче внутренней и соединяется с последней с помощью резьбового соединения. Двойные УБТ обладают повышенной устойчивостью к продольному изгибу, так как одна из труб испытывает растягивающие усилия.

Способ использования эффекта отвеса заключается в следующем: нормалышя составляющая веса части бурильной колонны, расположенной между долотом и точкой ее соприкосновения со стенкой скважины в наклонном стволе, действует на долото перпендикулярно к оси этой колонны и уменьшает отклоняющую силу на долоте.

Технические и технологические причины приводят к самопроизвольному искривлению скважины вследствие того, что они вызывают изгиб нижней части бурильной колонны, перекос оси долота относительно оси скважины. Это происходит от чрезмерной нагрузки на долото, недостаточной жесткости низа бурильной колонны, зазоров между центраторами и стенкой скважины. За счет изгиба долото прижимается к стенке скважины и периферийным вооружением фрезерует её, несовпадение осей долота и низа бурильного инструмента приводит к процессу асимметричного разрушения забоя. Оба процесса (фрезерование и асимметричное разрушение) проходят одновременно, но влияние каждого на процесс искривления зависит от КНБК, тина долота, горной породы, режима бурения.

**9 Искусственное искривление направленных скважин. Физическая сущность процесса искривления оси скважины.**

Искривление скважины происходит только за счет фрезерования стенки ствола с интенсивностью, зависящей от геометрических размеров и упругой деформации направляющего участка КНБК (от долота до первой точки касания КНБК со стенкой ствола), диаметра ствола, физико-механических свойств пород, слагающих стенки скважины, удельной контактной нагрузки на них и боковой фрезерующей способности долота, а также механической скорости проходки.

Особенность такого искривления заключается в том, что оно не зависит от механической скорости проходки и боковой фрезерующей способности долота, а физико-механические свойства разбуриваемых пород оказывают косвенное влияние только за счет изменения диаметра скважины и внедрения элементов направляющего участка КНБК в стенку ствола.

При этом на интенсивность искривления ствола будут влиять факторы, характеризующие физико-механические свойства разбуриваемых пород, отклоняющую силу на долоте, боковую фрезерующую способность и контактную

поверхность долота, диаметр скважины, геометрические размеры и состояние направляющего участка КНБК.

Искривление ствола без фрезерования стенки скважины только вследствие неравномерного разрушения забоя из-за наклона оси долота к оси скважины может происходить в двух случаях: а) при отсутствии отклоняющей силы на долоте; б) при наличии отклоняющей силы, когда долото не обладает боковой фрезерующей способностью или когда оно обладает такой способностью, но величина отклоняющей силы настолько мала, что удельная контактная нагрузка на стенки скважины значительно ниже сопротивляемости пород к разрушению.

Для повышения интенсивности зенитного искривления инструменту сообщают амплитудно-модулированные продольные колебания, несущую частоту которых выбирают равной частоте его быстрых поперечных автоколебаний, а частоту огибающей - равной частоте его вращения. В этом случае направлением зенитного искривления управляют, изменяя фазу огибающей, а интенсивностью искривления управляют, изменяя фазу несущих колебаний

Отметим, что физическая сущность искривления при бурении геометрически симметричным инструментом с модулированными продольными колебаниями аналогично физической сущности искривления при бурении геометрически симметричного инструмента с медленными продольными колебаниями.

**10 Неориентируемые забойные компоновки: назначение, типы, область применения.**

1. Маятниковые компоновки

2. Опорные или рычажные компоновки

3. Жесткие или стабилизирующие компоновки

По назначению отклоняющие компоновки делятся на:

1. Компоновки предназначенные для управления зенитным углом и азимутом ствола наклонной скважины. Эту группу составляют ориентируемые отклоняющие приспособления (ОТС, турбобур с кривым переводником, компоновки, включающие турбобур с эксцентричным турбинные отклонители типа ТО и шпиндель-отклонители (ШО)).

2. Компоновки для управления только зенитным углом. К этой группе относятся неориентируемые отклоняющие (стабилизирующие) компоновки (ОТШ, компоновки с центраторами или стабилизаторами, калибраторами).

Область применения:

1.Маятниковая забойная компоновка

 При использовании гибких компоновок, когда стабилизатор установлен не у долота, а на расстоянии одной или двух утяжеленных бурильных труб от него, получают эффект маятника(отвеса), как показано на рисунке. Сущность подобной компоновки в том, что призабойная часть колонны труб боковой стороной опирается на стабилизатор, а часть компоновки, которая находится за стабилизатором, провисает под собственным весом. Подобный эффект создает условия, когда гравитационные силы на долоте действуют в направлении нижней стенки ствола, которая разрушается более интенсивно.

2.Жесткая забойная компоновка

Если необходимо сохранить направление ствола скважины, используется жесткая (комбинированная) компоновка, как показано на рисунке. В этом случае применяется пара стабилизаторов у долота и пара стабилизаторов на расстоянии одной трубы от долота, такая конструкция дает максимальную жесткость, что способствует сохранению выбранного направления. При этом используются толстостенные утяжеленные трубы (увеличение толщины стенки трубы в два раза - увеличивает её жесткость в восемь раз).

При этом важно, чтобы труба между стабилизаторами имела необходимую жесткость, иначе она может прогнуться в средней части под собственным весом, и тогда получится эффект опорной забойной компоновки, когда долото будет упираться в верхнюю стенку забоя.

3. Опорные или рычажные компоновки

Забойная компоновка - это совокупность бурового инструмента и устройств, расположенных над долотом. Опорная забойная компоновка. Если установить центратор непосредственно над долотом, то он будет действовать как боковая опора, как показано на рисунке. Дело в том, что центратор имеет больший диаметр чем долото, поэтому при направленном бурении долото как бы висит на центраторе. Если скважина имеет угол относительно вертикали более 3°, то УБТ выше разгруженной части компоновки опираются на стенку скважины, вынуждая долото прижиматься к верхней части забоя. Таким образом, по мере углубления увеличивается угол наклона ствола. Подобное явление называют опорным эффектом. Забойные компоновки, работающие на принципе опорного эффекта для увеличения угла называются наращивающими

**11 Калибрующие и опорно-центрирующие элементы.**

К  опорно-центрирующим  инструментам относятся  элементы  бурильной колонны (калибраторы, центраторы  и  стабилизаторы), устанавливаемые в нижней ее части для обеспечения процесса сооружения скважины с заданными параметрами по эффективному диаметру и пространственному положению.

Отечественной промышленностью освоены калибраторы и центраторы лопастного и шарошечного типов для роторного бурения и с использованием забойных двигателей — турбинных и винтового типа.

Калибратор предназначен для калибрования стенок ствола скважины до номинального диаметра при износе долота в абразивных породах, а также центрирования и улучшения условий работы долота, нижней части компоновки бурильной колонны, в том числе забойного двигателя. Калибратор устанавливается над долотом. Применение калибратора позволяет получить ствол скважины максимального эффективного диаметра.

Калибраторы в зависимости от конструктивных особенностей рабочих элементов

подразделяются на лопастные и шарошечные.

-Лопастной с прямыми лопастями

-Лопастной со спиральными лопастями

-Шарошечный

Центраторпредназначен для центрирования нижней части бурильной колонны и забойного двигателя, стабилизации или изменения направления ствола скважины. Центратор устанавливается в колонне бурильных труб или на корпусе забойного двигателя.

Центратор забойного двигателя:

-Лопастной с прямыми лопастями

-Лопастной со спиральными лопастями

-Шарошечный

Центратор колонный:

-Лопастной с прямыми лопастями

-Лопастной со спиральными лопастями

-Шарошечный

Стабилизатор предназначен для стабилизации направления ствола скважины и устанавливается в нижней части колонны бурильных труб над калибратором. В качестве стабилизатора могут использоваться калибраторы и центраторы. Число используемых одновременно стабилизаторов может быть до трех.

-Лопастной с прямыми лопастями

-Лопастной со спиральными лопастями

**12 Ориентируемые забойные компоновки. Искривление скважин с применением отклоняющих устройств, использующих упругую отклоняющую силу.**

По принципу действия компоновки низа, применяемые для управления искривлением, делятся на три группы:

1. Компоновки, искривляющие скважину только вследствие асимметричного расположения в стволе. В нее входят ОТС и ОТШ, конструкции, которых исключают возможность появления отклоняющей силы.

2. Компоновки, использующие для искривления ствола упругую отклоняющую силу. В нее входят турбобур, турбобур с кривой трубой или наиболее распространенные – турбобур с кривым переводником. Кроме того, на некотором начальном участке после зарезки отклоняющая сила на долото возникает и при использовании ОТС.

3. Отклоняющие и стабилизующие компоновки, работающие по принципу рычага. К ним относятся компоновки с центраторами и стабилизаторами. Стабилизаторы отличатся от центраторов большей длиной, хотя оба выполняют примерно одинаковые функции и могут быть конструктивно одинаковы.

**По назначению отклоняющие компоновки делятся на:**

1. Компоновки предназначенные для управления зенитным углом и азимутом ствола наклонной скважины. Эту группу составляют ориентируемые отклоняющие приспособления (ОТС, турбобур с кривым переводником, компоновки, включающие турбобур с эксцентричным турбинные отклонители типа ТО и шпиндель-отклонители (ШО)).

2. Компоновки для управления только зенитным углом. К этой группе относятся неориентируемые отклоняющие (стабилизирующие) компоновки (ОТШ, компоновки с центраторами или стабилизаторами, калибраторами ).

Отклоняющие компоновки с кривым переводником и турбинным отклонителем рекомендуется использовать при бурении скважин в устойчивых геологических разрезах, в которых не ожидается значительного увеличения диаметра ствола. При этом следует учитывать особенности таких компоновок. Отклоняющие компоновки с кривым переводником отличаются простотой сборки и эксплуатации, а компоновки с турбинными отклонителями благодаря меньшей длине нижнего от отклонителя участка и возможности применения в секционном исполнении позволяют повысить интенсивность искривления ствола и показатели работы долот.

Компоновки с турбинным отклонителем и кривым переводником над ним, а также компоновки с отклонителем Р-1 следует применять в тех случаях, когда ожидается значительное расширение ствола.

Компоновки с накладкой на корпус забойного двигателя и кривым переводником над ним, а также компоновки с эксцентричным ниппелем применяют в тех случаях, когда требуется малая интенсивность искривления ствола (не более 1° на 10 м проходки).

**13 Искривление скважин за счет асимметричного разрушения забоя.**

Естественное искривление ствола происходит при наличии радиального зазора между элементами компоновки низа бурильной колонны (КНБК) и стенками скважины вследствие неравномерного разрушения забоя, перекоса оси долота относительно оси скважины и возникновения отклоняющей силы на долоте, способствующей фрезерованию стенки скважины, а также в результате наклонного залегания пластов и перемежаемости пород по твердости.

В этом случае искривление скважины произойдет без фрезерования стенки ствола в результате наклонного положения оси долота относительно оси скважины.

Технические и технологические причины приводят к естественному искривлению ствола вследствие того, что они вызывают изгиб нижней части бурильной колонны, перекос оси долота относительно скважины и возникновение отклоняющей силы на долоте, обусловливающей фрезерование стенки ствола.

При этом искривление скважины может происходить без фрезерования стенки ствола только за счет неравномерного (асимметричного) разрушения забоя вследствие наклона оси долота относительно оси скважины или с фрезерованием стенки ствола совместно с неравномерным разрушением забоя в результате наклона оси долота к оси скважины или без него.

Искривление ствола без фрезерования стенки скважины только вследствие неравномерного разрушения забоя из-за наклона оси долота к оси скважины может происходить в двух случаях: а) при отсутствии отклоняющей силы на долоте; б) при наличии отклоняющей силы, когда долото не обладает боковой фрезерующей способностью или когда оно обладает такой способностью, но величина отклоняющей силы настолько мала, что удельная контактная нагрузка на стенки скважины значительно ниже сопротивляемости пород к разрушению.

При этом независимо от величины отклоняющей силы на долоте фрезерования стенок скважины не произойдет, так как этому будет препятствовать корпус долота.

При использовании отклоняющих компоновок, включающих элементы с угловой несоосностью можно добиться искривления скважины только за счет асимметричного разрушения забоя торцом породоразрушающего инструмента. Интенсивность искривления ствола скважины за счет асимметричного разрушения забоя в основном зависит от геометрических размеров отклоняющей компоновки и почти не зависит от параметров режима бурения и механической скорости проходки. При отсутствии фрезерования стенок скважины улучшаются условия запуска и работы забойного двигателя, более полно используется мощность двигателя на разрушение забоя, улучшаются условия работы шарошечных долот.

**14 Искривление скважины при роторном способе бурения.**

Наибольшие трудности в борьбе с самопроизвольным искривлением скважин встречаются при роторном способе бурения.

Но и в этом случае в крутозалегающих анизотропных породах возможно искривление ствола скважины.

Переход на реактивно-турбинный способ позволяет практически исключить или свести к минимуму искривление скважин.

Таким образом, способ бурения — существенный фактор, влияющий на искривление скважины.

Если бы низ колонны удалось расположить в стволе скважины концентрично без зазоров между трубами и стенками скважины, а последние были бы совершенно недеформируемы, то при отсутствии боковой фрезерующей силы на долоте искривление было бы исключено.

Поэтому низ бурильной колонны искривляется, вызывая искривление ствола скважины.

Если эти параметры режима изменяются и при этом повышается механическая скорость VM, то в режиме бокового фрезерования они способствуют снижению искривления.

При роторном способе бурения допустимый радиус кривизны, естественно, должен быть больше за счет увеличения эквивалентных напряжений в колонне бурильных труб, но расчет минимального радиуса здесь не приводится, так как этот способ бурения наклонно направленных скважин в нашей стране практически не применяется.

К технологическим причинам, вызывающим искривление скважины, следует отнести причины, связанные с технологией бурения, включающей способ бурения, типоразмер долота и забойной компоновки, которые выбирают исход из достигнутого уровня техники, технологии и опыта бурения, а также режим бурения.

К группе технологических относятся причины, определяемые непосредственно технологией бурения. Это – основные задаваемые режимные параметры: осевая нагрузка на долото, в меньшей степени частота его вращения и расход бурового раствора. Наибольшие трудности в борьбе с самопроизвольным искривлением скважин встречаются при роторном способе бурения. Вращение бурильной колонны не позволяет отцентрировать ее в стволе скважины, так как центрирующие элементы быстро изнашиваются, и диаметр их уменьшается. Сравнительно легко решаются эти вопросы при бурении забойными двигателями. Но и в этом случае в крутозалегающих анизотропных породах возможно искривление ствола скважины. Переход на реактивно – турбинный способ позволяет практически исключить или свести к минимуму искривление скважин. Таким образом, способ бурения – существенный фактор, влияющий на искривление скважины.

**15 Методы и устройства контроля траектории направленных скважин.**

Инклинометр – прибор для замера зенитных и азимутальных углов скважины и глубины их измерений.

Виды инклинометров:

- забойные, производящие измерения и передачу информации в процессе бурения;

- автономные приборы, опускаемые внутрь колонны бурильных труб и выдающие информацию только после подъема инструмента;

- инклинометры, опускаемые в скважину на кабеле или тросе.

- При бурении необходимо знать фактические координаты ствола скважины для сопоставления их с проектными. С этой целью осуществляются замеры зенитного и азимутального углов через определенных интервалы глубин (например, через 20-50 м). Эти работы проводятся обычно с помощью специальных приборов (инклинометров) после бурения под кондуктор, техническую, эксплуатационную колонны.

- Инклинометрические исследования проводятся как силами буровой бригады, так и специальными инклинометрическими партиями, оснащенными необходимым оборудованием и техникой. Инклинометры могут быть двух типов: магнитометрические и гироскопические.

- - магнитомеметрические. Основан на использовании свойств гравитационного магнитного полей Земли. Чувствительными элементами у наих являются отвес и магнитная стрелка. Передача информации может осуществляться по кабелю для многоточечных приборов, либо прочитывается  после подъема (на стальном тросике) инклинометра из скважины – для одноточечных приборов. При этом положения магнитной стрелки лимба-отвеса фиксируются в точке замера часовым механизмом.

- Многоточечные инклинометры  оснащены геофизические партии, обслуживающие буровиков. Эти инклинометры могут быть непрерывного и точечного действия. Непрерывного – дают информацию в виде кривых линий, точечного - координаты отдельных точек оси скважины через определенные интервалы глубин.

- Вблизи металлических предметов либо в искаженных магнитных полях наблюдается девиация магнитной стрелки, что приводит к ошибкам в замерах азимута.

- Этих недостатков лишены гироскопические инклинометры, в конструкции которых заложен ринцип вращающегося с большой частотой вращения (до 20 00 об/мин) «волчка», сохраняющего положение своей оси независимо от поворота корпуса. Ось гироскопа имеет три степени свободы за счет карданной подвести. С помощью гироскопических инклинометров можно определять с большей точностью как зенитные и азимутальные углы, так и координаты на месте измерения (широту и долготу). Причем замеры можно производить в обсаженных скважинах, в любых бурильных трубах, в шахтах и т.д.

- В  практике бурения наклонных скважин успешно применяются электробуры с телеметрической системой СТЭ. СТЭ позволяет контролировать в процессе бурения величины зенитных, азимутальных углов и положение отклонителя, а так же некоторые режимные параметры. Комплект СТЭ включает: глубинный блок телеметрической системы , глубинное измерительное устройство,  наземный пульт телеметрической системы, наземное измерительное устройство, присоединенный фильтр. Герметичный контейнер с глубинной аппаратурой устанавливается над электробуром. В контейнеры находятся датчики и электронные преобразователи. Информация передается по проводному каналу связи на поверхность. В приемном устройстве сигналы, полученные с забоя, преобразуются и поступают на приборы, шкалы которых градуированы в значениях измеряемых величин.

**16 Методы определения пространственных характеристик ствола скважины.**

При бурении необходимо знать фактические координаты ствола скважины для сопоставления их с проектными. С этой целью осуществляются замеры зенитного и азимутального углов через определенные интервалы глубин (например, через 20…50 м). Эти работы проводятся обычно после бурения под кондуктор, техническую, эксплуатационную колонны.Замеры могут осуществляться еще и с целью ориентирования отклоняющихся компоновок.

Контроль траектории ствола скважины осуществляется путем непрерывного измерения азимута, зенитного угла и положения отклонителя. При этом в процессе бурения наклонно направленных скважин обеспечивается измерение зенитного угла в диапазоне 0–55°, а при горизонтальном бурении угол наклона к плоскости горизонта изменяется в пределах от –30 до +30°. Глубинная информация передается по кабелю в наземное измерительное устройство УНИ.

Графическое представление результатов измерений. Данные о положении места измерения в скважине дают в трехмерных координатах: указывается истинная вертикальная глубина, расстояние от места заложения скважины на север или на юг и расстояние от места заложения скважины на восток или запад.

Для этого необходимо знать четыре величины:

1) угол наклона;

2) направление;

3) длину хода по курсу от последней точки измерения;

4) координаты последней точки измерения. Каждая точка вычерчивается относительно предыдущей. Ошибка в любой точке переместит все наносимые точки на величину этой ошибки. Ошибка накапливается – отсюда термин «накопительная ошибка». Чтобы сделать проверку по накопительной ошибке, когда используют гироскоп многоразового действия, сервисные данные нескольких точек измерения анализируют после его извлечения из скважины. Результаты сервиса будут приняты, когда координаты последней точки (на поверхности) будут очень близки к координатам начальной точки.

Исследования, проводимые непрерывно, или инерциальные системы измерения, дают координаты точек измерения относительно начальной точки, расположенной у поверхности, и поэтому исключают накопительную ошибку, что особенно важно для скважин, требующих большой точности измерений (например, скважины на морских платформах).

**17 Приборы для контроля траектории ствола скважины: жидкостные, маятниковые, магнитные.**

Контроль пространственного положения ствола скважины выполняется с целью проверки соответствия фактической траектории скважины относительно заложенной в геолого-техническом наряде.

Телеметрические приборы имеют измерительную глубинную сборку и монитор на поверхности, известный как считывающее устройство. Данные о направлении скважины должны быть преобразованы в электрические сигналы или в сигналы пульсаций и переданы из скважины на монитор. Одни приборы передают эти сигналы по кабелю, другие – посредством бурового промывочного раствора. На буровой площадке портативные компьютеры или микропроцессоры преобразуют поступающие данные в читаемую форму и показывают их на шкале прибора или на дисплее, иногда – в виде таблицы или графика. Круговая шкала дисплея показывает азимут от 0 до 360°.Глубинная часть телеметрических приборов обычно включает или гироскоп, или магнитометр

Гироскопическая телеметрия. Так как гироскопы чувствительны к вибрациям и ударам, бурильный инструмент должен простаивать, пока любой гироскопический прибор спускают или поднимают в скважине. Поэтому гироскопические устройства используют во многом как гирофотогра-фические приборы. Отличие состоит в том, как получают результаты измерений. В фотографических устройствах данные о направлении скважины недоступны до тех пор, пока пленка не проявлена и не проанализирована, в то время как при гироскопической телеметрии данные высвечиваются на поверхностном мониторе буровой установки точно такие же, какими они извлекаются из автономного скважинного прибора.

Управляющий инструмент включает магнитометры, которые продолжительно измеряют направление скважины и ее искривление, и устройства поверхностной ориентации. Сигналы от магнитометров передаются по кабелю из скважины на поверхность в компьютер, который конвертирует сигналы и дает возможность считывать данные с дисплея. Этот инструмент позволяет как выполнить измерения, так и сориентировать забойный двигатель с отклоняющим устройством для проходки скважины по плану.

Телеметрия посредством пульсаций бурового раствора. Другой тип телеметрической системы передает сигналы из скважины посредством бурового раствора, позволяя бурильщику получать во временной шкале направление и другие параметры скважины без кабеля, и, следовательно, в периоды работ в скважине, связанные с вращением бурильной колонны. Как и другие телеметрические системы, система пульсации бурового раствора имеет два основных блока: забойную сборку, определяющую направление и искривление, и поверхностную сборку, дисплей которой показывает эти данные. Микропроцессор и передатчики в забойной сборке конвертируют измеренные величины в серию пульсаций давлений. Положительные импульсы бурового раствора – серия увеличения давления; отрицательные – уменьшения давления. Сигналы могут быть переданы на несущей волне подобно радиосигналам. Компьютер на поверхности расшифровывает сигналы и передает их для считывания.

**18 Телеметрические системы, каналы связи.**

Телеметрические системы в процессе бурение скважин позволяют получать на поверхности в реальном масштабе времени текущие измерения по зенитному углу, азимуту и по положению отклонителя относительно ствола скважины. А программное обеспечение позволяет строить фактическую и прогнозировать дальнейшую траекторию скважины.

Телеметрическая система включает в себя:

1. Забойный инструмент -диамагнитное УБТ в которое вставляется сборка телесистемы состоящая из: зонда, который производит измерения и кодирует их; блока пульсатора с генератором, который обеспечивает питание забойного оборудования и передачу кодированного сигнала на поверхность.

2. Наземное оборудование состоит из: датчика преобразования кодированного сигнала в электрический сигнал; интерфейсного блока, который преобразовывает электрический сигнал в цифровое значение; компьютера с программным обеспечением.

3 канала связи: Электропроводный; Гидравлический; Электромагнитный.

Забойные телеметрические системы c электромагнитным/гидравлическим каналом связи (ЗТС/ЗТСГ) предназначены для обеспечения проводки и оперативного управления бурением наклонно-направленных, горизонтальных скважин и боковых стволов.

Применение ЗТС позволяет проводить измерения навигационных и геофизических параметров в процессе бурения, «в статике» без циркуляции бурового раствора, вести запись информации при подъеме инструмента.

Забойные телеметрические системы ГКС с гидравлическим каналом связи предназначены для оперативного управления траекторией бурения наклонно-направленных и горизонтальных нефтяных и газовых скважин путём непрерывного измерения угла установки отклонителя, азимута, зенитного угла и естественного излучения гамма пород.

Телеметрические системы ГКС имеют следующие особенности:

Допускают бурение с постоянным вращением бурильной колонны ротором,

Являются безбатарейными, т.е. используют в качестве источника питания забойный генератор, работающий от движения промывочной жидкости,

Конструкция генератора не имеет торцевых уплотнений, масло в процессе эксплуатации генератора не расходуется, отсутствует необходимость контролировать уровень и добавлять масло в условиях буровой,

Не имеют эксплуатационных ограничений, связанных с глубиной и геологическими условиями скважин.

Электропроводный. ЭКС в России в силу многих причин нашел значительное, но недостаточное применение. Этот канал обладает преимуществом перед всеми известными каналами связи — это максимально возможная информативность, быстродействие, многоканальность, помехоустойчивость, надежность связи; отсутствие забойного источника электрической энергии и мощного передатчика; возможность двусторонней связи; не требует затрат гидравлической энергии; может быть использован при работе с продувкой воздухом и с использованием аэрированной промывочной жидкости.

К недостаткам электропроводного канала связи относятся наличие кабеля в бурильной колонне и за ней, что создает трудности при бурении; затраты времени на его прокладку; необходимость защиты кабеля от механических повреждений; невозможность вращения колонны (неактуально при применении токосъемника, устанавливаемого под вертлюгом); невозможность закрытия превентора при нахождении кабеля за колонной бурильных труб; необходимость доставки (продавки) забойного модуля или контактной муфты до места стыковки (посадки) при зенитных углах более 60° с помощью продавочного устройства (имеются варианты приложения кабеля внутри труб через вертлюг).

**19 Методы ориентирования отклонителей. Метод меток.**

Бурение наклонной скважины по заданному профилю возможно в том случае, когда отклонитель точно ориентируется в проектном азимуте. Ориентировать отклонитель можно в процессе спуска бурильной колонны путем контроля за положением после навинчивания каждой свечи — ориентированный спуск (так называемый прямой метод) и после спуска бурильной колонны с использованием специальных приборов, фиксирующих положение плоскости искривления отклонителя («лица») по отношению к плоскости искривления скважины (забойное ориентирование или косвенный метод). Следовательно, ориентированный спуск бурильной колонны можно применять при любом значении зенитного угла, а забойное ориентирование — в тех случаях, когда скважина имеет такой зенитный угол, при котором с достаточной точностью фиксируется положение плоскости скважины (обычно а 5°). Забойное ориентирование осуществляется быстрее и проще, поэтому при aзимуте 5° ориентированный спуск бурильной колонны применять не следует. Ориентированный спуск бурильной колонны осуществляется несколькими способами, из которых большое распространение вследствие простоты и достаточной для практической цели точности получил «метод меток».

Ориентированный спуск бурильнои колонны осуществляется «методом меток», При этом методе заранее на всех муфтах и ниппелях бурильных замков при помощи специального шаблона или уровня наносят метки так, чтобы они лежали на одной образующей трубы (двухтрубки). Такую же метку наносят на образующей верхнего конца отклонителя, лежащей в плоскости действия отклоняющей силы.

Соединив отклонитель с забойным двигателем и докрепив резьбовое соединение машинными ключами, поворачивают ротор вправо до тех пор, пока метка на отклонителе не совпадет с заданным азимутом искривления Затем шаблоном сносят метку па стапипу ротора После этого отклонитель соединяют с бурильной трубой. Так как во время свинчивания отклонитель с забойным двигателем могли повернуться, вращением ротора совмещают метку на отклонителе с соответствующей меткой на станине ротора.

После совмещения меток на станину ротора сносят метку с нижнего конца навинченной трубы и спускают бурильную колонну в скважину. Дальнейшие операции по переносу меток проводят аналогичным порядком. Отличие заключается лишь в том, что после спесения'метки с нижнего конца вновь навинченной трубы на станину ротора метка от предыдущей трубы стирается. Таким образом, на станине всегда имеется метка, соответствующая метке на отклони теле, и метка, снесенная с последней трубы, спущенной к скважину. После спуска всех труб навинчивается ведущая труба. Совместив метку на верхнем конце последней бурильной трубы с соответствующей ей меткой на станине ротора, замечают один из углов ведущей трубы, и на станине ротора против него делают метку. После спуска бурильной колонны вкладывают зажимы в отверстие стола ротора, вращением последнего совмещают угол ведущей трубы с соответствующей меткой на станине и закрепляют ротор. Чтобы устранить скручивание колонны, которое могло образоваться во время спуска, ее несколько раз расхаживают на длину ведущей трубы при закрепленном роторе.

**20 Определение угла закручивания бурильной колонны под действием реактивного момента.**

С помощью бумажной ленты, которая представляет собой полоску плотной бу­маги шириной 8... 10 см и длиной, рав­ной или несколько большей длины ок­ружности замка бурильных труб. Полоску бумаги перегибают пополам и на середи­не ее длины делают отметку (черточку) О (отклонитель). Отметка О совмещается с меткой на кривом переводнике, а про­тив метки на ниппеле (УБТ) на бумаж­ной ленте наносят отметку и надписыва­ют У. Компоновку спускают в скважину и навинчивают бурильную тру­бу. После закрепления соединения метка У на бумажной ленте со­вмещается с меткой на муфте УБТ. Против метки на ниппеле бу­рильной трубы на бумажной ленте наносят отметку 1 и компоновку спускает в скважину на длину бурильной трубы. Навинчивают вто­рую трубу и закрепляют, отметку 1 на ленте совмещают с меткой на муфте первой трубы и против метки на ниппеле второй трубы на ленте наносят отметку 2, а предыдущую отметку 1 зачеркивают. Таким образом, на бумажной ленте фиксируют расстояние между метками всех спускаемых бурильных труб. После спуска всех бу­рильных труб навинчивают ведущую бурильную трубу (квадрат). Отметку 3 последней бурильной трубы на ленте совмещают с меткой на муфте трубы, и отметку О, указывающую направление действия отклонителя, переносят на переводник ведущей бурильной трубы. В ГТН указан азимут направления приемных мостков срм и проект­ный азимут отклонения забоя скважины фпр. Для установки откло­нителя в требуемом направлении определяют разность *К =*фпр - <рм. Полученный угол X откладывают на окружности стола ротора от направления мостков по ходу или против хода часовой стрелки в зависимости от знака, и ставят метку П, которая указывает на­правление на проектную точку. От метки П по ходу часовой стрел­ки откладывают угол закручивания бурильной колонны со и ставят на роторе метку О. Поворотом бурильной колонны с по­мощью ротора совмещают отметку О на переводнике ведущей бу­рильной трубы с отметкой О на неподвижной части стола ротора и в этом положении с помощью шаблона переносят мелом на ро­тор положение одного из ребер квадрата, чаще всего ребро, наи­более удобно расположенное для наблюдения. Инструмент при­поднимают, убирают элеватор и с промывкой спускают до забоя. После достижения забоя отклонитель ориентируют в заданном направлении, причем метка О на переводнике ведущей буриль­ной трубы должна совпадать с такой же меткой на роторе.

Во время подъема бурильные свечи устанавливают за палец в той же последовательности, в какой они были в скважине. При наращивании колонны в процессе бурения на вновь опускаемых трубах набивают метки и отклонитель ориентируют так же, как указывалось выше. Угол закручивания бурильной колонны со зави­сит от реактивного момента забойного двигателя и длины буриль­ной колонны. Обычно при практических работах принимают вели­чину угла закручивания со равной 3 и 5° на каждые 100 м длины 168 и 140 мм бурильных труб (считают, что скручивание происхо­дит при длине бурильных труб не более 1000... 1500 м).

**21 Ориентирование отклонителей при помощи инклинометра.**

Этот способ относится к методам косвенного ориентирования. Для ориентирования отклонителя в скважине необходимо выполнить следующие операции:

1. Определение положения плоскости действия отклонителя относительно апсидальной плоскости

2. Определение угла установки и поворота отклонителя

3. Установка отклонителя в заданном направлении

Данный метод, разработанный А.К. Коноваловым, использует то положение, что разрыв реохорда (начало отсчета по азимуту) электромагнитной буссоли в наклонном стволе всегда располагается в плоскости искривления скважины. В этом случае конструктивно просто добиться фиксирования положения магнитной стрелки электромагнитной буссоли по направлению действия отклонителя за счет сориентирования в том же направлении устойчивого магнитного потока. Такое фиксированное положение магнитной стрелки позволяет получить значение угла между плоскостью действия отклонителя и плоскостью искривления скважины.

 **Азимут ствола скважины** определяется отбитием точки при инклинометрическом замере в ЛБТ, включаемой в КНБК в комплекте с магнитным переводником.

На верхний переводник турбинного отклонителя (кривой переводник) наворачивают магнитный переводник. В переводнике устанавливается втулка из немагнитного материала с магнитным репером, магнитный поток которого сориентирован в направлении действия отклоняющей системы. На переводник с магнитным репером наворачивается труба ЛБТ, в которой производится замер азимута ствола скважины. На муфту последней бурильной трубы (обычно СБТ) наворачивают геофизическую вилку, на которой закреплен обычный каротажный ролик. Внутрь бурильных труб на кабеле спускают удлиненный инклинометр с электромагнитной буссолью и обычным отбитием точки фиксируют положение отклоняющей системы.

**22 Методы определения интенсивности искривления, угла установки отклоняющего устройства, зенитного угла и азимута**.

Точное значение угла установки отклонителя при требуемом изменении зенитного угла и азимута может быть определено различными методами: аналитически; графически (несколькими способами); по номограммам, предложенными разными авторами; с помощью специальных приборов.

Наиболее просто и с достаточной степенью точности угол установки отклонителя может быть определен графически.

 При инклинометрии скважины установлено, что замеренный зенитный угол - αВ=14°, замеренный азимут - ϕВ=90°. После построения горизонтальной проекции выявлено, что необходимый зенитный угол - αСТ=20°, а азимут - ϕН=110°. Угол изменения азимута - ΔϕН=20°. Для определения угла установки строят треугольник АОВ.

 Для этого из точки А по горизонтали откладывают αВ=14° (например в масштабе 1 см: = 1°). Далее в точке А с помощью транспортира строят угол, равный по величине углу изменения азимута Δϕн=20°, и откладывают отрезок АВ, равный αСТ=20°, в том же масштабе. Соединяют точки О и В. Полученный угол α=55° и есть угол установки отклонителя относительно плоскости искривления скважины. При этом ОВ характеризует пространственный угол искривления за интервал i=8,4°. Величина угла i (в принятом масштабе), разделенная на интенсивность искривления на 10 м проходки, определит длину интервала бурения с отклонителем. При необходимости увеличения азимута треугольник строится выше горизонтальной линии ОА, при уменьшении азимута - наоборот. При этом следует помнить, что α - это угол между апсидальной плоскостью и плоскостью действия отклонителя. На основании этого определяется угол установки отклонителя.αу=360° - α°

Для данного примера угол установки отклонителя αу=360°-55°=305°. т.е. инклинометр в магнитном переводнике должен показать азимут αу=305°

При углублении забоя скважины, как с применением отклонителя, так и с любой компоновкой бурильной колонны происходит одновременное изменение зенитного угла и азимута. После бурения определенного интервала необходимо произвести замер зенитного угла и азимута, причем инклинометр отстоит от фактического забоя на 15 – 25 метров. Зенитный угол и азимут забойной точки будут отличаться от замеренных выше в ЛБТ. Поэтому необходимо научиться вычислять зенитный угол и азимут на забое скважины. Схема расчета приведена на рисунке 12. Рассмотрим пример его практической реализации. Установлено, что начальный зенитный угол αВ=15° , начальный азимут ϕ1=50°. После бурения 75 метров (hзаб) произведен замер в ЛБТ и получены следующие данные: αЛБТ=20°, ϕЛБТ=35°. Длина от забоя до инклинометра L=20 метров.

Для определения зенитного угла и азимута на забое строится треугольник АОБ. Из точки О в масштабе (например в 1см = 1гр) откладывают отрезок ОА, равный начальному зенитному углу (αВ). В точке О строят угол ΔϕЛБТ, который определяется как разность ϕЛБТ и ϕВ.

**23 Роторные управляемые системы. Достоинства и недостатки, область применения.**

Роторные управляемые системы обеспечивают возможность бурения с расширенным радиусом охвата и точный контроль направления в плотных пластах.

Применение роторных управляемых систем (РУС) повышает скорость проходки и качество ствола, уменьшает извилистость. Кроме того, РУС уменьшают скручивающие и осевые нагрузки, а также явления подклинки-проворота (stick & slip) по сравнению с наклонно-направленным бурением с помощью забойных двигателей. Выбор роторных управляемых систем обеспечивает возможность бурения более длинных интервалов с равномерным диаметром стволов, что облегчает спуск обсадных труб.

Изначально бурение наклонно-направленных скважин высокопроизводительными забойными двигателями (ВЗД) может быть экономически эффективным. Однако различные проблемы, осложняющие заканчивание скважины, могут привести к значительным потерям времени и большим затратам. Обычно проблемы при наклонно-направленном бурении с использованием ВЗД возникают из-за неравномерного диаметра ствола и микроискривлений, которые могут осложнить спуск обсадной колонны. Существует постоянный риск прихвата трубы во время проводки длинных горизонтальных участков скважины с использованием забойных двигателей без вращения бурильной колонны. РУС, использующие технологию направления долота (point-the-bit), помогут избежать такого рода проблем, возникающих при отклонении долота забойным двигателем (push-the-bit).

Роторные управляемые системы совместно с инструментами для каротажа в процессе бурения (LWD) позволяют получать отличные азимутальные имиджи ствола и высокоточные каротажные данные благодаря ровному и точному диаметру ствола, получаемому в результате использования роторной управляемой системы. Каротажные данные более высокого качества позволяют геофизикам выполнять геонавигацию в пластах малой мощности. Например, получить точную азимутальную плотность и сопротивление ствола, используя геонавигацию при бурении забойными двигателями, невозможно ввиду отсутствия вращения во время слайдирования. Непрерывное же вращение РУС позволяет получать высококачественные имиджи в гладких и ровных стволах, гарантируя проводку скважины в центральной части продуктивного горизонта.

Таким образом РУС позволяют повысить скорость проходки, улучшают очистку ствола, обеспечивают более гладкие стволы, точное размещение скважин и высококачественные каротажные данные наряду с более высоким качеством ствола и сокращением общих затрат.

**24 Достоинства и недостатки технологии бурения с помощью управляемых ВЗДО.**

Эффективность современных технологий строительства скважин во многом зависит от возможности поддержания заданных режимов бурения.

Одним из дополнительных резервов повышения эффективности буровых работ является более широкое применение автоматизированных средств на базе механизмов подачи долота, входящих в состав спускоподьемного агрегата буровой установки, и придание им новых качеств с учетом изменяющихся требований технологии бурения и развития микропроцессорной техники.

Ответственным моментом при создании АСУ РБ и реализации эффективных алгоритмов управления является обоснованный выбор необходимого количества и требуемого типа датчиков технологических параметров. В качестве датчиков предполагается использовать как серийные (для измерения скрости и тока электродвигателей, частоты ходов насоса), тик и нестандартные цифровые (для измерения давления и скорости подачи колонны) датчики, разработанные в РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина специально для автоматизированных систем с учетом условий их эксплуатации. В частности, для разрешения проблемы измерения угловой скорости медленно и неравномерно вращающегося в процессе долбления барабана лебедки разработан и испытан комплекс для бесконтактного определения скорости на базе магнитного датчика.

Опытный образец АСУ РБ винтовым забойным двигателем установками с регулируемым электроприводом постоянного тока БУ2500/160ЭП был успешно испытан в Оренбургском Центре горизонтального бурения при проводке горизонтальной скважины с использование телеметрической системы с гидравлическим каналом связи и рекомендован к серийному производству. В ходе испытаний была подтверждена принципиальная возможность управления режимом работы забойным двигателем по току приводного электродвигателя БНА. По сравнению с ручным способом подачи инструмента применение АСУ РБ позволяет стабилизировать нагрузку на долото, механическую скорость бурения, давление в гидравлической линии и тока электродвигателя БНА, что в результате приводит к уменьшению отклонения движения долота от заданной траектории, увеличению долговечности забойного двигателя и долота, снижению ударных нагрузок на телесистему и стабилизации напряжения забойного турбогенератора, что улучшает качество передаваемых сигналов.

АСУ для колтюбинга и электоробурения находится в стадии разработки, их промысловые испытания планируется провести по согласованию с разработчиками буровых установок.

**25 Достоинства и недостатки многозабойных скважин.**

Многозабойная скважина – скважина, предполагающая бурение нескольких стволов из одного основного. Достоинства: увеличение дебита при уменьшении капитальных затрат, повышение общей нефтеотдачи месторождения, сокращение числа скважин, вовлечение в разработку малодебитных месторождений, повышение поглотительной способности нагнетательных скважин.

Недостатки: Стоимость одной многозабойной скважины в несколько раз выше стоимости однозабойной.

Область применения: 1.Многозабойные скважины могут применяться при разработке многопластовых залежей, эксплуатирующихся одновременно; 2.Увеличение площади дренирования для одного пласта;

 3.Увелич. площади дренирования в газовых скважинах с вертикальной трещиноватостью.

**«Буровые технологические жидкости»**

**1 Основные технологические свойства буровых растворов. Параметры, характеризующие эти свойства, приборы для определения их на буровой и в лабораторных условиях.**

Буровой   раствор  - сложная многокомпонентная дисперсная система суспензионных, эмульсионных  и  аэрированных жидкостей, применяемых для промывки скважин в процессе бурения.

эффективность применения  буровых   растворов  зависит от  их   свойств, к которым относятся плотность, вязкость, водоотдача, статическое напряжение сдвига, структурная однородность, содержание газов, пескатиксотропия, содержание ионов Na, K, Mg.

Водоотдача  бурового   раствора  характеризуется объемом фильтрата (от 2 до 10 см³), отделившегося от  раствора  через стандартную фильтровальную поверхность при перепаде давления ~ 100 кПа в течение 30 мин. Толщина осадка на фильтре (фильтрационная корка), которая образуется при  определении  водоотдачи, изменяется в пределах 1-5 мм.

Содержание твердой фазы в  буровом   растворе   характеризует  концентрацию глины (3-15 %)  и  утяжелителя (20-60 %). Для обеспечения эффективности бурения (в зависимости от конкретных геолого-технических  условий )  свойства   бурового   раствора  регулируют изменением соотношения содержания дисперсной фазы  и  дисперсионной среды  и  введением в  них  специальных материалов  и химических реагентов. Для предупреждения водонефтегазопроявлений при аномально высоких пластовых давлениях увеличивают плотность  бурового   раствора  путем введения специальных утяжелителей (например, мелом до 1500 кг/м³,баритом  и  гематитом до 2500 кг/м³  и  более) или уменьшают ее до 1000 кг/м³ за счет аэрации  бурового   раствора  или добавления к нему пенообразователей (сульфанола, лигносульфоната). Содержание твердой фазы  бурового   раствора  регулируется трехступенчатой системой очистки на вибрационных ситах; газообразные агенты отделяют в дегазаторе. Кроме того, для регулирования содержания твердой фазы в  раствор  вводят селективные флокулянты.

Особый класс реагентов применяют при регулировании  свойств   растворов  на углеводородной основе. К ним относятся эмульгаторы (мыла жирных кислот, эмультал  и  другие), гидрофобизаторы (сульфанол, четвертичные амины, кремнийорганические соединения), понизитель фильтрации (органогуматы).

Готовят  буровые   растворы  непосредственно перед бурением  и  в его процессе.

 Определение  условной вязкости бурового   раствора - Вискозиметр ВБР-1 (воронка Марша)

 Определение  плотности  бурового раствора - Ареометр АБР 1, Пикнометр ВПР

Определение  содержания песка в глинистом  растворе - Отстойник ОМ-2

 Определение  величины статического напряжения сдвига - Прибор  СНС-2

Проведение анализа седиментационной устойчивости  и дисперсности глинистого  раствора - Торзионные весы, хим.посуда

 Определение  суточного отстоя  и стабильности глинистого  раствора -  Прибор  ЦС-2

 Определение  реологических характеристик  бурового   раствора - Ротационный вискозиметр ВСН-3

 Определение  коэффициента трения фильтрационной корки - КТК-2

 Определение  коэффициента набухания глин -  Прибор  ПНГ

 Определение  электрической стабильности обратных эмульсий -  Прибор  ТЭЭ-01.

**2 Понятия о буровых промывочных жидкостях и их функциях.**

При вращательном способе бурения в скважине постоянно циркулирует поток промывочной жидкости – бурового раствора, который удаляет частички  разрушенной горной породы (шлама) из призабойной зоны, охлаждает долото, промывает ствол скважины, выносит шлам на поверхность и обеспечивает эффективность всего процесса углубления.

 При бурении промывочная жидкость должна:
1) обеспечивать эффективную и полную очистку забоя от выбуренных частиц и вынос их на дневную поверхность;
2) удерживать выбуренные частицы во взвешенном состоянии и предотвращать осаждение их на забой при прекращении промывки;
3) способствовать повышению устойчивости горных пород, слагающих стенки скважины;
4) создавать на стенки скважины противодавление, достаточное для предотвращения притока пластовых жидкостей и газов. Это давление, однако, не должно быть чрезмерно высоким во избежание резкого снижения эффективности бурения, а также гидравлического разрыва пород или раскрытия естественных микротрещин и поглощения промывочной жидкости;
5) хорошо охлаждать трущиеся поверхности, прежде всего долота;
6) обеспечивать хорошую смазку трущихся поверхностей, особенно опор долота, даже при высоких контактных давлениях между ними;не ухудшать коллекторские свойства продуктивных горизонтов;
8) обладать закупоривающими свойствами, т. е. создавать в порах и микротрещинах стенок скважины тонкую, плотную, мало-проницаемую корку, достаточно прочно связанную с горными породами и препятствующую проникновению в них не только самой промывочной жидкости, но и ее фильтрата;
9) иметь высокую термостойкость при проходке высокотемпературных скважин и низкую температуру замерзания, а также небольшую теплопроводность при бурении в многолетнемерзлых породах;
10) быть достаточно инертной к воздействию обломков выбуренных пород и минерализованных пластовых вод, но относительно
легко поддаваться химической обработке при регулировании ее свойств;
11)облегчать или не затруднять разрушение породы забоя долотом;
12)не содержать, по возможности, компонентов, способных оказывать сильное абразивное воздействие на оборудование;
13)защищать буровое оборудование и инструмент от коррозии;
14)достаточно легко перекачиваться буровыми насосами;
15)состоять в основном из дешевых и недефицитных материалов.
Промывочная жидкость передает энергию от буровых насосов,
установленных па поверхности, забойному двигателю при турбинном бурении, а также на забой, особенно при применении гидромониторных долот.

**3 Требования к буровым промывочным жидкостям. Выбор и оптимизация буровых промывочных жидкостей.**

Буровые промывочные жидкости должны:

- облегчать разрушение породы долотом или, по крайней мере, не затруднять процесс разрушения и удаления обломков с поверхности забоя;
- не ухудшать естественные коллекторские свойства продуктивных пластов;
- не вызывать коррозию и износ бурильного инструмента и бурового оборудования;
- обеспечивать получение достоверной геолого-геофизической информации при бурении скважины;
- не растворять и не разупрочнять породы в стенках скважины, сохраняя ее номинальный диаметр;
- обладать устойчивостью к действию электролитов, температуры и давления;
- обладать низкими пожаровзрыво-опасностью и токсичностью, высокими гигиеническими свойствами;
- быть экономичным, обеспечивая низкую стоимость метра проходки.

Обоснование выбора свойств буровых растворов, определяющих эффективность выполнения ими требуемых в тех или иных геолого-технических условиях бурения функций, а также установление допустимых пределов изменения показателей выбранных свойств (регламента) в процессе бурения – важнейшие задачи этапа проектирования технологии промывки скважин.

Для решения этих задач необходимо иметь четкие представления о всех свойствах буровых растворов, влиянии этих свойств на выполнение буровым раствором тех или иных функций, а также о существующих показателях и методиках оценки различных свойств буровых растворов.

Качество бурого раствора главным образом определяется геолого-техническими условиями бурения скважины или ее отдельного интервала

К геологическим элементам относятся: минералогический состав и физико-технические свойства горных пород (прочность, влажность, проницаемость, пористость, абразивность, набухаемость, размокаемость, трещиноватость и др.); степень и состав минерализации подземных (поровых) вод; агрессивность пластовых флюидов; пластовое давление; давление гидроразрыва пластов; температурные условия пластов и др.

К техническим элементам относятся: способ бурения; глубина скважины; диаметр скважины; зенитный и азимутальный углы скважины; зазор между бурильными трубами и стенками скважины; техническое состояние бурильных труб и др.

К технологическим элементам относятся: параметры режима бурения; тип породоразрушающего инструмента; механическая скорость бурения; способ вскрытия продуктивного пласта; величина проходки за рейс и др.

Как известно идеального раствора, соответствующего всем геолого-техническим условиям и технологии бурения скважины не существует. раствор не может в одинаковой мере выполнять все вышеперечисленные функции поэтому для конкретных условий бурения определяется набор основных функций, т.е. свойства которые обеспечивают их выполнение.

Требуется оптимизировать качество бурового раствора, путем его химической обработки и придания заданных физико-химических и технологических свойств для обеспечения качественного и безаварийного бурения скважин.

Чтобы бурить быстрее, лучше, дешевле и при этом минимизировать объемы отходов и их экотоксичность необходима оптимизация качества буровых растворов.

**4 Буровые промывочные жидкости как полидисперсные системы. Гомогенные и гетерогенные буровые промывочные жидкости, их характеристика.**

Различают растворы водные (полярные), когда растворителем является вода, и неводные (неполярные), когда растворителем являются органические и неорганические вещества.

В бурении примером гомогенных систем (до попадания в них шлама) могут служить: техническая вода, полимерные растворы, водные растворы электролитов (солей), водные растворы ПАВ, газообразные агенты.

Физико-химические системы, состоящие из двух и более числа фаз, называются гетерогенными (неоднородными).

Дисперсной фазой называется вещество, мелко раздробленное в другом, которое является непрерывной дисперсионной средой. Если частицы дисперсной фазы имеют одинаковый размер, то дисперсная система называется монодисперсной, в противном случае - полидисперсной.

Учитывая понятие дисперсности, можно определить гомогенные системы как молекулярно-ионно-дисперсные. Примером таких систем могут служить газовые смеси, а также истинные растворы - как твердые (различные сплавы металлов), так и жидкие (щелочи, кислоты и др.). В бурении гомогенные системы (истинные растворы) применяются для обработки буровых и тампонажных растворов (например, водный раствор едкого натра). Составные части гетерогенных систем представляют собой крупные ассоциаты атомов или молекул различных веществ.

Буровые промывочные жидкости представляют собой многокомпонентные гетерогенные полидисперсные системы и могут быть изучены методами физикохимии дисперсных систем.

Если состояние системы не изменяется самопроизвольно во времени, то ее называют равновесной. В противном случае система является неравновесной и для нее характерно протекание необратимых процессов. Степень раздробленности или дисперсность системы является ее важнейшей характеристикой и определяется величиной, обратной поперечному размеру частицы *а:* D = 1/а.

 **5 Химический и минералогический состав глин, применяемых для приготовления глинистых буровых промывочных жидкостей. Гидратация глин и ингибирование глин.**

Глина - это связная несцементированная осадочная порода, состоящая из глинистых минералов. Масса природной глины держится в куске (комке) за счет сил сцепления (притяжения), действующих между элементарными пакетами глины.
 Между элементарными пакетами монтмориллонита связь слабая, поскольку базальные поверхности покрыты атомами кислорода и между ними действуют лишь ванн-дер-ваальсовы силы; пакеты гидрослюды фиксируются между собой катионами К+, входящими в межпакетное пространство, а пакеты каолинита связаны между собой довольно прочной водородной связью типа О – Н.
 С целью ускорения приготовления глинистых растворов преимущественно используют глины в виде порошков.
 Глинопорошок представляет собой высушенную и измельченную глину с добавками или без добавок химических реагентов. Глинопорошки готовят из бентонитовых (ПБ), палыгорскитовых (ПП) и каолинит - гидрослюдистых (ПКГ) глин.
 Для повышения качества глинопорошков и, тем самым, для повышения выхода глинистого раствора, на ряде заводов во время помола глины в нее добавляют различные химические реагенты (Na2CО3, М-14ВВ, метас и др.).
 Такие глинопорошки называют модифицированными (ПБМ, ППМ). Выход глинистого раствора из них в 1,5-2 раза выше, чем из природной глины.

Способность глин к гидратации (присоединению воды), набуханию и диспергированию (дезинтеграции) определяется их минералогическим составом.
 Чем легче диспергируется и сильнее гидратируется глина, тем больший объем глинистого раствора с определенной вязкостью можно получить из одной и той же массы глины.
 Глины, которые легко поглощают воду, называются гидрофильными глинами, которые не поглощают воду – гидрофобными. Как рассматривалось выше, глины, применяющиеся с пресноводными системами буровых растворов, состоят из гидрирующихся слоев кремния и оксида алюминия, расположение которых несколько отличается у различных глинистых минералов. Частица глины может состоять из одного слоя или бесчисленного числа слоев, расположенных друг над другом подобно колоде карт, удерживающихся вместе остаточными силами. Находясь во взвешенном состоянии в воде, глины обнаруживают различную способность к разбуханию, что определяется их происхождением, а также химической и коллоидной природой других химических элементов.

Общее назначение ингибированных БР - бурение скважин в глинистых и глиносодержащих породах, которые теряют устойчивость и диспергируются при взаимодействии с дисперсионной средой обычных буровых растворов на водной основе.

Основные разновидности ингибированных буровых растворов: известковые; гипсоизвестковые; хлоркалиевые; гипсокалиевые; хлоркальциевые; алюмокалиевые.

Обязательный компонент – реагенты-ингибиторы, замедляющие гидратацию, набухание и диспергирование глин.

Общими компонентами для всех перечисленных выше видов ингибированных буровых растворов являются следующие: глина; вода; смазочные добавки; пеногасители (кроме малосиликатного).

**6 Функциональные свойства буровых растворов, методы их определения, приборы.**

Плотность –это масса единицы ее объёма. (кг\м3 )Величина плотности определяет гидростатическое давление на забой и стенки скважины столба пром.жидкости. Градиент нормального пластового давления принят равным 0.01 Мпа\м, что эквивалентно давлению создаваемому столбом жидкости , имеющий плотность 1000кг\м3 По ПБ –плотность раствора при вскрытии нефтегазоводосодержащих отложений должна опред. для горизонта с максимальным градиентом пластового давления. Плотность бур. раствора не должна превышать проектные пластовые давления на величину не менее: 10% для скв. До 1200м и 5% для интервалов от 1200м. Плотность нефти 800кг\м3.

Определением плотности раствора ареометров АБР-1 Принцип действия:

Принцип работы ареометра основан на законе Архимеда. Глубина погружения ареометра пропорциональна плотности раствора, залитого в мерный стакан.(калибруют ареометр чистой пресной водой ) Определение плотности раствора рычажными весами ВРП-1 Предназначены для измерения плотности буровых и тампонажных растворов. Принцип работы рычажных весов ВРП-1М основан на уравновешивании моментов левой и правой сторон подвижной части весов относительно опоры.

Определение плотности раствора пикнометром –металлический сосуд известного обьема. Взвешивают сухой пикнометр, заполняют пикнометр раствором до верхнего края , очищают стенки и взвешивают. Плотность вычисляют по формуле p=P2-P1/V (P1-вес пикнометра с раствором, P2- вес пустого ,V вместимость пикнометра.

 Статическое напряжение сдвига (СНС) – это усилие, при котором начинается разрушение структуры, отнесенное к единице площади. Статическое напряжение сдвига принятовыражать в дПа.

Величина статического напряжения сдвига определяет возможность удержания во взвешенном состоянии частиц шлама и утяжелителя при остановках циркуляции бурового раствора. Для измерения величины статического напряжения сдвига используют прибор СНС-2, а так же ротационный вискозиметр .Принцип работы прибора основан на измерении сдвиговых напряжений в контролируемой среде, расположенной между соосными цилиндрами. Мерой сдвиговых напряжений является угол поворота подвесного цилиндра вокруг своей оси. В зависимости от вязкостного состояния исследуемой пробы используются разные нити, номер которых определяет коэффициент прибора.

Динамическое напряжение сдвига τ0 (дПа) - величина, косвенно характеризующая прочностное сопротивление бурового раствора течению.

Пластическая (структурная) вязкость ηпл (Па⋅с) - условная величина, показывающая долю эффективной вязкости, которая возникает вследствие структурообразования в потоке бурового раствора. Эффективная (кажущаяся) вязкость ηэф (Па⋅с)-величина,косвенно характеризующая вязкостное сопротивление бурового раствора при определенной скорости сдвига. (определяются на вискозиметре ВСН-3 или скоростном вискозиметре FANN)

Условная вязкость - величина, косвенно характеризующая гидравлическое сопротивление течению. В нашей стране условная вязкость (УВ, с) определяется временем истечения 500 см3 промывочной жидкости через вертикальную трубку вискозиметра ВБР-1 из воронки , заполненной 700 см3 промывочной жидкости. В состав ВБР-1 также входят мерная кружка и сетка . (так же определяют Воронкой Марша –замер времени истечения раствора из воронки 950см3) Определение показателя фильтрации промывочных жидкостей на приборе ВМ-6Прибор ВМ-6 предназначен для определения водоотдачи глинистых растворов, применяемых при бурении нефтяных и газовых скважин, а также толщины глинистой корки, образующейся на фильтре. Водоотдача измеряется количеством фильтрата в см куб., выделяющегося при избыточном давлении (0,1 ± 0,01) МПа за 30 мин. с площади фильтрации диаметром 75 мм.(Фильтр пресс API и фильтр пресс ФЛР-1)

**7 Плотность буровых растворов. Значение плотности буровых промывочных жидкостей при бурении скважин. Выбор и регулирование плотности БПЖ. Приборы для определения плотности БПЖ.**

Плотность бурового раствора подразумевает под собой соотношение веса к объему. Стандартная единица измерения выражается в граммах на кубический сантиметр или килограммах на кубический метр (г/см³, кг/м³). Для измерения данного параметра служат пикнометры и весы рычажных плотномеров. А в более серьезном бурении применяют специальные ареометры АГ-ЗПП.

Этот аппарат имеет такие составляющие: мерный стакан, поплавок со стрежнем, съемный груз. **Измерения производят посредством прикрепленного штифтами стакана к поплавку.** Стержень имеет две измерительных шкалы: первая – основная, вторая – поправочная. Вспомогательная шкала используется в том случае, когда работы ведутся с минерализованной водой.

Основной прибор имеет два деления: первое для плотности бурового раствора в диапазоне 900-1700 кг/м³, а второе – 1600-2400 кг/м³. Причем в первом случае груз находится на мерном стакане, а во втором он снят.

Во время бурения возникает необходимость определения плотности буровых растворов. Для этого уже давно разработан ряд способов и формул.

Схема простейшего приготовления бурового раствора.

Перечень методологий можно найти в РД 39-2-645-81 «Методика контроля параметров буровых раствором» (отечественная регламентация), также можно ориентироваться на разработки американского нефтяного института (API). Но все же во время процесса бурения больше придерживаются и ориентируются на зарубежные стандарты.

Существует два вида исследования составов и свойств бурового раствора: физический и химический. Буровой раствор с физическими показателями – именно плотность относится к этой категории. Для осуществления такой задачи можно применять любую технику, которая имеет измерительную точность вплоть до 0,01 г/см³. Это могут быть и рычажные весы.

Согласно стандартам API, плотность самого бурового раствора измеряют в фунтах на галлон. Популярность применения весов обусловлена тем, что они дают достаточно точные данные и на них никак не сказывается температура окружающей среды. Их погрешность составляет всего 0,9-2,4. г/см³.

Измерительные работы бурового раствора выглядят следующим образом:

Чашка закрывается плотно крышкой, после чего аккуратно заворачивается. В крышке есть специальное отверстие, из которого может выйти излишек раствора.

Далее весы ставят на призму, методом сдвигания бегунка по коромыслу с разметкой достигают равновесия между чашкой и водоноском.

Полученный результат необходимо записать. Причем округлять значения нельзя, параметры следует записывать в точности до последнего грамма. Система измерений будет в виде г/см³.

**8 Реологические свойства буровых промывочных жидкостей и методы их регулирования и определения. Влияние реологических параметров на качество промывки скважин.**

Наиболее широко используемые в настоящее время буровые растворы представляют собой жидкости, содержащие дисперсную фазу. Как и обычные жидкости, они обладают подвижностью, т.е. способностью течь. При этом первоначальное расположение частиц жидкости изменяется, происходит деформация. Наука о деформации и течении тел называется реологией, а свойства тел, связанные с течением и деформацией, называются реологическими. Они характеризуются определенными величинами, не зависящими от условий их измерения и конструкции измерительных приборов. Такие величины называют реологическими константами.

Реологические свойства буровых растворов оказывают превалирующее влияние:

· на степень очистки забоя скважины от шлама и охлаждения породоразрушающего инструмента

· транспортирующую способность потока

· величину гидравлических сопротивлений во всех звеньях циркуляционной системы скважины

· величину гидродинамического давления на ее стенки и забой в процессе бурения

· амплитуду колебаний давления при пуске и остановке насосов, выполнении СПО и проработке скважины с расхаживанием бурильной колонны

· интенсивность обогащения бурового раствора шламом

· скорость эрозии стенок скважин и др.

Изучение реологических свойств дисперсных систем основано на выявлении закономерностей связи между силами (напряжениями), вызывающими течение жидкости, и получаемыми при этом скоростями течения (деформациями). Перечень основных и производных от них показателей, характеризующих реологические свойства буровых растворов, определяется выбором реологической модели. Среди известных реологических моделей буровых растворов наибольшим распространением в отечественной и зарубежной практике пользуются модели Бингама - Шведова и Оствальда -де Ваале.

С помощью величин реологических характеристик можно определять коллоидно-химические свойства дисперсных систем, что очень важно для оценки качества промывочных жидкостей и выбора методов регулирования их свойств.

**9 Структурные свойства буровых промывочных жидкостей и методы их регулирования и определения. Влияние СНС на качество промывки скважин.**

Структурно-механические свойства БПЖ – это механические свойства буровых растворов (пластичность, упругость, эластичность и прочность), которые определяются их внутренней структурой.

По мех. св-вам гетерогенные (многофазные) буровые растворы могут быть: бесструктурными (свободнодисперсными), структурированными (связнодисперсными). В бесструктурных системах (золях) частицы дисперсной фазы не взаимодействуют друг с другом и не способны создавать какую-либо пространственную сетку – структуру. Мех. св-ва этих систем аналогичны механическим свойствам их дисперсионной среды и одинаковы в покое и при течении. В структурированных системах (гелях) частицы дисперсной фазы связаны между собой и образуют пространственную структуру, имеющую определенную механическую прочность.

В покое гели упрочняются, а попавшие в ячейки структуры дисперсионная среда (свободная вода) теряет свою подвижность. Однако перемешивание или нагревание системы нарушает структуру и возвращает ей свойства золя. Явление перехода геля в золь и обратно – тиксотропия.

Для возвращения структурированной системе свойств жидкости структуру необходимо разрушить, приложив некоторое усилие. Величина этого усилия зависит от силы сцепления между частицами дисперсной фазы бурового раствора, т.е. от прочности образовавшейся структуры и характеризуется статическим напряжением сдвига.

СНС – это усилие, при котором начинается разрушение структуры, отнесенное к единице площади. СНС принято выражать в дПа. Величина СНС определяет возможность удержания во взвешенном состоянии частиц шлама и утяжелителя при остановках циркуляции бурового раствора. Очевидно, что для обеспечения этой возможности величина СНС должна превышать величину усилия, создаваемого весом частиц выбуренной породы или утяжелителя. В противном случае эти частицы при отсутствии циркуляции бурового раствора будут оседать в призабойную часть скважины, что в конечном итоге может привести к прихвату бурового снаряда шламом.

Однако с увеличением СНС ухудшаются условия самоочистки бурового раствора от шлама на поверхности, а также возрастает величина импульсов давления на забой и стенки скважины при инициировании течения бурового раствора (при пуске насоса) и при проведении СПО. Это повышает вероятность флюидопроявлений, нарушений устойчивости стенок скважин, гидроразрывов пластов и поглощений бурового раствора.

Таким образом, величина СНС должна быть минимальной, но достаточной для удержания во взвешенном состоянии в покоящемся буровом растворе частиц выбуренных пород и утяжелителя. Для измерения величины СНС используют прибор СНС-2, а также ротационные вискозиметры ВСН-3, ВСН-2М и вискозиметр FANN. Для оценки характера нарастания прочности структуры во времени измерения делают через 1 мин (СНС1) и 10 мин (СНС10) покоя.

Кроме названных показателей структурно-механические свойства буровых растворов характеризуют и коэффициентом тиксотропии:

Кт = СНС10 / СНС1.

**10 Фильтрационные свойства буровых промывочных жидкостей, методы их регулирования и определения. Влияние водоотдачи буровых промывочных жидкостей на качество вскрытия продуктивных пластов.**

1) Статическая фильтрация протекающая при отсутствии циркуляции бурового раствора в скважине.

В условиях статической фильтрации, когда буровой раствор неподвижен, скорость фильтрации снижается, а толщина фильтрационной корки- увеличивается со скоростью, затухающей во времени.

2) Динамическая фильтрация, происходящая в условиях циркуляции бурового растовора.

В условиях динамической фильтрации рост фильтрационной корки ограничен эрозионным воздействием восходящего потока бурового раствора. Степень эрозии корки зависит от режима течения бурового раствора в кольцевом пространстве.

3) Мгновенная фильтрация в момент скола породы долотом.

В момент вскрытия пласта скорость фильтрации высока и фильтрационная корка быстро растет. После того, как скорость роста корки становиться равной скорости ее эрозии, толщина корки и скорость фильтрации стабилизируется.

Методы определения:

-определение показателя фильтрации промывочных жидкостей на приборе ВМ-6

-определение показателя фильтрации промывочных жидкостей на приборе Фильтр-пресс ФЛР-1

-определение показателя фильтрации на фильтр-прессе API

-определение фильтрации при повышенных температурах и давлениях

При фильтрации бурового раствора через стенку скважины в продуктивный пласт, под действием большого дифференциального давления происходит разделение дисперсионной системы на две составляющие, при этом вокруг скважины образуются две зоны:

Зона кальмотации с твердыми частицами бурового раствора. Глубина проникновения частиц твердой фазы в пласт определяется их размерами, а так же размерами пор в пласте, если dч>3dn проникновения не будет, если 3dn>dч>10dn проникновение на несколько сантиметров, если dч>10 будет проникать.

Зона фильтрации при взаимодействии воды с поверхностью зерен в коллекторе, на зернах образуется оболочка - физически связанная вода. Это явление существенно снижает эффективную пористость коллектора, породы коллектора всегда содержат глинистые частицы, которые при взаимодействии с водой интенсивно набухают, уменьшая тем самым пористость пласта, кроме того по окончанию процесса набухания глинистых частиц, происходит их разрушение, с образованием новых поверхностей, на которых в свою очередь образуется физически связанная вода.

В ряде случаев буровые растворы содержат кислоты, которые могут образовывать в карбонатных коллекторах нерастворимые осадки, что отрицательно сказывается на проницаемости пласта.

**11 Триботехнические свойства БПЖ. Смазочные добавки. Прибор КТК-2.**

**Триботехнические свойства** – это характеристика снижения силы трения меж контактирующими в буровом растворе поверхностями.

При бурении, контактирующими поверхностями в буровом растворе являются:
– стенка скважины с наружной поверхностью труб и соединений;
– забой скважины с вооружением породоразрушающего инструмента;
– керн с внутренней поверхностью керноприемной трубы;
– цилиндр бурового насоса с поршнем или плунжером.

Уменьнение силы трения меж этими поверхностями позволяет:
– понизить крутящий момент на вращении колонны бурильных труб;
– понизить сопротивления, при продольном перемещении колонны бурильных труб в скважине;
– понизить вероятность дифференциальных прихватов;
– повысить ресурс бурильных труб, ПРИ, забойных двигателей;
– повысить ресурс гидравлических элементов в буровых насосах;
– повысить выход керна, в свзи с предупреждением самоподклинок.

Чаще всего, в роли показателя триботехнических свойств бурового раствора применяют коэффициент триады трения «стенка скважины с наружной поверхностью труб и соединений;».

В соответствии с законом Амонтона

Fтр = Р х f,

Где:
– Р – усилие прижатия трущихся поверхностей, Н;
– f – коэффициент трения.

Для определения значений коэффициента трения, а именно качества смазывающих добавок, их оптимальных концентраций, используют специальные приборы – трибометры.

Прибор КТК-2 предназначен для определения коэффициента трения фильтрационной корки буровой промывочной жидкости в условиях промысловых лабораторий и на буровых с целью выявления эффективности смазочных добавок и оперативного вмешательства в технологический процесс бурения в осложненных условиях.

Прибор « КТК-2» изготавливается в соответствии с требованиями стандартов. Прибор предназначен для измерения коэффициента трения фильтрационной корки, которую образует жидкость для промывки буров, как на буровой, так и в промышленных лабораториях. Таким образом, выявляется эффективность смазочных добавочных компонентов, а также радикальное вмешательство в процесс технологии бурения в сложных условиях.

**12 Методы регулирования и восстановления свойств буровых растворов. Понятие о химической обработке, физических и физико-химических методах регулирования свойств буровых растворов. Представления о современных методах воздействия на дисперсные системы, применяемые в бурении.**

Для обеспечения устойчивости стенок скважины используется полимер-глинистый  буровой  раствор  плотностью 1,06 - 1,08 г/см3  и  полимер-глинистый инкапсулирующий  раствор  плотностью 1,10 - 1, 12  г/см3 с повышенными структурно-реологическими характеристиками и невысоким значением показателя фильтрации, который желательно поддерживать на уровне до 9 см3/30 минут.

 Бурение  под промежуточную колонну ведется по соленосным толщам, склонным к образованию каверн, поэтому проектируется использование соленасыщенного  бурового   раствора .

При  бурении  под эксплуатационную колонны используется эмульсионный  раствор  на углеводородной основе (ЭРУО), позволяющий обеспечить безаварийную проводку скважины, высокие технико-экономические показатели бурения   и  не ухудшающий фильтрационные свойства  продуктивных пластов.

Отработанные  буровые   растворы  обезвреживаются  и  утилизируются согласно действующих нормативных документов с последующим захоронением твердого остатка.

Рецептуры  буровых   растворов  могут корректироваться в процессе  бурения  в зависимости от фактических горно-геологических условий, а так же в зависимости от качества  применяемых материалов  и  реагентов. Параметры промывочных жидкостей определяются путем отбора проб через каждые 100 м проходки. Ввод хим. реагентов осуществляется после корректировки рецептуры в лабораторных условиях.

Фильтрационные  свойства  ухудшаются с увеличением содержания свободной воды, грубо и  среднедисперсных твердых частиц  и  частиц сферической формы. Улучшить эти  свойства можно добавлением небольшого количества высококачественного бентонита или другого материала, элементарные частицы кото­рых имеют форму плоских чешуек коллоидных размеров. Коркообразующую способность промывочной жидкости для разбуривания трещиноватых пород можно улучшить добавлением некоторого количества волокнистых (например, асбест)  и крупнозернистых прочных материалов. Зерна  и волокна таких добавок образуют на входе в трещины своеобразные мостики, уменьшают просвет в трещинах, а тонкие чешуйки закупоривают эти просветы.

Если причиной ухудшения реологических  и фильтрационных характеристик является высокая температура в скважине, то необходимо либо заменить реагенты-понизители водоотдачи и  разжижители, которыми была обработана промывочная жидкость, на более термостойкие, либо добавить реагент-термостабилизатор, который способен предотвратить разложение указанных выше реагентов.

В интервале 400-1000 м породы в своем составе содержат наибольший объем коллоидальных глин. Для предотвращения наработки  бурового   раствора рекомендуется использовать рецептуры: глинистая суспензия + ГКЖ; глинистая суспензия + НТФ;

POLY KEM D + KEM PAS + НТФ.

Данная  обработка  позволяет предотвратить переход глинистых частиц из разреза скважины в  буровой   раствор .

В интервале 1000-1900 м возможно разжижение глинистого  раствора  вследствие водопроявлений сеноманской части разреза, поэтому рекомендуется использование стабилизированной суспензии, обработанной по рецептуре 1, 2, 3.

При  бурении  под кондуктор с использованием глинопорошка предусматривается добавка кальцинированной соды из расчета 0,2 кг/м проходки в процессе приготовления глинистого раствора  для увеличения рН  и  степени набухания вновь вводимого глинопорошка.

При необходимости повышения условной вязкости, реологических показателей  буровой  раствор  обрабатывается Гивпаном. Для увеличения рН в  раствор  добавляется каустическая сода из расчета 0,125 кг/м проходки, которая вводится в процессе циркуляции в течение 2-3 циклов.

Для месторождений, где в интервале  бурения под кондуктор наблюдается склонность пород к интенсивным осыпям  и  обвалам, значение условной вязкости увеличивается до пределов: Т=60-80с за счет  обработки   раствора высококачественным бентонитом, высоковязким КМЦ, ПЭО  и  др.

При разбуривании цементного стакана производится  обработка   раствора , загрязненного цементом, кальцинированной содой в количестве 0,2-0,3 кг/м проходки.

**13 Основные положения классификации буровых растворов.**

Первоначальная  классификация   буровых  промывочных жидкостей основывалась на их назначении и использовалась при проведении геолого-разведочных работ. Они подразделялись на: БПЖ для нормальных геологический условий бурения (вода, некоторые водные  растворы , нормальные глинистые  растворы ) и для осложненных геологических условий бурения.

Существует  классификация  по  основному  эффекту, достигнутому химической обработкой: солестойкие  растворы ; термостойкие  растворы ; термосолестойкие  растворы ; ингибирующие  растворы .

 Классификация  БПЖ по способу приготовления подразделяет их на естественно-наработанные (самозамес) и искусственно-приготовленные.

 Классификация  по Паусу, в основе которой лежат следующие факторы: состав разбуриваемых пород; проницаемость; наличие солей; температура забоя; устойчивость стенки скважины; пластовое давление.

 Классификация  по назначению и составу дисперсионной среды и дисперсной фазы на три большие группы:  растворы  на водной основе,  растворы  на нефтяной основе; газообразные  растворы .

 Буровые  промывочные жидкости можно классифицировать и по числу фаз на два больших класса: гомогенные (однофазные) и гетерогенные (многофазные) и далее по природе (составу) системы в целом или ее дисперсионной среды. (ответ 2)

В практике бурения в качестве  буровых   растворов  используются:

1) вода;

2) водные растворы;

3) водные дисперсные системы на основе:

– добываемой твердой фазы (глинистые, меловые, сапропелевые, комбинированные растворы);

– жидкой дисперсной фазы (эмульсии);

– конденсированной твердой фазы;

– выбуренных горных пород (естественные промывочные жидкости);

4) дисперсные системы на углеводородной основе;

5) сжатый воздух.

В исключительных условиях для промывки скважин используются углеводородные жидкости (дизельное топливо, нефть);

Все дисперсные системы с твердой фазой могут быть с малым (до 7%), нормальным (до 20 – 22%) и повышенным содержанием (более 20 – 22%) твердой фазы.

 Буровые   растворы  в определенных условиях могут искусственно насыщаются воздухом и переходят в категорию аэрированных. В воде и водных  растворах  воздух в зависимости от его содержания может выступать в качестве дисперсной фазы или дисперсионной среды. В последнем случае промывочные жидкости называют пенами.

По назначению  буровые   растворы  подразделяются на:

1) жидкости для нормальных геологических условий бурения (вода, некоторые водные  растворы , нормальные глинистые  растворы );

2) жидкости для осложненных геологических условий бурения.

**14 Выбор типа раствора для разбуривания глинистых и хемогенных пород. Назовите и обоснуйте наиболее перспективные составы буровых растворов, применяемых в Западной Сибири. Перечислить необходимые природоохранные мероприятия при приготовлении, обработке и ичистке буровых растворов.**

Выбор типа бурового раствора для разбуривания глинистых пород, для которых ха­рактерны частые нарушения устойчивости сте­нок скважин, — один из наиболее сложных. Принято глинистые поро­ды классифицировать по плотности и скоррелированными с ней коэффициенту пористо­сти, минерализации поровой воды и обменной емкости. Такое разделение позволяет в зави­симости от глубины залегания учесть степень разуплотненности пород и выбрать растворы, имеющие ту или иную ингибирующую спо­собность. При выборе типа раствора также учитывается преобладающий в обменном комп­лексе породы основной катион (Na+ или Са2+).

При выборе типа бурового раствора для разбуривания хемогенных пород, как и в слу­чае с глинистыми породами, основной прин­цип заключается в совместимости пород и ра­створов, однако главными критериями здесь являются растворимость хемогенных пород и глубина залегания. Выбираются такие ра­створы, которые предупреждают растворение соответствующих хемогенных пород.

С использованием безглинистых и малоглинистых буровых растворов на основе полисахаридных реагентов в Пермском Прикамье пробурено более 300 скважин, в т. ч. пологие и горизонтальные скважины. Растворы применялись также в ООО “ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь”. Анализ результатов применения буровых растворов на основе полисахаридов при бурении вертикальных, наклонно-направленных и горизонтальных скважин позволил отметить следующие преимущества предлагаемых систем буровых растворов:

·  Высокие ингибирующие и низкие фильтрационные характеристики растворов позволили сохранить устойчивость стенок ствола скважины на весь период бурения.

·  Поддержание реологических характеристик на уровне проектных значений обеспечило высокую выносную и удерживающую способности безглинистых буровых растворов, что позволило избежать осложнений в процессе бурения, связанных с зашламлением ствола скважины при зенитных углах 30-700.

·  Вскрытие продуктивного пласта проходит без остановок в бурении, так как раствор ББР-ПМГ, используемый для бурения надпродуктивного интервала, совместим с безглинистыми буровыми растворами, используемыми для вскрытия продуктивного пласта, в том числе для горизонтальных участков стволов скважины.

·  Использование растворов позволило повысить технико-экономические показатели работы долот за счёт высокой смазывающей способности и низкого значения коэффициента трения.

·  Проведённые гидродинамические исследования коллекторских свойств продуктивного пласта показали отсутствие загрязнения ПЗП (фильтрационно-емкостные характеристики призабойной и удаленной зон продуктивного пласта практически одинаковы).

С целью предупреждения попадания в почву, поверхностные и подземные воды, отходов бурения и испытания скважин, хозбытовых стоков, загрязненных дождевых стоков с площадки буровой, до начала бурения скважин организуется система сбора, накопления и учета отходов бурения, включающая:

обваловку ограждающую отведенный участок от попадания на него склонового поверхностного стока;

установку ёмкостей, обеспечивающих сбор отходов бурения;

размеры ёмкостей определяются объёмами образующихся отходов бурения;

дно и стенки амбара должны гидроизолироваться цементно - глинисто-полимерными композициями, цементо - глинистой пастой. Кроме того, гидроизоляция дна может осуществляться буровым раствором толщиной не менее 10 см. По согласованию с местными органами СЭС и охраны природы могут быть использованы, кроме указанных материалов (композиций), и другие составы, которые способны формировать надежные гидроизоляционные покрытия на проницаемом грунте. На данный момент буровые установки оснащены оборудованием позволяющим бурить безамбарным способом;

выбор направления утилизации или сбора очищенных вод производится в каждом конкретном случае в соответствии с почвенно-ландшафтными, горно-геологическими и природно-климатическими условиями строительства скважины.

**15 Буровые растворы для бурения неустойчивых глинистых отложений (ингибированные буровые растворы, недиспергирующие буровые растворы).**

Большинство осложнений, связанных с загустеванием раствора, сальникообразованием и нарушением устойчивости ствола скважины, обусловлено наличием в разрезе высококоллоидных глин, хорошо гидратирующихся и легко диспергирующихся глинистых сланцев. Для снижения интенсивности перехода выбуренной породы в глинистый раствор и повышения устойчивости стенок скважины используют так называемые ингибированные системы, в состав которых входит неорганический электролит или полиэлектролит. Снижение размокаемости и диспергирования выбуренных шламов достигается путем: уменьшения поверхностной гидратации за счет замены катиона обменного комплекса глин менее гидратирующимся; преобразования глинистых минералов и устранения межплоскостной гидратации; регулирования процессов осмотического влагопереноса в результате поддержания более высокой концентрации электролита в растворе, чем в проходимых породах, модифицирования поверхности глинистых минералов за счет молекулярного поглощения гидроокисей двух- и трехвалентных металлов; капсулирования глин полимерами; гидрофобизации поверхности глинистых минералов.

В качестве ингибирующих добавок применяют нейтральные соли одновалентных (КC1, NaCl ) и двухвалентных (СаSO4, CaCl2), металлов, силикаты одновалентных металлов (Na2SiO3× nН2О), гидроокиси двухвалентных металлов (Са(ОН)2), квасцы (КCL(SO4)2), а также мыла жирных кислот или кремнеорганические соединения ( ГКЖ ).

В зависимости от типа ингибирующей добавки растворы делятся на кальциевые, калиевые, алюминизированные, силикатные, гидрофобизирующие и соленасыщенные.

Наиболее распространенный в настоящее время тип ингибированных растворов.

Ингибирующее действие КСl обусловлено ионами К+. В негидратированном состоянии диаметр иона К+ равен 0,266 нм, а в гидратированном 0,76 нм. При таком соотношении диаметров гидратированного и негидратированного иона К+ последний свободно проникает в межплоскостное расстояние монтмориллонита, равное 0,96 нм. При размере гексогонального кольца монтмориллонита 0,28 нм ион К+ встраивается в него и связывает элементарные слои монтмориллонита, предотвращая межплоскостную гидратацию и диспергирование.

Полимерные растворы с добавкой КСl находят применение при бурении на море и на суше в водочувствительных сланцах.

Стабилизация сланцев обеспечивается использованием КСl в сочетании с частично (20-40 %) гидролизованным ПАА. Такая система для не утяжеленных буровых растворов получила достаточно широкое распространение за рубежом под названием “Калий плюс”. В сочетании с качественной (4-х ступенчатой) очисткой такая система весьма эффективна для бурения в глинистых отложениях. При избытке глинистой (особенно коллоидной) фазы существенно растут вязкостные показатели и для регулирования их требуется усложнение системы (разжижители, пеногасители).

**16 Буровые растворы для вскрытия продуктивного пласта. Свойства, назначение, примеры.**

Для качественного  вскрытия   продуктивного   пласта  необходимо соблюдать следующие требования к составу и  свойствам   бурового   раствора :

-состав промывочной жидкости должен быть таким, чтобы ее фильтрат не способствовал набуханию глинистых частиц, увеличению гидрофильности породы, увеличению количества физически связанной воды в порах  пласта ;

-состав фильтрата  бурового   раствора  должен соответствовать составу фильтра, заполняющего  пласт , чтобы при проникании фильтрата в  пласт  не происходили такие физические или химические взаимодействия, в результате которых могут образовываться нерастворимые осадки;

-в составе промывочной жидкости необходимо иметь достаточное количество грубодисперсной твердой фазы, способной создавать закупоривающие мостики в трещинах и тем самым препятствовать глубокому проникновению промывочной жидкости в  пласт ;

-соленость и солевой состав фильтрата должны соответствовать солености и солевому составу пластовой воды;

-фильтрат промывочной жидкости, используемый  для   вскрытия  нефтяных  пластов , должен уменьшать поверхностное натяжение на границе фильтрат - нефть;

-водоотдача  бурового   раствора  в забойных условиях должна быть минимальной;

-плотность промывочной жидкости должна быть такой, чтобы дифференциальное давление было близким к нулю или, если вскрывается  пласт  с аномально низким давлением, - меньше нуля.

Требованиям, обеспечивающим высокое качество  вскрытия   продуктивных   пластов , удовлетворяют  растворы  на углеводородной основе (РУО). Использование РУО позволяет практически полностью исключить снижение нефтепроницаемостипризабойной зоны скважины, поскольку несущей фазой этих  растворов  являются углеводороды, по физико-химическим  свойствам  родственные углеводородному флюиду, насыщающему  продуктивный   пласт , и, следовательно, не образующие при их взаимодействии малоподвижных смесей, блокирующих поровое пространство призабойной зоны скважины.

Ориентировочный состав отечественного РУО:

(из расчета на приготовление 1 м3  раствора  при соотношении углеводородная среда/вода 50/50)

углеводородная среда, л - 480

водная фаза, л - 520

эмультал, кг - 15-25

органобентонит, кг - 15-20

Безглинистый  буровой  раствор на основе полисахаридов (крахмал, ПАЦ, при необходимости- биополимер), ПАВ и ингибирующих добавок имеет низкие значения показателя фильтрации (при dР= 0,7 МПа Ф=2,0-6,0 см3), технологически необходимые для проводки горизонтальных скважин и скважин с большим углом наклона структурно-реологические характеристики (n=11,5-23,0 мПа•с; т0=57,0-150,0 дПа, Gel10c/10мин=3,5-12,0/5,0-24,0 lb/100ft2; СНС1/10= 0,4-1,2/ 0,5-2,4 Па); оптимальные псевдопластичные свойства (коэффициент «n» =0,4-0,48) и низкие гидравлические сопротивления (коэффициент консистенции «К»=0,31-1,15); при этом буровые растворы имеют низкие значения коэффициента трения (Ктр = 0,05 - 0,15), фильтрат бурового раствора имеет низкое поверхностное натяжение на границе с углеводородной жидкостью (0,75-0,95 мН/м).

**17 Буровые промывочные жидкости на углеводородной основе. Свойства, назначение, примеры.**

Для бурения в осложненных условиях, а главным образом для вскрытия продуктивных пластов, приме­няют промывочные жидкости на неводной основе, в которых дис­персионной средой является не вода, а продукты нефти.

В отечественном бурении находят применение два вида нефтя­ных растворов:

с дизельным дистиллятором или дизельным топливом (диспер­сионная среда), стабилизированный натриевым мылом окислен­ного парафина. В состав такого раствора входят: 10...20 % битума; 1,5... 3,0 % натриевого мыла окисленного парафина; 0,7... 1,5 % ед­кого натра; 1,5% воды; остальное (до 100%) — нефтяная основа (дизельный дистиллят или дизельное топливо);

на основе дистиллятных нефтепродуктов (дисперсионная сре­да), стабилизированный натриевым мылом окисленного петролатума. В состав такого раствора входят: 2... 5 % натриевого мыла окис­ленного петролатума; 15... 25 % окисленного битума; остальные ком­поненты — в том же количестве, что и в растворе первого типа.

Плотность растворов на нефтяной основе может изменяться в широком диапазоне. Неутяжеленный раствор обычно имеет плот­ность 900 кг/м3, при утяжелении он может быть доведен до 2200...2500 кг/м3.

Процесс приготовления раствора на нефтяной основе заключа­ется в растворении битума и окисленного нефтепродукта (петро­латума или парафина) в дисперсионной среде (дизельном топли­ве, дистиллятных нефтепродуктах).

Вязкость и статическое напряжение сдвига раствора на нефтя­ной основе регулируется изменением концентраций химических реагентов, в качестве которых выступает мыло, а также концентра­ции твердой фазы — частичек битума. Добавление в систему орга­нических кислот разжижает раствор, а добавление щелочи произ­водит противоположное действие: вязкость раствора увеличивается.

Одним из основных преимуществ растворов на нефтяной осно­ве является их крайне незначительная фильтрация через пористые породы. Нередко фильтрация полностью отсутствует.

При бурении с использованием РНО необходимо применять детали, изготовленные из резины специальных нефтестойких сор­тов. Так как нефтяные продукты, используемые для приготовле­ния растворов в качестве основы, не проводят электрический ток,

возникают затруднения во время проведения электрометрических работ. Растворы на нефтяной основе дороги, поэтому при бурении в обвязке буровых насосов предусматриваются дополнительные сооружения для предупреждения потерь раствора (крытая цирку­ляционная система, соответствующее оборудование устья сква­жины, позволяющее собрать раствор в случае переливания его через устье, и т. п.). Особую осторожность следует проявлять в свя­зи с легкой воспламенимостью нефтяной основы. При работе с эти­ми растворами требуется строгое соблюдение всех правил проти­вопожарной безопасности и проведение необходимых профилак­тических мероприятий.

**18 Буровые промывочные жидкости для вскрытия пластов с аномальными пластовыми давлениями. Свойства, состав, механизм воздействия.**

Пластовые давления, превышающие гидростатическое, т.е. давление столба пресной воды (плотностью 103 кг/м3), по высоте равного глубине пласта в точке замера, называют аномально высокими (АВПД).

Наличие АВПД благоприятно сказывается на [коллекторских свойствах](http://www.mining-enc.ru/k/kollektorskie-svojstva-gornyx-porod/) вмещающих пород, увеличивает время естественной эксплуатации нефтяных и газовых месторождений без применения дорогостоящих вторичных методов, повышает удельные запасы газа и дебиты скважин, является благоприятным в отношении сохранности скоплений [углеводородов](http://www.mining-enc.ru/u/uglevodorody/), свидетельствует о наличии в нефтегазоносных бассейнах изолированных участков и зон. Зоны АВПД, развитые на больших глубинах, особенно там, где они пользуются региональным распространением, содержат значительные ресурсы [метана](http://www.mining-enc.ru/m/metan/), который находится в растворённом состоянии в перегретой (до 150-200°С) воде. Метан можно извлекать, а также использовать гидравлическую и тепловую энергию воды. С другой стороны, АВПД являются источником [аварий](http://www.mining-enc.ru/a/avariya/) в процессе [бурения](http://www.mining-enc.ru/b/burenie/). Неожиданное вскрытие зон АВПД — причина многих осложнений, ликвидация которых приводит к большим материальным затратам. При бурении в зонах АВПД буровой раствор для предупреждения выбросов из скважин утяжеляют. Но такой раствор могут поглощать пласты с гидростатическим давлением и АНПД. Поэтому перед вскрытием пород с АВПД вышезалегающие поглощающие пласты перекрывают колонной. Если распределение давления в породах по глубине известно, то можно выбрать оптимальную конструкцию скважины, технологию бурения и цементирования и предупредить возможные осложнения и аварии. Наличие зон АВПД значительно увеличивает стоимость скважин. Для прогнозирования АВПД используются в основном [сейсморазведка](http://www.mining-enc.ru/s/sejsmicheskaya-razvedka/), данные бурения и различные виды [каротажа](http://www.mining-enc.ru/k/karotazh/) ([электрический](http://www.mining-enc.ru/e1/elektricheskij-karotazh/), [акустический](http://www.mining-enc.ru/a/akusticheskij-karotazh/), [гамма-каротаж](http://www.mining-enc.ru/g/gamma-karotazh/),[нейтронный](http://www.mining-enc.ru/n/nejtronnyj-karotazh/) и др.).

Вскрытие продуктивных коллекторов осуществляют с применением полимерглинистых и утяжеленных растворов на водной основе. Для первичного вскрытия продуктивных пластов, где пластовое давление ниже гидростатического или близко к гидростатическому, применяются полимерглинистые растворы, ИЭР РНО, гидрофобные эмульсионные растворы (ГФЭР) на водной основе, есть опыт применения силикатных и карбонатных ингибированных растворов фирмы М1 БШАСО.

**19 Реагенты для регулирования свойств БПЖ. Классификация.**

Обработка химическими  реагентами проводится для обеспечения тех или иных качественных показателей, но основное ее назначение - стабилизация бурового раствора дисперсной системы либо изменение структурно-механических. Эти две задачи взаимосвязаны.

Процесс стабилизации обычно сопровождается пептизацией раствора, что повышает плотность и прочность фильтрационной корки. Стабилизация и пептизация бурового раствора — обеспечивают снижение водоотдачи. Уменьшение количества свободной воды из-за увеличения числа дисперсных частиц приводит к повышению вязкости и СНС.

Регулирование структурно-механических свойств промывочных жидкостей может быть направлено как на повышение их вязкости и предельного статического напряжения сдвига, так и на уменьшение этих показателей.

Количество (концентрация) реагента должна быть строго определена. Избыточное количество реагентов может быть привести к увеличению толщины гидратных оболочек, что приведет к уменьшению сил взаимного притяжения и падению прочности структуры или ее нарушению, т.е. к коагуляции.

Реагенты, применяемые для обработки буровых растворов, по характеру действия и назначению можно разделить на две группы: электролиты и защитные высокомолекулярные вещества. Кроме того, для регулирования свойств буровых растворов используются специальные добавки, которые делятся на следующие группы; поверхностно-активные вещества, снижающие поверхностное натяжение на границе с газом и нефтью; пеногасители; утяжелители и смазочные добавки.

При обработке буровых растворов электролитами происходит обмен катионов, находящихся на поверхности частиц глины и в дисперсионной среде. В зависимости от того, какие ионы вступают в обменные реакции у бурового раствора будет происходить или стабилизация или структурообразование и коагуляция.

Если, например, ктионыNa+ и Li+ , повышающие стабильность дисперсной системы ПЖ замещают у поверхности частиц глины катионы Н + , Са2+, А13+, ухудшающие стабильность системы, то происходит стабилизация раствора, в противном случае происходит структурообразование и коагуляция.

Анионы влияют следующим образом. Например, они могут связывать катионы Н+ и повышать рН раствора, способствуя его стабилизации или могут связывать ионы Са+ и удалять их из раствора. Так, анион СО32- с Са2+- образует труднорастворимое соединение - мел СаСО3.

Защитные высокомолекулярные вещества распадаются в воде на крупные молекулы, которые адсорбируются на частичках, создавая вокруг защитный слой. При этом повышаются гидрофильность глинистых частиц и агрегативная устойчивость системы. Макромолекулы таких реагентов, а также слои, образуемые ими на элементарных кристалликах глины, способствуют увеличению плотности фильтрационных корок, в результате чего снижается водоотдача буровых растворов.

Адсорбируясь на гранях и ребрах глинистых частиц, высокомолекулярные соединения в большинстве случаев уменьшают их сцепление друг с другом, снижая вязкость и предельное статическое напряжение сдвига системы.

В качестве таких защитных высокомолекулярных веществ применяются углещелочной реагент (УЩР), торфощелочной реагент (ТЩР), сульфит-спиртовая барда (ССБ), конденсированная сульфит-спиртовая барда (КССБ), окисленный и замещенный лигносульфонат (окзил), окисленные гидролизные лигнины (нитролигнин и хлорлигнин), сульфированный нитролигнин (сунил), полифенольный лесохимический реагент (ПФЛХ), пековый реагент (пекор).

**20 Факторы, влияющие на повышение качества очистки вертикальных скважин.**

Для избежания усталостного (повторного) режима разрушения забоя используются гидромониторные насадки на долоте. Наилучшие условия разрушения создаются при минимальной разнице гидростатического и порового давлений в разбуриваемых породах. Механическая скорость бурения повышается при обработке раствора реагентами, понижающими, поверхностное натяжение (Павами). Существенное влияние оказывает величина мгновенной фильтрации раствора, чем она больше, тем выше механическая скорость.

Для улучшения очистки забоя на практике увеличивают вязкость бурового раствора или его подачу к забою через насадки долота. Наиболее предпочтителен второй метод, так как увеличение вязкости раствора сопровождается снижением скорости бурения и ростом энергетических затрат. Однако и второй метод в каждом конкретном случае требует технико-экономического обоснования, так как при повышении скорости циркуляции интенсифицируется размыв стенок ствола, в результате чего увеличивается количество шлама в буровом растворе, растет каверзность ствола. Эти отрицательные явления приводят к снижению эффективности работы оборудования для очистки буровых растворов, увеличение затрат на ремонт насосов и вертлюгов, перерасходу материалов на приготовление и обработку буровых растворов, излишним энергетическим затратам, ухудшению качества крепления скважин.

Величина подачи бурового раствора к забою скважины должна иметь технико-экономическое обоснование в соответствии с конкретными геолого-техническими условиями бурения и выбираться в оптимальных пределах.

На эффективность выноса породы влияет удельный вес. вязкость и динамическое напряжение сдвига бурового раствора. Для удаления частиц породы необходимо, чтобы скорость восходящего потока была выше скорости их осаждения. Скорость осаждения частиц в неподвижном растворе зависит от их размеров и форм, разницы удельных весов

раствора и частицы, вязкости раствора и особенно его тиксотропных свойств.

В тиксотропных растворах при прекращении циркуляции образуется достаточно прочная структура, которая препятствует осаждению частиц. Статическое напряжение сдвига буровых растворов меняется в широких пределах и в большинстве систем растворов легко получить структуру такой величины, при которой любая частица нормального удельного веса остается во взвешенном состоянии.

Практические данные о скоростях и стоимости бурения скважин показывают, что существует некоторое оптимальное значение скорости циркуляции, при котором данный раствора в конкретных условиях удовлетворительно выносит шлам дневную поверхность и не наблюдается его накопления скважине до концентраций, затрудняющих процесс бурения. Для удовлетворительной очистки скважины от шлама должно быть выбрано оптимальное соотношение между подачей буровых насосов, плотностью и показателями реологических свойств раствора.

**21 Факторы, влияющие на повышение качества очистки наклонно-направленных скважин. Особенности очистки горизонтального ствола.**

На качество очистки влияет следующее: Наклон скважины, Расход бурового раствора, Характеристики и режим течения, Слои шлама бурового раствора, Скорость проходки, Вращение и эксцентричное расположение в скважине бурильной колонны, Время, Зенитный угол.

Природа слоев шлама и механизмы очистки скважин на разных участках отчетливо различаются. На вертикальном участке все, что уменьшает скорость оседания шлама, улучшает очистку. Фактически, на качество очистки влияет только осевая составляющая скорости оседания. При увеличении зенитного угла вертикальное перемещение шлама под действием силы тяжести и выталкивающей силы дополняется смещением вдоль наклонной оси скважины.

При отклонении скважины от вертикали шлам перемещается к нижней стенке. При угле наклона до 30° частицы шлама дольше задерживаются у стенки скважины перед возвращением обратно в основной поток. При увеличении угла более 30° до45°, проблема циркуляции шлама усугубляется еще больше и продолжительность пребывания шлама у стенки резко возрастает. Объемная концентрация шлама резко увеличивается и остается относительно постоянной.

Формирование слоев шлама начинается при углах больше 30 °. При углах менее 45 ° слои шлама рыхлые и неустойчивые с большим содержанием воды и поэтому при прекращении циркуляции они стекают вниз по стволу. При углах до 65 0 слои шлама постоянно соскальзывают даже при наличии циркуляции (это соскальзывание происходит интенсивнее при бурении на углеводородных растворах, чем при бурении на водном растворе).

При углах более 65° слои шлама становятся более устойчивыми и плотными, поэтому их труднее разрушить. Шлам имеет тенденцию оседать в интервале 40 0 - 55 ° быстрее, чем во всех других, благодаря эффекту Бойкотта.

Механизмы транспортирования шлама на разных участках отличаются друг от друга из-за различий в природе слоев шлама. Используются две широкие классификации механизмов транспортирования шлама - движение в суспензии и перемещение в движущемся слое.

Перекатывание или движение шлама в слое является наименее эффективным механизмом транспортирования шлама. Исходя из этого можно подумать, что очищать горизонтальные участки труднее всего. Однако шлам будет транспортироваться в суспензии с изменяющейся концентрацией над слоем шлама, и при углах больше 65 0 никогда не будет соскальзывать вниз по стволу, как это происходит на участке 30 0 - 65 °.

Из-за сочетания таких факторов как соскальзывание слоев, эффект Бойкотта и асимметричный профиль скоростей потока, труднее всего очищать участки средних зенитных углов.

Эксцентричное расположение колонны в скважине и повышенная концентрация шлама у нижней стенки скважины приводят к искажению профиля скоростей потока. Жидкость протекает вдоль верхней стенки с намного большей скоростью, чем в затрудненном потоке вдоль нижней стенки. Поэтому передача буровым раствором энергии, требуемой для перемещения шлама, затруднена. Ламинарный поток с более вытянутым профилем скоростей менее эффективен с точки зрения предотвращения формирования или разрушения слоев шлама в сильнонаклонных скважинах, чем турбулентный поток с его более плоским профилем.

Природа слоев шлама и эксцентричное расположение колонны в скважине требуют выбора различных режимов течения бурового раствора для очистки участков ствола, имеющих разный наклон.

**22 Системы очистки буровых промывочных жидкостей, утилизация шлама**

Наиболее эффективным является способ  очистки   буровых  растворов с помощью механических средств. Он позволяет снизить влияние выбуренной породы на свойства раствора и как следствие сохранить его качество. Для этого применяют ряд механических средств, позволяющих сократить время взаимодействия и количество частиц в  буровом  растворе. Эти установки условно можно разделить по глубине  очистки  раствора от выбуренной породы, т.е. по размеру частиц удаляемых на конкретной установке.

Средства грубой  очистки  представлены в основном механическими вибрационными установками (виброситами), способными удалять крупный  шлам  размером свыше 100 мкм, без особого нарушения скорости прокачки  бурового  раствора.

Средства тонкой  очистки  представлены более широким спектром механических средств: сито-гидроциклонные сепараторы, песко- и илоотделители, деканторные центрифуги и т.п.

Деление гидроциклонных сепараторов производится условно по диаметру внутренней цилиндрической части гидроциклона и по способности отделения частиц на пескоотделители и илоотделители.

Центрифуги делятся на прямоточные и противоточные (характер движения  жидкости  внутри барабана), по отношению диаметра барабана к его длине, по скорости вращения барабана (высокоскоростные и низкоскоростные).

Набор средств для очистки бурового раствора подбирается исходя из условий бурения и поставленных задач. Порядок прохождения раствора по установкам определяет схему циркуляции раствора и ступенчатость системы.

 Принцип работы гидроциклона:

 Под действием избыточного давления, создаваемым центробежным насосом, на выходе из насадки улитки поток жидкости преобразуется в мощную струю, перемещающуюся по спирали вниз конуса. Отделившиеся более тяжелые частицы горной породы на периферии вращающегося потока, соприкасаясь со стенкой конуса, поступают вниз и выбрасываются через разгрузочное отверстие (насадку) в виде "веера" , "зонтика".

В верхней внутренней части циклона, за счёт вращающейся струи создается разряжение (вакуум), которое заполняется воздухом из атмосферы через шламовую насадку. Создающееся разряжение способствует своевременному отводу (отсосу) через сливную насадку из циклона и далее в циркуляционную систему.

 Пескоотделители являются гидроциклонными сепараторами твердых частиц удаляющими частицы размером более 74 мкм, т.е. песок (абразивные частицы). Название «пескоотделитель» говорит само за себя: этот тип оборудования удаляет твердые частицы «песчаного» размера из буровых растворов. Для того чтобы производить более эффективное удаление твердых абразивных частиц, после вибросит обязательно устанавливают пескоотделитель.

Илоотделители являются гидороциклонными сепараторами твердых частиц и удаляющие ил из бурового раствора. В зависимости от диаметра циклона зависит и тонкость очистки бурового раствора.

Декантирующая центрифуга имеет цилиндрический конусообразный барабан с относительно большим соотношением длины и диаметра. Особенностью конструкции является встроенный внутри барабана шнековый конвеер, предназначенный для постоянной выгрузки отсепарированной твердой фазы. Скорость вращения барабана колеблется в пределах от 1000 до 4000 оборотов в минуту, позволяющая развивать силу "д" от 500 до 4000.

**«Заканчивание скважин»**

**1 Конструкция скважины (понятие, функции, схемы, назначение элементов).**

Конструкция скважины характеризуется числом спущенных обсадных колонн, их размерами (наружный диаметр и длина) и местоположением интервалов цементирования пространства за колоннами.

Для обоснования конструкции скважины используют опыт бурения па соседних площадях и результаты геологоразведочных работ.

Для крепления скважин применяются следующие типы обсадных колонн:

 1) направление — для предотвращения размыва устья;

2) кондуктор — для крепления верхних неустойчивых интервалов разреза, изоляции горизонтов с грунтовыми водами, установки на устье противовыбросового оборудования;

3) промежуточная обсадная колонна (одна или несколько) — для предотвращения возможных осложнений при бурении более глубоких интервалов путем крепления и изоляции вышележащих пластов, несовместимых по условиям бурения с нижележащими; при бурении однотипного разреза прочных пород обсадная колонна может отсутствовать;

4) эксплуатационная колонна — для изоляции горизонтов и извлечения нефти и газа из пласта на поверхность.

Конструкция скважины называется одноколонной, если она состоит только из эксплуатационной колонны, двухколонной — при наличии одной промежуточной и эксплуатационной колонн,

Конструкцию скважин на нефть и газ разрабатывают и уточняют в соответствии с конкретными геологическими условиями бурения в заданном районе. Она должна обеспечить выполнение поставленной задачи, т.е. достижение проектной глубины, вскрытие нефтегазоносной залежи и проведение всего намеченного комплекса исследований и работ в скважине, включая ее использование в системе разработки месторождения.

Конструкция скважины зависит от сложности геологического разреза, способа бурения, назначения скважины, способа вскрытия продуктивного горизонта и других факторов.

**2 Методика проектирования конструкции скважины.**

Конструкцию скважин на нефть и газ разрабатывают и уточняют в соответствии с конкретными геологическими условиями бурения в заданном районе. Она должна обеспечить выполнение поставленной задачи, т.е. достижение проектной глубины, вскрытие нефтегазоносной залежи и проведение всего намеченного комплекса исследований и работ в скважине, включая ее использование в системе разработки месторождения.

Конструкция скважины зависит от сложности геологического разреза, способа бурения, назначения скважины, способа вскрытия продуктивного горизонта и других факторов.

Исходные данные для проектирования конструкции скважины включают следующие сведения:

назначение и глубина скважины;

проектный горизонт и характеристика породы-коллектора;

геологический разрез в месте заложения скважины с выделением зон возможных осложнений и указанием пластовых давлений и давлении гидроразрыва пород по интервалам;

диаметр эксплуатационной колонны или конечный диаметр скважины, если спуск эксплуатационной колонны не предусмотрен.

Порядок проектирования конструкции скважины на нефть и газ следующий.

Выбирается конструкция призабойного участка скважины. Конструкция скважины в интервале продуктивного пласта должна обеспечивать наилучшие условия поступления нефти и газа в скважину и наиболее эффективное использование пластовой энергии нефтегазовой залежи.

Обосновывается требуемое количество обсадных колонн и глубин их спуска. С этой целью строится график изменения коэффициента аномальности пластовых давлений k, и индекса давлений поглощения kпогл.

Обосновывается выбор диаметра эксплуатационной колонны и согласовываются диаметры обсадных колонн и долот. Расчет

диаметров ведется снизу вверх.

Выбираются интервалы цементирования. От башмака обсадной колонны до устья цементируются: кондукторы во всех скважинах; промежуточные и эксплуатационные колонны в разведочных, поисковых, параметрических, опорных и газовых скважинах; промежуточные колонны в нефтяных скважинах глубиной свыше 3000 м; на участке длиной не менее 500 м от башмака промежуточной колонны в нефтяных скважинах глубиной до 3004) м (при условии перекрытия тампонажным раствором всех проницаемых и неустойчивых пород).

Интервал цементирования эксплуатационных колонн в нефтяных скважинах может быть ограничен участком от башмака до сечения, расположенного не менее чем на 100 м выше нижнего конца предыдущей промежуточной колонны.

Все обсадные колонны в скважинах, сооружаемых в акваториях цементируются по всей длине.

**3 Конструкция эксплуатационных забоев нефтяных и газовых скважин. Область их применения.**

Конструкция   забоя   скважины  – один из важнейших элементов бурения. Его конструкция разрабатывается для обеспечения таких функций  скважины , как:

механическая прочность продуктивного пласта, обеспечивающая возможность погружения необходимого оборудования, в зависимости от назначения  скважины ;

хорошая гидравлическая проницаемость конструкции призабойной части;

возможность дополнительного доступа к другим продуктивным слоям, которые не планировалось разрабатывать первоначально или  их  надежная изоляция;

раздельное воздействие на различные прилегающие слои или отдельные части продуктивного горизонта;

возможность проведения дренажа всего продуктивного слоя.

Вследствие различий условий разработки, забойная часть бурения может иметь один из нескольких конструктивных типов: открытый  забой; забой, перекрытый хвостовиком  эксплуатационной  колонны, перфорированный предварительно; забой  с фильтром; перфорированный  забой .

Открытый  забой  обустраивается таким образом, что  эксплуатационная  колонна доводится до начала разрабатываемого горизонта  и  в таком состоянии укрепляется раствором цемента. После этого пласт вскрывают инструментом меньшего диаметра, оставляя ствол отверстия открытым.

Подобная  конструкция   забоя  возможна только в случае, если:

известно точное расположение границ разрабатываемого горизонта;

толщина горизонта небольшая;

пласт состоит из пород, устойчивых против обрушения;

пласт однороден  и  не содержит глинистых структур, подверженных обрушению вследствие разбухания;

в процессе разработки необходимость в воздействии на отдельные пропластки отсутствует.

Важно! Открытый  забой  характеризуется самой высокой гидродинамической эффективностью относительно других  конструкций   и  по коэффициенту гидродинамического сопротивления принимается за единицу.

 Забой, перекрытый перфорированным хвостовиком  эксплуатационной  колонны

Этот тип  забоя  используется на тех же условиях, что  и  открытый тип  забоя , но лишен недостатков в виде обрушения пород, уменьшающих рабочий диаметр  скважины .

В случае использования этого типа  конструкции   забоя ,  скважина  опускается до подошвы разрабатываемого слоя  и  укрепляется  эксплуатационной  колонной с просверленной перфорацией, находящейся по всей высоте продуктивного слоя. После этого она цементируется до начала продуктивного пласта, а перфорированная часть остается открытой.

 Забои  с фильтром служат для фильтрации от добываемого продукта песчаных примесей при разработке горизонтов с возможным образованием песчаных пробок.  Забои  с фильтром не имеют особого распространения в практике бурения. При строительстве  забоя  с фильтром обсадная колонна устанавливается до верхней границы разрабатываемого пласта и заливается раствором цемента. По ней в пласт опускается фильтр, имеющий небольшие щелевидные или круглые отверстия.

Промежуток между фильтром и трубой перекрывается сальником. Фильтры могут иметь различную конструкцию.

 Перфорированный  забой  строится следующим образом. Отверстие бурится до необходимой отметки  и  до установки обсадной трубы исследуется с помощью специальных геофизических средств. В результате исследования с большой точностью определяются отметки продуктивных  и  водоносных слоев  и  намечаются объекты для эксплуатации.

После опускания обсадной трубы производится ее цементирование от  забоя  до необходимой отметки  и  перфорирование в районе продуктивного пласта.

Бурение с перфорированным  забоем  получили самое широкое распространение благодаря своим преимуществам:

простота строительства  скважины   и  проведения геологических исследований;

хорошая изоляция пропластов;

последующая возможность разработки пропущенных или отложенных продуктивных пластов;

возможность применения различных способов воздействия на слои, прилегающие к продуктивному пласту;

сохранение рабочего сечения  скважины  в течение долгого времени.

Важно! В том случае если продуктивный слой содержит не цементированные песчаные слои, применяется установка фильтрующего элемента в зоне разработки.

При этом возрастает гидродинамическое сопротивление. Но даже без фильтра перфорированный  забой  имеет гораздо большее сопротивление в сравнении с открытым  забоем

**4 Методы первичного вскрытия продуктивных пластов.**

3 основных методапервичного вскрытия ПП:

-на репрессии (гидрастатическое давление столба бпж превышает пластовое)

-на равновесии

-на депрессии (гидрастатическое давление столба бпж меньше пластового)

В настоящее время основной объем бурения ведется на репрессии. В соответствии с ПБНиГП, созданное столбом раствора гидростатическое давление, должно превышать проектные пластовые давления на величину не менее:

- 10% для скв. Глубинной до 1200м(интервалов 0-1200)

-5% свыше 1200м.

В необходимых случаях проектом может устанавливаться большая плотность раствора, но при этом противодавление на горизонты не должно превышать пластовые на 15кгс\см2(1,5 МПа) для скв. 1200м и 25-30кгс\см2(2,5-3МПа) свыше 1200м.

Преимуществом метода является простота реализации( не нужно спец. Технологий или технических средств)

Недостатки: -Снижение коллекторских свойств пласта

-поглощения бпж

-опасность возникновения прихватов(из-за действия дифференциального давления на стенки скв. Против интервалов проницаемых пород)

-снижение мех. Скорости разрушение г.п. на забое, обусловленное избыточным давлением столба бпж.

Вскрытие ПП на депрессии. Суть в том, что давление в скважине постоянно поддерживается ниже давления в пласте. Преимущества: -значительное повышение продуктивности ПП

-сокращение затрат и времени на освоение скв.

-повышение коэффициента извлечения ПП

-предотвращение поглощений б.р.

-снижение вероятности прихватов бур. инструмента.

Но требуется азотирование скважины.

**5 Обоснование типа и размера обсадных колонн.**

В конструкции скважины используются следующие типы обсадных колонн: 1.направление — для крепления верхнего интервала, сложенного неустойчивыми отложениями. Предназначено для предотвращения размыва устья скважины; 2. кондуктор — для крепления верхних неустойчивых интервалов разреза, изоляции водоносных горизонтов от загрязнения, установки на устье противовыбросового оборудования, а также для подвески последующих обсадных колонн; 3. промежуточная обсадная колонна — для крепления и изоляции вышележащих зон геологического разреза, несовместимых по условиям бурения с нижележащими. Служит для предотвращения осложнений и аварий в скважине при бурении последующего интервала. В благоприятных условиях промежуточная колонна может быть использована в качестве эксплуатационной;  4 . эксплуатационная колонна — для крепления и разобщения  продуктивных  горизонтов и изоляции их от других горизонтов геологического разреза скважины. Предназначена для извлечения нефти или газа на поверхность любыми известными способами.

Промежуточные обсадные колонны могут быть: сплошные, т. е. перекрывающие весь ствол скважины от забоя до устья, независимо от крепления предыдущего интервала; хвостовики — для крепления только необсаженного интервала скважины с перекрытием предыдущей обсадной колонны, не менее чем на 100 м; летучки — специальные промежуточные обсадные колонны, служащие только для ликвидации осложнений и не имеющие связи с предыдущей или последующими обсадными колоннами. Летучки до устья скважины не наращиваются. Промежуточная колонна-хвостовик может наращиваться до устья скважин или при благоприятных условиях служить в качестве эксплуатационной колонны. Когда износ последней промежуточной колонны незначительный, эксплуатационная колонна может быть спущена в виде хвостовика. При подсчете числа колонн, входящих в конструкцию скважин, направление и кондуктор не учитывают. Конструкцию скважины, состоящую из эксплуатационной и одной промежуточной колонны, называют двухколонной, а из эксплуатационной и двух промежуточных — трехколонной.

Размеры обсадных труб. Обсадные трубы и муфты к ним изготавливаются по ГОСТ 632 — 80 следующих размеров (условный диаметр трубы, мм): 114; 127; 140; 146; 168; 178; 194; 219; 245; 273; 299; 324; 340; 351; 377; 406; 426; 473; 508. Поставляют трубы длиной от 9,5 до 13,0 м, однако в поставляемой партии труб допускается до 20 % труб длиной 8... 9,5 и до 10 % — длиной 5... 8 м. На один конец трубы навинчена и закреплена муфта, резьба другого конца защищена предохранительным кольцом

**6 Основные элементы оснастки обсадных колонн.**

Спуск  обсадных   колонн , секций и потайных  колонн , как и проведение технологической операции, осуществляют с помощью специальных приспособлений и устройств, объединяющихся под общим названием  элементов технологической оснастки. Сюда входят:

1 Направляющие пробки - применяются при спуске  обсадных  колонн  и хвостовиков для обеспечения нормального их движения по открытому стволу скважины или внутри предыдущей колонны . Их часто изготавливают из обсадной  трубы, одному из концов которой придается конусная или сферическая форма. Насадка бывает либо чугунной, либо бетонной марки 250-300.

2. Упорные стоп - кольца - предназначены для установки цементировочной пробки. Изготовляются в большинстве случаев из чугуна, в виде кольца толщиной 10-20мм. Для преждевременного определения места посадки пробки на стоп - кольцо иногда несколько выше ставят ложные опорные кольца, представляющие собой кольца на срезаемых штифтах. Иногда стоп - кольцо выполняется заодно с обратными клапанами.

3. Обратные клапана - предназначены для предотвращения перелива жидкости обратно в колонну и облегчения массы колонны. Существуют множество их конструкций, отличающихся расположением тарелок и наличием уплотнений.

4 Заливочные муфты - предназначены для ступенчатого цементирования скважин с большой высотой подъема цементного растворазаколонной. Цементировочные муфты по способу герметизации делятся на два типа: с использованием металлической втулки и использованием цементного камня. Первые более надежны, вторые - просты в изготовлении.

5 Центраторы - в настоящее время известно большое количество конструкций и типоразмеров центраторов. Они предназначены для обеспечения концентричного положения  обсадной   колонны  при ее спуске и последующем цементировании.

Центраторы делятся на пружинные и жесткие. Центрирующим  элементом  в пружинных центраторах служат пружины-арки, в - жестких ребра с различной формой сечения. По конструктивному решению пружинные центраторы разделяются на два вида: разъемные и неразъемные.  Основное  различие между ними в способе установки.

 6 . Скребки - предназначены для очистки стенок скважины от глинистой корки. Известны два вида скребков - радиальные и гребенчатые. Если первые охватывают трубу по периметру, то вторые монтируются вдоль  колонны  по винтовой линии. Очистка глинистой корки производится либо при возвратно-поступательном, либо при вращательном движениях  обсадной   колонны . Размер усов скребка больше расстояния от поверхности трубы до стенки скважины. Скребки устанавливают на колонну вместе с центратором.

7. Турбулизаторы - предназначены для создания турбулентного потока жидкости в кольцевом пространстве для лучшего вытеснения глинистого раствора цементным. Турбулизатор состоит из цилиндрического корпуса, упругих лопастей и клина, скрученного вдоль собственной оси. Корпус турбулизатора представляет собой кольцо. В корпусе прорезаны пазы с углом наклона 35°, резиновые лопасти армированы двумя слоями кордной ткани и крепятся к корпусу металлическими накладками на точечной сварке.

8. Резьбовые разъединители, применяемые при спуске потайных  колонн  и секций сплошных  обсадных   колонн . При разработке новых конструкций глубоких скважин намечается рост объема крепления скважин потайными  колоннами  и сплошными  обсадными   колоннами , спускаемыми секциями. В настоящее время разработаны и применяются различные конструкции резьбовых разъединителей. Эти устройства отличаются друг от друга принципом действия, а также конструктивными исполнениями отдельных узлов и деталей.

**7 Способы первичного цементирования скважин (их достоинства, недостатки).**

Первичное цементирование осуществляется сразу же после спуска обсадной колонны. Цель цементирования – разобщение пластов друг от друга, повышении устойчивости стенок скважины, защите О.К. от смятия и коррозии и т.д. Виды:

Одноступенчатое – Ц.Р. подается с агрегата на цем. головку, отсоединяют нижнюю пробку, закачивают необходимое количество цемента, отсоединяют верхнюю пробку и поверх нее закачивают прод. жидкость. Нижняя пробка, двигаясь вниз садится на упорное кольцо, под действием перепада давления диафрагма в пробке разрушается, и р-р через отверстие в башмаке продавливается в заколонное пространство. С этого момента P на насосах начинает расти, в момент посадки верхней пробки давление резко (скачкообразно) растет, это является сигналом остановки.

Двухступенчатое – два способа: с разрывом во времени и без разрыва. В первом случае-сначала закачивают порцию Ц.Р. в количестве, необходимом для заполнения затрубного пространства от башмака до цементировочной муфты. Освобождают разделительную пробку и закачивают прод. жид. в объеме равном объему колонны от упорного кольца до цем. муфты. Освобождают вторую разд. пробку, которая садится на нижнюю втулку муфты, под действием перепада давления штифты срезаются, и жидкость выходит в Зак. Пр-во. Верхний интервал промывают, пока не затвердеет раствор в нижнем интервале. Затем закачивают вторую порцию Ц.Р. в интервал от муфты до цем.головки. Применяется(1-при вскрытии пластов с АВПД, 2-если при одноступ-м способе нельзя избежать поглощений, 3- если применение одноступ-го способа не рационально. Недостатки – большой перерыв во времени между этапами цементирования). Во втором случае не ждут застывания нижней части Ц.Р., а сразу через

муфту закачивают Ц.Р. в верхнюю часть зак. простр-а.(применяется когда: 1-нехватка мощности Цем.насосов для закачки в один прием. 2-необходимо использовать тамп. материалы с различными физико-мех. св-ми. 3-отсутствует достаточное количество цем. агрегатов для закачки в один прием. Недостаток – более высокое давление на пласт и стенки скв. чем в первом случает.)

Манжетное цементирование – применяют при необходимости полного исключения воздействия Ц.Р. на продуктивные пласты. В оснастку низа О.К. включают цем. муфту, а на наружной поверхности укрепляют манжету в виде воронки, которая служит для предотвращения перетока Ц.Р. в область хвостовика-фильтра.

Обратное цементирование – О.К. спускается без обратного клапана и упорного кольца, а устье оборудуется головками с кренами высокого давления и лубрикатором, головку соединяют трубопроводом с циркуляционной системой буровой, К.П. скважины герметизируютпревентором. Производят закачку Ц.Р. в затрубное пространство. При таком виде цем. на стенки скв. оказывается меньшее давление, достигается полное замещение промывочной жидкости. Однако качество Ц.Р. у башмака хуже вследствие его смешения с промыв. жидкостью. (Применяют: 1- если одноступ. цем невозможно из-за опасности поглощения. 2-при отсутствии дост. количества техники).

**8 Технологическая схема процесса цементирования скважин.**



Осуществление цементирования скважин, независимо от выбранного метода проведения работ, преследует цель изгнания из затрубного пространства раствора, образованного бурением, что возможно путем помещения туда тампонажного раствора. Цементирование обеспечивает полное заполнение тампонажной смесью интервала ствола; устранение промывочной жидкости посредством проникновения цементной смеси в рамках интервала, предназначенного для цементирования; защиту тампонажной смеси от проникновения промывочной жидкости; образование цементного камня, который характеризуется значительной устойчивостью к разного рода воздействиям в виде глубинных нагрузок; отличное сцепление цементного камня со стенами скважины и с поверхностью обсадной колонны.

**9 Методы оценки качества цементирования скважин.**

Для  оценки   качества   цементирования  скважин  необходимо, как правило, применять оптимальный комплекс геофизических исследований (термометрия, радиоактивный и акустический  методы ).

Метод термометрии следует применять в случае невозможности использования радиоактивного и акустического методов из-за ограничений (малый диаметр скважины, небольшая разница в плотностях бурового и тампонажного растворов и т.д.)

Не рекомендуется использовать метод термометрии по истечении времени тепловыделения формирующимся цементным камнем, а также в высокотемпературных скважинах и обсадных колоннах, зацементированных шлаковым или гельцементным раствором.

При разнице в плотностях бурового и тампонажного растворов более
0,3 г/см3 для оценки характера распределения цементного камня за колонной, изменения его плотности, а также эксцентриситета колонны рекомендуется применять радиоактивные цементомеры ЦМТУ-1 и СГДГ-2.

Для определения состояния контакта цементного камня с колонной и породой следует применять акустические цементомеры АКЦ-1 или AKЦ-2.

В целях получения наибольшей информации о качестве   цементирования   скважин рекомендуется проводить комплексные исследования термометрией, акустическим и радиоактивный цементомерами до и после вскрытия продуктивных пластов перфорацией.

Герметичность обсадной колонны, резьб, оснастки и зацементированного интервала проверяют путем опрессовки. Продавочную жидкость в колонне заменяют на воду. При опрессовке внутреннее давление должно быть не менее чем на 10 % выше, чем ожидаемое давление в период опробывания или эксплуатации скважины.

Колонна считается герметичной, если после замены продавочной жидкости водой не наблюдается перелива жидкости и выделение газа наустье и если в период выдерживания колонны под опрессовочным давлением в течении 30 мин давление не снижается более чем на 0,5 МПа; при Ропр = 7 МПа не более 0,3 МПа. Контроль ведут через 5 минут после создания заданного давления.

Герметичность колонны в скважинах, в которых в период эксплуатации, освоения, давление на устье не превышает атмосферного дополнительно проверяют путем снижения уровня жидкости. При этом рекомендуется снижать уровень на 20-50м ниже того, при котором предполагается вызывать приток пластовой жидкости. Глубина снижения уровня не должна превышать величины, при которой избыточное наружное давление может стать больше сопротивляемости труб на смятие.

Если продавка осуществлялась на промывочной жидкости, в качестве которой использовалась техническая вода, уровень не снижают, а ограничивают ожиданием.

Если колонна спущена в несколько приемов, герметичность обычно проверяют после затвердевания тампонажного раствора путем гидравлической опрессовки сначала верхнего участка, затем следующих. Если один из них оказался не герметичным, устраняют обнаруженные дефекты, и повторно опрессовывают, и лишь затем проверяют герметичность следующего участка.

**10 Обоснование и методика расчета процесса цементирования скважин.**

 Расчет   процесса   цементирования делится на следующие этапы: -обоснование  необходимой плотности тампонажного раствора; - определение вида  и  потребного количества материалов (цемента, модифицирующих добавок, реагентов, воды для приготовления тампонажных растворов); - обоснование  вида  и  определение объемов продавочной  и  буферной жидкостей; -  расчет  необходимого количества цементировочной техники по видам; -  обоснование  схемы расстановки цементировочной техники; - определение режимов работы цементировочной техники; - определение планируемого времени  цементирования , корректировка рецептуры тампонажного раствора.

 Обоснование  плотности тампонажного раствора для  цементирования вышележащих относительно продуктивного пласта интервалов производится из условия недопущения поглощения тампонажного раствора наиболее «слабым» пластом (определяется по давлению гидроразрыва из совмещенного графика давлений)  и  наиболее полного вытеснения буровой промывочной жидкости из затрубного пространства.

Объем тампонажного раствора определяется объемом кольцевого пространства в интервале  цементирования.  Цементирование  может быть осуществлено «бездобавочным» тампонажным портландцементом на всю высоту, либо частично. В последнем случае, оставшаяся часть заполняется облегченным (утяжеленным) тампонажным раствором.

Продавочная жидкость необходима для продавливания тампонажного раствора в заколонное пространство.

Обсадную колонну, спущенную в скважину, цементируют при помощи цементировочных агрегатов и цементосмесительных машин.

Цементно-смесительная машина служит для механизированного приготовления цементного раствора. Количество цементировочных агрегатов (ЦА), работающих совместно с конкретной цементно-смесительной машиной определяется производительностью смесителя по тампонажному раствору и суммарной производительностью насосов высокого давления у ЦА, производящих закачку приготовленного раствора в скважину. Эти производительности должны соответствовать друг другу.

В процессе закачивания тампонажного раствора возможны следующие осложнения: - поглощение тампонажного раствора из-за превышения давления в заколонном пространстве над пластовым; - разрыв сплошности потока жидкостей.

Для предупреждения этих осложнений,  обоснования  режима заканчивания и продавливания тампонажного раствора строятся зависимости:

Рцг = f(Qi • Vжi),

Ркпз = f(Qi • Uжi)

гдеРцг  и  Ркпз – давление на цементировочной головке  и  в кольцевом пространстве в интервале продуктивного пласта (на забой скважины), МПа.

Рцг = Ркпс – Рт + ΔРт + ΔРкп + Ру

Ркпз = Ркпс + ΔРкп

где Qi – производительность всех цементировочных агрегатов, участвующих в процессе   цементирования  м3/с; Ркпс, Рт, Руст – гидростатические давления составных столбов жидкостей в кольцевом пространстве, в трубах  и  на устье, соответственно, МПа; VЖi – объемы закачиваемых жидкостей, м3; Рт, Ркп – гидродинамические давления, обусловленные движением жидкостей в трубах в кольцевом пространстве, МПа.

Процесс закачивания жидкостей начинают с максимальной производительностью постепенно снижая ее до минимальной. Последние 1 - 1,5 м3 продавочной жидкости закачивают одним агрегатом на 1-ой скорости.

Продолжительность  процесса   цементирования  tц складывается из времени необходимого для приготовления тампонажного раствора  и  заполнения ею осреднительной емкости, освобождения разделительной пробки, на закачивание тампонажного раствора и продавочной жидкости в обсадную колонну.

**11 Методика расчета обсадных колонн на прочность.**

 Расчет   обсадной   колонны  начинают с определения избыточных наружных давлений.

 Расчет   обсадных   колонн  проводят при проектировании с целью выбора толщин стенок и групп  прочности  материала  обсадных  труб, а так же для проверки соответствия заложенных при проектировании нормативных коэффициентов запаса  прочности ожидаемым с учетом сложившихся геологических, технологических, конъюнктурных условий производства.

 Расчет   обсадных   колонн  с трапецеидальной резьбой на растяжение проводят, исходя из допустимой нагрузки. При спуске  обсадных   колонн  секциями за длину колонны принимают длину секции.

 Расчет   обсадной   колонны  включает определение факторов, влияющих на повреждение обсадных  труб, и выбор наиболее приемлемых марок стали для каждой определенной операции с точки зрения надежности и экономичности. Конструкция  обсадной   колонны должна отвечать требованиям, предъявляемым к колонне при заканчивании и эксплуатации скважины.

 Расчет   обсадных   колонн  для наклонно-направленных скважин отличается от принятого для вертикальных скважин выбором запаса  прочности  на растяжение в зависимости от интенсивности искривления ствола скважины, а также определением наружных и внутренних давлений, в котором положение характерных для наклонной скважины точек определяется по ее вертикальной проекции.

 Расчет   обсадных   колонн  производят по максимальным значениям избыточных наружных и внутренних давлений, а также осевых нагрузок ( при бурении, опробовании, эксплуатации, ремонте скважин), при этом учитывают раздельное и совместное их действие.

Основное отличие расчета  обсадных   колонн  для наклонно направленных скважин от расчета  для вертикальных скважин заключается в определении запаса  прочности  на растяжение, который производится в зависимости от интенсивности искривления ствола скважины, а также расчета наружных и внутренних давлений с учетом удлинения ствола скважины

Выбор  обсадных  труб и расчет  обсадных   колонн   на   прочность  проводятся с учетом максимальных ожидаемых избыточных наружных и внутренних давлений при полном замещении раствора пластовым флюидом, а также осевых нагрузок на трубы и агрессивности флюида на стадиях строительства и эксплуатации скважины на основании действующих конструкций.

Основными нагрузками при  расчете   колонны   на   прочность  являются осевые растягивающие нагрузки от собственного веса, а также наружное и внутреннее избыточное давления при цементировании и эксплуатации скважины. Кроме того, на колонну действуют и другие нагрузки:

· осевые динамические нагрузки в период неустановившегося движения колонны;

· осевые нагрузки от сил трения колонны о стенки скважины в процессе ее спуска;

· сжимающие нагрузки от части собственного веса при разгрузке колонны на забой;

· изгибающие нагрузки, возникающие в искривленных скважинах.

**12 Определение коэффициента восстановления проницаемости после воздействия буровых растворов по данным лабораторных исследований.**

Влияние фильтратов на  проницаемость традиционно оценивают с помощью коэффициента   восстановления  проницаемости  по нефти  после  фильтрации в течение определенного времени, отнесенной к первоначальной  проницаемости . Полученные таким образом данные малоинформативны с точки зрения регулирования фильтрационных свойств зоны проникновения фильтрата промывочного  раствора .  Коэффициент  восстановления   проницаемости  не учитывает реальной динамики вытеснения нефти и газа фильтратом и не отражает существенных факторов, влияющих на  проницаемость  зоны проникновения. При формировании зоны проникновении фильтрата промывочного раствора  степень вытеснения нефти и газа фильтратом зависит от технологических условий вскрытия, поверхностно-молекулярных свойств системы фильтрат-нефть и петрофизических характеристик пласта. Степень насыщенности фильтратом определяется соотношением капиллярного перепада давлений и гидродинамического давления в зоне проникновения.
 Проницаемость  пласта при защемленном остаточном фильтрате может составлять менее 70% первоначальной.
В преимущественно гидрофильных коллекторах с ухудшенными коллекторскими свойствами, развитой удельной поверхностью при наличии глинистого цемента на поражение пласта фильтратом промывочного  раствора существенно влияет поверхностное взаимодействие фильтрата и твердой фазы коллектора. В природном состоянии поверхностные силы прочно удерживают мельчайшие гидрофильные частицы на скелетных зернах. При внедрении фильтрата промывочной жидкости в гидрофильной пленке погребенной воды резко уменьшаются действия поверхностных сил, в результате чего мельчайшие частицы твердой фазы приходят в движение и увлекаются фильтратом. Взаимодействуя друг с другом и со скелетом породы, частицы могут образовывать сгустки и застревать в местах сужений и пережимов пор.

При **цементаже** степень ухудшения проницаемости  за счет фильтрата цементного раствора  зависит от состояния прискважинной области на момент проведения цементажа.
В пластах с ухудшенными фильтрационноемкостными свойствами основное влияние на загрязнение пласта оказывает фильтрат промывочного  раствора , а фильтрат цементного  раствора  ухудшает первоначальную  проницаемость  лишь на 3-5%. Для пластов с  проницаемостью  0,1-0,5 мкм2 загрязнение фильтратом цементного  раствора может составлять 10-20% первоначальной проницаемости .
В высокопроницаемых коллекторах (более 0,5 мкм2) степень ухудшения  проницаемости  под воздействием  фильтрата и твердых частиц цементного  раствора  увеличивается с ростом проницаемости  и составляет 25-50%.
Образование на этапе первичного вскрытия пластов слабопроницаемой глинистой корки и зоны кольматации является благоприятным фактором, предохраняющим пласт от его дальнейшего загрязнения тампонажным цементным  раствором . Лабораторные исследования показали, что в этом случае радиус зоны загрязнения не превышает 0,5-1,0 см, а его влияние легко устраняется в процессе перфорации. Радиус загрязнения пласта при цементации может значительно увеличиваться при разрыве пласта цементным  раствором . На этапе вскрытия пластов перфорацией (кумулятивной, пулевой и гидропескоструйной) наряду с созданием надежной гидродинамической связи пласта со скважиной происходят также изменения фильтрационных свойств пласта в области, прилегающей к перфорационному каналу.

**13 Способы ликвидации и консервации скважин.**

Ликвидация   скважины  без эксплуатационной колонны в зависимости от горно-геологических условий вскрытого разреза производится путем установки цементных мостов в интервалах залегания высоконапорных минерализованных вод (Ка = 1,1  и  выше) и слабопродуктивных, не имеющих промышленного значения залежей углеводородов.

Высота цементного моста должна быть на 20 м ниже подошвы и на столько же выше кровли каждого такого горизонта.

Над кровлей верхнего пласта с минерализованной водой, а также на границе залегания пластов с пресными и минерализованными водами (если они не перекрыты технической колонной) устанавливается цементный мост высотой 50 м.

В башмаке последней технической колонны устанавливается цементный мост с перекрытием башмака колонны не менее чем на 50 м.

Оборудование устьев  и  стволов при ликвидации   скважин  со спущенной эксплуатационной колонной.

При  ликвидации   скважин  с нарушенной колонной из-за аварии или корродирования эксплуатационной колонны вследствие длительных сроков эксплуатации проводятся исследования по определению наличия  и качества цемента за колонной, цементирование в интервалах его отсутствия  и  установка цементного моста в колонне с перекрытием

всей прокорродировавшей части колонны  и  на 20 м выше  и  ниже этого интервала, с последующей опрессовкой оставшейся части колонны.

 Ликвидация   скважин  со смятой эксплуатационной колонной производится путем установки цементных мостов в интервалах перфорации  и  смятия колонн  и  на 20 м ниже  и  на 100 м выше этих интервалов перфорации  и  смятия колонн.

При нахождении  скважины  на территории подземного газового хранилища допускается (в целях контроля за межколонными пространствами) оборудование устья без установки тумбы по схеме, согласованной с территориальными органами Госгортехнадзора России.

По  скважинам , вскрывшим малодебитные, низконапорные пласты (Ка £ 1,1), допускается принимать консервационные цементные мосты в качестве ликвидационных при условии, что мост перекрывает верхние отверстия перфорации не менее чем на 50 м.

 Консервация   скважин  осуществляется, в основном, тремя  способами : изоляцией продуктивного пласта цементными мостами; созданием противодавления на пласт жидкостями глушения  и  перекрытием ствола скважины  пакерующими устройствами.

В газовых  скважинах , оснащенных подземным оборудованием, цементные мосты не устанавливаются, трубное пространство перекрывается глухой пробкой, выше нее ствол скважины  заполняется инвертным (эмульсионным) раствором.

Расконсервацию  скважин  производят разбуриванием цементного моста или извлечением пакерующего устройства, а вызов притока - снижением депрессии на продуктивный пласт.

При  ликвидации  разведочных  скважин устанавливаются цементные мосты против всех интервалов испытания, интервала установки муфты ступенчатого цементирования, в местах стыковки при секционном спуске эксплуатационной  и  технической колонн.

В эксплуатационных скважинах цементные мосты устанавливаются выше продуктивного горизонта и в башмаке кондуктора.

**14 Способы освоения скважин.**

Сущность  освоения   скважины заключается в создании депрессии, т. е. перепада между пластовым и забойным давлениями, с

превышением пластового давления над забойным. Достигается это двумя путями: либо уменьшением плотности жидкости в скважине, либо снижением уровня (столба) жидкости в скважине

Таким образом, можно выделить следующие шесть основных способов вызова притока: замена скважинной жидкости на более легкую, компрессионный метод, аэрация, откачка глубинными насосами, тартание, поршневание.

(Скорее всего в вопросе подразумевается только эксплуатационные скважины- не нагнетательные)

Перед  освоением  на устье  скважины  устанавливают арматуру в соответствии с применяемым методом и  способом  эксплуатации  скважины . В любом случае на фланце обсадной колонны устанавливают задвижку высокого давления на случай необходимости перекрытия ствола.

Замену скважинной жидкости производят следующим образом. После перфорации эксплуатационной колонны в скважину до фильтра опускают насосно-компрессорные трубы. Затем в кольцевое пространство между эксплуатационной колонной и спущенными трубами нагнетают воду. Буровой раствор, находящийся в скважине, вытесняется из нее по трубам. Если после замены бурового раствора водой возбудить скважину (т. е. вызвать приток) не удается, то переходят на промывку скважины нефтью. После промывки скважины (прямой или обратной) водой или дегазированной нефтью можно достигнуть уменьшения забойного давления:

Продавка с помощью сжатого газа или воздуха (газлифтный  способ   освоения ). Сущность метода заключается в нагнетании сжатого газа или воздуха в кольцевое пространство между подъемными трубами и обсадной колонной. Сжатый газ (воздух) вытесняет жидкость, заполняющую скважину, через спущенные в нее насосно-компрессорные трубы на дневную поверхность.

Аэрация - процесс смешения жидкости с пузырьками сжатого газа (воздуха). При аэрации за счет постепенного смешения сжатого газа (воздуха) и жидкости, заполняющей скважину (бурового раствора, воды, нефти), уменьшается плотность жидкости и тем самым плавно снижается давление на забой.

Для аэрации к скважине кроме водяной (нефтяной) линии от насоса подводят также газовую (воздушную) линию от компрессора. Жидкость и газ (воздух) смешиваются в специальном смесителе (эжекторе) или газопроводящей линии скважины, и аэрированная жидкость (газожидкостная смесь) нагнетается в ее затрубное пространство. При замене жидкости, находящейся в скважине, этой смесью давление на забой снижается, и, когда оно становится меньше пластового, нефть начинает поступать из пласта в скважину.

 Освоение  с помощью скважинных насосов применяют в  скважинах , которые предполагается эксплуатировать глубинно-насосным  способом . В некоторых случаях перед спуском насосных труб забой очищают с помощью желонки. Если ствол и забой чисты, то в скважину спускают насосно-компрессорные трубы, штанговый насос, устанавливают станок-качалку, и пускают скважину в эксплуатацию. Точно так же осваивают скважины, которые будут эксплуатироваться погружными электронасосами.

**15 Методы опробования и испытания скважин. Виды испытателей пластов.**

Для оценки продуктивности разреза применяют косвенные  и  прямые  методы. Косвенные методы позволяют получить характеристики, косвенным образом указывающие на присутствие нефти или газа в исследованном интервале. К косвенным методам относятся оперативный геологический контроль в процессе бурения и геофизические методы исследования в  скважине . Прямые методы базируются на непосредственных свидетельствах о присутствии нефти или газа (отбор пробы, получение притока и т.д.). Прямые методы требуют вызова притока нефти или газа из  пласта .

Наиболее полная информация об исследуемых нефтегазовых объектах может быть получена при использовании прямых методов, т.е. основанных на вызове притока из  пласта . В задачу исследования прямым методом входят такие вопросы, как выявление возможности получения притока нефти или газа из исследуемого объекта, отбор проб пластовой жидкости для изучения ее состава и свойств, установления соотношения компонентов в пластовом флюиде, оценка возможного дебита из исследуемого объекта, измерение пластового давления, получение исходных данных для первоначальной оценки коллекторских свойств объекта, вскрытого  скважиной .

В группе прямых  методов  выделяют стационарные и экспресс-методы. Стационарные  методы  предполагают, что исследование ведут на установившемся режиме фильтрации. Например,  метод  пробной эксплуатации, когда наблюдения ведутся в течение длительного времени (до месяца и более), и  метод  установившихся отборов, когда наблюдения и замеры проводят на нескольких режимах, доведенных до стабилизации притока, позволяют получить характеристику  пласта  и эксплуатационных возможностей  скважины .

Исследования по экспресс-методу требуют значительно меньше времени. В основе его лежит контроль за восстановлением давления в ограниченном объеме, сообщающиеся с про-дуктивным  пластом  после вызова притока из него.

Иногда в малодебитных  скважинах  применяют экспресс-метод исследования на приток, когда его контролируют по восстановлению предварительно сниженного уровня жидкости в скважине .

По технологии, применяемым техническим средствам  и  объему получаемой информации исследования по экспресс-методу можно подразделить на  испытание   и   опробование .

Задача  опробования  - вызвать приток флюида из  пласта , отобрать его пробу для анализа, определить свободный дебит  скважины . При проведении  испытаний  ставятся более широкие задачи.

Практикуют два  метода  исследования скважин : "снизу вверх"  и  "сверху вниз".

При исследовании по  методу  "снизу вверх" скважину  доводят до проектной глубины, закрепляют обсадной колонной  и  цементной оболочкой за ней.  Испытания  начинают с самого нижнего объекта, для чего обсадную колонну против этого  пласта  перфорируют, осуществляют вызов притока, отбирают пробы пластовой жидкости  и  проводят необходимые измерения. После завершения  испытания нижнего объекта устанавливают цементный мост или резиновый тампон выше перфорированного участка, рассчитанный на перепад давления до 25 МПа. Затем перфорируют обсадную колонну против выше расположенного объекта, испытывают его  и переходят к следующему объекту, перемещаясь вверх. Отсюда  и  название  метода  "снизу вверх".

 Виды   испытателей   пластов :

Испытатель   пластов , спускаемый на колонне труб. Его применяют для  испытания объектов сразу после их вскрытия,  и  поэтому при соблюдении правильной технологии испытания  он позволяет получить наиболее достоверную оценку незагрязненного буровым раствором  пласта .  Испытатель  пластов  применяют  и  в обсаженных скважинах , в частности, при  испытании  пластов  с низким пластовым давлением, для очистки призабойной зоны, для  испытания обсадных колонн на герметичность  и выявления в них участков нарушения герметичности  и  при других работах, когда в ограниченном объеме ствола  скважины  надо создать депрессию. Современный пластоиспытатель включает в себя инструменты, аппараты  и  приборы, скомпонованные воедино для выполнения функций, необходимых при  испытании   пласта  и  проведении измерений. Такой  испытатель называется комплектом испытательных инструментов (КИИ).

Гидравлический  испытатель   пластов  - главное звено пластоиспытателя - оснащен уравнительным  и  приемным клапанами. Уравнительный клапан в открытом состоянии обеспечивает гидравлическую связь между подпакерным  и  надпакерным пространствами, уравнивая в них гидростатическое давление, а также служит для пропуска жидкости при спуске и  подъеме КИИ во избежание эффекта поршневания. По истечении определенного промежутка времени после закрытия уравнительного клапана срабатывает специальное гидравлическое реле времени, управляющее приемным клапаном. Он открывает доступ пластовому флюиду в бурильную колонну над пластоиспытателем. Реле времени срабатывает под воздействием сжимающей нагрузки, возникающей при частичной разгрузке бурильной колонны на забой (на 60-120 кН). По окончании  испытания под действием растягивающего усилия приемный клапан закрывается.

**16 Классификация портландцементов по ГОСТу-1581-96.**

ПТЦ – портландцемент тампонажный (ГОСТ 1581-96). Классификация ПЦТ.

По вещественному составу ПЦТ подразделяют на следующие типы: I - ПЦТ бездобавочный; I-G - ПЦТ бездобавочный с нормированными требованиями при В/Ц = 0,44; I-H - ПЦТ бездобавочный с нормированными требованиями при В/Ц = 0,38; II - ПЦТ с минеральными добавками; III - ПЦТ со специальными добавками, регулирующими плотность ТР.

По плотности тампонажного раствора ПЦТ типа III подразделяют: на облегченный (Об); утяжеленный (Ут).

По температуре применения(ºС)ПЦТ I,II,III типов подразделяют на предназначенные: для низких и нормальных температур (15…50); для умеренных температур (51…100); для повышенных температур (101…150).

По сульфатостойкости ПЦТ I, II и III типов подразделяют: на обычный (требования к сульфатостойкости не предъявляют); на сульфатостойкий (СС).

По сульфатостойкости ПЦТ типа I-G и I-H подразделяют на цемент: высокой сульфатостойкости (СС-1); умеренной сульфатостойкости (СС-2).

**17 Методы испытания обсадных колонн на герметичность.**

Проверка качества цементирования скважины сводится к определению высоты подъема цемента за  обсадной  колонной  и оценки заполнения цементом кольцевого пространства.

Для этого применяют:

Термометрический  метод  - основан на регистрации изменений температуры при экзотермической реакции в процессе затвердевания цементного раствора. По изменениям температуры определяются высота подъема цемента и наличие его в затрубном пространстве;

Акустический  метод  - основан на измерении затухания продольной упругой волны, распространяющейся по  обсадной   колонне , цементу и породе. Регистрируют амплитуды продольной волны в  колонне  Ак и в породе Ап и время распространения продольной волны в породе. При хорошей связи цемента с  колонной  и породой наблюдаются минимальные амплитуды и максимальное затухание сигнала. При отсутствии цемента за колонной  наблюдается обратная картина. Средними значениями отмечаются участки с частичным заполнением либо с недостаточно прочным сцеплением цемента с породой и колонной ;

Гамма-гамма-каротаж - разница в плотности затвердевшего цемента и контактирующей с ним жидкости (пластовой или промывочной) позволяет использовать гамма-гамма-каротаж. Регистрируют одновременно несколькими детекторами, расположенными по периметру прибора, интенсивность рассеянного гамма-излучения. Совпадение всех кривых указывает на качественное цементирование. Причинами расхождения кривых и смещения их относительно друг друга могут быть: эксцентриситет  обсадной   колонны , несплошная или односторонняя заливка, отсутствие цемента за  колонной . Каждая из причин характеризуется определенным вариантом расхождения и смещения кривых гамма-гамма-каротажа.

 Испытание   колонн   на   герметичность  способом опресовки. При  испытании  колонны   на   герметичность  способом опрессовки устье скважины оборудуется опрессовочной головкой и манометром. Жидкость нагнетается в  колонну  с плавным увеличением давления. Давление на устье скважины должно на 20 % превышать ожидаемое максимальное устьевое давление. Возможна опрессовка отдельных участков  колонны  с помощью пакера. Проверка  на   герметичность заключается в том, что после замены глинистого раствора на воду не должно происходить перелива жидкости или выделения газа, а также в течение 30 мин давление не должно снижаться более чем на 0,5МПа.

 Испытания   колонны   на   герметичность  оформляются специальным актом.

**18 Обратный способ цементирования обсадных колонн.**

Обратное цементирование скважин (через затрубное пространство)

Под обратным цементированием понимают процесс, когда тампонажный раствор заливается (закачивается) в затрубное (межколонное) пространство сверху и перемещается на любую глубину под действием своего собственного веса или продавливается насосами.

Способ обратного цементирования известен давно. Однако широкого распространения он пока не получил из-за некоторых недостатков, основным из которых является трудность практического определения конца операции, т.е. момента, когда цементный раствор входит в башмак цементируемой колонны.

Этот способ довольно часто применяют как ремонтно-восстановительный при обнаружении течей в эксплуатационных обсадных колоннах. Использовать его целесообразно, если в разрезе скважины имеются непрочные пласты, подверженные гидроразрыву при небольших давлениях.

Прежде процесс обратного цементирования скважин сводился к следующему. Когда скважина считалась подготовленной после вытеснения глинистого раствора из обсадной колонны водой через башмак в затрубное пространство, закрывался кран на колонной головке. Вокруг колонны устанавливалась специальная обшивка из досок в виде плотного ящика, в который закачивался цементный раствор. Раствор начинали закачивать, одновременно открыв кран на головке обсадной колонны для выхода жидкости. В скважине восстанавливалась циркуляция. Скорость циркуляции, а следовательно, и процесса цементирования регулировалась степенью открытия крана на головке и могла быть доведена до большой величины.

Конец операции определялся моментом понижения давления на головке. Цементирование должно вестись таким образом, чтобы емкость вокруг колонны все время была наполнена цементным или (затем) глинистым раствором (если предусмотрено цементирование затрубного пространства не на всю высоту).

В настоящее время способ обратного цементирования значительно усовершенствован. В некоторых случаях он имеет существенные преимущества перед обычным.

**19 Технологии цементирования обсадных колонн прямым одноступенчатым и ступенчатым способами.**

 Одноступенчатый   способ   цементирования  обсадных   колонн заключается в следующем. До закачки цементного раствора в обсадную   колонну  опускают нижнюю цементиро­вочную пробку, предназначенную для отделения цементно­го раствора от находящейся в колонне  промывочной жидко­сти. Нижняя пробкаимеет отверстие, перекрытое резино­вой перепонкой. После этого на  колонну навинчивают голов­кус верхней цементировочной пробкой, не имеющей сквоз­ного отверстия.

Затем цементный раствор закачивают в  обсадную  колон­ну. Требуемый объем этого раствора определяется исходя из условия, чтобы к концу цементирования  в  обсадной   колонне  осталась небольшая порция цементного раствора (цементный стакан), а за  обсадной   колонной цементный раствор поднял­ся на заданную высоту. После окончания закачки цементного раствора в обсадную   колонну  проталкивают верхнюю (без отверстия) цементировочную пробку  и  затем прокачивают промывочную жидкость.

Когда нижняя пробка дойдет до упорного кольца, она остановится. Давление над пробкой повысится  и  резиновая перепонка лопнет. При дальнейшей закачке промывочной жидкости в колонну  верхняя пробка подойдет к нижней  и закроет отверстие в ней. Возникнет гидравлический удар. Манометр на цементировочной головке зафиксирует

После этого краны цементировочной головки закрывают  и  скважину оставляют в покое на 16 ч для затвердевания це­ментного раствора за кондуктором  и  на 24 ч — за промежу­точной  и эксплуатационной  колоннами .

При  цементировании   обсадных   колонн  в глубоких скважи­нах приходится прокачивать довольно большие объемы це­ментного раствора  и продавочной жидкости за весьма огра­ниченное время, определяемое сроком начала схватывания цементного раствора. В таких условиях применяется двухсту­пенчатое  цементирование , при котором цементный раствор закачивается в колонну   и  продавливается в затрубное про­странство двумя порциями. Первая порция цементного ра­створа продавливается за  колонну через башмак, а вторая — через отверстия в заливочной муфте, установленной в  обсад­ной  колонне  на значительном расстоянии от башмака.

Независимо от конструкции заливочной муфты сущность  способа  двухступенчатого цементирования  заключается в сле­дующем. Обсадную   колонну  с башмаком, башмачным патруб­ком, обратным клапаном (если он необходим)  и  заливочной муфтой спускают в скважину. После подготовки скважины к цементированию  в нее закачивают первые порции цементно­го раствора  и  продавочной жидкости, а затем спускают ниж­нюю цементировочную пробку. За нижней пробкой закачи­вают вторую порцию цементного раствора и  спускают вто­рую (верхнюю) цементировочную пробку. Затем в скважину закачивают вторую порцию продавочной жидкости. В про­цессе закачивания жидкости первая (нижняя) пробка дохо­дит до упорного кольца в заливочной муфте, садится на него  и  срезает медные шпильки. Передвижной цилиндр освобож­дается, перемещается до упора вниз  и  открывает отверстия в удлиненной муфте. К этому моменту заканчивается продав-ливание первой (нижней) порции цементного раствора в зат­рубное пространство через башмак  колонны   и начинается вытеснение за  колонну  через отверстия в заливочной муфте второй (верхней) порции цементного раствора.

Продавливание за  колонну  второй порции цементного ра­створа заканчивается посадкой верхней пробки на нижнюю. После твердения цементного раствора разбуриваются обе пробки в заливочной муфте  и , если это требуется, разбуривают обрат­ный клапан  и  цементный стакан в нижней части  колонны .

**20 Оценка качества первичного вскрытия продуктивных пластов.**

За критерий оценки качества вскрытия продуктивного пласта бурением (первичное вскрытие) принято считать относительную продуктивность (отношение фактической продуктивности пласта к потенциально возможной, т.е.теоретической). Качество вскрытия оценивают также по удельному дебиту скважины Qу.т/сутки·м и удельной продуктивности qуд. За удельный дебит принимается количество добываемой нефти Q в тоннах за сутки на 1 м эффективной толщины пласта h, т.е.



Под удельной продуктивностью понимают удельный дебит на 1 ат перепада давления в системе скважина - пласт (депрессии) — ΔР



Для качественного вскрытия продуктивного пласта необходимо соблюдать следующие требования к составу и свойствам бурового раствора:

состав промывочной жидкости должен быть таким, чтобы ее фильтрат не способствовал набуханию глинистых частиц, увеличению гидрофильности породы, увеличению количества физически связанной воды в порах пласта;

состав фильтрата бурового раствора должен соответствовать составу фильтра, заполняющего пласт, чтобы при проникании фильтрата в пласт не происходили такие физические или химические взаимодействия, в результате которых могут образовываться нерастворимые осадки;

в составе промывочной жидкости необходимо иметь достаточное количество грубодисперсной твердой фазы, способной создавать закупоривающие мостики в трещинах и тем самым препятствовать глубокому проникновению промывочной жидкости в пласт;

соленость и солевой состав фильтрата должны соответствовать солености и солевому составу пластовой воды;

фильтрат промывочной жидкости, используемый для вскрытия нефтяных пластов, должен уменьшать поверхностное натяжение на границе фильтрат - нефть;

водоотдача бурового раствора в забойных условиях должна быть минимальной;

плотность промывочной жидкости должна быть такой, чтобы дифференциальное давление было близким к нулю или, если вскрывается пласт с аномально низким давлением, - меньше нуля.

**21 Технологические жидкости для первичного вскрытия.**

Проведены исследования по разработке высокоэффективного эмульгатора обратных водонефтяных эмульсий, нашедших широкое применение в различных технологических  процессах добычи нефти, таких как вторичное  вскрытие продуктивного пласта, глушение скважин перед подземным ремонтом, ограничение водопритоков, обработка призабойной зоны скважин. Недостатками большинства известных эмульгаторов являются низкая эффективность, обуславливающая невысокую агрегативную и термическую стабильность образуемых с их участием обратных водонефтяных эмульсий, а также ограниченность ресурсов и высокая стоимость составляющих компонентов. В результате проведенных исследований разработаны состав и технология промышленного получения высокоэффективного эмульгатора обратных водонефтяных эмульсий ЭН-1 ( пат. Эмульгатор ЭН-1 представляет собой смесь остаточных продуктов вторичной и продуктов  первичной  переработки нефти. Основной задачей операции глушения продуктивных пластов является обеспечение безопасных условий работы буровых и ремонтных бригад в стволе скважины путем предотвращения выброса нефти или газа из пласта. Решение данной задачи возможно при условии применения специальных механических отсекателей пластов, противовыбросового оборудования либо с помощью различных составов глушения пластов, создающих на забое скважин давление выше пластового. Обычно для этих целей применяются водные составы с добавками загустителей или минеральных солей

При подготовке скважины к проведению первичного  вскрытия , обработке призабойной зоны или ремонтным работам весь ствол заполняется  жидкостью глушения. Технология работ по замене жидкости в стволе скважины заключается в проведении операции промывки ствола с допуском НКТ до забоя или последовательной замене скважинной жидкости на участке устье-насос на жидкость глушения с обеспечением заполнения всего ствола скважины. В связи с этим необходимо обеспечить надежное и простое регулирование  технологических параметров жидкости глушения — главным образом плотности. Плотность жидкости  глушения является главным фактором, который определяет величину давления на забое скважин.

**22 Методы вторичного вскрытия продуктивных пластов*.***

В общем случае при  вторичном   вскрытии  пластов  перфорацией необходимо преодолеть слой скважинной жидкости (5-10 мм), стенку стальной трубы (6-12 мм), толщину цементного камня (в зависимости от фактического диаметра скважины 25-50 мм и более), а также толщину зоны призабойной закупорки коллектора, которая в зависимости от типа коллектора и влияния на него отрицательных факторов вскрытия  бурением может находиться в пределах от 40-50 до 100-150 мм и более. Таким образом, главное предназначение процесса перфорации - преодолеть указанные препятствия и установить гидродинамическую связь со скважиной, а также обеспечить эффективность проведения различных мероприятий по интенсификации притоков и увеличению проницаемости призабойной зоны.

 Основная задача  вторичного   вскрытия  - создание совершенной гидродинамической связи между скважиной и  продуктивным  пластом  без отрицательного воздействия на коллекторские свойства призабойной зоны пласта, без значительных деформаций обсадных колонн и цементной оболочки. Решение этой задачи обеспечивается выбором условий перфорации, перфорационной среды, оптимальных для данных условий типоразмера стреляющей аппаратуры и плотности перфорации.

 Пулевая перфорация происходит с применением пулевых перфораторов, которые представляют собой короткоствольные пушечные системы, в которых пули разгоняются по стволу благодаря энергии расширения пороховых газов и, получив достаточную кинетическую энергию на выходе из нее, пробивают препятствие.

Кумулятивная перфорация. Суть эффекта кумуляции в том, что газоподобные продукты детонации части заряда, называющиеся активной частью и движущиеся к оси заряда, концентрируются в каналов и породы в призабойной зоне, образуя мощный поток, который называется кумулятивной струей. Если углубление в заряде облицовано тонким слоем металла, то при детонации заряда вдоль ее оси образуется кумулятивная струя, состоящая не только из газоподобных продуктов, но и из размягченного металла, который выделяется из металлической облицовки.

Гидропескоструйная перфорация (ГПП) - это метод, по которому образовывающиеся каналы проходят через колонну труб, цементное кольцо и углубляются в породу под действием кинетической энергии потока жидкости с песком, сформированного в насадках.

Торпедирование скважин. При торпедировании в пласте образуется каверна, от которой во все стороны расходится сеть трещин, в результате чего повышается проницаемость пород в призабойной зоне и увеличивается дебит скважины.

Перфорация при депрессии на  пласт  - наиболее прогрессивный способ  вторичного   вскрытия  пласта , так как в момент создания перфорационных каналов под воздействием больших градиентов давлений возникает интенсивный приток нефти или газа из пласта в скважину, вследствие чего происходит самоочищение перфорационных

**23 Основные факторы, влияющие на качество цементирования скважин.**

Одним из  факторов   цементирования  скважины  является:

Подвижность тампонажного раствора. Его подвижность т.е. способность покачиваться по трубам в течении необходимого для проведения процесса  цементирования  времени. Подвижность (растекаемость ) раствора устанавливается благодаря конусу АзНИИ. Для глубоких скважин с малым зазорам растекаемость растворов рекомендуется повышать до 22 см. Раствор считается соответствующим ГОСТУ , если диаметр расплывающегося раствора не меннее 180 м при водоцементном отношении 0,5

Плотность тампонажного раствора. Это критерий оценки качества тампонажного раствора. Колебание его плотности при цементировании  показывает на изменение его водоцементного отношения, это является нарушение технологического режима. Уменьшении плотности приводит к ухудшению свойств камня. Следует строго контролировать изменение плотности тампонажного раствора при  цементировании  и не допускать отклонения от заданной величины, что составляет 0,02 г/см3

Сроки схватывания тампонажного раствора. С помощью этих параметров определяется пригодность тампонажного раствора для транспортирования в заколонное пространство скважины. Для определения этих сроков при температуре 22 и 75 С применяют прибор, называемый иглой Вика. Сроки схватывания растворов подбирают исходя из конкретных условий.

Консистенция тампонажного раствора. Для цементирования  глубоких высокотемпературных  скважин  необходимо устанавливать изменения загустевания (консистенции ) тампонажных растворов во времени в процессе их перемешивания. Для определение этого параметра применяют консистометры КЦ-3 и КЦ-4.

Вспенивание. При закачки раствора в скважину необходимо обеспечить точность подсчета объема прокачиваемого раствора. При приготовлении раствора очень часто образуется очень много пены что дает неверное представление об количестве закаченного раствора в скважину. Способность раствора к вспениванию определяют в лаборатории.

Водоотдача цементного раствора. Нестабильность раствора является его расслоение, образование зон воды и цементного теста, несплошности цементного камня в заколонном пространстве скважины. Мероприятия повышение стабильности тампонажных растворов является уменьшение их водоотдачи.

Механическая прочность цементного камня. Она характеризуется пределами прочности на изгиб образцов-балочек. Прочность по ГОСТу должен обладать цементный камень на 2-е сутки твердения в водной среде при некоторой температуре. В зацементированном заколонном пространстве скважине могут возникать растягивающие, сжимающие и изгибающие напряжения.

**24 Особенности проектирования конструкций скважин, имеющих в разрезе мерзлые горные породы.**

В зависимости от природных условий района распространения многолетней мерзлоты и особенностей  сооружений их  проекти­рование и строительство осуществляют по одному из двух принци­пов:

1) с сохранением  горных   пород  в  мерзлом состоянии в течение всего периода строительства и эксплуатации зданий и сооруже­ний;

2) когда рассчитывают на: а) постепенное оттаивание  мерзлых   пород  в процессе строительства и эксплуатации зданий и соору­жений; б) предварительное искусственное оттаивание  горных   пород  до возведения зданий и сооружений; в) замену льдонасыщенных  мерзлых   пород  талыми.

Выбор принципа строительства определяется из условий наи­большей технической целесообразности и экономической выгод­ности в каждом конкретном случае режима многолетней мерзлоты и теплового режима проектируемых сооружений. Применение первого принципа для много­летнемерзлых пород,  имеющих  неустойчивый режим, допускается при осуществлении мероприятий, обеспечивающих понижение температуры горных пород по сравнению с естественной. По этому прин­ципу строят как неотапливаемые (холодные), так и отапливае­мые (либо неотапливаемые, но с выделением технологического тепла) здания и сооружения. Применение его для отапливаемых зданий целесообразно тогда, когда многолетнемерзлое состояние горных пород можно сохранить путем устройства холодного подполья.

При  проектировании  зданий и сооружений, рассчитанных на постепенное оттаивание мерзлых   пород  в процессе их эксплуата­ции, рекомендуется предусматривать мероприятия по уменьше­нию неравномерности их осадки путем: а) обеспечения равномер­ного оттаивания пород под фундаментами, что достигается его регулированием (теплоизоляция, специальные нагреватели и пр.); б) исключения резких изменений нагрузки по длине фундаментов. Кроме того, с этой же целью приспосабливают здания и сооруже­ния к восприятию повышенных деформаций (придание жесткости сооружениям, устройство осадочных швов и др.).

**25 Процессы, происходящие при формировании цементного камня в период ОЗЦ.**

Формирование   цементного   камня - это экзотермический  процесс , то есть процесс с выделением энергии, в виде тепла. При формировании цементный камень набирает свои прочностные характеристики, которые должны быть заранее известны, и все реологические характеристики Ц.К. должны быть исследованы в лаборатории не менее, чем за 10 дней до начала цементирования.

На время и качество формирования Ц.К. влияют различные факторы, такие как: 1-Температура (например при одноступенчатом цементировании схватывание Ц.К.  происходит практически равномерно, т.к. вся часть раствора прошла через зону башмака, где наблюдается максимальная температура, однако при обратном цементировании быстрее схватывается нижняя часть Ц.К., находящаяся в призабойной зоне.). 2-Давления (на процесс и скорость схватывания большую роль оказывает давление, которое различно на разных глубинах). 3 – Среда, в которой происходит схватывание (например соленасыщенные пластовые воды могут разрушать структуру Ц.Р. на основе портландцементов, а также образовывать каналы внутри крепи). 4- Качество использования буферной жидкости, её способность разрушать фильтрационную корку, и максимально вытеснять буровой раствор с заколонного пространства).

Процесс условно происходит в два этапа. В начальный момент затворения он интенсивно взаимодействует с водой. Мельчайшие частицы растворяются, более крупные гидратируются с растворением вещества поверхности. Затем происходит период замедления этих реакций. В это время цементный раствор – это пластическая масса. На поверхности частичек образуются сольватные оболочки и положительные электрические заряды. Между ними возникают силы отталкивания.

 Наряду с этим зерна цемента в массе раствора настолько сконцентрированы, что между ними возникают силы взаимного притяжения. Так как на острых краях цементных зерен толщина сольватных оболочек меньше, чем на остальных участках поверхности, то плотность электирического заряда здесь меньше, следовательно, меньше сила отталкивания. Одновременно, в результате химического взаимодействия составляющих цемента, появляются гидратные новообразования. В системе образуется коагуляционная структура. Завершается первый этап (индукционный).

 Второй этап характеризуется возникновением и развитием кристаллизационной структуры трехкальциевого гидроалюмината. Поверхность и объем частиц увеличивается настолько, что возникают молекулярные связи между ними. Этот процесс сопровождается интенсивным нарастанием прочности структуры. Связь между частицами очень прочная и характер разрушения необратим, т.е. разрушение приводит к уничтожению контактов срастания и резкому снижению прочности. Если перемешать раствор в поздний период твердения, то тампонажный камень может не образоваться.

# **"Осложнения и аварии в бурении "**

1. **Что называется осложнением и аварией при строительстве скважин. Виды осложнений и аварий при строительстве скважин.**

 Осложнения  – это нарушение непрерывности технологического процесса  строительства  (бурения  и  заканчивания)  скважины  при соблюдении технического проекта  и  правил ведения буровых работ, вызванное горно-геологическими условиями проходимых пород. К  осложнениям  относят: поглощения бурового или тампонажного растворов; нефтегазоводопроявления; обвалы (осыпи); набухание; ползучесть; желобообразование; растворение; искривления ствола; затяжки  и  посадки бурового инструмента при спускоподъемных операциях;

 Поглощение в  скважинах  буровых растворов  и  других жидкостей является одним из основных  видов   осложнений. Поглощение бурового раствора в  скважинах  обусловливается проницаемостью, пористостью, прочностью коллектора, пластовым давлением, объемом закачиваемого бурового раствора  и  его качеством

Обвалы (осыпи) происходят при прохождении уплотненных глин, аргиллитов или глинистых сланцев. В результате увлажнения промывочной жидкостью или ее фильтратом снижается предел прочности уплотненной глины, аргиллита или глинистого сланца, что ведет к обрушению (осыпям) стенок  скважины   и  часто к прихватам бурильного инструмента или обсадной колонны.

Набухание происходит при прохождении глин, уплотненных глин, в отдельных случаях аргиллитов. В результате действия промывочной жидкости  и  ее фильтрата глина, уплотненная глина  и  аргиллиты набухают, сужая ствол  скважины . Это приводит к затяжкам, посадкам, недохождениям до забоя  и  возможно к прихватам бурильного инструмента или обсадной колонны.

Ползучесть — этот  вид   осложнения  происходит при прохождении высокопластичных пород (глин, глинистых сланцев, песчанистых глин, аргиллитов, ангидрита или соляных пород), склонных под действием возникающих напряжений деформироваться со временем, т.е. ползти  и  выпучиваться в ствол  скважины . В результате недостаточного противодавления на пласт глина, песчаные глины, ангидриты, глинистые сланцы или соляные породы ползут, заполняя ствол  скважины , что может привести к прихватам бурильного инструмента или обсадной колонны.

Желобообразование может происходить при прохождении любых пород, кроме очень крепких. Основные причины желобообразования — большие углы перегиба ствола  скважины , большая масса единицы длины бурильной колонны, большая площадь контакта бурильных труб с горной породой. Особенно часто желоба вырабатываются при проводке искривленных  и  наклонно направленных  скважин ..

Растворение происходит при прохождении соляных пород. Соляные породы, слагающие стенки  скважины , растворяются под действием потока жидкости.

Характерным признаком растворения соляных пород является интенсивное кавернообразование, что в особо тяжелых случаях приводит к потере ствола  скважины .

 Аварией  считают нарушение непрерывности технологического процесса сооружения  скважины , требующее для его ликвидации проведения специальных работ, не предусмотренных техническим проектом. К  авариям  относят: открытое фонтанирование, аварии  при промыслово-геофизических работах, аварии  с породоразрушаемым инструментом, негерметичность обсадных колонн, аварии  с колонной бурильных труб, падение в  скважину  посторонних предметов, прихваты.

 Аварии  при промыслово-геофизических (прострелочно-взрывных работах) — это прихваты  и  оставление в  скважине  каротажного кабеля, различных приборов, грузов, шаблонов, торпед  и  других устройств, применяемых при исследовании  скважины   и  вспомогательных работах в ней.

 Аварии  с породоразрушающим инструментом — это оставление в  скважине  долота, бурильной головки или их элементов  и  частей.

Негерметичность обсадной колонны – это нарушение целостности спущенной в  скважину   и  зацементированной колонны труб, вызванное смятием или разрывом по телу/резьбе трубы.

 Аварии  с колонной бурильных труб — это слом  и  оставление в  скважине  колонны бурильных труб или элементов компоновки низа (переводника, центратора, амортизатора, утяжеленных бурильных труб, расширителя, ясов  и  т. д.).

Под  аварией , связанной с падением в  скважину  посторонних предметов, понимается падение в ствол  скважины  вкладышей ротора, роторных клиньев или других сменных частей спускоподъемного оборудования буровой установки, ключей, кувалд  и  других ручных инструментов  и  приспособлений, с помощью которых проводились работы на устье  скважины .

Под прихватом колонны труб понимается непредвиденное при сооружении  скважины  событие, характеризующееся потерей подвижности колонны труб или скважинных приборов, которая не восстанавливается даже после приложения к ним максимально допустимых нагрузок

**2. Классификация аварий по характеру и причинам возникновений.**

В зависимости от  характера  возникновений   аварий  выделяют следующие группы:

аварии  с элементами бурильной колонны; обрыв бурильных труб;  аварии  с долотами; прихваты бурильных  и  обсадных колонн;  аварии  с обсадной колонной и элементами ее оснастки;  аварии  из-за неудачного цементирования;  аварии  с забойными двигателями; падение в скважину посторонних предметов; прочие  аварии .

К  авариям  с элементами бурильной колонны относится оставление в скважине колонны бурильных труб или элементов компоновки низа (переводника, центратора, амортизатора, утяжеленных бурильных труб, расширителя и т.д.) из-за: поломки или срыва по резьбовой части; поломки по сварному шву; поломки по сварному телу; поломки ведущей трубы и элементов компоновки.

Обрывом называется  авария , характеризующаяся нарушением целостности элементов бурильной колонны, находящейся в скважине. Обрывы бурильных труб классифицируются по качественно однородным признакам.

По положению слома относительно нулевой линии (деформации от осевых усилий): в сжатой части бурильной колонны; в растянутой части бурильной колонны.

По форме обрыва: клиновидный; прямой; фигурный; спиралевидный.

По месту обрыва: в теле бурильных труб; в резьбовых соединениях бурильных труб; в соединительных переходниках бурильных труб. Различают подвиды: обрыв тела труб в месте нарезки; срыв витков трубных резьб, деталей замка, муфт  и  самой трубы; поломка корпуса ниппеля замка; срыв ниток резьбы конуса ниппеля; выкрашивание отдельных витков конуса ниппеля.

По числу разрушений, возникающих одновременно при поломке бурильных труб: одинарный; двойной.

 По   характеру  проводимых операций, во время которых произошла  авария , при: спуске бурового инструмента; постановке на забой; углублении скважины; подъеме бурового инструмента; натяжении или расхаживании бурильной колонны; заклинивании колонны.

По размещению оборванного конца в скважине: с отклонением от оси в желоба, каверны  и  пустоты; с расположением параллельно оси скважины.

По времени обнаружения обрыва: выявленный непосредственно после возникновения ; не замеченный своевременно буровой бригадой.

Обрыв бурильных труб ограничен тремя основными разновидностями: слом тела труб в месте нарезки; срыв витков трубных резьб; обрыв по телу трубы.

С породоразрушающим инструментом происходят следующие  аварии :

алмазные коронки - отрыв матриц; поломка секторов  и  выкрашивание из них алмазов; срыв резьб; слом тела в резьбовой части;

алмазные расширители - выпадение алмазосодержащих штабиков; срыв резьбы;

слом тела в резьбовой части;

твердосплавные долота истирающего типа - выпадение твердосплавных резцов (пластин); срыв резьбы; слом тела в резьбовой части;

шарошечные долота и расширители - отрыв шарошки; скол и выпадение вооружения шарошки (зубьев); срыв резьбы; слом тела в резьбовой части.

Прихватом называется авария в скважине, которая характеризуется частичным или полным прекращением движения бурового инструмента, обсадных труб или геофизических(гидрогеологических) приборов (устройств). Прихваты - одна из самых распространенных,

сложных и трудоемких групп аварий в бурении.

Выделяются три основных типа прихватов: породоразрушающие инструменты и колонковые наборы; бурильные колонны; обсадные трубы. Прихваты разделяются на следующие, наиболее распространенные виды.

Прихват шламом. Прихваты шламом происходят во время всех операций, когда буровой инструмент находится в скважине, т.е. при спускоподъемных операциях; постановке на забой; наращивании колонны и других остановках инструмента; бурении; заклинивании керна; ликвидации обрыва и т.д.

Прихват горными породами. Этот вид прихвата возможен при: нарушении целостности и устойчивости стенок скважин (раскрытии естественных и образовании новых трещин; образовании каверн и желобов; набухании пород; вытекании и осыпании пород; обваливании и обрушении); прижоге породоразрушающего инструмента; расклинивании керном, растерянным по стволу скважины или оставленным на забое; пересечении старых горных выработок и пустот, заполненных обломочным, сыпучим материалом и др.

Прихват глинистой коркой. Этот вид  аварии  происходит вследствие прилипания бурового снаряда к глинистой корке, образуемой на стенке скважины из-за перепада давления жидкости.

Прихват осколками металла породоразрушающих инструментов или отколовшимися кусками муфтовозамковых соединений.

Прихват предметами (ключи, гайки, зажимные плашки и пр.), упавшими в скважину.

Сложный (комбинированный) прихват, представляющий собой сочетание нескольких разновидностей.

К  авариям  с обсадными колоннами и элементами их оснастки относятся  аварии со спускаемыми, спущенными и зацементированными обсадными колоннами или их частями, вызванные: разъединением по резьбовым соединениям; обрывом по сварному шву; смятием или разрывом по телу трубы; повреждением обсадной колонны при разбуривании цементного стакана, стоп-кольца, обратного клапана и направляющей пробки.

**3. Поглощение технологических жидкостей при строительстве скважин, виды по интенсивности, причины возникновения и меры профилактики и борьбы с поглощениями.**

Поглощение технологических жидкостей при строительстве скважин, виды по интенсивности, причины возникновения и меры профилактики и борьбы с поглощениями.

Поглощение буровых растворов является одним из самых распространенных видов осложнений при бурении скважин. Различают поглощения малой интенсивности (до 15 м3/ч), средней (до 60 м3/ч) и высокой интенсивности.

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Kп.с. |  | 1-3 | 3-5 | 5-15 | 15-25 | >25 |
| Классификация зон поглощения | I | II | III | IV | V | VI |
| Поглощение | Частичное | Полное | Интенсивное | Интенсивное | Катастрофическое | Катастрофическое |

Причиной возникновения поглощений могут быть как геологические факторы (трещины, пустоты, каверны), так и технологические факторы (гидравлический разрыв пород).

Среди существующих методов предупреждения и ликвидации поглощений используются следующие: снижение гидростатического и гидродинамического давления на стенки скважины, изоляция поглощающего пласта специальными тампонажными растворами.

В случаях катастрофических поглощений используется бурение без выхода бурового раствора с последующим спуском буровой колонны. В этом случае разбуриваемый шлам поднимается с забоя и уходит в каналы поглощения вместе с промывочной жидкостью. Для борьбы с поглощениями широко применяют **пакеры**, которые герметизируют или разобщают затрубное пространство при задавливании тампонирующих смесей в поглощающий интервал. Тампонажную смесь подают в скважину через спущенную в нее бурильную колонну или через отвод превентора.

Одним из наиболее эффективных способов ликвидации поглощений является применение **наполнителей**, которые или добавляют в циркулирующий буровой раствор, или проводят разовую закачку в зону поглощения порции специальной жидкости с наполнителем. Применяют наполнители волокнистые (обрезки нитей и др.) и зернистые (керамзит и др.).

Физико-химическая кольматация наряду с предупреждением поглощений при бурении снижает вероятность прихвата бурильной и обсадной колонны и обеспечивает нормальные условия цементирования обсадной колонны.

Если ни один из способов ликвидации поглощения не дает результата, то для обеспечения нормального процесса бурения скважину закрепляют обсадными трубами с цементированием затрубного пространства.

**4. Причины и признаки (прямые и косвенные) возникновения ГНВП при строительстве скважин, меры профилактики и способы ликвидации.**

**Основными причинами возникновения газонефтеводопроявлений являются:**

· ошибки в определении плотности бурового раствора при проектировании скважин;

· недостаточный оперативный контроль за текущими изменениями пластового давления вследствие проводимых мероприятий по его поддержанию и других факторов;

· недолив скважины при спуско-подъемных операциях;

· поглощение жидкости, находящейся в скважине;

· снижение гидростатического давления столба раствора из-за перетоков, обусловленных разностью плотностей раствора в трубном и затрубном пространствах;

· длительные простои скважины без промывки;

· некачественное крепление технических колонн, перекрывающих газонефтеводонасыщенные напорные горизонты;

· снижение забойного давления в результате проявления эффектов поршневания при подъеме инструмента с сальником, а также при завышенных скоростях подъема бурильных труб;

· уменьшение плотности бурового раствора в скважине при длительных остановках за счет поступления газа из пласта.

Признаки ГНВП: прямые и косвенные.

**Прямые признаки ГНВП:**

· увеличение уровня бурового раствора в приемной емкости;

· увеличение скорости потока бурового раствора на выходе из скважины;

· уменьшение по сравнению с расчетным объема доливаемого бурового раствора при подъеме инструмента при СПО;

· увеличение по сравнению с расчетным объема вытесняемого бурового раствора при спуске инструмента во время СПО;

· движение промывочной жидкости по желобной системе при остановленной циркуляции.

**Косвенные признаки ГНВП:**

· увеличение механической скорости бурения;

· падение давления на стояке (насосах);

· увеличение крутящего момента СВП;

· увеличение веса бурильной колонны.

Меры профилактики:

· оперативный контроль за объемами бурового раствора в активных емкостях;

· оперативный контроль за доливаемым (вытесняемым) объемом бурового раствора во время СПО;

· ограничение скорости спуска (подъема) инструмента во время СПО для предотвращения поршневания (свабирования);

· промывка до полного выравнивания параметров бурового раствора (не менее одного цикла);

· соблюдение регламента промежуточных промывок.

**5. Общий порядок действий при ликвидации ГНВП при бурении, СПО, ГИС.**

Ответственным за выполнение первоочередных мероприятий является бурильщик.

1. При  ГНВП  в процессе бурения или промывки скважины.

Бурильщик подаёт сигнал «выброс» (три коротких гудка), не прекращая промывки приподнимает инструмент до выхода ведущей трубы из ротора, чтобы муфта верхней трубы была на уровне АКБ и разгружает его на ротор. Даёт команду остановить бур. насосы. 2-й пом, бур останавливает насосы. Бурильщик с помощниками отворачивают ведущую трубу и наворачивают на инструмент шаровой кран(обратный клапан) в открытом состоянии, затем закрывают кран и соединяют квадрат с бур. колонной и подвешивают её на талевой системе, фиксируют тормоз лебёдки, демонтируют клинья.

-1-й и 3-й пом, бурильщики проверяют задвижки на манифольде и блоках ПВО.

1-й помощник со стороны блока дросселирования, 3-й со стороны блока глушения. Па блоке дросселирования должны быть открыты три задвижки и дроссель со стороны сепаратора, все остальные задвижки должны быть закрыты. 1-й и 3-й помощники докладывают о результатах проверки бурильщику. Бурильщик со вспомогательного пульта открывает задвижку крестовины со стороны линии дросселирования и закрывает верхний плашечный превентор или универсальный (ППГ или ПУГ).

-1-й и 3-й помощники по команде бурильщика фиксируют схождение плашек превентора ручным приводом, затем они закрывают задвижку на сепаратор, открывают шаровой кран под ведущей трубой. Бурильщик через 5-10 минут, после стабилизации давления на устье, записывает давление в трубах по манометру на стояке и в затрубье по манометру на блоке дросселирования.(также должен записать время начала осложнения и вес-инструмента). 1-й помощник сообщает диспетчеру УБР об осложнении. 1-й и 3-й помощники закрывают дроссель, открывают задвижку на сепаратор и стравливают дросселем давление по 3-

4атмосферы в минуту не допуская его роста выше давления опрессовки обсадной колонны на которой смонтировано ПВО. (Дальнейшие  действия  проводятся по специальному плану глушения)

Машинист(дизелист) буровой установки следит за работой двигателей, и только по команде бурильщика останавливает двигатели, перекрывает подачу топлива;

Электрик обесточивает буровую также по команде бурильщика.

Лаборант-коллектор (а в его отсутствии -1-й помощник) через каждые 5 мин. замеряет плотность бур. р-ра на выходе из сепаратора(дегазатора). Следит за содержанием газа в растворе.

Слесарь следит за работой насосов, оборудования, ПВО.

2.  ГНВП  при СПО.

Бурильщик подаёт сигнал «выброс», (это сигнал верховому немедленно спускаться с полатей и идти в насосную) прекращает СПО и вместе с помощниками наворачивает шаровой кран и ведущую трубу на инструмент. Дальнейшие  действия по герметизации устья скважины как и при бурении и промывке скважины по пп 1.

3.  ГНВП  при спуске ОК.

Бурильщик сажает колонну обсадных труб на ротор, вместе с помощниками наворачивает шаровой кран с переводником на ОК, наворачивают ведущую трубу, подвешивают колонну труб на талевой системе, фиксируют тормоз лебёдки, демонтируют клинья. При несоответствии плашек превентора диаметру ОК, берут с мостков аварийную бур. трубу с шаровым краном и переводником на ОК и наворачивают на ОК, спускают аварийную трубу в ротор и проводят дальнейшие действия  как и при бурении и промывке.(см. пп 1)

4.  ГНВП  в процессе геофизических работ.

По команде начальника геофизической партии машинист подъёмника поднимает приборы из скважины. При невозможности поднять приборы, обрубают кабель и бурильщик с помощниками герметизируют устье скважины ПВО. (см. пп 1)При возможности бурильщик с помощниками производят спуск в скважину максимального количества бурильного инструмента и герметизируют устье скважины.

**6. Понятие о прихвате и затяжке бурового инструмента, какие виды прихватов существуют и их основные причины.**

 Прихватом  называется авария в скважине, которая характеризуется частичным или полным прекращением движения  бурового   инструмента , обсадных труб или геофизических(гидрогеологических) приборов (устройств).  Прихваты  - одна из самых распространенных,

сложных  и  трудоемких групп аварий в бурении.

Выделяются три  основных  типа  прихватов : породоразрушающие  инструменты   и колонковые наборы; бурильные колонны; обсадные трубы.  Прихваты  разделяются на следующие, наиболее распространенные  виды .

 Прихват  шламом.  Прихваты  шламом происходят во время всех операций, когда буровой   инструмент  находится в скважине, т.е. при спускоподъемных операциях; постановке на забой; наращивании колонны  и  других остановках  инструмента ; бурении; заклинивании керна; ликвидации обрыва  и  т.д.

 Прихват  горными породами. Этот  вид   прихвата  возможен при: нарушении целостности  и  устойчивости стенок скважин (раскрытии естественных  и образовании новых трещин; образовании каверн  и  желобов; набухании пород; вытекании  и  осыпании пород; обваливании  и  обрушении); прижоге породоразрушающего  инструмента ; расклинивании керном, растерянным по стволу скважины или оставленным на забое; пересечении старых горных выработок и  пустот, заполненных обломочным, сыпучим материалом  и  др.

1  Прихват  глинистой коркой. Этот  вид  аварии происходит вследствие прилипания  бурового  снаряда к глинистой корке, образуемой на стенке скважины из-за перепада давления жидкости.

 Прихват  осколками металла породоразрушающих  инструментов  или отколовшимися кусками муфтовозамковых соединений.

 Прихват  предметами (ключи, гайки, зажимные плашки  и  пр.), упавшими в скважину.

Сложный (комбинированный)  прихват , представляющий собой сочетание нескольких разновидностей.

К авариям из-за неудачного цементирования относятся  прихваты  затвердевшим цементным раствором колонны бурильных труб, на которой спускалась секция обсадных труб или хвостовик; отказ в работе  и  повреждение узлов подвески секции обсадной колонны, нарушающие процесс крепления  и  дальнейшую проводку скважины; оголение башмака или недоподъем цемента, если требуются дополнительные работы по устранению нарушений.

**7. Меры профилактики и способы ликвидации прихватов первой, второй и третьей группы.**

В практике бурения применяется ряд методов ликвидации при­хватов бурильных и обсадных колонн. Затяжки и небольшие при­хваты обычно ликвидируются путем расхаживания (многократное, чередующееся опускание и поднимание колонны) и проворачи­вания ротором бурильной колонны. Величина усилия, которое прикладывается к трубам во время расхаживания, может намного превышать собственную массу колонны и лимитируется прочнос­тью труб и талевой системы. Поэтому перед расхаживанием долж­но быть тщательно проверено состояние вышки, талевой систе­мы, лебедки и их прочность, а также состояние индикатора массы (веса). Если расхаживанием не удается ликвидировать прихват, то дальнейшие работы будут зависеть от вида прихвата. Так, прихва­ты, происшедшие под действием перепада давления, как прави­ло, ликвидируют жидкостными ваннами (нефтяными, водяными, кислотными и щелочными).

Практика производства нефтяных ванн в скважинах, где бури­ли с промывкой забоя, и скважина заполнена водой, показала, что нефть очень быстро всплывает. В этих случаях, чтобы получить эффект от нефтяной ванны, необходимо перед и после закачки нефти прокачать по несколько кубометров глинистого раствора. Глинистый раствор ограничивает быстроту всплывания нефти, и нефтяная ванна дает результат.

Для освобождения прихваченных бурильных колонн и устра­нения заклинивания долота, турбобуров в карбонатных глинис­тых (известняках, доломитах) и других породах, поддающихся действию кислоты, применяется кислотная ванна. Водяная ванна эффективна, когда замена глинистого раствора нефтью может привести к выбросу; если в зоне прихвата встречены обвалива­ющиеся глины и особенно, когда бурильная колонна прихваче­на или заклинена в отложениях магниевых и натриевых солей. Во время производства ванн некоторое количество нефти (кис­лоты или воды) необходимо оставлять в трубах с тем, чтобы пе­риодически (через 1... 2 ч) подкачивать нефть (кислоту или воду) в затрубное пространство. Установка нефтяных ванн сопряжена с возможностью возникновения пожара. Для предупреждения его нужно провести тщательную работу по подготовке всего обору­дования для безопасных работ, обращая особое внимание на ус­транение очагов пожара под полом буровой установки, в зоне ствола скважины и лебедке.

**8. Потеря устойчивости ствола скважины, основные признаки, причины и меры профилактики.**

Осыпи  и  обвалы: Осыпи – это медленно текущий процесс нарушения ствола   скважины  из-за взаимодействия с БР (происходит набухание некоторых пород), перепада давления или механического взаимодействия с БИ. Обвалы – это те же самые осыпи, только при этом больше материала горной породы вываливается, разрушатся. В результате увлажнения циркуляционной жидкостью или ее фильтратом снижается предел прочности породы (глины, аргиллиты, глинистая слюда)  и  ведет к ее разрушению. Так же этому процессу может способствовать набухание. Проникновение свободной воды, которая содержится в большом количестве в БР, в пласт, затем набухание (глины, аргиллиты, глинистая слюда) и последует обрушение.

Осыпи могут происходить в результате механического воздействия БИ. Так же могут привести тектонические силы, обуславливающих сжатие пород. Осыпи и обвалы во времени приводят к образованию на стенке скважины  каверн. Т.е. в процессе бурения неустойчивые породы вследствие набухания, трения могут вываливаться  и на стенках  скважины , образуются каверны, они могут достигать по диаметру 2-3 стволов   скважины   и  по мощности несколько десятков  и  сотен метров. Наличие каверн увеличивает объем  ствола   скважины , при циркуляции БР в кавернах образуются застойные зоны, где может скапливаться шлам. В наклонных  скважинах каверна может стать  причиной  поломки инструмента, вследствие вставания в нее долота. При цементировании обсадных колонн в кавернах происходит смешение бурового  и  тампонажного раствора, что снижает качество цементирования.

Признаки  осыпей  и  обвалов: 1)резкое повышение давления на выкиде БН; 2)обильный вынос кусков породы; 3)интенсивное кернообразование; 4)недохождение БК до забоя без промывки  и  проработки; 5)Затяжки  и  прихват БК.  Профилактика  осыпей  и  обвалов: 1)Качественный раствор – минимальная водоотдача, соответствующий удельный вес, т.к. помогает давить на стенки  скважины   и  не дает вываливаться нашей породе; 2)правильная организация работ, обеспечивающая высокие скорости бурения; 3)спуск БК плавно, без резких торможений; 4)не допущение значительных колебаний плотности БР; Борьба с кавернами: Обнаруживают каверны профилемерами (больше лап  и  точек, чем у каверномера) или каверномерами. Если каверны не дают бурить или есть опасность снижения качества зацементированных обсадных колонн, то их ликвидируют путем установки напротив них цементных мостов  и  последующего разбуривания, но со временем эти мосты стареют  и  разваливаются, т.е. это не всегда помогает.

Желобообразование: Происходит преимущественно в мягких, рыхлых, не плотных породах, характерен для наклонно направленных  скважин  (-это  скважина  имеющая такой профиль, т.е. забуриваем с одной точки земной поверхности можно попасть в точку забоя, находящуюся на каком-то, от нее расстоянии).желоба, как правило нарабатываются в местах перегиба профиля ствола   скважины , т.е. где большие углы перегиба, вырабатываются из-за того, что бурильный инструмент трется о нижележащую стенку скважины  и  при движении вверх и вниз нарабатывает желоб, главную роль играет площадь контакта БТ с породой и масса единицы длины буровой колонны. Желоба обнаруживаются посадками и затяжками БИ. В них имеются застойные зоны, где не выносится шлам, при цементировании имеются так же участки смешения БР и ТР, а в процессе бурения постоянно провоцируют аварию, т.к. диаметр бурильного инструмента намного меньше замков или муфт и при попадании муфт в желоба, постоянно инструмент имеет посадку или затяжку.

**9. Нарушение связанные с проводкой вертикальных и наклонных профилей скважин, основные признаки и причины, меры профилактики и способы нормализации.**

При бурении  вертикальных   и  наклонно-направленных   скважин вращательным

способом  часто встречается самопроизвольное искривление  скважин , т.е. отклонение  профилей  ствола от проектного. Искривление  скважин влечет за собой ряд проблем: нарушение  запланированной сетки разработки нефтяных  и  газовых месторождений, повышенный износ бурильных труб, ухудшение качества изоляционных работ, невозможность использования штанговых насосов при эксплуатации  скважин   и  т.д.

 Причинами  искривления  скважин являются геологические, технические и  технологические

факторы. К геологическим - относятся наличие в разрезе  скважин крутопадающих пластов; частая смена пород различной твердости; наличие в породах, через которые проходит скважина , трещин  и  каверн. Техническими факторами, способствующими искривлению скважин , являются несовпадение оси буровой вышки с центром ротора  и осью  скважины ;  наклонное положение стола ротора; применение искривленных бурильных труб  и  т.д. К технологическим факторам, обуславливающим искривление  скважин , относятся создание чрезмерно высоких осевых нагрузок на долото; несоответствие типа долота, количества и качества промывочной жидкости характеру проходимых пород.

На значительное искривление скважины указывают следующие  признаки :

- повышенный износ бурового инструмента, работающего в скважине, особенно бурильных труб и замковых соединений;

- затруднение проворачивания подвешенного в

скважине инструмента;

- резкое увеличение нагрузки при подъеме бурильной колонны;

- ненормальная работа бурового оборудования — перегрузка двигателя, перегрев узлов станка, повышенное давление на буровом насосе.

При появлении этих признаков необходимо измерить искривление и принять  меры к его устранению.

Предупреждение самопроизвольного искривления скважин

- Увеличение жесткости компоновки низа бурильной колонны (КНБК).

- Установка 2 – 3 полноразмерных центраторов.

- Снижение осевой нагрузки на долото.

- Периодическое вращение бурильной колонны.

- Использование КНБК, основанных на эффекте маятника или отвеса.

- Применение турбинно-роторного  способа  бурения

Необходимо при монтаже вышки и оборудования и при забуривании ствола скважины выполнять следующие требования:

- обеспечить соосность фонаря вышки, проходного отверстия ротора и оси скважины («направления»);

- обеспечить горизонтальность установки стола ротора;

- обеспечить прямолинейность ведущей трубы (квадратной штанги), УБТ и обычных труб согласно нормали;

- забуривать ствол скважины на длину КНБК следует при малой осевой нагрузке на долото («с навеса»);

- направление должно быть установлено вертикально.

**10. Способы предупреждения смятия обсадных колонн в криолитозоне, причины и последствия растепления ММП.**

Осложнения в скважинах  в   криолитозоне  возникают как при  растеплении   ММП в процессе бурения  и  эксплуатации скважин, так  и  при обратном промерзании ММП  в условиях простоя или консервации газовых скважин. Эти осложнения следующие:
• образование провалов  и  приустьевых воронок в летнее время при протаивании и  просадке пород; воронки могут достигать глубины в несколько десятков метров при диаметре 8— 10  м; они обычно ликвидируются подсыпкой часто больших объемов песка;
• кавернообразование в процессе бурения  и  эксплуатации;
•  смятие   обсадных   колонн   и  НКТ при замерзании жидкости в межколонном пространстве;  Смятие   обсадных   колонн  происходит при восстановлении отрицательных темп-р в затрубном пространстве. Данное осложнение происходит вследствие  растепления   и  восстановления отрицательных темп-р мерзлых пород в процессе бурения  и  эксплуатации. Восстановление отриц. Темп-р приствольной зоны может сопровождаться возникновением в скважине радиальных сминающих сил, напряжения которых превышают прочностные хар-ки труб. Природа сминающих сил опр-ся увеличением объема промывочной жидкости, оставшейся в затрубном пространстве, при восстановлении отрицательных темп-р в неработающих скв.  Смятие   обсадных  труб в толще мерзлых пород происходит на кавернозном участке.

•  смятие  кондуктора  и   колонн  при промерзании каверн;
•  смятие   колонн  приурочено к глубинам расположения наибольших каверн, образованных при бурении.  Причиной  появления этих искажений является относительно высокая температура отбираемого скважиной газа, который разогревает контактирующие со скважиной породы. Образование зоны положительных температур вокруг скважины вызывает  растепление  пород  и появление воды. Очевидно, что механические свойства растепленных пород значительно отличаются от аналогичных свойств в их замерзшем состоянии, что в ряде случаев является  причиной , осложняющей эксплуатацию скважин. Чаще всего эти осложнения приводят к некоторым смещениям устья скважины в пределах растепленной области с последующей стабилизацией ее положения. Когда диаметр и  глубина зоны  растепления  велики, может происходить потеря устойчивости обсадной   колонны

**11. Причины возникновения и технологию ведения работ по ликвидации аварий с бурильными и обсадными трубами.**

Аварией считается нарушение непрерывности технологического процесса строительства скважины, требующее для его  ликвидации проведения специальных  работ , не предусмотренных проектом.

Основной  причиной   возникновения  аварий является нарушение параметров  технологии бурения буровой бригадой, несоблюдение инструкций и требований проектных документов.

Характерными видами аварий бывают поломки бурильных или обсадных колонн с оставлением в стволе скважины отдельных элементов, потеря подвижности колонн труб, смятие или нарушение обсадных колонн и др. Аварии возникают при работе в осложненных условиях. Если осложнение не ликвидируется, оно может быть причиной аварии.

Аварии с элементами бурильной колонны. Это разрушение труб вследствие воздействия переменных нагрузок и оставление в скважине части бурильной колонны, в том числе:

- сломы и срывы по резьбе,

- поломки по сварному шву,

- сломы по телу трубы,

- падения части бурильной колонны из-за развинчивания по резьбе, или из-за поломок спускоподъемного оборудования.

Аварии с обсадными колоннами включают следующие разновидности:

- разъединение по резьбовым соединениям,

- смятие или разрыв по телу трубы,

- обрыв по сварному шву,

- падение колонны или ее части.

- повреждение обсадной колонны при разбуривании цементного стакана, стоп - кольца, обратного клапана, разделительных пробок.

Мероприятия  по  ликвидации аварий

Возникновение аварии в буровой скважине является чрезвычайным событием, поэтому при обнаружении первых признаков опасной ситуации бурильщик обязан немедленно принять меры по предотвращению аварии и приступить к первоочередным работам по ее ликвидации, если предотвратить аварию не удалось. Бурильщик должен известить об аварийной ситуации бурового мастера или руководителей МТС, УБР, НГРЭ,

не прекращая выполнение срочных работ и не оставляя своего рабочего места.

Первоочередные работы по ликвидации аварий, выполняемые бурильщиком и буровой вахтой, состоят из простых операций, выполнение которых не может привести к осложнению аварии. Например, при возникновении прихвата бурильной колонны из-за прилипания последней к стенке скважины под действием перепада давления или из-за ее заклинки при спуске, а также при прихвате колонны обвалившимися породами, бурильщик обязан выполнять расхаживание колонны с нагрузками, не превышающими 80% от предела текучести материала труб, и отбивку инструмента ротором. Число оборотов колонны также регламентируется. При обрыве бурильной колонны необходимо немедленно приступить к ловильным работам, не допуская возникновения прихвата аварийной части колонны, что может значительно осложнить ликвидацию обрыва.

**12. Причины возникновения и технологию ведения работ по ликвидации аварий с буровыми долотами.**

Аварии  с  долотами  приводят к оставлению в скважине  долот  или их узлов (шарошки, лапы с шарошками  и др.). На извлечение целых  долот  из скважины затрачивается в  12 -20 раз больше времени, чем на извлечение шарошек или лап с шарошками, хотя оставляют  долота  на забое редко. Долота  остаются в скважине главным образом из-за нарушения правил их крепления. Плохо закрепленные  долота  часто отвинчиваются при спуске, не достигая забоя. То же происходит при проработках, особенно в зонах сужения, на искривленных участках  и в желобах.

При бурении электробурами  долота отвинчиваются вследствие неправильного присоединения токопроводами. Крепление  долот только цепными ключами непременно приведет в  аварии . Известно много случаев оставления долот  из-за плохого состояний резьб у переводников, к которым их крепят.

Часто встречаются случаи оставления долот  в скважине при расхаживании

заклиненных  долот  вследствие чрезмерно частых отбивок их путем вращения с большой частотой вперед  и  со следующей резкой отдачей назад. Бурильная колонна за счет инерционных усилий поворачивается в обратную сторону на значительно большее число оборотов, что ведет к отвинчиванию  долота .

Нередко происходят сломы  долот  по резьбе в ниппеле.  Авариям  этого вида предшествуют удары о выступ.

Бывают случаи оставления трехшарошечных  долот  в скважинах в результате их раскалывания на три части. Это свидетельствует о том, что лапы  долот  были плохо сварены.

 Долота  часто отвинчиваются, когда к муфте переводника с резьбой 3-152 (ЗН-168) присоединяют  долота  с резьбой 3-147 (ЗШ-141). Эти резьбы незначительно отличаются друг от друга.

В практике бурения скважин часты случаи поломки узлов шарошечных  долот . В результате  аварий  с  долотами  в скважине остаются в основном шарошки. Это связано со значительным износом опор, сломом цапф  и  режимами  работы   долот  в скважине.

Долговечность опоры  долота  зависит от интенсивности изнашивания  и разрушения поверхностей цапфы, шарошки  и  тел качения. Исследования показали, что характер изнашивания  и  разрушения этих поверхностей различен. Это связано с неравномерным сложным нагружением различных участков поверхностей опоры, а также с конструкцией,  технологией  изготовления  и  размерами  долот . Трущиеся поверхности опоры подвергаются одновременно абразивному износу, осповидному, хрупкому  и  усталостному выкрашиванию, смятию, окислительному  и  тепловому износу  и  высокотемпературным ожогам в микрообъемах металла  и  в присутствии буровых  растворов под высоким давлением. Одновременное развитие этих процессов, а также несовершенная сборка  долот , различие механических свойств металла узлов  и  шарошек  долот   и  отдельные конструктивные несовершенства приводят к неравномерной сборке опор  и  вооружения  долот   и  к большому различию в их износостойкости. Все это создает трудности в определении качества сработки  долот , оптимального  и  предельного времени пребывания  долота  на забое, особенно при турбинном бурении.

 Причинами  поломок  долот , в частности оставления шарошек на забое, являются: передержка  долота  на забое; бурение с нагрузками, превышающими допустимые; удар  долотом  о забой или уступ; разбуривание пород  долотами , не соответствующими крепости пород; малая прочность опор  и  сварных швов; заклинивание  долот ; дефекты нарезки резьбы; неплотное прилегание заплечиков лап  долота  к торцу переводника;  работа   долотами  по металлу, длительная промывка скважины перед подъемом сработанного  долота .

 Причинами  заклинивания алмазных  долот  являются:

1) резкая посадка в зоне сужения ствола скважины  и  в призабойной зоне в результате спуска  долота  без ограничения скорости, особенно в необсаженной части ствола скважины;

2) преждевременное прекращение циркуляции  бурового  раствора

3) перед подъемом колонны, с алмазным  долотом  чаще во время процесса наращивания.

4) недостаточная промывка скважины через  долото  - утечки раствора через негерметичные участки бурильной колонны  и  ниппель турбобура, а также из-за малой подачи  бурового  раствора насосами;

5) бурение скважины при несоответствующем соотношении размеров  долота , УБТ и  забойного двигателя;

6) заклинивание  долот  инородными предметами (металл  и  куски породы).

Случаи заклинивания алмазного  долота  часты при первом спуске его в скважину или после  работы  трехшарошечными  долотами  (хотя первое имеет несколько меньший диаметр, чем соответствующее трехшарошечное  долото ), а также после длительной  работы  алмазного  долота  на забое без подъема.

При бурении скважин алмазными  долотами  из-за недостаточного крепления, а также вследствие изнашивания тела  долота  могут выпадать алмазы. Выпавшие алмазы ломают  и  крошат другие алмазы в  долоте , что может привести его в негодность

**13. Причины возникновения и технологию ведения работ по ликвидации аварий из-за неудачного цементирования.**

Основные виды  аварий   из-за неудачного  цементирования обусловлены:

1.Разрушение обсадных колонн под действием внутреннего давления.

2.Спуском секций обсадной колонны на неопресованных БТ.

3. Цементированием  без продавочных пробок.

4.Ошибками в расчетах объема цементного раствора  и  продавочной жидкости.

5.Несоответсвием качества цементного раствора требованиям ГОСТ.

Нарушение  и  разрывы обсадных колонн под действием внутреннего давления могут произойти в результате:

1.Восстановление циркуляции раствора после спуска обсадной колонны.

2.Продавки цементного раствора, особенно в затрубное пространство.

3.Преждевременного схватывания цементного раствора.

4.Создания внутреннего давления при испытании колонны на герметичность.

5. Ликвидации  газонефтеводопроявлений.

Создаваемые давления в момент  аварии , как правило бывают больше допустимых. В противном случае разрушение связано с заводскими дефектами.

Спуск секции обсадной колонны на неопресованных БТ может привести во время продавливания цементного раствора к продольному разрыву БТ  и  последующему их зацементированию.

 Цементирование  без продавочных пробок может явиться  причиной  образования цементных стаканов высотой до нескольких сот метром, при разбуривании которых возможно нарушение обсадной колонны.

Ошибки в расчетах объема цементного раствора  и  продавочной жидкости могут привести к оголению башмака обсадной колонны или к недоподъему цементного раствора в затрубье.

Несоответсвие качества цементого раствора требованиям ГОСТ обусловенно:

1.Использованием цементного раствора для других температруных условий в скважине.

2.Использование залежалого, старого цемента, не соответствующего требованиям ГОСТ.

3.Применением для затворения цемента воды, загрязненной примесями, что может ускорить сроки схватывания.

 Ликвидация   аварий  при  цементировании :

1.Разрушение при  цементировании  тело труб практически нельзя восстановить, поэтому вначале нарушенные интервал необходимо выправить оправкой  и перекрыть его другой обсадной колонной или перекрывателем. Возможно также в зависимости от степени разрушенности обсадной колонны нарушенный участок проработать фрезером со шламометаллоуловителем. Затем для закрепления нарушенного участка ствола рекомендуется либо установить в этом интервале цементный мост, либо использовать профильный перекрыватель (гофрированные трубы).

2.При оставлении цементного раствора или значительного его количества в обсадной колонне необходимо поднять ее, если позволяет грузоподъемность буровой установки, или приступить к вымыванию цементного раствора из колонны пока он не успел схватиться. Иначе либо придется ликвидировать скважину, либо приступить к разбуриванию цементного стакана –  работе  достаточно длительной и  не всегда дающей положительные результаты.

**14. Причины возникновения и технологию ведения работ по ликвидации аварий нарушения герметичности обсадных колонн.**

Основные виды аварий из-за нарушения герметичности обусловлены:

1.Разрушение  обсадных   колонн  под действием внутреннего давления.

2.Спуском секций  обсадной  колонны  на неопресованных БТ.

3.Цементированием без продавочных пробок.

4.Ошибками в расчетах объема цементного раствора  и  продавочной жидкости.

5.Несоответсвием качества цементного раствора требованиям ГОСТ.

 Нарушение   и  разрывы  обсадных  колонн  под действием внутреннего давления могут произойти в результате:

1.Восстановление циркуляции раствора после спуска  обсадной  колонны .

2.Продавки цементного раствора, особенно в затрубное пространство.

3.Преждевременного схватывания цементного раствора.

4.Создания внутреннего давления при испытании  колонны  на  герметичность .

5.Ликвидации газонефтеводопроявлений.

Создаваемые давления в момент аварии, как правило бывают больше допустимых. В противном случае разрушение связано с заводскими дефектами.

Спуск секции  обсадной   колонны  на неопресованных БТ может привести во время продавливания цементного раствора к продольному разрыву БТ  и  последующему их зацементированию.

Цементирование без продавочных пробок может явиться  причиной  образования цементных стаканов высотой до нескольких сот метром, при разбуривании которых возможно  нарушение   обсадной   колонны .

Ошибки в расчетах объема цементного раствора  и  продавочной жидкости могут привести к оголению башмака  обсадной   колонны  или к недоподъему цементного раствора в затрубье.

Несоответсвие качества цементого раствора требованиям ГОСТ обусловенно:

1.Использованием цементного раствора для других температруных условий в скважине.

2.Использование залежалого, старого цемента, не соответствующего требованиям ГОСТ.

3.Применением для затворения цемента воды, загрязненной примесями, что может ускорить сроки схватывания.

 Ликвидация   аварий  при нарушении герметичности:

1.Разрушенное при цементировании тело труб практически нельзя восстановить, поэтому вначале нарушенные интервал необходимо выправить оправкой  и перекрыть его другой  обсадной   колонной  или перекрывателем. Возможно также в зависимости от степени разрушенности  обсадной   колонны  нарушенный участок проработать фрезером со шламометаллоуловителем. Затем для закрепления нарушенного участка ствола рекомендуется либо установить в этом интервале цементный мост, либо использовать профильный перекрыватель (гофрированные трубы).

2.При оставлении цементного раствора или значительного его количества в обсадной   колонне  необходимо поднять ее, если позволяет грузоподъемность буровой установки, или приступить к вымыванию цементного раствора из колонны пока он не успел схватиться. Иначе либо прийдется ликвидировать скважину,либо приступить к разбуриванию цементного стакана –  работе  достаточно длительной и  не всегда дающей положительные результаты.

**15. Причины возникновения и технологию ведения работ по ликвидации аварий с геофизическим приборами и кабелем, а также при работе с пластоиспытателем.**

Процесс углубления скважины нередко приостанавливается из- за падения талевой системы, обрыва талевого каната, различный аварий при промыслово-геофизических работах, открытого фонтанирования и других нарушений. Падение элементов талевой системы и обрывы талевого каната-Аварии этой подгруппы случаются довольно часто. Основные причины падения талевого блока, крюкоблока и кронблока — это неисправность противозатаскивателя, невнимательность бурильщика, плохое состояние талевого каната, а так­же плохая освещенность верхней части фонаря вышки.

Обрывы талевого каната происходят хотя и редко, но повсе­местно. В большинстве случаев им способствует неисправность противозатаскивателей. Как правило, неисправность противозатаскивателя при невнимательности исполнителей приводит к уда­ру талевого блока или крюкоблока о кронблок и обрыву каната. В худшем случае падает и кронблок. Тяжелые последствия от это­го бывают, когда на талевой системе подвешена бурильная колон­на. Плохая освещенность верхней части фонаря вышки во многих случаях усугубляла возникновение аварии.

При проведении промыслово-геофизических работ в скважине происходят прихваты кабеля, оставление в скважине кабеля, гео­физических приборов, аппаратов, шаблонов, радиоактивных источ­ников, торпед и других предметов, без извлечения которых невоз­можно дальнейшее углубление скважины.

Известны редкие случаи падения буровых вышек, а также раз­рушения их фонарей.

Эта группа аварий представляет большую опасность и часто сопровождается травмированием членов буровой бригады. При таких авариях извлечение бурильной колонны из скважины начи­нается через несколько дней, когда колонна прихвачена.

**16. Причины возникновения и технологию ведения работ по ликвидации аварий при смятии обсадных колонн.**

Основной  причиной   возникновения   аварий является нарушение параметров  технологии бурения буровой бригадой, несоблюдение инструкций  и  требований проектных документов.

Характерными видами  аварий  бывают поломки бурильных или  обсадных   колонн  с оставлением в стволе скважины отдельных элементов, потеря подвижности  колонн  труб, смятие  или нарушение  обсадных   колонн   и др.  Аварии  возникают при  работе  в осложненных условиях. Если осложнение не ликвидируется, оно может быть  причиной  аварии .

 Аварии  с  обсадными   колоннами  включают следующие разновидности:

- разъединение по резьбовым соединениям,

-  смятие  или разрыв по телу трубы,

- обрыв по сварному шву,

- падение  колонны  или ее части.

- повреждение  обсадной   колонны  при разбуривании цементного стакана, стоп - кольца, обратного клапана, разделительных пробок.

 Возникновение  аварии в буровой скважине является чрезвычайным событием, поэтому при обнаружении первых признаков опасной ситуации бурильщик обязан немедленно принять меры по предотвращению аварии  и  приступить к первоочередным работам  по ее ликвидации, если предотвратить аварию не удалось. Бурильщик должен известить об аварийной ситуации бурового мастера или руководителей МТС, УБР, НГРЭ, не прекращая выполнение срочных работ и не оставляя своего рабочего места.

Первоочередные работы по ликвидации аварий, выполняемые бурильщиком и буровой вахтой, состоят из простых операций, выполнение которых не может привести к осложнению аварии. Например, при возникновении прихвата бурильной колонны из-за прилипания последней к стенке скважины под действием перепада давления или из-за ее заклинки при спуске, а также при прихвате колонны обвалившимися породами, бурильщик обязан выполнять расхаживание колонны с нагрузками, не превышающими 80% от предела текучести материала труб, и отбивку инструмента ротором. Число оборотов колонны также регламентируется. При обрыве бурильной колонны необходимо немедленно приступить к ловильным работам, не допуская возникновения прихвата аварийной части колонны, что может значительно осложнить ликвидацию обрыва.

**17. Меры профилактики аварий связанные с поломкой бурильных колонн и их элементов в скважине, а также обсадных колонн?**

Основными причинами  поломок  бурильных   колонн  являются:

- превышение допустимых нагрузок при эксплуатации;

- наличие усталостных трещин или дефектов, вызванных действием знакопеременных нагрузок, коррозионной среды или механическими повреждениями;

- несвоевременная  профилактика  бурильной   колонны ;

- несоответствие прочностных характеристик  бурильных  труб глубинам бурения;

- резкая или большая посадка при спуске  бурильной   колонны  при наличии больших каверн, уступов, резких перегибов ствола  скважины ;

- отсутствие контроля за моментом вращения  бурильной   колонны ;

- отсутствие контроля за моментом свинчивания (недостаточный или чрезмерный

момент свинчивания резьбовых соединений);

- создание осевой нагрузки частью  бурильных  труб;

- вибрация  бурильной   колонны  при бурении в крепких породах;

- нарушение правил наворота замковых деталей на трубы (в трубном цехе);

- несвоевременное выявление размыва (негерметичности)  бурильной   колонны .

Наиболее характерными признаками  поломок   бурильных   колонн  являются:

- снижение веса по ГИВ-6;

- снижение давления в нагнетательной линии буровых насосов;

- снижение момента вращения  бурильной   колонны ;

- резкое изменение темпа углубления  скважин ;

- снижение температуры выходящего из  скважины  бурового раствора.

Важнейшими условиями, направленными на предотвращение слома  бурильной  колонны  (труб, УБТ,  элементов  КНБК  и  переводников), являются:

- тщательный входной контроль перед вводом  их  в эксплуатацию;

- четкое ведение документации по комплектации, учету работы  и   профилактики   и своевременная замена при достижении установленной нормы отработки или

выявления дефекта,

- недопущение превышения растягивающей нагрузки, крутящего момента выше допускаемых величин  и  учет одновременного действия растягивающих  и крутящих нагрузок при роторном бурении,  а   также  при ликвидации прихвата (заклинивания)  бурильного  инструмента;

- учет действия знакопеременных напряжений изгиба  и  дополнительных сил трения при вращении  и  подъеме  бурильной   колонны  в наклонно-направленной скважине ;

- соблюдение требований рабочего проекта  и  технологических регламентов.

Комплектацию, учет работы, ремонт  элементов   бурильной   колонны  следует производить согласно РД-39-013-90 г. Куйбышев.

Перед отправкой с базы на буровую  бурильные , утяжеленные, ведущие трубы, элементы  КНБК (как новые, так  и  после ремонта) должны проходить визуальный осмотр, обмер диаметра замков  и  тела тpvб, контроль резьб калибрами, опрессовку и  дефектоскопию.

При большом удалении от базы допускается выполнять эти работы на буровых.

Все  бурильные   и  утяжеленные трубы должны иметь маркировку. Эксплуатация немаркированных труб запрещается.

На все  элементы  КНБК (УБТ, калибраторы  и  др.) заводится журнал учета работы на буровых  и  на базе производственного обслуживания (БПО).

Комплектация  бурильной   колонны  должна соответствовать расчетным параметрам, представленным в рабочем проекте на строительство  скважины . Компоновка  бурильной   колонны  может быть прочнее расчетной (исходя из наличия труб).

Транспортироваться  бурильные , утяжеленные  и  ведущие трубы должны на специальных транспортных средствах, исключающих  их  прогиб. Не допускается волочение труб по земле. Резьбы труб должны быть защищены предохранительными кольцами (колпачками). Разгрузку труб следует производить краном или по накатам, запрещается сбрасывать трубы, ударять  их  друг о друга или о твердый грунт.

Начальник буровой (буровой мастер) несет ответственность за правильную эксплуатацию  бурильной   колонны   и  ведение соответствующей документации.

Начальник буровой (буровой мастер) обязан:

- иметь точную  меру   бурильной   колонны  с указанием длины, размера группы прочности, толщины стенок по каждой трубе  и  свечам.

- заполнять выписки из паспортов;

- своевременно  и  в полном объеме выполнять

мероприятия профилактической карты;

- для обеспечения точной  меры  все длинномерные  элементы   бурильной  колонны  (трубы, УБТ, турбобур, снаряд для отбора керна  и  др.) замерять только рулеткой, запрещается производить эти замеры деревянным или складным метром.

**18. Меры профилактики аварий связанные с цементированием обсадных колонн в скважине?**

При  цементировании   обсадных  колонн , спускаемых на большие глубины, нередки случаи обрыва колонн из-за резкой разницы температур колонны и закачиваемого раствора. Такие явления характерны для тех случаев, когда низ  обсадной  колонны  опирается на забой или нижнюю секцию колонны (или прихвачен), а верх ее жестко посажен на клинья или элеватор. В подобных случаях необходимо учитывать изменение длины колонны от температуры. Закачка в нагретую колонну холодного бурового или цементного раствора ведет к деформации колонны с последующим взрывом трубы из ее муфты.

Известны случаи оставления цементного раствора в эксплуатационной колонне из-за быстрого схватывания его - образуется цементный стакан различной высоты. Иногда

при разбуривании стакана нарушается целостность  обсадной   колонны . Причины оставления цементного раствора в колонне - ошибки при расчетах количества продавочной жидкости. Другими причинами оставления цементного раствора в  обсадных   колоннах  могут быть: несоответствие качества тампонажного цемента температурным условиям скважин , приводящее к преждевременному схватыванию цементного раствора; применение для затворения цемента воды, загрязненной солями и другими жидкостями и веществами, сокращающими сроки схватывания цементного раствора; отсутствие контроля за качеством приготовления цементного раствора.

С ростом глубины залегания неустойчивых пород увеличивается высота столба бурового раствора за колонной над цементным кольцом, в связи с чем повышается опасность смятия колонн. Одно из важнейших мероприятий по предохранению колонн от смятия в интервале

нахождения неустойчивых пород - перекрытие цементной оболочкой неустойчивых и газонефтеводопроявляющих горизонтов. Смятие  обсадных   колонн  в пределах зацементированных участков происходит на расстоянии 50-60 м от фильтра и в прифильтровой зоне. Промысловые данные показывают, что подобные  аварии бывают также в местах, где продуктивные горизонты сложены неустойчивыми породами и при эксплуатации скважины выносится большое количество песка.

**19. Виды аварий при КРС, освоении и ГРП, назовите оборудование для ликвидации аварий в скважинах под давлением.**

К капитальному ремонту относятся  и  работы по устранению аварий, допущенных в процессе эксплуатации и ремонта.

 Наиболее часто встречаются следующие аварии:

1. Аварии, связанные с трубами НКТ и бурильными трубами. К ним относятся:

а) прихват колонн НКТ и бурильных труб. Прихваты могут быть механического происхождения (прихват при смятии обсадной колонны, при большой деформации колонны по той или иной причине, при применении двух рядов труб и т.д.), в цементном растворе, при потере циркуляции (связанной с качеством бурового раствора);

б) "полет" (обрыв) насосно-компрессорных и бурильных труб. "Полет" НКТ может быть также со скважинным насосом и штангами, при этом верх штанговой колонны может остаться внутри колонны НКТ или же торчать наружу. При "полете" бурильных труб в скважине остается и бурильный инструмент.

2. Аварии, связанные со скважинными насосами, пакерами, якорями, забойными двигателями, приборами и др. К ним относятся:

а) прихват пакера, погружного насосного агрегата центробежного, винтового и диафрагменных насосов;

б) оставление в скважине погружного насосного агрегата с кабелем или без него;

в) оставление в скважине штангового насоса и штанг;

г) оставление в скважине насосных штанг вследствие обрыва;

д) оставление в скважине винтобуров, турбобуров и других элементов забойной компоновки;

е) оставление в скважине приборов, устройств для исследования скважин и пластов, геофизических приборов.

3. Аварии, связанные с кабелями, канатами, проволокой, гибкими трубами. К ним относятся:

а) оставление каротажного кабеля, в том числе кабеля погружных электронасосов;

б) оставление каната при работе желонкой или проведении других работ;

в) оставление проволоки;

г) оставление гибких труб.

4. Аварии, связанные с попаданием в скважину посторонних предметов - плашек, сухарей и т.д.

Ловильные инструменты разнообразны для каждого вида аварий, пауки.

Практика показывает, что причин аварий может быть множество, но преобладающей является оплошность персонала

**20. Способы рассоединения неприхваченной части инструмента в скважине и их сущность.**

При ликвидации  скважин  в результате аварии с бурильным инструментом: в необсаженной части ствола  и  невозможности его извлечения необходимо произвести торпедирование или отворот  неприхваченной   части   инструмента . При нахождении верхней части оставшегося в скважине инструмента ниже башмака технической колонны необходимо произвести установку цементного моста под давлением с перекрытием головы оставшегося инструмента на 50 м. После ожидания затвердения цемента следует определить разгрузкой бурильного инструмента или насосно-компрессорных труб верхний уровень цементного моста. В башмаке технической колонны необходимо также установить цементный мост высотой 50 м и проверить его наличие разгрузкой бурильного инструмента или насосно-компрессорных труб и опрессовкой.

При аварии с бурильным инструментом, когда его верхняя часть осталась в интервале ствола, перекрытого технической колонной, необходимо произвести его торпедирование или отворот на уровне башмака колонны и цементирование под давлением с установкой цементного мости на уровне не менее 100 м над башмаком технической колонны.

Устье скважины необходимо оборудовать заглушкой (или глухим фланцем с вваренным патрубком и вентилем), установленной на кондукторе (технической колонне).

На устье скважины устанавливается бетонная тумба размером 1х1х1м с репером высотой не менее 0,5 м и металлической таблицей, на которой электросваркой указывается номер скважины, месторождение (площадь), предприятие - пользователь недр, дата ее ликвидации.

При расположении скважины на землях, используемых для сельскохозяйственных целей, устья скважины углубляются не менее чем на 2 м от поверхности, оборудуются заглушкой, установленной на кондукторе (технической колонне) и таблицей с указанием номера скважины, месторождения (площади), предприятия-пользователя недр и даты ее ликвидации.

Заглушка покрывается материалом, предотвращающим ее коррозию, и устье скважины засыпается землей.

Выкопировка плана местности с указанием местоположением устья ликвидированной скважины передается землепользователю, о чем делается соответствующая отметка в деле скважины и акте на рекультивацию земельного участка.

**21. Устройство и принцип работы, гидравлических и гидромеханических забойных ударных механизмов.**

Гидравлические  ударные  механизмы предназначены для ликвидации прихватов инструмента при бурении глубоких нефтяных  и  газовых скважин единичными  ударами . Для нанесения  ударов  требуется деформация (растяжения или сжатия) колонны труб, расположенной выше механизма . Интенсивность ударной нагрузки легко регулируется бурильщиком.  Механизм  может работать как при наличии, так и при отсутствии циркуляции бурового раствора. Механизм  ударный гидромеханический двухстороннего действия, предназначенный для постоянного включения в КНБК

 Гидромеханический  бурильный яс одновременно включает в себя как гидравлическую , так  и механическую секции, сочетая преимущества  гидравлических   и механических типов бурильных ясов. Действует путем нанесения по прихваченному инструменту осевых  ударов , направленных либо снизу вверх, либо сверху вниз, либо в ту и другую сторону попеременно в зависимости от характера прихвата

Ударные механизмы бывают гидравлическими — гидроу­дарники и пневматическими — пневмоударники. Определенный интерес представляет магнитострикционный ударный меха­низм, разработанный в ВИТРе.

Наибольшее применение в производстве получили забойные гидравлические ударные машины — гидроударники.

**22. Виды ловителей для захватов и транспортировки бурильных труб, крупных и мелких предметов в скважине?**

Овершоты – основной захватывающий снаружи инструмент и воз-можно самый распространенный из всех ловильных инструментов. Поскольку  принцип заклинивания цельного или составного захвата в конической полости, имеющей спиральную (винтовую) проточку, используется почти во всех случаях, то именно такая конструкция и будет описана в данной  работе

Плашечные освобождающиеся наружные ловители для бурильных труб предназначены для захвата за наружную поверхность бурильных и обсадных труб при ловильных работах с одновременной промывкой скважины через ловимый объек Ловители изготавливают с правой резьбой и применяют с центрирующим приспособлением (воронкой).В корпусе ловителя (рис. 4.23) расположены три плашки для захвата труб за муфту или замок. Наружная поверхность каждой плашки – коническая; с внутренней стороны нанесена

левая резьба специального профиля.В каждой плашке предусмотрены выступ и вырез, благодаря которым они соединяются между собой. Сверху на плашках расположено кольцо с манжетой, обеспечивающей герметичность при промывке через ловимый объект. Манжета поднимается силой упругости пружины, надетой на втулку, которую в свою очередь поджимает переводник, предназначенный для соединения ловителя с колонной бурильных труб. Снизу корпус на резьбе соединен с воронкой.

Труболовка наружная освобождающая типа ТНОС изготавливается с резьбами правой и левой. С ее помощью извлекают колонну труб целиком, так и частями после ее отвинчивания.

Труболовки внутренние освобождающиеся ТВМ-1, ТВМ 60-1, ТВМ 73-1, ТВМ 89-1, ТВМ 114-1 (1 – исполнение) предназначены для захвата за внутреннюю поверхность НКТ, состоят из  механизмов  захвата и фиксации плашек в освобожденном положении. В них предусмотрен сквозной продольный канал для промывочной жидкости.Труболовки внутренние механические освобождающиеся типов ТВМ и ТВМ1 предназначены для захвата за внутренние поверхности при подъеме. Труболовки изготавливаются в двух вариантах: 1 – упирающаяся в торец захватываемой колонны; 2 –заводимая внутрь захватываемой колонны на глубину без ограничений.

Обурочные внутренние труболовки применяются для предупреж-дения падения на забой обуриваемойколонны, нижний конец которой на-ходится выше забоя. Обурочная труболовка является универсальным инст-рументом. С ее помощью можно поднять всю обуриваемую колонну или часть ее, отвинтив обуренные трубы и сократив таким образом объем СПО

Метчик – это патрубок, с присоединительной резьбой в верхней части, и с наружной ловильной резьбой (конусность 1:16) в нижней. Основное назначение метчиков – это захват элементов в скважине, ввинчиванием во врутреннюю поверхность с последующим их извлечением

Колокола ловильные. Колокола предназначены для извлечения ос-тавшейся в скважине колонны бурильных, обсадных и насосно-компрессорных труб с захватом их путем

навинчивания на наружную по-верхность труб, муфт замков ил высадки. Колокола рекомендуется приме-нять, когда требуется вращение и расхаживание извлекаемой колонны труб в нефтяных, газовых и геологоразведочных скважинах.

Удочка типа “У” – предназначена для захвата с последующим извлечением из скважины каната, электрокабеля и проволки. Удочка состоит из корпуса, переводника с воронкой, трех крюков, и заостренного наконечника

Магнитные фрезеры – это или постоянные магниты, встроенные в корпус с промывочными каналами, или электромагниты, спускаемые на кабеле.После промывки непосредственно над забоем с целью обнажения поверхности предметов, подлежащих извлечению, фрезер опускают на забой с небольшой нагрузкой и проворотом ротором. Когда забой нащупан, ротор останавливают и интенсивно промывают

скважину. Затем останавливают насосы, отрывают фрезер от забоя и приступают к его подъему.

Во время подъема нельзя вращать колонну ротором, так как при этом увеличивается вероятность потери пойманных предметов.

Паук – это обычный самодельный инструмент, предназначенный для выполнения специфической работы. Пауки делают из труб, прокатанных из малоуглеродистой стали. Наиболее подходящей считается сталь с пределом текучести 280 МПа. Паук из стали с пределом текучести выше 390 МПа работать не будет, так как его зубья будут ломаться, а не гнуться

Извлечение отдельных предметов из скважины. Для извлечения цилиндрических предметов (желонки, насоса, мундштука и т. п.) пользуются ловильным инструментом: труболовкой наружной или внутренней,

колоколом,метчиком-калибром, овершотом.

Различные мелкие предметы (кувалды, цепи от ключей, сухари, плашки и т.д) извлекают магнитными фрезерами или фрезером-пауком.

**23. Виды фрезеров. Конструкция, принцип работы, область применения?**

Фрезер  забойный типа ФЗ2 — эффективный инструмент для фрезерования металлических предметов, находящихся на забое скважины. Режущая поверхность фрезера , армирована композиционным материалом, состоящим из крошек дробленого твердого сплава и материала связки, что позволяет ему легко работать в тяжелых условиях фрезерования, где требуется высокая стойкость инструмента.

 Фрезер  забойный вогнутый типа ФЗВ2 — модификация ФЗ2 с вогнутой рабочей поверхностью, позволяющей центрировать незакрепленные объекты фрезерования относительно  фрезера . По желанию заказчика  фрезеры  ФЗ2 и ФЗВ2 могут изготавливаться с увеличенным слоем твердосплавной крошки, при этом в конце обозначения добавляется буква «У».

 Фрезер  забойный специальный типа ФЗ2 Сп — наиболее эффективный и универсальный

инструмент, предназначенный для разбуривания цементных мостов, песчаных пробок, технологической оснастки обсадных колонн, фрезерования металлических предметов, находящихся на забое скважины. Благодаря  применению  пластин из твердого сплава и обеспечения эффекта самозатачивания достигается эффективное резание при высокой скорости проходки.  Применение  комбинированного вооружения позволило существенно повысить эксплуатационные характеристики  фрезеров , а также расширить  область их  применения : помимо фрезерования при благоприятных условиях легкосплавных, насосно-компрессорных труб, цементного камня  фрезеры  типа ФЗ2Сп успешно себя зарекомендовали при фрезеровании технологической оснастки и бурильных труб.

 Фрезер  забойный спиральный типа ФЗС2 предназначен для разбуривания цементных мостов, песчаных пробок, технологической оснастки обсадных колонн, фрезерования металлических предметов, находящихся на забое скважины. Характерной особенностью данного инструмента является оснащение режущего торца и калибрующих лопастей спиральной формы армирующей твердосплавной крошкой.

 Фрезер  кольцевой типа ФК2 имеет массивную режущую кромку армированную твердосплавной крошкой и предназначен для  работы  в тяжелых условиях по крупным металлическим предметам.

 Фрезер  кольцевой типа ФК2 Сп армирован твердосплавными крошкой и зубками. Предназначен для фрезерования (обуривания) прихваченных бурильных и насосно-компрессорных труб, а так же насосных штанг.

Все кольцевые  фрезеры  выпускаются с фаской под приварку.

 Фрезер  забойно-кольцевой типа ФЗК2 представляет собой сочетание кольцевого и забойного  фрезеров . Предназначен для сплошного фрезерования труб, незакрепленных металлических предметов с опережающим фрезерованием кольцевого пространства в обсаженной скважине.

 Фрезер  забойно-кольцевой типа ФЗК2 Сп представляет собой сочетание  фрезеров

кольцевого и забойного специального. Благодаря  применению  в данной конструкции  пластин из твердого сплава и обеспечения эффекта самозатачивания достигается эффективное резание при высокой скорости проходки.

 Фрезер  пилотный типа ФП предназначен для фрезерования элементов колонны труб, таких как НКТ, хвостовиков, пакеров, замков, муфт при проведении ремонтно-восстановительных  работ  в скважине. Способен работать в тяжелых условиях фрезерования, где требуется высокая стойкость инструмента. Основная отличительная особенность  конструкции  данного инструмента в том, что режущая поверхность армирована композиционным материалом, состоящим из крошек дробленого твердого сплава и материала связки.

 Фрезер  магнитный типа ФМ — универсальный инструмент, предназначенный для извлечения из скважины металлических предметов, обладающих ферромагнитными свойствами. Оснащенный режущей коронкой  фрезер  магнитный позволяет предварительно офрезеровать аварийные металлические предметы.

 Фрезеры  колонные конусные предназначены для проработки труб, имеющих эллипсность (для восстановления внутреннего диаметра), расфрезеровывания смятых труб при проведении ремонтно-восстановительных  работ  в скважинах, снятия неровностей с внутренней поверхности обсадных колонн, очистки «окна» в обсадной колонне.Основная отличительная особенность данного инструмента — конусная форма рабочей поверхности, которая армируется твердосплавной крошкой.  Фрезер  колонный конусный типа ФКК2 имеет угол конуса 10°, а райбер конусный типа РК2 — 5°.

 Фрезер-райбер  и долото-фрезер с предназначен для разбуривания цементных мостов, песчаных пробок, технологической оснастки обсадных колонн небольших диаметров, а так же фрезерования металлических предметов, находящихся на забое скважины. Благодаря  применению  пластин из твердого сплава и обеспечения эффекта самозатачивания достигается эффективное резание при высокой скорости проходки.

Долото-фрезер типа ДТФ предназначено для разбуривания цементных мостов, песчаных пробок и технологической оснастки при благоприятных условиях с малыми ударными нагрузками.

**24. Порядок учёта и расследования аварий и брака, каковы основные обязанности главного инженера предприятия при расследовании и учёту аварии?**

Порядок расследования и учета аварий регламентируется Инструкцией по классификации. Расследованию и учету аварий при бурении скважин на нефть и газ.

Все возникающие аварии должны расследоваться в течение 72 часов с момента их возникновения.

Аварии расследуются назначенной приказом по УБР постоянно действующей комиссией. Для участия в расследовании аварии могут быть приглашены сотрудники научно-исследовательских организаций, заводов изготовителей и других организаций.

Аварии всех видов разделяются на две категории: регистрируемые и учитываемые. Регистрации подлежат все аварии, независимо от времени, затраченного на их ликвидацию (включая внутрисменные аварии, затрачено менее 8 ч). Учитываются аварии, на ликвидацию которых затрачено более 8 ч. Началом аварии считается момент её возникновения, хотя обнаружена она может быть позже; концом аварии считается момент восстановления условий для продолжения бурения. Если авария произошла во время ликвидации первоначально возникшей аварии (осложнение аварии), она отдельно не учитывается, а время на её ликвидацию суммируется со временем ликвидации первоначально возникшей аварии.

При возникновении аварии и невозможности её ликвидировать в течение данной смены бурильщик сообщает об этом буровому мастеру и производит первоочередные работы по недопущению её усложнения. Буровой мастер ставит в известность об аварии главного инженера предприятия или лицо, его заменяющее, и производит работы по согласованию с ним.

При расследовании аварии устанавливаются причины, приведшие к ней и конкретные виновники. Составляется план, в котором предусматриваются конкретные мероприятия

по ликвидации данной аварии, сроки проведения работ, мероприятия для предотвращения несчастных случаев и возможных осложнений, назначается работник, ответственный за исполнение плана работ по ликвидации аварии.

Главный инженер УБР обязан:

изучить обстоятельства, приведшие к возникновению аварии и наметить меры по ее ликвидации;

рассмотреть и утвердить в течение 3 суток Акт об аварии и дать заключение о рекомендуемых комиссией предложениях для предупреждения подобных аварий и мерах наказания к виновникам данной аварии.

При аварийных работах необходимо систематически контролировать их ход и при необходимости своевременно вносить коррективы.

Все распоряжения по изменению плана работ по ликвидации аварий передаются в письменном виде; а при невозможности этого (например, при работе в отдалённых районах) – по радио или телефону с обязательной регистрацией и последующим направлением письменного подтверждения.

Следует помнить, что работы по ликвидации аварий являются трудоёмкими, допущенные при этом ошибки ведут к возникновению новых аварий, что в конечном счёте приводит к неоправданным потерям рабочего времени и непроизводительным затратам.

Материалы по авариям и осложнениям должны систематизироваться, обобщаться и анализироваться; на этой основе должны разрабатываться мероприятия по предотвращению и ликвидации аварий и осложнений в данной организации. Учитывая, что никакие рекомендуемые мероприятия по предупреждению аварий и осложнений не могут претендовать на исчерпывающую полноту, необходимо регулярно проводить работу по изучению причин аварийности и разрабатывать методы, отражающие условия данного месторождения (участка, площади, района работ).

**25. Какими нормативными и законодательными актами руководствуются сотрудники буровых предприятий при профилактике и расследовании аварий и брака. Какой необходимый перечень документации должен быть на буровой при строительстве скважин**?

При профилактике и расследовании аварий и брака:

1. Акт об аварии (3 экземпляра)

2. Рекламация завода изготовителя в соответствии с действующими положениями в установленные сроки ( в случае брака)

3 План работ по ликвидации аварии ( на 10 или 30 суток)

4. Журнал учета аварий

5.Акт о ликвидации аварии

6 Профилактическая карта по безаварийному ведению работ (ежемесячная проверка)

7. Правила безопасности НиГ промышленности

Бурение скважины может быть начато при наличии на буровой следующих документов:

геолого-технического наряда и профиля наклонно направлен­ной скважины (при необходимости);

режимно-технологической карты, а при бурении скважин глу­биной 3000 м и более — проекта бурения;

акта о вводе в эксплуатацию установки с разрешением на нача­ло бурения органов Федерального горного и промышленного над­зора России (Госгортехнадзора России). В отдельных случаях пуск буровой проводится на основании акта, составленного приемоч­ной комиссией бурового предприятия без участия представителя Госгортехнадзора России;

наряда (нормативной карты) на буровые работы.

Геолого-технический наряд (ГТН) состоит из двух частей: гео­логической и технической.

Геологическая часть содержит следующие данные:

горизонты и глубины, на которые будет пройдена скважина, характер пород и предполагаемые углы падения пластов на протя­жении всей скважины;

интервалы, которые должны буриться с отбором керна и шла­ма из промывочной жидкости;

глубины замера кривизны скважины, производства каротажа и других электрометрических работ;

интервалы глубин, на которых могут ожидаться нефтегазово-допроявления, осложнения, связанные с нарушениями целостно­сти ствола; скважины, затяжки и поглощения промывочной жид­кости;

плотность, вязкость, водоотдача и процент содержания песка (поинтервальное качество промывочной жидкости); крепость проходимых пород.

Кроме того, в геологической части наряда описывается конст­рукция скважины. Для эксплуатационной колонны указывается способ испытания на герметичность, а также интервал прострела отверстий и их количество.

Техническая часть наряда содержит следующие указания:

тип долота и его размер;

число рейсов долотом каждого типа и размера;

число оборотов инструмента (при роторном бурении);

осевую нагрузку на долото;

режим работы буровых насосов (диаметр цилиндровых втулок, производительность и давление).

Далее приводятся указания по спускоподъемным операциям (оснастка талевой системы), число свечей лебедки. Кроме того, указываются интервалы расширения ствола скважины перед спус­ком колонны обсадных труб.

В верхней части ГТН даются общие данные по скважине: на­звание месторождения; где расположена скважина; номер сква­жины и цель бурения; проектные глубина и горизонт. Затем при­водится перечень бурового оборудования. В специальной таблице указывается, какими бурильными трубами будет буриться сква­жина. В процессе бурения скважины ГТН может изменяться толь­ко с соответствующего разрешения. Кроме ГТН буровой бригаде выдается инструктивно-технологическая карта, в которой при­водятся рекомендации по достижению высоких технико-эконо­мических показателей при бурении данной скважины. Эти реко­мендации кроме технологических вопросов охватывают и орга­низационные.