

Государственное бюджетное профессиональное образовательное учреждение
«Пермский нефтяной колледж»

ОДОБРЕНО

цикловой методической комиссией

Протокол № 2 от «08»

октября 2021 г.

Председатель  А. Л. Аксарина

УТВЕРЖДАЮ

Заместитель директора

ГБПОУ «Пермский нефтяной колледж»

_____ Т.Е. Фефилова

«_____» _____ 202__ г.

КОС

(контрольно-оценочные средства)

для проверки знаний, умений обучающихся

по МДК 02.01 «Технология бурения, испытания и эксплуатации скважин при поисково-разведочных работах на нефть и газ»

(4 полугодие)

для специальности 21.02.10 Геология и разведка нефтяных и газовых месторождений

Разработчик: Наборщикова Ольга Валерьевна, преподаватель, ГБПОУ «Пермский нефтяной колледж»

1. Пояснительная записка

Контрольно-оценочные средства (КОС) предназначены для контроля и оценки образовательных достижений обучающихся, осваивающих учебную дисциплину МДК 02.01 Технология бурения, испытания и эксплуатации скважин при поисково-разведочных работах на нефть и газ.

КОС разработаны в соответствии с требованиями ОПОП СПО по специальности 21.02.10 Геология и разведка нефтяных и газовых месторождений, квалификация техник-геолог, рабочей программы учебной дисциплины МДК 02.01 МДК 02.01 Технология бурения, испытания и эксплуатации скважин при поисково-разведочных работах на нефть и газ.

Учебная дисциплина осваивается в течение 4 полугодия в объеме 152 часа.

КОС содержит контрольные материалы для проведения промежуточной аттестации в форме: письменного экзамена.

1.1. Оценка уровня освоения учебной дисциплины

В результате освоения учебной дисциплины МДК 02.01 МДК 02.01 Технология бурения, испытания и эксплуатации скважин при поисково-разведочных работах на нефть и газ обучающийся должен:

Знать:

- способы и средства контроля технологических процессов бурения;
- руководящие нормативные и справочные материалы по профилю специальности;
- действующие стандарты и технические условия на разрабатываемую техническую документацию, порядок ее оформления;
- технологию проводки глубоких и сверхглубоких скважин в различных горно-геологических условиях;
- технологию промывки скважин;
- технику безопасности проведения буровых работ и меры экологической защиты окружающей среды;
- методы предупреждения и ликвидации осложнений и аварий;
- методы и средства выполнения технических расчетов, графических и вычислительных работ;
- контрольно-измерительную аппаратуру и правила пользования ею.

Уметь:

- составлять геолого-технический наряд на бурение скважин;
- определять технологию проводки глубоких и сверхглубоких скважин в различных горно-геологических условиях;
- выбирать способы и средства контроля технологических процессов бурения;
- определять свойства буровых и тампонажных растворов;
- устранять осложнения и аварийные ситуации на скважине;
- оформлять необходимую техническую и технологическую документацию в соответствии с действующими нормативными документами.

ОДОБРЕНО

цикловой методической комиссией

Протокол № 2 от «02»

10 2021 г.

Председатель Аксарина А.Л. Аксарина

УТВЕРЖДАЮ

Заместитель директора

ГБПОУ «Пермский нефтяной колледж»

Т.Е. Фефилова

« » 202 г.

ПЕРЕЧЕНЬ ВОПРОСОВ ДЛЯ ПОДГОТОВКИ К ПРОМЕЖУТОЧНОЙ АТТЕСТАЦИИ (ЭКЗАМЕН)

МДК 02.01 «МДК 02.01 Технология бурения, испытания и эксплуатации скважин при
поисково-разведочных работах на нефть и газ»
для специальности 21.02.10 Геология и разведка нефтяных и газовых месторождений

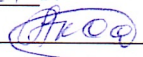
1. Краткая история развития нефтяной и газовой промышленности России.
2. Общие сведения о бурении нефтяных и газовых скважин. Понятие о буровой скважине и ее элементы.
3. Классификация скважин по их назначению.
4. Цикл строительства скважин. Способы разрушения горных пород и их классификация.
5. Виды и способы бурения скважин и их сущность.
6. Охрана природы и окружающей среды на суше при бурении скважин.
7. Понятие о буровой установке (БУ).
8. Комплект БУ, техническая характеристика и условные обозначения БУ.
9. Виды привода буровой установки (БУ).
10. Методы монтажа и транспортировки буровой установки (БУ).
11. Типы, основные параметры и конструкции буровых вышек.
12. Назначение, устройство, параметры и принцип работы кронблока, вертлюга, ротора, бурового насоса, талевого блока.
13. Назначение, схемы талевой системы. Конструкция и типоразмеры талевого каната.
14. Устройство инструмента для СПО. Элеваторы, клинья для труб, машинные ключи, АКБ.
15. Назначение, устройство, основные типоразмеры, принцип действия забойных двигателей: турбобуров, винтовых двигателей, электробуров.
16. Общие сведения о горных породах.
17. Основные физико-механические свойства горных пород, влияющие на процесс бурения.
18. Основные закономерности и виды разрушения горных пород.
19. Классификация породоразрушающего инструмента (ПРИ).
20. Конструкция, область применения, ГОСТ лопастных, шарошечных долот.
21. Конструкция, область применения, ГОСТ алмазных, колонковых долот. Колонковые снаряды.
22. Конструкция и область применения технологического инструмента: калибраторы, расширители.
23. Конструкция и область применения технологического инструмента: центраторы, стабилизаторы.
24. Конструкция и область применения технологического инструмента: пикообразные долота.
25. Назначение и конструкции бурильной колонны, бурильных труб, замков, утяжеленных бурильных труб (УБТ).

26. Назначение и конструкция, ГОСТ переводников бурильной трубы.
27. Назначение и конструкция, ГОСТ резиновых колец (протекторов) бурильной трубы.
28. Назначение и конструкция, ГОСТ обратных клапанов бурильной трубы.
29. Функции буровых растворов в процессе бурения скважин.
30. Классификации буровых растворов. Глины и глиноматериалы.
31. Основные показатели буровых растворов, их изменение и влияние на показатели бурения.
32. Приборы для определения показателей бурового раствора.
33. Цели и сущность химической обработки буровых растворов.
34. Применяемые химические реагенты и утяжеление буровых растворов.
35. Оборудование для приготовления, очистки и дегазации буровых растворов.
36. Контроль за качеством бурового раствора и выбор типа буровых растворов.
37. Понятие об осложнениях в процессе бурения скважин.
38. Причины, признаки, мероприятия по предупреждению и ликвидации осложнений, вызывающих нарушение целостности стенок скважин.
39. Поглощение бурового раствора, предупреждение и борьба с поглощениями.
40. Расчет основных параметров свойств бурового раствора.
41. Причины, признаки, мероприятия по предупреждению и ликвидации нефте-, газо-, водопроявлений.
42. Предупреждение осложнений в условиях сероводородной агрессии.
43. Расчет необходимого количества материалов для приготовления бурового раствора заданной плотности.
44. Понятие о режиме бурения и его параметрах.
45. Виды режимов бурения: рациональный и специальный. Влияние параметров режима бурения на показатели бурения.
46. Особенности режима бурения ротором, забойными двигателями и при отборе керном.
47. Контроль за параметрами режима бурения.
48. Геолого-технический наряд и режимно-технологическая карта.
49. Причины и последствия искривления скважин и мероприятия по их ликвидации.
50. Параметры и характеризующие осложнения скважин в пространстве.
51. Профили наклонно-направленных скважин (ННС).
52. Расчет профиля наклонно-направленной скважины (ННС).
53. Построение профиля наклонно-направленной скважины (ННС).
54. Компоновка низа бурильной колонны для борьбы с искривлениями скважин.
55. Приборы и аппаратура для определения искривления скважин. Область применения ННС.
56. Типы отклонителей и их ориентирование в заданном направлении.
57. Контрольно-измерительные приборы при бурении ННС.
58. Особенности бурения наклонных скважин. Кустовое, многозабойное (многоствольное) бурение.
59. Понятие о конструкции скважины. Типы обсадных колонн и их назначение.
60. Выбор и обоснование конструкции скважины.
61. Выбор диаметров обсадных колонн и долот, высоты подъема цемента, размеры обсадных труб.
62. Конструкции обсадных труб ОТТМ, ОТТГ, ТБО.
63. Оборудование низа обсадной колонны.
64. Оборудование верхней части обсадной колонны.
65. Цементирование скважин.
66. Тампонажные материалы и свойства цементных растворов.
67. Оборудование для цементирования обсадных колонн.
68. Подготовительные работы и процесс цементирования.
69. Заключительные работы и проверка результатов цементирования.
70. Расчет цементирования скважин.

71. Факторы, влияющие на выбор способа вскрытия продуктивного пласта бурением.
72. Конструкции забоев при закачивании скважин.
73. Влияние бурового раствора на качество вскрытия продуктивного пласта.
74. Способы перфорации и виды перфораторов.
75. Обязки устья скважины перед перфорацией.
76. Опробование и испытание продуктивного пласта. Способы освоения продуктивных пластов.
77. Структурно-поисковое бурение, конструкция скважин, породоразрушающий инструмент (ПРИ), бурильный инструмент, снаряды для отбора керна, буровые установки.
78. Открытые нефтяные и газовые фонтаны, их причины и ликвидация. Техника безопасности и противопожарные мероприятия при ликвидации открытых газовых и нефтяных фонтанов.
79. Технический проект на строительство скважины. ГТН. Показатели, определяющие продолжительность цикла строительства скважин, скорость бурения.

Преподаватель: Наборщикова О.В.

Государственное бюджетное профессиональное образовательное учреждение
«Пермский нефтяной колледж»

ОДОБРЕНО
цикловой методической комиссией
Протокол № 2 от «08»
10 2021 г.
Председатель  А.Л. Аксарина

УТВЕРЖДАЮ
Заместитель директора
ГБПОУ «Пермский нефтяной колледж»
_____ Т.Е. Фефилова
« _____ » _____ 202__ г.

ЭКЗАМЕНАЦИОННЫЙ БИЛЕТ № 1

МДК 02.01 Технология бурения, испытания и эксплуатации скважин при поисково-разведочных работах на нефть и газ

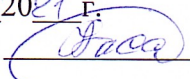
по специальности

21.02.10 Геология и разведка нефтяных и газовых месторождений

1. Общие сведения о бурении нефтяных и газовых скважин. Понятие о буровой скважине и ее элементы.
2. Геолого-технический наряд, наряд на производство буровых работ и инструктивно-технологическая карта.
3. Открытые нефтяные и газовые фонтаны, их причины и ликвидация.

Преподаватель: _____ О. В. НАБОРЩИКОВА
подпись *расшифровка*

Государственное бюджетное профессиональное образовательное учреждение
«Пермский нефтяной колледж»

ОДОБРЕНО
цикловой методической комиссией
Протокол № 2 от «08»
10 2021 г.
Председатель  А.Л. Аксарина

УТВЕРЖДАЮ
Заместитель директора
ГБПОУ «Пермский нефтяной колледж»
_____ Т.Е. Фефилова
« _____ » _____ 202__ г.

ЭКЗАМЕНАЦИОННЫЙ БИЛЕТ № 2

МДК 02.01 Технология бурения, испытания и эксплуатации скважин при поисково-разведочных работах на нефть и газ

по специальности

21.02.10 Геология и разведка нефтяных и газовых месторождений

1. Типы, основные параметры и конструкции буровых вышек.
2. Структурно-поисковое бурение, конструкция скважин, породоразрушающий инструмент (ПРИ), бурильный инструмент, снаряды для отбора керна, буровые установки.
3. Предупреждение осложнений в условиях сероводородной агрессии.

Преподаватель: _____ О. В. НАБОРЩИКОВА
подпись *расшифровка*

ЭКЗАМЕНАЦИОННЫЙ БИЛЕТ № 1

1. Возможный вариант ответа

Бурение - процесс разрушения горных пород с помощью специальной техники - бурового оборудования. Различают три вида бурения: вертикальное; наклонно-направленное; горизонтальное бурение.

Бурение скважин - это процесс сооружения направленной цилиндрической горной выработки в земле, диаметр которой мал по сравнению с её длиной по стволу, без доступа человека на забой.

Область применения бурения широка:

- поиски и разведка полезных ископаемых;
- изучение свойств горных пород;
- добыча жидких, газообразных и твёрдых (при выщелачивании и выплавлении) полезных ископаемых через эксплуатационные скважины;
- производство взрывных работ;
- искусственное закрепление горных пород (замораживание, битумизация, цементация и др.);
- прокладка подземных коммуникаций и др.

Бурение осуществляется, как правило, в земной коре, реже в искусственных материалах (бетоне, асфальте и др.). В ряде случаев процесс бурения включает крепление стенок скважин (как правило, глубоких) обсадными трубами с закачкой цементного раствора в кольцевой зазор между трубами и стенками скважин.

Скважиной называется цилиндрическая горная выработка, сооружаемая без доступа в нее человека и имеющая диаметр во много раз меньше ее длины (рис. 1).

Основные элементы конструкции буровой скважины:

- (1) Устье скважины – пересечение трассы скважины с дневной поверхностью;
- (2) Забой скважины – дно буровой скважины, перемещающееся в результате воздействия породоразрушающего инструмента на породу;
- (3) Стенки скважины – боковые поверхности буровой скважины;
- (4) Обсадные колонны – колонны соединенных между собой обсадных труб. Если стенки скважины сложены из устойчивых пород, то в скважину обсадные колонны не спускают;
- (5) Ствол скважины – пространство в недрах, занимаемое буровой скважиной;
- (6) Ось скважины – воображаемая линия, соединяющая центры поперечных сечений буровой скважин;
- (7) Керн - цилиндрический образец горной породы, получаемый путём кольцевого разрушения забоя скважины при вращательном бурении.

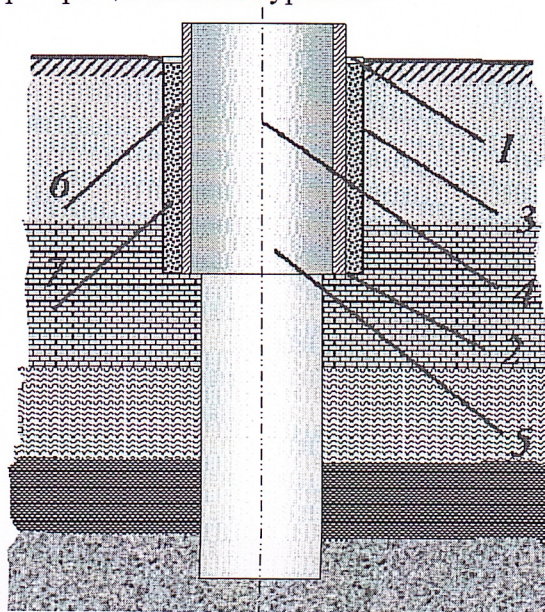


Рис. 1. Элементы конструкции скважины

Скважины углубляют, разрушая породу по всей площади забоя (сплошным забоем, рис. 2а) или по его периферийной части (кольцевым забоем, рис. 2б). В последнем случае в центре скважины остается колонка породы – керн, которую периодически поднимают на поверхность для непосредственного изучения.

Диаметр скважин, как правило, уменьшается от устья к забою ступенчато на определенных интервалах. Начальный диаметр нефтяных и газовых скважин обычно не превышает 900 мм, а конечный редко бывает меньше 165 мм. Глубины нефтяных и газовых скважин изменяются в пределах нескольких тысяч метров.

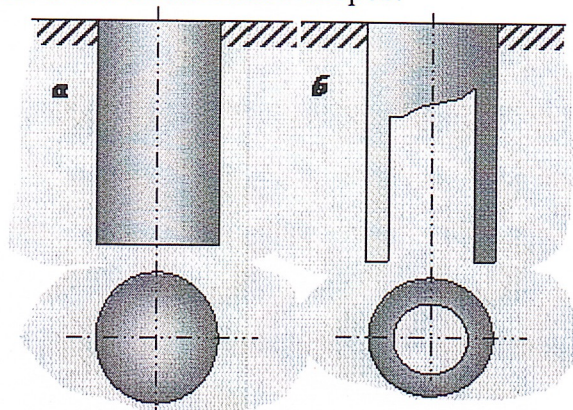


Рис. 2. Схема скважины пробуренной сплошным (а) и кольцевым (б) забоем

2. Возможный вариант ответа

Буровая бригада перед началом строительства скважины получает три основных документа: геолого-технический наряд, наряд на производство буровых работ и инструктивно-технологическую карту.

Геолого-технический наряд (ГТН) – это оперативный план работы буровой бригады. Его составляют на основе технического проекта.

ГТН состоит из двух частей: геологической и технической.

В геологической части наряда дается проектная колонка разреза пород с указанием угла их падения, категории буримости, процента выхода керна по интервалам скважины, интервалов глубин возможных осложнений (обвалов и пучения пород, водопроявлений и пр.) и интервалов каротажа (замеры искривлений ствола и пр.). Геологическую часть наряда составляет геологический персонал. В процессе бурения геолог обязан по мере углубления скважины уточнять и пополнять фактический разрез, проставлять выход керна.

В геологической части проекта особое внимание уделяется определению глубины залегания полезного ископаемого. Успех качественного перебуривания полезного ископаемого, требующего специальных технических средств и особого режима бурения, зависит от того, насколько точно будет определена глубина контакта вмещающих пород с кровлей полезного ископаемого. Для этого геолог указывает в ГТН характерные признаки (маркирующие пласты).

В технической части наряда указывается проектная конструкция скважины, типоразмеры ПРИ, основные параметры режима бурения (число оборотов, нагрузка на забой, количество промывочной жидкости, а при бурении в толще мерзлых пород еще и температура промывочной жидкости, входящей в скважину), параметры глинистого раствора, оснастка талевой системы и некоторые другие сведения. Техническая часть ГТН разрабатывается техническим персоналом. При составлении ГТН учитывается опыт бурения предыдущих скважин, чтобы конструкции скважин и режимные параметры обеспечили требуемое качество, максимальную скорость и минимальные затраты.

Главное внимание уделяется выбору технических средств и разработке режимов бурения по полезному ископаемому. В процессе бурения, особенно в слабоизученном геологическом разрезе, должны уточняться и исправляться технические и технологические параметры.

Отступление от ГТН в процессе бурения разрешается только по указанию руководства ГРП. Самовольное отступление от технологии проводки скважин старшим буровым мастером запрещается.

Наряд на производство буровых работ состоит из двух частей.

В первой части указывают номер и глубину скважины, проектный горизонт, назначение ее и способ бурения, характеристики конструкции скважины, бурового оборудования и бурильной колонны, сроки начала и окончания работ по нормам, затраты времени на бурение и крепление отдельных интервалов и скважины в целом по нормам, плановую и нормативную скорости бурения, а также сумму заработной платы бригады.

Вторую, основную часть наряда составляет нормативная карта. Эта карта позволяет определить нормативную продолжительность работ от начала бурения до перфорации эксплуатационной колонны. Для составления карты используют материалы ГТН и отраслевые или утвержденные для данной площади нормы времени на выполнение всех видов работ. Для разработки нормативной карты скважину разбивают на несколько нормативных пачек; в карте перечисляют последовательно все виды работ, которые должны быть выполнены при бурении каждой пачки; указывают затраты времени на каждый вид работ по нормам; рассчитывают затраты времени на бурение и крепление каждого участка и в целом скважины.

Инструктивно-технологическая карта предназначена для распространения передового опыта работы, накопленного в районе. Она состоит из трех частей: режимно-технологической, инструктивной и оперативного графика строительства. Карту составляют на основе анализа работы буровых бригад и вахт, которые добились наиболее высоких показателей при бурении скважин на данной площади или при выполнении отдельных видов работ (например, по спуску и подъему бурильных колонн и т.п.).

В режимно-технологической части помещают рекомендации о типоразмерах долот, забойных двигателей, параметрах режима бурения и свойствах промывочных жидкостей, при использовании которых могут быть достигнуты наиболее высокие показатели бурения.

В инструктивной части освещают новые или более совершенные способы выполнения отдельных, прежде всего, наиболее трудоемких видов работ, приводят рекомендации о более рациональной организации производственного процесса с учетом особенностей конкретного участка площади.

Третья часть содержит баланс времени бурения и крепления с учетом рекомендаций, сделанных в первых двух частях, и оперативный график бурения скважины в координатах «Глубина (м) – Продолжительность (сут)».

3. Возможный вариант ответа

В процессе проведения работ по бурению скважин или в процессе их эксплуатации имеют место случаи открытого фонтанирования, сопровождающегося пожарами, что в конечном итоге приводит к значительным материальным и трудовым затратам по их ликвидации.

Открытые фонтаны в большинстве случаев были вызваны грубым нарушением технологии ведения работ на скважинах. Радикальным методом борьбы является предупреждение нефтегазопроявлений, выбросов и предотвращение перехода их в открытый фонтан. Основная причина нефтегазопроявлений - снижение противодавления на пласт, создаваемого жидкостью при бурении, перфорации или ремонте скважины. Ликвидация нефтегазопроявлений проводится вымывом на поверхность поступивших пластовых флюидов или задавкой их обратно в пласт через скважину. В обоих случаях скважина заполняется промывочной жидкостью, плотность которой обеспечивает необходимое превышение забойного давления над пластовым давлением.

При возникновении открытого фонтана необходимо организовать следующие мероприятия:

- прекратить все работы в загазованной зоне и вывести из нее людей;
- остановить двигатели внутреннего сгорания;
- отключить силовые и осветительные электролинии;
- потушить технические и бытовые топки вблизи скважины; запретить курение, производство всех огневых работ; закрыть движение на прилегающих дорогах, выставив запрещающие знаки или посты охранения;
- принять необходимые меры к отключению всех соседних производственных объектов (трансформаторные будки, станки-качалки, газораспределительные пункты и др.), которые могут оказаться в загазованной зоне;
- провести оповещение о случившемся и принятых первичных мерах руководству предприятия и вызвать на скважину подразделение военизированной службы по

предупреждению возникновения и по ликвидации открытых газовых и нефтяных фонтанов, пожарную охрану и скорую медицинскую помощь.

Для организации и оперативного управления работами по ликвидации открытого фонтана приказом создается штаб и назначается ответственный руководитель. К работе у открыто фонтанирующей скважины могут быть допущены только специально подготовленные работники. Перед выполнением каждого вида работ на устье скважины проводится инструктаж, о чем делается запись в журнале учета проведения инструктажа. Работы по ликвидации фонтана выполняются по утвержденному плану.

Перед началом работ проводится анализ воздушной среды на наличие взрывоопасных и ядовитых газов (сероводород, углекислый газ). Вокруг открыто фонтанирующей нефтяной скважины следует устроить канавы для стока нефти, промывочной жидкости и воды, амбар для приёма нефти, установлены насосы и проложены трубы для перекачки нефти в закрытую ёмкость.

Возникающие фонтаны на нефтяных и газовых скважинах условно можно подразделить на нефтяные, газонефтяные и газовые.

Нефтяные фонтаны – это фонтанирование скважины с большим дебитом нефти (1500 – 2000 т/сут и более) и на много меньшим количеством газа (750 тыс.м³/сут). Принято считать, что 1,0 т нефти эквивалентна 1000 м³.

Газонефтяные фонтаны – это фонтанирование скважины с дебитом, где содержание газа более 50 % объёмных, а нефти менее 50 % объёмных.

Газовые фонтаны – это фонтанирование скважины с дебитом, с содержанием газа 95 – 100 % объёмных.

По дебиту газовые и газонефтяные фонтаны условно подразделяются:

- слабые, с дебитом по газу до 500 тыс. м³/сут;
- средние, с дебитом от 500 тыс. м³/сут до 1000 тыс. м³/сут;
- мощные, с дебитом от 1000 тыс. м³/сут и более.

Дебит фонтана и наличие в нём нефти, ориентировочно определяется последующим признакам:

- фонтан горит светло-желтым пламенем;
- высота пламени колеблется в пределах: 40 – 50 м для слабого фонтана; 50 – 70 м для среднего фонтана; для мощного фонтана 70 – 90 м (фонтанирование сопровождается сильным шумом – ревом).

Газонефтяной фонтан горит оранжевым пламенем и высота пламени несколько большая, чем у газового фонтана (временами появляется черный дым).

Нефтяной фонтан горит оранжевым пламенем с выделением значительного количества черного дыма.

В зависимости от состояния устья скважины и формы факела пожары газовых и газоконденсатных фонтанов подразделяются на следующие виды:

- фонтанирование происходит через обсадную колонну (устье скважины не повреждено) – струя фонтана целая и направлена вверх;
- на устье имеется буровое оборудование (ротор и т.д.) – струя фонтана раздроблена и направлена вверх и в стороны;
- эксплуатационная скважина, оборудованная фонтанной арматурой, – горение протекает в виде вертикальной и горизонтальной струй;
- эксплуатационная скважина, оборудованная фонтанной арматурой, горение газа, выходящего через неплотности фланцевых соединений, протекает в виде сплошного широкого пламени.

Тушение всех указанных видов пожаров с учётом того, что окружающая скважину территория очищена от бурового оборудования и охлаждена, осуществляют несколькими способами:

- слабые и средние фонтаны первого вида тушат обычно водяными струями, подаваемыми от ручных и лафетных стволов. Струи воды направляются в основание фонтана – синхронно поднимая струи воды вверх по стволу фонтана до полного отрыва пламени;
- во втором случае первоначально убирается с устья скважины буровое оборудование для того, чтобы струя фонтана била только вверх, и после пожар тушится методами, применяемыми в первом случае;

- в третьем случае тушение пожара осуществляют после ликвидации горения боковой струи, и после пожар тушится методами, применяемыми в первом случае;

- в четвертом случае тушение пожара осуществляют водой с помощью ручных и лафетных стволов. Если из-за раздробленности струи горячего газа пламя оторвать не удастся, то следует создать между фонтанной арматурой и пламенем не горящую зону газа длиной 4 – 5 м, считая от скважины по горизонтали, и потом с помощью взрыва заряда или специального автомобиля газовой воды оторвать пламя.

Подача взрывчатого вещества к устью скважины осуществляется двумя способами:

- по стальному тросу, перекинутому через блоки, подвешенные на специальных опорах-мачтах;

- на тележке с уклоном по рельсовым путям, проложенным к устью скважины.

Применение того или другого способа зависит от мощности фонтана и сложившейся ситуации.

Причины ликвидации скважин, дальнейшее использование которых нецелесообразно, следующие:

- сложная авария и доказанная техническая невозможность её устранения, а также невозможность использования скважины для других целей, например: в качестве наблюдательной, нагнетательной, пьезометрической и т. д.

- отсутствие нефтегазонасыщенных горизонтов, вскрытых данной скважиной, и невозможность её использования для других целей (углубление, переход, использование в качестве поглощающей для закачки сточных вод и т. д.).

- полное обводнение законтурной водой и отсутствие в её разрезе объектов для перехода.

- расположение скважины в застроенных и занятых зонах (предприятия, жилые массивы, водохранилища и т. д.) или в зонах стихийных бедствий (землетрясения, оползни и т. д.).

Материалы по ликвидации скважин оформляют в соответствии с существующими положениями и согласуют с органами государственного горнотехнического надзора.

В процессе ликвидации скважины извлекают подземное оборудование и максимально возможное число обсадных труб, изолируют вскрытые пласты и устанавливают репер. Объём и характер работ зависят от их назначения, конструкции и состояния ствола.

Работы по ликвидации новых скважин, в которые спущены только технические колонны (без эксплуатационной), сводятся к следующему:

- в непродуктивных интервалах в ликвидируемой скважине устанавливают цементные мосты высотой, равной толщине пласта плюс 20 м выше кровли и ниже подошвы. Над кровлей верхнего пласта цементный мост устанавливают на высоту не менее 50 м. Ствол заполняют буровым раствором, позволяющим создать давление на забой, превышающее пластовое.

- при отсутствии в разрезе напорных минерализованных или сероводородных воды, то допускается извлечение технических колонн, при этом в башмаке последней остающейся колонны устанавливают цементный мост высотой не менее 50 м.

Устье ликвидируемой скважины оборудуют репером:

- при оставленной технической колонне на сплюснутой сверху трубе диаметром 73 мм на глубину не менее 2 м опускают деревянную пробку и заливают скважину до устья цементным раствором. Над устьем сооружают бетонную тумбу размером 1,0 x 1,0 x 1,0 м. Высота репера над этой тумбой должна быть не менее 0,5 м.

- при извлеченной технической колонне репер устанавливают в кондукторе или шахтовом направлении, а затем сооружают тумбу размером 1,0 x 1,0 x 1,0 м.

Ликвидацию скважин после их опробования при спущенной эксплуатационной колонне производят так же, как описано выше. Обсадные колонны в этом случае извлекают, если залежь чисто нефтяная и отсутствуют напорные минерализованные пластовые воды, загрязняющие пресные верхние воды.

При невозможности извлечения обсадной колонны, устье скважины закрывают глухим фланцем с вваренным патрубком и вентиляем или заглушкой, после чего устанавливают репер.

Ликвидационные работы в эксплуатационных скважинах в связи с полным истощением продуктивных пластов или же их обводнением, а также в нагнетательных и наблюдательных скважинах, которые в дальнейшем не могут быть использованы для других целей, производят так же, как было описано.

Работы в скважинах, подлежащих ликвидации вследствие технических причин или некачественной проводки и аварий, осуществляю по специальным проектам (планам), согласованным с органами государственного горнотехнического надзора. Скважины, находящиеся на балансе НГДУ или ГПУ, ликвидируют бригады по капитальному ремонту скважин.

ЭКЗАМЕНАЦИОННЫЙ БИЛЕТ № 2

1. Возможный вариант ответа

Буровая вышка предназначается для подвешивания с помощью талевой системы бурильного инструмента во время бурения скважин, обсадных труб при креплении скважины, размещения вспомогательного инструмента для свинчивания и развинчивания труб, а также для размещения бурильных труб во время спуско-подъемных операций.

1. Проведения спуско-подъемных операций (СПО);
2. Поддержания бурильной колонны на талевой системе при бурении с разгрузкой;
3. Размещения комплекта бурильных труб и утяжеленных бурильных труб (УБТ), извлеченных из скважины;
4. Размещения талевой системы;
5. Размещения средств механизации СПО, в частности механизмов АСП (может не устанавливаться), платформы верхнего рабочего, устройства экстренной эвакуации верхнего рабочего, вспомогательного оборудования;
6. Размещения системы верхнего привода (может не устанавливаться).

Буровая вышка оборудуется маршевыми лестницами, площадкой для обслуживания кронблока и платформой верхового рабочего, которая предназначена для установки бурильных свечей и обеспечивает безопасность при спуско-подъемных операциях.

Классификация буровых вышек:

По назначению:

Для мобильных буровых установок, для морских буровых установок, для устройств капитального ремонта скважин, для кустовых и стационарных буровых установок.

По конструкции:

Башенные и мачтовые.

Мачтовые вышки бывают А и П-образными, с открытой гранью и 4х-опорные.

Обычно буровые установки легкого и среднего классов комплектуются буровыми вышками мачтового типа, а в установках тяжелого класса применяют вышки мачтового и башенного типов.

Так же буровые вышки подразделяются на башенные и А-образные. А-образные получили наибольшую популярность и распространение, их особенность - две опоры, которые удерживают всю конструкцию в вертикальном положении.

Буровые вышки башенного типа применяются при бурении на море и при глубинном бурении.

Мачтовые вышки подразделяются на двухмачтовые (А-образные) и одномачтовые (с открытой передней гранью). Обе конструкции изготовляют из цельносварных габаритных секций трехгранного или прямоугольного сечения, соединяемых между собой быстроразъемными или фланцевыми соединениями. Преимущества их состоят в быстрой сборке вышки, хорошей просматриваемости, пониженной металлоемкости по сравнению с башенными буровыми вышками и возможности более удобного и легкого расположения механизмов СПО.

Высота вышки определяет длину свечи, которую можно извлечь из скважины и от величины которой зависит продолжительность спускоподъемных операций. Чем больше длина свечи, тем на меньшее число частей необходимо разбирать колонну бурильных труб при смене бурового инструмента. Сокращается и время последующей сборки колонны.

Поэтому с ростом глубины бурения высота и грузоподъемность вышек увеличиваются. Так, для бурения скважин на глубину от 300 до 500 м используется вышка высотой 16-18 м, глубину от 2000 до 3000 м - высотой 42 м и на глубину от 4000 до 6500 м - высотой 53 м.

К основным эксплуатационным параметрам вышек относятся: грузоподъемность, высота, размеры нижнего и верхнего оснований или расстояние между мачтами, расстояние пола до балкона помощника бурильщика, высота ворот (для вышек башенного типа).

Грузоподъемность вышек определяется по максимальной нагрузке на крюк талевого системы.

Расчет нагрузок на вышку:

На вышку действуют вертикальные и горизонтальные нагрузки. Сочетание нагрузок, действующих на вышку, бывает различным. Все нагрузки подразделяют на постоянные и временные. Постоянные нагрузки на вышку состоят из массы и массы оборудования, смонтированного на ней. Временные нагрузки подразделяются на длительные (эксплуатационные) и краткосрочные. Временные длительные нагрузки состоят из эксплуатационной нагрузки на крюке, вертикальной и горизонтальной составляющих усилий в подвижной и неподвижной ветвях талевого каната и горизонтальной составляющей нагрузки от массы свечей, установленных наклонно в магазин или за палец. Краткосрочная нагрузка состоит из горизонтальных ветровых усилий, действующих на элементы вышки и свечи.

2. Возможный вариант ответа

Структурно-поисковым бурением в нефтяной промышленности называют бурение картировочных, сейсмических, структурных и поисковых скважин.

Структурно-поисковое бурение производится с целью составления геологических карт, изучения структуры залегания пород, сейсмических исследований и поисков нефти и газа.

Поэтому структурно-поисковое бурение производится с отбором керна.

Наиболее распространены следующие виды структурно-поискового бурения:

1. бурение коронкой, армированной твердыми сплавами или алмазами;
2. дробовое бурение.

В зависимости от целей структурно-поискового бурения скважины могут иметь следующие конструкции (рис.1):

► **Картировочные** (рис. а) – бурят глубиной 30-100 м. Устье укрепляют направлением глубиной 3-5 м, остальную часть ствола не обсаживают (открытый ствол).

► **Структурные** (рис. б) – кроме направления глубиной 3-5 м в скважину спускают кондуктор глубиной 50 м, остальная часть скважины не крепится – открытый ствол.

► **Сейсмические** (рис. в) – бурят полностью до проекта долотом одного диаметра и оставляют открытый ствол.

► **Поисковые** – имеют конструкцию аналогичную глубоким скважинам (направление, кондуктор, эксплуатационная колонна).

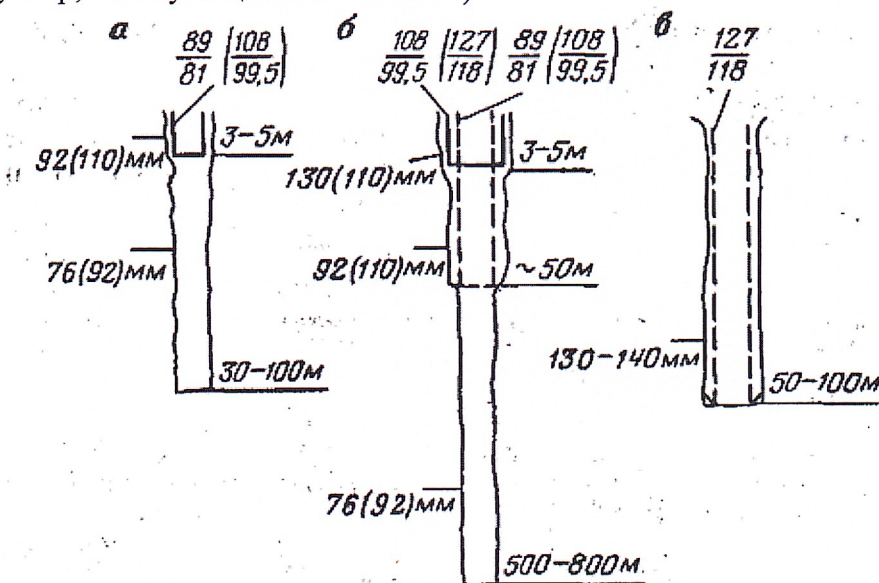


Рис.1. Конструкции скважин структурно-поискового бурения

Обсадные колонны применяют следующих диаметров: 57, 73, 89, 108, 114, 127, 146 мм. Минимальный зазор между стенкой скважины и трубами должен быть не менее 10 мм.

Для удержания керна в керноприемной трубе применяют кернорватели, аналогичные применяемым в глубоком бурении. Поднятый на поверхность керн извлекают из керноприемной трубы и укладывают в специальные ящики в соответствии с глубиной скважины. Все образцы нумеруются и подписываются.

При бурении с отбором керна применяют коронки с резцами из твердых сплавов, алмазные коронки. Коронки с резцами используют в мягких породах, в породах средней

твердости при чередовании твердых. Диаметры, применяемых коронок: 45, 59, 75, 91, 110, 130, 150 мм.

Для разбуривания уже известной части разреза и бурения сейсмических скважин применяют долота сплошного бурения (лопастные, шарошечные).

Дробовое бурение используется при проходке крепких пород (кварциты, роговики, кремнистые известняки и т. д.), в которых бурение твердосплавными коронками малоэффективно или невозможно.

Конструкция бурового снаряда для бурения дробью состоит (рис.2) из дробовой коронки 1, колонковой трубы 2, тройного переводника 3 и шламовой трубы 4. Снаряд спускается на бурильных трубах 5.

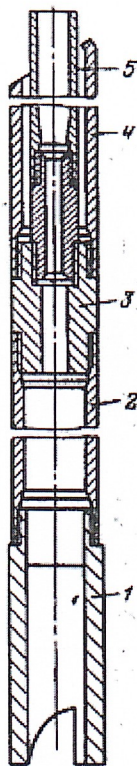


Рис. 2. Снаряд для бурения дробью

Для бурения в скважину засыпается дробь, которая поступает под торец коронки, и дробовой коронке передается вращение при помощи бурильных труб. Дробь, катаясь под торцом коронки, разрушает забой. Выбуренные частицы породы и металлический шлам уносятся с забоя буровым раствором. Наиболее тяжелые частицы породы и металла оседают в шламовой трубе, а более легкие и мелкие выносятся на поверхность. В коронке делается прорез для непрерывного и равномерного поступления дроби под торец коронки.

Кернорватель, установленный между коронкой и колонковой трубой, предназначен для того, чтобы оторвать от забоя колонну породы (керн) и удержать ее в колонковой трубе при подъеме бурильных труб из скважины.

Колонковая (керноприемная) труба, устанавливаемая между кернорвателем (или коронкой, если кернорватель отсутствует) и утяжеленными трубами, предназначена для помещения колонки выбуренной породы в процессе бурения. Используют колонковые трубы одинарные и двойные. В последних буровой раствор протекает в кольцевом пространстве между концентрически расположенными трубами, не соприкасаясь с колонкой керна.

В структурно-поисковом бурении в нефтегазовой промышленности в основном применяют одинарные колонковые трубы.

Длина колонковой трубы должна быть не менее 3 м. УБТ в структурно-поисковом бурении имеют те же назначения, что и в глубоком бурении. Они обычно имеют длину 6 м, наружный диаметр 68 мм и внутренний диаметр 38 мм.

Бурильные трубы в структурно-поисковом бурении на нефть и газ применяют с приварками соединительными концами наружного диаметра 60 и 50 мм, длиной 3, 4, 5 и 6 м; резьба замка-6 ниток на 25,4 мм, конусность 1:5. В структурно-поисковом бурении применяют ведущие трубы квадратного сечения размером 60 x 60 мм.

В качестве бурового раствора в структурно-поисковом бурении используется глинистый

раствор. Количество подаваемого на забой бурового раствора устанавливают, исходя из условий обеспечения скорости в затрубном пространстве достаточной для эффективного выноса выбуренной породы.

Для коронок армированных твердыми сплавами скорость движения бурового раствора в затрубном пространстве должна быть не менее 0,2-0,4 м/с.

1. Извлечение керна;
2. Крепление скважин;
3. Применение контрольно-измерительных приборов.

3. Возможный вариант ответа

При вскрытии сероводородсодержащих пластов иногда имеют место следующие явления. Буровой раствор в короткое время загустевает, вплоть до нетекучего состояния, и становится малоприспособленным для повторной циркуляции. На его разжижение или на приготовление новой партии раствора затрачивается определенное время, в ряде случаев достаточное для начала газопроявления скважины. Попытки задавливания утяжеленным буровым раствором также не дают ожидаемого эффекта, так как не удается создать стабильную циркуляцию бурового раствора вследствие резкого роста вязкостных и структурно-механических показателей. Иногда это приводит к ликвидации скважин. Такие явления имеют место в тех случаях, когда не учитывают значение величины рН бурового раствора при наличии в разрезе сероводородсодержащих пластов, особенно на большой глубине. Наибольшее количество сероводорода в качестве примеси наблюдается в природных газах. При большом количестве поступающего в скважину природного газа или сероводородной воды соответственно увеличивается концентрация сероводорода в буровом растворе, со всеми вытекающими последствиями.

Лабораторными исследованиями установлено, что при пропускании сероводорода через буровые растворы, стабилизированные УЦР, КМЦ-600, КМЦ-500, гипаном, крахмалом или сочетанием этих реагентов, происходит значительный рост вязкости и снижение рН буровых растворов. При значениях величины рН растворов меньше 6,0 они приобретают пастообразное состояние. Причем эти пласты обладают весьма высокой адгезией. На лопасти мешалки наматывается пастообразная масса в виде сальника. Следовательно, при обильном выделении сероводорода из пластов при величине рН бурового раствора, близком к 7,0 в пристволенной внутренней зоне скважины могут образовываться сгустки глинистого раствора, обладающие высокой липкостью и низкими значениями рН. Образование сгустков достаточно большой толщины может служить причиной прихвата бурильного инструмента. Такие сгустки появляются в желобах при закачке порции бурового раствора с высоким значением рН с целью задавливания регулируемого газового фонтана. Для предупреждения загущения бурового раствора и образования пастообразной массы в пристволенной зоне, а, следовательно, и для предупреждения прихватов бурильного инструмента и других осложнений, обусловленных притоком сероводорода в скважину, исходя из лабораторных и промысловых наблюдений, необходимым условием является поддержание величины рН бурового раствора в щелочной области более 9,0.

Практика борьбы с прихватами при вскрытии сероводородсодержащих коллекторов показала, что если прихват уже произошел, то без повышения величины рН бурового раствора установка нефтяных ванн не дает ожидаемого эффекта. Наилучший эффект освобождения прихваченного инструмента может быть получен при установке водно-щелочных ванн или при постоянном повышении величины рН циркулирующего бурового раствора до 13 и более.

В процессе вскрытия сероводородсодержащих пластов вместе с выбуренной породой в буровой раствор переходит сероводород, содержащийся в поровом пространстве породы. Иногда сероводород образуется при высоких забойных температурах вследствие разложения серосодержащих химических реагентов. Чаще разложению подвержены сульфированные полифенольные реагенты типа ПФЛХ, сулькора и т. д. Хотя при этом образующееся количество сероводорода может быть невелико и отсутствуют признаки его на поверхности наблюдаются его вредные последствия, проявляющиеся в коррозии бурильного инструмента и оборудования. Выражается это в повышенной способности труб к сломам и образованию трещин как в резьбовых соединениях, так и по телу труб. Промысловые наблюдения показали, что эти явления находятся в зависимости от величины рН буровых растворов и уменьшаются с ее повышением. Однако полностью предотвратить коррозионное действие даже при небольших количествах сероводорода только регулированием щелочности среды, видимо,

трудно.

Для ингибирования коррозии бурильного инструмента, обсадных колонн и оборудования даже при отсутствии признаков сероводорода на поверхности при вскрытии сероводородсодержащих коллекторов, а также при разложении серосодержащих химических реагентов, видимо, целесообразно одновременно вводить в буровой раствор медный или железный купорос в количествах 0,01—0,2% в виде их 2—10%-ных водных растворов. При необходимости эти обработки следует повторять. Величина добавки определяется количеством перешедшего в буровой раствор сероводорода. Оптимальные добавки этих электролитов практически не отражаются на изменении технологических показателей буровых растворов, в то время как избыток их, как правило, вызывает рост водоотдачи и снижение pH систем. Введение водных растворов медного или железного купороса в буровой раствор всегда крайне необходимо, когда в последнем появляются признаки сероводорода. Для облегчения условий работы буровой бригады, т. е. для нейтрализации сероводорода до желобной системы, растворы этих электролитов следует подавать в буровой раствор или под ротором, или (при обильных выделениях сероводорода, которые имеют место в Грозненском и других районах) принудительной закачкой, например, через отводы от буровой. При больших добавках медного (железного) купороса следует учитывать изменение показателей буровых растворов, вызванных этими добавками, и принимать своевременные меры по обработке бурового раствора щелочными и другими реагентами.

Критерии оценки:

- **оценка «5» (отлично)** выставляется обучающемуся, если он владеет понятийным аппаратом, демонстрирует глубину и полное овладение содержанием учебного материала, в котором легко ориентируется;
- **оценка «4» (хорошо)** выставляется обучающемуся за умение грамотно излагать материал, но при этом содержание и форма ответа могут иметь отдельные неточности;
- **оценка «3» (удовлетворительно)** выставляется обучающемуся, который обнаруживает знания и понимание основных положений учебного материала, но излагает его неполно, непоследовательно, допускает неточности в определении понятий, не умеет доказательно обосновывать свои суждения;
- **оценка «2» (неудовлетворительно)** выставляется обучающемуся, если он имеет разрозненные, бессистемные знания, не умеет выделять главное и второстепенное, допускает ошибки в определении понятий, искажает их смысл.

Итоговая оценка за экзамен выставляется за тестовую и практическую части ответа с учетом выполнения практических, проверочных и контрольных работ при освоении МДК.

Преподаватель имеет право выставить обучающимся оценку по результатам текущей успеваемости с учетом полной посещаемости учебных занятий и при участии в мероприятиях, связанных с профилем специальности.