

НЕФТЕЮГАНСКИЙ ИНДУСТРИАЛЬНЫЙ КОЛЛЕДЖ -
(филиал) федерального государственного бюджетного образовательного учреждения
высшего образования «Югорский государственный университет»

ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

Методические указания и задания к контрольной работе
для обучающихся заочной формы обучения

по специальности: **Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых
месторождений**

РАССМОТРЕНО
Предметной (цикловой) комиссией
Специальных нефтегазовых дисциплин
протокол №1
от «10» сентября 2020
Председатель П(Ц)К
Ребенок Ребенок Г.А..

УТВЕРЖДЕНО
заседанием методсовета
протокол № 1
от «14» сентября 2020
Председатель методсовета
Н.И. Саватеева Н.И. Саватеева

Методические указания и задания к контрольной работе по теме: "Эксплуатация нефтяных и газовых скважин", МДК 01.02 «Эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» ПМ.01 Проведение технологических процессов разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, разработаны в соответствии с Федеральным государственным образовательным стандартом по специальности среднего профессионального образования 21.02.01 Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений (базовой подготовки).

Разработчик:
преподаватель Нефтеюганского индустриального
колледжа (филиала) ФГБОУ ВО "ЮГУ"

Г.А.Ребенок

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА

Методические указания и контрольные задания разработаны на основании рабочей программы ПМ.01 Проведение технологических процессов разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, **МДК 01.02 «Эксплуатация нефтяных и газовых скважин»**

Программа междисциплинарного курса предусматривает изучение техники и технологии способов добычи нефти и газа из скважин, методов поддержания оптимального режима работы скважин; методов воздействия на призабойную зону пласта в целях увеличения дебитов, технологии подземного и капитального ремонтаскважин.

В результате освоения междисциплинарного курса обучающийся должен **уметь:**

- проводить исследования нефтяных и газовых скважин и пластов;
- использовать результаты исследования скважин и пластов;
- готовить скважину к эксплуатации;
- устанавливать технологический режим работы скважины и вести за ним контроль;
- использовать экобиозащитную технику;

В результате освоения междисциплинарного курса обучающийся должен **знать:**

- геофизические методы контроля технического состояния скважины;
- нормы отбора нефти и газа из скважин и пластов;
- методы воздействия на пласт и призабойную зону;
- способы добычи нефти;
- проблемы в скважине: пескообразование, повреждение пласта, отложения парафинов, эмульгирование нефти в воде и коррозия;
- особенности обеспечения безопасных условий труда в сфере профессиональной деятельности;
- правовые, нормативные и организационные основы охраны труда в нефтегазодобывающей организации

При заочной форме обучения тема изучается на третьем курсе. Форма аттестации на третьем курсе - экзамен, на четвертом курсе выполнение и защита курсового проекта.

Для освоение знаний и умений по теме необходимо изучить материал представленный в тематическом плане.

Тематический план и содержание МДК 01.02 «Эксплуатация нефтяных и газовых скважин»

Наименование разделов и тем	Содержание учебного материала, лабораторные и практические работы, самостоятельная работа обучающихся	
Тема 7. Эксплуатация нефтяных и газовых скважин		
1.Нормы отбора нефти и газа из скважин и пластов	<p>Условия притока нефти и газа к скважинам. Определение дебита скважины. Оптимальный и потенциальный дебиты скважин. Виды гидродинамического несовершенства скважин. Учет несовершенства при расчете дебита. Особенности отбора газа и конденсата из скважин. Установление режима работы газовой скважины.</p> <p>Практическая работа № 1 Определение дебита и продуктивности нефтяной скважины</p> <p>Самостоятельная работа №1 Подготовка сообщения: «Режимы разработки нефтяных залежей»</p> <p>Самостоятельная работа №2 Подготовка сообщения с презентацией: «Основные элементы системы добычи нефти и попутного газа»</p>	<p>14</p> <p>4</p> <p>4</p> <p>2</p> <p>4</p>
2.Подготовка скважины к эксплуатации	<p>Первичное и вторичное вскрытие продуктивного пласта. Оборудование забоев скважин. Оборудование ствола и устьев скважин. Методы освоения добывающих скважин. Освоение нагнетательных скважин. Охрана окружающей среды при освоении скважин.</p> <p>Практическая работа № 2 Определение параметров процесса освоения скважины</p> <p>Самостоятельная работа №3 Составление конспекта по теме: «Перфорация при репрессии на пласт. Растворы для перфорации скважин»</p> <p>Самостоятельная работа №4 Составление конспекта по теме: «Освоение скважин с использованием газообразных агентов подушки»</p>	<p>14</p> <p>4</p> <p>4</p> <p>3</p> <p>3</p>
3.Фонтанная добыча нефти	<p>Баланс энергии в скважине. Теоретические основы подъема газожидкостной смеси по насосно-компрессорным трубам. Условия, причины и виды фонтанирования. Оборудование устья фонтанных скважин. Обязка фонтанной скважины с выкидной линией. Регулирование работы фонтанной скважины. Расчетные формулы А.П. Крылова. Обслуживание фонтанных скважин. Нарушение режима эксплуатации скважины, разгерметизация оборудования.</p>	<p>12</p> <p>4</p>
	Практическая работа №3 Расчет фонтанирования за счет гидростатического напора пласта, КПД процесса	4

	Практическая работа №4 Расчет минимального забойного давления и предельной обводненности при фонтанировании скважин	4
4.Газлифтная добыча нефти		12
	Область применения газлифта, преимущества и недостатки. Принцип работы газлифта. Системы и конструкции газлифтных подъемников. Компрессорный и бескомпрессорный газлифт. Пуск газлифтной скважины в эксплуатацию. Пусковое давление. Методы снижения пускового давления. Пусковые и рабочие клапаны. Требования к подготовке газа. Способы регулирования газа по скважинам. Периодическая эксплуатация газлифтных скважин. Обслуживание газлифтных скважин.	4
	Практическая работа №5 Расчет пускового давления для различных систем газлифтного подъемника	4
	Самостоятельная работа №5 Составление конспекта по теме: «Преимущества и недостатки газлифтного способа эксплуатации скважин»	2
	Самостоятельная работа №6 Подготовка сообщения: «Предупреждение образования и методы удаления неорганических отложений»	2
5.Добыча нефти штанговыми скважинными насосами		16
	Область применения ШСНУ. Схема работы штанговой скважинной насосной установки. Наземное и подземное оборудование ШСНУ. Подача, факторы, влияющие на подачу. Коэффициент наполнения и подачи штангового насоса. Особенности эксплуатации ШСНУ наклонных и искривленных скважин. Периодическая эксплуатация малодебитных скважин. Обслуживание насосных скважин	8
	Практическая работа №6 Установление режимных параметров для штанговой скважинной насосной установки	4
	Самостоятельная работа №:7 Составление конспекта по теме: «Классификация методов диагностики СШНУ»	2
	Самостоятельная работа №8 Подготовка сообщения с презентацией : «Назначение и конструкции газовых и песочных якорей»	2
6.Добыча нефти бесштанговыми насосами		20
	Область применения погружных центробежных насосов. Принцип работы УЭЦН. Основные узлы установки, их назначение. Комплектация УЭЦН. Методика подбора УЭЦН для скважины: с помощью рабочей характеристики, специальных компьютерных программ, расчетным путем. Монтаж и эксплуатация УЭЦН. Пуск УЭЦН и вывод ее на режим после подземного ремонта. Контроль параметров работы установки в процессе эксплуатации. Отказы УЭЦН. Расследование преждевременных отказов. Мероприятия, обеспечивающие увеличение МРП. Обслуживание УЭЦН. Охрана окружающей среды в процессе эксплуатации скважин.	12
	Практическая работа №7 Установление режимных параметров для скважины, оборудованной УЭЦН	6

	Самостоятельная работа №9 Составление конспекта по теме: «Эксплуатация скважин гидропоршневыми насосами. Сравнительная характеристика ГПНУ с другими типами бесштанговых установок»	2
7.Раздельная добыча нефти из двух и более пластов одной скважиной		4
	Сущность одновременно-раздельной эксплуатации. Выбор объектов для ОРЭ. Схемы ОРЭ в условиях месторождений Западной Сибири.	2
	Самостоятельная работа № 10 Составление конспекта по теме: «Использование колтюбинговых установок для эксплуатации скважин»	2
8.Эксплуатация газовых и газоконденсатных скважин		8
	Практическая работа №8 Выбор режима работы газовой скважины	4
	Самостоятельная работа № 11 Подготовка сообщения: "Классификация газовых и газоконденсатных месторождений (залелей)"	2
	Самостоятельная работа №12 Проведение расчета времени безгидратной эксплуатации скважины и шлейфа после закачки ингибитора в пласт.	2
9.Исследования нефтяных и газовых скважин		8
	Исследование фонтанных скважин и установление режима их работы. Регулировочные кривые. Исследование газлифтных скважин. Зависимость дебита от расхода рабочего агента. Динамометрирование ШСНУ. Измерение уровня жидкости в скважине. Исследование газовых скважин. Установление режима работы газовой скважины	2
	Практическая работа №9 Расшифровка динамограмм	4
	Самостоятельная работа №13 Составление конспекта по теме: «Способы исследования нагнетательных скважин»	2
10.Геофизические методы контроля технического состояния скважины		6
	Определение степени износа обсадной колонны. Выявление заколонных перетоков. Определение глубины установки технологического оборудования. Определение интервала перфорации по кривым локатора муфт	6
11.Осложнения при эксплуатации нефтяных и газовых скважин		8
	Неблагоприятные факторы при эксплуатации НГС (осложнения при ЭНГС): свободный газ (пульсации в подъемнике, образование вредного пространства в насосах), гидратообразование (коррозия, сужение диаметра труб), пескообразование (песчаные пробки, износ оборудования), солеотложения (коррозия, сужение диаметра труб), АСПО (сужение диаметра труб), высокая температура, преждевременное обводнение пласта (скопление воды на забое), кривизна скважины (осложнения в зоне подвески насоса	4

	УЭЦН, истирание штанг ШСНУ), особенности климата и разрабатываемой территории (заболоченность). Меры борьбы с осложнениями (предупреждения и удаления): химические, механические, тепловые	
	Практическая работа №10 Определение условий гидратообразования в газовых скважинах	2
	Самостоятельная работа № 14 Подготовка сообщения с презентацией: «Активные способы защиты трубопроводов от коррозии»	2
12.Химические методы воздействия на призабойную зону скважины (ПЗС)		15
	Назначение химических методов, область применения. Реагенты, применяемые при соляно-кислотной обработке (СКО), их назначение, характеристика. Технологии СКО.	4
	Практическая работа №11 Расчет количества реагентов для проведения солянокислотной обработки скважины	4
	Самостоятельная работа № 15 Подготовка сообщения: « Влияние факторов на гидропроводность ПЗП добывающих и нагнетательных скважин»	3
	Самостоятельная работа № 16 Подготовка сообщения: «Поинтервальные СКО»	2
	Самостоятельная работа № 17 Составление конспекта по теме: «Сверхпроектное обводнение продукции скважин	2
13.Механические методы воздействия на ПЗС		18
	Сущность гидравлического разрыва пласта (ГРП), область применения, схема проведения. Механизм образования трещин. Давление разрыва. Рабочие жидкости. Выбор скважин для проведения ГРП. Определение технологической эффективности ГРП. Гидропескоструйная перфорация, схема процесса. Виброобработка призабойной --зоны скважины.	6
	Практическая работа №12 Проектирование процесса гидравлического разрыва пласта	4
	Самостоятельная работа №18 Подготовка сообщения: «Направленный ГРП»	4
	Самостоятельная работа №19 Составление конспекта по теме: «Вибросейсмическое воздействие на пласт и ПЗП»	
14.Тепловые методы воздействия на призабойную зону скважины		8
	Назначение и область применения тепловых методов. Спуск электронагревателя. Применение горячей нефти и высокотемпературного пара для очистки ствола скважины. Техника и оборудование, применяемые при тепловых ОПЗ.	4
	Самостоятельная работа № 20 Подготовка сообщения: «Использование высовольтного заряда для повышения проницаемости ПЗП»	4
15.Комплексные методы воздействия на призабойную зону скважины		4

	Термокислотная обработка. Внутрипластовая термохимическая обработка. Термогазохимическое воздействие на ПЗС. Закачка в скважину ПАВ.	2
	Практическая работа №13 Расчет термокислотной обработки скважины	2
16.Текущий и капитальный ремонт скважин		6
	Причины подземного ремонта скважин. Текущий и капитальный ремонт скважин. Обследование скважин перед капитальным ремонтом. Проверка состояния колонны и фильтра скважины. Проверка местонахождения аварийного предмета: труб, штанг. Работа с печатями.	4
	Практическая работа №14 Расчет глушения скважины	1
	Практическая работа №15 Расчет цементирования скважин под давлением	1
17.Обеспечения безопасных условий труда в сфере профессиональной деятельности		7
	Техника безопасности и противопожарные мероприятия при освоении скважин. Безопасные условия труда при фонтанной, газлифтной и насосной эксплуатации скважин. Техника безопасности и противопожарные мероприятия при добыче газа и конденсата. Организация и безопасное ведение работ при ликвидации открытых фонтанов. Обеспечение безопасных условий труда при ремонте скважин использовании методов воздействия на призабойную зону скважины.	6
	Самостоятельная работа № 21 Подготовка сообщения с презентацией : "Воздействие на человека вредных веществ, применяемых при подготовке нефти. Предельно-допустимые концентрации вредных веществ в воздухе (ПДК)"	1
18.Охрана недр и окружающей среды при эксплуатации нефтяных и газовых скважин		6
	Комплекс мероприятий, направленных на: предотвращение потерь нефти в недрах и поверхностных условиях при эксплуатации скважин, обеспечение безопасности населённых пунктов и рациональное использование ресурсов.	6
Работа над курсовым проектом		60
	Требования к оформлению пояснительной записки курсового проекта Требования к оформлению и содержание геологического раздела Требования к оформлению и содержание технико-технологического раздела Требования к оформлению и содержание раздела «Охрана труда и охрана окружающей среды» и заключительного раздела Оформление графической части Подбор и работа с материалом для геологического раздела Подбор и работа с материалом для технико-технологического раздела Проведение технических расчетов по курсовым проектам Проведение технических расчетов по курсовым проектам Оформление курсового проекта	30

	Защита курсового проекта	
	Самостоятельная работа № 22 Выполнение схем, чертежей, проекций	6
	Самостоятельная работа № 23 Подбор и анализ материала по геологической характеристике месторождения	2
	Самостоятельная работа № 24 Систематизация подобранного материала для формирования технико-технологического раздела	6
	Самостоятельная работа № 25 Выполнение расчетов по заданным параметрам по темам курсовых проектов	6
	Самостоятельная работа № 26 Оформление курсового проекта	4
	Самостоятельная работа № 27 Подготовка к защите курсового проекта	6

Основные требования к выполнению и оформлению контрольной работы

1. Обучающийся, для освоения требуемых знаний и умений по изучаемой теме, перед выполнением контрольной работы должен изучить учебный материал, указанный в тематическом плане.
2. Контрольная работа должна быть правильно оформлена:
 - на обложке тетради указывается тема, по которой выполняется контрольная работа,
 - междисциплинарный курс (МДК)
 - профессиональный модуль (ПМ),
 - номер варианта,
 - ФИО обучающегося
 - ФИО преподавателя.
3. В тетради необходимо оставлять поля шириной 3 - 4 см, в конце 1-2 страницы для рецензии.
4. Контрольная работа должна быть написана грамотно (без стилистических и грамматических ошибок), а также не должно быть ошибок по существу предмета.
5. Задания контрольной работы необходимо переписывать полностью, отвечать конкретно и только на поставленный вопрос. При необходимости записи сопровождать схемами, рисунками, таблицами. Записи выполняются пастой черного (синего, фиолетового) цвета, четко и разборчиво.
6. Выполнение каждого действия должно быть прокомментировано. При расчетах следует записать формулу, а только затем числовые вычисления. Выполнение расчетов и их запись должны носить последовательный характер. Не допускается подставлять в формулу значения какой-либо величины, а ниже производить вычисления этого числа. Каждое задание начинать с новой страницы.
7. Графическая часть контрольной работы выполняется аккуратно, с использованием чертежных инструментов. Все рисунки и схемы должны быть пронумерованы в порядке их расположения.
8. По тексту при оформлении каждой из задач необходимо делать ссылку на номер рисунка или схемы. На рисунках (схемах) необходимо нанести известные и искомые параметры. При оформлении заданий контрольной работы должна соблюдаться следующая последовательность (каждый пункт выполняется с красной строки):
 - задание контрольной работы;
 - исходные данные для решения задачи (единицы измерения перевести в систему СИ);
 - рисунок (схема);
 - по центру строки слово «Решение:», ниже изложение хода решения задачи с пояснениями;
 - ответ.
9. В конце контрольной работы указывается перечень литературы, которой обучающийся пользовался при выполнении контрольной работы (фамилия автора, название книги, название издательства и год издания).
10. При возврате контрольной работы обучающийся должен внимательно прочитать рецензию преподавателя, выполнить все его рекомендации и советы. Исправления необходимо выполнить в той же тетради и сдать контрольную работу повторно.
11. Контрольная работа должна быть предоставлена в учебную часть в срок, указанный в учебном графике.
12. Выполненные контрольные работы оцениваются оценкой «зачтено» или «не зачтено». Контрольные работы, выполненные небрежно, не по-своему варианту возвращаются обучающемуся без проверки.
13. Обучающиеся, не выполнившие контрольную работу, к экзамену не допускаются.
14. Методические указания содержат две контрольные работы, которые обучающимся необходимо выполнить в соответствии с учебным графиком.
15. Каждая контрольная работа рассчитана на 30 вариантов и предусматривает

письменные ответы на 4 теоретических вопроса и решение 2 задач.

16. Индивидуальный вариант для выполнения работы соответствует порядковому номеру списочного состава обучающийся в журнале.

17. По всем неясным вопросам, которые возникают в процессе изучения материала и выполнения контрольной работы, следует обратиться к преподавателю за консультацией.

18. Критерии оценивания работ

- Полнота раскрытия темы

-Наличие всех выполненных заданий

-Логика изложения материала, соответствие заданной темы

-Наглядность (наличие рисунков, схем, графиков и т. д.)

-Аккуратность выполнения работы

-Сроки выполнения работы

-Использование современных и усовершенствованных технологий

Выполненные работы оцениваются по пятибальной шкале, выставляются в журнал и учитываются при выставлении итоговой оценки по данному курсу.

КОНТРОЛЬНАЯ РАБОТА №1

Теоретические вопросы:

1. Условия притока нефти и газа к скважинам. Уравнение притока.
2. Определение дебита скважины. Оптимальный и потенциальный дебиты скважин.
3. Виды гидродинамического несовершенства скважин. Учет несовершенства при расчете дебита.
4. Вскрытие продуктивных пластов. Первичное и вторичное вскрытие. Требования к вскрытию пластов.
5. Оборудование забоев скважин. Фильтры.
6. Виды перфорации: кумулятивная, пулевая, торпедная, гидropескоструйная.
7. Оборудование ствола и устья скважин, колонные головки.
8. Условие и методы вызова притока.
9. Освоение нагнетательных скважин.
10. Техника безопасности, противопожарные мероприятия при освоении скважин.
11. Баланс энергии в скважине. Баланс давлений.
12. Условия, причины и виды фонтанирования.
13. Подъем жидкости за счет гидростатического напора, за счет энергии расширяющегося газа.
14. Механизм движения смеси по вертикальным трубам. Расчетные формулы А.П. Крылова.
15. Методы предупреждения солевых отложений и борьбы с ними.
16. Оборудование устья фонтанных скважин. Обязка фонтанной скважины с выкидной линией.
17. Регулирование работы фонтанной скважины.
18. Исследование фонтанных скважин и установление режима их работы. Регулировочные кривые.
19. Неполадки при работе фонтанных скважин.
20. Меры борьбы с отложениями парафина.
21. Борьба с песком, пульсацией, скоплением воды на забое при фонтанной эксплуатации.
22. Обслуживание фонтанных скважин.
23. Автоматизация фонтанных скважин.
24. Методы борьбы с коррозией в нефтепромысловом оборудовании.
25. Техника безопасности и противопожарные мероприятия при фонтанной эксплуатации.
26. Область применения газлифтного способа добычи нефти. Преимущества и недостатки.
27. Принцип работы газлифта.
28. Системы и конструкции газлифтных подъемников.
29. Оборудование устья газлифтных скважин. Компрессорный и бескомпрессорный газлифт.
30. Пуск газлифтных скважин в эксплуатацию.
31. Пусковое давление при различных системах газлифта. Методы снижения пусковых давлений.
32. Классификация газлифтных клапанов. Пусковые и рабочие клапаны.
33. Расчет газлифтного подъемника: определение его длины, диаметра, расхода газа.
34. Требования к подготовке газа для газлифтной эксплуатации. Способы регулирования газа по скважинам.
35. Исследование газлифтных скважин. Зависимость дебита от расхода рабочего агента.
36. Установление режима работы газлифтной скважины на основании результатов исследования.
37. Неполадки при эксплуатации газлифтных скважин. Борьба с отложениями парафина, солей.
38. Борьба с песком, гидратными пробками при газлифтной эксплуатации.
39. Периодическая эксплуатация газлифтных скважин.
40. Виды газлифта. Характеристика внутрискважинного газлифта.
41. Обслуживание газлифтных скважин.
42. Техника безопасности и противопожарные мероприятия при газлифтной эксплуатации.
43. Схема работы штанговой скважинной насосной установки.

44. Подбор штангового насоса для оптимального отбора жидкости.
45. Насосные штанги, оборудование устья.
46. Индивидуальный привод штангового насоса.
47. Уравновешивание СК. Определение нагрузок на штанги и СК.
48. Определение действительной длины хода плунжера.
49. Подача ШСНУ. Факторы, влияющие на подачу. Коэффициент наполнения и подачи штангового насоса.
50. Борьба с вредным влиянием газа на работу ШГН .
51. Борьба с вредным влиянием песка на работу ШГН .
52. Борьба с отложениями парафина.
53. Особенности эксплуатации наклонных и искривленных скважин ШСНУ.
54. Периодическая эксплуатация малодебитных скважин ШСНУ.
55. Динамометрирование ШСНУ.
56. Измерение уровня жидкости в скважине (эхометрия и волнометрия).
57. Обслуживание насосных скважин.
58. Эксплуатация скважин штанговыми винтовыми насосными установками.
59. Влияние газа и вязкости жидкости на работу УЭЦН, применение газосепараторов.
60. Схема установки погружных электроцентробежных насосов (УЭЦН), область применения.
61. Основные узлы установки (ЭЦН), и их назначение.
62. Техническая характеристика УЭЦН. Классификация УЭЦН по напору, подаче, габариту и исполнению.
63. Методика подбора УЭЦН для скважин.
64. Оборудование устья скважин, оборудованных УЭЦН.
65. Эксплуатация скважин штанговыми винтовыми насосными установками.
66. Добыча нефти струйными насосами.
67. Пуск УЭЦН и вывод ее на режим после подземного ремонта.
68. Отказы УЭЦН. Расследование преждевременных отказов.
69. Эксплуатация скважин гидропоршневыми насосными установками.

Задание для контрольной работы № 1

Таблица 1. Номера вопросов теоретической части контрольной работы

Номер варианта	Номера контрольных вопросов
1	1, 16, 31, 46
2	2, 17, 32, 47
3	3, 18, 33, 48
4	4, 19, 34, 49
5	5, 20, 35, 68
6	6, 21, 36, 51
7	7, 22, 37, 52
8	8, 23, 38, 53
9	9, 24, 39, 54
10	10, 25, 40, 55
11	11, 26, 41, 56
12	12, 27, 42, 57
13	13, 28, 43, 58
14	14, 29, 44, 59
15	15, 30, 45, 60
16	1, 17, 50, 61
17	2, 18, 34, 62

18	3, 19, 35, 63
19	4, 20, 36, 64
20	5, 21, 37, 65
21	6, 22, 38, 66
22	7, 23, 39, 67
23	8, 24, 40, 68
24	9, 25, 41, 69
25	10, 26, 42, 65
26	11, 27, 43, 59
27	12, 28, 44, 60
28	2, 16, 32, 48
29	3, 17, 33, 49
30	4, 19, 26, 56

Задача 1- Определение параметров процесса освоения скважины

Цель: Получить практический навык расчёта необходимого оборудования и материалов для освоения скважины методом замены жидкости

Задание: Рассчитайте основные параметры процесса освоения скважины, методом замены жидкости, выберите промывочную жидкость и необходимое оборудование. Дайте схему оборудования скважины и размещения оборудования при освоении скважины. Скважина заполнена буровым раствором плотностью 1150 кг/м³. Данные возьмите из таблицы 2.1.

Таблица 1- Исходные данные

Наименование исходных данных	Варианты														
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Глубина скважины Н, м	150 0	160 0	170 0	180 0	190 0	200 0	210 0	155 0	160 0	175 0	220 0	225 0	235 0	230 0	240 0
Пластовое давление Р _{пл} , МПа	18	17	16	19	20	18	19	16	19	17	20	21	18	20	21
Расстояние от устья до верхних отверстий фильтра Н _ф , м	148 0	1570	168 0	188 0	177 0	197 0	208 0	167 0	182 0	155 0	218 0	220 0	222 0	228 0	2380
Минимально-допустимая депрессия на забое скважины Р _{ни} , МПа	2	1,5	1	1,2	1,4	1,6	1,8	1,7	1,3	1,1	1	1,3	1,2	1	1,2
Наружный диаметр эксплуатационной колонны D, мм	168	146	168	146	168	146	168	146	168	146	168	146	168	146	168
Условный диаметр НКТ d, мм	73	60	73	60	73	60	73	60	73	60	73	60	73	60	73

Расчет проводить в системе СИ, а также учитывать соответствие единиц измерения и наличие префиксов. Например, 1 МПа = 10⁶ Па

Рекомендуется следующая последовательность решения задачи.

1. Определяем плотность промывочной жидкости из условия вызова притока:

$$\rho_{пж} = \frac{(P_{пл} - P_{\min})}{L \cdot g}, \text{ кг} / \text{м}^3 \quad (1)$$

где L — глубина спуска промывочных труб, м; принимаем L = H_ф.

2. Выбираем промывочную жидкость;

-если полученная плотность больше или равна плотности пресной воды $\rho_{п} \geq \rho_{в}$, то выбираем пресную или соленую воду;

-если полученная плотность меньше плотности пресной воды $\rho_{п} < \rho_{в}$ выбираем нефть.

3. Определяем количество промывочной жидкости:

$$V_{пж} = \varphi \left(\frac{\pi D_{в}^2}{4} \right) L, \text{ м}^3 \quad (2)$$

где φ — коэффициент запаса промывочной жидкости, $\varphi = 1, 1$;

D_в — внутренний диаметр эксплуатационной колонны, м.

4. Определяем количество автоцистерн для доставки промывочной жидкости:

$$n_{ц} = V_{пж} / V_{ц}, \quad (3)$$

где V_ц — вместимость выбранного типа автоцистерн, м³.

5. Определяем максимальное давление в процессе промывки, в момент оттеснения бурового раствора к башмаку промывочных труб

$$P_{\max} = L (\rho_{б.р} - \rho_{пж}) g 10^{-6} + P_{тр} + P_{у}, \text{ МПа} \quad (4)$$

где P_{тр} — потери давления на преодоление сил трения, МПа

Принимаем условно P_{тр} = 0,5...1 МПа

P_у — противодействие на устье, МПа ;

при промывке в амбар P_у = 0 МПа

6. Выбираем тип промывочного агрегата по характеристике его насоса.

Для промывки обычно достаточно одного агрегата, например УН1Т – 100×200, P_{max} = 20 МПа.

7. Составляем схему оборудования скважины и расположения наземного оборудования.

8. Делаем вывод по выполненной работе.

Задача 2- Установление режимных параметров для ШСНУ и подбор оборудования

Цель: Получить практический навык расчета параметров штангового насоса и подбора оборудования для скважины с ШСНУ.

Задание: Произвести расчет параметров штангового насоса,

Исходные данные по вариантам – в таблице 2.

Таблица 2 - Исходные данные для расчёта

Наименование параметров	Варианты					
	01-05 06	06-10	11-15	16-20	21-25	26-30
Глубина скважины H , м	1800	1750	1700	1720	1730	1740
Пластовое давление $P_{пл}$, МПа	17,9	17,0	18,0	18,5	17,5	18,0
Забойное давление $P_{зab}$, МПа	13	12,5	14	14	12,5	13
Плотность воды ρ_w , кг/м ³	1008	1010	1008	1010	1008	1010
Плотность нефти ρ_n , кг/м ³	800	820	810	800	820	810
Обводнённость нефти n_w , %	89	70	66	85	75	56
Коэффициент продуктивности K , т/(сут МПа)	1,2	1,5	1,3	1,2	1,5	1,3
Газовый фактор G , м ³ /т	95	85	79	80	85	95
Коэффициент подачи насоса α	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75
Плотность газа ρ_g , кг/м ³	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6
Ускорение свободного падения g , м/с ²	9,81	9,81	9,81	9,81	9,81	9,81
Объёмный коэффициент нефти b	1,16	1,16	1,16	1,16	1,16	1,16

Методические указания к решению задачи:

Расчет проводить в системе СИ, а также учитывать соответствие единиц измерения и наличие префиксов. Например, 1 МПа = 10⁶ Па

1. Определяем плотность нефтяной эмульсии скважин:

$$\rho_{см} = \frac{\rho_n + \Gamma\rho_z + \rho_g \left(\frac{n_g}{1-n_g}\right)}{b + \left(\frac{n_g}{1-n_g}\right)}, \frac{\text{кг}}{\text{м}^3} \quad (1)$$

2. Определяем расстояние от забоя до динамического уровня в скважине при заданном $P_{заб}$:

$$H'_{дин} = \frac{P_{заб}}{g\rho_{см}}, \text{м} \quad (2)$$

где $P_{заб}$ - забойное давление, Па;

$\rho_{см}$ - плотность смеси, $\frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$;

$g = 9,81 \frac{\text{м}}{\text{с}^2}$ - ускорение свободного падения.

3. Определяем расстояние от устья до уровня жидкости в скважине:

$$H_{дин} = H_{скв} - H'_{дин}, \text{м} \quad (3)$$

где $H_{скв}$ - глубина скважины, м

$H'_{дин}$ - расстояние от забоя до динамического уровня в скважине, м.

4. Определяем депрессию на пласт:

$$\Delta P = P_{пл} - P_{заб}, \text{МПа} \quad (4)$$

где $P_{пл}$ - пластовое давление, МПа;

$P_{заб}$ - забойное давление, МПа.

5. Определяем фактический весовой дебит скважины:

$$Q_{ф.в.} = K \cdot \Delta P, \frac{\text{т}}{\text{сут}} \quad (5)$$

где K - коэффициент продуктивности $\frac{\text{т}}{\text{сут} \cdot \text{МПа}}$

ΔP - депрессия на пласт, МПа.

6. Определяем фактический объёмный дебит скважины:

$$Q_{ф.о.} = \frac{Q_{ф.в.}}{\rho_{см}}, \frac{\text{м}^3}{\text{сут}} \quad (6)$$

где $Q_{ф.в.}$ - фактический весовой дебит скважины, $\frac{\text{т}}{\text{сут}}$;

$\rho_{см}$ - плотность смеси, $\frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$.

7. Определяем теоретический объёмный дебит скважины:

$$Q_{т.о.} = \frac{Q_{ф.о.}}{\alpha}, \frac{\text{м}^3}{\text{сут}} \quad (7)$$

где $Q_{ф.о.}$ - фактический объёмный дебит скважины, $\frac{\text{м}^3}{\text{сут}}$;

α - коэффициент подачи насоса, доли единиц.

8. Для снижения влияния свободного газа на работу насоса задаёмся из опыта эксплуатации

величиной погружения под динамический уровень из условия:

если $n_v > 0,5$ долей единиц, то влияние газа на работу насоса меняется и $h_{дин} = 400$ м;

если $n_v < 0,5$, тогда $h_{дин} = 600$ м;

если $n_v = 0,75 > 0,5$, тогда $h_{дин} = 400$ м.

9. Определяем глубину спуска насоса в скважину:

$$L = H_{дин} + h_{дин}, \text{ м} \quad (8)$$

где $H_{дин}$ - расстояние от устья до уровня жидкости в скважине, м;

$h_{дин}$ - глубина погружения насоса под динамический уровень, м.

10. Выбираем по диаграмме Адонина, в зависимости от величины спуска насоса и объёмного теоретического дебита скважины, тип станка-качалки (СК) и диаметр насоса.

11. Делаем вывод по выполненной работе.

КОНТРОЛЬНАЯ РАБОТА №2

Теоретические вопросы.

1. Особенности конструкции и оборудования газовых скважин.
2. Гидратообразование, предупреждение гидратообразования.
3. Расчет лифта для газовой скважины. Подбор фонтанной арматуры.
4. Установление технологического режима работы газовой скважины.
5. Особенности эксплуатации обводняющихся газовых скважин.
6. Автоматизация газового промысла.
7. Техника безопасности и противопожарные мероприятия.
8. Организация и безопасное ведение работ при ликвидации открытых фонтанов.
9. Сущность одновременно-раздельной эксплуатации. Выбор объектов для ОРЭ.
10. Оборудование для ОРЭ по схемам: фонтан-фонтан, насос-насос и др.
11. Особенности мероприятий по технике безопасности при ОРЭ.
12. Гидротехнические сооружения и особенности эксплуатации скважин в условиях моря, болот и затопляемых территорий. Борьба с коррозией оснований.
13. Особенности организации нефтегазосбора на морских нефтепромыслах.
14. Техника безопасности при эксплуатации и ремонте морских скважин.
15. Охрана водных ресурсов при разработке и эксплуатации морских месторождений.
16. Назначение методов воздействия на призабойную зону скважин, классификация методов, область применения.
17. Обработка скважин соляной кислотой.
18. Реагенты, применяемые при СКО, их назначение и характеристики.
19. Оборудование, применяемое при СКО.
20. Технология СКО.
21. Термокислотная обработка, применяемые реагенты.
22. Глинокислотная обработка скважин.
23. Пенокислотная обработка скважин.
24. Гидравлический разрыв пласта (ГРП), его сущность, область применения, схема проведения.
25. Механизм образования трещин. Давление разрыва.
26. Жидкости разрыва. Песок, предназначенный для заполнения трещин.
27. Определение местоположения и характера трещин разрыва.
28. Оборудование, применяемое при ГРП.
29. Выбор скважин для проведения ГРП.
30. Определение технологической эффективности ГРП.
31. Гидропескоструйная перфорация, применяемое оборудование и схема процесса.
32. Виброобработка забоев скважин.
33. Тепловые методы воздействия на призабойную зону скважин.
34. Закачка в скважину ПАВ.
35. Внутрислоевая термохимическая обработка.
36. Термогазохимическое воздействие.
37. Назначение и классификация подземных ремонтов.
38. Причины, приводящие к необходимости ремонта скважин.
39. Состав и организация работ по текущему и капитальному ремонту скважин.
40. Наземные сооружения и оборудование, используемое при текущем ремонте скважин.
41. Комплекс подготовительных работ при ремонте скважин передвижными подъемными агрегатами.

42. Глушение скважин. Выбор жидкости глушения.
43. Спускоподъемные операции. Спуск и подъем труб. Спуск и подъем насосных штанг.
44. Механизация СПО.
45. Спуск и подъем штанговых глубинных насосов.
46. Ликвидация обрывов насосных штанг.
47. Расхаживание заклиненного плунжера или прихваченных насосных труб.
48. Монтаж, спуск, подъем и демонтаж погружного центробежного насоса.
49. Монтаж и демонтаж фонтанной арматуры.
50. Ремонт фонтанных и газлифтных скважин.
51. Особенности ремонта нагнетательных скважин.
52. Ликвидация песчаных пробок в скважинах желонкой.
53. Ликвидация песчаных пробок в скважинах промывкой.
54. Освоение скважин после ремонта.
55. Обследование скважин перед капитальным ремонтом. Работа с печатями.
56. Определение места течи в колонне.
57. Ловильные инструменты, их выбор.
58. Ловля и подъем из скважины труб, штанг, мелких предметов.
59. Ловля и подъем из скважины установки ЭЦН.
60. Виды повреждений обсадной колонны и технология исправления.
61. Применение стальных пластырей при ремонте обсадных колонн.
62. Изоляционные работы. Виды цементирования.
63. Технология цементирования скважин под давлением через отверстия фильтра.
64. Технология цементирования скважин под давлением через дефект в колонне.
65. Испытание качества цементирования.
66. Оборудование для цементирования скважин и тампонажные материалы.
67. Источники обводнения нефтяных скважин. Композиционные составы для изоляции водопритоков.
68. Переход на другие горизонты и приобщение пластов.
69. Ликвидация скважин.
70. Зарезка и бурение второго ствола скважины.

Задание на контрольную работу 2

Таблица 5. Номера вопросов теоретической части контрольной работы

Номер варианта	Номера контрольных вопросов
1	1, 16, 31, 46
2	2, 17, 32, 47
3	3, 18, 33, 48
4	4, 19, 34, 49
5	5, 20, 35, 68
6	6, 21, 36, 51
7	7, 22, 37, 52
8	8, 23, 38, 53
9	9, 24, 39, 54
10	10, 25, 40, 55
11	11, 26, 41, 56
12	12, 27, 42, 57
13	13, 28, 43, 58
14	14, 29, 44, 59
15	15, 30, 45, 60
16	1, 17, 50, 61
17	2, 18, 34, 62
18	3, 19, 35, 63
19	4, 20, 36, 64
20	5, 21, 37, 65
21	6, 22, 38, 66
22	7, 23, 39, 67
23	8, 24, 40, 68
24	9, 25, 41, 69
25	10, 26, 42, 70
26	11, 27, 43, 59
27	12, 28, 44, 60
28	2, 16, 32, 48
29	3, 17, 33, 49
30	4, 19, 26, 56

Задача 1. Расчет количества реагентов для проведения солянокислотной обработки скважины

Цель: получение практического навыка расчета необходимого оборудования и материалов процесса СКО.

Задание: Выбрать концентрацию и количество реагентов, необходимое оборудование для проведения СКО призабойной зоны скважины, составить план обработки. Исходные данные представлены в таблице 1.3.

Данные приведены в таблице 6

Таблица 6 - Исходные данные для задачи 1

Наименование исходных данных	Варианты														
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Глубина скважины Н, м	1500	1540	1580	1620	1660	1700	174	178	182	1860	1900	1940	1980	2000	2040
Эффективная мощность пласта h, м	10	12	14	16	18	20	10	12	14	16	18	20	10	12	14

Тип и состав породы продуктивного пласта	Плотные трещиноватые известняки					Трещиновато-кавернозные известняки					Доломитизированные песчаники				
	0,1	0,15	0,2	0,25	0,3	0,35	0,4	0,45	0,5	0,1	0,2	0,3	0,4	0,45	0,5
Проницаемость пород k , мм ²	0,1	0,15	0,2	0,25	0,3	0,35	0,4	0,45	0,5	0,1	0,2	0,3	0,4	0,45	0,5
Пластовое давление Рпл, МПа	14,0	14,5	15,0	15,5	16,0	16,5	17,0	14,0	14,5	15,0	15,5	16,0	16,5	17,0	17,5
Внутренний диаметр скважины D_d , м	0,215	0,215	0,215	0,215	0,215	0,215	0,215	0,215	0,215	0,215	0,215	0,215	0,215	0,215	0,215
Диаметр НКТ d , мм	60	73	60	73	60	73	60	73	60	73	60	73	60	73	60
Температура пласта $T_{пл}$, °С	30	40	30	40	30	40	30	40	30	40	30	40	30	40	30
Диаметр водовода d_v , мм	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60
Длина водовода l_v , м	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30

Наименование исходных данных	Варианты														
	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
Глубина скважины H , м	1450	1500	1530	1420	1640	1670	1630	1490	1820	1790	1850	1880	1870	1900	2100
Эффективная мощность пласта h , м	12	10	13	12	16	18	14	12	15	18	16	18	17	15	18
Тип и состав породы продуктивного пласта	Плотные трещиноватые известняки					Трещиновато-кавернозные известняки					Доломитизированные песчаники				
Проницаемость пород k , мм ²	0,15	0,1	0,15	0,12	0,2	0,25	0,3	0,45	0,4	0,2	0,3	0,2	0,3	0,35	0,45
Пластовое давление	13,0	13,5	14,0	14,5	15,0	15,5	16,0	13,5	13,0	13,0	13,5	15,0	16,5	14,0	15,5
Внутренний диаметр скважины D_d , м	0,215	0,215	0,215	0,215	0,215	0,215	0,215	0,215	0,215	0,215	0,215	0,215	0,215	0,215	0,215
Диаметр НКТ d , мм	60	73	60	73	60	73	60	73	60	73	60	73	60	73	60
Температура пласта $T_{пл}$, °С	40	30	40	30	40	30	40	30	40	30	40	30	40	30	40
Диаметр водовода d_v , мм	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60
Длина водовода l_v , м	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30

Методические указания к решению задачи

При решении задачи расчет проводить в системе СИ, а также учитывать соответствие единиц измерения и наличие префиксов. Например, 1 МПа = 10⁶ Па

1. Для обработки скважины принимаем концентрацию кислоты 10...16%.

2. Определяем общий необходимый объем раствора соляной кислоты по формуле:

$$V = V' \cdot h, \text{ м}^3, \quad (1)$$

где V' - расход раствора HCl на 1м толщины пласта, м³

3. Определяем количество концентрированной товарной соляной кислоты по формуле:

$$V_k = \frac{A \cdot X \cdot V(B - Z)}{B \cdot Z \cdot (A - X)}, \text{ м}^3, \quad (2)$$

где Z = 27,5%-я концентрация товарной кислоты;

B и A – числовые коэффициенты, определяются по таблице

7; X – выбранная концентрация солянокислотного раствора,

%.

Таблица 7. Значения коэффициентов А и В

Z, X	B, A
5,15 – 12,19	214
13,19 – 18,11	218
19,06 – 24,78	221,5
25,75 – 29,57	226

4.Производим расчет объема различных реагентов добавляемых к раствору HCl
необходимых для обработки скважин:

4.1 Рассчитываем необходимое количество ингибиторов: В качестве ингибитора выбираем катапин А, в количестве 0,01% от объема кислотного раствора, объем которого можно рассчитать по формуле:

$$V_1 = \frac{V \cdot 0,01}{100}, \text{ м}^3 \quad (3)$$

4.2 Рассчитываем необходимое количество стабилизаторов. В качестве стабилизатора выбираем уксусную кислоту, объем которой можно рассчитать по формуле:

$$V_{y.k.} = \frac{1000 \cdot b \cdot V}{c}, \text{ дм}^3 \quad (4)$$

где b - 1,5% добавка уксусной кислоты;

c - концентрация уксусной кислоты, принимаем 80%

4.3 Рассчитываем необходимое количество интенсификаторов. В качестве интенсификатора выбираем марвелан в количестве 1...1.5% от объема кислотного раствора, объем которого можно рассчитать по формуле:

$$V_m = \frac{V \cdot 1,5}{100}, \text{ м}^3 \quad (5)$$

4.4 Рассчитываем необходимое количество хлористого бария, необходимого для удержания в растворенном состоянии продуктов реакции :

$$V_{x.b.} = 21,3 \cdot V \cdot \left(\frac{a \cdot X}{z} \right) \cdot \frac{1}{\rho_{xб}}, \text{ дм}^3 \quad (6)$$

где a – содержание SO₃ в товарной соляной кислоте, a = 0,6%;

$\rho_{xб} = 4 \frac{\text{кг}}{\text{дм}^3}$ - плотность хлористого бария.

5.Определяем количество воды для приготовления солянокислотного раствора по формуле:

$$V_в = V - V_k - \sum V_p, \text{ м}^3, \quad (7)$$

где $\sum V_p$ - суммарный объем всех добавляемых реагентов к солянокислотному раствору, м³;

V_к- количество концентрированной товарной кислоты.

6.Определяем количество раствора, закачиваемого в скважину (при открытой задвижке) в объеме выкидной линии, НКТ и ствола скважины от башмака НКТ до подошвы пласта по формуле:

$$V' = 0,785 \cdot d_{об}^2 \cdot l + 0,785 \cdot d_{вн}^2 \cdot (H - h) + 0,785 \cdot D_о^2 \cdot h, \text{ м}^3 \quad (8)$$

7.Определяем объем жидкости, необходимой для закачки (при закрытой задвижке) в затрубного пространства по формуле:

$$V' = V - V', \text{ м}^3 \quad (9)$$

8.Определяем объем продавочной жидкости:

$$V_{н.э.} = V', м^3 \quad (10)$$

9.Выбираем необходимое оборудование (кислотный агрегат, автоцистерны).

10.Выбираем режим работы агрегата. Для этого, задавшись производительностью агрегата (q) на II, III и IV передачах (таблица 8), определяем необходимое давление нагнетания:

$$P_{вн} = P_{заб} - P_{ж} + P_{тр} , \quad МПа \quad (11)$$

где $P_{заб}$ - максимальное забойное давление при продавке раствора, МПа,

$$P_{заб} = P_{пл} + q \cdot 10^{-3} \cdot 86400/K, МПа \quad (12)$$

$P_{ж} = \rho q H_{ф}$ - гидростатическое давление столба продавочной жидкости, МПа.

K-коэффициент приемистости скважины,

$K=20 м^3/(сут \cdot МПа)$

Принимаем $P_{тр} = 0,5 \dots 1,5 МПа$.

Давление, создаваемое насосом, должно быть достаточным для продавки раствора в пласт, т. е. $P_{нас} > P_{вн}$.

11.Определяют продолжительность нагнетания и продавки в пласт раствора:

$$\tau = (V + V_{np}) \cdot \frac{10^3}{q \cdot 3600} , \quad ч \quad (13)$$

12. Делаем вывод по выполненной работе.

(27)

Задача 2 Расчёт глушения скважины

Цель: получить практический навык расчёта необходимого оборудования и материалов для глушения скважины.

Задание: Выберите способ, жидкость глушения, необходимое оборудование, материалы, их количество для глушения скважины. Составьте схему размещения и обвязки наземного оборудования и план работ. Исходные данные приведены в таблице в таблице 9.

Таблица 9. Исходные данные для задачи 2

Наименование исходных данных	Номер варианта														
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Расстояние от устья до верхних отверстий фильтра Нф, м	1750	1875	1880	1898	1910	1830	1790	1850	1920	1980	1840	1900	1820	1860	2000
Диаметр эксплуатационной колонны D, мм	168	146	168	146	168	146	168	146	168	146	168	146	168	146	168
Диаметр НКТ днкТ, мм	73	60	73	60	73	60	73	60	73	60	73	60	73	60	73
Пластовое давление Рпл, МПа	19,5	20,5	21,5	18,4	22	23,7	20	27	15	22,7	23,2	19,3	18,9	19,7	21,3
Обводненность в пв, %	45	35	55	5	46	23	15	5	30	60	5	20	40	5	50
Глубина спуска колонны труб (насоса) L (ЛН), м	1170	1350	1870	1100	1300	1180	1890	1816	1810	1780	1480	1850	1770	1550	1660
Способ эксплуатации	фонтанный			насосный			насосный			фонтанный			насосный		фонтанный
Плотность скважинной жидкости ρв кг/м³	900	950	950	930	900	960	940	930	960	980	950	900	980	920	980

Продолжение таблицы 9

Наименование исходных данных	Номер варианта														
	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
Расстояние от устья до верхних отверстий фильтра Нф, м	1800	1775	1870	1790	1850	1730	1890	1900	1810	1980	1750	1850	1770	1750	1900
Диаметр эксплуатационной колонны D, мм	146	168	146	168	146	168	146	168	146	168	146	168	146	168	146
Диаметр НКТ днкТ, мм	60	73	60	73	60	73	60	73	60	73	60	73	60	73	60
Пластовое давление Рпл, МПа	20,5	19,5	19,0	19,4	21	22,5	19,0	17,5	16,5	21,5	21,2	21,3	19,8	18,5	22,5
Обводненность в пв, %	40	35	50	45	5	25	35	15	35	55	15	10	30	45	5

Глубина спуска колонны труб (насоса) L (ЛН), м	1170	1350	1800	1100	1300	1180	1690	1816	1800	1800	1480	1800	1700	1550	1660
Способ эксплуатации	фонтанный			насосный		насосный			фонтанный			насосный		фонтанный	
Плотность скважинной жидкости рв кг/м ³	950	900	900	950	960	930	990	980	950	950	950	990	930	990	990

Методические указания к решению задачи 2

1. Способ глушения скважины выбираем в зависимости от пластового давления, приемистости и литологии пласта, вида спущенного в скважину оборудования, вида применяемой жидкости.

Глушение может производиться следующими способами:

а) Полной заменой скважинной жидкости, если колонна НКТ или хвостовик спущены до продуктивного пласта: башмак колонны НКТ или насос находятся выше пласта, но пласт имеет хорошую проницаемость; при значительной величине пластового давления; поднасосная жидкость может быть продавлена без опасности ухудшения проницаемости ПЗП.

б) Частичной заменой скважинной жидкости (без задавки в пласт), если проницаемость ПЗП низкая и есть опасность загрязнения пласта продавочной жидкостью при небольшой величине пластового давления, при насосном способе эксплуатации.

2. Определяем плотность жидкости глушения из условия создания противодействия на пласт.

- при полной замене жидкости:

$$\rho_{зл} = \frac{(P_{пл} + 0,1P_{пл})}{L * g} * 10^6, \text{ кг/м}^3 \quad (1)$$

где (0,1...0,25) $P_{пл}$ - величина противодействия на пласт согласно требованиям правил безопасности ведения работ.

- при частичной замене жидкости:

$$\rho_{зл} = \frac{(P_{пл} + (0,1...0,25)P_{пл}) - \rho_{см} * g * H}{L_n * g} + \rho_{см}, \text{ кг/м}^3 \quad (2)$$

где плотность смеси рассчитывается по формуле:

$$\rho_{см} = \rho_v * n_v + \rho_n (1 - n_v), \text{ кг/м}^3 \quad (3)$$

где L-длина колонны, м;

$\rho_{пл}$ - плотность пластовой жидкости (1,05-1,19 г/см³);

(0,1...0,25) $P_{пл}$ - величина противодействия согласно требованиям правил безопасности ведения работ

3.Выбираем жидкость глушения в соответствии с рассчитанной плотностью и особенностью пласта.

Для глушения применяют жидкости:

а)техническую воду, обработанную ПАВ пластовую воду - для пород с проницаемостью более 0,16 мкм² и пористостью более 16%, плотностью до 1120...1190 кг/м³;

б)водный раствор хлористого кальция (плотностью до 1396 кг/м³), хлористого натрия (плотностью до 1175 кг/м³), обработанные ПАВ;

в)глинистый раствор (плотностью до 1700 кг/м³) - для песчаных коллекторов с проницаемостью более 0,2 мкм²;

г)гидрофобно —эмульсионные растворы (ГЭР) – стабилизированные полиамидами и содержащие при необходимости утяжелители (барий, гематит и др.), плотностью от 950 до 2000 кг/м³ - для любого типа коллекторов.

4.Определяем объем жидкости глушения.

-при полной замене скважинной жидкости:

$$V_{\text{гл}} = 0,785 D^2_{\text{вн}} L \cdot \varphi, \text{ м}^3 \quad (4)$$

где $D_{\text{вн}}$ - внутренний диаметр эксплуатационной колонны, м;

φ - коэффициент запаса количества жидкости глушения, $\varphi = 1,05..1,1$. при частичной замене скважинной жидкости;

$$V_{\text{гл}} = 0,785 D^2_{\text{вн}} L_{\text{н}} \cdot \varphi, \text{ м}^3 \quad (5)$$

5.Определяем количество материалов, необходимое для приготовления растворов CaCl₂; NaCl₂ или глинистого раствора.

5.1 Рассчитываем количество утяжелителей (CaCl₂; NaCl₂, глины) по формуле:

$$M_{\text{ут}} = \frac{(\rho_{\text{зл}} - \rho_{\text{в}}) \rho_{\text{ут}} V_{\text{зл}}}{\rho_{\text{ут}} - \rho_{\text{в}}}, \text{ м}^3 \quad (6)$$

где

$\rho_{\text{гл}}$ - плотность жидкости глушения , кг/м³;

$\rho_{\text{в}}$ - плотность воды кг/м³; $\rho_{\text{в}}=1000$ кг/м³

$\rho_{\text{ут}}$ – плотность применяемого утяжелителя, ($\rho_{\text{NaCl}_2}= 1850$ кг/м³; $\rho_{\text{CaCl}_2}=2200$ кг/м³ $\rho_{\text{глины}}= 2700$ кг/м³; $\rho_{\text{бария}}= 4500$ кг/м³.)

$V_{\text{гл}}$ - объем жидкости глушения,м³

5.2 Рассчитываем количество воды (пресной или пластовой) по формуле:

$$V_{\text{в}} = \frac{V_{\text{зл}} * \rho_{\text{зл}} - M_{\text{ут}}}{\rho_{\text{в}}}, \text{ м}^3 \quad (7)$$

6. Рассчитываем количество жидкости, необходимое для долива в скважину при подъеме НКТ.

- без жидкости:

$$V_{\partial} = \frac{M_{\text{нкт}}}{\rho_{\text{м}}}, \text{ м}^3 \quad (8)$$

• с жидкостью:

$$V_{\partial} = \frac{M_{\text{нкт}}}{\rho_{\text{м}}} + 0,785 * d_{\text{вн}}^2 L, \text{ м}^3 \quad (9)$$

где

$\rho_{\text{м}}$ – плотность металла, $\rho_{\text{м}} = 7850 \text{ кг/м}^3$;

$d_{\text{вн}}$ – внутренний диаметр НКТ, м;

$M_{\text{нкт}}$ – масса колонны НКТ, кг, которая составляет $M_{\text{нкт}} = m \cdot L$,

m – масса 1 п.м. труб, кг/м.

7.Выбираем промывочный агрегат, исходя из необходимого давления на устье при глушении скважины. Принимаем $P_{\text{у}} < 5 \text{ МПа}$.

8.Рассчитываем количество автоцистерн:

$$n_{\text{ц}} = \frac{V_{\text{зл}} \rho_{\text{зл}}}{q}, \text{ шт} \quad (10)$$

где q — грузоподъемность автоцистерн, т.

9.Составляем схему размещения и обвязки наземного оборудования при глушении скважин.

10. Делаем вывод по выполненной работе.

Литература

Информационное обеспечение обучения

Основные источники (ОИ):

- ОИ-1 Кадырбеков, Ю.Д. Ведение технологического процесса при всех способах добычи нефти, газа и газового конденсата [Текст]: учебник для СПО/Ю.Д. Кадырбекова, Ю.Ю. Королева. - Москва: Академия, 2015.-320 с
- ОИ-2 Покрепин, Б.В. Эксплуатация нефтяных и газовых месторождений [Текст] : учебное пособие / Б.В. Покрепин.- Ростов н/Д: Феникс, 2016.-605 с
- ОИ-3 Покрепин, Б.В. Разработка нефтяных и газовых месторождений [Текст]: учеб. пособие./ Б.В. Покрепин - Ростов н/Д: Феникс, 2015.-318 с

Дополнительные источники (ДИ):

- ДИ-1 Арбузов, В.Н.Сборник задач по технологии добычи нефти и газа в осложненных условиях [Электронный ресурс]: Практикум / Арбузов В.Н., Курганова Е.В. - Томск: ТПУ, 2015. - Режим доступа: <http://znanium.com/catalog.php?bookinfo=672983> (ЭБС Znanium)
- ДИ-2 Лутошкин, Г.С. Сборник задач по сбору и подготовке нефти, газа и воды на промыслах[Текст]:учебное пособие.-Москва:Альянс, 2016
- ДИ-3 Санду, С.Ф. Оператор по исследованию скважин. [Электронный ресурс]: учебное пособие / Санду С.Ф. - Томск:Изд-во Томского политех. университета, 2015. - 120 с. <http://znanium.com/catalog.php?bookinfo=701636> (ЭБС Znanium)
- ДИ-4 Волохин, А.В. Выполнение работ по поддержанию пластового давления[Текст]: учебник для студ. учреждений СПО / А.В. Волохин, Д.В. Арсибеков, В.А. Волохин. Москва: Академия, 2017.-192 с.
- ДИ-5 Волохин, А.В. Ведение процесса гидроразрыва пласта и гидропескоструйной перфорации[Текст]: учебник для студ. учреждений СПО / А.В. Волохин, В.Г. Ладыгин, В.А. Волохин.- Москва: Академия, 2017.-192 с.

Интернет-ресурсы (И-Р):

- 1.Новые технологии разработки нефтяных месторождений [Электронный ресурс] // [федеральный портал "Российское образование"](#). - Электронные данные. - Заглавие с домашней страницы Интернета. - Режим доступа : <http://www.tatneft.ru/technolog.htm>
- 2.Расчеты физико-химических свойств пластовой и промысловой нефти и воды [Электронный ресурс] // [федеральный портал "Российское образование"](#). - Электронные данные. - Заглавие с домашней страницы Интернета. - Режим доступа : <http://oil-book.narod.ru/door/door2/573.htm> -- 20.2 Кб -- 02.06.2007.
- 3.<http://www.oil-industry.ru/>Нефтяное хозяйство, журнал
- 4.<http://www.neftegas.info/>Территория нефтегаз, журнал
- 5.<http://www.burneft.ru/>Бурение и нефть ,журнал

