

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

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

ПМ.01 Проведение технологических процессов разработки и эксплуатации
нефтяных и газовых месторождений

МДК.01.02. Эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

Тема 7. Эксплуатация нефтяных и газовых скважин

специальность 21.02.01 Разработка и эксплуатация
нефтяных и газовых месторождений

ОДОБРЕНЫ
Предметной (цикловой)
комиссией
Протокол № 1 от «15» 09 2016г
Председатель П(Ц)К
Шаму И.А.Шарипова

УТВЕРЖДЕНЫ
заседанием методсовета
Протокол № 1 от «22» 09 2016г
Председатель методсовета
Савватеева И.И. Савватеева

Организация разработчик: Нефтеюганский индустриальный колледж
(филиал) федерального государственного бюджетного образовательного учреждения высшего
образования «Югорский государственный университет»

Разработчик: Ребенок Г.А.- преподаватель Нефтеюганского индустриального колледжа
(филиала) федерального государственного бюджетного образовательного учреждения высшего
образования «Югорский государственный университет»

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 месторождений. 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 ремонта скважин.

- 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.

Тема рассчитана на 246 часов, из них 52 часа на выполнение ЛПЗ , 82 часа - на выполнение самостоятельной работы, 30 часов -на курсовое проектирование.

Для заочной формы обучения 38 часов отведено на аудиторные занятия, из них 8 часов - на выполнение ЛПЗ , 208 часов - на выполнение самостоятельной работы.

В соответствии с учебным планом изучение данной темы профессионального модуля при заочной форме обучения запланировано на 3 и 4 курсе. Формой промежуточной аттестации на 3 курсе является экзамен, итоговой формой аттестации на 4 курсе является выполнение и защита курсового проекта.

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

Тематический план

Наименование разделов и тем	Содержание учебного материала, лабораторные и практические работы, самостоятельная работа обучающихся	Кол-во часов
Тема 7. Эксплуатация нефтяных и газовых скважин		
7.1.Нормы отбора нефти и газа из скважин и пластов		14
	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.	4
	Практическая работа №7.1 Определение дебита и продуктивности нефтяной скважины	4
	Самостоятельная работа №7.1 Подготовка сообщения: «Режимы разработки нефтяных залежей»	2
	Самостоятельная работа №7.2 Подготовка сообщения с презентацией: «Основные элементы системы добычи нефти и попутного газа»	4
7.2.Подготовка скважины к эксплуатации		14
	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.	4
	Практическая работа №7.2 Определение параметров процесса освоения скважины	4
	Самостоятельная работа №7.3 Составление конспекта по теме: «Перфорация при репрессии на пласт. Растворы для перфорации скважин»	3
	Самостоятельная работа №7.4 Составление конспекта по теме: «Освоение скважин с использованием газообразных агентов подушки»	3
7.3.Фонтанная добыча нефти		12
	Баланс энергии в скважине. Теоретические основы подъема газожидкостной смеси по насосно-компрессорным трубам. Условия, причины и виды фонтанирования. Оборудование устья фонтанных скважин. Обвязка фонтанной скважины с выкидной линией. Регулирование работы фонтанной скважины. Расчетные формулы А.П. Крылова. Обслуживание фонтанных скважин. Нарушение режима эксплуатации скважины, разгерметизация оборудования.	4

	Практическая работа №7.3 Расчет фонтанирования за счет гидростатического напора пласта, КПД процесса	4
	Практическая работа №7.4 Расчет минимального забойного давления и предельной обводненности при фонтанировании скважин	4
7.4.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 №7.5 Расчет пускового давления для различных систем газлифтного подъемника	4
	Самостоятельная работа №7.5 Составление конспекта по теме: «Преимущества и недостатки газлифтного способа эксплуатации скважин»	2
	Самостоятельная работа №7.6 Подготовка сообщения: «Предупреждение образования и методы удаления неорганических отложений»	2
7.5.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 №7.6 Установление режимных параметров для штанговой скважинной насосной установки	4
	Самостоятельная работа №:7.7 Составление конспекта по теме: «Классификация методов диагностики СШНУ»	2
	Самостоятельная работа №7.8 Подготовка сообщения с презентацией : «Назначение и конструкции газовых и песочных якорей»	2
7.6.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	12

	параметров работы установки в процессе эксплуатации. Отказы УЭЦН. Расследование преждевременных отказов. Мероприятия, обеспечивающие увеличение МРП. Обслуживание УЭЦН. Охрана окружающей среды в процессе эксплуатации скважин.	
	Практическая работа №7.7 Установление режимных параметров для скважины, оборудованной УЭЦН	6
	Самостоятельная работа №7.9 Составление конспекта по теме: «Эксплуатация скважин гидропоршневыми насосами. Сравнительная характеристика ГПНУ с другими типами бесштанговых установок»	2
7.7.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 № 7.10 Составление конспекта по теме: «Использование колтюбинговых установок для эксплуатации скважин»	2
7.8.Эксплуатация газовых и газоконденсатных скважин		8
	Практическая работа №8 Выбор режима работы газовой скважины	4
	Самостоятельная работа № 7.11 Подготовка сообщения: "Классификация газовых и газоконденсатных месторождений (залежей)"	2
	Самостоятельная работа №7.12 Проведение расчета времени безгидратной эксплуатации скважины и шлейфа после закачки ингибитора в пласт.	2
7.9.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 №7.9 Расшифровка динамограмм	4
	Самостоятельная работа №7.13 Составление конспекта по теме: «Способы исследования нагнетательных скважин»	2
7.10.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
7.11.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 УЭЦН, истирание штанг ШСНУ), особенности климата и разрабатываемой территории (заболоченность). Меры борьбы с осложнениями (предупреждения и удаления): химические, механические, тепловые	4
	Практическая работа №7.10 Определение условий гидратообразования в газовых скважинах	2
	Самостоятельная работа № 7.14 Подготовка сообщения с презентацией: «Активные способы защиты трубопроводов от коррозии»	2
7.12.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 №7.11 Расчет количества реагентов для проведения солянокислотной обработки скважины	4
	Самостоятельная работа № 7.15 Подготовка сообщения: « Влияние факторов на гидропроводность ПЗП добывающих и нагнетательных скважин»	3
	Самостоятельная работа № 7.16 Подготовка сообщения: «Поинтервальные СКО»	2
	Самостоятельная работа № 7.17 Составление конспекта по теме: «Сверхпроектное обводнение продукции скважин	2
7.13.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 №7.12 Проектирование процесса гидравлического разрыва пласта	4
	Самостоятельная работа №7.18 Подготовка сообщения: «Направленный ГРП»	4
	Самостоятельная работа №7.19 Составление конспекта по теме: «Вибросейсмическое воздействие на пласт и ПЗП»	
7.14.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 №7. 20 Подготовка сообщения: «Использование высовольтного заряда для повышения проницаемости ПЗП»	4
7.15.Комплексные методы воздействия на призабойную зону скважины		4
	Термокислотная обработка. Внутрипластовая термохимическая обработка. Термогазохимическое воздействие на ПЗС. Закачка в скважину ПАВ.	2
	Практическая работа №7.13 Расчет термокислотной обработки скважины	2
7.16.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 №7.14 Расчет глушения скважины	1
	Практическая работа №7.15 Расчет цементирования скважин под давлением	1
7.17.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 № 7.21 Подготовка сообщения с презентацией : "Воздействие на человека вредных веществ, применяемых при подготовке нефти. Предельно-допустимые концентрации вредных веществ в воздухе (ПДК)"	1
7.18.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 Защита курсового проекта	30
	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) и профессиональный модуль (ПМ), номер варианта, ФИО обучающегося и 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 (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. 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
- вывод по выполнению задания

8. В конце контрольной работы указывается перечень литературы, которой обучающийся пользовался при выполнении контрольной работы (фамилия автора, название книги, название издательства и год издания).

9. 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.

10. Контрольная работа должна быть предоставлена в учебную часть в срок, указанный в учебном графике.

11. Выполненные контрольные работы оцениваются оценкой «зачтено» или «не зачтено». Контрольные работы, выполненные небрежно, не по-своему варианту возвращаются обучающемуся без проверки.

12. Учебным планом предусмотрено выполнение 2 контрольных работ (на 3 и 4 курсе).

13. Каждая контрольная работа рассчитана на 30 вариантов. Индивидуальный вариант для выполнения работы соответствует порядковому номеру списочного состава обучающегося в журнале.

14. Каждая контрольная работа предусматривает письменные ответы на 4 теоретических вопроса и решение 2 практических задач.

15. Номера теоретических вопросов контрольных работ помещены в таблицу. В первом вертикальном столбце таблицы необходимо найти цифру, соответствующую предпоследней цифре варианта обучающегося, в горизонтальном – последнюю цифру варианта и на

пересечении строк, соответствующих этим цифрам, находятся номера вопросов, на которые необходимо письменно ответить.

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

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

Задание для контрольной работы № 1

Таблица 1 Номера вопросов теоретической части контрольной работы

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

Задача 1

Определите дебит нефтяной скважины в поверхностных условиях при установившемся притоке, оцените величину коэффициента продуктивности. Исходные данные по вариантам приведены в таблице 2.

Таблица 2. Исходные данные для задачи 1

Наименование исходных данных	Варианты														
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Пластовое давление $R_{пл}$, МПа	16	17	18	19	20	16	17	18	19	20	16	17	18	19	20
Забойное давление $R_{зб}$, МПа	10	11	12	13	14	9	10	11	12	13	15	12	14	14	15
Толщина пласта h , м	8	9	10	8	9	10	8	9	10	8	9	10	8	9	10
Плотность нефти ρ_n , кг/м ³	800	850	900	800	850	900	900	800	850	900	800	850	850	800	800
Вязкость нефти μ_n , мПа·с	1,5	2,0	2,5	3	1,5	2	2,5	3	1,5	2	2,5	3	1,5	2	2,5
Объемный коэффициент b	1,155	1,2	1,15	1,2	1,15	1,2	1,15	1,2	1,15	1,2	1,15	1,2	1,15	1,2	1,15
Проницаемость пласта k , мкм ²	0,2	0,3	0,4	0,2	0,3	0,4	0,2	0,3	0,4	0,2	0,3	0,4	0,2	0,3	0,4
Расстояние между скважинами S , м	1200	1100	1000	900	930	700	600	1200	1100	1000	900	800	700	600	1000
Диаметр скважины по долоту $D_{дол}$, мм	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300
Коэффициент гидродинамического несовершенства скважины ϕ_c	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7

Наименование исходных данных	Варианты														
	1	6	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29
Пластовое давление $P_{пл}$, МПа	17	16	18	20	19	15	16	18	20	21	15	16	17	18	19
Забойное давление $P_{заб}$, МПа	10	11	12	13	14	9	10	11	12	13	14	12	14	14	15
Толщина пласта h , м	8	9	10	8	9	10	8	9	10	8	9	10	8	9	10
Плотность нефти ρ_n , кг/м ³	800	850	900	800	850	900	900	800	850	900	800	850	850	800	800
Вязкость нефти μ_n , мПа·с	1,5	2,0	2,5	3	1,5	2	2,5	3	1,5	2	2,5	3	1,5	2	2,5
Объемный коэффициент- b	1,155	1,2	1,1	1,2	1,15	1,2	1,1	1,2	1,15	1,2	1,1	1,2	1,1	1,2	1,1
Проницаемость пласта k , мкм ²	0,3	0,2	0,3	0,2	0,3	0,2	0,3	0,2	0,3	0,2	0,3	0,2	0,3	0,2	0,3
Расстояние между скважинами S , м	1100	1200	900	1100	930	770	700	1150	1100	1050	1000	900	800	700	850
Диаметр скважины по долоту $D_{дол}$, мм	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300
Коэффициент гидродинамического несовершенства скважины φ_c	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7

Методические указания к решению задачи 1

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

При установившемся притоке однородной жидкости в скважину дебит скважины можно определить по уравнению Дюпюи:

$$Q = \frac{2\pi kh (P_{пл} - P_{заб})}{\mu \cdot \ln\left(\frac{R_k}{r_c}\right)}, \text{ т/сут} \quad (1)$$

В практических условиях дебит нефтяных скважин (Q) измеряют на поверхности в т/сут, проницаемость пород (k) — в мкм², вязкость нефти (μ) — в мПа·с.

Если в формуле (1) производительность Q поставить в т/сут ($Q = Q_{об} \cdot \rho$, где ρ в т/м³), проницаемость k в мкм² (1 мкм² = 10⁻¹² м²), пластовое и забойное давления в МПа (1 МПа = 10⁶ Па), с учетом объемного коэффициента b и гидродинамического несовершенства скважины φ_c , после математических преобразований формула (1) примет вид:

$$Q = \frac{2\pi kh \rho \varphi (P_{пл} - P_{заб})}{2,3 \cdot b \cdot \mu \cdot \lg\left(\frac{R_k}{r_c}\right)} \quad (2)$$

где $\pi=3,14$

R_k - радиус контура питания (зоны дренирования), принимается равным половине расстояния между скважинами.

$$R_k = \frac{S}{2}, \text{ м} \quad (3)$$

r_c — радиус скважины по долоту :

$$r_c = \frac{D_{дол}}{2}, \text{ м}$$

ρ - плотность нефти, т/м³

h -мощность пласта, м

Так как дебит скважины главным образом регулируется изменением депрессии на пласт, то можно использовать формулу притока:

$$Q = K (P_{пл} - P_{заб})^n, \text{ т/сут} \quad (4)$$

где n — показатель степени, зависящий от условий фильтрации и составляющий 1..0,5, принимаем $n=1$;

K — коэффициент продуктивности, т/сут·МПа

Сравнивая уравнение (2) и (4) определяем величину коэффициента продуктивности по формуле:

$$K = \frac{2\pi \cdot k \cdot h \cdot \rho_n \varphi_c}{2.3 \cdot b \cdot \mu \cdot \lg \frac{R_k}{r_c}}, \text{ т/сут} \cdot \text{МПа} \quad (5)$$

Задача 2

Подберите расчетным путем оборудование для эксплуатации скважины установкой электроцентробежного насоса (УЭЦН) и определите удельный расход электроэнергии при ее работе. Исходные данные по вариантам приведены в таблице 3.

Таблица 3. 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
Глубина скважины Н, м	1940	1910	1860	1820	1770	1740	1720	1700	2000	2100	1950	1840	1750	1900	1790
Пластовое давление Рпл, МПа	168	165	15,7	14,3	15,5	15,0	12,2	12,0	14,0	16,2	15,9	13,5	15,0	14,8	16,0
Забойное давление Рзаб, МПа	11,8	11,6	11,2	11,0	10,2	10,0	8,2	9,0	10,5	10,9	12,0	11,5	8,5	11,9	11,2
Устьевое давление Ру, МПа	1,6	1,4	1,0	0,8	0,6	0,5	0,6	0,5	1,2	1,3	1,5	0,9	1,2	0,8	1,5
Давление насыщения Рнас. МПа	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0
Коэффициент продуктивности К, т/сут·МПа	17	37	16	29	23	32	38	33	19	21	26	24	17	18	30
Обводненность продукции скважины пв, %	47	63	55	50	55	60	50	45	47	52	25	49	60	55	63
Плотность пластовой воды рв, кг/м ³	1080	1050	1080	1050	1080	1050	1080	1050	1000	1070	1050	1030	1040	1070	1080
Плотность нефти рн, кг/м ³	850	800	850	800	850	800	850	800	850	800	850	800	850	800	850
Плотность газа рг, кг/м ³	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1
Диаметр эксплуатационной колонны D, мм	168	168	146	168	168	146	168	146	168	146	168	146	168	146	168
Газовый фактор G, м ³ /т	54	48	58	60	50	48	50	65	50	49	47	57	52	48	44

Наименование исходных данных	Номер варианта														
	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
Глубина скважины Н, м	1990	1950	1970	1990	2000	1900	1850	1780	1750	2000	1970	1960	1990	2010	1900

Пластовое давление Pпл, МПа	14,9	14,5	14,4	14,2	14,8	14,0	13,5	12,8	12,5	15	14,5	13,7	14,0	15,2	14,4
Забойное давление Pзаб,	10,6	9,2	10,2	10,4	9,8	9,6	9,2	8,6	9,4	11,8	10,5	10,7	11,0	10,3	9,9
Устьевое давление Ру, МПа	2	1,8	2,1	2,3	1,4	1,5	1,2	0,8	0,7	1,2	1,1	1,2	0,9	1,2	1,5
Давление насыщения Pнас. МПа	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0
Коэффициент продуктивности К, т/сут · МПа	23	35	27	29	31	37	30	28	25	38	26	29	30	32	29
Обводненность продукции скважины пв, %	58	50	54	56	55	60	50	55	50	48	58	45	47	49	51
Плотность пластовой воды рв, кг/м³	1100	1000	1070	1010	1100	1080	1050	1080	1050	1080	1110	1035	1045	1050	107
Плотность нефти рн, кг/м³	850	800	800	850	800	850	800	850	800	850	800	850	800	850	800
Плотность газа рг, кг/м³	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1
Диаметр эксплуатационной колонны D, мм	168	146	168	146	168	146	168	146	168	146	168	146	168	146	168
Газовый фактор G, м³ /т	62	63	53	49	45	45	48	53	45	60	60	48	47	51	58

Методические указания к решению задачи 2

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

1. Определяем дебит скважины по уравнению притока при n=1 по формуле:

$$Q = K \times (P_{пл} - P_{заб})^n, \text{ т / сут} \quad (6)$$

где K- коэффициент продуктивности ,т/сут МПа

2. Выбираем оптимальное давление на приеме насоса в зависимости от обводненности и газового фактора по промысловым данным или по кривым газосодержания.

При отсутствии конкретных рекомендаций принимаем приближенно:

$$P_{опт} = 2,5 \dots 3,0 \text{ МПа при } n_v \geq 50\%$$

$$P_{опт} = 3,0 \dots 4,0 \text{ МПа при } n_v < 50\%$$

n_v - обводненность продукции скважины

3. Глубину спуска насоса определяем из условия обеспечения оптимального необходимого давления на приеме насоса:

$$L_H = H - \frac{(P_{заб} - P_{опт})}{\rho_{см} \times g}, \text{ м} \quad (7)$$

где H -глубина скважины

4. Плотность смеси ($\rho_{см}$), определяем в зависимости от обводненности по следующим формулам:

➤ При обводненности более 80%:

$$\rho_{см} = \rho_v \times n_v + \rho_n \times (1 - n_v) \quad , \text{ кг/м}^3 \quad (8)$$

где ρ_v - плотность пластовой воды,

ρ_n - плотность нефти кг/м³

➤ При обводненности менее 80%:

$$\rho_{см} = \frac{\rho_n + \rho_v \times G + \rho_v \times \frac{n_v}{1 - n_v}}{b + \frac{n_v}{1 - n_v}}, \text{ кг / м}^3 \quad \dots \dots \dots \quad (9)$$

где G- газовый фактор, м³ /т

5.Выбираем диаметр труб по графику (рисунок 1), в зависимости от их пропускной способности и КПД.

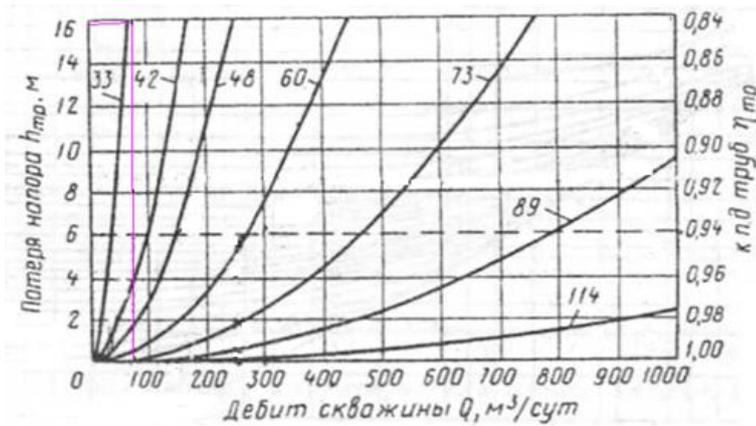


Рисунок 1- Кривые потерь напора в насосных трубах

6.Вычисляем потребный напор, необходимый для подъема жидкости на поверхность из уравнения условной характеристики скважины:

$$H_c = L_n + \frac{P_y}{\rho_{см} \times g} + h_{тр} - h_z, м \tag{10}$$

где h_{тр} - потери напора на трение при движении жидкости в НКТ, определяемые по формулам трубной гидравлики. Приблизительно можно принять h_{тр} =10...16 м.

$$h_z = 0,1575 \times d_{вн} \times G \times \left(1 - \sqrt[3]{\frac{P_y}{P_{нас}}} \right) \times (1 - n_g), м \tag{11}$$

где d_{вн} - внутренний диаметр НКТ, м

7.Определяем группу насоса (диаметр) в зависимости от диаметра эксплуатационной колонны, руководствуясь соотношениями, представленными в таблице 4.

Таблица 4. Соотношение диаметров эксплуатационной колонны и насоса

D (D _{вн}),мм	группа насоса	диаметр насоса, мм
140 (121,7)	5	92
146 (130)	5А	103
168 (144,3)	6	123

8.Определяем необходимое исполнение насосов зависимости от содержания механических и корродирующих примесей в продукции скважины (по справочнику).

9.Подбираем типоразмер погружного центробежного насоса, исходя из условий:

$$H_n > H_c; \quad Q_n = Q; \quad \text{КПД} - \text{максимальный}$$

где H_н- напор насоса, м;

Q_н- подача насоса, м³/сут;

Для этого по таблицам характеристик насосов задаемся двумя – тремя насосами, удовлетворяющими вышеперечисленным условиям и по их рабочим характеристикам выбираем окончательно насос с максимальным КПД (по справочнику).

10. Выписываем типоразмеры остального оборудования согласно комплектности поставки: двигатель, гидрозащиту, станцию управления, трансформатор, кабель, пользуясь справочной литературой.

Типоразмер насоса	Двигатель	Кабель		Гидро-защита	Трансформатор	Станция управления
		плоский	круглый			

11. Проверяем соответствие мощности двигателя условиям откачки, для чего определяют необходимую мощность и сравнивают с мощностью выбранного двигателя $N_{об} \geq N$:

$$N = \frac{Q \times H_c \times \rho_{см} \times g \times 10^{-3}}{86400 \times \eta_n}, \text{ кВт} \quad (12)$$

где η_n - КПД насоса, определяется по рабочей характеристике насоса при заданном дебите Q.

12. Определяем необходимую длину кабеля:

$$L_k = L_n + \ell, \text{ м} \quad (13)$$

где ℓ - расстояние до станции управления ≈ 100 м

13. Проверяем возможность спуска агрегата в скважину. Для сохранности кабеля и устранения опасности прихвата агрегата в эксплуатационной колонне диаметральный зазор между агрегатом и эксплуатационной колонной принимают равным 5...10 мм.

14. Рассчитываем основной диаметр агрегата с учетом плоского кабеля:

$$D_{\max} = \frac{D_{об}}{2} + \frac{D_n}{2} + h_k + S, \text{ мм} \quad (14)$$

где $D_{об}$ - диаметр электродвигателя, мм;

D_n - наружный диаметр насоса, мм;

h_k - толщина плоского кабеля, мм;

S - толщина металлического пояса, принимаем S=1 мм.

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. Внутрипластовая 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

Номера вопросов теоретической части контрольной работы в таблице 5

Таблица 5 Номера вопросов теоретической части контрольной работы

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

Задача 1

Произведите расчет необходимого объема раствора соляной кислоты, выберите вид и количество реагентов для проведения солянокислотной обработки скважины, рассчитайте продолжительность нагнетания и продавки кислотного раствора в пласт. Исходные данные по вариантам приведены в таблице 6

Таблица 6 - Исходные данные для задачи 1

Наименование исходных данных	Номер варианта														
	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	1740	1780	1820	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				
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 Pпл, 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 Дд, 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 Tпл, °С	30	40	30	40	30	40	30	40	30	40	30	40	30	40	30
Диаметр водовода дв, мм	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60
Длина водовода lв, м	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30

Наименование исходных данных	Номер варианта														
	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
Глубина скважины Н, 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 Дд, 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 Tпл, °С	40	30	40	30	40	30	40	30	40	30	40	30	40	30	40
Диаметр водовода дв, мм	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60
Длина водовода lв, м	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30

Методические указания к решению задачи 1

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

1. Для обработки скважины принимаем концентрацию кислоты 10...16%. 2. Определяем общий необходимый объем раствора соляной кислоты по формуле:

$$V = V' \cdot h, \text{ м}^3, \quad (15)$$

где V' - расход раствора HCl на 1м толщины пласта, (0,4-0,6)м³

3. Определяем количество концентрированной товарной соляной кислоты по формуле:

$$V_{\kappa} = \frac{A \cdot X \cdot V \cdot (B - Z)}{B \cdot Z \cdot (A - X)}, \text{ м}^3, \quad (16)$$

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:

$$V_1 = \frac{V \cdot 0,01}{100}, \text{ м}^3 \quad (17)$$

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

$$V_{y.k.} = \frac{1000 \cdot b \cdot V}{c}, \text{ дм}^3 \quad (18)$$

где b - 1,5% добавка уксусной кислоты;

c - концентрация уксусной кислоты, (чаще всего применяется концентрация 60- 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:

$$V_m = \frac{V \cdot 1,5}{100}, \text{ м}^3 \quad (19)$$

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

$$V_{x.б.} = 21,3 \cdot V \left(\frac{a \cdot X}{z} \right) \cdot \frac{1}{\rho_{xб}}, \text{ дм}^3 \quad (20)$$

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:

$$V_в = V - V_k - \sum V_p, \text{ м}^3, \quad (21)$$

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

V_k - 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:

$$V' = 0,785 \cdot d_{об}^2 \cdot l + 0,785 \cdot d_{ст}^2 \cdot (H - h) + 0,785 \cdot D_o^2 \cdot h, \text{ м}^3 \quad (22)$$

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

$$V'' = V - V', \text{ м}^3 \quad (23)$$

8. Определяем объем продавочной жидкости:

$$V_{п.ж.} = V', \text{ м}^3 \quad (24)$$

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:

$$P_{вн} = P_{заб} - P_{ж} + P_{тр}, \text{ МПа} \quad (25)$$

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

$$P_{заб} = P_{пл} + q \cdot 10^{-3} \frac{86400}{K} \quad (26)$$

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

K -коэффициент приемистости скважины,

$K=20 \text{ м}^3/(\text{сут} \cdot \text{МПа})$

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

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

11. Определяем продолжительность нагнетания и продавки в пласт раствора по формуле:

$$\tau = (V + V_{пр}) \cdot \frac{10^3}{q \cdot 3600}, \quad (27)$$

Таблица 8. Техническая характеристика цементировочного насоса 9Т

Режим работы	Частота вращения вала двигателя, об/мин	Передача	Частота вращения коренного вала насоса, об/мин	Давление, МПа			Подача, $\text{дм}^3/\text{с}$		
				При диаметре втулок, мм					
				100	115	127	100	115	127
Максимальная подача	1700	II	28	30,5	22,5	18,2	3,0	4,1	5,1
	1700	III	54	15,9	11,7	9,5	5,8	7,9	9,8
	1700	IV	83	10,3	7,6	6,1	9,0	12,2	15,1
	1700	V	125	6,9	5,0	4,0	13,5	18,3	23,0
Максимальное давление	1500	II	27	32,0	23,0	18,5	2,9	4,0	4,9
	1500	III	48	18,0	13,4	10,7	5,2	7,0	8,7
	1500	IV	73	11,7	8,7	7,0	7,9	10,7	13,4
	1500	V	110	7,8	5,8	4,7	11,9	16,1	20,0

Задача 2

Выберете способ, жидкость глушения, необходимое оборудование, материалы, их количество для глушения скважины. Составьте схему размещения и обвязки наземного оборудования и план работ. Исходные данные по вариантам приведены 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	1780	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 $d_{нкТ}$, мм	73	60	73	60	73	60	73	60	73	60	73	60	73	60	73	
Пластовое давление $P_{пл}$, 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 пв, %	45	35	55	-	46	23	15	5	30	60	-	20	40	-	50	
Глубина спуска колонны труб (насоса) L (ЛН), м	1170	1350	1870	1100	1300	1180	1890	1816	1810	1980	1480	1850	1770	1550	1660	
Способ эксплуатации	фонтанный			насосный			насосный			фонтанный			насосный			фонтанный
Плотность скважинной жидкости ρ_v $\text{кг}/\text{м}^3$	900	950	850	930	900	860	940	930	860	980	850	900	980	920	880	

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	1800	1790	1850	1730	1690	1900	1800	1800	1750	1800	1700	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 Pпл, 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 пв, %	40	35	50	45	-	25	35	15	35	55	15	10	30	45	-
Глубина спуска колонны труб (насоса) L (ЛН), м	1170	1350	1870	1100	1300	1180	1890	1816	1810	1980	1480	1850	1770	1550	1660
Способ эксплуатации	фонтанный			насосный			насосный			фонтанный			насосный		фонтанный
Плотность скважинной жидкости рв кг/м ³	950	900	800	950	860	930	890	880	950	850	950	790	830	790	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:

$$\rho_{гл} = \frac{(P_{пл} + (0,1 \dots 0,25) P_{пл}) 10^6}{L \cdot g}, \text{ кг/м}^3 \quad (28)$$

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

- при частичной замене жидкости:

$$\rho_{гл} = \frac{(P_{пл} + (0,1 \dots 0,25) \cdot P_{пл}) 10^6 - \rho_{см} \cdot g \cdot H}{L_n \cdot g} + \rho_{см}, \text{ кг/м}^3 \quad (29)$$

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:

$$V_{\text{гл}} = 0,785 D_{\text{вн}}^2 L \cdot \varphi, \text{ м}^3 \quad (30)$$

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;

$$V_{\text{гл}} = 0,785 D_{\text{вн}}^2 L_{\text{н}} \cdot \varphi, \text{ м}^3 \quad (31)$$

5. Определяем количество материалов, необходимое для приготовления растворов CaCl_2 ; NaCl или глинистого раствора.

5.1 Рассчитываем количество утяжелителей (CaCl_2 ; NaCl , глины) по формуле:

$$M_{\text{ут}} = \frac{(\rho_{\text{зл}} - \rho_{\text{в}}) \cdot \rho_{\text{ут}}}{\rho_{\text{ут}} - \rho_{\text{в}}} \cdot V_{\text{зл}}, \text{ кг} \quad (32)$$

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

$$V_{\text{в}} = \frac{V_{\text{зл}} \cdot \rho_{\text{зл}} - M_{\text{ут}}}{\rho_{\text{в}}}, \text{ м}^3 \quad (33)$$

где $\rho_{\text{ут}}$ - плотность применяемого утяжелителя, $\rho_{\text{NaCl}} = 1850 \text{ кг/м}^3$; $\rho_{\text{CaCl}_2} = 2200 \text{ кг/м}^3$; $\rho_{\text{гл}} = 2700 \text{ кг/м}^3$.

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

$$V_{\text{д}} = \frac{M_{\text{нкт}}}{\rho_{\text{м}}}, \text{ м}^3 \quad (34)$$

- при наличии жидкости:

$$V_{\text{д}} = \frac{M_{\text{нкт}}}{\rho_{\text{м}}} + 0,785 \cdot d_{\text{вн}}^2 L, \text{ м}^3 \quad (35)$$

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.

$$M_{\text{нкт}} = m \cdot L, \text{ кг} \quad (36)$$

где 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:

$$n_{\text{ц}} = \frac{V_{\text{зл}} \cdot \rho_{\text{зл}}}{q}, \quad (37)$$

где q — грузоподъемность автоцистерн, т.

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

Литература

Основные источники:

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.
2. Покрепин, Б.В. Эксплуатация нефтяных и газовых месторождений [Текст]: учебное пособие / Б.В. Покрепин.- Ростов н/Д: Феникс, 2016.-605 с.
3. Покрепин, Б.В. Разработка нефтяных и газовых месторождений [Текст]: учебное пособие / Б.В. Покрепин. – Ростов н/Д: Феникс, 2012.-371с.
4. 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>
5. Сборник задач по технологии добычи нефти и газа в осложненных условиях [Электронный ресурс]: Практикум / Арбузов В.Н., Курганова Е.В. - Томск: ТПУ, 2015. - 68 с. - Режим доступа: <http://znanium.com/catalog.php/bookinfo=672983>

Дополнительные источники:

1. Быков, И.Ю. Эксплуатация и ремонт машин и оборудования нефтяных и газовых промыслов [Текст]: учебник для вузов/ И.Ю.Быков, В.Н. Ивановский, Н.Д.Цхадая, Е.М. Мокалева, В.В.Соловьев, Т.В.Бобылева. -Москва: ЦентрЛитНефтеГаз,, 2015.-320 с.
2. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности [Текст]: Санкт-Петербург: ДЕАН, 2015.-288с.

Интернет-ресурсы:

1. <http://www.oil-industry.ru/> Нефтяное хозяйство, журнал
2. <http://www.neftegas.info/> Территория нефтегаз, журнал
3. <http://www.burneft.ru/> Бурение и нефть ,журнал