

Министерство образования и науки Российской Федерации
 Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
 высшего профессионального образования
 «Самарский государственный технический университет»

УТВЕРЖДАЮ
 Проректор по учебной работе СамГТУ

Д.А. Деморешкий
 31 апреля 2015 г.
 М.П.



РАБОЧАЯ ПРОГРАММА ДИСЦИПЛИНЫ

Б1.В.ДВ.4.2 Методы стимулирования пласта и скважин

(указывается шифр и наименование дисциплины по учебному плану)

Направление подготовки
 (специальность)

21.04.01 Нефтегазовое дело

(код и наименование направления подготовки (специальности))

Квалификация (степень) выпускника

Магистр

Магистерская программа

Разработка нефтяных месторождений

Форма обучения

Очная

(очная, очно-заочная, заочная)

Выпускающая кафедра

Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

(название)

Кафедра-разработчик рабочей программы

Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

(название)

Семестр	Трудо- емкость, час./з.е.	Лекции, час.	Практич. занятия, час.	Лаборат. работы, час.	СРС, час.	Форма промежуточного контроля (зачет, экзамен, КР, КП)	Контактная работа, час.	
							аудитор- ная	внеаудитор- ная
3	144/4	11	–	33	100	Экзамен, КП	44	4
Итого	144/4	11	–	33	100	Экзамен, КП	44	4

Самара
 2015

Программа разработана в соответствии с требованиями Федерального закона от 27.12.2012 года № 273-ФЗ «Об образовании в Российской Федерации», ФГОС ВО, приказом Минобрнауки России от 19 декабря 2013 года № 1367 «Об утверждении порядка организации осуществления образовательной деятельности по образовательным программам высшего образования – программам бакалавриата, программам специалитета, программам магистратуры» и учебным планом СамГТУ.

Составитель рабочей программы
к.х.т.н., доцент каф. РиЭНГМ

(должность, ученое звание, степень)


31.08.15

В.В. Коновалов

(Ф.И.О.)

Рабочая программа утверждена на заседании кафедры «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»; протокол № 1 от 31.08 2015 года

(наименование кафедры-разработчика, дата и номер протокола)

Зав. кафедрой-разработчиком
« 31 » 08 2015 года


(подпись)

В.В. Коновалов
(Ф.И.О.)

Эксперт методической
комиссии по УГНП

« 31 » 08 2015__ года


(подпись)

А.М. Зиновьев
(Ф.И.О.)

Председатель
методического совета НТФ

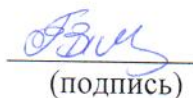
« 31 » 08 2015__ года


(подпись)

А.Ю. Чуркина
(Ф.И.О.)

Декан НТФ

« 31 » 08 2015__ года


(подпись)

В.К. Тянь
(Ф.И.О.)

СОГЛАСОВАНО:

Зав. выпускающей кафедры
« 31 » 08 2015__ года


(подпись)

В.В. Коновалов
(Ф.И.О.)

Начальник УВО
« 31 » 08 2015__ года


(подпись)

А.Н. Лукьянова
(Ф.И.О.)

СОДЕРЖАНИЕ

1.	Требования к результатам освоения дисциплины	4
2.	Место дисциплины в структуре ОПОП	5
3.	Структура и содержание дисциплины	5
3.1.	Структура дисциплины	5
3.2.	Содержание дисциплины	5
4.	Перечень учебно-методического обеспечения для самостоятельной работы обучающихся по дисциплине	9
5.	Образовательные технологии	9
6.	Формы контроля освоения дисциплины	9
6.1.	Перечень оценочных средств для текущего контроля освоения дисциплины	9
6.2.	Состав фонда оценочных средств для проведения промежуточной аттестации обучающихся по дисциплине	9
7.	Учебно-методическое и информационное обеспечение дисциплины	12
7.1.	Перечень основной и дополнительной учебной литературы	12
7.2.	Перечень ресурсов информационно-телекоммуникационной сети «Интернет»	13
8.	Материально-техническое обеспечение дисциплины	13
	Дополнения и изменения в рабочей программе дисциплины	15
	Приложения	16

1. ТРЕБОВАНИЯ К РЕЗУЛЬТАТАМ ОСВОЕНИЯ ДИСЦИПЛИНЫ

В результате освоения дисциплины «Методы стимулирования пласта и скважин» обучаемый должен обладать следующей компетенцией:

ПК-10: Способность осуществлять расчеты по проектам, технико-экономического и функционально-стоимостного анализа эффективности проектируемых аппаратов, конструкций, технологических процессов.

Таблица 1. - Перечень планируемых результатов обучения по дисциплине

Шифр компетенции	Наименование компетенции	Планируемые результаты обучения по дисциплине
Профессиональные компетенции		
ПК-10	Способность осуществлять расчеты по проектам, технико-экономического и функционально-стоимостного анализа эффективности проектируемых аппаратов, конструкций, технологических процессов.	<p>Знать: основные технологические процессы нефтегазодобычи и способы их контроля и регулирования; З (ПК-10) -11²</p> <p>Уметь: самостоятельно осуществлять технико-функциональный анализ проектируемых технологических процессов нефтегазодобычи и способов их контроля и регулирования; У (ПК-10) -11²</p> <p>Владеть: навыками проведения комплексной технико-экономической оценки вариантов совершенствования существующих и проектируемых технологических процессов нефтегазодобычи и способов их контроля и регулирования; В (ПК-10) -11²</p>

2. МЕСТО ДИСЦИПЛИНЫ В СТРУКТУРЕ ОПОП

Дисциплина «Методы стимулирования пласта и скважин» относится к **вариативной** части блока **1** учебного плана.

Перечень предшествующих и последующих дисциплин, формирующих профессиональную компетенцию, заявленную в разделе 1, приведен в табл. 2.

Таблица 2. - Перечень предшествующих и последующих дисциплин

№ п/п	Шифр и наименование компетенции	Предшествующие дисциплины	Последующие дисциплины (группы дисциплин)
Профессиональная компетенция			
1	ПК-10: Способность осуществлять расчеты по проектам, технико-экономического и функционально-стоимостного анализа эффективности проектируемых аппаратов, конструкций, технологических процессов	Обустройство нефтяных месторождений; Научно-исследовательская работа (рассредоточенная)	Научно-исследовательская работа; Государственная итоговая аттестация

3. СТРУКТУРА И СОДЕРЖАНИЕ ДИСЦИПЛИНЫ

3.1. СТРУКТУРА ДИСЦИПЛИНЫ

Общая трудоемкость (объем) дисциплины составляет 4 зачетные единицы (ЗЕТ), 144 академического часа.

Таблица 3. - Трудоемкость дисциплины и виды учебной работы

Вид учебной работы	Всего часов	Семестр
		3
Аудиторная контактная работа (всего)	44	44
В том числе:		
Лекции	11	11
Практические занятия(ПЗ)	-	-
Лабораторные работы (ЛР)	33	33
Самостоятельная работа (всего)	100	100
В том числе: контактная внеаудиторная работа	4	4
Подготовка к выполнению лабораторных работ	28	28
Курсовой проект	32	32
Подготовка к экзамену	36	36
ИТОГО: час.	144	144
зач. ед.	4	4

Таблица 4. - Распределение учебной нагрузки по разделам дисциплины

№ раздела	Наименование раздела дисциплины	Виды учебной нагрузки и их трудоемкость, часы				
		Лекции	Практические занятия	Лабораторные работы	СРС	Всего часов
1	Методы добычи нефти с воздействием на пласт с целью повышения нефтеотдачи	3	-	-		3
2	Вторичные и третичные методы повышения нефтеотдачи.	4	-	33	28	65
3	Оценка технологической эффективности и особенности проектирования МУН.	4	-	-		4
	Контактная внеаудиторная работа	-	-	-	4	4
	Выполнение курсового проекта	-	-	-	32	32
	Подготовка к экзамену	-	-	-	36	36
ИТОГО		11	-	33	100	144

3.2. СОДЕРЖАНИЕ ДИСЦИПЛИНЫ

Таблица 5. - Лекционный курс

№ лекции	Номер раздела	Тема лекции и перечень дидактических единиц	Трудоемкость, часов
1	1	Тема 1. Современное состояние нефтедобычи, показатели нефтеотдачи и коэффициент извлечения нефти. Современное состояние нефтедобычи и роль МУН. Энергетическая стратегия России до 2030 года. Текущий и конечный КИН. Нефтеотдача. Коэффициент охвата пласта воздействием.	1

№ лекции	Номер раздела	Тема лекции и перечень дидактических единиц	Трудоемкость, часов
		Коэффициент заводнения. Коэффициент вытеснения и коэффициент охвата пласта по объему.	
2	1	Тема 2. Факторы, влияющие на нефтеотдачу. Влияние геолого-физических свойств горных пород и неоднородности порового пространства. Влияние свойств пластовых флюидов. Влияние технического состояния скважин и призабойной зоны пласта. Нефтеотдача пластов и различные условия дренирования.	2
3	1	Тема 3. Основные способы воздействия на остаточную нефть. Типы остаточной нефти. Структура остаточной нефтенасыщенности. Поверхностные явления. Особенности движения жидкостей и газов в пористой среде. Роль капиллярных процессов. Особенности вытеснения нефти различными агентами (вода, газ, растворитель, раствор ПАВ, раствор полимера и т.д.).	2
4	2	Тема 5. Третичные методы повышения нефтеотдачи. Заводнение с использованием поверхностно-активных веществ (механизм процесса, адсорбция ПАВ, применение водных растворов неионных и ионных ПАВ, достоинства и недостатки метода). Методы полимерного заводнения (механизм процесса, адсорбция полимера пористой средой, деструкция молекул полимера, достоинства и недостатки метода).	2
5	2	Тема 5. Третичные методы повышения нефтеотдачи (продолжение). Методы мицеллярно-полимерного ASP заводнения (механизм процесса, роль ключевых компонентов, достоинства и недостатки метода).	2
6	3	Тема 7. Оценка технологической эффективности МУН Принципы внедрения методов на месторождениях. Оценка технологического эффекта и методы расчета технологических показателей.	2
Итого			11

Практические занятия учебным планом не предусмотрены.

Таблица 6. - Лабораторные работы

№ занятия	Номер раздела	Наименование лабораторной работы и перечень дидактических единиц	Трудоемкость, часов
1	2	Лабораторная работа №1 «Моделирование процесса заводнения» Подготовка кернового материала для проведения лабораторных фильтрационных исследований. Подготовка насыпной модели керна с заданной проницаемостью.	4
2	2	Лабораторная работа №1 «Моделирование процесса заводнения» (продолжение) Подготовка установки к работе и проведение фильтрационных лабораторных исследований на насыпных моделях керна. Моделирование процесса заводнения. Определения эффективности вытеснения нефти (модели нефти) водой при заданных параметрах (температура, вязкость нефти, минерализация закачиваемых и пластовых вод, объема закачки и т.д.).	4

№ занятия	Номер раздела	Наименование лабораторной работы и перечень дидактических единиц	Трудоемкость, часов
3	2	Лабораторная работа №2 «Моделирование процесса ПАВ заводнения» Подготовка кернового материала для проведения лабораторных фильтрационных исследований. Подготовка насыпной модели керна с заданной проницаемостью.	4
4	2	Лабораторная работа №2 «Моделирование процесса ПАВ заводнения» (продолжение) Приготовления раствора ПАВ и определения межфазной активности на границе «закачиваемая вода + ПАВ – модель нефти». Подготовка установки к работе.	4
5	2	Лабораторная работа №2 «Моделирование процесса ПАВ заводнения» (продолжение) Проведение фильтрационных лабораторных исследований на насыпных моделях керна. Моделирование процесса заводнения. Создание остаточной нефтенасыщенности. Моделирование процесса заводнения водным раствором ПАВ. Оценка эффективности воздействия ПАВ на вытеснение остаточной нефти.	4
6	2	Лабораторная работа №3 «Моделирование процесса МПЗ (ASP) заводнения» Подготовка кернового материала для проведения лабораторных фильтрационных исследований. Подготовка насыпной модели керна с известной заданной проницаемостью.	4
7	2	Лабораторная работа №3 «Моделирование процесса МПЗ (ASP) заводнения» (продолжение) Приготовления раствора ПАВ и полимера (или поверхностно-активного полимерсодержащего состава). Определения межфазной активности и реологических характеристик приготовленного состава.	4
8	2	Лабораторная работа №3 «Моделирование процесса МПЗ (ASP) заводнения» (продолжение) Проведение фильтрационных лабораторных исследований на насыпных моделях керна. Моделирование процесса заводнения. Создание остаточной нефтенасыщенности. Моделирование процесса заводнения водным раствором ПАВ и отточкой полимера (или поверхностно-активного полимерсодержащего состава). Оценка эффективности воздействия МПЗ (ASP) на вытеснение остаточной нефти.	5
Итого			33

Таблица 7. - Самостоятельная работа студента

Раздел дисциплины	№ п/п	Вид самостоятельной работы студента (СРС) и перечень дидактических единиц	Трудоемкость, часов
2	1.	Подготовка к выполнению лабораторной работы №1: Выявление и оценка факторов (пластовая температура, свойства пластовых флюидов, строения и свойств горных пород, качества закачиваемой нефти и т.д.) влияющих на эффективность процесса заводнения.	2
	2.	Подготовка к выполнению лабораторной работы №2: Опыт применения водных растворов ПАВ при химическом заводнении пластов. Критерии применимости ПАВ заводнения. Способы снижения адсорбции ПАВ в пористой среде. Взаимосвязи поверхностного натяжения и капиллярных явлений.	2

Раздел дисциплины	№ п/п	Вид самостоятельной работы студента (СРС) и перечень дидактических единиц	Трудоемкость, часов
	3.	Подготовка к выполнению лабораторной работы №3: Опыт применения МПЗ и ASP заводнения. Роль ключевых компонентов (ПАВ, щелочи и полимеров) при МПЗ и ASP заводнении. Способы снижения деструкции полимера. Методология проведения экспериментальных исследований при разработке составов для МПЗ и ASP заводнения.	3
	4.	Самостоятельное изучение материала: Классификация методов повышения нефтеотдачи. Вторичные и третичные методы повышения нефтеотдачи. Критерии применимости методов увеличения нефтеотдачи пластов. Заводнение. Термические методы. Гидродинамические методы. Газовые методы. Микробиологические методы. Комбинированные методы. Химические методы.	5
	5.	Самостоятельное изучение материала: Основные критерии применимости МУН.	2
	6.	Самостоятельное изучение материала: Газовые методы. Использование диоксида углерода и углеводородных газов для повышения нефтеотдачи пластов. Механизм процесса, существующие варианты, технология процесса, области применения, достоинства и недостатки метода.	2
	7.	Самостоятельное изучение материала: Тепловые методы. Вытеснение нефти с применением внутрпластового горения. Механизм процесса, технология процесса, существующие варианты, достоинства и недостатки метода.	2
	8.	Самостоятельное изучение материала: Тепловые методы. Вытеснение нефти паром. Циклическое нагнетание пара. Механизм процесса, технология процесса, существующие варианты, достоинства и недостатки метода.	2
	9.	Самостоятельное изучение материала: Химические методы. Щелочное заводнение. Механизм процесса, технология процесса, существующие варианты, области применения, достоинства и недостатки метода.	2
	10.	Самостоятельное изучение материала: Метод термогазохимического воздействия. Механизм процесса, технология процесса, существующие варианты, достоинства и недостатки метода.	2
	11.	Самостоятельное изучение материала: Гидродинамические методы. Механизм процесса, технология процесса, существующие варианты, области применения, достоинства и недостатки метода.	2
	12.	Самостоятельное изучение материала: Микробиологические методы. Механизм процесса, технология процесса, существующие варианты, области применения, достоинства и недостатки метода.	2
		Итого	28
	13	Контактная внеаудиторная работа	4
3	14	Выполнение курсового проекта «Проектирование геолого-технического мероприятия на нефтяных месторождениях»	32
		Подготовка к экзамену	36
		ВСЕГО	100

4. ПЕРЕЧЕНЬ УЧЕБНО-МЕТОДИЧЕСКОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ ДЛЯ САМОСТОЯТЕЛЬНОЙ РАБОТЫ ОБУЧАЮЩИХСЯ ПО ДИСЦИПЛИНЕ

Форма представления исходного материала для выполнения курсового проекта

Студентам выдается индивидуальное задание на курсовой проект. Информация для выполнения курсового проекта собирается магистром при прохождении практики.

Тематика курсового проекта: «Проектирование геолого-технического мероприятия на нефтяных месторождениях». Курсовой проект направлен на определение оптимальных технологий воздействия на пласт с учетом геолого-технических характеристик выбранного месторождения (пласта), выбора наиболее эффективного метода воздействия и проектирования ГТМ на выбранном объекте (пласте, скважине). Методические указания в т.ч. для самостоятельной работы обучающихся и методические указания для обучающихся по освоению дисциплины приводятся в Приложении 2 и Приложении 3 к рабочей программе.

5. ОБРАЗОВАТЕЛЬНЫЕ ТЕХНОЛОГИИ

Использование интерактивных образовательных технологий учебным планом по данной дисциплине не предусмотрено.

6. ФОРМЫ КОНТРОЛЯ ОСВОЕНИЯ ДИСЦИПЛИНЫ

6.1. ПЕРЕЧЕНЬ ОЦЕНОЧНЫХ СРЕДСТВ ДЛЯ ТЕКУЩЕГО КОНТРОЛЯ ОСВОЕНИЯ ДИСЦИПЛИНЫ

Текущая аттестация студентов производится в дискретные временные интервалы преподавателем, ведущим лабораторные занятия по дисциплине, в форме оценки работы на лабораторных занятиях, также оценивается своевременность выполнения графика работы над курсовым проектом.

6.2. СОСТАВ ФОНДА ОЦЕНОЧНЫХ СРЕДСТВ ДЛЯ ПРОВЕДЕНИЯ ПРОМЕЖУТОЧНОЙ АТТЕСТАЦИИ ОБУЧАЮЩИХСЯ ПО ДИСЦИПЛИНЕ

Промежуточная аттестация по дисциплине по итогам семестра проходит в форме устного экзамена (включает в себя ответ на 2 теоретических вопроса).

Перечень вопросов для подготовки к экзамену

1. Современное состояние нефтедобычи и роль МУН.
2. Энергетическая стратегия России до 2030 года.
3. Текущий и конечный КИН.
4. Нефтеотдача.
5. Коэффициент охвата пласта воздействием.
6. Коэффициент заводнения.
7. Коэффициент вытеснения и коэффициент охвата пласта по объему.
8. Влияние геолого-физических свойств горных пород и неоднородности порового простран-

- ства на нефтеодачу.
9. Влияние свойств пластовых флюидов на нефтеодачу.
 10. Влияние технического состояния скважин и призабойной зоны пласта на нефтеодачу.
 11. Нефтеодача пластов и различные условия дренирования.
 12. Типы остаточной нефти. Структура остаточной нефтенасыщенности.
 13. Поверхностные явления.
 14. Особенности движения жидкостей и газов в пористой среде.
 15. Роль капиллярных процессов и эффективность извлечения нефти.
 16. Особенности вытеснения нефти различными агентами (вода, газ, растворитель, раствор ПАВ, раствор полимера и т.д.).
 17. Третичные методы повышения нефтеодачи.
 18. Заводнение с использованием поверхностно-активных веществ (механизм процесса, адсорбция ПАВ, применение водных растворов неионных и ионных ПАВ, достоинства и недостатки метода).
 19. Методы полимерного заводнения (механизм процесса, адсорбция полимера пористой средой, деструкция молекул полимера, достоинства и недостатки метода).
 20. Методы мицеллярно-полимерного ASP заводнения (механизм процесса, роль ключевых компонентов, достоинства и недостатки метода).
 21. Оценка технологической эффективности МУН
 22. Принципы внедрения МУН на месторождениях.
 23. Оценка технологического эффекта и методы расчета технологических показателей.
 24. Влияние геолого-физических свойств породы и физико-химических свойств пластовых флюидов на эффективность вытеснения нефти водой.
 25. ПАВ заводнение (механизм процесса, роль ключевых компонентов, достоинства и недостатки метода).
 26. Влияние межфазной активности водных растворов ПАВ на вытеснение остаточной нефти.
 27. Влияние факторов (пластовая температура, свойства пластовых флюидов, строения и свойств горных пород, качества закачиваемой нефти и т.д.) на эффективность процесса заводнения.
 28. Опыт применения водных растворов ПАВ при химическом заводнении пластов.
 29. Критерии применяемости ПАВ заводнения.
 30. Способы снижения адсорбции ПАВ в пористой среде.
 31. Взаимосвязь поверхностного натяжения и капиллярных явлений.
 32. Опыт применения МПЗ и ASP заводнении.
 33. Роль ключевых компонентов (ПАВ, щелочи и полимеров) при МПЗ и ASP заводнении. Способы снижения деструкции полимера.
 34. Методология проведения экспериментальных исследований при разработке составов для МПЗ и ASP заводнения.
 35. Классификация методов повышения нефтеодачи.
 36. Вторичные и третичные методы повышения нефтеодачи.

37. Критерии применимости методов увеличения нефтеотдачи пластов.
38. Заводнение.
39. Термические методы (механизм процесса, технология процесса, существующие варианты, достоинства и недостатки метода).
40. Гидродинамические методы (механизм процесса, технология процесса, существующие варианты, достоинства и недостатки метода).
41. Газовые методы (механизм процесса, технология процесса, существующие варианты, достоинства и недостатки метода).
42. Микробиологические методы (механизм процесса, технология процесса, существующие варианты, достоинства и недостатки метода).
43. Комбинированные методы (механизм процесса, технология процесса, существующие варианты, достоинства и недостатки метода).
44. Химические методы (механизм процесса, технология процесса, существующие варианты, достоинства и недостатки метода).
45. Газовые методы (механизм процесса, технология процесса, существующие варианты, достоинства и недостатки метода).
46. Использование различных газов для повышения нефтеотдачи пласта (механизм процесса, технология процесса, существующие варианты, достоинства и недостатки метода).
47. Вытеснение нефти с применением внутрислоевого горения (механизм процесса, технология процесса, существующие варианты, достоинства и недостатки метода).
48. Вытеснение нефти паром. Циклическое нагнетание пара (механизм процесса, технология процесса, существующие варианты, достоинства и недостатки метода).
49. Щелочное заводнение (механизм процесса, технология процесса, существующие варианты, достоинства и недостатки метода).
50. Метод термогазохимического воздействия (механизм процесса, технология процесса, существующие варианты, достоинства и недостатки метода).

Выполнение разделов курсового проекта

Курсовой проект связан с изучением промысловой, научной, учебной, нормативной и другой литературы и с выполнением необходимых расчетов.

Тематика курсового проекта: «Проектирование геолого-технического мероприятия на нефтяных месторождениях». Курсовой проект направлен на анализ геолого-технических условий месторождения (пласта), выбор оптимальной технологии повышения нефтеотдачи с учетом геолого-технических характеристик выбранного месторождения (пласта, участка) на основании теоретических или/и практических данных, проектировании ГТМ на выбранном объекте (месторождении, пласте, опытном участке), оценке и прогнозе дополнительно добытой нефти после внедрения ГТМ, а также технико-экономических расчетах эффективности воздействия на пласт.

Расчетно-пояснительная записка включает такие структурные части:

титульный лист;

задание на курсовой проект;
 содержание;
 введение;
 основная (теоретическая) часть;
 основная (расчетная) часть;
 обсуждение полученных результатов;
 заключение (выводы);
 список использованной литературы и нормативных источников.

Графическая часть курсового проекта может включать в себя в зависимости от задания диаграммы, принципиальные схемы, профили и графики технологических показателей. Задание на курсовой проект выдается преподавателем, ведущим лекционную часть данной дисциплины. Фонд оценочных средств, перечень заданий для проведения промежуточной аттестации, а также методические указания для проведения промежуточной аттестации приводятся в Приложении 2 к рабочей программе.

7. УЧЕБНО-МЕТОДИЧЕСКОЕ И ИНФОРМАЦИОННОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ ДИСЦИПЛИНЫ

7.1. ПЕРЕЧЕНЬ ОСНОВНОЙ И ДОПОЛНИТЕЛЬНОЙ УЧЕБНОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

Таблица 8. - Основная литература

№ п/п	Учебник, учебное пособие	Ресурс НТБ СамГТУ
1	Силин М.А., Магадова Л.А., Цыганков В.А., мухин М.М., Давлешина Л.Ф. Кислотные обработки пластов и методики испытания кислотных составов. М: РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина 2011 г.	Электронная нефтегазовая библиотека РГУ нефти и газа им.Губкина
2	Р.Х. Муслимов нефтеотдача: прошлое, настоящее, будущее «Фен» 2012 г.	Электронный каталог НТБ СамГТУ
3	Захаров В.П., Исмагилов Т.А., Телин А.Г., Силин М.А. Нефтепромысловая химия. Регулирование фильтрационных потоков водоизолирующими технологиями при разработке нефтяных месторождений М: РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина 2011 г.	Электронная нефтегазовая библиотека РГУ нефти и газа им.Губкина
4	Магадова Л.А., Силин М.А., Глущенко В.Н. Нефтепромысловая химия. Технологические аспекты и материалы для гидроразрыва пласта М: РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина 2012 г.	Электронная нефтегазовая библиотека РГУ нефти и газа им.Губкина

Таблица 9. - Дополнительная литература

1	В.Н. Маньрин, И.А.Швецов Физико-химические методы увеличения нефтеотдачи при заводнении 2002 г.	Электронный каталог НТБ СамГТУ
2	М.Л. Сургучев Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов Недра 1985 г.	Электронный каталог НТБ СамГТУ
3	М.Л. Сургучев, С.А. Жданов Изучение особенностей применения методов повышения нефтеотдачи пластов	Электронный каталог НТБ СамГТУ

4	Б.А. Колотилин Экономическая оценка организационно-технических мероприятий по повышению нефтеотдачи пластов на эксплуатационном объекте 2010 г.	Электронная библиотека трудов сотрудников СамГТУ
5	В.Н. Глущенко, М.А. Силин Нефтепромысловая химия т.1: Растворы электролитов Интерконтакт Наука 2009 г.	Электронный каталог НТБ СамГТУ
6	Башкатова С.Т., Казанская А.С., Винокуров В.А. Теоретические основы использования растворов полимеров в нефтегазовой отрасли М: РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина 2005 г.	Электронная нефтегазовая библиотека РГУ нефти и газа им.Губкина

Периодические издания

1. Вестник СамГТУ. Серия «Технические науки».

7.2. ПЕРЕЧЕНЬ РЕСУРСОВ ИНФОРМАЦИОННО-ТЕЛЕКОММУНИКАЦИОННОЙ СЕТИ «ИНТЕРНЕТ»

- <http://elibrary.ru/defaultx.asp> - НЭБ - Научная электронная библиотека;
<https://www.onepetro.org/> - Электронный ресурс Social Petroleum Engineering;
<http://www.sciencedirect.com/> - Электронный ресурс ScienceDirect;
<http://www.scopus.com/> - Scopus база данных рефератов и цитирования;
<http://link.springer.com/> - Мировая интерактивная база данных SpringerLink;
<http://www.taylorandfrancis.com/info/permissions/> - международное книжное издательство;
<http://www.ngv.ru/> - Журнал "Нефтегазовая вертикаль";
<http://www.oil-industry.ru/> - Научно-технический и производственный журнал «Нефтяное хозяйство»;
<http://www.tehlit.ru/> - ГОСТ. Техническая литература;
<http://www.knigafund.ru/> - Электронная библиотечная система «КнигаФонд»;
<http://e.lanbook.com/> - Электронная библиотечная система «Лань»;
<http://www.iprbookshop.ru/> - Электронная библиотечная система IPRbooks;
<http://elib.gubkin.ru/> - Электронная нефтегазовая библиотека РГУ нефти и газа им. Губкина;
<http://irbis.samgtu.local/> - Электронная библиотека трудов сотрудников СамГТУ.
- Сайты научно-технической библиотеки ФГБОУ СамГТУ
- РОСПАТЕНТ
- knigafund.ru Электронно-библиотечная система «КнигаФонд»
oglibrary.ru Электронная библиотека технической литературы «Нефть и газ»

8. МАТЕРИАЛЬНО-ТЕХНИЧЕСКОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ ДИСЦИПЛИНЫ

1. Лекционные занятия:

- комплект электронных презентаций/слайдов;
- аудитория, оснащенная презентационной техникой (проектор, экран, компьютер / ноутбук, интерактивная доска).

2. Лабораторные работы:

- аудитории, оснащенные принудительной вытяжной вентиляцией и предназначенной для проведения лабораторных занятий.

- лабораторная посуда; электрические плитки, сушильные шкафы, электронные весы, приборы для определения гранулометрического состава горной породы, дарсиметр, Экопласт, аналитическая просеивающая машина, Петрозонд, столы, стулья, видеотензиометр вращающейся капли, перистальтический насос MINIPLUS в комплекте с насосной головкой, Реометр,

- реагенты, модельные смеси.
- рабочее место преподавателя, оснащенное компьютером с доступом в Интернет.

3. Дополнительное обеспечение

- ресурсы НТБ СамГТУ;
- ресурсы ИВЦ СамГТУ.

**Дополнения и изменения в рабочей программе
дисциплины на 20__/20__ уч.г.**

Внесенные изменения на 20__/20__ учебный год

УТВЕРЖДАЮ

(подпись, расшифровка подписи)
" ____ " _____ 20... г

В рабочую программу вносятся следующие изменения:

- 1)
- 2)

или делается отметка о нецелесообразности внесения каких-либо изменений на данный учебный год

Рабочая программа пересмотрена на заседании кафедры

(дата, номер протокола заседания кафедры, подпись зав. кафедрой).

ОДОБРЕНА на заседании методической комиссии факультета " ____ " _____ 20__
г."

Эксперты методической комиссии по УГНП

шифр наименование личная подпись расшифровка подписи дата

СОГЛАСОВАНО:

Заведующий выпускающей кафедрой

наименование кафедры личная подпись расшифровка подписи дата

Декан

наименование факультета, где производится обучение, личная подпись расшифровка подписи дата

Начальник УВО

личная подпись расшифровка подписи дата

Аннотация рабочей программы

Дисциплина Б1.В.ДВ.4.2 «Методы стимулирования пласта и скважин» относится к дисциплинам по выбору вариативной части блока 1 учебного плана направления подготовки 21.04.01 «Нефтегазовое дело», магистерской программы «Разработка нефтяных месторождений». Дисциплина реализуется на нефтетехнологическом факультете Самарского государственного технического университета кафедрой «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений».

Дисциплина нацелена на формирование профессиональных компетенций:

ПК-10 «Способность осуществлять расчеты по проектам, технико-экономического и функционально-стоимостного анализа эффективности проектируемых аппаратов, конструкций, технологических процессов».

Дисциплина направлена на формирование современных представлений об основных методах стимулирования нефтяных пластов и скважин (механизм действия, достоинства и недостатки, области применения), а также технико-экономическом и функционально-стоимостном анализе эффективности проектируемых технологических решений.

Преподавание дисциплины предусматривает следующие формы организации учебного процесса: лекции, лабораторные работы, самостоятельная работа студента, курсовой проект, консультации.

Программой дисциплины предусмотрены следующие виды контроля: текущий контроль успеваемости в форме оценки работы на лабораторных занятиях и промежуточный контроль в форме устного экзамена и защиты курсового проекта в 3-ем семестре.

Общая трудоемкость освоения дисциплины составляет 4 зачетные единицы, 144 часа. Программой дисциплины предусмотрены лекции – 11 часов, лабораторные работы – 33 часа, 100 часов самостоятельной работы студента, в том числе 32 часов – курсовой проект, 4 часа – контактная внеаудиторная работа (4 часа консультаций по курсовому проекту) и 36 часов для подготовки к экзамену.

МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ К САМОСТОЯТЕЛЬНОЙ РАБОТЕ ОБУЧАЮЩИХСЯ ПО ДИСЦИПЛИНЕ «МЕТОДЫ СТИМУЛИРОВАНИЯ ПЛАСТА И СКВАЖИН»

Самостоятельная работа студентов является одной из важнейших составляющих учебного процесса, в ходе которого происходит формирование знаний, умений и навыков в учебной, научно-исследовательской, профессиональной деятельности, формирование общекультурных и профессиональных компетенций будущего магистра.

Учебно-методическое обеспечение создаёт среду актуализации самостоятельной творческой активности студентов, вызывает потребность к самопознанию, самообучению. Таким образом, создаются предпосылки «двойной подготовки» – личностного и профессионального становления.

Для успешного осуществления самостоятельной работы необходимы:

- комплексный подход организации самостоятельной работы по всем формам аудиторной работы;
- сочетание всех уровней (типов) самостоятельной работы, предусмотренных рабочей программой;
- обеспечение контроля качества усвоения.

Методические материалы по самостоятельной работе студентов содержат целевую установку изучаемых тем, списки основной и дополнительной литературы для изучения всех тем дисциплины, теоретические вопросы и вопросы для самоподготовки, усвоив которые магистрант может выполнять определенные виды деятельности (предлагаемые на практических, семинарских, лабораторных занятиях), методические указания для студентов.

Виды самостоятельной работы:

- *для овладения знаниями* – чтение текста (учебника, дополнительной литературы, научных публикаций); составление плана текста; графическое изображение структуры текста; конспектирование текста; работа со словарями и справочниками; работа с нормативными документами; учебно-исследовательская работа; использование аудио- и видеозаписей; компьютерной техники, Интернет и др.;

- *для закрепления и систематизации знаний* – работа с конспектом лекции (обработка текста); аналитическая работа с фактическим материалом (учебника, дополнительной литературы, научных публикаций, аудио- и видеозаписей); составление плана и тезисов ответа; составление таблиц и схем для систематизации фактического материала; изучение нормативных материалов; ответы на контрольные вопросы; аналитическая обработка текста (аннотирование, рецензирование, реферирование и др.); подготовка сообщений к выступлению на семинаре, конференции; подготовка рефератов, докладов; составление библиографии; тестирование и др.;

- *для формирования умений* – решение задач и упражнений по образцу; решение вариативных задач и упражнений; решение ситуационных производственных (профессиональных) задач; проектирование и моделирование разных видов и компонентов

профессиональной деятельности; экспериментальная работа; исследовательская и проектная работа.

Особый вид самостоятельной работы – подготовка к экзаменам, зачетам, защитам. Основное его отличие от других видов самостоятельной работы состоит в том, что обучающиеся решают задачу актуализации и систематизации учебного материала, применения приобретенных знаний и умений в качестве структурных элементов компетенций, формирование которых выступает целью и результатом освоения образовательной программы.

Виды самостоятельной работы по дисциплине

Целью самостоятельной работы по дисциплине является выполнение магистрантами большой индивидуальной работы, связанной с осмыслением теоретического материала по темам лекций и лабораторных занятий, с умением использовать теоретические знания при решении прикладных задач на лабораторных занятиях, при выполнении курсовой работы и т.п.

В образовательном процессе СамГТУ применяются два вида самостоятельной работы:

- аудиторная – под руководством преподавателя и по его заданию;
- внеаудиторная – по заданию преподавателя, но без его непосредственного участия.

В рамках дисциплины предусмотрено выполнение самостоятельной работы **без участия преподавателей**:

- подготовка к экзамену;
- подготовка к лабораторным занятиям;
- выполнение курсового проекта.

Контроль выполнения самостоятельной работы осуществляется путем устных опросов на лабораторных и лекционных занятиях. Кроме того, учебным планом и рабочей программой предусмотрена внеаудиторная контактная самостоятельная работа в форме консультаций при подготовке к лабораторным занятиям и по курсовому проектированию, позволяющая также контролировать выполнение данного вида самостоятельной работы.

Подготовка к лабораторным занятиям

Общие сведения

Подготовка к лабораторным занятиям предполагает проработку теоретического материала по лекциям, учебникам, первоисточникам, дополнительной литературе, периодическим изданиям, ресурсам сети Интернет и проч.

При изучении нового материала на лекциях, освещаются наиболее важные и сложные вопросы учебной дисциплины, вводится новый фактический материал. Поэтому к каждому лабораторному занятию студенты готовятся по следующей схеме:

- разобраться с основными положениями соответствующей темы, разобранными на лекциях;
- найти и изучить дополнительный материал по соответствующей теме по учебникам, первоисточникам, дополнительной литературе, периодическим изданиям, ресурсам сети Интернет и проч.

Работа с дополнительной учебной и научной литературой включает в себя составление плана текста; графическое изображение структуры текста; конспектирование текста; выписки из текста; работу со словарями и справочниками; ознакомление с нормативными документами; конспектирование научных статей заданной тематики.

Перечень тем для подготовки к лабораторным занятиям

Подготовка к выполнению лабораторной работы №1:

1. Выявление и оценка факторов (пластовая температура, свойства пластовых флюидов, строения и свойств горных пород, качества закачиваемой нефти и т.д.) влияющих на эффективность процесса заводнения.

Подготовка к выполнению лабораторной работы №2:

1. Опыт применения водных растворов ПАВ при химическом заводнении пластов.
2. Критерии применимости ПАВ заводнения.
3. Способы снижения адсорбции ПАВ в пористой среде. В
4. Взаимосвязь поверхностного натяжения и капиллярных явлений.

Подготовка к выполнению лабораторной работы №3:

1. Опыт применения МПЗ и ASP заводнении.
2. Роль ключевых компонентов (ПАВ, щелочи и полимеров) при МПЗ и ASP заводнении.
3. Способы снижения деструкции полимера.
4. Методология проведения экспериментальных исследований при разработке составов для МПЗ и ASP заводнения.

Подробный перечень дидактических единиц по рассматриваемым вопросам приведен в разделе 3.2 Рабочей программы. Данные вопросы включены в Перечень вопросов для подготовки к экзамену по дисциплине, приводимый в разделе 6.2 Рабочей программы.

Требования к представлению и оформлению результатов подготовки к лабораторным занятиям

Результатом выполненной самостоятельной работы по подготовке к лабораторным занятиям по дисциплине является, в первую очередь, конспект (краткое изложение) изученного теоретического материала по темам занятий. Особых требований к оформлению конспекта нет, кроме соответствия представленного материала вопросам для подготовки к занятиям.

Одним из видов представления результатов выполнения самостоятельной работы, позволяющей студенту более полно освоить учебный материал, является подготовка сообщений (докладов) по темам занятий. Для иллюстрации текста доклада рекомендуется создание презентации. Создание презентации состоит из трех этапов:

- планирование презентации – многошаговая процедура, включающая определение целей, изучение аудитории, формирование структуры и логики подачи материала;
- разработка презентации – методологические особенности подготовки слайдов презентации, включая вертикальную и горизонтальную логику, содержание и соотношение текстовой и графической информации;
- репетиция презентации – проверка и отладка созданной презентации.

Подготовка доклада и презентации производится по инициативе самого обучающегося.

Контроль выполнения данного вида самостоятельной работы

Контроль выполнения данного вида самостоятельной работы производится преподавателям непосредственно на лекционных и лабораторных занятиях в форме устного опроса, который может проходить в форме семинара (конференции).

Министерство образования и науки Российской Федерации
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ
ВЫСШЕГО ПРОФЕССИОНАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ
«Самарский государственный технический университет»

Нефтетехнологический факультет

Кафедра «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»

ФОНД ОЦЕНОЧНЫХ СРЕДСТВ

текущего контроля и промежуточной аттестации

дисциплины: **Методы стимулирования пласта и скважин**

в составе основной образовательной программы по направлению подготовки:

21.04.01 Нефтегазовое дело

по уровню высшего образования: **магистратура**

направленность (профиль) программы: **Разработка нефтяных месторождений**

Составитель:

к.х.н., зав. кафедрой «РиЭНиГМ»

В.В. Коновалов

Самара 2015г.

**1. Паспорт фонда оценочных средств
по дисциплине «Методы стимулирования пласта и скважин»**

Таблица 1

№ п/п	Контролируемые разделы дисциплины	Код контролируемой компетенции	Шифр дескриптора (описания компетенции)	Наименование оценочного средства
1	Раздел 1. Методы добычи нефти с воздействием на пласт с целью повышения нефтеотдачи	ПК-10	З (ПК-10) -11 ² У (ПК-10) -11 ²	Собеседование (устный опрос). Экзамен
2	Раздел 2. Вторичные и третичные методы повышения нефтеотдачи.	ПК-10	З (ПК-10) -11 ² У (ПК-10) -11 ² В (ПК-10) -11 ²	Собеседование (устный опрос). Курсовой проект Экзамен
3	Раздел 3. Оценка технологической эффективности и особенности проектирования МУН.	ПК-10	З (ПК-10) -11 ² У (ПК-10) -11 ² В (ПК-10) -11 ²	Собеседование (устный опрос). Курсовой проект Экзамен

3. Критерии оценивания достижений студентом запланированных результатов обучения

Таблица 3

Оценка	Критерии
«отлично»	<i>Выставляется, если уровень сформированности заявленных компетенций по 80 и более % дескрипторов (в соответствии с картами компетенций ОПОП) оценивается на уровнях «4» и «5», при условии отсутствия уровней «1»-«3»: студент показал прочные знания основных положений фактического материала, умение самостоятельно решать конкретные практические задачи повышенной сложности, свободно использовать справочную литературу, делать обоснованные выводы из результатов анализа конкретных ситуаций</i>
«хорошо»	<i>Выставляется, если уровень сформированности заявленных компетенций по 60 и более % дескрипторов (в соответствии с картами компетенций ОПОП) оценивается на уровнях «4» и «5», при условии отсутствия уровней «1»-«2»: студент показал прочные знания основных положений фактического материала, умение самостоятельно решать конкретные практические задачи, предусмотренные рабочей программой, ориентироваться в рекомендованной справочной литературе, умеет правильно оценить полученные результаты анализа конкретных ситуаций</i>
«удовлетворительно»	<i>Выставляется, если уровень сформированности заявленных компетенций по 60 и более % дескрипторов (в соответствии с картами компетенций ОПОП) оценивается на уровнях «3» - «5»: студент показал знание основных положений фактического материала, умение получить с помощью преподавателя правильное решение конкретной практической задачи из числа предусмотренных рабочей программой, знакомство с рекомендованной справочной литературой</i>
«неудовлетворительно»	<i>Выставляется, если уровень сформированности заявленных компетенций менее чем по 60 % дескрипторов (в соответствии с картами компетенций ОПОП) оценивается на уровнях «3» - «5»: При ответе студента выявились существенные пробелы в знаниях основных положений фактического материала, неумение с помощью преподавателя получить правильное решение конкретной практической задачи из числа предусмотренных рабочей программой учебной дисциплины</i>

**Перечень вопросов для собеседования
(отчета по лабораторным работам)**

Лабораторная работа № 1 «Моделирование процесса заводнения»

1. Цель работы, порядок проведения работы.
2. Основные достоинства и недостатки заводнения пластов.
3. Влияние пластовой температуры на эффективность вытеснения нефти.
4. Влияние неоднородности пласта на эффективность вытеснения нефти при заводнении пластов.
5. Влияние минерализации закачиваемой воды на эффективность вытеснения нефти.
6. Виды остаточной нефти в заводненных пластах; механизмы капиллярного защемления и абсорбции тяжелых углеводородов.
7. Нестационарное заводнение.

Лабораторная работа №2 «Моделирование процесса ПАВ заводнения»

1. Цель работы, порядок проведения работы.
2. Достоинства и недостатки ПАВ - заводнения пластов.
3. Роль капиллярных процессов и эффективность извлечения нефти.
4. Применение водных растворов неионных и ионных ПАВ.
5. Влияние межфазной активности водных растворов ПАВ на вытеснение остаточной нефти.
6. Опыт применения ПАВ – заводнения.
7. Критерии применимости ПАВ-заводнения.

Лабораторная работа №3 «Моделирование процесса МПЗ (ASP) заводнения»

1. Цель работы, порядок проведения работы.
2. Роль ключевых компонентов (ПАВ, щелочи и полимеров) при МПЗ и ASP заводнении.
3. Способы снижения деструкции полимера.
4. Методология проведения экспериментальных исследований при разработке составов для МПЗ и ASP заводнения.
5. Критерии применимости МПЗ и ASP заводнения.
6. Опыт применения МПЗ и ASP заводнения.
7. Достоинства и недостатки МПЗ (ASP) заводнения.

Перечень вопросов для промежуточной аттестации (экзамен)

1. Современное состояние нефтедобычи и роль МУН.
2. Основные задачи энергетическая стратегия России до 2030 года.
3. Текущий и конечный КИН.
4. Нефтеотдача.
5. Коэффициент охвата пласта воздействием.
6. Коэффициент заводнения.
7. Коэффициент вытеснения и коэффициент охвата пласта по объему.
8. Влияние геолого-физических свойств горных пород и неоднородности порового пространства на нефтеотдачу.
9. Влияние свойств пластовых флюидов на нефтеотдачу.

10. Влияние технического состояния скважин и призабойной зоны пласта на нефтеотдачу.
11. Нефтеотдача пластов и различные условия дренирования.
12. Типы остаточной нефти. Структура остаточной нефтенасыщенности.
13. Поверхностные явления.
14. Особенности движения жидкостей и газов в пористой среде.
15. Роль капиллярных процессов и эффективность извлечения нефти.
16. Особенности вытеснения нефти различными агентами (вода, газ, растворитель, раствор ПАВ, раствор полимера и т.д.).
17. Третичные методы повышения нефтеотдачи.
18. Заводнение с использованием поверхностно-активных веществ (механизм процесса, адсорбция ПАВ, применение водных растворов неионных и ионных ПАВ, достоинства и недостатки метода).
19. Методы полимерного заводнения (механизм процесса, адсорбция полимера пористой средой, деструкция молекул полимера, достоинства и недостатки метода).
20. Методы мицеллярно-полимерного ASP-заводнения (механизм процесса, роль ключевых компонентов, достоинства и недостатки метода).
21. Оценка технологической эффективности МУН
22. Принципы внедрения МУН на месторождениях.
23. Оценка технологического эффекта и методы расчета технологических показателей.
24. Влияние геолого-физических свойств породы и физико-химических свойств пластовых флюидов на эффективность вытеснения нефти водой.
25. ПАВ заводнение (механизм процесса, роль ключевых компонентов, достоинства и недостатки метода).
26. Влияние межфазной активности водных растворов ПАВ на вытеснение остаточной нефти.
27. Влияние факторов (пластовая температура, свойства пластовых флюидов, строения и свойств горных пород, качества закачиваемой нефти и т.д.) на эффективность процесса заводнения.
28. Опыт применения водных растворов ПАВ при химическом заводнении пластов.
29. Критерии применимости ПАВ заводнения.
30. Способы снижения адсорбции ПАВ в пористой среде.
31. Взаимосвязь поверхностного натяжения и капиллярных явлений.
32. Опыт применения МПЗ и ASP - заводнения.
33. Роль ключевых компонентов (ПАВ, щелочи и полимеров) при МПЗ и ASP заводнении. Способы снижения деструкции полимера.
34. Методология проведения экспериментальных исследований при разработке составов для МПЗ и ASP заводнения.
35. Классификация методов повышения нефтеотдачи.
36. Вторичные и третичные методы повышения нефтеотдачи.
37. Критерии применимости методов увеличения нефтеотдачи пластов.
38. Заводнение.

39. Термические методы (механизм процесса, технология процесса, существующие варианты, достоинства и недостатки метода).
40. Гидродинамические методы (механизм процесса, технология процесса, существующие варианты, достоинства и недостатки метода).
41. Газовые методы (механизм процесса, технология процесса, существующие варианты, достоинства и недостатки метода).
42. Микробиологические методы (механизм процесса, технология процесса, существующие варианты, достоинства и недостатки метода).
43. Комбинированные методы (механизм процесса, технология процесса, существующие варианты, достоинства и недостатки метода).
44. Химические методы (механизм процесса, технология процесса, существующие варианты, достоинства и недостатки метода).
45. Газовые методы (механизм процесса, технология процесса, существующие варианты, достоинства и недостатки метода).
46. Использование различных газов для повышения нефтеотдачи пласта (механизм процесса, технология процесса, существующие варианты, достоинства и недостатки метода).
47. Вытеснение нефти с применением внутрислоевого горения (механизм процесса, технология процесса, существующие варианты, достоинства и недостатки метода).
48. Вытеснение нефти паром. Циклическое нагнетание пара (механизм процесса, технология процесса, существующие варианты, достоинства и недостатки метода).
49. Щелочное заводнение (механизм процесса, технология процесса, существующие варианты, достоинства и недостатки метода).
50. Метод термогазохимического воздействия (механизм процесса, технология процесса, существующие варианты, достоинства и недостатки метода).

Далее представлены примерные варианты билетов к экзамену

Примерная структура экзаменационного билета



МИНОБРНАУКИ РОССИИ
федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего профессионального образования
«САМАРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Кафедра «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»

БИЛЕТ № 1

по дисциплине Методы стимулирования пласта и скважин
(наименование дисциплины)

Направление подготовки 21.04.01 Факультет НТФ Семестр 3
(шифр) (наименование факультета) (номер)

1. Современное состояние нефтедобычи и роль МУН.
2. Метод термогазохимического воздействия (механизм процесса, технология процесса, существующие варианты, достоинства и недостатки метода).

Составитель:

_____ В.В. Коновалов

« ____ » _____ 2015 года

Заведующий кафедрой

_____ В.В. Коновалов

« ____ » _____ 2015 года

**МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ К АУДИТОРНЫМ
ЗАНЯТИЯМ ПО ДИСЦИПЛИНЕ
«МЕТОДЫ СТИМУЛИРОВАНИЯ ПЛАСТА И СКВАЖИН»**

1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

Вид учебных занятий	Организация деятельности студента
Лекция	Написание конспекта лекций: кратко, схематично, последовательно фиксировать основные положения, выводы, формулировки, обобщения; пометать важные мысли, выделять ключевые слова, термины. Проверка терминов, понятий с помощью энциклопедий, словарей, справочников с выписыванием толкований в тетрадь. Обозначить вопросы, термины, материал, который вызывает трудности, пометить и попытаться найти ответ в рекомендуемой литературе. Если самостоятельно не удастся разобраться в материале, необходимо сформулировать вопрос и задать преподавателю на консультации, на практическом занятии.
Лабораторные работы	Лабораторные работы как гибкая и активная форма учебного процесса способствует выработке самостоятельного мышления и практических навыков студентов, формированию информационной культуры. Этому способствуют спонтанно возникающие обсуждения элементов и проблем выполняемых процессов по ходу работы.
Подготовка к экзамену	При подготовке к экзамену необходимо ориентироваться на конспекты лекций, рекомендуемую литературу, материалы практических занятий.
Подготовка к защите курсового проекта	При подготовке к защите курсового проекта необходимо ориентироваться на конспекты лекций, рекомендуемую литературу, материалы лабораторных работ, результаты, полученные в курсовой работе.

**МЕТОДИЧЕСКИЕ РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ПРОВЕДЕНИЮ ЛЕКЦИОННЫХ ЗАНЯТИЙ
ПО ДИСЦИПЛИНЕ «МЕТОДЫ СТИМУЛИРОВАНИЯ ПЛАСТА И СКВАЖИН»**

Лекция представляет собой систематическое устное изложение учебного материала. С учетом целей и места в учебном процессе различают лекции вводные, установочные, текущие, обзорные и заключительные. В зависимости от способа проведения выделяют лекции:

- Информационные;
- Проблемные;
- Визуальные;
- бинарные (лекция-диалог);
- лекции-провокации;
- лекции-конференции;
- лекции-консультации;
- лекции-беседы;
- лекция с эвристическими элементами;
- лекция с элементами обратной связи;
- лекция с решением производственных и конструктивных задач;
- лекция с элементами самостоятельной работы студентов;
- лекция с решением конкретных ситуаций;
- лекция с коллективным исследованием;
- лекции спецкурсов.

По дисциплине «**Методы стимулирования пласта и скважин**» применяются следующие виды лекций:

✓ *информационные* – проводятся с использованием объяснительно иллюстративного метода изложения; это традиционный для высшей школы тип лекций;

✓ *проблемные* – в них при изложении материала используются проблемные вопросы, задачи, ситуации. Процесс познания происходит через научный поиск, диалог, анализ, сравнение разных точек зрения и т. д.;

✓ *лекции-беседы*. В названном виде занятий планируется диалог с аудиторией, это наиболее простой способ индивидуального общения, построенный на непосредственном контакте преподавателя и студента, который позволяет привлекать к двухстороннему обмену мнениями по наиболее важным вопросам темы занятия, менять темп изложения с учетом особенности аудитории. В начале лекции и по ходу ее преподаватель задает слушателям вопросы не для контроля усвоения знаний, а для выяснения уровня осведомленности по рассматриваемой проблеме. Вопросы могут быть элементарными: для того, чтобы сосредоточить внимание, как на отдельных нюансах темы, так и на проблемах. Продумывая ответ, студенты получают возможность самостоятельно прийти к выводам и обобщениям, которые хочет сообщить преподаватель в качестве новых знаний. Необходимо следить, чтобы вопросы не оставались без ответа, иначе лекция будет носить риторический характер.

✓ *лекция с элементами обратной связи*. В данном случае подразумевается изложение учебного материала и использование знаний по смежным предметам (межпредметные связи) или по изученному ранее учебному материалу. Обратная связь устанавливается посредством ответов студентов на вопросы преподавателя по ходу лекции. Чтобы определить осведомленность студентов по излагаемой проблеме, в начале какого-либо раздела лекции задаются необходимые вопросы.

Если студенты правильно отвечают на вводный вопрос, преподаватель может ограничиться кратким тезисом или выводом и перейти к следующему вопросу.

✓ *лекция с элементами самостоятельной работы студентов*.

Представляет собой разновидность занятий, когда после теоретического изложения материала требуется практическое закрепление знаний (именно по данной теме занятий) путем самостоятельной работы над определенным заданием. (Часто применяется в спецпредметах).

Очень важно при объяснении выделять основные, опорные моменты, опираясь на которые, студенты справятся с самостоятельным выполнением задания. Следует обратить внимание и на часто встречающиеся (возможные) ошибки при выполнении данной самостоятельной работы.

МЕТОДИЧЕСКИЕ РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ПРОВЕДЕНИЮ ЛАБОРАТОРНЫХ ЗАНЯТИЙ ПО ДИСЦИПЛИНЕ «МЕТОДЫ СТИМУЛИРОВАНИЯ ПЛАСТА И СКВАЖИН»

Лабораторная работа - это важный элемент учебного процесса. Лабораторные работы способствуют интеграции мыслительной и практической деятельности, развитию коммуникативных способностей, профессиональной самостоятельности и мобильности.

Целями проведения лабораторных занятий являются: обобщение, систематизация, углубление, закрепление полученных теоретических знаний по дисциплине; формирование умений применять полученные знания на практике, реализацию единства интеллектуальной и практической деятельности; развитие аналитических, проектировочных, конструктивных, интеллектуальных умений у будущих специалистов; выработка при решении поставленных задач таких профессионально значимых качеств, как самостоятельность, ответственность, точность, творческая инициатива; обобщение, систематизация, углубление, закрепление полученных теоретических знаний по конкретным темам дисциплин математического, естественнонаучного, общепрофессионального и специального циклов; формирование умений применять полученные знания на практике, реализацию единства интеллектуальной и практической деятельности; развитие интеллектуальных умений у будущих специалистов: аналитических, проектировочных, конструктивных и др.; выработка при решении поставленных задач таких профессионально значимых качеств, как самостоятельность, ответственность, точность, творческая инициатива.

Ведущей дидактической целью занятий является формирование практических (профессиональных) умений – выполнение определённых операций, необходимых в последующей профессиональной деятельности. Проведение лабораторной работа делится на две условные части: теоретическую и практическую.

Необходимыми структурными элементами лабораторной работы является самостоятельное изучение лабораторной работы, проверка усвоенного материала, включающая обсуждение теоретических основ выполняемой работы.

Необходимо также проведение технико-теоретического инструктажа непосредственно перед проведением работы, корректировка выполнения работы (по необходимости), а также организация проведения обсуждения итогов выполнения работы.

Возможны следующие формы организации лабораторных работ: фронтальная, групповая и индивидуальная. При фронтальной форме выполняется одна и та же работа (при этом возможны различные варианты заданий). При групповой форме работа выполняется группой (командой). При индивидуальной форме обучающимися выполняются индивидуальные работы.

По каждой лабораторной работе разработаны и утверждены методические указания по их выполнению, включающие: необходимый теоретический материал, практический материал, включающий в себя элементы и последовательную инструкцию по проведению выбранной работы, индивидуальные варианты заданий требования и форму отчетности по данной работе.

Лабораторные работы по дисциплине должны научить правильно проводить эксперименты, включая постановку методики, а также правильности описания проведения моделируемого процесса, обработке и предоставлению результата эксперимента. Конечным результатов работы становится подведение результатов проведенной работы в стандартной форме отчетности.

Лабораторная работа №1 «Моделирование процесса заводнения»

Цель работы. Моделирование процесса заводнения и определение эффективности вытеснения нефти водой.

В ходе выполнения лабораторных работ может варьироваться температура в кернодержателе, минерализация закачиваемой воды, физико-химические свойства нефти. В данном случае по результатам проведенных лабораторных работ необходимо обобщение данных и определения эффективности вытеснения нефти водой при изменении пластовой температуры, минерализации пластовой воды, а также плотности и вязкости нефти.

Ход работы

Подготовка керна для проведения лабораторных фильтрационных исследований

1. Керновый материал (песок) многократно промывают водопроводной водой, каждый раз декантируя воду над материалом после оседания частиц.
2. Помещают в металлическую емкость и высушивают на электрической плитке при перемешивании фарфоровой или металлической ложкой.
3. Керновый материал рассеивают при помощи вибростенда, используя сита с различным размером ячейки для получения требуемой фракции керна по величине зерен. Отбирают фракцию песка с размером зерен 0,2-0,63 мм.

Подготовка насыпной модели керна с заданной проницаемостью

Заданные значения коэффициентов проницаемостей могут быть обеспечены путем подбора фракций кварцевого песка и добавлением глинистых минералов.

Для подготовки насыпной модели керна с заданной проницаемостью рекомендуется пользоваться рисунком 1 (получено по экспериментальным данным для песка с размером зерен 0,2-0,63 мм).

Например, для фракции песка 0,2-0,63 мм и требуемой проницаемости $0,4 \text{ мкм}^2$ (4 мД) необходимо добавить 20,43 % масс. маршалита (на основании аппроксимирующей функции, $y = 194,98 \cdot e^{-0,303 \cdot x}$, приведенной на рис. 1).

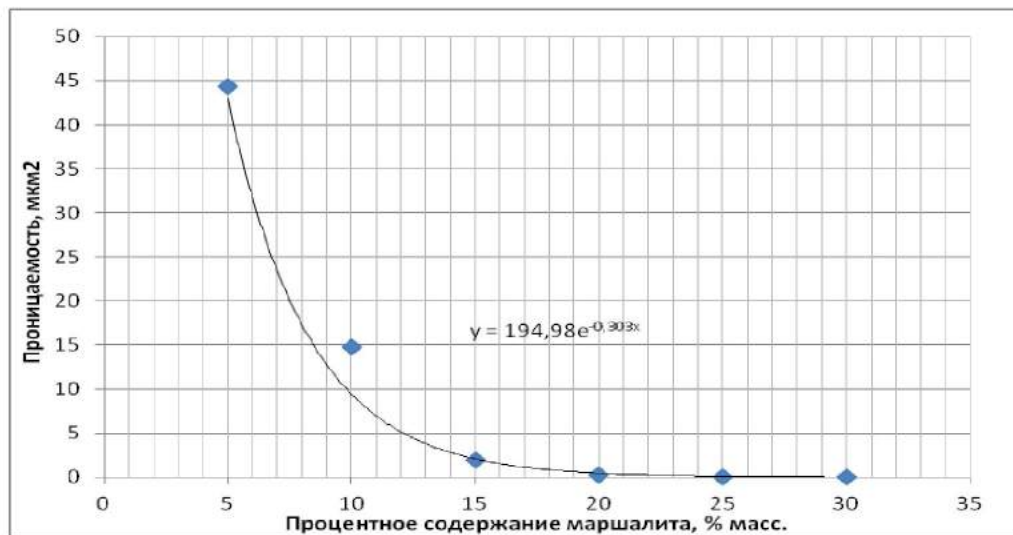


Рис. 1. Зависимость коэффициента проницаемости от содержания маршалита (для фракции песка по размеру зерен 0,2-0,63 мм)

Подготовка установки к работе и проведение лабораторных фильтрационных исследований на насыпных моделях зерна

Описание установки

В качестве зернодержателя используют термостатируемые стеклянные колонки длиной 20 см и диаметром 1,6 см, для чего хорошо подходят прямые холодильники Либиха (рис. 2).

Установка для фильтрационных исследований на насыпных моделях зерна состоит из стеклянного прямого холодильника 1, в верхний конец которого плотно вставлена резиновая пробка 2 с проходящим через нее металлическим капилляром, соединенным с ПВХ трубкой 3 с внутренним диаметром примерно 2,5 мм. Конец трубки помещается в градуированную стеклянную пробирку 6 с прокачиваемой жидкостью. Подача жидкости в зернодержатель осуществляется при помощи перистальтического насоса 5. Нижний край холодильника неплотно соединен с градуированной пробиркой 4.

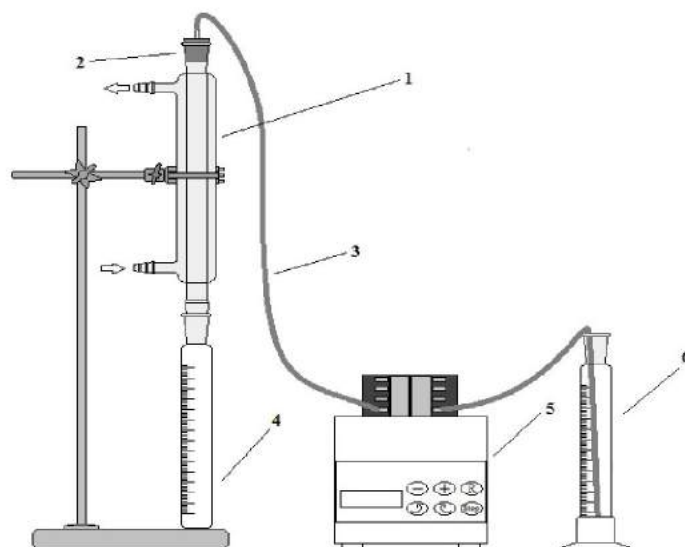


Рис. 2. Установка для фильтрационных исследований на насыпных моделях зерна: 1 – прямой холодильник, 2 – резиновая пробка с капилляром, 3 – ПВХ трубка, 4 – пробирка-приемник, 5 – перистальтический насос, 6 – пробирка-отборник

Подготовка установки к работе.

1. На металлический капилляр, пропущенный через резиновую пробку, закрепляют ПВХ трубку. Для этого при помощи горелки или плитки разогревают конец трубки до размягчения, после чего в нее вставляют металлический капилляр приблизительно на 5 мм. Через свободный конец ПВХ трубки продевают кусочек трубки большего диаметра длиной ~ 5 мм, закрепляют по верху трубки на капилляре и нагревают до размягчения.

2. В нижний конец термостатируемой стеклянной трубки холодильника плотно укладывают небольшой кусок стеклоткани для предотвращения вымывания песка.

3. Во вход холодильника плотно вставляют резиновую пробку с капилляром, и маркером на холодильнике отмечают ее нижний уровень.

4. В холодильник набивают предварительно вымытый и высушенный песок определенной фракции и утрамбовывают легким постукиванием по корпусу холодильника (при помощи картонной гильзы, резиновой груши и т.п.) так, чтобы верхний уровень кернового материала вплотную доходил до нижнего края пробки, т.е. совпадал с отмеченным уровнем.

5. После чего вход холодильника плотно закрывают резиновой пробкой с капилляром и трубкой.

6. К термостатируемому контуру (рубашке) холодильника подключают шланги циркуляционного термостата, на котором выставляют требуемую температуру проведения эксперимента.

7. Холодильник закрепляют вертикально на штативе при помощи лапки.

8. Выход холодильника соединяют с градуированной пробиркой. При этом соединение не должно быть плотным, между шлифами пробирки и холодильника должен оставаться небольшой зазор.

9. ПВХ трубку, соединенную с капилляром резиновой пробки, закрепляют в перистальтическом насосе, и свободный конец её помещают в пробирку с прокачиваемой жидкостью. Трубку непосредственно перед входом в перистальтический насос следует зафиксировать кабельным хомутом.

10. Включение перистальтического насоса.

На приборе выбирают скорость прокачки при помощи кнопок «+» и «-» и нажимают кнопку с направлением вращения головки перистальтического насоса – по часовой стрелке или против часовой стрелки (в зависимости от расположения кернодержателя относительно насоса).

Скорость прокачки зависит не только от выбранного значения на приборе, но и от силы прижатия трубки к роликам головки.

Моделирование процесса заводнения

1. В пробирку наливается минерализованная вода и отмечается её объем при полностью погруженной ПВХ трубке (он должен быть в пределах градуированной шкалы).

2. Включается насос с требуемой скоростью прокачки.

В случае если жидкость не уходит из пробирки или уходит очень медленно, следует отрегулировать силу прижатия трубки к роликам головки.

3. Как только прокачиваемая жидкость вплотную подойдет к керновому материалу и начнет его смачивать, фиксируется объем воды в пробирке V_1 – объем воды, взятый на насыщение керна.

4. Керна насыщается минерализованной водой и определяется объем пор ($V_{пор}$). В момент, когда фронт воды доходит до нижней границы керна, по разности объема воды, взятой на насыщение керна (V_1) и объема воды, находящегося над керном (V_2), определяется поровый объем керна:

$$V_{пор} = V_1 - V_2$$

где V_1 – объем воды, взятый для насыщения керна, мл;

V_2 – объем воды, оставшийся в пробирке, мл.

5. После расчета объема пор, пробирка с водой по возможности быстро заменяется на заранее подготовленную пробирку с нефтью. В момент, когда нефть вплотную подойдет к керновому материалу, фиксируется объем нефти в пробирке при полностью погруженной трубке ($V_{н1}$).

6. После прокачки $2V_{пор}$ нефти, подаваемой на насыщение, замеряется объем нефти в пробирке-приемнике $V_{н2}$ и вычисляется начальная нефтенасыщенность керна $V_{нач}$.

$$V_{нач} = V_{н1} - V_{н2},$$

где $V_{н1}$ – объем нефти, взятый для насыщения керна, мл;

$V_{н2}$ – объем нефти в пробирке-приемнике после прокачки $2V_{пор}$ нефти, мл.

7. Пробирка с нефтью заменяется на пробирку с закачиваемой водой и далее керна промывается водой (имитация процесса заводнения). В момент, когда вода подойдет к верхней границе керна, следует поменять пробирку-приемник. После прокачки $2-3V_{пор}$ воды отмечается объем нефти, вытесненный водой ($V_{н3}$), и определяется остаточная нефтенасыщенность керна:

$$V_o = V_{нач} - V_{н3},$$

где $V_{нач}$ – начальная нефтенасыщенность керна, мл;

$V_{н3}$ – объем нефти, вытесненный из керна водой, мл.

Данный метод позволяет определить эффективность вытеснения нефти водой при заданных параметрах (температура, вязкость нефти, минерализация закачиваемых и пластовых вод, объема закачки и т.д.).

Содержание отчета

Отчет должен содержать: условия проведения испытания (температуру, вязкость нефти, минерализацию закачиваемых и пластовых вод, объем закачки), результаты измерений и определений в соответствии с таблицей 1.

Пример оформления получаемых результатов

Таблица 1. Условия проведения и результаты моделирования процесса заводнения

Условия проведения испытания	
Температура, °С	
Вязкость нефти, мПа·с	
Минерализация пластовой воды, мг/л	
Минерализация закачиваемой воды, мг/л	
Объем закачки, мл	
Результаты испытаний	
$V_{пор}$, мл	
K , мкм ²	
$V_{нач}$, мл	
V_o , мл	

Требования к выводам

По результатам определений делается вывод об эффективности вытеснения нефти при заводнении.

Контрольные вопросы

1. Цель работы, порядок проведения работы.
2. Основные достоинства и недостатки заводнения пластов.
3. Влияние пластовой температуры на эффективность вытеснения нефти.
4. Влияние неоднородности пласта на эффективность вытеснения нефти при заводнении пластов.
5. Влияние минерализации закачиваемой воды на эффективность вытеснения нефти.
6. Виды остаточной нефти в заводненных пластах; механизмы капиллярного зацемянения и абсорбции тяжелых углеводородов.
7. Нестационарное заводнение.

Лабораторная работа №2 «Моделирование процесса ПАВ заводнения»

Цель работы. Моделирование процесса ПАВ-заводнения и определение эффективности ПАВ в качестве нефтевытесняющего агента.

При выполнении лабораторных работ могут варьироваться следующие параметры: концентрация ПАВ, тип ПАВ (анионный или неионный), объем оторочки, температура, минерализация закачиваемой воды.

Ход работы

Подготовка керна для проведения лабораторных фильтрационных исследований.

Проводится в соответствии с методом, описанным в лабораторной работе №1

Подготовка насыпной модели керна с заданной проницаемостью.

Проводится в соответствии с методом, описанным в лабораторной работе №1

Приготовление раствора ПАВ

Навеску ПАВ для получения раствора требуемой молярной концентрации взвешивают на аналитических весах в стакане объемом 25 мл и растворяют в небольшом количестве воды. Содержимое стаканчика переносят в мерную колбу объемом 50-100 мл. Стаканчик многократно промывают дистиллированной водой, промывные воды каждый раз сливают в колбу. Раствор в колбе доводят до метки дистиллированной водой, после чего колбу закрывают крышкой и перемешивают раствор.

Рекомендуется следующий порядок приготовления растворов ПАВ различной концентрации.

Из исходного 0,1 М раствора ПАВ последовательным разбавлением в 10 раз готовят по 25-50 мл 10^{-2} , 10^{-3} , 10^{-4} , 10^{-5} М растворов. Из них удобно готовить растворы любой промежуточной концентрации. Для приготовления 10 мл $x \cdot 10^{-n}$ М раствора надо к x мл $10^{-(n-1)}$ М раствора прибавить $(10-x)$ мл воды.

Растворы готовят в склянках с притертыми пробками. Посуду и пипетки предварительно

тщательно моют теплой хромовой смесью и споласкивают водопроводной и дистиллированной водой.

Определение межфазной активности на границе «закачиваемая вода + ПАВ – модель нефти».

Для измерения межфазной активности на границе «закачиваемая вода + ПАВ – модель нефти» используется видеотензиометр вращающейся капли Spinning drop video tensiometer SVT15.

1. Для замера величины межфазного натяжения капилляр заполняют жидкостью с более высокой плотностью (внешняя фаза). Заполнение капилляра внешней фазой проводят в вертикальном положении снизу-вверх для обеспечения выхода воздуха через открытую сторону, 10 мл шприцом и иглой длиной 80 мм. Капилляр заполняют до того момента, пока жидкость с высокой плотностью не соберется на капилляре в каплю.

2. Далее закрывают открытый конец капилляра при помощи держателя септы, избыток жидкости выльется через специальное сливное отверстие в держателе септы.

3. Затем вставляют капилляр в измерительную ячейку прибора видеотензиометра, закрывают зажим двигателя и устанавливают пластиковую защитную крышку на правую сторону измерительной ячейки.

4. Ввод капли жидкости с меньшей плотностью (внутренняя фаза) в заполненный капилляр осуществляется при помощи шприца на 1 мл и длинной иглой. Введенная капля не должна соприкасаться со стенками капилляра.

Для предотвращения соприкосновения капли со стенками рекомендуется вращать капилляр со скоростью примерно 400 об/мин во время ввода.

5. Затем заполняют редактируемые поля на шкале видеотензиометра - плотность жидкости с большей плотностью (Phase 1 density), плотность жидкости с меньшей плотностью (Phase 2 density), значение индекса рефракции жидкости с большей плотностью (Phase 1 refractive index), актуальная скорость вращения (Speed) и актуальная температура (T) заполняются автоматически.

6. Далее проводится калибровка абсолютного размера изображения капли.

В окне DropType прибора, выбирают тип капли (Full – контур капли четко виден, Left – правый конец капли невиден, Right – левый конец капли невиден, Cylinder – ни левый, ни правый концы капли невидны). Для получения серии результатов выбирают режим ProfileFit, заключая каплю в рамки.

7. Оптимальная скорость вращения (ω) определяется по диаграмме, отражающей зависимость скорости вращения от разности плотностей между внешней и внутренней фазой.

Далее проводится замер величины межфазного натяжения. Значения межфазного натяжения определяются прибором по формуле:

$$\sigma = \frac{\omega^2 R^3 \Delta\rho}{4},$$

где ω – частота вращения, R – радиус капли, $\Delta\rho$ – разница плотностей между внешней и внутренней фазой.

Испытания считаются завершенными, если величина межфазного натяжения становится постоянной. Обычно время достижения равновесия составляет от 6000 до 8500 с.

При работе с растворами ПАВ не допускается повторное использование шприцов и игл. Результат определения межфазного натяжения усредняются по результатам не менее 3-х испытаний.

Подготовка прибора к работе

Проводится в соответствии с методом, описанным в лабораторной работе №1

Проведение фильтрационных лабораторных исследований на насыпных моделях керна. Моделирование процесса заводнения. Создание остаточной нефтенасыщенности.

Проводится в соответствии с методом, описанным в лабораторной работе №1

Моделирование процесса заводнения водным раствором ПАВ. Оценка эффективности воздействия ПАВ на вытеснение остаточной нефти.

1. Моделирование процесса заводнения выполняется в соответствии с Лабораторной работой №1 «Моделирование процесса заводнения» по пп. 1-7.

2. После определения остаточной нефтенасыщенности в подготовленный керн закачивается исследуемый раствор ПАВ в требуемом объеме (обычно $0,2-0,5V_{пор}$).

3. После закачки необходимого количества исследуемого раствора ПАВ для продавки подается закачиваемая вода (минерализованная вода : водопроводная = 1 : 1).

4. Вытесненная мицеллярным раствором нефть собирается в отдельную пробирку ёмкостью 20-25 мл, и определяется объем нефти, вытесненной композицией $V_{н4}$.

Нефтевытесняющая способность композиции Δh_n рассчитывается по формуле:

$$\Delta h_n = \frac{V_{н4}}{V_o} \cdot 100\%$$

Содержание отчета

Отчет должен содержать: условия проведения испытания (температуру, вязкость нефти, минерализацию закачиваемых и пластовых вод, объем закачки), результаты измерений межфазного натяжения и определения нефтевытесняющей способности ПАВ в соответствии с таблицей 2.

Пример оформления получаемых результатов

Таблица 2. Условия проведения и результаты моделирования процесса заводнения

Условия проведения испытания	
Температура, °С	
Вязкость нефти, мПа·с	
Минерализация пластовой воды, мг/л	
Минерализация закачиваемой воды, мг/л	
Объем закачки, мл	
Наименование ПАВ	
Концентрация ПАВ	моль/ л
	% масс.
Результаты испытаний	
$V_{пор}$, мл	
$V_{ПАВ}$, мл (объем оторочки ПАВ)	
V_o , мл	
$V_{н4}$, мл	
σ , мН/м	
Δh_n , %	

Требования к выводам

По результатам определений делается вывод об эффективности нефтевытеснения при МПЗ (ASP)-заводнении.

Контрольные вопросы

1. Цель работы, порядок проведения работы.
2. Достоинства и недостатки ПАВ - заводнения пластов.
3. Роль капиллярных процессов и эффективность извлечения нефти.
4. Применение водных растворов неионных и ионных ПАВ.
5. Влияние межфазной активности водных растворов ПАВ на вытеснение остаточной нефти.
6. Опыт применения ПАВ – заводнения.
7. Критерии применимости ПАВ-заводнения.

Лабораторная работа №3 «Моделирование процесса МПЗ (ASP) заводнения»

Цель работы. Моделирование процесса МПЗ-заводнения, определение нефтевытесняющей способности смеси полимера, ПАВ и щелочи.

При выполнении лабораторных работ могут варьироваться следующие параметры: концентрация ПАВ, щелочи, полимера, тип ПАВ (анионный или неионный), объем оторочки, температура, минерализация закачиваемой воды, технология применения (использование ПАПС или последовательных оторочек).

Ход работы:

Подготовка керна для проведения лабораторных фильтрационных исследований. Подготовка насыпной модели керна с известной заданной проницаемостью.

Проводится в соответствии с методом, описанным в лабораторной работе №1

Приготовление раствора ПАВ и полимера (или поверхностно-активного полимерсодержащего состава).

Проводится в соответствии с методом, описанным в лабораторной работе №2

Определение межфазной активности и реологических характеристик приготовленного состава.

Определение межфазной активности проводится в соответствии с методом, описанным в Лабораторной работе №2 «Моделирование процесса ПАВ заводнения»

Определение реологических характеристик

Перед проведением испытания исследуемые растворы тщательно перемешивают и ждут удаления пузырьков воздуха.

Определение реологических характеристик проводят с использованием Physica Modular Compact Rheometer MCR52 (Anton Paar GmbH) в измерительной ячейке плита-плита PP25 или PP50.

1. Включают реометр и загружают программу Rheoplus.
2. Выбирают метод измерения Flow Curve (Flow Curve Polymer Solutions).

3. Переходят в окно Control Panel (Контрольная панель) и нажимают кнопку Initialization (Инициализация).

4. Устанавливают измерительную систему PP50 и устанавливают нулевой зазор. Для этого в окне Control Panel нажимают Set zerogap (Установить нулевой зазор).

5. В окне Control Panel вводят значение температуры, нажимают Set (Задать) и ждут наступления температурного равновесия (~ 20 минут).

6. Поднимают измерительную систему на 70 мм для загрузки образца (введите «70» в поле справа от кнопки «вверх» в окне Control Panel и нажимают кнопку) и загружают образец. Требуемое количество образца зависит от консистенции образца и измерительной системы, но в любом случае рекомендуется загружать образец с небольшим избытком.

7. Переходят в режим выравнивания. Для этого вводят значение зазора между пластинами измерительной системы в поле справа от кнопки «вниз» и нажимают кнопку.

8. Удаляют излишки образца шпателем и нажимают кнопку Continue (Продолжить). При этом прибор перейдет в положение измерения. В случае если образец не полностью касается всей площади двух пластин при установленном для измерения зазоре, необходимо поднять измерительную систему и догрузить образец.

9. Запускают измерение с помощью кнопки запуска Start (Пуск) в окне измерения или кнопки со стрелкой на панели инструментов.

10. Ждут окончания измерения. Данные измерений можно проанализировать с помощью метода, выбранного пользователем. В окне Test, переключая вкладки внизу окна, можно изменять способ предоставления полученных данных (график, таблица, анализ).

11. Сохраняют результаты анализа: Save – Save as Project, указывают путь, вводят название.

12. Поднимают измерительную систему на 70 мм для удаления образца.

Проведение фильтрационных лабораторных исследований на насыпных моделях керна. Моделирование процесса заводнения. Создание остаточной нефтенасыщенности. Моделирование процесса заводнения водным раствором ПАВ и отрочкой полимера (или поверхностно-активного полимерсодержащего состава). Оценка эффективности воздействия МПЗ (ASP) на вытеснение остаточной нефти.

Проводится в соответствии с методами, описанными в лабораторных работах №1 и 2

Содержание отчета

Отчет должен содержать: условия проведения испытания (температуру, вязкость нефти, минерализацию закачиваемых и пластовых вод, объем закачки), результаты измерений межфазного натяжения и определения нефтewытесняющей способности в соответствии с таблицей 2.

Пример оформления получаемых результатов

Таблица 3 - Условия проведения и результаты моделирования процесса заводнения

Условия проведения испытания	
Температура, °С	
Вязкость нефти, мПа·с	
Минерализация пластовой воды, мг/л	
Минерализация закачиваемой воды, мг/л	

Объем закачки, мл		
Наименование ПАВ		
Концентрация ПАВ	моль/ л	
	% масс.	
Наименование полимера		
Концентрация полимера	моль/ л	
	% масс.	
Концентрация щелочи	моль/ л	
	% масс.	
Результаты испытаний		
$V_{пор}$, мл		
$V_{оторочки}$, мл (объем оторочки ПАВ+полимер)		
V_o , мл		
$V_{н4}$, мл		
σ , мН/м		
Вязкость полученного раствора, мПа·с		
Δh_n , %		

Требования к выводам

По результатам определений делается вывод об эффективности нефтевытеснения при МПЗ-заводнении, о роли полимера, ПАВ и щелочи.

Контрольные вопросы

1. Цель работы, порядок проведения работы.
2. Роль ключевых компонентов (ПАВ, щелочи и полимеров) при МПЗ и ASP заводнении.
3. Способы снижения деструкции полимера.
4. Методология проведения экспериментальных исследований при разработке составов для МПЗ и ASP заводнения.
5. Критерии применимости МПЗ и ASP заводнения.
6. Опыт применения МПЗ и ASP заводнения.
7. Достоинства и недостатки МПЗ (ASP) заводнения.

Отчет по лабораторным работам № 1-3

МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССА ЗАВОДНЕНИЯ, ПАВ- И МПЗ-ЗАВОДНЕНИЯ

Выполнил _____

Курс _____ Группа _____

Проверил _____

_____ (дата)

_____ (подпись)

Цель работы

Определить эффективность нефтевытеснения при заводнении, ПАВ- и МПЗ-заводнении, и оценить поверхностную активность составов.

Посуда и оборудование

-

-

Краткое описание методики определений

Результаты определений

Таблица 1. Условия проведения и результаты моделирования процесса заводнения

Условия проведения испытания		
Температура, °С		
Вязкость нефти, мПа·с		
Минерализация пластовой воды, мг/л		
Минерализация закачиваемой воды, мг/л		
Объем закачки, мл		
Содержание песка в керне, % масс.		
Содержание маршалита в керне, % масс.		
K, мкм ²		
1. Моделирование процесса заводнения		
Результаты испытаний		
V _{пор} , мл		
V _{нач} , мл		
V _о , мл		
2. Моделирование ПАВ-заводнения		
Наименование ПАВ		
Концентрация ПАВ	моль/ л	
	% масс.	
Результаты испытаний		
V _{пор} , мл		
V _{ПАВ} , мл (объем оторочки ПАВ)		
V _о , мл		
V _{нд} , мл (вытесненная составом нефть)		
σ, мН/м		
Δh _{пл} , %		
3. Моделирование МПЗ-заводнения		
Наименование ПАВ		
Концентрация ПАВ	моль/ л	
	% масс.	
Наименование полимера		
Концентрация полимера	моль/ л	
	% масс.	

Результаты испытаний	
$V_{\text{пор}}$, мл	
$V_{\text{оторочки}}$, мл (объем оторочки ПАВ+полимер)	
V_o , мл	
$V_{\text{н4}}$, мл (вытесненная составом нефть)	
σ , мН/м	
μ , мПа·с	
$\Delta h_{\text{н2}}$, %	

Выводы

МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ ПО ВЫПОЛНЕНИЮ КУРСОВОГО ПРОЕКТА

Курсовой проект связан с изучением промысловой, научной, учебной, нормативной и другой литературы и с выполнением необходимых расчетов.

Тематика курсового проекта: «Проектирование геолого-технического мероприятия на нефтяных месторождениях». Курсовой проект направлен на анализ геолого-технических условий месторождения (пласта) выбор оптимальной технологии повышения нефтеотдачи с учетом геолого-технических характеристик выбранного месторождения (пласта, участка) на основании теоретических или/и практических данных, проектировании ГТМ на выбранном объекте (месторождении, пласте, опытном участке), оценке и прогнозе дополнительно добытой нефти после внедрения ГТМ, а также технико-экономических расчетах эффективности воздействия на пласт.

Расчетно-пояснительная записка включает такие структурные части: титульный лист; задание на курсовой проект; содержание; введение; основная (теоретическая) часть; основная (расчетная) часть; обсуждение полученных результатов; заключение (выводы); список использованной литературы и нормативных источников, приложения.

Графическая часть курсового проекта может включать в себя в зависимости от задания диаграммы, принципиальные схемы, профили и графики технологических показателей. Состав графической части согласовывается с руководителем курсового проекта.

Контроль выполнения данного вида самостоятельной работы осуществляется во время консультаций (внеаудиторная самостоятельная работа) в течение семестра и в форме защиты курсового проекта (промежуточный контроль).

Пример типового задания на выполнение курсового проекта представлен на рис. 1.

Рекомендуемая литература: <http://www.scopus.com> – Поисковая система SciVerse (издательство «ELSEVIER»). – Доступ с любого компьютера, подключенного к сети Интернет; <http://www.sciencedirect.com> – Полнотекстовая база данных издательства «ELSEVIER» FREEDOM COLLECTION на платформе Science Direct. – Доступ с любого компьютера, подключенного к сети Интернет; <http://elibrary.ru> – Научная электронная библиотека eLIBRARY.RU. – Доступ с любого компьютера, подключенного к сети Интернет; <http://n-t.ru> – Электронная библиотека «Наука и техника». – Доступ с любого компьютера, подключенного к сети Интернет; <http://www.tehlit.ru> – Электронная библиотека Тех.Лит.ру. – Доступ с любого компьютера, подключенного к сети Интернет; <http://www.chem.msu.ru> – Химическая информационная сеть «Наука. Образование. Технология». – Доступ с любого компьютера, подключенного к сети Интернет; <http://ru.wikipedia.org> – Электронная свободная энциклопедия. – Доступ с любого компьютера, подключенного к сети Интернет; <http://www.kappaeng.com> "KAPPA. Petroleum Exploration and & Production" – Доступ с любого компьютера, подключенного к сети Интернет; <http://www.heriot-watt.ru> "Heriot-Watt University" (Нефтегазовый портал). – Доступ с любого компьютера, подключенного к сети Интернет.

Также рекомендуются следующие источники открытого доступа:

OnePetro —электронный ресурс, посвященный широкому сектору вопросов, связанных с нефтегазовой тематикой и объединяющий специализированные технические библиотеки в один удобный в использовании сайт и позволяющий искать и скачивать статьи различных

профессиональных сообществ в одном поисковом запросе. В СамГТУ обеспечен доступ к полнотекстовым статьям данного ресурса. Доступ к ресурсу: <https://onepetro.org>

Журналы издательства Taylor and Francis. Taylor and Francis международное книжное издательство со штаб-квартирой в Великобритании. Представляет собой одно из подразделений британской компании Informa. Специализируется на публикации академической литературы и научных журналов. Taylor & Francis ежегодно публикует более 1800 новых книг и 1000 журналов. Обеспечен полнотекстовый доступ к следующим журналам: Journal Petroleum Science and Technology, Journal Chemical Engineering Communications, Journal of Dispersion Science and Technology, Journal Energy Sources, Journal Geosystem Engineering и др. Доступ к ресурсу <http://tandfonline.com>

SpringerLink — это обширная сетевая платформа, предоставляющая доступ к более 5 миллионам источников в самом полном сетевом сборнике электронных книг, журналов, указателей, методик и баз данных в мире. В базе данных представлена информация по следующим отраслям знаний — химия и материаловедение, компьютерные науки, биологические науки, бизнес и экономика, экология, инженерия, гуманитарные и социологические науки, математика и статистика, медицина, физика и астрономия, архитектура и дизайн. <http://link.springer.com>

Журналы издательства Cambridge University Press (CUP). Тематика информационного ресурса: архитектура, биомедицинские технологии, бизнес и управление, вычислительная техника, кибернетика, электротехника и энергетика, геология, экология, охрана окружающей среды, математика, физика, экономика, образование, машиностроение, приборостроение, электроника и радиотехника, нанотехнологии, история, философия, языкознание, литературоведение, право, политика и международные отношения, психология, религиоведение, культура и искусство, социологические исследования. Доступ к ресурсу: <http://cambridge.org>

Журналы Royal Society of Chemistry. Тематика журналов охватывает все аспекты химических наук: органическая, аналитическая, физическая химия; биохимия; электрохимия; химические технологии и междисциплинарные области: биология, биофизика, энергетика и окружающая среда, техника, материалы, медицина и физика. Доступ к ресурсу: <http://rsc.org>

APS — American Physical Society — доступ к выпускам периодических изданий APS (Американского физического общества). Доступ к ресурсу: <http://www.aps.org>

Wiley Online Library — это контент-платформа нового поколения, обеспечивающая удобный интегрированный доступ к результатам более 200 лет исследований, где представлены полнотекстовые статьи электронных журналов и книг по естественным, гуманитарным, социологическим наукам и медицине. Библиотека включает в себя 1500 рецензируемых специалистами журналов, 11 500 электронных книг и более 125 справочных изданий различного объема, энциклопедий, руководств и словарей. Доступ к ресурсу: <http://onlinelibrary.wiley.com>

ChemSketch — удобный химический редактор для оформления курсовых проектов. Компания Advanced Chemical Development (ACD/Labs) предоставляет его в бесплатное пользование для образовательных целей. Для быстрого освоения редактором можно воспользоваться Demo Movies. <http://acdlabs.com/resources/freeware/chemsketch>

ISISDraw и SymyxDraw — химические редакторы, которые можно получить в бесплатное пользование после регистрации. <http://accelrys.com>

Журналы Американского Химического Общества — Energy & Fuels, Industrial & Engineering Chemistry, Journal of Chemical & Engineering Data, Journal of Chemical Information and Modeling и т.д. <http://pubs.acs.org>.

Перечень учебной литературы рекомендованной для выполнения курсового проекта: Силин М.А., Магадова Л.А., Цыганков В.А., Мухин М.М., Давлешина Л.Ф. Кислотные обработки пластов и методики испытания кислотных составов. М: РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина 2011 г.; Р.Х. Муслимов нефтеотдача: прошлое, настоящее, будущее «Фен» 2012 г.; В.Н. Глущенко, М.А. Силин Нефтепромысловая химия т.1: Растворы электролитов Интерконтакт Наука 2009 г.; Захаров В.П., Исмагилов Т.А., Телин А.Г., Силин М.А. Нефтепромысловая химия. Регулирование фильтрационных потоков водоизолирующими технологиями при разработке нефтяных месторождений М: РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина 2011 г.; Магадова Л.А., Силин М.А., Глущенко В.Н. Нефтепромысловая химия. Технологические аспекты и материалы для гидроразрыва пласта М: РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина 2012 г.; Башкатова С.Т., Казанская А.С., Винокуров В.А. Теоретические основы использования растворов полимеров в нефтегазовой отрасли М: РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина 2005 г.; В.Н. Маньрин, И.А.Швецов Физико-химические методы увеличения нефтеотдачи при заводнении 2002 г.; М.Л. Сургучев Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов Недра 1985 г.; М.Л. Сургучев, С.А. Жданов Изучение особенностей применения методов повышения нефтеотдачи пластов; Б.А. Колотилин. Экономическая оценка организационно- технических мероприятий по повышению нефтеотдачи пластов на эксплуатационном объекте, Самара, СамГТУ, 2010 г.

Пример задания на выполнение курсового проекта

ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ
ВЫСШЕГО ПРОФЕССИОНАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ
САМАРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ
Нефтетехнологический факультет
Кафедра «Разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений»

Утверждаю «__» _____ 20__ г. Зав. кафедрой _____ В.В. Коновалов

**ЗАДАНИЕ НА КУРСОВОЙ ПРОЕКТ ПО ДИСЦИПЛИНЕ
«МЕТОДЫ СТИМУЛИРОВАНИЯ ПЛАСТА И СКВАЖИН»**

Магистрант _____ Направление подготовки _____ курс ____ группа _____

**Тема проекта «ПРОЕКТИРОВАНИЕ ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКОГО МЕРОПРИЯТИЯ
(УКАЗЫВАЕТСЯ КОНКРЕТНЫЙ ТИП) НА _____ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ПЛАСТЕ,
ОБЪЕКТЕ)».**

Пример содержание курсового проекта:

Введение

1. Геология и физико-химические свойства скважинной продукции

- 1.1 Общие сведения о месторождении
- 1.2 Геолого-физическая характеристика продуктивного пласта
- 1.3 Физико-химические свойства скважинной продукции

Выводы по разделу

2. Техничко-технологическая часть

2.1 Литературно-патентный обзор на тему _____

2.2 Состояние и проектирование разработки пласта (объекта) _____ месторождения

- 2.2.1 Основные этапы проектирования месторождения
- 2.2.2 Анализ текущего состояния разработки, сопоставление проектных и фактических показателей
- 2.2.3 Анализ эффективности применяемых методов ПНП и ИДН

2.3 Разработка рекомендаций и обоснование выбора метода воздействия на пласт для геолого-физических условий пласта _____ месторождения

- 2.3.1 Критериальный анализ основных характеристик пласта, физико-химических характеристики нефти, пластовой и закачиваемой воды с целью выбора ГТМ.
- 2.3.2. Обоснование выбора метода воздействия на пласт и оценка критериев применимости метода в геолого-технических условиях месторождения

2.4 Проектирование ГТМ на выбранном объекте

- 2.4.1 Обоснование выбора опытного участка (скважины кандидата) месторождения для реализации метода воздействия на пласт.
- 2.4.2 Технический расчет геолого-технического мероприятия
- 2.4.3 Определение объема дополнительно добытой нефти после воздействия на пласт
- 2.4.4 Рекомендации по технологии проведения ГТМ

Выводы по разделу

3. Техничко-экономическая часть.

- 3.1 Обобщенная оценка структуры затрат на реализацию геолого-технического мероприятия.
- 3.2 Оценка экономической эффективности предлагаемого проектного решения.

Выводы по разделу

Заключение

Список использованных источников

Приложения

Обязательный графический материал: Краткие сведения о геолого-физических свойствах пласта и физико-химических свойствах скважинной продукции; обоснование выбора метода воздействия на пласт, сопоставление критериев применимости выбранного метода и геолого-физических условий месторождения; обоснование выбора участка (скважины) для проведения ГТМ, результаты выполненных расчетов; технико-экономические показатели предлагаемого проектного решения.

Дата выдача задания _____ 20__ г.
Дата защиты _____ 20__ г.

Руководитель	_____	_____
	Подпись	Инициалы, фамилия
Магистрант	_____	_____
	Подпись	Инициалы, фамилия

Рис. 1. - Пример типового задания на выполнение курсового проекта

Рекомендации и примеры выполнения разделов курсового проекта

Техническое задание к курсовому проекту утверждается руководителем после согласования исходных данных собранных магистрантом при прохождении практики. Допускается изменение содержания курсового проекта, если для его выполнения возможно использование экспериментальных данных, полученных магистрантом в ходе выполнения научно-исследовательской работы. При выполнении литературно-патентного обзора рекомендуется проводить анализ российских и зарубежных источников литературы за последние 5-7 лет. При выполнении обзора обязательным является проработка не менее 20 статей из российских и зарубежных изданий. Общий объем курсового проекта составляет от 60 до 75 страниц, без учета приложений.

Введение

Источник информации: учебная и научно-периодическая литература. Объем введения – от 3 до 5 стр. Введение направлено на освещение современного состояния и на установление роли методов увеличения нефтеотдачи пластов при разработке нефтяных месторождений. Введения должно содержать цели и задачи выполняемого курсового проекта.

1. Геология и физико-химические свойства скважинной продукции.

Источник информации: геологическая часть проектных документов (технологическая схема, проект разработки). Рекомендуемый объем раздела 25-30 стр.

1.1 Обобщенные сведения о месторождении

В данном разделе указывают географическое и административное положение месторождения (представляется краткая характеристика географического положения месторождения, обзорная карта месторождения).

Пример

В административном отношении _____ месторождение расположено на территории _____ района _____ области в _____ км к северу от г. _____ и 24 км к северу от райцентра с. _____ (рис. 1.1. Обзорная карта месторождения).

Площадь горного отвода составляет _____ км².

Территория района месторождения густо населена. В непосредственной близости от месторождения находятся населенные пункты: _____. Связь между ними, а также областным и районным центром осуществляется по асфальтированным дорогам. В _____ км на юго-восток от месторождения проходит автотрасса федерального значения _____. Ближайшая железнодорожная станция _____ расположена в _____ км на юго-запад от месторождения. В _____ км юго-западнее месторождения расположен международный аэропорт «Курумоч». Район работ, в основном, сельскохозяйственный, с развитым нефтедобывающим сектором.

К ближайшим месторождениям, находящимся в разработке и числящимся на балансе _____ относятся: _____.

В орографическом плане рассматриваемая территория приурочена к водоразделу рек _____ и _____. Местность представляет собой всхолмленную равнину, изрезанную овражно-балочной сетью. Абсолютные отметки рельефа изменяются от +80 м до +200 м.

Район _____ месторождения расположен в лесостепной зоне и характеризуется континентальным климатом: довольно жарким летом и холодной снежной зимой. По многолетним наблюдениям метеорологической станции, абсолютный годовой минимум температуры воздуха в январе достигал минус _____⁰, а в июле температура повышается до _____⁰, среднегодовая температура воздуха минус _____. Пищевое и техническое водоснабжение осуществляется как из естественных водоемов (реки _____), так и из скважин. Западнее территории месторождения, в пойме р. _____ встречаются заболоченные участки.

Район _____ месторождения расположен в сейсмически спокойной зоне. Вблизи месторождения проходят линии электропередач. Через территорию месторождения проходит газопровод _____, южнее проходит аммиакопровод _____, а в 29 км юго – восточнее месторождения проходит нефтепровод _____.

Полезные ископаемые, выходящие на дневную поверхность в описываемом районе, представлены строительными материалами: известняками, доломитами, мергелем, глинами, галечником, гравием, суглинками и песком.

Месторождение открыто в _____ году при освоении скважины _____, заложенной на _____ куполе. _____ нефтяное месторождение относится к _____ месторождений _____ области и числится на балансе _____. Его разработку осуществляет _____, расположенное в г. _____, на основании «Лицензии на право пользования недрами».

Добыча нефти ведется из пласта _____ горизонта. В целом по месторождению с начала разработки по _____ - гг. добыча нефти составила _____ тыс. т, растворенного газа _____ млн. м³.

1.2 Геолого-физическая характеристика продуктивного пласта

В данном подразделе кратко указываются основные сведения о геологическом строении месторождения и залежей: стратиграфия, тектоника, геологическое строение продуктивного пласта; гидрогеологическая, физико-гидродинамическая характеристика продуктивного пласта; литолого-петрографическая характеристика пород продуктивного пласта; коллекторские свойства пласта; коэффициент вытеснения нефти водой; запасы нефти и растворенного газа и т.д. С целью снижения объема информации, рекомендуется предоставление материала только по продуктивному пласту выбранного для анализа. В подразделе должна быть представлена систематизация информации по основным геолого-физическим характеристикам месторождения (пласта).

Пример

Геологическое строение месторождения и залежей

Осадочный чехол на _____ месторождении сложен породами среднего и верхнего девона, каменноугольными, пермскими, четвертичными образованиями и залегает на породах кристаллического фундамента архейского возраста.

Мощность осадочного чехла на территории _____ месторождения составляет 2830 м.

Стратиграфия

Стратиграфическое расчленение разреза проведено в соответствии с Решением Межведомственного регионального стратиграфического совещания по среднему и верхнему палеозою Русской платформы 1988 года (стратиграфическая схема 1990 года).

Стратиграфическое описание разреза приведено по данным обработки промыслово-геофизических материалов и керна непосредственно _____ месторождения, а также по материалам структурного бурения на _____ площади [].

В основании осадочной толщи залегают породы кристаллического фундамента, представленные гнейсами серыми, зелёными, кристаллическими и гранитогнейсами серыми до чёрных. К кровле кристаллического фундамента приурочен отражающий горизонт «А». Максимальная вскрытая толщина пород фундамента 53 м.

Отложения девонской системы представлены средним и верхним отделами. Нижний отдел в разрезе отсутствует.

Отложения среднего девона, залегающие с размывом на породах кристаллического фундамента, представлены старооскольским надгоризонтом, который в свою очередь подразделяется на воробьёвский, ардаатовский и муллинский горизонты.

Воробьёвский горизонт представлен породами терригенного комплекса - глинами серыми до тёмно-серых, слюдистыми, алевритистыми. Мощностью 8-56 м.

Ардаатовский горизонт сложен известняками тёмно-серыми, плотными, мелкокристаллическими (репер «остракодовый известняк»), глинами тёмно-серыми и бурыми, тонкослоистыми, в нижней части песчаниками серыми, мелкозернистыми, алевритистыми, водоносными. Мощностью 72-74 м.

Муллинский горизонт представлен глинами тёмно- и зеленовато-серыми, плотными и алевролитами тёмно-серыми, плотными. Мощностью 13-26 м.

В отложениях верхнего девона выделены франкий и фаменский ярусы.

Нижнефранкий подъярус франского яруса представлен породами пашийского и тиманского горизонтов.

Пашийский горизонт представлен толщей переслаивающихся терригенных пород: глин тёмно-серых и серых, алевролитистых и плотных, песчаников светло-серых и серых, кварцевых, мелкозернистых, прослоями сильно глинистых, водонасыщенных, алевролитов тёмно-серых, плотных, крепких. Мощность 49-61 м.

Тиманский горизонт сложен глинами тёмно-серыми, зеленовато-серыми, алевролитистыми, с прослоями алевролитов серых, тёмно-серых, плотных, крепких, прослоями известковистых, а также песчаников светло-серых, слабо глинистых. В подошве горизонта залегает 2-3 метровый известняк (репер «кинжал»). К поверхности тиманского горизонта приурочен отражающий горизонт «Д». Мощность 198-210 м.

Среднефранкий подъярус сложен отложениями саргаевского и доманиковского горизонтов.

Саргаевский горизонт представлен известняками серыми и темно-серыми, скрытокристаллическими, глинистыми, плотными, крепкими, с прослоями тёмно-серых глин. Мощность 41-46 м.

Доманиковский горизонт сложен известняками серыми и тёмно-серыми, плотными, крепкими с прослоями глин тёмно-серых до чёрных, слабо известковистых. Мощность 21-31 м.

Верхнефранкий подъярус представлен мендымским и евлановским+ливенским горизонтами.

Мендымский горизонт сложен известняками серыми и светло-серыми, скрытокристаллическими, участками трещиноватыми, местами глинистыми и доломитами серыми с включением ангидрита. Мощность 91-107 м.

Евлановский + ливенский горизонты представлены известняками серыми, светло-серыми и темно-серыми, кристаллическими и мелкокристаллическими, участками глинистыми, трещиноватыми, с прослоями глины чёрной, известковистой. Мощность 102 -124 м.

Среднефаменский подъярус представлен данково+лебядинским горизонтами. Данково+лебядинский горизонты сложены известняками серыми и светло-серыми, кристаллическими, плотными, крепкими, участками глинистыми с прослоями доломитов тёмно-серых, плотных, средней крепости. Известняки и доломиты часто содержат прослои ангидрита белого. Мощность 135-191 м.

Нижнефаменский подъярус представлен отложениями заволжского надгоризонта, сложенными известняками серыми, плотными, крепкими. Мощность 55-87 м.

Каменноугольные отложения представлены всеми тремя отделами - нижним, средним и верхним.

Нижний отдел сложен породами турнейского, визейского, серпуховского ярусов.

В турнейский ярус входят малевский, упинский, черепетский и кизеловский горизонты. Литологически ярус сложен карбонатными породами. Известняки серые, тёмно-серые, неравномерно-глинистые, микрокристаллические, участками трещиноватые, участками с единичными выпотами густой окислившейся нефти, с маломощными прослоями доломитов и глин тёмно-серых, плотных тонкослоистых. Мощность 171-218 м.

Визейский ярус представлен породами косьвинского, радаевского, бобриковского, тульского, алексинского+михайловского+венецкого горизонтов.

Косьвинский горизонт представлен пачкой глин мощностью около 8 м.

Радаевский горизонт представлен песчаниками серыми водонасыщенными и глинами мощностью до 26 м. Отложения Косьвинского и Радаевского горизонтов развиты в пределах Центрального и Восточного куполов.

Бобриковский горизонт сложен песчаниками серыми, мелкозернистыми, высокопроницаемыми, пористыми, алевролитами тёмно-серыми, глинистыми, участками пиритизированными, глинами чёрными, известковистыми. В кровле бобриковского горизонта залегает нефтенасыщенный пласт Б₂, в подошве водонасыщенный пласт Б₃. К поверхности бобриковского горизонта приурочен отражающий горизонт «У». Мощность 30-81 м.

Тульский горизонт представлен известняками серыми, темно-серыми до чёрных, мелкокристаллическими, с прослоями глин тёмно-серых и алевролитов светло-серых, плотных, прослоями известковистых. В подошве горизонта прослеживается пачка плотных окремнелых известняков, известная как репер «плита». Мощность 28-39 м.

Алексинский+михайловский+венецкий горизонты представлены доломитами серыми и тёмно-серыми, кристаллическими, плотными, неравномерно записованными с прослоями известняков серых, кристаллических, трещиноватых. Отмечается ангидритизация и записованность пород. Мощность 155-184 м.

Серпуховский ярус сложен породами тарусского, стешевского, протвинского горизонтов и представлен известняками серыми и тёмно-серыми, микрокристаллическими, плотными, изредка глинистыми, участками окремнелыми, с редкими прослоями доломитов. В подошве яруса залегают глины тарусского горизонта тёмно-серые, с прослоями алевролитов. К поверхности тарусского горизонта приурочен отражающий горизонт «Тр». Мощность 155-199 м.

Средний отдел представлен башкирским и московским ярусами.

Башкирский ярус представлен известняками серыми и светло-серыми, кристаллическими, плотными, трещиноватыми, иногда мелкокавернозными, глинистыми, участками, загипсованными с маломощными прослоями глин, местами отмечаются выпоты нефти. В кровле башкирского яруса залегают водонасыщенный пласт А₄. К поверхности башкирского яруса приурочен отражающий горизонт «Б». Мощность 67-89 м. Московский ярус представлен отложениями верейского, каширского, подольского, мячковского горизонтов.

Верейский горизонт сложен глинами тёмно-серыми, тонкослоистыми, плотными, известковистыми, алевролитами серыми и тёмно-серыми, плотными, с прослоями песчаников серых, зеленовато-серых, кварцевых, мелкозернистых, известняками светло-серыми, плотными, органогенно-обломочными. К кровле верейского горизонта приурочен отражающий горизонт «В». Мощность 58-64 м.

Каширский горизонт представлен известняками светло-серыми, серыми, плотными, мелко- и скрытокристаллическими, с тонкими глинистыми прослоями и подчинёнными прослоями доломитов кристаллических и реже мергелей известковистых. Мощность 102-113 м.

Подольский горизонт сложен известняками серыми и светло-серыми, органогенно-обломочными и пелитоморфными, прослоями глинистыми и доломитовыми до перехода в доломиты, участками перекристаллизованными и окремнелыми. Мощность 91-116 м.

Мячковский горизонт сложен известняками серыми, органогенно-обломочными, пористо-кавернозными с прослоями доломитов пелитоморфных. Мощность 85-135 м.

Верхний отдел представлен породами касимовского+гжельского ярусов.

Касимовский+Гжельский ярусы представлены породами карбонатного комплекса: известняками серыми и коричневато-серыми, пелитоморфными, участками органогенно-обломочными и трещиноватыми с прослоями доломитов светло-серых, серых, микрокристаллических и пелитоморфных, с включениями голубовато-серого ангидрита. Мощность от 315 до 390 м.

Пермские отложения представлены двумя отделами - нижним и верхним.

Нижний отдел сложен ассельским, сакмарским+артинским ярусами.

Ассельский ярус сложен преимущественно доломитами светло-серыми, серыми, плотными, участками пористыми и трещиноватыми, известняками серыми, органогенно-обломочными, плотными, с включением гипса и ангидрита. Мощность 98-105 м.

Сакмарский+артинский ярусы представлены переслаиванием известняков, доломитов, с прослоями ангидритов и мергелей. Известняки серые, тёмно-серые, скрытокристаллические. Доломиты светло-серые, пелитоморфные, микрокристаллические. Ангидриты голубовато-серые, в различной степени загрязнённые глинистым и доломитовым материалом. Мергели тёмно-серые, плотные. Мощность 46-80 м.

Верхний отдел сложен отложениями казанского и татарского ярусов.

Казанский ярус представлен породами калиновской, гидрохимической, сосновской, сокской свит и переходной толщи.

Калиновская свита сложена известняками и доломитами серыми и светло-серыми, пелитоморфными и микрокристаллическими с тонкими прослоями гипса. В подошве залегают мергели серые и тёмно-серые, известковистые. Мощность 61-85 м.

Гидрохимическая свита представлена, в основном, ангидритами голубовато-серыми, кристаллическими, трещиноватыми и подчинёнными прослоями тёмно-серого доломита. В кровле и подошве гипс белый. Мощность 6-12 м.

Сосновская свита сложена доломитами светло- и тёмно-серыми, пелитоморфными, известняками серыми и светло-серыми, плотными, гипсами белыми и серыми, с гнездами и прослоями ангидрита и тонкими прослоями глин серых, алевролитистых.

Мощность 44-51 м.

Переходная толща сложена мергелями доломитовыми, серыми, бурыми, плотными, реже доломитами глинистыми с прослоями гипса. Мощность 21-28 м.

Сокская свита сложена, преимущественно, мергелями зеленовато-серыми и коричневато-бурыми, плотными, трещиноватыми и глинами буровато-коричневыми, жирными, с подчинёнными прослоями алевролитов, доломитов и гипсов.

Мощность 36-52 м.

Татарский ярус представлен породами большекинельской и аманакской свит. Основное участие в строении яруса принимают глины. В толще глины встречаются прослои песчаников, алевролитов и мергелей. Все породы имеют буровато-коричневую окраску. Глины прослоями известковистые или доломитизированные, алевролиты глинистые, слюдистые. Мощность 132-174 м.

Четвертичная система представлена жёлто-бурными известковистыми суглинками и супесями желтовато-коричневыми, пылеватыми с прослоями песков грязно-серых, мелкозернистых с включением гальки. Мощность 0-15 м.

Тектоника

В региональном тектоническом плане _____ месторождение приурочено к Сокской седловине - крупному тектоническому элементу I порядка.

По отложениям нижнего карбона месторождение приурочено к юго-западному борту Усть-Черемшанского прогиба Камско-Кинельской системы прогибов. Тектоническое строение месторождения освещено результатами структурного бурения, сейсморазведочных работ, глубокого поисково-разведочного и эксплуатационного бурения.

Тектоническое строение площади по верхним горизонтам изучено структурным бурением.

Строение площади по отражающим горизонтам карбона и девона изучено сейсморазведкой МОВ и МОГТ. Последние сейсморазведочные работы проведены в 1987 году сейсморазведкой №8/85-86 на Ниновской площади [].

_____ поднятие имеет многокупольное строение. По всем опорным горизонтам палеозоя оно состоит из трёх небольших по размерам поднятий (Центрального, Восточного и Южного (Гуровского)).

Отработанные на Ниновской площади профили позволили уточнить строение ранее намеченного работами МОВ Гуровского купола.

По отражающему горизонту «У» он представляется в виде замкнутого поднятия, ограниченного изогипсой минус 1460 м.

Промышленное скопление нефти приурочено к пласту Б2 бобриковского горизонта. Многокупольное строение _____ поднятия подтверждается различным гипсометрическим положением водонефтяного контакта на каждом из поднятий.

Тектоническое строение _____ месторождения характеризуется соответствием структурных планов по всем опорным горизонтам палеозоя и кристаллического фундамента с усилением морфологической выраженности вниз по разрезу.

Геологическое строение продуктивных пластов

В составе _____ месторождения выделяется три купола: Центральный, Восточный и Южный (Гуровский).

В кровельной части отложений бобриковского горизонта выделяется нефтенасыщенный пласт Б2, сложенный песчаниками кварцевыми, в основном мелкозернистыми, реже разномерными, участками алевролитистыми, в различной степени отсортированными, разделенными более плотными породами (в основном алевролитами и глинами). Покрывкой залежи служат известняки темно-серые, расположенные в нижней части отложений тульского горизонта (репер «плита») и глинистые породы верхней части бобриковского горизонта. Полного замещения коллекторов непроницаемыми породами ни в одной скважине не наблюдается.

Центральный купол

Пласт залегает на глубине 1645 м. Общая толщина пласта изменяется от 22,9 м (скв. №55) до 41,4 м (скв. №101). Эффективная толщина меняется от 18,9 м в скв. №72 до 34,5 м в скв. №101 м. В контуре нефтеносности пласт состоит из 1-7 проницаемых пропластков мощностью от 0,4 до 31,6. Мощность плотных пропластков изменяется от 0,1 до 5,1 м.

В нефтенасыщенной части пласт, в основном, представлен монолитным или слабо расчленённым по мощности высокопроницаемым песчаником. Общая нефтенасыщенная толщина пласта меняется от 1,2 (скв. №21) до 29,8 м (скв. №67). Эффективная нефтенасыщенная толщина меняется от 1,2 м в скв. №21 и достигает в сводовой скважине №67 - 26,2 м. Количество нефтенасыщенных прослоев варьирует от 1 до 4, их мощность изменяется от 0,4 до 23,5 м. Мощность плотных прослоев изменяется от 0,6 до 3,8 м. Коэффициент песчаности 0,97, расчленённость 1,4.

Промышленная нефтеносность пласта доказана опробованием ряда скважин, в результате опробования получены притоки нефти дебитом от 1 м³/сут (скв. 107) до 80 м³/сут (скв. 103).

Положение ВНК установлено по комплексу ГИС с учетом данных керна и результатам опробования в колонне.

Притоки безводной нефти получены на абсолютных отметках от минус 1452,1 м в скважине №49 до минус 1476,6 м в скважине №59. Водонефтяной контакт фиксируется в диапазоне абс. отметок от минус 1476,4 (скв. 21) до минус 1478,2 (скв. 19).

На основании вышеизложенного, положение водонефтяного контакта, как и в предыдущем подсчете запасов, принято на абс. отметке минус 1477,0 м.

Залежь по типу является неполнопластовой. Размер залежи 4,2x1,8 км, этаж нефтеносности 31,5 м. Разработка Центрального купола осуществляется с 1980 года.

Таблица 1 - Геолого-физические характеристики продуктивного пласта _____ месторождения

Параметры	Центральный купол
Средняя глубина залегания кровли, м	
Тип залежи	
Тип коллектора	
Площадь нефтегазоносности, тыс. м ²	
Средняя общая толщина, м	
Средневзвешенная общая нефтенасыщенная толщина, м	
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м	
Средневзвешенная эффективная нефтенасыщенная толщина, м	
Коэффициент пористости, доли ед.	
Коэффициент нефтенасыщенности, доли ед.	
Проницаемость, мкм ²	
Коэффициент песчаности, доли ед.	
Расчлененность	
Начальная пластовая температура, °С	
Начальное пластовое давление, МПа	
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	
Плотность нефти в пластовых условиях, т/м ³	
Плотность нефти в поверхностных условиях, т/м ³	
Абсолютная отметка ВНК, м	
Объемный коэффициент нефти, доли ед.	
Содержание серы в нефти, %	
Содержание парафина в нефти, %	
Давление насыщения нефти газом, МПа	
Газовый фактор, м ³ /т	
Содержание сероводорода в нефти после дифференциального разгазирования, %	
Вязкость воды в пластовых условиях, мПа·с	
Плотность воды в пластовых условиях, т/м ³	
Плотность воды в стандартных условиях, т/м ³	
Плотность газа по воздуху, доли ед.	
Сжимаемость, 1/МПа·10 ⁻⁴	
-нефти	
-воды	
-породы	
Коэффициент вытеснения, доли ед.	

Таблица 2 - Характеристика толщин и неоднородности продуктивного пласта

Параметр	Показатели	Центральный купол
Общая толщина, м	Среднее значение	
	Коэфф. вариации, доли ед.	
	Интервал изменения	от до
Эффективная нефтенасыщенная толщина, м	Среднее значение	
	Средневзвешенная	
	Коэфф. вариации, доли ед.	
	Интервал изменения	от до
Эффективная газонасыщенная толщина, м	Среднее значение	
	Коэфф. вариации, доли ед.	
	Интервал изменения	от

Параметр	Показатели		Центральный купол
		до	
Эффективная водонасыщенная толщина, м	Среднее значение		
	Коэфф. вариации, доли ед.		
	Интервал изменения	от	
до			
Коэффициент песчаности, доли ед.	Среднее значение		
	Коэфф. вариации, доли ед.		
	Интервал изменения	от	
до			
Расчлененность	Среднее значение		
	Коэфф. вариации, доли ед.		
	Интервал изменения	от	
до			

Литолого-петрографическая характеристика пород продуктивного пласта

Литолого-петрографическая характеристика продуктивного пласта __ дана на основании фактического материала, включающего первичное описание керна, данные исследований шлифов и результаты гранулометрического анализа, приведенных в выполненном в 20__ году пересчете запасов [].

Пласт __ залегает в верхней части бобриковского горизонта и сложен песчаниками, разделенными алевролитами и глинами на несколько проницаемых прослоев. Покрышкой залежи служат известняки темно-серые до черных, кристаллические, глинистые, иногда кремнеземные, плотные, крепкие, расположенные в нижней части отложений тувльского горизонта и глинистые породы верхней части бобриковского горизонта.

Песчаники продуктивной части пласта __ коричневато-серые и буровато-коричневые. По данным микроскопических исследований песчаники мономинеральные, кварцевые, в основном мелкозернистые, реже разнозернистые (крупно-среднезернистые и средне-мелкозернистые), участками алевролитистые.

Степень отсортированности зерен по разрезу и по площади различна. Зерна кварца округлые и удлиненные, угловатые, часто полуокатанные, реже окатанные. Диаметр зерен от 0,08 до 0,6-0,8 мм.

В разнозернистых песчаниках преобладающий диаметр зерен 0,28-0,45мм, в мелкозернистых – 0,10-0,15 мм. Межзерновые контакты точечные, реже линейного типа. Укладка зерен свободная. Текстура неясно-слоистая.

Цемент глинистый, прослоями карбонатный. Участками песчаники очень рыхлые, слабосцементированные, при легком надавливании разрушаются.

Поры разнообразной формы, чаще неправильной. Поры образованы гранями 3-4 зерен. Диаметр пор от 0,02-0,04 мм до 0,1-0,2 мм, иногда до 0,3-0,4 мм. Поры соединяются между собой узкими короткими канальцами.

Пористость, проницаемость и нефтенасыщенность

Фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) и начальная нефтенасыщенность продуктивного пласта __ месторождения приняты на основе данных пересчета запасов 20__ года [].

Пористость (K_p) продуктивного пласта определялась по керну и по материалам промыслово-геофизических исследований скважин (ГИС). Начальная нефтенасыщенность (K_n) оценивалась по материалам ГИС – по удельным электрическим сопротивлениям (УЭС) пород. Проницаемость изучалась по керну и гидродинамическими методами (ГДИ).

Лабораторные анализы керна выполнялись в институте «Гипровостокнефть», ЦНИЛе объединения «Куйбышевнефть», и лаборатории физики нефтяного пласта института «СамараНИПИнефть».

Емкостная характеристика по керну определялась методом жидкостенасыщения по Преображенскому. В пределах пласта по трем куполам на пористость было 197 образцов из эффективной нефтенасыщенной части пласта, учтенных при расчете средних значений.

Проницаемость определялась методами стационарной фильтрации газа в направлении параллельном и перпендикулярном напластованию. По трем куполам пласта проанализировано 124 образца из эффективной нефтенасыщенной части пласта, учтенных при расчете средних значений.

Расчет средних значений фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) пласта по керну при пересчете запасов производился по совокупности образцов, попавших при привязке к разрезу в интервалы эффективных нефтенасыщенных толщин, с учетом нижних пределов коллекторских свойств.

Из-за отсутствия достаточного объема комплексной информации по керну, ГИС и гидродинамике нижний предел проницаемости ($K_{пр,н}$) принимался равным $0,001 \text{ мкм}^2$ - по аналогии с рядом месторождений Самарской области, для которых нижние пределы коллекторских свойств были обоснованы и прошли экспертизу ГКЗ.

Оценка нижнего предела пористости ($K_{п,н}$) производилась по корреляционным зависимостям между пористостью и проницаемостью определенной // и напластованию, установленным статистической обработкой данных ФЕС собственного керна, отобранного из нефтенасыщенной части пласта.

Пористость и начальная нефтенасыщенность продуктивной части пласта __ определялась по данным ГИС (методами НГК и УЭС) по 54 скважинам (140 определений) на Центральном куполе. По удельным электрическим сопротивлениям пород начальная нефтенасыщенность определялась с использованием петрофизических зависимостей между параметром пористости и пористостью и параметром насыщения и водонасыщенностью, установленным по данным электрометрических исследований 36 образцов керна.

Гидродинамические исследования скважин производились в 18 скважинах.

Среднеарифметические значения пористости и проницаемости, рассчитанные по кондиционным образцам керна из эффективных интервалов пласта __, представлены на рис.1-2.

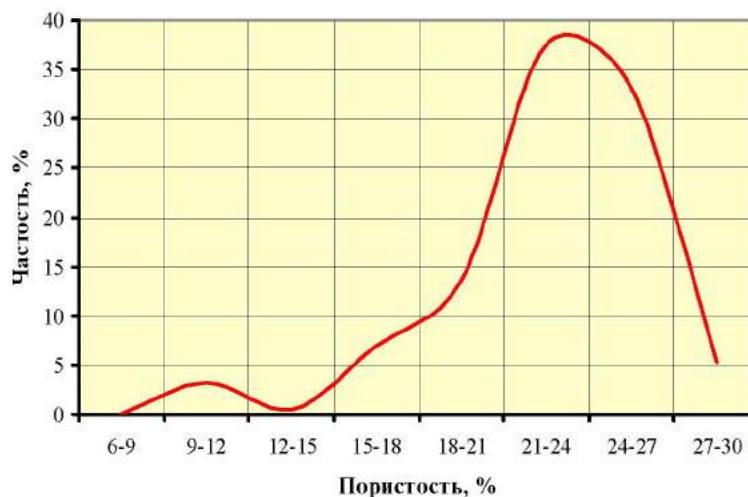


Рис.2 - Распределение пористости по керну пласта

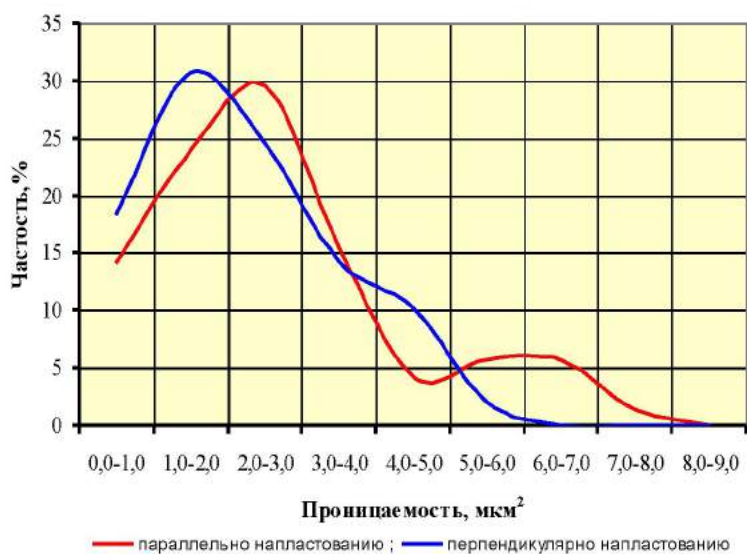


Рис.3. - Распределение проницаемости по керну

Оценка начальной нефтенасыщенности продуктивного пласта __ по данным ГИС (по УЭС) производилась с использованием уравнений петрофизических зависимостей параметра пористости от пористости $P_n = f(K_n)$ и параметра насыщения от водонасыщенности $P_n = f(\alpha_w)$, установленных по результатам лабораторных электрометрических исследований 36 образцов керна (таблица 3).

Таблица 3 - Петрофизические зависимости $P_n = f(K_n)$ и $P_n = f(\alpha_w)$

Пласт	Уравнения зависимостей	
	$P_n = f(K_n)$	$P_n = f(\alpha_w)$
Б ₂	$P_n = 1,0757 \cdot K_n^{-1,6279}$	$P_n = 0,6885 \cdot \alpha_w^{-2,0433}$

По комплексу керновых и геофизических данных и с учетом результатов моделирования средние значения пористости для залежей пласта __ месторождения приняты равными: на Центральном куполе – 23%, Восточном – 23% и Южном – 22%.

Среднее значение начальной нефтенасыщенности пласта __ на Центральном, Восточном и Южном куполах принято по данным моделирования (как средневзвешенное по объему) равным 94%.

Среднее значение проницаемости // напластованию на Центральном куполе принято равным 2,640 мкм² - с учетом значительного объема определений по керну (72 определения). Принятые значения пористости нефтенасыщенной части пласта Б₂ на Восточном и Центральном куполах совпадают (23,0%). Поэтому, среднее значение проницаемости // напластованию для нефтенасыщенной части пласта на Восточном куполе по аналогии принято равным 2,640 мкм². На Южном куполе, где принятое значение пористости (22,0%) меньше чем на Центральном, принятое значение проницаемости (2,022 мкм²) рассчитывалось по корреляционной зависимости.

Полнота вытеснения нефти водой по пласту __ месторождения оценивалась:

- по результатам определения водонефтенасыщенности 13 образцов запарафинированного керна, отобранного при бурении на обычном глинистом растворе и промытого при выбурировании фильтратом бурового раствора;

- в лабораторных условиях - путем моделирования процесса вытеснения нефти водой в соответствии с требованиями ОСТ 39-195-86 [] на составной модели пласта, смонтированной из 6 стандартных образцов собственного керна.

Перед лабораторным испытанием отдельные образцы керна насыщались моделью пластовой воды с плотностью 1,157 г/см³ и вязкостью 1,329 мПа·с при пластовой температуре 31°С и методом центрифугирования в них создавалась остаточная водонасыщенность.

При давлении испытания через модель пласта фильтровался керосин, который замещался моделью нефти, прокачкой ее через составной образец в количестве, превышающем 10 объемов пор образца.

Модель нефти была приготовлена добавлением неполярного керосина к дегазированной поверхностной пробе нефти. При температуре испытания 31°С, равной температуре пласта, вязкость модели нефти составляла 62,7 мПа·с, плотность - 0,922 г/см³.

По завершении фильтрации нефти образец выдерживался в течение 48 часов при термобарических условиях, соответствующих пластовым.

В качестве вытесняющего агента использовалась указанная выше модель пластовой воды. Вытеснение осуществлялось при пластовой температуре с постоянной скоростью до полного обводнения выходящей жидкости.

По окончании испытания отдельные образцы помещались в экстракционные аппараты (приборы Закса) для определения остаточной нефтенасыщенности ($K_{он}$).

Величина коэффициента вытеснения ($K_{выт}$) для каждого образца рассчитывалась по уравнению

$$K_{выт} = (K_n - K_{он}) / K_n,$$

где K_n - начальная нефтенасыщенность образца.

Объединенный массив данных достаточно хорошо аппроксимируется линией регрессии, описываемой уравнением

$$K_{выт} = 0,3592 \times \text{Lg}(K_{np}) + 0,5086 \text{ (коэффициент корреляции } r = 0,839)$$

Полученная зависимость использовалась при пересчете запасов для оценки значений коэффициента вытеснения нефти по средним значениям проницаемости продуктивных зон пласта.

Рекомендуемые для залежей пласта __ месторождения значения коэффициента вытеснения нефти водой, рассчитанные по приведенному выше аналитическому уравнению зависимости, представлены в таблице 4.

Таблица 4 - Параметры, рекомендуемые для оценки запасов и коэффициентов извлечения нефти

Купол	Пористость, д.ед.	Принятое значение проницаемости, мкм ²	Принятое значение начальной нефтенасыщенности, д.ед.	Расчетное значение остаточной нефтенасыщенности, д.ед.	Коэффициент вытеснения, д.ед.
Центральный					

1.3 Физико-химические свойства скважинной продукции

В данном подразделе указывают результаты лабораторных исследований пластовых флюидов - пластовой нефти, физико-химическая характеристика дегазированной нефти, компонентный состав нефтяного газа, дегазированной и пластовой нефти; свойства и состав пластовых вод, а также закачиваемых вод для целей ППД.

Пример

Физико-химические свойства нефти и газа пласта _____ месторождения определены по данным исследований 21 глубинной пробы из 20 скважин и 30 поверхностных проб из 21 скважины.

По результатам исследований и расчётов приняты следующие параметры нефти и газа пласта: плотность пластовой нефти – 894,0 кг/м³, давление насыщения нефти газом при пластовой температуре (31,2°С) – 4,09 МПа, газосодержание – 7,73 м³/т, динамическая вязкость пластовой нефти – 62,67 мПа·с.

После дифференциального разгазирования при рабочих условиях сепарации плотность нефти составила 907,0 кг/м³, газовый фактор – 6,67 м³/т, объёмный коэффициент – 1,023, динамическая вязкость разгазированной нефти – 117,12 мПа·с.

Мольное содержание компонентов в смеси газов, выделившихся из нефти при дифференциальном разгазировании в рабочих условиях: сероводорода – 5,64%, углекислого газа – 5,61%, азота – 59,78%, гелия – 0,060%, метана – 7,55%, этана – 13,94%, пропана – 3,32%, высших углеводородов (пропан + высшие) – 7,48%. Относительная плотность газа по воздуху – 1,061, а теплотворная способность газа – 20313 кДж/м³.

По товарной характеристике нефть высокосернистая (массовое содержание серы 3,40%), смолистая (12,13%), парафиновая (5,04%). Объёмный выход светлых фракций при разгонке до 300 °С – 33,0%.

Химический состав и физические свойства пластовых вод

Результаты химических анализов свидетельствуют о том, что при практически одинаковой плотности и минерализации компонентный состав пластовых вод на разных участках месторождения имеет свои особенности.

В районе _____ купола минерализация вод пласта __ составляет 251,68 г/л, плотность в стандартных условиях 1,1662 г/см³ (в пластовых условиях 1,1592 г/см³). Вязкость, определяемая по палеткам, в пластовых условиях в среднем равна 1,32 мПа·с, в поверхностных условиях 1,72 мПа·с. Содержание в воде ионов кальция составляет 9,16 г/л, магния 2,56 г/л, сульфатов 0,79 г/л, первая солёность 84,7 %-экв. Пластовые воды характеризуются средней степенью метаморфизации ($r_{Na}/r_{Cl}=0,85$).

В районе Восточного и Южного куполов минерализация вод пласта __ составляет 251,74 г/л, плотность в стандартных условиях 1,1684 г/см³ (в пластовых условиях 1,1603-1,1614 г/см³). Вязкость, определяемая по палеткам, в пластовых условиях в среднем равна 1,27-1,33 мПа·с, в поверхностных условиях 1,74 мПа·с.

Содержание в воде ионов кальция составляет 6,16 г/л, магния 1,78 г/л, сульфатов 1,10 г/л, первая солёность 89,5 %-экв. Пластовые воды характеризуются низкой степенью метаморфизации ($r_{Na}/r_{Cl}=0,90$).

Воды пласта __ в районе Центрального купола характеризуются повышенным содержанием кальция, магния, брома, т.е. обнаруживают признаки метаморфизма, вследствие более высокой застойности. Водорастворенный газ на _____ месторождении не изучался.

Характеристика нефти и газа _____ месторождения дана по результатам исследований 25 глубинных и 39 поверхностных проб, выполненных ЦНИЛом объединения "Куйбышевнефть" и институтом "Гипровостокнефть". На Центральном куполе из пласта __ отобрана 21 глубинная проба из 20 скважин и 30 поверхностных проб из 21 скважины.

Табличные и графические зависимости свойств (вязкость, плотность, объёмный коэффициент, растворимость) как функции давления для каждого из флюидов при пластовой температуре не представлены, так как исходные экспериментальные данные отсутствуют.

Результаты исследований и расчётов представлены в таблицах 1-3.

Таблица 1 - Свойства пластовой нефти пласта

месторождения

Наименование параметра	Численные значения	
	Диапазон изменения	Среднее значение
Центральный купол		
Пластовое давление, МПа		
Пластовая температура, °С		
Давление насыщения газом, МПа		
Газосодержание, м ³ /т		
Газовый фактор при дифференциальном разгазировании в рабочих условиях, м ³ /т		
P1= 0,196 МПа T1= 15 °С		
P2= 0,245 МПа T2= 30 °С		
P3= 0,490 МПа T3= 30 °С		
P4= 0,118 МПа T4= 23 °С		
P5= 0,098 МПа T5= 23 °С		
Плотность в условиях пласта, кг/м ³		
Вязкость в условиях пласта, мПа·с		
Коэффициент объемной упругости, 1/МПа·10 ⁻⁴		
Плотность нефтяного газа, кг/м ³ , при 20 ⁰ С -при однократном (стандартном) разгазировании -при дифференциальном (ступенчатом) разгазировании		
Плотность дегазированной нефти, кг/м ³ , при 20 ⁰ С -при однократном (стандартном) разгазировании -при дифференциальном (ступенчатом) разгазировании		

Таблица 2 - Физико-химическая характеристика дегазированной нефти

месторождения пласта

Наименование параметра	Количество исследованных		Диапазон значений	Среднее значение
	скв.	проб		
Плотность при 20 ⁰ С, кг/м ³				
Вязкость, мПа·с				
при 20 ⁰ С				
при 50 ⁰ С				
Молярная масса, г/моль				
Температура застывания, °С				
Массовое содержание, %				
серы				
смола силикагелевых				
асфальтенов				
парафинов				
воды				
механических примесей				
Содержание микрокомпонентов, г/т				
ванадий				
никель				
Температура плавления парафина, °С				
Температура начала кипения, °С				
Фракционный состав, %				
до 100 ⁰ С				
до 150 ⁰ С				
до 200 ⁰ С				
до 250 ⁰ С				
до 300 ⁰ С				
Шифр технологической классификации				

Таблица 3 - Компонентный состав нефтяного газа, дегазированной и пластовой нефти Северо-Каменского месторождения пласта Б₂

Наименование параметра	Центральный купол				пластовая нефть
	при однократном разгазировании пластовой нефти		при дифференциальном разгазировании пластовой нефти		
	газ	нефть	газ	нефть	
Молярная концентрация компонентов, %					
- сероводород					
- углекислый газ					
- азот + редкие					
в т.ч. гелий					
- метан					
- этан					
- пропан					
- изобутан					
- н. бутан					
- изопентан					
- н. пентан					
- гексаны					
- гептаны					
- октаны					
- остаток (C ₈ +высшие)					
Молекулярная масса					
Плотность:					
- газа, кг/м ³					
- газа относительная (по воздуху), доли ед.					
- нефти, кг/м ³					

Воды продуктивного пласта ___ на _____ месторождении изучались по данным глубинных и поверхностных проб лабораториями _____.

Свойства и состав пластовых вод приведены в таблице 4.

Воды пласта ___ были опробованы в скважине 14 на Центральном куполе и в скважине 4 (законтурной). В процессе опробования пластовые воды были опреснены фильтратом бурового раствора. В процессе разработки месторождения более чем за 20 лет собран большой материал по изучению химического состава попутных вод. Для характеристики химического состава пластовых вод _____ горизонта используются попутные воды пласта ___, которые хорошо сопоставляются с результатами опробования.

Таблица 4 - Свойства и состав пластовых вод пласта Б₂ Центрального купола

Наименование параметра	Центральный купол	
	Диапазон изменения	Среднее значение
Газосодержание, м ³ /м ³		
Плотность воды, кг/м ³		
- в стандартных условиях		
- в условиях пласта		
Вязкость в условиях пласта, мПа · с		
Коэффициент сжимаемости, 1/МПа · 10 ⁻⁴		
Объемный коэффициент, доли ед.		
Химический состав вод (г/л)		
Na ⁺ + K ⁺		
Ca ²⁺		
Mg ²⁺		
Cl ⁻		
HCO ₃ ⁻		
SO ₄ ²⁻		
NH ₄		
Микрокомпонентный состав вод (мг/л)		
Br ⁻		

Наименование параметра	Центральный купол	
	Диапазон изменения	Среднее значение
J		
B^{+3}		
Li^{+}		
Sr^{+2}		
Rb^{+}		
Cs^{+}		
Общая минерализация, г/л		
Водородный показатель, рН		
Жесткость общая, мг-экв/л		
Химический тип воды (по Сулину В.А.)		
Количество исследованных проб (скважин)		

Выводы и рекомендации по разделу:

Выводы должны содержать систематизацию данных по геологии и физико-химическим свойствам пластовых флюидов. Необходимо сделать выводы об особенностях геологического строения пласта (объекта, месторождения), а также об осложняющих геолого-физических факторах при разработке месторождения.

Одной из основных задач данного раздела - подготовка исходных данных для выполнения технико-технологической части проекта, в частности выбора метода воздействия на пласт, с учетом геологического строения месторождения и физико-химических свойств пластовых флюидов.

2. Технико-технологическая часть

Источник информации: ПРОЕКТ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ (главы, посвященные состоянию и проектированию разработки месторождения, методам интенсификации добычи нефти и повышению нефтеотдачи пластов). Научная, учебная и нормативная документация.

2.1 Литературно-патентный обзор

Источники информации: <http://www.scopus.com> – Поисковая система SciVerse (издательство «ELSEVIER»). – Доступ с любого компьютера, подключенного к сети Интернет; <http://www.sciencedirect.com> – Полнотекстовая база данных издательства «ELSEVIER» FREEDOM COLLECTION на платформе Science Direct. – Доступ с любого компьютера, подключенного к сети Интернет; <http://elibrary.ru> – Научная электронная библиотека eLIBRARY.RU. – Доступ с любого компьютера, подключенного к сети Интернет; <http://n-t.ru> – Электронная библиотека «Наука и техника». – Доступ с любого компьютера, подключенного к сети Интернет; <http://www.tehlit.ru> – Электронная библиотека Тех.Лит.ру. – Доступ с любого компьютера, подключенного к сети Интернет; <http://www.chem.msu.ru> – Химическая информационная сеть «Наука. Образование. Технология». – Доступ с любого компьютера, подключенного к сети Интернет; <http://ru.wikipedia.org> – Электронная свободная энциклопедия. – Доступ с любого компьютера, подключенного к сети Интернет; <http://www.kappaeng.com> "KAPPA. Petroleum Exploration and & Production" – Доступ с любого компьютера, подключенного к сети Интернет; <http://www.heriot-watt.ru> "Heriot-Watt University" (Нефтегазовый портал). – Доступ с любого компьютера, подключенного к сети Интернет.

Также рекомендуются следующие источники открытого доступа:

OnePetro —электронный ресурс, посвященный широкому сектору вопросов, связанных с нефтегазовой тематикой и объединяющий специализированные технические библиотеки в один удобный в использовании сайт и позволяющий искать и скачивать статьи различных профессиональных сообществ в одном поисковом запросе. В СамГТУ обеспечен доступ к полнотекстовым статьям данного ресурса. Доступ к ресурсу: <https://onepetro.org>

Журналы издательства Taylor and Francis. Taylor and Francis международное книжное издательство со штаб-квартирой в Великобритании. Представляет собой одно из подразделений британской компании Informa. Специализируется на публикации академической литературы и научных журналов. Taylor & Francis ежегодно публикует более 1800 новых книг и 1000 журналов. Обеспечен полнотекстовый доступ к следующим журналам: Journal Petroleum Science and Technology, Journal Chemical Engineering Communications, Journal of Dispersion Science and Technology, Journal Energy Sources, Journal Geosystem Engineering и др. Доступ к ресурсу <http://tandfonline.com>

SpringerLink — это обширная сетевая платформа, предоставляющая доступ к более 5 миллионам источников в самом полном сетевом сборнике электронных книг, журналов, указателей, методик и баз данных в мире. В базе данных представлена информация по следующим отраслям знаний — химия и материаловедение, компьютерные науки, биологические науки, бизнес и экономика, экология, инженерия, гуманитарные и социологические науки, математика и статистика, медицина, физика и астрономия, архитектура и дизайн. <http://link.springer.com>

Журналы издательства Cambridge University Press (CUP). Тематика информационного ресурса: архитектура, биомедицинские технологии, бизнес и управление, вычислительная техника, кибернетика, электротехника и энергетика, геология, экология, охрана окружающей среды, математика, физика, экономика, образование, машиностроение, приборостроение, электроника и радиотехника, нанотехнологии, история, философия, языкознание, литературоведение, право, политика и международные отношения, психология, религиоведение, культура и искусство, социологические исследования. Доступ к ресурсу: <http://cambridge.org>

Журналы Royal Society of Chemistry. Тематика журналов охватывает все аспекты химических наук: органическая, аналитическая, физическая химия; биохимия; электрохимия; химические технологии и междисциплинарные области: биология, биофизика, энергетика и окружающая среда, техника, материалы, медицина и физика. Доступ к ресурсу: <http://rsc.org>

APS — American Physical Society — доступ к выпускам периодических изданий APS (Американского физического общества). Доступ к ресурсу: <http://www.aps.org>

Wiley Online Library — это контент-платформа нового поколения, обеспечивающая удобный интегрированный доступ к результатам более 200 лет исследований, где представлены полнотекстовые статьи электронных журналов и книг по естественным, гуманитарным, социологическим наукам и медицине. Библиотека включает в себя 1500 рецензируемых специалистами журналов, 11 500 электронных книг и более 125 справочных изданий различного объема, энциклопедий, руководств и словарей. Доступ к ресурсу: <http://onlinelibrary.wiley.com>

ChemSketch — удобный химический редактор для оформления курсовых проектов. Компания Advanced Chemical Development (ACD/Labs) предоставляет его в бесплатное пользование для

образовательных целей. Для быстрого освоения редактором можно воспользоваться Demo Movies.
<http://acdlabs.com/resources/freeware/chemsketch>

ISISDraw и SyntuxDraw — химические редакторы, которые можно получить в бесплатное пользование после регистрации. <http://accelrys.com>

Журналы Американского Химического Общества — Energy & Fuels, Industrial & Engineering Chemistry, Journal of Chemical & Engineering Data, Journal of Chemical Information and Modeling и т.д. <http://pubs.acs.org>

Базы данных патентов

Федеральное государственное бюджетное учреждение «Федеральный институт промышленной собственности» предоставляет возможность открытого доступа к информационным ресурсам. Открытые реестры представляют собой структурированный список документов по номеру регистрации или заявки по определенному объекту промышленной собственности. Пользователям предоставляется доступ к информации о регистрациях с указанием правового статуса или состояния делопроизводства по заявкам.

На портале открыты реестры товарных знаков и знаков обслуживания Российской Федерации, изобретений, полезных моделей и промышленных образцов Российской Федерации, наименований мест происхождения товаров Российской Федерации, общеизвестных в Российской Федерации товарных знаков, международных товарных знаков с указанием Российской Федерации, также доступны открытые реестры по заявкам на регистрацию товарных знаков, знаков обслуживания и наименований мест происхождения товаров (НМПТ) Российской Федерации, по заявкам на выдачу патента Российской Федерации на изобретения, полезные модели и промышленные образцы. В открытых реестрах предусмотрена возможность просмотра официальной публикации в формате PDF, идентичной публикации в официальных бюллетенях Роспатента. Ссылка на ресурс: <http://www1.fips.ru>

База данных патентов США. В базе данных предоставлен доступ к полнотекстовой БД патентов США с 1976 года, реферативной БД патентов с 1976 года и БД товарных знаков. Возможен поиск по библиографическим данным и тексту документа, а также просмотр факсимильных копий страниц, найденных документов в графическом формате. Ссылка на ресурс: <http://www.uspto.gov/sitesearch.jsp>

Япония предлагает доступ к реферативной патентной БД (PAJ) с 1993 года (PN 05000001-11299300) на английском языке и БД товарных знаков на английском языке. Возможен поиск по библиографическим данным и тексту реферата. БД AIPN содержит патентные документы Японии, опубликованные с 1995 г., а также документы США (с 1987 Г.), ЕПВ (с 1994 г.) и ВОИС (с 1994 г.). Для японских документов имеется информация о членах семейства, цитированных документах и правовом статусе. Можно также ознакомиться с материалами заявки на всех стадиях экспертизы на английском языке. Доступен перевод на английский язык полного текста документа <https://www.j-platpat.inpit.go.jp>

Через сайт Европейской патентной организации (ЕРО-espacenet) можно произвести поиск патентных документов: Европейской патентной организации (ЕПВ), Всемирной организации интеллектуальной собственности (WIPO), Японии, Австрии, Бельгии, Кипра, Дании, Финляндии,

Франции, Германии, Греции, Ирландии, Италии, Лихтенштейна, Люксембурга, Монако, Нидерландов, Португалии, Испании, Швеции, Швейцарии, Англии. Доступ в базы данных ЕПВ: <http://ep.espacenet.com>

Через сайт Всемирной организации интеллектуальной собственности (WIPO) можно произвести поиск патентных документов: Японии, Канады, США, Европейской патентной организации (ЕРО), Франции, Индии*, Китая*, стран латинской Америки* и заявок РСТ. Также доступны БД по международным товарным знакам, промышленным образцам* и БД патентно-ассоциируемой литературы (JOPAL) (* - доступ ограничен). Доступ в базу данных: <http://wipo.int/portal/en/index.html>

Литературно-патентный обзор является обязательной частью курсового проекта. Тема литературного обзора согласовывается с руководителем и посвящена систематизации сведений о выбранном методе воздействия на пласт.

В общем случае литературно-патентный обзор должен раскрывать следующие вопросы: историю создания ГТМ, современное состояние выбранной технологии воздействия на пласт, механизм действия и способ реализации ГТМ, критерии применимости метода, существующие варианты реализации технологии, известные составы, опыт промышленного внедрения, технологической эффективности метода в различных геолого-физических условиях.

Необходимым элементом выполнения литературного обзора является систематизация сведений о существующих методах расчета технологических параметров ГТМ. Данные материалы необходимы для выполнения подраздела 2.4.

При выполнении литературного обзора обязательны ссылки на использованные источники.

2.2 Состояние и проектирование разработки месторождения

2.2.1 Основные этапы проектирования месторождения

В данном пункте описываются основные этапы проектирования месторождения.

Пример

Впервые запасы нефти по месторождению подсчитаны в оперативном порядке институтом «N» в 1972 г. На основании этого подсчета запасов в 1976 году институтом были составлены «Технологическая схема разработки» и «Комплексная схема разработки» []. Разработку залежи пласта Б₂ предлагалось осуществлять фондом из 20 добывающих скважин (17 скв. на Центральном и 3 скв. на Восточных куполах). Скважины размещались по равномерной сетке с расстоянием 400 м.

Пласт рекомендовалось разрабатывать с применением площадного заводнения, для организации которого предлагалось пробурить 4 нагнетательные скважины на Центральном куполе и одну – на Восточном. Ввод месторождения в разработку планировался в 1978 г. разведочными скважинами, эксплуатационное бурение было намечено на 1980-1982 гг. Южный купол в работах не рассматривался.

В 1978 году институтом «N» выполнена «Уточненная технологическая схема разработки» [] в которой планировался ввод месторождения в эксплуатацию в 1980 г. Система разработки не корректировалась, количество скважин и их размещение остались без изменений.

Месторождение было введено в разработку в 1980 г. разведочными скважинами, эксплуатационное бурение начато в 1983 г. По результатам уточнения геологического строения и пересчета запасов нефти по пласту __ институтом «N» было составлено «Дополнение к технологической схеме разработки» (1985 г.) []. В данной проектной работе была обоснована возможность дальнейшей разработки пласта без поддержания пластового давления, и рекомендовалось пробурить дополнительно 14 добывающих скважин на Центральном куполе и 4 скважины – на Восточном.

В 1992 году ЦНИЛом объединения «N» выполнен анализ разработки [], в котором сделан вывод о невозможности достижения утвержденного значения КИН из-за опережающего обводнения скважин. В работе предлагалось бурение 5 оценочных и 10 зависимых скважин на Центральном куполе, цель которых

- уплотнение сетки скважин. Были даны рекомендации по проведению опытно-промышленного эксперимента по заводнению пласта пластовыми водами серпуховского горизонта (изотермическое заводнение). В качестве водозаборной планировалось использовать 1 пьезометрическую скважину, в качестве нагнетательных – 2 добывающих.

В 2000 г. _____ выполнен «Анализ разработки _____ месторождения» [___], в котором даны рекомендации по уплотнению сетки скважин и рассчитаны показатели разработки по трем куполам Центральному, Восточному и Южному.

Рекомендации последнего проектного документа по бурению скважин выполнены в полном объеме. На Центральном куполе пробурены 15 скважин, в т.ч. пять оценочных и десять зависящих от результатов бурения первоочередных. На Южном куполе пробурены 3 добывающие эксплуатационные скважины, расположенные одним рядом вдоль длинной оси структуры, с расстоянием между скважинами 300 м. На Восточном куполе проектный фонд для бурения в работе не предусматривался.

В 2005 г. институтом «N» выполнен «Авторский надзор за разработкой _____ месторождения» [___], в котором были рассмотрены причины несоответствия проектных и фактических показателей и проведена их корректировка. Бурение новых скважин в работе не предусматривалось.

По Центральному куполу рекомендовался дострел верхних интервалов в 3-х скважинах (2006 г.), дострел верхнего интервала с отсечением нижнего – в 7 скв. (2006-2008 г.г.), оптимизация режима работы 9 скв., а также проведение обработок водоизоляционными композициями и другие обработки ПЗС. Под нагнетание рекомендовано перевести 2 добывающие скважины в 2005 г.

На Восточном куполе рекомендовалось применение водоизоляционных композиций по 3 скважинам с последующим выводом скважин из периодической эксплуатации.

На Южном куполе предлагались дострелы верхних пропластков и отсечение нижнего в 2-х скв. (2006, 2008г.г.), а также проведение обработки ПЗС.

Работа была рассмотрена на заседании нефтяной секции ЦКР Роснедра, на котором было постановлено:

1) «Авторский надзор за разработкой _____ месторождения» принять на период _____ г.г. по 2 варианту, обеспечивающему достижение КИН=0,473, со следующими показателями и положениями:

Уровни добычи	20__ г.	20__ г.	20__ г.
- нефти, (тыс.т)			
- жидкости, (тыс.т)			
- закачки воды, (тыс.м3)			

2) выделить три объекта самостоятельной разработки (пласт __ на Центральном, Восточном и Южном куполах);

3) вести разработку залежей пласта __ на Центральном с применением очагового заводнения, на Восточном и Южном куполах на естественном режиме;

4) обций фонд скважин – 61, в том числе добывающих – 55, нагнетательных – 6.

2.2.2. Анализ текущего состояния разработки месторождения, сопоставление фактических и проектных показателей

В данном пункте описываются текущее состояние разработки. В общем случае необходимо указать следующую информацию: краткую характеристику действующего фонда скважин, данные по выработке запасов, сопоставление фактических показателей и проектных показателей разработки месторождения.

Пример

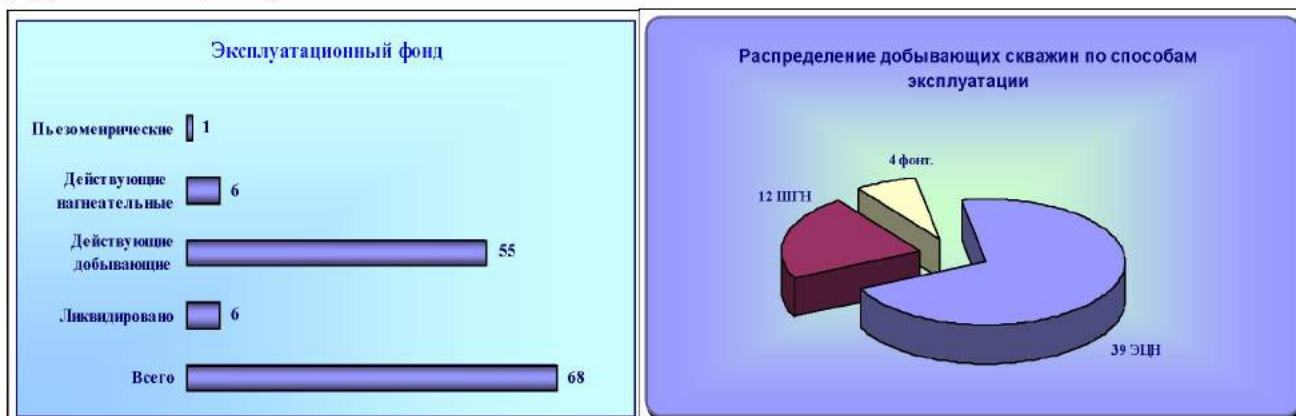
Промышленная нефтеносность на месторождении установлена в отложениях бобриковского горизонта (пласт __), промышленные запасы нефти сосредоточены на трех куполах: Центральном, Восточном и Южном. После опробования скважины были законсервированы в связи с отсутствием нефтепромысловых коммуникаций.

Промышленная разработка месторождения осуществляется с декабря 19__ года после расконсервации скважин № __ на Центральном куполах. Рекомендации последнего проектного документа по бурению скважин выполнены в полном объеме.

По состоянию на 1.01.20__ г. на месторождении пробурено 68 скважин, из которых 6 скважин ликвидировано по геологическим причинам и 1 скважина находится в пьезометрическом фонде. Эксплуатационный фонд состоит из 62 скважин, в том числе добывающих - 55 скв. и нагнетательных – 6 скв.

Из числа добывающих 39 скважин или 71% фонда оборудованы ЭЦН, 12 скважин (21,8%) оснащены

ШГН. Основное количество скважин (46 ед. или 84%) расположены на Центральном куполе. Закачка воды осуществляется только на Центральном куполе, остальные залежи разрабатываются на естественном упруговодонапорном режиме.



По текущим показателям, таким как дебит жидкости, большую часть скважин можно отнести к категории высокодебитных, примерно 56,4 % добывающего фонда работает с дебитом жидкости более 100 т/сут. Относительно низкими дебитами (<10 т/сут) характеризуются около 27,3% скважин.

Вода в добываемой продукции скважин появлялась в течение первого года эксплуатации, темпы обводнения достигали 20 % в год. В настоящее время 78% добывающего фонда работает с обводненностью более 95%, и почти половина скважин (47,3 %) - с дебитом нефти менее 10 т/сут. По причине нехватки трубопроводных мощностей ряд добывающих скважин (27,3%), работающих с высокой обводненностью (более 95%), находятся в периодической эксплуатации

Разработка залежи ведется низкими темпами (менее 4%), что обусловлено высокой вязкостью нефти и быстрым обводнением скважин за счет продвижения воды с подошвы залежи и образования локальных конусов обводнения. В результате уже к концу 19__ года средняя обводненность пласта достигла 50%, а последние 15 лет пласт разрабатывается при обводненности более 80%.

Максимальный отбор нефти - 325,2 тыс.т (или 3,6 % НИЗ) достигнут в 19__ г. при обводненности добываемой продукции 46,1 %, затем добыча нефти быстро снижалась, несмотря на постоянный рост уровня добычи жидкости.

За счет уплотнения сетки скважин в 20__ -20__ годах и ввода новых скважин в эксплуатацию, а также проведенной оптимизации работы насосного оборудования по скважинам старого фонда, месторождение вновь находится в стадии растущей добычи нефти. В 20__ году был достигнут второй максимум в добычи нефти - 329,2 тыс.т, темп отбора от начальных извлекаемых запасов составил 3,6% при обводненности добываемой продукции 91,9 %.

В 20__ г. в целом по месторождению отобрано 325,2 тыс.т нефти и 4697,3 тыс.т жидкости, среднесуточный дебит нефти составлял 16,7 т/сут, жидкости 241,4 т/сут.

С 20__ г. разработка пласта на Центральном куполе осуществляется с заводнением. В 20__ году объём закачки воды составил 1650,1 тыс.м³, текущая компенсация отбора закачкой 40%, приёмистость одной нагнетательной скв.- 761,8 м³/сут. Накопленный объём закачки равен 5936,2 тыс.м³, что компенсировало отбор жидкости всего на 17%.

С начала разработки по состоянию на 1.01.20__ г на месторождении из пласта __ извлечено 5519,5 тыс.т. нефти и 39026,2 тыс.т. жидкости. Степень выработки извлекаемых запасов достигла 61,3%, текущий коэффициент нефтеизвлечения составляет 0,321 при обводненности добываемой продукции 93,1%. Водонефтяной фактор составил 4,8 ед.

Основным, как по запасам, так и по добыче нефти является Центральный купол, на долю которого приходится 81% извлекаемых запасов и 92,8% накопленной добычи нефти.

Большой объём попутно добываемой воды по этому куполу также определяет и обводненность продукции всего месторождения.

Остаточные извлекаемые запасы нефти по пласту составляют 3509,5 тыс.т., значительная часть которых 2164,7 тыс.т. (62 %) также сосредоточена в залежи центрального купола месторождения (табл.1)

Таблица 1 - Текущие показатели разработки пласта месторождения

Показатели	Пласт Б ₂			
	Центральный	Восточный	Южный	В целом
Начальные балансовые запасы, тыс.т.				

Показатели	Пласт Б ₂			
	Центральный	Восточный	Южный	В целом
Начальные извлекаемые запасы, тыс.т.				
Накопленная добыча нефти на 1.01.20__ г., т.т.				
Добыча нефти за 20__ г., тыс.т.				
Остаточные извлекаемые запасы, тыс.т.				
Остаточные извлекаемые запасы на 1скв, т.т.				
Степень выработки НИЗ, %				
Текущий КИН, д.ед.				
Обводненность весовая, %				
Кол-во скважин, действ. / бездейст.				

Сопоставление фактических показателей за период 20__ -20__ г.г. выполнено в соответствии с проектными уровнями «Анализа разработки _____ месторождения» [__], а 20__ - 20__ г.г. – с уровнями «Авторского надзора за разработкой _____ месторождения».

Сравнение в целом по месторождению представлено в табл.2 и на рис.2.

За период 20__ -20__ г.г. фактические годовые отборы нефти были выше проектных в 1,6÷1,9 раза – в 20__ году по месторождению отобрано 321,7 т.т нефти (по проекту 199,7 т.т), в 20__ г. - 329,2 т.т (по проекту 174,2 т.т). Добыча жидкости превышала проектные уровни в 20__ г. в 2,2 раза, а в 20__ году – уже в 2,6 раза. Накопленная добыча нефти на конец 2004 г. превысила проектный показатель на 11,2% (или на 466,4 т.т).

Превышение фактических показателей над проектными в этот период связано с большей продуктивностью добывающих скважин, чем предусматривалось в проекте. Дебит добывающих скважин по жидкости изменялся в пределах 155,5-181,0 т/сут, тогда как в проекте запланировано снижение с 74,9 т/сут до 71,6 т/сут.

Дебиты скважин по нефти держались на уровне 16,5-16,8 т/сут против 10,7-9 т/сут по проекту. Весь период обводненность скважин (89,4-90,7%) была выше запланированной на 3,7%. Действующий фонд в 2003 г. был меньше, а в 2004 г. превышал проектный на 1 скважину. Заводнение в проектной работе [__] не планировалось, фактически закачка воды осуществляется с 20__ г.

В 20__ г. составлен новый проектный документ [__], в котором произведена корректировка проектных показателей. Фактический уровень добычи нефти в 20__ г. составил 269,6 т.т, что на 20,4 т.т (или 7%) ниже проектного, жидкости – на 321,5 т.т, несмотря на равный фонд добывающих скважин. Фактические дебиты, как по нефти, так и по жидкости, ниже проектных значений. Снижение фактического отбора связано с отключением в течение года ряда высокообводненных скважин с целью уменьшения количества попутно отбираемой воды.

Также в течение года была приостановлена закачка на Центральном куполе и фактический объём закачанной воды ниже запланированного на 525,5 т.м³.

В 2006 г. фактическая добыча нефти отстает от проектной на 29,2 т.т или на 9,9%. Добыча жидкости превышает проектную на 397 т.т. Фонд добывающих скважин больше проектного на 5 ед., значительная часть добывающего фонда работала в режиме периодической эксплуатации, что послужило причиной расхождения добычи нефти.

В 20__ г. все фактические показатели выше запроектированных, превышение в добыче нефти составило 6,9% (несмотря на несколько меньший фактический дебит), жидкости – на 16,4%. Действующий фонд скважин – 55 ед. против 48 по проекту, что, вероятно, и позволило превысить проектный уровень добычи.

Мероприятия, рекомендованные в документе [__] и утверждённые протоколом ЦКР, частично выполнены, а именно скв. __ и __ переведены под закачку в марте 20__ г., в скв. __, __ произведён дострел пласта в 20__ г. Допустимое отклонение фактических показателей добычи нефти, жидкости и закачки воды от проектных не превышают допустимых значений (табл. 2).

Для анализа эффективности работы фонда построены карты текущих отборов жидкости и суммарных отборов нефти. С целью оценки выработки запасов и распределения остаточных запасов, по всем объектам построены карты текущих толщин по состоянию на 1.01.20__ года, которые использовались для планирования бурения и геолого-технических мероприятий по существующему фонду скважин.

Далее в курсовом проекте приводятся данные по текущему состоянию разработки и эффективность выработки запасов нефти, а также динамика технологических показателей разработки месторождения.

На следующем этапе представляется характеристика фонда скважин на последний календарный год. Данные представляются в таблице.

Обязательно представление данных по сопоставлению проектных и фактических показателей разработки, а также их анализ:

Разработка залежи ведется с декабря 19__ года, первые три года пласт эксплуатировался разведочными скважинами №__, с 1983 года началось эксплуатационное бурение скважин. С вводом в эксплуатацию новых скважин объемы добычи нефти и жидкости непрерывно увеличивались. Максимальный годовой отбор нефти 309,6 тыс. т. был достигнут в 19__ г. при среднем дебите нефти 29,4 т/сут, и обводненности 37,5%. К этому году добывающий фонд достиг 34 скважин. Затем два года отбор нефти удерживался на этом уровне.

Все последующие годы происходит падение добычи нефти, что связано с быстрым ростом содержания воды в извлекаемой продукции. Безводный период скважин длился от 1 до 5 месяцев, для всех скважин характерным является высокие темпы обводнения.

Динамика дебитов нефти соответствует динамике добычи нефти, т.е. наблюдается их постепенное нарастание в начальный период эксплуатации до максимума 47,1 т/сут в 19__ году, а затем происходит их падение, причем довольно быстрыми темпами, несмотря на то, что дебиты скважин по жидкости постоянно увеличиваются.

Для контроля за энергетическим состоянием месторождения с 2001 года регулярно производились замеры пластового давления в фонтанных скважинах и замеры статических уровней с их последующим пересчетом в скважинах механизированного фонда. До 2001 года замеры пластового давления проводились в единичных случаях, в основном по новым скважинам до ввода в эксплуатацию и в пьезометрической скважине скв. 61 на Центральном куполе месторождения

Значительного падения пластового давления по скважинам Центрального купола не происходит. Высокие гидродинамические параметры пласта, характер залегания и данные разработки указывают на достаточно активную водонапорную систему и возможность работы залежи на упруговодонапорном режиме.

Для увеличения отбора жидкости, в соответствии с протоколом совместного совещания объединения и института «Н» от 20.01.20__ г., с февраля 20__ года в 4 скважины в северной части купола осуществляется закачка подтоварной воды. Первыми под закачку были переведены скв. № 43 и 61, в сентябре 20__ года из пьезометрического фонда под закачку переведена скв.80, в июле 20__ года – скв. 26.

В 20__ г. по причине высокой обводненности из эксплуатационного фонда переведены еще две скважины № 67,107. Средняя приемистость скважин в 20__ г составила 761,8 м³/сут.

Закачка воды осуществляется преимущественно в водоносную часть залежи, что позволяет снизить негативное влияние заводнения в условиях высокой вязкости нефти, кроме того, объем закачки воды не превышает 45% от отбора жидкости, что также позволяет сдерживать темпы обводнения. Кроме увеличения добычи жидкости за счет изменения направления фильтрационных потоков, нагнетание воды в пласт временно решает проблему утилизации воды.

Для оценки влияния закачки на процесс разработки объекта в настоящей работе была проанализирована динамика работы добывающих скважин. Как показал анализ, резкое увеличение обводненности не фиксируется ни в одной из реагирующих добывающих скважин. Темпы обводнения в среднем по залежи после начала заводнения не превышали 1% в год и за последние 5 лет содержание воды в продукции скважин пласта __ на Центральном куполе увеличилось с 90% до 93%.

Залежь равномерно и полно охвачена сеткой скважин, причем плотность сетки скважин в северо-восточной и центральной частях пласта, выше, чем в юго-западной и краевых частях залежи. Плотность сетки скважин равна 11,2 га/скв, на одну скважину приходится 45,8 тыс.т. остаточных извлекаемых запасов. Высокими суммарными отборами нефти характеризуются скважины центрального ряда, расположенные в зоне максимальных нефтенасыщенных толщин. Относительно меньшую накопленную добычу имеют краевые скважины, при этом темп обводнения этих скважин значительно выше, чем центральных.

Разработка залежи ведется низкими темпами вследствие высокой вязкости нефти и быстрого обводнения скважин за счет продвижения воды с подошвы залежи и образования локальных конусов обводнения. В этих условиях велика вероятность образования в пласте ряда застойных зон с невыработанными запасами.

Можно сказать, что на первой стадии разработки (1981-1985 гг.) обводнение скважин происходило за счет продвижения воды с подошвы залежи и образования локальных конусов обводнения. С увеличением отборов нефти происходил более интенсивный подъем ВНК по периферии залежи и выравнивание его текущего положения по площади. Также установлено, что нет четкой зависимости между текущей обводненностью и расстоянием нижних дыр до начального положения ВНК. Однако необходимо отметить, что с сокращением расстояния между ВНК и нижней дырой перфорации обводненность по скважинам

увеличивалась. Это подтверждает предположение о том, что первоначально скважины обводнялись за счет локального, а в последующем за счет общего подъема ВНК по залежи.

Обводнение скважин, связанное с конусообразованием, подтверждается результатами дополнительной перфорации, проведенной по 11 скважинам в период 1994–1996 гг. Этот период характеризуется небольшим снижением обводненности с 85,6 до 82,6%, в результате ГТМ дополнительно получено 136,3 тыс. т. нефти.

Наиболее характерной является динамика обводнения скважины 26, которая в первый год (1985 г.) обводнилась до 78 %, после дополнительной перфорации в кровельной части пласта содержание воды в добываемой продукции снизилось до 43,8%. Через год ее обводненность снова выросла до 74 % и далее до 98 %.

Таким образом, динамика обводнения скважин дает основание предполагать о неравномерном подъеме ВНК в связи с быстрым конусообразованием.

Подъем ВНК фиксировался по прямым определениям во вновь пробуренных скважинах. В течение 20__–20__ г.г. на залежи пробурено 15 оценочных скважин с целью уплотнения сетки скважин и определения полноты выработки запасов.

В северной и центральной частях залежи подъем ВНК составил 6–13 м., причем максимальный в сводовой части залежи (район скв. 107). В южной части залежи, где сетка добывающих скважин менее плотная текущее положение ВНК фиксировалось на уровне близком к начальному. В скв. 104 ВНК в 2003 году фиксировалось на уровне – 1473,4 м, в скв. 113 – 1475,6 м, в скв. 112 – 1476,2 м при начальном 1477 м, что подтверждает предположение о сильном конусообразовании.

В среднем накопленная добыча нефти по уплотняющим скважинам на 1.01.20__ г. составила 54,6 тыс. т/скв. При этом процент успешности бурения уплотняющих скважин составил 94 %. Только одна скв. 104 попала в неблагоприятные геологические условия, гипсометрически отметка кровли оказалась значительно ниже, чем предполагалось. Накопленный отбор нефти по скв. 104 составил всего 1,1 тыс. т, после чего она обводнилась до 99,9% и в настоящее время работает в режиме накопления.

Наличие процесса конусообразования в пласте и поступление воды по заколонному пространству при некачественном цементатже скважины затрудняет определение достоверной картины обводнения нефтенасыщенных интервалов пласта.

По результатам уплотняющего бурения можно сделать вывод о перспективности зарезки боковых стволов со скважин южной части купола, что может повысить конечную нефтеотдачу. Потенциальными кандидатами для зарезки боковых стволов могут быть высокообводненные скважины, составляющие 40,3% от эксплуатационного добывающего фонда объекта.

На дату выполнения работы действующий добывающий фонд на Центральном куполе составляли 46 скважин, из них 3 скважины добывают фонтанным способом (в режиме накопления), 43 скважины – механизированным, в т.ч. 9 – оборудованы ШГН, 34 скважины или 79,1 % механизированного фонда – оборудованы ЭЦН.

Все скважины работают с высоким содержанием воды в добываемой продукции (91% фонда - с обводненностью более 90%), в результате 31% добывающего фонда находятся в периодической эксплуатации.

В нагнетательном фонде числятся 6 скважин, текущая приёмистость составляла 395,2–1397,2 м³/сут, наибольший объем воды (1978,7 т.м³ или 33,3 %) в пласт закачала скважина 43.

На карте суммарных отборов наглядно показано, что накопленная добыча нефти по скважинам распределяется неравномерно и не всегда пропорциональна сроку их эксплуатации. До настоящего времени вырабатывалась в основном центральная, наиболее продуктивная часть залежи, которая характеризуется максимальными нефтенасыщенными толщинами. Такой неравномерный охват залежи и наличие площадей, не вовлеченных в разработку, не способствует полной выработке остаточных запасов, т.е. необходимы мероприятия для интенсификации процесса разработки.

Максимальное количество накопленной нефти отобрано скв. 19 – 352 тыс. т, эксплуатирующей пласт с 1981 г. и расположенной в южной части залежи.

Распределение добывающего фонда скважин по текущим и накопленным показателям имеет следующую особенность: основная часть фонда (24 скв. или 52%) работала с дебитами от 10 до 50 т/сут, низкой продуктивностью (менее 1 т/сут) характеризуются 13 % (или 6 ед) фонда. Текущие дебиты жидкости варьируют в достаточно широких пределах – от 1 до 617 т/сут. В 20__ году из пласта отобрано 311,3 тыс. т нефти и 4503,2 тыс. т жидкости, средние дебиты добывающих скважин составили по жидкости 273,4 т/сут, по нефти 18,9 т/сут. Фонд малодебитных (< 1 т/сут) по нефти скважин состоит полностью из скважин с высокой обводненностью. Годовой объем закачки составил 1650,1 тыс. м³, текущая компенсация отбора закачкой 41,6%, средняя приёмистость 1 скв. – 761,8 м³/сут. Всего по состоянию

на 1.01.20__ г. из залежи центрального участка извлечено 5130,3 тыс.т. нефти и 36986,3 тыс.т. жидкости, в пласт закачано 5936,3 тыс.м³, компенсация отбора закачкой составляет всего 17,9 %

Степень выработки начальных извлекаемых запасов составляет 70,3 % при средней обводненности 93,1%. Текущий коэффициент нефтеизвлечения - 0,398.

Остаточные извлекаемые запасы нефти по залежи Центрального купола составляют 2164,7 тыс.т. или 62 % от запасов пласта в целом по месторождению.

По соотношению степени выработки запасов и текущей обводненности можно отметить, что процесс вытеснения нефти водой протекает недостаточно эффективно. Но, как показывает расчет технологических показателей по базовому варианту, залежь нефти Центрального купола может быть выработана при сложившейся системе разработки. Для сокращения сроков разработки и увеличения утвержденного КИН рекомендуется проведение мероприятий по оптимизации работы существующего фонда скважин.

За период 20__-20__ г.г. фактические годовые отборы нефти были выше проектных на 43,8-67,5 %. Так, в 20__ году по Центральному куполу отобрано 277,8 тыс.т нефти (по проекту 193,1 тыс.т), в 200__ году – 275,4 тыс.т. (по проекту 164,4 тыс.т).

Накопленная добыча нефти на конец 20__ года превысила проектный показатель на 335,5 тыс. т., что составляет 8,4 %.

Добыча жидкости превышала проектные уровни в 20__ г. в 2,2 раза (2948,7т.т.), а в 20__ году - в 2,6 раза (3458,6 тыс.т.). Это связано с большей продуктивностью добывающих скважин, чем предусмотрено в проекте. Дебит добывающих скважин по жидкости изменялся от 180,7 т/сут до 210,0 т/сут, тогда как в проекте запланировано снижение от 84,7 т/сут до 82,9 т/сут. Дебиты скважин по нефти держались на уровне 16,7-17 т/сут, против 12,1-10,2 т/сут по проекту. Весь период обводненность скважин (90,6-92%) была выше запланированной всего на 4,2-4,8 %. Кроме того, действующий фонд превышал проектный на 1 скважину.

В проектной работе «Анализ разработки N месторождения» [__] заводнение залежи не планировалось, фактически закачка воды осуществляется с 2003 г.

В 2005 г. фактический отбор нефти был ниже проектного на 29,2 т.т. жидкости – на 428,1 т.т, несмотря на больший (на 2 ед.) фактический фонд добывающих скважин, фактические дебиты, как по нефти, так и по жидкости ниже проектных.

Снижение фактического отбора нефти связано с отключением в течение года ряда скважин с целью уменьшения количества попутно отбираемой воды. Также в течение года была приостановлена закачка, фактический объем закачанной воды ниже проектного уровня на 525,5 т.м³.

В 20__ г. фактический уровень добычи нефти (272 тыс.т) соответствует проектному (273,5 тыс.т), а добыча жидкости превышает проектную на 277,6 тыс.т. При этом фонд добывающих скважин больше проектного на 1 ед.

В 20__ г. фактические показатели по добыче нефти и жидкости превысили проектный уровень на 20,5 и 14,7 %%, соответственно, что связано с большим (на 3 ед.) действующим фондом, а также большей продуктивностью скважин.

Также в 20__ и 20__ г.г., согласно рекомендациям работы [__], был произведен дострел пласта в 3-х добывающих скважинах, чем, несомненно, можно объяснить прирост добычи в указанные годы.

2.2.3 Анализ эффективности применяемых методов ПНП и ИДН

В данном подразделе выполняется анализ программы применения методов на проектный период. Анализ направлен на выявление типов ГТМ, предложенных для разработки месторождения по выбранному пласту, количество предлагаемых мероприятий, ожидаемую эффективность.

Далее выполняется сопоставление проектных и фактических показателей внедрения ГТМ на исследуемом объекте. Подробно рассматриваются методы интенсификации добычи, которые применялись на месторождении последние 10 лет эксплуатации месторождения.

На следующем этапе выполняется анализ эффективности выполнения геолого-технических мероприятий на месторождении (пласте, объекте разработки). Анализ эффективности ГТМ рекомендуется представлять не только в таблицах, но и в виде гистограмм и графиков. При оценке

эффективности ГТМ необходимо учитывать: прирост дополнительно добытой нефти после проведения ГТМ, снижение обводненности продукции скважин, сокращение трудоемкости работ, долю успешности обработок, удельную эффективность применения метода (с привлечением литературных данных, анализ причины неуспешности обработок и т.д.

По итогам выполнения подраздела формируются рекомендации по применению методов интенсификации добычи нефти и повышения нефтеотдачи с учетом особенностей геологического строения месторождения, коллекторских свойств, а также физико-химических характеристик пластовых жидкостей. Результаты рекомендаций необходимо представить в виде списка выбранных (рекомендуемых) мероприятий с обоснованием их выбора.

Другой, не менее важной целью настоящего раздела, является выбор ГТМ (на основании разработанных рекомендаций) для его проектирования (раздел 2.4 ТЗ), а также формирование темы литературно-патентного обзора. (Например, по итогам анализа в качестве метода интенсификации выбран метод воздействия на пласт соляной кислотой, тогда тема обзора должна быть связана с анализом литературных источников, посвященных данному воздействию на пласт).

Пример

Все рекомендации по применению методов интенсификации добычи нефти и повышения нефтеотдачи _____ месторождения даны с учетом особенностей геологического строения месторождения, коллекторских свойств, а также физико-химических характеристик пластовых жидкостей.

Месторождение эксплуатируется одним продуктивным пластом. Продуктивная часть пласта представлена высокопроницаемым песчаником. Все добывающие скважины работают с высокой обводненностью. Нефть _____ месторождения характеризуется высокой вязкостью (____ - ____ мПа·с). Общеизвестно, что независимо от физико-геологических условий при разработке месторождений нефти с высокой вязкостью приходится сталкиваться с серьезными трудностями. В первую очередь, это быстрое обводнение добывающих скважин – за безводный период обычно добывается лишь очень малая доля извлекаемых запасов нефти, большие объемы попутно добываемой воды – обычно для достижения той же нефтеотдачи в 3-7 раз больше, чем при разработке залежей с нефтями малой вязкости. Высокая вязкость нефти создает низкое значение гидропроводности продуктивного пласта, что является причиной низких дебитов добывающих скважин и, как следствие, низких годовых темпов отбора запасов. Заводнение нефтяного пласта на _____ месторождении осуществляется не для поддержания пластового давления, а для сброса обратно в пласт большого количества пластовой воды.

Нефтяные залежи высоковязких нефтей обычно разрабатываются с применением термических методов. Для _____ месторождения применение термических методов воздействия на пласт не рекомендуется. Одной из причин, ограничивающих возможность применения тепловых методов, является большая глубина залегания продуктивного пласта (глубина залегания – 1558 - 1676 м).

Применение тепловых методов на _____ месторождении приведет к увеличению потерь тепла при движении теплоносителя по стволу скважины от устья до забоя, что может снизить температуру поступающего в пласт агента, уменьшить до нуля сухость нагнетаемого пара и существенно снизить эффективность теплового воздействия на пласт и сделать метод невыгодным как с энергетической, так и с экономической точек зрения.

Для наиболее эффективного применения термических методов повышения нефтеотдачи, глубина залегания пласта не должна превышать 1200 м. из-за потерь теплоты в стволе скважины, которые примерно достигают 3% на каждые 100 м глубины, и технических трудностей обеспечения прочности колонны. Наибольшее число объектов, где реализуются паротепловые методы воздействия, не превышает глубины 1000 м. При наличии соответствующей техники и теплоизоляции максимальная глубина объектов может быть доведена до 1500 -1700 м [].

В этих условиях для обеспечения рациональных темпов отбора рекомендуются следующие методы воздействия на призабойную зону скважин продуктивного пласта месторождения:

1. ОПЗ добывающих скважин, направленные на ослабление структурно-механических свойств нефти, увеличение ее подвижности, а также очистку призабойной зоны от АСПО и водонефтяных эмульсий – обработки горячей нефтью, углеводородными растворителями. Лучшими растворителями для АСПО являются многокомпонентные композиции, состоящие из арил-, алкил-, алкилариловых углеводородов. Для растворения парафинов используются парафинонафтеновые углеводородные фракции (ПНФ), а для растворения АСВ – ароматические углеводородные фракции (АФ) [];

2. ОПЗ добывающих скважин, направленные на изоляцию водопритока в добывающие скважины и выравнивание профиля притока – обработки кремнийорганическими полимерами, а именно составами « _____ », которые разработаны в _____. Составы способны хорошо фильтроваться в пористую среду, обладают селективными, адгезионными и прочностными свойствами []. Условия наиболее эффективного применения кремнийорганических соединений следующие: проницаемость коллектора - 0,01-3,0 мкм²; пластовая или забойная температура - 20 - 220°С; глубина скважин - 400-4000 м; вид обводнения - пропластковое, подошвенное, по пласту, заколонные перетоки; способ эксплуатации - фонтанный, глубиннонасосный, газлифтный; обводненность продукции - 15-100%; дебиты жидкости - 1 - 400 м³/сут. В условиях _____ месторождения работы по изоляции водопритоков в скважины с применением составов « _____ » рекомендуется проводить на добывающем фонде, эксплуатирующем продуктивный пласт с остаточной нефтенасыщенной толщиной более 4м.

Ввод добывающих скважин в эксплуатацию рекомендуется осуществлять с проведением кислотных ванн. Кислотная ванна – наиболее простой вид кислотных обработок, предназначенный для очистки поверхности открытого забоя и стенок скважин от цементной и глинистой корок, продуктов коррозии, кальциевых отложений пластовых вод на поверхности НКТ, очистки забоя и интервала вскрытия после ремонтных работ и освобождения прихваченного оборудования. Также цель кислотных ванн состоит в подготовке скважин к последующим обработкам, т.е. они способствуют увеличению зоны охвата воздействием при вторичных и т.д. операциях. Кислотные ванны также используют для разрыхления забойных пробок и растворения кальцитовых отложений в отверстиях и на стенках фильтра и обсадной колонны.

Однако, проведения только кислотной ванны недостаточно для подготовки скважины к последующей работе. Для извлечения из ПЗП плохо растворимых кольматантов рекомендуется свабирование или обработка гидрожелонкой. Эффективное извлечение плохо растворимых кольматантов достигается созданием депрессии на пласт с использованием аэрированных растворов ПАВ. При загрязнении ПЗП остатками нефтепродуктов забой и ПЗП должны быть обработаны растворителем или ПАВ [].

На _____ месторождении работают нагнетательные скважины. Стабильность приемистости нагнетательных скважин зависит от многих факторов: параметров пласта, работы соседних добывающих скважин, способа освоения скважин и давления закачки, качества закачиваемой воды и т.д. Одной из основных причин снижения приемистости является постепенное засорение фильтрующей поверхности пласта механическими примесями, солями и дисперсными частицами, приносимыми водой, а также продуктами коррозии, срывааемыми потоком воды при движении его по водоводам и НКТ, и продуктами распада самого пласта. Для поддержания и восстановления приемистости нагнетательных скважин рекомендуется проводить различные профилактические работы (самоизлив и промывки), применять разные методы обработки призабойной зоны пласта, такие как дренирование, продавка под высоким давлением, кислотные обработки и др. Наиболее простым и в то же время эффективным методом очистки ПЗП от твердых взвешенных частиц является самоизлив []. Для восстановления проницаемости ПЗП можно порекомендовать технологию обработки призабойной зоны нагнетательных скважин кислотным поверхностно-активным составом. Технология направлена на удаление адсорбированных нефтепродуктов с поверхности горной породы и химическое взаимодействия кислоты со скелетом породы продуктивного пласта [].

Методы физико-химического воздействия на пласт _____ месторождения приведены в таблице.

Таблица 1 - Методы физико-химического воздействия на пласт

Вид мероприятия	Цель	Пласт, скважины Год внедрения
Ввод скважин в эксплуатацию из бурения	Кислотная ванна	Добывающие скважины
Снижение фильтрационных сопротивлений по нефти, ослабление структурно-механических свойств нефти. Предупреждение и очистка призабойной зоны скважин и нефтепромыслового оборудования от АСПО.	Обработка ПЗ скв. нефтяными растворителями, горячей нефтью.	Добыв. скв. – с 2015г. Добыв. скв. - с 2016г. Добыв. скв. - с 2015г.

Вид мероприятия	Цель	Пласт, скважины Год внедрения
Селективная изоляция водопритока в добывающих скважинах – кремнийорганический полимер АКОР	Ограничение или изоляция притоков воды в нефтяных скважинах при всех видах обводнения	Добыв. скв. - 2015-2020г. Добыв. скв. - 2016-2013г. Добыв. скв. - 2015-2025г.
Обработки ПЗ нагнетательной скважины кислотным поверхностно-активным составом, различные профилактические работы (самоизлив и промывки)	Освоение скважин под нагнетание, поддержание и восстановление приемистости нагнетательных скважин	Нагнет. скв. - с 2015г. Нагнет. скв. – с 2016г.

Оценка эффективности применения физико-химических методов воздействия на продуктивный пласт приведена в таблицах __ - __.

Таблица 2- Оценка эффективности применения физико-химических методов воздействия на призабойную зону скважин пласта _____ месторождения

Годы	Углеводородные растворители, горячая нефть			Изоляция водопритоков			ИТОГО		
	№ обрабатыв. скв.	Доп добыча нефти, т.т.	Объём закачки, м³	№ обрабатыв. скв.	Доп добыча нефти, т.т.	Объём закачки, м³	Кол-во скв-операций	Доп добыча нефти, т.т.	Объём закачки, м³
Итого									

Кислотные ванны при вводе скважин в эксплуатацию

Кислотная ванна (КВ) является первым обязательным видом кислотного воздействия для скважин, сдаваемых из бурения, и проводится в процессе первичного освоения скважин в период ввода их в эксплуатацию.

Перед производством кислотной ванны следует очистить забой от забойной пробки, если она обнаружена в результате отбивки забоя, и максимально разрушить цементную корку (в случае ее присутствия) механическим путем. В случае наличия на забое битумных отложений, образовавшихся в результате применения буровых растворов на нефтяной основе, после обычной механической очистки следует промыть забой одним из растворителей – нефрасом, газовым бензином, средним дистиллятом и др. Возможна промывка горячей нефтью.

Объем кислотного раствора должен быть равен объему колонны (открытого ствола) от кровли обрабатываемого интервала пласта до забоя.

Рабочий кислотный раствор должен быть повышенной концентрации. Скважины с открытым стволом следует обрабатывать кислотными растворами с концентрацией соляной кислоты до 20%, а обсаженные скважины – раствором с концентрацией соляной кислоты до 15%. Кислотный раствор может содержать все необходимые добавки (ингибитор коррозии, стабилизатор, ПАВ, деэмульгатор). При наличии значительных глинистых корок допустимо использование в кислотной ванне плавиковой кислоты с концентрацией 1-3%. При этом необходимо помнить, что плавиковая кислота реагирует с жидкостью глушения на основе хлористого кальция и хлористого натрия и в случае применения этих жидкостей глушения, воздействие плавиковой кислоты на глинистую корку будет минимальным. Необходимо обеспечить невозможность поступления в пласт продуктов реакции плавиковой кислоты с глинами.

Кислотный раствор по завершении закачки в скважину в течение всего периода реагирования должен находиться только в интервале обработки, т.е. он не должен выходить из зоны реагирования вверх – в обсадную колонну за счет притока жидкости из пласта или из НКТ, ни уходить в пласт за счет поглощения призабойной зоной. Поскольку для КВ используют достаточно концентрированный раствор кислоты с высокой плотностью, возможно оседание его в скважинной жидкости, если ее плотность ниже. В случае, если жидкость глушения имеет плотность выше плотности кислоты, необходимо перед проведением КВ провести замену жидкости в скважине на более легкую, а если такая замена нежелательна по соображениям безопасности, обработка производится с установкой пакера. Плотность используемой

жидкости должна обеспечивать невозможность продавливания кислотного состава в пласт, т.е., должна соответствовать пластовому давлению.

Раствор кислоты выдерживается в интервале обработки в течение 4-6 часов. При КВ предпочтительна полная нейтрализация кислотного состава. Продукты реакции следует удалить однократной обратной промывкой жидкостью глушения с допуском НКТ до забоя скважины. Для гарантированной промывки в промывочную жидкость добавляют ПАВ в количестве до 1%, что позволит эффективно удалить остатки коррозионно-опасного кислотного состава с поверхности металла.

При отсутствии приемистости скважины, КВ, имеющая цель – достижение какой-либо приемистости, должна быть поставлена в динамическом режиме, чередующем циклическое нагнетание и сброс давления путем разрядки продавочной жидкости в мерники ЦА-320 с периодичностью 10-15 минут 3-4 раза.

Порядок проведения работ следующий. Колонна НКТ, по которой предполагается закачивать кислотный состав, независимо от того какие НКТ используются – новые или бывшие в употреблении подвергается «травлению» – промывке кислотным составом, запланированной для основной обработки концентрации, из расчета 0,3-0,4 м³ на 1000 метров длины колонны. Прокачка кислотного состава осуществляется на 2 передаче кислотного агрегата или ЦА-320, при малых оборотах двигателя. Скорость подачи жидкости следует выдерживать в пределах 2-4 литра в секунду. После доведения расчетного объема до «башмака» НКТ, кислотный состав вымывают обратной промывкой при тех же параметрах расхода жидкости, собирают в металлическую емкость, при необходимости добавляют в него пластовую воду, для нейтрализации оставшейся кислоты, далее утилизируют как обыкновенную промывочную жидкость.

Для установки кислотной ванны НКТ опустить до подошвы обрабатываемого интервала пласта. Произвести закачку расчетного объема кислоты на циркуляцию при открытой затрубной задвижке и продавку его до интервала обработки продавочной (технологической) жидкостью (водным раствором ПАВ или дегазированной нефтью) в объеме НКТ. НКТ приподнять над обрабатываемым интервалом на 20-30 метров, чтобы исключить воздействие кислоты на колонну труб. Скважина оставляется на реагирование.

Обработки скважин, направленные на снижение вязкости нефти и удаление АСПО

Обработка призабойной зоны добывающих скважин горячей нефтью

Технология обработки призабойной зоны продуктивного пласта горячей нефтью с добавкой к ней деэмульгатора – « _____ » заключается в следующем.

Скважину промывают безводной нефтью. Если позволяет пластовое давление, промывку ствола необходимо проводить ниже интервала перфорации с тем, чтобы очистить весь ствол от механических примесей.

Емкость, оборудованная змеевиками, заполняется безводной нефтью. Лучше всего брать горячую обезвоженную и обессоленную нефть из деэмульсационной установки. Нефть прогревают до 60⁰С, пропуская пар через змеевики.

В случае работы с необезвоженной нефтью к ней добавляют 0,5-1,0% деэмульгатора (3-5 г/тн нефти), перемешивают и нагревают до температуры 70⁰С, после чего отстаивают в течение 25-30 мин и спускают воду. В нефть добавляют 2-3% деэмульгатора, смесь тщательно перемешивают в течение 10-15 мин и при температуре около 60⁰С, не прекращая перемешивания, закачивают в пласт. Если температура нефти при перемешивании упала, то ее подогревают дополнительно, пропуская пар через змеевики.

При использовании перегретого пара из ППУ нефть необходимо нагреть до 70⁰С, добавить к ней 0,5-1% деэмульгатора, тщательно перемешать и дать отстояться в течение 25-30 мин и спустить воду. После этого необходимо добавить к нефти не меньше 3% деэмульгатора, смесь тщательно перемешать в течение 10-15 мин и при температуре около 60⁰С, не прерывая перемешивания, закачать в скважину. В пласт закачивают от 3 до 5 м³ горячей нефтью на 1 м толщины продуктивного пласта.

Закачка в пласт (при закрытом затрубном пространстве) осуществляется 3-4 порциями с перерывами на 1ч. Последнюю порцию реагента задавливают в пласт нефтью. Скважина остается под давлением на реагирование в течение 48-72 часов, после чего вводится в эксплуатацию.

Нефть закачивают в пласт подогретой для: предотвращения закупорки порового пространства обрабатываемого пласта парафином; более легкого разрушения водонефтяной эмульсии, закупоривающей поры пород; более полного и быстрого смачивания породы и вытеснения воды из ее пор;

Нефть доходит до пласта с температурой на несколько градусов выше температуры жидкости, находящейся в стволе скважины в начале закачки. Нагревание особенно необходимо в холодную погоду. Отсутствие подогрева может привести к полной или частичной закупорке пласта парафином. Нефть

закачивается 3-4 порциями с перерывами на один час для разрушения пленок воды, находящихся на поверхности зерен породы, разрушения эмульсии и вытеснения воды из призабойной зоны в глубь пласта, а также для возможно большего увеличения количества адсорбированного ПАВ на зернах породы. Такое воздействие должно дать максимальное увеличение по дебиту.

Применение растворителей для удаления АСПО

Основными структурообразующими компонентами АСПО являются различные по природе вещества: высшие твердые алканы – парафины и гетероароматические асфальтосмолистые веществ (АСВ). Для растворения парафинов используются парафинонафтеновые углеводородные фракции (ПНФ), а для растворения АСВ – ароматические углеводородные фракции (АФ). Лучшими растворителями для АСПО должны быть многокомпонентные композиции, состоящие из арил-, алкил-, алкилариловых углеводородов. В качестве АФ используются нефтяные растворители марок «_____» и «_____» - концентраты ароматических соединений и содержат в основном алкилароматические углеводороды. Парафинонафтенная фракция, поступающая на процесс риформинга (фракции для производства бензола и толуола на установке каталитического риформинга) относится к концентратам алифатических и нафтенных соединений, так как в ней преобладают алканы и циклоалканы. Результаты лабораторных опытов показали эффективность удаления АСПО из пористой среды составом, содержащим 70% толуольной фракции и 30% нефраса 120/200. Промысловые испытания предлагаемого состава (патент РФ № 2011800) были проведены на месторождениях НГДУ «Уфанефть» АНК «Башнефть». Для обработок этим составом были выбраны 29 скважин, в которых значительно снизилась продуктивность из-за накопления АСПО в призабойной зоне пласта. Состав, содержащий 70% толуольной фракции и 30% нефраса 120/200, закачивался в призабойную зону пласта из расчета 0,7 м³ на 1 м вскрытой толщины пласта (но не менее 5 м³ на 1 скважино-операцию). Закачка производилась передвижными насосными агрегатами (ЦА-320, АН-700) через НКТ с пакером. В качестве продавочной жидкости использовалась пресная вода. Время выдержки скважины от закачки до пуска в работу составляло в среднем 24 часа. В результате этих обработок дополнительно добыто 7567 тн. нефти.

Таким образом, результаты выполненных исследований позволяют рекомендовать состав, содержащий 70% толуольной фракции и 30% нефраса 120/200, для восстановления приемистости нагнетательных и продуктивности добывающих скважин. Эти растворители готовятся простым смешением составляющих компонентов. Для их закачки в скважину не требуется специального оборудование. Кроме того, широкое промышленное использование разработанных составов позволит утилизировать крупнотоннажные отходы нефтепереработки и нефтехимии.

2.3 Разработка рекомендаций и обоснование выбора метода воздействия на пласт для геолого-физических условий пласта _____ месторождения

В данном разделе разрабатываются рекомендации и приводится обоснование метода воздействия на пласт для геолого-физических условий пласта _____. Выбор ГТМ осуществляется на основании анализа эффективности применения методов ПНП и ИДН на рассматриваемом объекте (подраздел 2.2.3), особенностей геологического строения пласта и свойств скважинной продукции.

2.3.1 Критериальный анализ основных характеристик пласта, физико-химических характеристик нефти, пластовой воды и закачиваемой воды с целью выбора ГТМ.

Назначение данного подраздела - анализ основных характеристик пласта, физико-химических характеристик нефти, пластовой воды и закачиваемой воды с целью выбора ГТМ. Критерии применимости выбранного метода определяются на основании выполнения литературно – патентного обзора (подраздел 2.1.) и анализа эффективности применения методов ПНП и ИДН на выбранном объекте (по результатам выполнения пункта 2.2.3).

2.3.2 Обоснование выбора метода воздействия на пласт и оценка критериев применимости метода в геолого-технических условиях месторождения.

В данном подразделе проводится сопоставление геолого-технических условий объекта испытаний с областью применения выбранного метода воздействия на пласт, и принимается решение о возможности применения ГТМ.

Пример анализа литературных источников и определения критериев применимости метода мицеллярно-полимерного заводнения.

Одним из эффективных физико-химических методов воздействия на пласт является метод мицеллярно-полимерного заводнения (МПЗ). Мицеллярные растворы (МР) позволяют достигнуть сверхнизкого межфазного натяжения на границе с нефтью и водой, а оторочка полимерного раствора увеличивает охват пласта процессом вытеснения, тем самым обеспечиваются высокие значения коэффициента извлечения нефти [1,2].

«Классический» мицеллярный раствор состоит из углеводов, воды и поверхностно-активного вещества (ПАВ). Однако мицеллярные растворы обычно состоят из большего числа компонентов. Это диктуется необходимостью придания МР таких важнейших свойств с точки зрения полноты вытеснения нефти, как ультранизкое межфазное натяжение на границе с нефтью, регулируемость вязкости, смешиваемость с нефтью и стабильность. Также следует отметить, что подбор композиции МР в условиях конкретного нефтяного пласта, требует тщательного подхода [2].

В настоящей работе представлены основные результаты опытно-промысловых испытаний метода МПЗ в России и за рубежом.

Лабораторные и промысловые испытания технологии мицеллярно-полимерного заводнения начинаются в начале 60-х годов. Первый промысловый эксперимент по вытеснению нефти оторочкой МР проведен в 1962 году на участке *Dedrick* не подвергавшемся заводнению. По результатам испытаний определено, что с опытного участка было вытеснено более 80% запасов нефти, что существенно выше, чем при обычном заводнении пласта водой [3].

Следующим этапом развития метода - эксперимент на участке *Wilkin*, МПЗ впервые испытывается как третичный способ добычи нефти. Объектом испытаний был выбран пласт, представленный двумя сообщающимися пропластками с различной проницаемостью (0,10 и 0,34 мкм²), общей мощностью от 4,9 до 12,7 м и пористостью 20%. Мицеллярная оторочка объемом 3,5% от порового объема (п.о.), как и эксперименте на участке *Dedrick*, замещалась буферной оторочкой (водонефтяная эмульсия с постепенно меняющейся вязкостью) объемом 6,8% п.о. На опытном участке было извлечено 8-14% от остаточной нефти, невысокая эффективность технологии в указанных геолого-физических условиях, по мнению авторов, связана с высокой неоднородностью пласта, недостаточным контролем за подвижностью всей системы и малым объемом буферной жидкости [3-4,6].

С целью изучения проблемы контроля подвижности был проведен дополнительный эксперимент на участке *Henry-W*, остаточная нефтенасыщенность пласта до применения метода МПЗ составляла 40%. После закачки МР объемом 9% п.о. и буфера объемом 200% п.о., степень извлечения остаточной нефти составила 63%, что явилось доказательством высокой эффективности применения процесса для добычи нефти из обводненных пластов [3-4,6].

После получения положительных результатов компания *Marathon* перешла к испытанию на участке *119-R*. Целью данного испытания - оценка эффективности процесса в условиях линейной системы расстановки скважин при продвижении оторочки МР на большие расстояния, так как промысловые эксперименты проводились только на 5-ти точечной системе заводнения с малым расстоянием между скважинами. Закачка МР, состоящего из смеси нефтяных сульфонатов (промышленного и приготовленного в промысловых условиях сульфированием нефти данного месторождения), началась в сентябре 1968 года во все нагнетательные скважины. После закачки оторочки МР (7% п.о.) и буферной жидкости в объеме 100% п.о. добыча нефти составила 39% от остаточной нефти после заводнения пласта [4,6-7].

В 1969 г. на участке *Henry S* проводятся испытания МР с высоким содержанием воды - 70% и 8% (масс.) ПАВ, в качестве углеводородного компонента МР использован вакуумный газойль. Оторочка МР объемом 5% п.о., проталкиваемая загущенной водой, вытеснила 64% нефти из пласта [3].

Дальнейшее развитие технологии МПЗ начинается в 1973 году (испытание МТ-1) и связано с изучением влияния вязкости буферной оторочки на эффективность метода. В пласт закачивают МР объемом 7% п.о., а буферную жидкость с меняющейся вязкостью закачивают в три этапа (20%, 43% и 30% от п.о.). Количество вытесненной нефти составило 47% от остаточной нефти после заводнения [4,6].

Одним из наиболее масштабных экспериментов компании *Marathon* является эксперимент 219-R. В пласт было закачено МР - 10% п.о., буферная оторочка водного раствора полимера подавалась в 7 ступеней, концентрация полимера последовательно снижалась от 1156 мг/л до 50 мг/л. Общій объем буферной

оторочки составил 105% п.о. По результатам эксперимента было извлечено более 25% остаточной нефти [4,7].

Эта серия промысловых экспериментов, проводимых компанией Marathon, завершается крупномасштабным испытанием М-1. Всего для проведения данного эксперимента потребовалось 114 нагнетательных и 132 добывающих скважин. Степень извлечения третичной нефти составила 31% при закачке оторочки МР объемом 10% п.о. и буферной оторочки 105% п.о. [7,12].

Следующие опытно-промысловые испытания проводятся на месторождении Higgs (Техас, США), в пласт закачивают рабочие жидкости в следующей последовательности: предварительный буфер (водный раствор полимера), безводный МР, пресная вода, буфер (раствор полимера в пластовой воде), пластовая вода. Предварительный буфер был направлен на достижение равномерного продвижения мицеллярной оторочки. МР представлял собой сульфонатный концентрат, состоящий из коммерческих нефтяных сульфонатов и стабилизирующих агентов, концентрат смешивался с сырой нефтью небольшим количеством воды на промысле. Авторы считают, что закачка мицеллярной оторочки двумя порциями, сначала безводный концентрат, а затем вода, имеет заметные преимущества перед закачкой МР в виде одной жидкости, смешанной с необходимым количеством воды. Объемы мицеллярной оторочки и следующего за ней буфера составили соответственно 2,0 и 44%. Степень извлечения остаточной нефти - 19,5% [8].

Интересны опытно-промысловые испытания проведенные компанией Penzoil на месторождении Bradford поскольку в качестве объекта исследования использованы не однородные пласты, а пласт со сложным геологическим строением. Внедрение технологии проводится в два этапа, первоначально на малой участке с последующим масштабированием на крупный промысловый объект. По результатам испытания удалось извлечь 57 и 50% от остаточной нефти с использованием оторочки МР 6,4 и 5,0% от п.о. и буфером 140 и 125% [4,13].

Менее значимые результаты получены компанией Gary Energy Corporation на месторождении Bell Creek Unit "А". Использование МР 3,5% п.о. и 100% п.о. буферной оторочки позволило извлечь 14% от остаточной нефти после заводнения водой [10,12].

Внедрение технологии МПЗ на терригенных коллекторах в России начинается с 1983 года Государственным институтом по проектированию и исследовательским работам в нефтяной промышленности «Гипровостокнефть» на промышленном участке Сарбайско-Мочалеевского месторождения пласта А3, сложенного песчаниками, глинами и алевролитами. Нефть пласта относится к типу сернистых, парафинистых, смолистых и вязких. Проницаемость пласта А3 - 1,72 мкм², пористость - 25%.

Впервые технология внедрения предусматривала применение циклической закачки (нагнетание воды между закачкой химреагентов для проталкивания оторочек по пласту) нескольких оторочек. В качестве реагента использовался поверхностно-активный полимерсодержащий состав (ПАПС), содержащий нефтяной сульфонат – Карпатол (побочный продукт производства сульфонатной присадки к маслам), полиакриламид и оксиэтилированный алкилфенол ОП-10. К концу 1990 года было реализовано 8 циклов закачки реагента и добыто 140,5 тыс. тонн нефти, что соответствовало приросту КИН на 3,8% [9].

Все рассмотренные выше промысловые испытания были проведены на терригенных породах, использование метода МПЗ в карбонатных коллекторах требует дополнительных мероприятий по снижению адсорбции активных компонентов МР в пласте, но, не смотря на данное обстоятельство, учитывая достаточно высокую эффективность метода, проводится целая серия промысловых испытаний на карбонатах.

Первые промысловые опыты на карбонатных пластах были проведены с 1979 года по технологии МПЗ на Теребиловском куполе Яблоневского месторождения (пласты К-1 и К-2). Пласты К-1 и К-2 представлены карбонатным типом с проницаемостью 0,04 и 0,02 мкм², пористостью 24,1 и 23,5%. Закачка ПАПС также проводилась циклами. Падение обводненности и рост добычи нефти начинается с 1988 года. При заметном росте обводненности начинался новый цикл закачки. Таким образом, за весь период реализации воздействия ПАПС на 01.01.1990 год дополнительно добыто 42 тыс. тонн нефти, что отвечает приросту КИН на 19-23%.

В качестве ПАПС использовался состав, содержащий нефтяной сульфонат – ГНА (побочный продукт производства сульфонатной присадки к маслам), полиакриламид и оксиэтилированный алкилфенол ОП-10 [9, 14].

В 1981 году на месторождении Bob Slaughter Block на двух участках начинается закачка мицеллярной оторочки, состоящей из смеси нефтяного сульфоната и алкиларилэфирсульфата. В качестве буферной оторочки использовался биополимер. Грамотная оптимизация состава МР и буферной оторочки, а также технологии их применения позволила достигнуть впечатляющих результатов и добыть из заводненных пластов 77% от остаточной нефти, при низкой адсорбции ПАВ и полимера на породе.

В июле 1982 года начинаются испытания на втором участке месторождения. Несмотря на то, что эффективность вытеснения на данном участке была меньше (43%), результаты считались перспективными [15].

Более подробные сведения о проведенных опытно-промысловых внедрениях технологии МПЗ представлены в таблице 1.

Анализируя и обобщая результаты промысловых испытаний можно выделить основные рекомендации и ограничения по применению метода МПЗ:

1) тип коллектора и однородность пластов. Наибольшее количество лабораторных и опытно-промысловых исследований проведено на терригенных породах, поэтому поведение МР в песчаниках наиболее исследовано и они являются приоритетными при выборе объекта внедрения, с другой стороны, опыт использования метода МПЗ в карбонатных коллекторах также оказался положительным [9,15] и при условии разработки технологических решений по снижению сорбции активных компонентов на породе метод может быть рекомендован и для карбонатов. Вопросы по снижению адсорбции ПАВ и полимеров на породах (вне зависимости от их происхождения) являются важными и требуют тщательного учета.

Эффективность МПЗ на прямую зависит от сохранения целостности и максимального охвата пласта оторочкой МР, следовательно, высокая неоднородность пластов ограничивает применение метода. В то же время в целом ряде работ [3,8,9,14] проведены исследования на параллельных моделях керна различной проницаемости (не трещиноватых), результаты экспериментов показали, что возможен подбор состава реагента, буферной оторочки и технологии их эффективного применения на неоднородных породах.

Таким образом, обобщая опыт промысловых испытаний, наиболее подходящие пласты для внедрения метода МПЗ: терригенные и карбонатные (не трещиноватые, с низкой кавернозностью) с содержанием рассеянной глины до 5%, с проницаемостью породы – выше 0,005 мкм², нефтенасыщенной толщиной – не менее 2 метров, площадной системой разработки месторождения с обводненностью до 98 %;

2) минерализация пластовых (закачиваемых) вод. Минерализация пластовых и закачиваемых вод, а также их компонентный состав оказывают огромное влияние на свойства и эффективность МР, для определённого МР существуют область оптимальной минерализации, в которой достигаются сверхнизкие значения межфазного натяжения на границе с нефтью. Важным является не только аспект приготовления (подбор рецептуры) МР на минерализованной воде, но и изменение поведения МР в зависимости от минерализации пластовых вод. Концентрация хлоридов в воде желательна менее 20000 ррт, а двухвалентных ионов (Са, Mg) менее 500 ррт. Создание эффективных мицеллярных растворов возможно и при более высокой минерализации, но это требует увеличения содержания содетергентов, повышающих стоимость реагента в целом. Несмотря на многочисленные исследования в области технологии применения метода, существует и ряд противоречий. Так в работах [6,8,10] отмечается, что для повышения эффективности действия МР необходимо закачивать оторочку слабоминерализованной (пресной) воды, другие исследования [9, 14] свидетельствуют о том, что предварять продвижение фронта МР должна оторочка с достаточно высокой минерализацией. Таким образом, исследования влияния общей минерализации и компонентного состава пластовых и закачиваемых вод на технологическую эффективность применения метода МПЗ необходимо выполнять адресно для состава реагента, геолого-физических характеристик пласта и физико-химических свойств пластовых флюидов.

3) физико-химические свойства нефти. Практически во всех рассмотренных промысловых испытаниях объектом исследований являлись маловязкие и легкие нефти, использования метода МПЗ на месторождениях средних и тяжелых нефтей носят единичный характер и адаптация метода для данных условий является актуальной задачей.

4) пластовые температуры. Известно, что с повышением пластовых температур устойчивость мицеллярных растворов и растворов полимера изменяется. Наблюдается прямая зависимость между пластовой температурой и минерализацией вод: при содержании электролитов до 20 г/л, возможно использование технологии при пластовых температурах до 95⁰С; при концентрации электролитов выше 50 г/л при пластовых температурах до 50⁰С.

5) технико-экономические аспекты. Высокая стоимость реагентов и большие объёмы закачки реагентов являются основными сдерживающими факторами при внедрении метода МПЗ. Опытные промысловые испытания метода МПЗ практически прекращаются в 90-х годах в связи с падением цен на нефть, но сегодня интерес к технологии возобновляется. Согласно работе [19] технология экономически рентабельна при уровне цен на нефть более 30 долл/барр. Данные по удельному расходу реагентов различны и в среднем составляют от 20 до 60 тонн нефти на тонну реагента.

С момента открытия метода МПЗ и до настоящего времени происходит постоянное его совершенствование как в области создания новых составов, так в области оптимизации технологии применения, среди наиболее актуальных направлений развития метода МПЗ можно выделить следующие:

1) поиск крупнотоннажных источников анионных ПАВ. Наиболее используемые ПАВ в методе МПЗ - анионные ПАВ. Синтетические анионные ПАВ (внутренние олефинсульфонаты, алкилсульфаты и т.д.) являются высокоэффективными реагентами для ПНП, но их производство многостадийно, а для создания высокоэффективных мицеллярных растворов зачастую требуется два и более синтетических ПАВ с различной молекулярной массой. Другой тип анионных ПАВ - нефтяные сульфонаты (алкиларилсульфонаты), получаемые сульфированием углеводородного сырья. Нефтяные сульфонаты (НС), по сравнению с синтетическими ПАВ, обладают более низкой стоимостью и широким молекулярно-массовым распределением, что является важным условием для повышения совместимости МР с минерализованной пластовой водой и нефтью. Поэтому одним из направлений совершенствования технологии МПЗ является организация производства НС на базе доступных крупнотоннажных сырьевых источников или/и использование промежуточных (низкокачественных) продуктов, содержащих в своем составе необходимые ПАВ. В ряде работ была показана возможность использования в качестве источника ПАВ и углеводородного растворителя нейтрализованных кислых гудронов (под маркой Карпатол и ГНД) [9, 14, 16] и промежуточного продукта производства присадок [17, 18].

2) совершенствование технологии применения МПЗ. Важным вопросом совершенствования технологии закачки МР является изучение процессов инверсии углеводородных и водных мицеллярных растворов в пласте. Понимание условий, приводящих к изменению поведения МР при движении по водо- и нефтенасыщенным пластам, позволяет значимо влиять на их нефтевытесняющую способность. Другая задача - упрощение технологии закачки больших объемов реагентов, циклическая закачка МР показала высокую эффективность [9, 14], но систематические исследования в области оптимизации процесса не проводились. Остаются открытыми вопросы по выбору типа, состава и объема оторочек до и после оторочки МР, а также поведению МР приготовленного на водном растворе полимера (ПАПС).

3) снижение концентрации активных компонентов и применение новых ПАВ. В целях минимизации расходов на дорогостоящие компоненты МР, особый интерес представляют работы, направленные на разработку составов и технологий низкоконцентрированных поверхностно-активных полимерсодержащих составов, с содержанием активных компонентов до 1%. Сохранение технологической эффективности, при низкой концентрации ПАВ, возможно при тщательном подборе компонентов мицеллярного раствора или использованием ПАВ, обладающих более высокой поверхностной активностью. В последнее время опубликовано множество работ, посвященных синтезу и испытаниям новых ПАВ для процессов ПНП. Так, в работах [23,24] предложено использование димерных (Gemini) анионных ПАВ обладающих высокой эффективностью, за счет низких значений критической концентрации мицеллообразования, возможности достижения ультранизких межфазных натяжений на границе с нефтью и водой и более высокой солиобилизирующей способностью. В работе [20] описаны новые разновидности гибридных ПАВ, которые по своему строению напоминают мицеллы обычных ПАВ, ядром мицеллы служит частицы с размерами 4-5 нм, имеющие гидрофильные и гидрофобные участки, которые окружены молекулами ПАВ. Лабораторные испытания показали более высокую эффективность наногибридного ПАВ, чем обычных ПАВ.

Другим важным направлением совершенствования составов МР является изучение мицеллообразования смесей ПАВ (анионных, неионогенных, амфолитных), позволяющих изменять в широких пределах реологические свойства раствора, поверхностную активность, критическую концентрацию мицеллообразования и т.д. [23, 26]. Так в работе [25] показано, что смесь анионного и амфолитного ПАВ образует длинные цилиндрические смешанные мицеллы, которые подобно полимерным макромолекулам, образуют сетку топологических зацеплений, в результате раствор приобретает вязкоупругие свойства.

2.4 Проектирование ГТМ на выбранном объекте

2.4.1 Обоснование выбора опытного участка (скважины кандидата) месторождения для реализации метода воздействия на пласт.

В данном подразделе приводится обоснование критериев для выбора скважины-кандидата или объекта испытания. Анализ выполняется на основании литературного-патентного обзора, подраздела 2.3 и пунктов 2.2.2 и 2.2.3.

Пример

Обработки самоотклоняющимися кислотными составами в особенности актуальны на скважинах, характеризующихся неравномерным профилем притока, эксплуатирующих неоднородный по своим фильтрационно-емкостным свойствам коллектор, при наличии нескольких в разной степени обводненных пропластков, а также на скважинах, ранее многократно подверженных стандартным кислотным обработкам, когда кислотное воздействие привело к формированию отдельных каверн и высокопроницаемых каналов и их очередное кислотное воздействие не целесообразно.

Максимальная эффективность рассматриваемых технологий интенсификации добычи нефти достигается при соответствии скважин-кандидатов следующим геолого-техническим условиям:

1. Области дренирования скважин должны характеризоваться высоким потенциалом остаточных извлекаемых запасов и не должны быть приурочены к участкам месторождения, находящимся на завершающей стадии разработки;

2. На участках расположения скважин не должны присутствовать зоны/системы глобальной или аномальной для месторождения трещиноватости;

3. Скважины должны характеризоваться высоким положительным значением Skin-фактора (> 2);

4. Наличие низкопродуктивных, низкопроницаемых пропластков, слабо подверженных выработке, является положительным фактором при выборе скважин-кандидатов на обработку и проектировании рассматриваемых технологий воздействия;

5. Текущая обводненность продукции рассматриваемых скважин желательна должна быть более 80 %, причем значение обводненности должно являться естественным фактором, соответствующим фактической стадии разработки объекта, т.е. не должно иметь место опережающее обводнение;

6. Коэффициент продуктивности скважин должен описываться монотонным снижением;

7. Предпочтительны объекты с низким текущим коэффициентом нефтеизвлечения;

8. Скважины-кандидаты на обработку должны иметь высокие значения потенциальных продуктивностей и низких текущие дебиты;

9. Залезь должна обладать достаточным запасом пластовой энергии (пластовое давление не должно быть ниже 60-70 % от гидростатического давления);

10. Пористость, проницаемость и глинистость продуктивных отложений должны быть не ниже критических для данного месторождения (рекомендуемые значения коэффициента пористости $K_n > 7\%$, коэффициента проницаемости $K_{пр} > 0,02$ мкм², коэффициента глинистости $K_{гл} < 10\%$);

11. Желательна мощность интервала перфорации вскрытого пласта не менее 2-3 м;

12. Присутствие в разрезе пропластков, недоосвоенных или закольматированных в процессе бурения, эксплуатации или проведения ремонтных работ является положительным фактором;

13. Благоприятным является наличие непроницаемых пропластков, толщиной более 3-5 м, отделяющих нефтенасыщенные пласты от водонасыщенных или от водонефтяного контакта (ВНК);

14. Для карбонатного пласта расстояние от нижних перфорационных отверстий до ВНК должно быть не менее 5 м;

15. Коэффициент приемистости скважины должен обеспечивать возможности закачки рассчитанного объема композиций;

16. Обязательным условием является герметичность обсадной колонны, текущего забоя скважины и цементного кольца, отсутствие заколонных перетоков минимум на 15-20 м выше и ниже интервала перфорации;

17. Не рекомендуются на обработку скважины, на которых ранее производились работы по ликвидации негерметичности обсадной колонны на глубинах, приближенных к интервалу перфорации;

18. Для технологии обработки пластов самоотклоняющимися кислотными составами определяющим является наличие карбонатного коллектора или же высокий уровень карбонатности ($> 30\%$) продуктивного разреза.

Указанные критерии подбора являются рекомендуемыми, но не окончательными. Итоговое решение принимается на основании общей экономической и технологической оценки перспективности обработки той или иной конкретной скважины.

Выбор способа обработки призабойной зоны и вида воздействия осуществляется на основе изучения причин снижения продуктивности скважин, с обязательным учетом геолого-физических свойств пород пласта-коллектора и насыщающих их флюидов, а также специальных гидродинамических и геофизических исследований по оценке фильтрационных характеристик призабойной зоны пласта.

На рис. 1 представлена блок-схема выбора технологии интенсификации добычи нефти (ИДН) по признаку соответствия тем или иным условиям эффективного применения. Данный способ позволяет по совокупности критериев производить выбор наиболее оптимальной технологии воздействия.

Вид коллектора	Карбонатный	Терригенный	Смешанный с карбонатностью < 30 %	Смешанный с карбонатностью > 30 %
Мощность пласта, м	< 2	2 - 10	> 10	
Пластовая температура, °С	< 70	70 - 90	> 90	
Коэффициент расчлененности	< 2	> 2		
Коэффициент вариации проницаемости	< 0,5	> 0,5		
Преимущественный характер кольматации	АСПО	Соли	Буровой раствор	Минеральные частицы
Skin-фактор	< 0	0 - 2	> 2	
Обводненность продукции, %	< 30	30 - 80	> 80	
Коэффициент приемистости, $\frac{м^3}{сут \cdot атм}$	< 2	> 2	> 3	
Количество ранних ОПЗ	< 3	> 3		
Остаточная нефтенасыщенность, %	< 30	30 - 60	> 60	
Техническое состояние эксплуатационной колонны	Герметична	Герметична, после проведения РИР		

 - ТПНВ	 - самоотклон. кислот. р-ры
 - ТПНВ и самоотклон. кислот. р-ры	 - другие технологии ИДН
 - требует индивидуальной оценки целесообразности проведения любой технологии ИДН	

Рисунок 1 - Блок-схема выбора оптимальной технологии воздействия

Объемы используемых растворов и составов, и способ их закачки могут изменяться в зависимости от геолого-физических характеристик обрабатываемых пластов.

При недостаточной приемистости скважины (коэффициент $k_{пр} < 4 \text{ м}^3/\text{сут} \cdot \text{атм}$) необходимо провести предварительную малообъемную кислотную (солянокислотную) обработку ближней прискважинной зоны.

Для реализации технологической схемы проведения работ по каждому конкретному случаю (скважине) необходимо предусмотреть:

- возможность проведения дополнительных исследований профиля притока/приемистости с качественной интерпретацией результатов по интенсивности притока по каждому эксплуатируемому пропластку и глубине интервала перфорации;
- возможность применения пакерующих устройств.

Для разработки дизайна и составления технологических планов проведения работ применительно к индивидуальным скважинам необходимо проведение комплексного анализа геолого-физической информации и наличие следующих исходных данных, предоставляемых в виде приложений (табл. 1).

Таблица 1 - Необходимая геолого-техническая информация

№	Наименование параметра	Значение параметров	Ед. изм./Примечания	
1	Номер скважины			
2	Название месторождения (площадь, купол)			
3	Конструкция	Направление (H спуска, D, h стенки)		
4		Кондуктор (H спуска, D, h стенки)		
5		Эксплуатационная колонна (H спуска, D, h стенки)		
6		Давление/дата опрессовки эксплуатационной колонны		
7		Дополнительная колонна (H спуска, D, h стенки)		
8		Давление/дата опрессовки дополнительной колонны		
9		Кривизна	Максимальный угол/глубина	
10			Максимальный набор кривизны/интервал	
11	Пространственный профиль скважины			
12	Забой	Пробуренный забой		
13		Искусственный забой		
14		Текущий забой		
15		Установленные цементные мосты (интервалы/дата)		
16	Интервалы перфорации	Открытые интервалы перфорации		
17		Изолированные интервалы перфорации		
18	Геолого-физические характеристики пластов*	Индекс пласта		
19		Глубина/абсолютная отметка залегания кровли		
20		Глубина/ абсолютная отметка залегания ВНК		
21		Общая толщина пласта		
22		Общая эффективная толщина пласта		
23		Эффективная нефтенасыщенная пласта		
24		Тип и минералогический состав коллекторов		
25		Пористость пласта/пропластка		
26		Абсолютная проницаемость пласта/ пропластка		
27		Коэффициент нефтенасыщенности		
28		Наличие и параметры трещин		
29		Коэффициент песчанности		
30		Коэффициент расчлененности		
31		Пластовая температура		
32		Начальное пластовое давление		
33		Текущее пластовое давление		
34		Забойное давление		
35		Давление насыщения		
36		Плотность нефти в пластовых условиях		
37		Плотность нефти в поверхностных условиях		
38		Плотность пластовой воды в пластовых условиях		
39		Плотность пластовой воды в поверхностных условиях		
40		Вязкость нефти в пластовых условиях		
41		Вязкость нефти в поверхностных условиях		
42		Вязкость пластовой воды в пластовых условиях		
43		Вязкость пластовой воды в поверхностных условиях		
44		Тип, хим. (ионный) состав пластовой воды		
45	Минерализация пластовой воды			
46	Геолого-физические характеристики пластов (табл. из ТСП)			
47	Свойства пластовых флюидов и воды (табл. из ТСП)			

№	Наименование параметра		Значение параметров	Ед. изм./Примечания
48	Данные эксплуатации	Динамика показателей работы скважины (дебит нефти, жидкости, обводненность продукции, пластовое и забойное давления, статический и динамический уровень, газовый фактор и т.д.) с начала периода эксплуатации		
49		Концентрация/количество взвешенных частиц (КВЧ)		
50		Минералогический, гранулометрический состав КВЧ		
51		Межремонтный период работы (МПП), наработка на отказ оборудования (ННО)		
52		Приемистость скважины		
53	Графический материал	Геологический разрез по линии скважин		
54		Фрагмент карты текущих и накопленных отборов, структурной карты и карты остаточных запасов		
55		Каротажный материал и данные геофизического исследования скважин (ГИС) – обций картаж (ОК) в открытом стволе, акустическая цементометрия (АКЦ), импульсный нейтрон-нейтронный картаж (ИННК) и др.		
56		Результаты и интерпретация гидродинамических исследований скважин (ГДИС), таких как определение профиля притока/приемистости, кривой восстановления давления (КВД) или уровня (КВУ), Skin-фактор и т.д.		
57	Доп. исследования	Исследования керна		
58	ГТМ	Описание проведенных ГТМ (технологии), объемы закаченных агентов, их эффективность		

Примечание: * - графы заполняются на каждый эксплуатационный объект по конкретной скважине.

Итогом выполнения пункта является выбор скважины-кандидата или опытного участка для проведения ГТМ.

После выбора объекта испытания проводится расчет технологических параметров воздействия на пласт и оценка эффективности проведения ГТМ. Для выбора состава реагента, методики расчета технологических параметров, а также оценки эффективности проведения мероприятия выполняется литературно-патентный обзор. На основании его проведения, совместно с руководителем курсового проекта, проводится выбор методик расчетов.

2.4.2 Технический расчет геолого-технического мероприятия

В данном подразделе проводят технологический расчет ГТМ. Итог расчета -определение основных технологических показателей геолого-технического мероприятия.

Пример

Исходные данные для расчета по скважине: вскрытая эффективная мощность карбонатного пласта $h=8,12$ м; ниже вскрытого пласта имеется зумпф глубиной $H_3=12$ м; внутренний диаметр скважины $D=0,132$ м; концентрация соляной кислоты $x=12\%$; исходная концентрация товарной соляной кислоты $z=26,5\%$; содержание в соляной кислоте солей железа $f=0,7\%$; исходная концентрация уксусной кислоты $c_{ук}=78\%$.

Проектирование солянокислотной обработки сводится к выбору концентрации кислотного раствора, устанавливаемой экспериментально, а также к расчету необходимого количества товарной кислоты и химических реагентов. Норма расхода кислотного раствора v_p составляет $1-1,2$ м³ на один метр обрабатываемой толщины пласта. Состав для реагента, а также способ его применения описан в патенте []. Далее представляется состав принятого реагента и его расходные характеристики.

Порядок расчета.

1. Обций объем солянокислотного раствора составит:

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

где V - средняя норма расхода раствора соляной кислоты на 1 м интервала обработки, принимаемая равной 1,2 м³; h - вскрытая эффективная мощность карбонатного пласта, м.

2. Количество 26,5%-ой концентрированной соляной кислоты для приготовления 12%-го соляно-кислотного раствора по формуле:

$$Q_k = Q \times x (5,09 \times x + 999) / [z \times (5,09 \times z + 999)], \text{ м}^3 \quad (2)$$

где z - концентрация товарной кислоты, %; Q - общий объем солянокислотного раствора, м³.

3. В качестве стабилизатора против выпадения из солянокислотного раствора содержащихся в нем солей железа добавляем уксусную кислоту, количество которой определяется по формуле:

$$Q_{\text{ук}} = \frac{b \times Q}{c_{\text{ук}}} \quad (3)$$

где $c_{\text{ук}}$ - концентрация уксусной кислоты, %; b - процент добавки уксусной кислоты к объему раствора, доли единицы, который определяется по формуле (4):

4. Процент добавки уксусной кислоты к объему раствора равен:

$$b = 0,7 + 0,8 = 1,5\% \quad (4)$$

где f - содержание в соляной кислоте солей железа, %

В товарной соляной кислоте второго сорта содержится примесь серной кислоты до 0,6% - параметр a (в пересчете на SO_3), которая после реакции ее с углекислым кальцием образует гипс, выпадающий в виде кристаллов, закупоривающих поры карбонатного пласта.

5. Зная, что $a=0,6\%$, $x=12\%$, $z=26,5\%$, определим количество в соляной кислоте хлористого бария:

$$Q_{\text{хб}} = (21,3 \cdot Q \cdot (\frac{a \cdot x}{z} - 0,02)) / \rho_{\text{хб}} = (21,3 \cdot 10 \cdot (\frac{0,6 \cdot 12}{26,5} - 0,02)) / 4000 = 0,013 \text{ м}^3 \quad (5)$$

где 21,3 - масса хлористого бария, необходимая для нейтрализации 10 кг серной кислоты, кг; Q - объем солянокислотного раствора, м³; a - объемная доля серной кислоты в товарной соляной кислоте, %; x - концентрация солянокислотного раствора, %; z - концентрация товарной соляной кислоты, %; 0,02 - допустимая объемная доля серной кислоты в растворе, когда после реакции ее с карбонатными породами соли не выпадают в осадок; $\rho_{\text{хб}}$ - плотность раствора хлористого бария, кг/м³ ($\rho_{\text{хб}}=4000$ кг/м³).

6. Принимая в качестве ингибитора коррозии реагент В-2, его необходимый объем определим по формуле (6)

$$Q_{\text{и}} = b_{\text{и}} Q / c_{\text{и}} = 0,2 \cdot 9,744 / 100 = 0,195 \text{ м}^3 \quad (6)$$

где $b_{\text{и}}$ - норма добавки ингибитора, %. Если в качестве ингибитора используют реагент В-2, то $b_{\text{и}}=0,2\%$; $c_{\text{и}}$ - объемная доля товарного ингибитора, % ($c_{\text{и}}=100\%$).

7. Принимая в качестве интенсификатора для понижения поверхностного натяжения ПАВ Марвелан-К, его необходимый объем определим по формуле

$$Q_{\text{ин}} = b_{\text{ин}} Q / c_{\text{ин}} = 0,3 \cdot 9,744 / 100 = 0,029 \text{ м}^3 \quad (7).$$

где $b_{\text{ин}}$ - норма добавки интенсификатора, %.

Если в качестве интенсификатора используют Марвелан-К, то $b_{\text{ин}}=0,3\%$, $c_{\text{ин}}$ - объемная доля товарного интенсификатора, % ($c_{\text{ин}}=100\%$).

8. Объем закачиваемого бланкета определяется по формуле (8):

$$Q_{\text{бл}} = 0,785 \cdot D^2 \cdot H = 0,785 \cdot 0,132^2 \cdot 12 = 0,164 \text{ м}^3 \quad (8)$$

где D - внутренний диаметр скважины, м; H - глубина зумпфа, м.

9. Суммарный объем всех добавок к солянокислотному раствору (стабилизатор, хлористый барий, ингибитор, интенсификатор, бланкет):

$$\sum Q = Q_{\text{ук}} + Q_{\text{хб}} + Q_{\text{и}} + Q_{\text{ин}} + Q_{\text{бл}} \quad (9)$$

$$\sum Q = 0,19 + 0,013 + 0,195 + 0,029 + 0,162 = 0,41 \text{ м}^3$$

10. Тогда количество воды для приготовления принятого объема солянокислотного раствора получим:

$$Q_{\text{в}} = Q - Q_{\text{к}} - \sum Q = 9,744 - 4,12 - 0,41 = 5,2 \text{ м}^3 \quad (10)$$

где Q - объем солянокислотного раствора, м^3 ; $Q_{\text{к}}$ - объем концентрированной товарной соляной кислоты, м^3 ; $\sum Q$ - суммарный объем всех добавок к солянокислотному раствору (уксусная кислота, хлористый барий), м^3 .

В результате расчета для приготовления солянокислотного раствора рекомендуем следующие объемы компонентов, которые представлены в таблице.

Таблица 1 - Рекомендуемые объемы реагентов для приготовления СКР

Название компонента	Единица измерения	Объем компонента
Вода	м^3	5,2
Концентрированная соляная кислота	м^3	4,12
Концентрированная уксусная кислота	м^3	0,19
Хлористый барий	м^3	0,013
Ингибитор коррозии (реагент В-2)	м^3	0,195
Интенсификатор марвелан-К	м^3	0,029
Хлористый кальций (бланкет)	м^3	0,164
Общий объем раствора	м^3	9,744

Кислотный раствор готовят в следующем порядке: наливают в емкость воду, добавляют к воде расчетные объемы ингибитора, уксусной кислоты, а затем расчетное количество товарной соляной кислоты, тщательно перемешивая. Затем добавляют хлористый барий, бланкет и интенсификатор. Перемешивают раствор и оставляют для реакции и осветления. Затем проверяют ареометром полученную концентрацию раствора соляной кислоты и, если она не соответствует заданной, добавляем к раствору воду или концентрированную соляную кислоту.

2.4.3 Определение объема дополнительно добытой нефти после воздействия на пласт

В данном подразделе необходима оценка эффективности проведения ГТМ после воздействия на пласт.

Пример. Оценка потенциального дебита скважины

Для определения потенциала скважины произведем расчеты дебита и коэффициента продуктивности скважины до и после мероприятия интенсификации.

Расчеты осуществлены для условия постоянного давления на контуре питания (ППД). Степень повреждения призабойной зоны пласта определяется величиной скин-эффекта. Расчет дебита после мероприятия проведен в предположении, что скин-эффект снижается после обработки до нуля ($Skin = 0$).

Исходные данные для расчета по скважине: Давление на контуре питания $P_{\text{к}} = 111$ атм; Давление на забое скважины $P_{\text{з}} = 97,1$ атм; Вязкость нефти $\mu_{\text{н}} = 8,39$ сПз; Коэффициент пластового объема нефти $V_{\text{о}} = 1,035$; Радиус дренирования $r_{\text{о}} = 20000$ см; Радиус скважины $r_{\text{с}} = 10$ см; Скин-фактор $Skin = 4,71$; Проницаемость пласта $k = 0,415$; Вскрытая эффективная мощность карбонатного пласта = 8,29 м.

Для определения потенциала скважины произведем расчеты дебита и коэффициента продуктивности скважины до и после мероприятия интенсификации.

Расчеты осуществлены для плоскорадиальной системы установившегося течения, т.е. условия постоянного давления на контуре питания (существует система поддержания пластового давления). Степень повреждения призабойной зоны пласта определяется величиной скин-эффекта. Расчет дебита после мероприятия проведен в предположении, что скин-эффект снижается после обработки до нуля ($Skin = 0$).

Порядок расчета.

1. Перепад давления (депрессия)

$$\Delta P = P_{\text{к}} - P_{\text{з}} = 111 - 97,1 = 13,9 \text{ атм} \quad (11)$$

2. Дебит скважины до СКО

$$q = \frac{2 \cdot \pi \cdot k \cdot h}{\mu_n \cdot B_0} \cdot \frac{\Delta P}{\ln\left(\frac{r_o}{r_c}\right) + Skin} = (12)$$

$$\frac{2 \cdot 3,14 \cdot 0,415 \cdot 8,29}{8,39 \cdot 1,035} \cdot \frac{13,9}{\ln\left(\frac{20000}{10}\right) + 4,71} = 2,8 \text{ м}^3 / \text{сут}$$

где k – проницаемость пласта; h – вскрытая эффективная мощность карбонатного пласта, м; μ_n – вязкость нефти, сПз; B_0 – коэффициент пластового объема нефти, д.е.; ΔP – перепад давления (депрессия), атм; r_o – радиус дренирования, см; r_c – радиус скважины, см; $Skin$ – скин-фактор.

3. Коэффициент продуктивности до СКО определяется по формуле

$$K = \frac{q}{\Delta P} = \frac{2,8}{13,9} = 0,2 (13)$$

где q – дебит скважины, м³/сут; ΔP – перепад давления, атм

4. Дебит скважины после СКО

$$q = \frac{2 \cdot 3,14 \cdot 0,415 \cdot 8,29}{8,39 \cdot 1,035} \cdot \frac{13,9}{\ln\left(\frac{20000}{10}\right) + 0} = 4,6 \text{ м}^3 / \text{сут}$$

5. Коэффициент продуктивности после СКО определяется по формуле

$$K = \frac{4,6}{13,9} = 0,34$$

Расчет потенциальных дебитов скважин, рассчитанных по формуле притока с использованием геолого-физических характеристик пласта в зоне скважины, показывает, что в результате обработки происходит практически полная очистка призабойной зоны пласта и увеличение дебита скважины по нефти. Что говорит о целесообразности проведения СКО на данном пласте.

Технологический процесс должен обеспечивать безопасность работ в соответствии с «Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности» от 09.04.98 г. и «Правила пожарной безопасности в Российской Федерации ППБ 01-93, МВД РФ от 14.12.1993 г.».

Расчет технологической эффективности от проведения солянокислотной обработки

Расчет проводится с использованием методов математической статистики на основании эксплуатационных данных по скважинам за 6-12 месяцев до осуществления мероприятия и 6-12 месяцев после осуществления мероприятия. В данной курсовой работе рассматриваются периоды по 10 месяцев до и после мероприятия.

Для корректности расчета необходимым условием является отсутствие иных ГТМ в рассматриваемых периодах. Исходными данными являются значения среднесуточного дебита по нефти для каждого месяца до и после проведения СКО.

Значение дебита для 10 месяца принимается равным рассчитанному в предыдущем разделе дебиту до проведения СКО, значение дебита для 11 месяца соответствует дебиту после проведения СКО.

Как правило, аналитически изменение фактического среднемесячного дебита во времени по скважине можно представить с помощью уравнения гиперболы (14)

$$q_i(t) = a t^b (14)$$

где a и b аналитически определенные коэффициенты.

Для нахождения коэффициентов a и b выражение (14) представляется в линейном виде (15)

$$\lg q_i(t) = \lg a - b \lg t (15)$$

Введя обозначения $\lg q_i(t) = Y$; $\lg a = A$; $b = B$; $\lg t = X$; уравнение (15) приводится к виду

$$Y = A - BX (16)$$

Далее для нахождения коэффициентов A и B составляется и решается система уравнений (17)

$$\left\{ \begin{array}{l} A \cdot n - B \cdot \sum_1^n X_i = \sum_1^n Y_i \\ A \cdot \sum_1^n X_i - B \cdot \sum_1^n X_i^2 = \sum_1^n X_i \cdot Y_i \end{array} \right\} (17)$$

где n – число значений в массиве «до мероприятия», в рассматриваемом случае – 10; знаком Σ обозначены суммы соответствующих значений в таблице 2 (столбцы 4-7).

Пошагово методика определения дополнительной добычи нефти заключается в следующем.

В массиве «До мероприятия»

1. Заполняется столбец 4 таблицы 2. Для этого вычисляется десятичный логарифм от каждого номера месяца. Определяется значение $\sum_1^n X_i$. В рассматриваемом случае $\sum_1^n X_i = 6,560$.

2. Заполняется столбец 5 таблицы 2. Для этого вычисляется десятичный логарифм от каждого значения дебита нефти. Определяется значение $\sum_1^n Y_i$. В рассматриваемом случае $\sum_1^n Y_i = 11,777$.

3. Заполняется столбец 6 таблицы 2. Для этого каждое соответствующее значение столбца 4 возводится в квадрат. Определяется значение $\sum_1^n X_i^2$. В рассматриваемом случае $\sum_1^n X_i^2 = 5,215$.

4. Заполняется столбец 7 таблицы 2. Для этого каждое соответствующее значение столбца 4 умножается на соответствующее значение столбца 5. Определяется значение $\sum_1^n X_i \cdot Y_i$. В рассматриваемом случае $\sum_1^n X_i \cdot Y_i = 7,418$

5. По найденным значениям составляется система уравнений (17). В рассматриваемом случае

$$\left\{ \begin{array}{l} A \cdot 10 - B \cdot 6,560 = 11,777 \\ A \cdot 6,560 - B \cdot 5,215 = 7,418 \end{array} \right\}$$

6. Для нахождения коэффициентов A и B решается система уравнений.

Далее, в первом уравнении системы выражается коэффициент A .

Для этого слагаемое с коэффициентом B переносится из левой в правую части уравнения с противоположным знаком

$$A \cdot 10 = 11,777 + B \cdot 6,560,$$

После чего левая и правая части уравнения делятся на число, стоящее перед коэффициентом A , (в рассматриваемом случае на 10)

$$\frac{A \cdot 10}{10} = \frac{11,777}{10} + \frac{B \cdot 6,560}{10}$$

имеем

$$A = 1,1777 + B \cdot 0,6560$$

Далее полученное выражение для коэффициента A подставляется в нижнее уравнение системы

$$(1,1777 + B \cdot 0,6560) \cdot 6,560 - B \cdot 5,215 = 7,418$$

Раскрывая скобки, имеем

$$7,725 + B \cdot 4,303 - B \cdot 5,215 = 7,418$$

Далее вычисляются подобные слагаемые уравнения. Числовые значения группируются в правой его части. Для этого 7,725 с противоположным знаком переносится из левой части уравнения в правую

$$\begin{array}{l} B \cdot (4,303 - 5,215) = 7,418 - 7,725 \\ B \cdot (-0,912) = -0,308 \end{array}$$

Отсюда коэффициент B равен

$$B = \frac{-0,308}{-0,912} = 0,337$$

Зная значение B , находим значение A

$$A = 1,1777 + B \cdot 0,6560 = 1,1777 + 0,337 \cdot 0,6560 = 1,399$$

7. По известным значениям коэффициентов A и B находятся значения коэффициентов a и b уравнения (14), описывающего изменение дебита нефти скважины во времени

$$a = 10^A = 10^{1,399} = 25,061;$$

$$b = B = 0,337$$

Таким образом, изменение дебита нефти скважины во времени будет описываться зависимостью

$$q_i(t) = 25,061 t^{-0,337}$$

где t – порядковый номер месяца, в котором необходимо определить значение дебита нефти по скважине.

8. Используя аналитическую зависимость для дебита скважины, полученную в пункте 7, ежемесячно вычисляется расчетный дебит нефти и заполняется столбец 8 таблицы 2.

Столбцы 9, 10, 11 в массиве «До мероприятия» не заполняются.

В массиве «После мероприятия».

9. Столбцы 4, 5, 6, 7 не заполняются. Аналогично пункту 8 в массиве «До мероприятия» ежемесячно вычисляется расчетный дебит нефти по скважине после мероприятия и заполняется столбец 8 таблицы 2. Полагается, что данный дебит скважин наблюдался бы в период после мероприятия, при условии не проведения СКО.

10. Зная значение реального дебита нефти, находится прирост дебита в каждом месяце Δq как разница между фактическим и расчетным дебитом. Для этого от значения в столбце 3 отнимается соответствующее значение в столбце 8 и заполняется столбец 9.

11. Зная количество дней, отработанных в каждом месяце определяется прирост дополнительной добычи в каждом месяце после проведения мероприятия, как произведение среднемесячного дебита нефти на соответствующее число дней отработанных скважиной в данном месяце. Для этого значение в столбце 9 умножается на соответствующее значение в столбце 10 и заполняется столбец 11 таблицы 2.

12. Определяются потери от простоя скважины на проведения СКО. Ремонт производился в течении 5 дней. Для оценки потерь необходимо вычислить средний дебит за три месяца предшествующие СКО и умножить на количество дней простоя. В рассматриваемом случае средний дебит определяется как сумма дебитов 8, 9, и 10 месяцев разделенная на 3:

$$\frac{10 + 11 + 10}{3} \approx 10,3 \text{ т/сут}$$

Следовательно, потери от простоя составят:

$$10 \cdot 5 = 51,7 \text{ тонн}$$

13. Далее определяется длительность эффекта от проведения СКО. Для этого необходимо построить графическую зависимость фактического и расчетного дебита скважин ежемесячно (рис. 1).

Таблица 2 - Расчет дополнительной добычи нефти после СКО

№	t_i мес	$q_i(t)$ факт т/сут	$\lg t_i =$ X_i	$\lg q_i(t) = Y_i$	X_i^2	$X_i Y_i$	$q_i(t)$ расч, т/сут	Δq , т/сут	$t_{\text{опр}}$, сут	ΔQ тонн
До мероприятия										
1	1	21	0,000	1,322	0,000	0,000	25,1	-	-	-
2	2	20	0,301	1,301	0,091	0,392	19,8	-	-	-
3	3	20	0,477	1,301	0,228	0,621	17,3	-	-	-
4	4	18	0,602	1,255	0,362	0,756	15,7	-	-	-
5	5	15	0,699	1,176	0,489	0,822	14,6	-	-	-
6	6	16	0,778	1,204	0,606	0,937	13,7	-	-	-
7	7	15	0,845	1,176	0,714	0,994	13,0	-	-	-
8	8	10	0,903	1,000	0,816	0,903	12,4	-	-	-
9	9	11	0,954	1,041	0,911	0,994	11,9	-	-	-
10	10	10	1,000	1,000	1,000	1,000	11,5	-	-	-
Σ			6,560	11,777	5,215	7,418				
После мероприятия										
11	11	30	-	-	-	-	11,2	18,8	30	565
12	12	32	-	-	-	-	10,8	21,2	31	656
13	13	27	-	-	-	-	10,5	16,5	30	494
14	14	25	-	-	-	-	10,3	14,7	27	397
15	15	20	-	-	-	-	10,1	9,9	29	288
16	16	20	-	-	-	-	9,8	10,2	30	305
17	17	10	-	-	-	-	9,6	0,4	31	11
18	18	12	-	-	-	-	9,5	2,5	30	76
19	19	9,5	-	-	-	-	9,3	0,2	30	7

№	t_i мес	$q_i(t)$ факт т/сут	$\lg t_i =$ X_i	$\lg q_i(t) = Y_i$	X_i^2	$X_i Y_i$	$q_i(t)$ расч. т/сут	Δq , т/сут	$t_{отр}$, сут	ΔQ тонн
20	20	8	-	-	-	-	9,1	-1,1	26	-29
Σ								Без учета потерь		2799
								С учетом потерь		2748

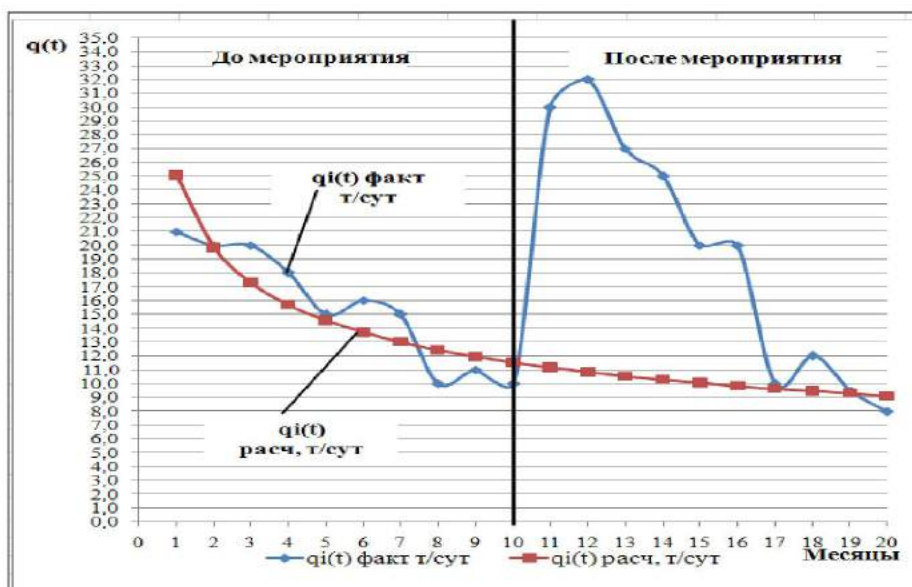


Рис. 2 Сравнительная динамика среднесуточного дебита скважины.

Считается, что эффект от мероприятия прекращается после того, как кривая фактического дебита в области «После мероприятия» пересекает и спускается ниже кривой расчетного дебита. В рассматриваемом примере длительность эффекта составляет 9 месяцев.

14. Далее подсчитывается суммарный прирост добычи ΔQ в тоннах, как сумма всех приростов за период эффекта, за вычетом потерь от простоя на проведение мероприятия. Для этого суммируются все положительные значения в 11 столбце таблицы 5.2, после чего от полученной суммы отнимаются определенные в пункте 12 потери от простоя. В рассматриваемом случае

$$565 + 656 + 494 + 397 + 288 + 305 + 11 + 76 + 7 = 2799 \text{ тонн}, 2799 - 51,7 = 2748,3 \text{ тонны}$$

2.4.4 Рекомендации по технологии применения ГТМ

В данном разделе необходимо раскрыть технологию проведения ГТМ. Перечисляются необходимое оборудование и агрегаты для реализации воздействия на пласт, схема расстановки оборудования для проведения ГТМ, а также мероприятия по обеспечению охраны труда и экологической безопасности проведения работ.

Пример

Технология СКО самоотклоняющимися составами реализуется поочередной закачкой в общую нагнетательную линию самоотклоняющегося кислотного раствора и основной интенсифицирующей композиции, либо использованием только самоотклоняющегося кислотного раствора.

Непосредственное проведение работ по рассматриваемым технологиям воздействия включает следующие подготовительные мероприятия:

- шаблонирование и проработку эксплуатационной колонны в интервале посадки пакера (при его использовании);
- опрессовку эксплуатационной колонны, определение ее герметичности и наличия заколонных перетоков;
- последовательный монтаж и спуск в скважину технологической подвески НКТ и используемого пакерующего оборудования;
- привязку и установку башмака НТК (пера-воронки, пакера) на требуемой глубине;
- подготовку желобной емкости к работе (очистку, промывку, заполнение рабочей жидкостью);

- сбор и опрессовку затрубной линии, определение ее герметичности;
- расстановку специализированной техники согласно утвержденной схеме и обвязку наземного оборудования;
- сбор и опрессовку нагнетательной линии, определение ее герметичности;
- определение приемистости скважины и наличия циркуляции жидкости по НТК-затрубному пространству;
- приготовление термогенерирующего раствора;
- приготовление пеногенерирующего раствора;
- приготовление кислотного состава;
- приготовление основного интенсифицирующего (кислотного) состава.

Основные мероприятия при селективной кислотной обработке самоотклоняющимися составами включают следующие этапы:

- попеременной подачей двух кислотных агрегатов закачку через тройник в общую нагнетательную самоотклоняющегося кислотного состава и основной кислотной композиции, либо закачку одним кислотным агрегатом исключительно самоотклоняющегося кислотного состава при его самостоятельном применении;
- продавку рабочей жидкостью цементировочным агрегатом закаченных в НКТ составов без остатков и с постоянным объемным расходом;
- герметизацию устья скважины и технологическую выдержку в течение заданного периода времени.

Используемое оборудование и технические характеристики специализированной техники

Рассматриваемые технологии реализуются с привлечением штатной техники бригады капитального ремонта скважин (КРС) и с использованием следующих технических средств и подземного оборудования:

- технологическая подвеска НКТ;
- цементировочный агрегат типа ЦА-320;
- кислотный агрегат СИН-32;
- емкости для технической воды;
- емкости для пресной воды;
- желобная емкость.

На рис.1 представлена типовая схема размещения наземного оборудования при закачке самоотклоняющихся кислотных составов.

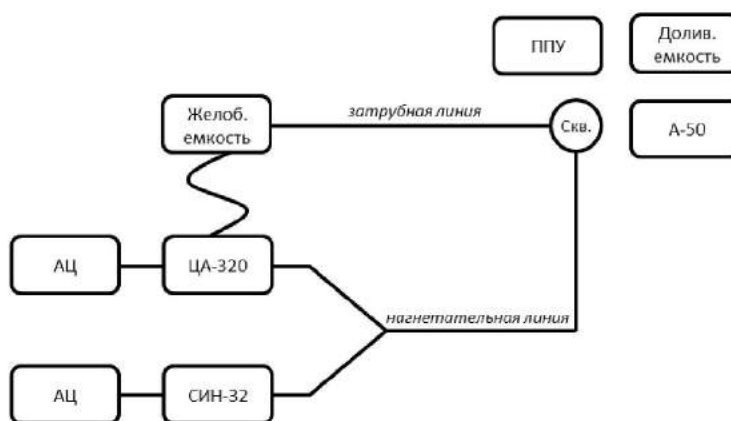


Рис. 1. - Схема размещения наземного оборудования при реализации технологий

Агрегат кислотной обработки скважин СИН-32 (АНЦ-32/50)

Агрегат СИН-32 (или его аналог АНЦ-32/50) предназначен для транспортирования ингибированной соляной кислоты (глинокислоты, солевых растворов и щелочей) и нагнетания в скважины при кислотной обработке пластов.

Агрегат предназначен для работы в умеренной и холодной макроклиматических зонах.

Таблица 1 - Основные технические характеристики

Монтажная база - шасси автомобиля	КрАЗ 65101
Насос высокого давления	Трехплунжерный/горизонтальный

Идеальная подача насоса, л/с	
- наибольшая	12,8/12,5
- наименьшая	3,5/2,24
Давление, МПа	
- наибольшее	32/50
- наименьшее	8,0/12,5
Привод насоса высокого давления	От тягового двигателя автомобиля через раздаточную коробку, коробку отбора мощности и коробку передач агрегата
Коробка передач	Двухскоростная двухвальная с косозубой цилиндрической передачей
Емкость цистерны, м ³	7
Транспортируемая жидкость	Раствор ингибированной соляной кислоты (концентрация до 35%), а также в смеси с кислотами плавиковой (5% от объема соляной кислоты) и уксусной (2% в пересчете на 100%-ую соляную кислоту)
Управление агрегатом	Централизованное из кабины автомобиля
Условные проходы манифольда, мм	
- всасывающего	100
- нагнетательного	50

Агрегат цементировочный АЦ-320

Агрегат цементировочный АЦ-32 предназначен для нагнетания различных жидких сред при цементировании скважин в процессе бурения и капитального ремонта, а также при проведении других промыслово-продовочных работ в нефтяных и газовых скважинах. Монтируется на шасси автомобиля КраЗ, Урал.

Таблица 2 - Технические характеристики

Монтажная база - шасси автомобиля	КраЗ-250	Урал 4320-1912-30
- грузоподъемность, т	14,575	12
- мощность двигателя, кВт	177	178
- частота вращения вала двигателя, (об/мин), не более,	35	35
Насос цементировочный	Поршневой насос НПСЦ-32	
- полезная мощность, кВт	108	
- ход поршня, мм	250	
- наибольшее давление, МПа	32	
- наибольшая подача, дм ³ /с	26	
Вспомогательный двигатель	ГАЗ-53	
- мощность, кВт, не более	51,5	
- крутящий момент, кВт, не более	205	
Частота вращения вала двигателя:		
- максимальная (об/мин)	46,6	
- рабочая (об/мин)	29	
Насос водяной	Центробежный насос	
Модель насоса	ЦНС 38-154	ЦНС 60-165
- частота вращения вала насоса (об/мин)	49	29
- подача, дм ³ /с	10	10
- давление, МПа	1,54	1,65
Вместимость, м ³ :		
- мерного бака	6,4	6
- бака для цементного раствора	0,25	0,25

Автоцистерна АЦН-10С и АЦН-12С

Автоцистерна АЦН-10С и АЦН-12С предназначена для транспортирования неагрессивных технологических жидкостей температурой до плюс 80 °С, плотностью от 0,85 т/м³ до 1,4 т/м³, кинематической вязкостью до 30 сСт и подачи их к передвижным насосным и смесительным установкам при технологических операциях в нефтяных и газовых скважинах (гидроразрыв пласта, цементирование и другие промыслово-продовочные работы). При транспортировании агрессивных жидкостей показатели надежности снижаются в зависимости от степени их агрессивности.

Автоцистерна предназначена для эксплуатации по дорогам, рассчитанным на пропуск автомобильного транспорта с осевой нагрузкой не выше 98,1кН (10тс) в условиях умеренного и холодного макроклиматических районов.

Автоцистерна АЦН-10С и АЦН-12С представляет собой комплекс специального оборудования, смонтированного на шасси автомобиля Урал 4320-1912-30, КраЗ-65101.

В комплексе специального оборудования - центробежный насос в блоке с редуктором с приводом от коробки передач двигателя автомобиля через коробку отбора мощности и карданный вал.

Таблица 3 - Технические характеристики:

Шасси автомобиля	КрАЗ-65101	Урал 4320-1912-30
Вместимость, м ³	12	10
Насос для заполнения и опорожнения цистерны:		
- подача, дм ³ /с	28	
- напор (для воды), МПа	30 ± 1,5	
- частота вращения рабочего колеса, об/мин	1450 ± 50	
- наибольшая мощность, отбираемая от двигателя, кВт	25	
- время заполнения цистерны, с	390 ± 20	
- диаметр всасывающей линии, мм	100	
- диаметр нагнетательной линии, мм	63	
Всасывающее устройство, тип	Эжекционный	
Указатель уровня жидкости в цистерне	Поплавковый	

Цистерна-кислотовоз

Цистерна-кислотовоз АЦ-11К предназначена для транспортирования растворов ингибированных кислот (соляной кислоты с концентрацией до 35 %) и их подачи на прием насосной установки при солянокислых обработках призабойной зоны скважин. Оборудование кислотовоза включает цистерну, насосный блок с трансмиссией, манифольд, смонтированные на автошасси УРАЛ-4320-1912-30.

Цистерна выполнена из коррозионностойкой (нержавеющей) стали Х18Н10Т и имеет внутренние перегородки для гашения ударов транспортируемой жидкости при резких торможениях и ускорениях автоцистерны.

На цистерне предусмотрена наливная горловина с дыхательным клапаном на крышке.

Центробежный насос выполнен в кислотостойком исполнении серии Х приводится в действие от тягового двигателя автошасси через коробку отбора мощности, установленную на боковом люке коробки передач двигателя. Управление работой насосного блока осуществляется из кабины автошасси.

По сравнению с кислотовозами, имеющими гуммированные емкости для перевозки кислот и максимальный срок службы 2-3 года, АЦ-11К с емкостью из нержавеющей стали Х18Н10Т служит 6-8 лет.

Таблица 4 - Технические характеристики

Наименование	Значение
Масса транспортируемой кислоты, т	11
Вместимость цистерны, м ³ :	10
Подача насоса, л/с	12,5
Давление насоса, МПа	0,31
Условный проход трубопроводов манифольда:	
- приемного	100
- напорного, мм	50
Габариты: длина/ширина/высота, мм	19550/2500/3100
Масса полная, т	24

Паровая промышленная установка ППУА-1600 (ППУ-1600)

Установка паровая промышленная передвижная ППУА 1600/100 предназначена для депарафинизации призабойной зоны скважин, трубопроводов, резервуаров, арматуры и другого нефтепромыслового оборудования насыщенным паром высокого давления, а также для операций по обогреву, мойке и других работ, насыщенных паром низкого давления, в условиях холодного и умеренного макроклиматических районов.

Климатическое исполнение передвижной паровой установки ППУА-1600/100 для эксплуатации при температуре окружающего воздуха от - 45 °С до + 45 °С носит маркировку "У". Производительность пара для данной модели составляет 1600 кг/час. Данная модификация паровых установок выпускается с плунжерными насосами 1,1 ПГ и 2,3 ПГ.

Паровая промышленная установка ППУА-1600, как правило, монтируется на шасси Урал-4320, Урал-5557 или КамАЗ-43118.

3. Технико-экономическая оценка

Источник информации: ПРОЕКТ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ (главы, посвященные технико-экономическому анализу технологий воздействия на пласт), учебная и научно-периодическая литература.

Технико-экономическая оценка проводится по укрупненным показателям: обобщенная оценка структуры затрат на реализацию ГТМ, а также оценка экономической эффективности выбранной технологии.

В систему оценочных показателей эффективности ГТМ включают: затраты на проведение ГТМ, эксплуатационные затраты на добычу продукции скважин, выручка от реализации дополнительной продукции скважин.

Оценка экономической эффективности выбранной технологии, проводится на основании выполнения раздела 2.4, в котором определяется объем дополнительно добытой нефти и длительность эффекта от внедряемого ГТМ.

При проведении ГТМ учитываются следующие виды затрат: энергетические затраты по механизированному способу извлечения; расходы связанные с осуществлением мероприятий по воздействию на пласт; заработанная плата; отчисление на социальное страхования (отчисления во внебюджетные фонды); амортизация скважин; расходы по транспортировке скважинной продукции; расходы по технологической подготовке нефти и газа; расходы на содержание и эксплуатацию оборудования; цеховые расходы; общепроизводственные расходы; прочие производственные расходы (платежи, налоги, НДС, местные налоги и т.д.).

В общем виде итогом выполнения экономических расчетов является определение основных экономических показателей: затраты на проведение ГТМ (инвестиции); выручка от реализации нефти; НДС; переменные затраты на добычу нефти; валовая прибыль; налог на прибыль; чистая прибыль; чистый доход по проекту в целом; накопленный чистый доход; коэффициент дисконтирования; дисконтированный доход; чистый дисконтированный доход, срок окупаемости.

Пример

В данном разделе проводится экономическое обоснование технологического мероприятия ГКО призабойной зоны скважины №__ эксплуатационного объекта – пласта _____ месторождения.

Сущность экономического обоснования состоит в расчете показателей экономического эффекта и оценке экономических результатов на основе анализа полной себестоимости товарной добычи 1 тонны нефти (до и после реализации технологического мероприятия) и годового прироста прибыли от снижения производственных издержек на месторождении.

В качестве основной экономической предпосылки применяется величина годового прироста добычи нефти на эксплуатационном объекте в результате реализации технологического мероприятия.

Характеристика итогового показателя экономического эффекта

В качестве результирующего показателя, по которому производится оценка экономической целесообразности реализации технологического мероприятия, используется величина годового прироста прибыли ($\Delta\P$) от снижения полной себестоимости товарной добычи нефти на эксплуатационном объекте (ЭО).

Формула определения $\Delta\P$ имеет следующий вид []:

$$\Delta\P = \left(\Pi_{0(1тн)} - C_{n(1тн)2}^{об} \right) \cdot Q'_n - \left(\Pi_{0(1тн)} - C_{n(1тн)1}^{об} \right) \cdot Q_n, \quad (1.1)$$

где $\Pi_{0(1тн)}$ – цена, по которой была реализована 1 т нефти, $C_{n(1тн)1}^{об}$ – полная себестоимость товарной добычи 1 т. нефти по ЭО до реализации технологического мероприятия, руб.; $C_{n(1тн)2}^{об}$ – полная себестоимость товарной добычи 1 т. нефти по ЭО после реализации технологического мероприятия, руб.; Q'_n – годовой объем добычи нефти на ЭО после реализации технологического мероприятия, тыс. т.

Значение Q'_n определяется по формуле:

$$Q'_n = Q_n + \Delta Q_n, (1.2)$$

где Q_n – годовой объем добычи нефти на ЭО в результате реализации технологического мероприятия, тыс. т.; ΔQ_n – годовой прирост добычи нефти на ЭО в результате реализации технологического мероприятия, тыс. т.

Для определения затрат на добычу 1 тонны нефти по ЦДНГ далее используется ориентировочная структура себестоимости добычи 1 т нефти (табл. 1).

Таблица 1 - Калькуляция себестоимости добычи нефти по ЦДНГ

Наименование статей затрат	Обозначения	% от себестоимости добычи 1 т нефти
Расходы на электроэнергию по извлечению нефти	$Z_э$	2,04
Расходы по искусственному воздействию на пласт	$Z_и$	2,25
Основная заработанная плата произведенных работ	$Z_о$	0,62
Оптимизация на социальные нужды (ЕСН)	$H_{соц}$	0,12
Амортизация скважин	$A_{скв}$	0,72
Арендная плата за скважины	$A_{пл}$	0,25
Расходы по сбору и транспортировке нефти	$Z_{ст}$	5,04
Расходы по технологической подготовке нефти	$Z_{мп}$	4,21
Расходы на подготовку и освоение производства	$Z_{по}$	0,85
Расходы на содержание и эксплуатацию оборудования	$Z_{сэ}$	10,48
Цеховые расходы	$Z_ц$	0,97
Прочие производственные расходы	$Z_{пр}$	68,41
Производственная себестоимость		
а) производственная себестоимость валовой добычи нефти [$\Sigma \text{затрат} (1 \div 12)$]	$C_{пр(вал)}$	95,96
б) производственная себестоимость товарной добычи нефти [$C_{пр(вал)} - C_{ин}$], где $C_{ин}$ - себестоимость нефти, используемой на собственные нужды, и нефти, теряемой в процессе подготовки и хранения	$C_{пр(тов)}$	95,27
	$C_{ин}$	0,69
Коммерческие расходы	$Z_к$	0,34
Управляемые расходы	$Z_у$	4,39
Полная себестоимость товарной добычи нефти [$C_{пр(тов)} + (Z_к + Z_у)$]	C_n	100

Исходные данные для проведения экономического обоснования ГТМ

Перечень исходных данных по рассматриваемому периоду (20__ год) реализации технологического мероприятия приводится в табл. 2 и табл. 3.

Таблица 2 - Калькуляция себестоимости добычи нефти по ЦДНГ

№ п/п	Наименование статей затрат	Обозначения	Затраты	
			На годовой объем добычи, тыс. руб.	руб/тн
1	Расходы на электроэнергию по извлечению нефти	$Z_э$	138717	203,0
2	Расходы по искусственному воздействию на пласт	$Z_и$	152996	223,9
3	Основная заработанная плата произведенных работ	$Z_о$	42159	61,7
4	Оптимизация на социальные нужды (ЕСН)	$H_{соц}$	8160	11,9
5	Амортизация скважин	$A_{скв}$	48959	71,6
6	Арендная плата за скважины	$A_{пл}$	17000	24,9
7	Расходы по сбору и транспортировке нефти	$Z_{ст}$	342711	501,5
8	Расходы по технологической подготовке нефти	$Z_{мп}$	286272	418,9
9	Расходы на подготовку и освоение производства	$Z_{по}$	57799	84,6
10	Расходы на содержание и эксплуатацию оборудования	$Z_{сэ}$	712622	1042,7
11	Цеховые расходы	$Z_ц$	65958	96,5
12	Прочие производственные расходы	$Z_{пр}$	4651764	6806
13	Производственная себестоимость			
	а) производственная себестоимость валовой добычи нефти	$C_{пр(вал)}$	6525117	9548
		$C_{пр(тов)}$		

	[$\Sigma \text{затрат}(1+12)$] б) производственная себестоимость товарной добычи нефти [$C_{\text{пр(вак)}} - C_{\text{нт}}$], где $C_{\text{нт}}$ - себестоимость нефти, используемой на собственные нужды, и нефти, теряемой в процессе подготовки и хранения	$C_{\text{нт}}$	6478198	9479
			46919	69
14	Коммерческие расходы	$Z_{\text{к}}$	23119	34
15	Управляемые расходы	$Z_{\text{у}}$	298513	437
16	Полная себестоимость товарной добычи нефти [$C_{\text{нт(тов)}} + (Z_{\text{к}} + Z_{\text{у}})$]	$C_{\text{н}}$	6799830	9950

Таблица 3 - Сведения по добычи нефти по ЦДНГ и ЭО (до реализации технологического мероприятия)

№ п/п	Наименование, единица измерения	ЦДНГ		пласт	
		обозначение	величина	обозначение	величина
1	Годовой объем добычи жидкости, тыс. т	$Q_{\text{ж}}$	1987	$q_{\text{ж}}$	179,1
2	Годовой объем добычи нефти, тыс. т	$Q_{\text{н}}$	683	$q_{\text{н}}$	40
3	Действующий фонд скважин, скв.	Φ	170	$\Phi_{\text{об}}$	10
4	Доля условно-постоянных расходов в полной себестоимости товарной добычи нефти (по ЭО)	$\alpha_{\text{упр}}$	0,29		
5	Годовой прирост добычи нефти на ЭО в результате реализации технологического мероприятия, тыс. т			$\Delta q_{\text{н}}$	0,99
6	Отпускная цена 1 т нефти, руб			$C_{\text{о}}(1\text{тн})$	13950

Расчет показателей экономического эффекта

Расчет полной себестоимости товарной добычи 1т. нефти из пласта ___ до реализации технологического мероприятия

1) Расходы на электроэнергию по извлеченной нефти $Z_{\text{э(об)1}}$, руб.

$$Z_{\text{э(об)1}} = \frac{Z_{\text{э}} \cdot q_{\text{ж}}}{Q_{\text{ж}} \cdot q_{\text{н}}}, \quad (1.3)$$

где $Z_{\text{э}}$ – расходы на электроэнергию по извлечению нефти в ЦДНГ (на годовой объем добычи), т. руб.;

$Q_{\text{ж}}$ – годовой объем добычи жидкости по ЦДНГ, тыс.т.

2) Расходы по искусственному воздействию на пласт $Z_{\text{и(об)1}}$, руб.

$$Z_{\text{и(об)1}} = \frac{Z_{\text{и}} \cdot q_{\text{ж}}}{Q_{\text{ж}} \cdot q_{\text{н}}}, \quad (1.4)$$

где $Z_{\text{и}}$ – расходы по искусственному воздействию на пласт по ЦДНГ (на годовой объем добычи нефти), т. руб.

3) Основная заработанная плата производственных рабочих $Z_{\text{о(об)1}}$, руб.

$$Z_{\text{о(об)1}} = \frac{Z_{\text{о}} \cdot \Phi_{\text{об}}}{\Phi \cdot q_{\text{н}}}, \quad (1.5)$$

где $Z_{\text{о}}$ – основная заработанная плата производственных рабочих по ЦДНГ (на годовой объем добычи нефти), т. руб.;

$\Phi_{\text{об}}$ – действующий фонд скважин по эксплуатационному объекту, скв; Φ – действующий фонд скважин по ЦДНГ, скв.

4) Отчисления на социальные нужды $H_{\text{соц(об)1}}$, руб.

$$H_{\text{соц(об)1}} = \frac{H_{\text{соц}} \cdot \Phi_{\text{об}}}{\Phi \cdot q_{\text{н}}}, \quad (1.6)$$

где $H_{\text{соц}}$ – отчисления на социальные нужды (ЕСН – единый социальный налог) по ЦДНГ (на годовой объем добычи нефти), т. руб.

5) Амортизация скважин $A_{скв(об)1}$, руб.

$$A_{скв(об)1} = \frac{A_{скв} \cdot \Phi_{об}}{\Phi \cdot q_n}, (1.7)$$

где $A_{скв}$ – амортизация скважин по ЦДНГ (на годовой объем добычи нефти), т. руб.

6) Арендная плата за скважины пласта $A_{пл(об)1}$, руб.

$$A_{пл(об)1} = \frac{A_{пл} \cdot \Phi_{об}}{\Phi \cdot q_n}, (1.8)$$

7) Расходы по сбору и транспортировке нефти $Z_{см(об)1}$ и расходы по технологической подготовке нефти $Z_{тп(об)1}$ по пласту __ принимаются равными значениями этих статей затрат на 1 т. по ЦДНГ, руб.

$$Z_{см(об)1} + Z_{тп(об)1} = Z_{см(1тп)} + Z_{тп(1тп)}, (1.9)$$

где $Z_{см(1тп)}$ – расходы по сбору и транспортировке нефти по ЦДНГ (на 1 т. нефти), руб.; $Z_{тп(1тп)}$ – расходы по технологической подготовке нефти по ЦДНГ (на 1 т. нефти), руб.

8) Расходы на подготовку и освоение производства по пласту __ $Z_{по(об)1}$

$$Z_{по(об)1} = \frac{Z_{о} \cdot \Phi_{об}}{\Phi \cdot q_n}, (1.10)$$

9) Расходы на содержание и эксплуатацию оборудования $Z_{сэ(об)1}$, руб.

$$Z_{сэ(об)1} = \frac{Z_{сэ} \cdot \Phi_{об}}{\Phi \cdot q_n}, (1.11)$$

где $Z_{сэ}$ – расходы на содержание и эксплуатацию оборудования на ЦДНГ (на годовой объем добычи нефти), т. руб.

10) Цеховые расходы $Z_{ц(об)1}$, руб.

$$Z_{ц(об)1} = \frac{Z_{ц} \cdot \Phi_{об}}{\Phi \cdot q_n}, (1.12)$$

где $Z_{ц}$ – цеховые расходы по ЦДНГ (на годовой объем добычи нефти), т. руб.

11) Прочие производственные расходы по пласту __ $Z_{пр(об)1}$ принимаются равными значению этой статьи затрат на 1 т. нефти по ЦДНГ, руб.

$$Z_{пр(об)1} = Z_{пр(1тп)}, (1.13)$$

где $Z_{пр(1тп)}$ – прочие производственные расходы по ЦДНГ (на 1 т. нефти), руб.

12) Производственная себестоимость валовой добычи 1 т. нефти $C_{пр(вал)1}^{об}$, руб.

$$C_{пр(вал)1}^{об} = \sum \text{результатов } 1 \div 11 (1.14)$$

13) Себестоимость нефти, используемой на собственные нужды, и нефти, связанной с ее потерями при подготовке и хранении $C_{нп(об)1}$, руб.

$$C_{нп(об)1} = \frac{C_{нп} \cdot \Phi_{об}}{\Phi \cdot q_n}, (1.15)$$

где C_{nn} – себестоимость нефти, используемой на собственные нужды, и нефти, связанной с ее потерями при подготовке и хранении по ЦДНГ (на годовой объем добычи) т. руб.

14) Производственная себестоимость товарной добычи 1т. нефти $C_{np(тов)1}^{об}$, руб.

$$C_{np(тов)1}^{об} = C_{np(вал)1}^{об} - C_{nn(об)1}, (1.16)$$

15) Коммерческие расходы по пласту ___ $Z_{к(об)1}$ принимаются равными значению этой статьи затрат на 1т. нефти по ЦДНГ, руб.

$$Z_{к(об)1} = Z_{к(1тн)}, (1.17)$$

где $Z_{к(1тн)}$ – коммерческие расходы по ЦДНГ (на 1т. нефти), руб.

16) Управленческие расходы по пласту ___ $Z_{у(об)1}$ принимаются равными значению этой статьи затрат на 1т. нефти по ЦДНГ, руб.

$$Z_{у(об)1} = Z_{у(1тн)}, (1.18)$$

17) Полная себестоимость товарной добычи 1т. нефти из пласта ___ $C_{n(тн)1}^{об}$, руб.

$$C_{n(тн)1}^{об} = C_{np(тов)1}^{об} + Z_{к(об)1} + Z_{у(об)1}, (1.19)$$

Расчет показателей экономического эффекта от проведения ГКО на пласте ___

1) Годовой объем добычи нефти из пласта ___ после реализации технологического мероприятия q'_n рассчитывается по формуле (1.2).

2) Условно-постоянные расходы в полной себестоимости товарной добычи 1т нефти из пласта ___ до реализации технологического мероприятия ($C_{упр(тн)1}^{об}$), руб.

$$C_{упр(1тн)1}^{об} = C_{n(1тн)1}^{об} \cdot \alpha_{упр}, (1.20)$$

где $C_{n(тн)1}^{об}$ – полная себестоимость товарной добычи 1т. нефти по ЭО до реализации технологического мероприятия, руб.;

$\alpha_{упр}$ – доля условно-постоянных расходов в полной себестоимости товарной добычи нефти по ЦДНГ (см. табл. 2).

3) Переменные расходы в полной себестоимости товарной добычи 1т. нефти из пласта ___ до реализации технологического мероприятия $C_{пер(тн)1}^{об}$, руб.

$$C_{пер(1тн)1}^{об} = C_{n(1тн)1}^{об} - C_{упр(1тн)1}^{об}, (1.21)$$

4) Полная себестоимость товарной добычи 1т. нефти из пласта ДШ после реализации технологического мероприятия $C_{n(1тн)2}^{об}$, руб.

$$C_{n(1тн)2}^{об} = C_{упр(1тн)1}^{об} \cdot q_n / q'_n + C_{пер(1тн)1}^{об} \pm \Delta C_{ф(1тн)}^{об}, (1.22)$$

где $\Delta C_{ф(1тн)}^{об}$ – изменение затрат по калькуляционным статьям товарной добычи 1т. нефти из пласта ___ за счет влияния дополнительных факторов, связанных с влиянием технологического мероприятия («+» увеличение, «-» уменьшение), руб.

5) Годовой прирост прибыли в результате реализации технологического мероприятия на ЭО ($\Delta\Pi$) рассчитывается по формуле (1.1), т. руб.

Оценка экономических результатов

Для проведения экономической оценки использования технологического мероприятия на пласте ___ результаты расчетов сводятся в табл. 4.

Таблица 4 - Оценочные показатели экономического эффекта

	Наименование	Обозначения	Значения оценочных показателей
--	--------------	-------------	--------------------------------

№ п/п			Ед. измер.	До реализации мероприятия	После реализации мероприятия
1	Эксплуатационный объект				
2	Годовой объем добычи нефти на ДПП	q_n, q'_n	тыс.тн.	40	40,7
3	Полная себестоимость товарной добычи 1т. нефти на ДПП	$C_{n(1тн)1}^{об}, C_{n(1тн)2}^{об}$	руб.	10202	10159
4	Годовой прирост прибыли	ΔП	тыс. руб.	5472	

Расчет относительных значений оценочных показателей

1) Годовой прирост добычи нефти из пласта ___ в результате технологического мероприятия, $\Delta q_n, \%$:

$$\Delta q_n = (q'_n / q_n - 1) \cdot 100, (1.23)$$

2) Снижение полной себестоимости товарной добычи 1т. нефти из пласта ДПП после реализации технологического мероприятия $\Delta C_{n(1тн)}^{об}, \%$:

$$\Delta C_{n(1тн)}^{об} = (1 - C_{n(1тн)2}^{об} / C_{n(1тн)1}^{об}) \cdot 100, (1.24)$$

В результате реализации технологического мероприятия ГКО по скважине № ___ пласта ___ годовой объем добычи нефти увеличился на 2,5 % и составил величину 40,7 тыс.т. Это обеспечивает снижение себестоимости товарной добычи 1т нефти из пласта ДПП с 10202,2 руб. до 10159,4 руб. (на 0,42 %) и гарантирует годовой прирост прибыли в размере 5472,2 тыс. руб.

Проведенное экономическое обоснование и оценка результатов расчета показывают, что реализация настоящего технологического мероприятия по № ___-ой скважине пласта ___ экономически целесообразно (годовой прирост прибыли составляет 5472,2 тыс. руб.).

Процедура защиты курсового проекта

Курсовой проект представляется и защищается в сроки в соответствии с графиком выполнения курсовых проектов. Курсовой проект должен быть сдан руководителю не позднее, чем за пять дней до назначенного срока защиты.

Положительно оцененный руководителем курсовой проект подлежит защите. Защита курсового проекта проводится публично, в состав комиссии включаются не менее 3-х преподаватели (или представителей производственных предприятий), участвующие в реализации магистерской программы. Комиссия определяет уровень теоретических знаний и практических умений магистранта, соответствие работы предъявляемым к ней требованиям и оценивает работу по пятибалльной шкале.

Магистрант представляет доклад на 8-12 минут по теме курсового проекта. Основные положения курсового проекта представляются в виде презентации или в виде графического материала, после доклада членами комиссии задаются вопросы по теме курсового проекта. Выступление в ходе защиты должно быть четким, логичным и лаконичным.

При защите курсового проекта оцениваются следующие показатели:

- актуальность выбранной темы для курсового проекта;
- уровень теоретической проработки темы курсового проекта;
- правильность выполненных расчетов, сформулированных выводов и разработанных рекомендаций;

- умение систематизировать, анализировать, обобщать и выделять ключевые факторы теоретической и практической информации;
- аргументированность и самостоятельность выводов, рекомендаций и предложений;
- четкость и своевременность выполнения курсового проекта, стиль изложения курсового проекта, правильность и аккуратность оформления работы;
- правильность ответов на заданные вопросы;
- содержание и представление доклада, а также стиль изложения доклада.

5. Методические материалы, определяющие процедуры оценивания знаний, умений, навыков и (или) опыта деятельности, характеризующих этапы формирования компетенций

Поскольку учебная дисциплина призвана формировать несколько дескрипторов компетенций, процедура оценивания реализуется поэтапно:

1-й этап: оценивание уровня достижения каждого из запланированных результатов обучения – дескрипторов (знаний, умений, владений) в соответствии со шкалами и критериями, установленными картами компетенций ОПОП (Приложение к ОПОП 1-3). Экспертной оценке преподавателя подлежат уровни сформированности отдельных дескрипторов, для оценивания которых предназначена данная оценочная процедура текущего контроля или промежуточной аттестации согласно матрице соответствия оценочных средств результатам обучения по дисциплине (раздел 3 Фонда оценочных средств).

2-й этап: интегральная оценка достижения обучающимся запланированных результатов обучения по итогам отдельных видов текущего контроля и промежуточной аттестации.

Характеристика процедур текущего и итогового контроля по дисциплине:

№	Наименование оценочного средства*	Периодичность и способ проведения процедуры оценивания	Методы оценивания	Виды выставляемых оценок	Способ учета индивидуальных достижений обучающихся
1.	Отчет по лабораторным работам (собеседование);	систематически на занятиях	экспертный, групповая оценка, взаимная оценка, самооценка	зачтено /не зачтено	журнал учета успеваемости
2.	Экзамен	раз в семестр, по окончании изучения дисциплины	экспертный	по пятибалльной шкале	ведомость, зачетная книжка и учебная карточка, индивидуальный план, портфолио
3.	курсовой проект / работа	По итогам выполнения работы и допуска к защите	экспертный, групповая оценка, взаимная оценка	по пятибалльной шкале	ведомость, зачетная книжка и учебная карточка, индивидуальный план, портфолио

Удовлетворительная оценка по дисциплине, может выставляться и при неполной сформированности компетенций в ходе освоения отдельной учебной дисциплины, если их формирование предполагается продолжить на более поздних этапах обучения, в ходе изучения других учебных дисциплин.