

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования
 «Самарский государственный технический университет»
 Филиал федерального государственного бюджетного образовательного учреждения высшего
 образования «Самарский государственный технический университет»
 в г. Белебее Республики Башкортостан

УТВЕРЖДАЮ
 Директор филиала ФГБОУ ВО «СамГТУ»
 в г. Белебее Республики Башкортостан
 Л.М. Инаходова
 2020 г.



РАБОЧАЯ ПРОГРАММА ДИСЦИПЛИНЫ (МОДУЛЯ)

Б1.В.02.ДВ.04.04 Основы разработки месторождений нефти и газа

| | |
|--|---|
| Направление подготовки (специальность) | 38.03.02 Менеджмент |
| Направленность (профиль) | Экономика и управление на предприятиях топливно-энергетического комплекса |
| Квалификация | Бакалавр |
| Форма обучения | Заочная |
| Выпускающая кафедра | Строительство |
| Кафедра-разработчик | Строительство |

| Курс | Час. /з.е. | Лекции, час. | Лаб.раб, час. | Практ. зан., час. | КСР | СРС | Контроль | Форма контроля |
|--------------|--------------|--------------|---------------|-------------------|----------|------------|----------|----------------|
| 3 | 216/6 | 6 | | 8 | 6 | 187 | 9 | Экзамен |
| Итого | 216/6 | 6 | | 8 | 6 | 187 | 9 | Экзамен |

Рабочая программа дисциплины (РПД) разработана в соответствии с требованиями ФГОС ВО по направлению подготовки 38.03.02 «Менеджмент», профилю подготовки «Экономика и управление на предприятиях топливно-энергетического комплекса», утвержденного приказом Министерства образования и науки Российской Федерации от 12.01.2016 № 7 и соответствующего учебного плана.

Разработчик РПД:

к.т.н., доцент

(должность, степень, ученое звание)



(подпись)

А.М. Зиновьев

(Ф.И.О.)

РПД рассмотрена и одобрена на заседании кафедры Строительство

«25» 06 2020 г., протокол № 6.

Заведующий кафедрой



(подпись)

М.Е. Сапарёв

(Ф.И.О.)

Руководитель образовательной программы



(подпись)

О.В. Валеева

(Ф.И.О.)

СОДЕРЖАНИЕ

| | |
|--|----|
| 1. Перечень планируемых результатов обучения по дисциплине (модулю), соотнесенных с планируемыми результатами освоения образовательной программы | 4 |
| 2. Место дисциплины (модуля) в структуре образовательной программы | 4 |
| 3. Объем дисциплины (модуля) в зачетных единицах с указанием количества академических часов, выделенных на контактную работу обучающихся с преподавателем (по видам учебных занятий) и на самостоятельную работу обучающихся | 5 |
| 4. Содержание дисциплины (модуля), структурированное по темам (разделам) с указанием отведенного на них количества академических часов и видов учебных занятий | 5 |
| 4.1. Содержание лекционных занятий | 6 |
| 4.2. Содержание практических занятий | 6 |
| 4.3. Содержание самостоятельной работы | 7 |
| 5. Перечень учебно-методического обеспечения для самостоятельной работы обучающихся по дисциплине (модулю) | 7 |
| 6. Фонд оценочных средств для проведения промежуточной аттестации обучающихся по дисциплине (модулю) | 8 |
| 7. Перечень основной и дополнительной учебной литературы, необходимой для освоения дисциплины (модуля) | 8 |
| 8. Перечень ресурсов информационно-телекоммуникационной сети «Интернет», необходимых для освоения дисциплины (модуля) | 8 |
| 9. Методические указания для обучающихся по освоению дисциплины (модуля) | 8 |
| 10. Перечень информационных технологий, используемых при осуществлении образовательного процесса по дисциплине (модулю), включая перечень программного обеспечения и информационно-справочных систем | 9 |
| 11. Описание материально-технической базы, необходимой для осуществления образовательного процесса по дисциплине (модулю) | 10 |
| Дополнения и изменения к рабочей программе дисциплины (модуля) | 11 |
| Фонд оценочных средств | 12 |
| 1. Перечень компетенций с указанием этапов их формирования в процессе освоения образовательной программы. | 13 |
| 2. Описание показателей и критериев оценивания компетенций на различных этапах их формирования, описание шкал оценивания. | 13 |
| 3. Типовые контрольные задания или иные материалы, необходимые для оценки знаний, умений, навыков и (или) опыта деятельности, характеризующие процесс формирования компетенций в ходе освоения образовательной программы | 14 |
| 4. Методические материалы, определяющие процедуры оценивания знаний, умений, навыков и (или) опыта деятельности, характеризующих этапы формирования компетенций. | 36 |
| Аннотация рабочей программы дисциплины (модуля) | 37 |

1. Перечень планируемых результатов обучения по дисциплине (модулю), соотнесенных с планируемыми результатами освоения образовательной программы

Таблица 1

| № п/п | Планируемые результаты освоения (код и наименование компетенции) | Планируемые результаты обучения (знания, умения, навыки) |
|-------------------------|--|---|
| Профессиональные | | |
| 1. | ПК-6 Способностью участвовать в управлении проектом, программой внедрения технологических и продуктовых инноваций или программой организационных изменений | Знать: З 1(ПК-6) –I современные методы организации наукоемкого производства и характеристики передовых производственных технологий Уметь: У 4(ПК-6) –I выбирать способы организации производства инновационного продукта в изменяющихся (различных) условиях рабочей ситуации, планирования и контроля реализации проектов Владеть: В 2(ПК-6) –I способностью проводить анализ операционной деятельности организации и использовать его результаты для подготовки управленческих решений |
| 2. | ПК- 13 Умение моделировать бизнес-процессы и использовать методы реорганизации бизнес-процессов в практической деятельности организаций | Знать: З 1(ПК-13) –I методы реорганизации бизнес-процессов в практической деятельности организаций Уметь: У 1(ПК-13) –I моделировать бизнес-процессы и использовать методы реорганизации бизнес-процессов в практической деятельности организаций Владеть: В 1(ПК-13) –I навыками моделирования бизнес-процессов |

2. Место дисциплины (модуля) в структуре образовательной программы

Дисциплина «Основы разработки месторождений нефти и газа» относится к дисциплинам вариативной части блока Б1.В.02 учебного плана по направлению подготовки 38.03.02 «Менеджмент», профилю подготовки «Экономика и управление на предприятиях топливно-энергетического комплекса».

В таблице 2 приведены предшествующие и последующие дисциплины, направленные на формирование компетенций дисциплины в соответствии с матрицей компетенций ОП.

Таблица 2

| № п/п | Код и наименование компетенции | Предшествующие дисциплины | Последующие дисциплины |
|-------------------------|--|---|--|
| Профессиональные | | | |
| 1 | ПК-6 Способностью участвовать в управлении проектом, программой внедрения технологических и продуктовых инноваций или программой организационных изменений | Информационные технологии в экономике и управлении. Инновационная экономика и технологическое предпринимательство. Технология нефтегазоперерабатывающего предприятия. Технология нефтегазодобывающего предприятия Основы переработки нефти и газа. Машины и оборудование нефтегазодобычи. Машины и оборудование нефтегазопереработки .Организация и управление инфраструктурой предприятий топливно-энергетического | Технология нефтегазоперерабатывающего предприятия. Технология нефтегазодобывающего предприятия Основы переработки нефти и газа. Машины и оборудование нефтегазодобычи. Машины и оборудование нефтегазопереработки .Организация и управление инфраструктурой предприятий топливно-энергетического комплекса. Управление изменениями. Управление проектами. Учебная практика: проектная практика. Инновационные практики |

| | | | |
|---|--|---|---|
| | | комплекса. Управление изменениями. Управление проектами. Учебная практика: проектная практика. Инновационные практики технологического предпринимательства. Эконометрика | технологического предпринимательства. Эконометрика |
| 2 | ПК-13 Умение моделировать бизнес-процессы и использовать методы реорганизации бизнес-процессов в практической деятельности организаций | Основы экономического мышления. Энергетический менеджмент предприятия. Технология нефтегазоперерабатывающего предприятия. Основы переработки нефти и газа. Технология нефтегазоперерабатывающего предприятия. Организация и управление инфраструктурой предприятий топливно-энергетического комплекса | Основы экономического мышления. Энергетический менеджмент предприятия. Основы переработки нефти и газа. Технология нефтегазоперерабатывающего предприятия. Организация и управление инфраструктурой предприятий топливно-энергетического комплекса. Логистика. Методы исследования и моделирования в менеджменте. |

3. Объем дисциплины (модуля) в зачетных единицах с указанием количества академических часов, выделенных на контактную работу обучающихся с преподавателем (по видам учебных занятий) и на самостоятельную работу обучающихся

Таблица 3

| Вид учебной работы | Всего часов | Курс |
|--|-------------|------------|
| Аудиторная контактная работа (всего)* | 14 | 3 |
| в том числе: | 6 | 6 |
| лекционные занятия (ЛЗ)* | 8 | 8 |
| практические занятия (ПЗ)* | 6 | 6 |
| Внеаудиторная контактная работа: КСР | 187 | 187 |
| Самостоятельная работа (всего) | 100 | 100 |
| в том числе: | 40 | 40 |
| подготовка к практическому занятию | 47 | 47 |
| самостоятельное изучение материала | 9 | 9 |
| подготовка к экзамену | 216 | 216 |
| Контроль | 6 | 6 |
| ИТОГО: час. | | |
| ИТОГО: з.е. | | |

4. Содержание дисциплины (модуля), структурированное по темам (разделам) с указанием отведенного на них количества академических часов и видов учебных занятий

Таблица 4

| № раздела | Наименование раздела дисциплины | Виды учебной нагрузки и их трудоемкость, часы | | | | | |
|-----------|--|---|----|-----|-----|----------|-------------|
| | | ЛЗ | ПЗ | КСР | СРС | Контроль | Всего часов |
| 1 | Геологические основы разработки нефтяных месторождений | 2 | 4 | - | 70 | - | 76 |
| 2 | Технологические основы разработки нефтяных месторождений | 4 | 4 | - | 70 | - | 78 |

| | | | | | | | |
|---------------|----------------------------------|----------|----------|----------|------------|----------|------------|
| 1-2 | Контактная внеаудиторная работа. | - | - | 6 | - | - | 6 |
| 1-2 | Подготовка к экзамену. | - | - | - | 47 | 9 | 56 |
| Итого: | | 6 | 8 | 6 | 187 | 9 | 216 |

4.1. Содержание лекционных занятий

Таблица 5

| № ЛЗ | № раздела | Тема лекционных занятий и перечень дидактических единиц | Количество часов* |
|-----------------------|-----------|---|-------------------|
| 3 курс | | | |
| 1 | 1 | Тема 1. Основы разработки месторождений углеводородов Стадии разработки Природные режимы разработки нефтегазовых залежей. | 2 |
| 2 | 2 | Тема 2. Системы разработки. Система разработки нефтяных месторождений с применением заводнения Основы гидродинамических расчетов. ГДИС Методы воздействия на пласт | 2 |
| 3 | 2 | Тема 2. Системы разработки. Система разработки нефтяных месторождений с применением заводнения (продолжение) Оценка технологической эффективности методов воздействия. Способы эксплуатации добывающих скважин | 2 |
| Итого за курс: | | | 6 |
| Итого: | | | 6 |

4.2. Содержание практических занятий

Таблица 6

| № ПЗ | № раздела | Тема практического (семинарского) занятия и перечень дидактических единиц | Количество часов* |
|---------------|-----------|---|-------------------|
| 3 курс | | | |
| 1 | 1 | Тема 1. Объекты разработки нефтяных месторождений. Основные показатели разработки. Выделение и описание стадий разработки Выделение объектов разработки. Расчет основных показателей разработки. Расчет параметров разработки добывающих и нагнетательных скважин. Построение графика разработки. Выделение стадий разработки по построенному графику и их описание. Определение типов залежей по графикам разработки и оценка эффективности реализуемой системы разработки. | 2 |
| 2 | 1 | Тема 2. Система разработки нефтяных месторождений с применением заводнения. Подсчет запасов нефти объемным методом. Определение упругого запаса нефтяной залежи Определение систем заводнений по картам текущих отборов. Определение влияния геологических и физико-химических свойств пласта на выбор систем с заводнением, определение систем заводнения по геологическим свойствам. Регулирование разработки при площадных системах заводнения. Расчет балансовых и извлекаемых запасов нефти и газа. Определение упругого запаса залежи при замкнуто-упругом (упругом) и водонапорном режимах; сравнительный анализ полученных результатов. | 2 |
| 3 | 2 | Тема 3. Изучение основ гидродинамических исследований скважин методом восстановления пластового давления Фильтрационные характеристики пласта; основные виды индикаторных диаграмм. Гидродинамические исследований скважин на установившихся и на неустановившихся режимах. Интерпретация КВД по методу касательной; интерпретация КВД по методу Хорнера. Понятие скин-фактора, расчет скин-фактора при интерпретации КВД. | 2 |

| | | | |
|-----------------------|---|---|----------|
| 4 | 2 | Тема 4. Методы воздействия на пласт. Кислотная обработка пластов Виды кислотных обработок. Теоретические основы проведения кислотных обработок. Химические реакции кислоты и породы. Группы реагентов применяемых при приготовлении кислотного раствора; последовательность приготовления кислотного раствора. Основные положения методики оценки эффективности, методов воздействия с помощью математической статистики. | 2 |
| Итого за курс: | | | 8 |
| Итого: | | | 8 |

4.3. Содержание самостоятельной работы

Таблица 7

| № раздела | Вид самостоятельной работы и перечень дидактических единиц (рассматриваемых подтем, вопросов) | Количество часов |
|--|--|--|
| 3 курс | | |
| 1 | Подготовка к практическим занятиям | 48 |
| | Выделение объектов разработки. | 6 |
| | Расчет основных показателей разработки | 6 |
| | Расчет параметров разработки добывающих и нагнетательных скважин. | 4 |
| | Построение графика разработки | 4 |
| | Выделение стадий разработки по построенному графику и их описание | 4 |
| | Определение типов залежей по графикам разработки и оценка эффективности реализуемой системы разработки | 4 |
| | Определение систем заводнений по картам текущих отборов | 4 |
| | Определение влияния геологических и физико-химических свойств пласта на выбор систем с заводнением, определение систем заводнения по геологическим свойствам | 4 |
| | Регулирование разработки при площадных системах заводнения | 4 |
| | Расчет балансовых и извлекаемых запасов нефти и газа | 4 |
| | Определение упругого запаса залежи при замкнуто-упругом (упругом) и водонапорном режимах; сравнительный анализ полученных результатов | 4 |
| | 2 | Подготовка к практическим занятиям Тема 2. Стабилизация нефти |
| Фильтрационные характеристики пласта; основные виды индикаторных диаграмм | | 6 |
| Гидродинамические исследования скважин на установившихся и на неустановившихся режимах | | 6 |
| Интерпретация КВД по методу касательной; интерпретация КВД по методу Хорнера | | 6 |
| Понятие скин-фактора, расчет скин-фактора при интерпретации КВД | | 6 |
| Виды кислотных обработок | | 6 |
| Теоретические основы проведения кислотных обработок | | 6 |
| Химические реакции кислоты и породы | | 6 |
| Группы реагентов применяемых при приготовлении кислотного раствора; последовательность приготовления кислотного раствора | | 6 |
| Основные положения методики оценки эффективности методов воздействия с помощью математической статистики | | 4 |
| 1-2 | Самостоятельное изучение вопросов | 40 |
| 1-2 | Подготовка к экзамену | 47 |
| Итого за курс: | | 187 |
| Итого: | | 187 |

5. Перечень учебно-методического обеспечения для самостоятельной работы обучающихся по дисциплине (модулю)

Таблица 8

| № п/п | Автор(ы), наименование, место, год издания (если есть, указать «гриф») | Ресурс НТБ СамГТУ |
|-------|---|-------------------|
| 1 | Кузнецова Т.И. Кузнецова, Т.И. Разработка нефтяных месторождений с заводнением. : учеб. пособие / Т. И. Кузнецова; Самар.гос.техн.ун-т, Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений.- Самара, 2011.- 64 с.- | elib.samgtu.ru |

| | | |
|---|--|----------------|
| | Режим доступа: https://elib.samgtu.ru/getinfo?uid=els_samgtu elib 67 | |
| 2 | Васильев В.А., Зиновьева Л.М., Краюшкина М.В. Инновационные технологии разработки нефтяных месторождений: учебное пособие / Васильев В.А., Зиновьева Л.М., Краюшкина М.В., Северо-Кавказский федеральный университет: 2014.- Режим доступа: https://elib.samgtu.ru/getinfo?uid=els_samgtu iprbooks 63088 | elib.samgtu.ru |
| 3 | Мусин М.М., Липаев А.А., Хисамов Р.С., Липаева ред., Разработка нефтяных месторождений: учебное пособие / Мусин М.М., Липаев А.А., Хисамов Р.С., Инфра-Инженерия, ред. Липаева А.А.: 2019.- Режим доступа: https://elib.samgtu.ru/getinfo?uid=els_samgtu iprbooks 86634 | elib.samgtu.ru |

6. Фонд оценочных средств для проведения промежуточной аттестации обучающихся по дисциплине (модулю)

Фонд оценочных средств представлен в Приложении 1.

7. Перечень основной и дополнительной учебной литературы, необходимой для освоения дисциплины (модуля)

Таблица 9

| № п/п | Автор(ы), наименование, место, год издания (если есть, указать «гриф») | Ресурс НТБ СамГТУ |
|----------------------------------|--|-------------------|
| Основная литература | | |
| 1 | Кузнецова Т.И. Кузнецова, Т.И. Разработка нефтяных месторождений с заводнением. : учеб. пособие / Т. И. Кузнецова; Самар.гос.техн.ун-т, Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений.- Самара, 2011.- 64 с.- Режим доступа: https://elib.samgtu.ru/getinfo?uid=els_samgtu elib 67 | elib.samgtu.ru |
| 2 | Васильев В.А., Зиновьева Л.М., Краюшкина М.В. Инновационные технологии разработки нефтяных месторождений: учебное пособие / Васильев В.А., Зиновьева Л.М., Краюшкина М.В., Северо-Кавказский федеральный университет: 2014.- Режим доступа: https://elib.samgtu.ru/getinfo?uid=els_samgtu iprbooks 63088 | elib.samgtu.ru |
| 3 | Мусин М.М., Липаев А.А., Хисамов Р.С., Липаева ред., Разработка нефтяных месторождений: учебное пособие / Мусин М.М., Липаев А.А., Хисамов Р.С., Инфра-Инженерия, ред. Липаева А.А.: 2019.- Режим доступа: https://elib.samgtu.ru/getinfo?uid=els_samgtu iprbooks 86634 | elib.samgtu.ru |
| 4 | Кузнецова Т.И., Татарина Е.Э. Разработка нефтяных месторождений: практикум / Кузнецова Т.И., Татарина Е.Э., Самарский государственный технический университет, ЭБС АСВ: 2018.- Режим доступа: https://elib.samgtu.ru/getinfo?uid=els_samgtu iprbooks 91790 | elib.samgtu.ru |
| Дополнительная литература | | |
| 1 | Грачев С.И., Стрекалов А.В., Самойлов А.С. Повышение эффективности разработки нефтяных месторождений горизонтальными скважинами: монография / Грачев С.И., Стрекалов А.В., Самойлов А.С., Тюменский индустриальный университет: 2016.- Режим доступа: https://elib.samgtu.ru/getinfo?uid=els_samgtu iprbooks 83713 | elib.samgtu.ru |

8. Перечень ресурсов информационно-телекоммуникационной сети «Интернет», необходимых для освоения дисциплины (модуля)

1. Электронно-библиотечная система IPRbooks (<http://www.iprbookshop.ru/>).
2. Электронно-библиотечная система СамГТУ (<https://elib.samgtu.ru/>)

9. Методические указания для обучающихся по освоению дисциплины (модуля)

1. Методические указания при работе на лекции

До лекции студент должен просмотреть учебно-методическую и научную литературу по теме лекции для того, чтобы иметь представление о проблемах, которые будут подняты в лекции.

Перед началом лекции обучающимся сообщается тема лекции, план, вопросы, подлежащие рассмотрению, доводятся основные литературные источники. Весь учебный материал, сообщаемый преподавателем, должен не просто прослушиваться. Он должен быть активно воспринят, т. е. услышан, осмыслен, понят, зафиксирован на бумаге и закреплен в

памяти. Приступая к слушанию нового учебного материала, полезно мысленно установить его связь с ранее изученным. Следя за техникой чтения лекции (акцент на существенном, повышение тона, изменение ритма, пауза и т. п.), необходимо вслед за преподавателем уметь выделять основные категории, законы и определять их содержание, проблемы, предполагать их возможные решения, доказательства и выводы. Осуществляя такую работу, можно значительно облегчить себе понимание учебного материала, его конспектирование и дальнейшее изучение.

2. Методические указания при подготовке и работе на практическом занятии

Практические занятия по дисциплине проводятся в целях выработки практических умений и приобретения навыков в решении профессиональных задач.

Подготовка обучающегося к практическому занятию производится по вопросам, разработанным для каждой темы практических занятий и (или) лекций. В процессе подготовки к практическим занятиям, необходимо обратить особое внимание на самостоятельное изучение рекомендованной литературы.

Работа студентов во время практического занятия осуществляется на основе заданий, которые выдаются обучающимся в начале или во время занятия. На практических занятиях приветствуется активное участие в обсуждении конкретных ситуаций, способность на основе полученных знаний находить наиболее эффективные решения поставленных проблем, уметь находить полезный дополнительный материал по тематике занятий. Обучающимся необходимо обращать внимание на основные понятия, расчетные формулы, алгоритмы, определять практическую значимость рассматриваемых вопросов. На практических занятиях обучающиеся должны уметь выполнить расчет по заданным параметрам или выработать определенные решения по обозначенной проблеме. Задания могут быть групповые и индивидуальные. В зависимости от сложности предлагаемых заданий, целей занятия, общей подготовки обучающихся преподаватель может подсказать обучающимся алгоритм решения или первое действие, или указать общее направление рассуждений. Полученные результаты обсуждаются с позиций их адекватности или эффективности в рассмотренной ситуации.

3. Методические указания по самостоятельной работе

Организация самостоятельной работы обучающихся ориентируется на активные методы овладения знаниями, развитие творческих способностей, переход от поточного к индивидуализированному обучению с учетом потребностей и возможностей обучающегося.

Самостоятельная работа с учебниками, учебными пособиями, научной, справочной литературой, материалами периодических изданий и Интернета является наиболее эффективным методом получения дополнительных знаний, позволяет значительно активизировать процесс овладения информацией, способствует более глубокому усвоению изучаемого материала.

Самостоятельная работа реализуется:

- - непосредственно в процессе аудиторных занятий;
- - на лекциях, практических занятиях;
- - в контакте с преподавателем вне рамок расписания;
- - на консультациях по учебным вопросам, в ходе творческих контактов, при ликвидации задолженностей, при выполнении индивидуальных заданий и т. д.;
- - в библиотеке, дома, на кафедре при выполнении обучающимся учебных и практических задач.

Эффективным средством осуществления обучающимся самостоятельной работы является электронная информационно-образовательная среда университета, которая обеспечивает доступ к учебным планам, рабочим программам дисциплин (модулей), практик, к изданиям электронных библиотечных систем.

10. Перечень информационных технологий, используемых при осуществлении образовательного процесса по дисциплине (модулю), включая перечень программного обеспечения и информационно-справочных систем

Организовано взаимодействие обучающегося и преподавателя с использованием электронной информационной образовательной среды университета.

Таблица 10

| № п/п | Наименование | Производитель | Способ распространения (лицензионное или свободно) |
|--------------|---------------------|----------------------|---|
| | | | |

| | | | |
|---|--|---|------------------------------|
| | | | распространяемое) |
| 1 | Adobe Reader | Adobe Systems Incorporated | свободно распространяемое |
| 2 | Текстовый редактор LibreOffice Writer v.6 | LibreOffice под лицензией GNU LGPL | лицензионное |
| 3 | Средство создания и демонстрации презентаций LibreOffice Impress | LibreOffice под лицензией GNU LGPL | лицензионное |
| 4 | Справочно-правовая система «Консультант Плюс» | ООО Региональный Информационный Центр Общероссийской Сети Распространения Правовой Информации КонсультантПлюс | свободно распространяемое |

11. Описание материально-технической базы, необходимой для осуществления образовательного процесса по дисциплине (модулю)

1. Лекционные занятия.

Аудитории для лекционных занятий укомплектованы мебелью и техническими средствами обучения, служащими для представления учебной информации большой аудитории (наборы демонстрационного оборудования (проектор, экран, компьютер / ноутбук), учебно-наглядные, учебно-методические пособия, тематические иллюстрации.

2. Практические занятия.

Аудитории для практических занятий укомплектованы специализированной мебелью и техническими средствами обучения (проектор, экран, компьютер/ноутбук).

3. Самостоятельная работа.

Помещения для самостоятельной работы оснащены компьютерной техникой с возможностью подключения к сети «Интернет» и доступом к электронной информационно-образовательной среде СамГТУ:

- библиотека филиала (ауд.9);
- компьютерные классы (ауд.6).

УТВЕРЖДАЮ
Директор филиала ФГБОУ ВО «СамГТУ»
в г. Белебее Республики Башкортостан

_____ Л.М. Инаходова
« ____ » _____ 2020 г.

**Дополнения и изменения к рабочей программе дисциплины (модуля)
Б1.В.02.ДВ.04.04 Основы разработки месторождений нефти и газа**

по направлению подготовки 38.03.02 «Менеджмент», профилю подготовки «Экономика и управление на предприятиях топливно-энергетического комплекса»
на 20__/20__ уч.г.

В рабочую программу вносятся следующие изменения:

- 1)
- 2)

Разработчик дополнений и изменений:

_____ (должность, степень, ученое звание) _____ (подпись) _____ (ФИО)

Дополнения и изменения рассмотрены и одобрены на заседании кафедры
« ____ » _____ 20__ г., протокол № ____.

Заведующий кафедрой _____ (подпись) _____ (ФИО)

**Фонд оценочных средств
для промежуточной аттестации обучающихся**

по дисциплине (модулю) Б1.В.02.ДВ.04.04 Основы разработки месторождений нефти и газа

| | |
|---|--|
| Направление подготовки (специальность) | 38.03.02 Менеджмент |
| Направленность (профиль) | Экономика и управление на предприятиях топливно-энергетического комплекса |
| Квалификация | Бакалавр |
| Форма обучения | Заочная |
| Выпускающая кафедра | Строительство |
| Кафедра-разработчик | Строительство |

Белебей 2020 г

1. Перечень компетенций с указанием этапов их формирования в процессе освоения образовательной программы.

Оценочные средства разработаны для оценки профессиональных(ПК-6,ПК-13)компетенций.

Компетенции и планируемые результаты обучения (дескрипторы): знания - З, умения - У, владения - В, характеризующие этапы формирования компетенций и обеспечивающие достижение планируемых результатов освоения образовательной программы (ОПОП), представлены в разделе 1 Рабочей программы дисциплины (таблица 1) в соответствии с матрицей компетенций и картами компетенций ОП (Приложения 1 к ОП).

Основными этапами формирования указанной компетенции в рамках дисциплины выступает последовательное изучение содержательно связанных между собой разделов (тем) учебных занятий.

Паспорт фонда оценочных средств по дисциплине «Основы разработки месторождений нефти и газа»

Таблица 1

| № п/п | Этапы формирования компетенции | Планируемые результаты обучения (дескрипторы) | Оценочные средства |
|-------|---|---|---------------------------------|
| 1 | 2 | 3 | 4 |
| 1 | Раздел 1 Геологические основы добычи нефти и газа | З 1(ПК-6)-I, У 4(ПК-6)-I, В 2(ПК-6)-I. З 1(ПК-13)-I, У 1(ПК-13)-I, В 1(ПК-13)-I. | Вопросы к устному опросу |
| 2 | Раздел 2 Технологические основы добычи нефти и газа | З 1(ПК-6)-I, У 4(ПК-6)-I, В 2(ПК-6)-I. З 1(ПК-13)-I, У 1(ПК-13)-I, В 1(ПК-13)-I. | Вопросы к устному опросу |
| 3 | Промежуточная аттестация: экзамен. | З 1(ПК-6)-I, У 4(ПК-6)-I, В 2(ПК-6)-I. З 1(ПК-13)-I, У 1(ПК-13)-I, В 1(ПК-13)-I. | Вопросы экзаменационных билетов |

2. Описание показателей и критериев оценивания компетенций на различных этапах их формирования, описание шкал оценивания.

Карты формируемых компетенций в составе ОП (Приложение к ОП 1) включают:

- описание **этапов и уровней освоения компетенций** (изучение дисциплины «Основы разработки месторождений нефти и газа» по направлению подготовки 38.03.02 «Менеджмент», профилю подготовки «Экономика и управление на предприятиях топливно-энергетического комплекса», предусматривает освоение целевых компетенций)

- **характеристику** планируемых результатов обучения для каждого уровня освоения компетенции и показателей их проявления (дескрипторов): **владений, умений, знаний** (с соответствующей индексацией);

- **шкалу оценивания результатов обучения** (владений, умений, знаний) с описанием **критериев оценивания**.

Результаты обучения по дисциплине «Основы разработки месторождений нефти и газа», по направлению подготовки 38.03.02 «Менеджмент», профилю подготовки «Экономика и управление на предприятиях топливно-энергетического комплекса», определяются показателями и критериями оценивания сформированности компетенций на этапах их формирования.

Критерии и шкала оценивания результатов изучения дисциплины на промежуточной аттестации

На этапе промежуточной аттестации используется система оценки успеваемости обучающихся, которая позволяет преподавателю оценить уровень освоения материала обучающимися. Критерии оценивания сформированности планируемых результатов обучения (дескрипторов) представлены в карте компетенции ОП.

Критерии оценивания

«Отлично» – выставляется, если сформированность заявленных дескрипторов компетенций 86% и более (в соответствии с картами компетенций ОП) оценивается критериями «хорошо» и «отлично», при условии отсутствия оценки «неудовлетворительно»: 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;

«Хорошо» – выставляется, если сформированность заявленных дескрипторов компетенций на 70% и более (в соответствии с картами компетенций ОП) оценивается критериями «хорошо» и «отлично», при условии отсутствия оценки «неудовлетворительно», допускается оценка «удовлетворительно»: обучающийся 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;

«Удовлетворительно» – выставляется, если сформированность заявленных дескрипторов компетенций 50% и более (в соответствии с картами компетенций ОП) оценивается критериями «удовлетворительно», «хорошо» и «отлично»: обучающийся 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;

«Неудовлетворительно» – выставляется, если сформированность заявленных дескрипторов компетенций менее, чем 50% (в соответствии с картами компетенций ОП) оценивается критериями «удовлетворительно», «хорошо» и «отлично»: при ответе обучающегося выявились существенные пробелы в знаниях основных положений фактического материала, неумение с помощью преподавателя решать поставленные задачи из числа предусмотренных рабочей программой учебной дисциплины. Соответствие критериев оценивания сформированности планируемых результатов обучения (дескрипторов) системам оценок представлено в таблице 2

Шкала оценивания результатов

Таблица 2

| Процентная шкала (при ее использовании) | Оценка в системе «неудовлетворительно – удовлетворительно – хорошо – отлично» |
|---|---|
| 1 | 2 |
| 0-50% | Неудовлетворительно |
| 50-69% | Удовлетворительно |
| 70-85% | Хорошо |
| 86-100% | Отлично |

Критерии оценивания результатов изучения дисциплины во время занятий (текущий контроль успеваемости)

Критерии оценивания вопросов к устному опросу

«Зачтено» выставляется, если студент активно работает в течение всего занятия, дает полные ответы на вопросы преподавателя в соответствии с планом практического занятия и показывает при этом глубокое овладение материалом, соответствующей литературой, способен выразить собственное отношение к данной проблеме, проявляет умение самостоятельно и аргументированно излагать материал, анализировать явления и факты, делать самостоятельные обобщения и выводы, правильно выполняет учебные задачи, допуская не более 1-2 арифметических ошибок или описок.

«Не зачтено» выставляется в случае, когда студент обнаружил несостоятельность осветить вопрос, вопросы освещены неправильно, бессистемно, с грубыми ошибками, отсутствуют понимания основной сути вопросов, выводы, обобщения, обнаружено неумение решать учебные задачи.

Шкала оценивания результатов

Таблица 3

| Процентная шкала (при ее использовании) | Оценка в системе «зачтено», «не зачтено» |
|---|--|
| 0-50% | Не зачтено |
| 51-100% | Зачтено |

Для допуска к промежуточной аттестации необходимо получить оценку «зачтено»

3. Типовые контрольные задания или иные материалы, необходимые для оценки знаний, умений, навыков и (или) опыта деятельности, характеризующие процесс формирования компетенций в ходе освоения образовательной программы

1. Формы текущего контроля успеваемости

Примерный перечень вопросов к устному опросу

Практическая работа

Дайте определение объекта разработки и нарисуйте схему.

1. Какие бывают виды объектов?
2. Какие факторы влияют на выделение объектов?
3. Объясните влияние глубины скважины на выделение объектов.
4. Объясните, как влияет величина запасов месторождения на выделение объектов.
5. После чего окончательно принимается решение о выделении объектов разработки?
6. В каких весовых единицах измеряется добыча нефти?
7. Дайте определение дебита нефти по скважине. В каких единицах он измеряется?
8. Дайте определение понятия обводненности залежи.
9. Что показывает газовый фактор?
10. Что такое нефтесодержание?
11. Напишите формулы конечной и текущей нефтеотдачи.
12. Для чего нужны сводные таблицы работы добывающих и нагнетательных скважин в нефтесодобывающих управлениях?
13. Дайте определение приемистости нагнетательных скважин.
14. Чем отличается расчёт жидкости в пластовых условиях от такового в поверхностных условиях?
15. Чем отличается обводненность весовая от обводненности объемной?
16. Напишите формулу определения дебита нефти за год.
17. По какой формуле можно определить добычу газа?
18. Какая зависимость между закачкой, пластовым давлением и компенсацией отбора закачкой?
19. Что нужно сделать, чтобы перевести добычу нефти из тонн в м³?

Практическая работа

Что представляет собой график разработки?

1. Какие показатели должны быть обязательно представлены на графике разработки?
2. Какие показатели еще могут быть представлены на графике?
3. Для чего строится график разработки?
4. Как называется первая стадия разработки?
5. Можно ли на первой стадии добывать обводненную нефть?
6. Назовите причины обводненности на первой стадии.
7. Какая стадия самая длительная по времени?
8. Какие ГТМ выполняются на второй стадии разработки?
9. По каким показателям разработки проводят разделение на стадии?
10. Дайте определение показателя степени выработки.
11. Чем отличается первый тип разработки пласта от второго?
12. По каким показателям определяется эффективность разработки?
13. Для чего необходимо знание типов разработки?
14. Чем характеризуется первый тип залежи?
15. Чем характеризуется второй тип залежи?

Практическая работа

Какой вид заводнения применяют обычно на крупных по размерам залежах нефти?

1. К какой системе искусственного заводнения относится площадное заводнение?
2. Какой вид заводнения применяют при разработке сравнительно небольших по размерам залежей нефти?
3. При каком заводнении интенсивность равняется 1:3?
4. При какой системе заводнения нефтяную залежь разрезают рядами нагнетательных скважин на полосы?
5. В каком случае применяют однорядную систему заводнения?
6. Какое количество добывающих рядов располагают в пределах блоков?
7. Какие параметры больше всего влияют на выбор системы заводнения?
8. Какая плотность сетки скважин необходима при высокой вязкости нефти?
9. Какую систему разработки выбираем при расчлененной залежи?
10. Какие типы площадной системы заводнения вы знаете?
11. Какими достоинствами характеризуется площадная система?
12. Как определяется приёмистость нагнетательной скважины при семиточечной системе заводнения?
13. Какая система характеризуется максимальной интенсивностью?

14. Какими параметрами определяется интенсивность разработки каждого элемента?
15. Какой параметр оказывает наибольшее влияние на полноту извлечения нефти и характер обводнения элемента?
16. Что определяет компенсация отбора закачкой?

Практическая работа: выполняться в соответствии с методическими указаниями «Подсчет запасов нефти объемным методом. Определение упругого запаса нефтяной залежи»

Цель работы: научиться рассчитывать балансовые и извлекаемые запасы нефти и газа, определять упругий запас залежи при замкнуто-упругом (упругом) и водонапорном режимах, а также проводить сравнительный анализ полученных результатов.

Постановка работы

В разработку планируется ввести нефтяную литологически экранированную залежь площадью F тыс. м² на естественном замкнутом режиме. Согласно промысловым данным принятым при проектировании нефтенасыщенность залежи - α д.ед., пористость - m %, плотность добываемой нефти в поверхностных условиях - $\rho_{\text{нпов}}$ т/м³, объемный коэффициент нефти - V_n , д.ед, мощность пласта - h м; начальное пластовое давление - $P_{\text{плнач}}$ МПа, давление насыщения нефти газом - $P_{\text{нас}}$ МПа; коэффициент упругой сжимаемости пластовой воды - β_w $1 \cdot 10^{-4}$ /МПа, коэффициент упругой сжимаемости пластовой нефти - β_n $1 \cdot 10^{-4}$ /МПа, коэффициент упругой сжимаемости породы - β_p $1 \cdot 10^{-4}$ /МПа.

Необходимо:

1) Выполнить оперативный подсчет начальных геологических и извлекаемых запасов нефти и попутного нефтяного газа объемным методом, если проектный конечный коэффициент нефтеотдачи составляет КИН д.ед., газовый фактор Γ - м³/т и рассчитать количество остаточных извлекаемых запасов нефти и попутного нефтяного газа через 15 лет разработки, если накопленная добыча нефти по проекту составит ΣQ_n тыс т.

2) Определить долю извлекаемых запасов нефти, которая может быть извлечена за счет действия пластовой энергии без применения дополнительных методов воздействия;

3) Сравнить полученное значение из п.2 с долей нефти, извлекаемой за счет действия пластовой энергии из залежи с аналогичными свойствами, но разрабатываемой на естественном упруговодонапорном режиме, если 60 % нефтенасыщенной площади приходится на чистую нефтяную зону (ЧНЗ) и 40% площади на водо-нефтяную зону (ВНЗ).

4) Сделать выводы.

ВСЕ РАСЧЕТЫ ПРОВОДЯТСЯ В СИСТЕМЕ СИ.

Последовательность выполнения работы:

I. Ответить на контрольные вопросы.

II. Определение запасов нефти и упругого запаса залежи для двух вариантов геологического строения залежи. **Исходные данные для определения запасов, представлены в приложении 1.**

III. Сравнение результатов и сделать выводы по работе.

1. Подсчет запасов нефти и попутного газа объемным методом

Изучение геологического строения залежей нефти и газа базируется на фактических данных, полученных в процессе геологоразведочных работ и эксплуатации залежей. Степень изученности месторождения должна обеспечивать возможность его комплексного освоения при обязательном соблюдении требований по охране окружающей среды.

Количество углеводородов в выявленных, разведанных и разрабатываемых залежах, приведенные к стандартным условиям, называют *запасами*. Наряду с выявленными залежами в нефтегазоносных горизонтах и пластах, могут содержаться скопления углеводородов, наличие которых предполагается на основании геолого-геофизических исследований и сложившихся представлений о геологическом строении. Количество углеводородов в предполагаемых залежах продуктивных, но не вскрытых бурением пластов, называют *ресурсами*. Оцененные ресурсы отличаются от запасов не только различной степенью изученности, но и разной степенью обоснованности.

Запасы углеводородов.

Различают *геологические* (балансовые) и *извлекаемые* запасы. *Балансовые запасы* - все количество нефти и газа, находящееся в залежи в пределах ВНК (ГВК), *извлекаемые запасы* - только то количество УВ, которое может быть поднято на поверхность.

Различают также *начальные* и *текущие* запасы нефти, газа и конденсата. *Начальные балансовые* (соответственно начальные извлекаемые) запасы углеводородов - это запасы залежи или месторождения в начале разработки. *Текущие балансовые* (соответственно

текущие извлекаемые) запасы - это запасы, рассчитывающиеся как разность между начальными запасами и накопленной добычей, на определенную дату.

Подсчет запасов – это комплекс научных исследований по обобщению данных геологоразведочных, опытных и промышленных работ, выполненных на месторождении, направленный на создание объективных геологических моделей залежей в соответствии со степенью их изученности, на основе которых различными методами определяется количество полезных ископаемых и содержащихся в них полезных компонентов, а также устанавливается их народнохозяйственное значение. *Подсчет запасов и оценка ресурсов углеводородов* основывается на детальном изучении недр и синтезируют в себе все сведения, полученные в процессе поисков, разведки и разработки залежей: данные изучения минералогических и петрографических особенностей пород, физики пласта и физико-химических свойств флюидов, результаты полевых и промыслово-геофизических исследований, сведения об условиях формирования залежей углеводородов, о закономерностях размещения их в недрах и т.д.

Подсчет запасов углеводородов проводят в основном *объемным методом*. Этот метод основан на определении массы нефти, приведенной к стандартным условиям, в насыщенных ими объемах пустотного пространства пород-коллекторов, слагающих залежи нефти или их части. Он применим для подсчета запасов нефти при любом режиме работы залежи в контуре любой категории запасов.

Суть объемного метода заключается в определении объема ловушки, в которой заключена залежь углеводородов и определении объема порового (пустотного) пространства залежи, занятого углеводородами в пластовых условиях. Объемный метод можно считать практически универсальным для подсчета запасов любой залежи или ее части при любой степени изученности. Внешне он представляется довольно простым, однако эта простота таит в себе множество проблем. Основные проблемы объемного метода заключаются в своевременном выявлении особенностей геологического строения залежи и объективном определении параметров, характеризующих объем пустотного пространства, насыщенного нефтью или свободным газом.

Любая залежь представляет собой сложный объект. Его сложность обусловлена типом пустотного пространства пород-коллекторов и условиями залегания их в ловушке, типом самой ловушки, характером насыщения пустотного пространства и его изменчивостью по площади и разрезу, взаимосвязанностью параметров, условиями залегания флюидов в недрах и т.п. По существу, объективное выявление каждого из перечисленных факторов представляется проблемой, которая нередко усложняется недостаточностью и низким качеством фактических данных.

Ниже приведены формулы для расчёта геологических (балансовых), извлекаемых и остаточных запасов нефти собственно *объемным методом*.

Подсчет запасов нефти проводится по формуле объемного метода:

$$Q_{\text{бал.нач}} = F \cdot h \cdot m \cdot \rho_{\text{пов.н}} \cdot \alpha \cdot \theta \quad (1.1)$$

$Q_{\text{бал}}$ – начальные геологические запасы, кг

F – площадь нефтеносности, м²

h – средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м

m – коэффициент пористости – доли ед.

α – коэффициент нефтенасыщенности – доли ед.

$\rho_{\text{пов.н}}$ – плотность нефти в поверхностных условиях – кг/м³

θ – переводной коэффициент, учитывающий усадку нефти, который находится как $1/V_n$, где V_n – объемный коэффициент нефти доли. ед.

Начальные извлекаемые запасы нефти:

$$Q_{\text{извл. нач}} = Q_{\text{бал}} \cdot \text{КИН}, \text{ кг} \quad (1.2)$$

Если на какой-то момент времени известно количество накопленной добычи нефти, то можно рассчитать остаточные геологические (1.3) и извлекаемые (1.4) запасы нефти:

$$Q_{\text{бал. ост}} = Q_{\text{бал}} - \sum Q_n, \text{ кг} \quad (1.3)$$

Остаточные извлекаемые запасы составят:

$$Q_{\text{извл. ост}} = Q_{\text{извл}} - \sum Q_n, \text{ кг} \quad (1.4)$$

Для подсчета начальных геологических (балансовых) ($V_{\text{бал.нач}}$), извлекаемых ($V_{\text{нач.извл}}$) и остаточных геологических (балансовых) ($V_{\text{бал.ост}}$) и остаточных ($V_{\text{извл.ост}}$) запасов газа соответствующие категории запасов нефти последовательно умножаются на газовый фактор G взятый в м³/т (**так как газовый фактор определяется в условиях промысла и измеряется в несистемной единице м³/т, то рассчитанные запасы нефти сначала необходимо перевести из кг в тонны**), формулы (1.5-1.8):

$$V_{\text{бал.нач.газа}} = Q_{\text{бал.нач}} \cdot \Gamma, \text{ м}^3 \text{ (1.5)}$$

$$V_{\text{нач.изв.газа}} = Q_{\text{изв.нач}} \cdot \Gamma, \text{ м}^3 \text{ (1.6)}$$

$$V_{\text{бал.ост.газа}} = Q_{\text{бал.ост.неф}} \cdot \Gamma, \text{ м}^3 \text{ (1.7)}$$

$$V_{\text{извл.ост.газа}} = Q_{\text{изв.ост.неф}} \cdot \Gamma, \text{ м}^3 \text{ (1.8)}$$

Пример расчета 1

1) Начальные геологические запасы нефти:

$$Q_{\text{бал.нач}} = 10000000 \cdot 10 \cdot 0,11 \cdot 0,8 \cdot 780 \cdot 0,826 = 6722820764 \text{ кг, где}$$

F - площадь нефтеносности = 10000 тыс. м² = 10000 · 1000 = 10000000 м²,

h – средняя эффективная нефтенасыщенная толщина = 10 м,

m – коэффициент пористости = 11% = 0,11 доли ед.

α – коэффициент нефтенасыщенности = 0,8 доли ед.

ρ_{пов.н} – плотность нефти в поверхностных условиях = 780 кг/м³,

θ – переводной коэффициент, учитывающий усадку нефти, который находится как 1/V_н, где V_н – объемный коэффициент нефти доли. ед = 1/1,021 = 0,826.

$$2) Q_{\text{изв.нач}} = 6722820764 \cdot 0,431 = 2897535749 \text{ кг}$$

ΣQ_{доб} – накопленная добыча нефти через 15 лет после начала разработки = 1159000000 кг.

$$3) Q_{\text{бал.ост.}} = 6722820764 - 1159000000 = 5563806464 \text{ кг}$$

$$4) Q_{\text{извл.ост}} = 2897535749 - 1159000000 = 1738521450 \text{ кг}$$

Для подсчета запасов газа сначала необходимо запасы нефти перевести из кг в тонны:

$$Q_{\text{бал.нач}} = 6722820764 / 1000000 = 6722,8, \text{ тыс. т}$$

$$Q_{\text{изв.нач}} = 2897535749 / 1000000 = 2897,3, \text{ тыс. т}$$

$$Q_{\text{бал.ост.неф}} = 5563806464 / 1000000 = 5563,8 \text{ тыс. т}$$

$$Q_{\text{изв.ост.неф}} = 1738521450 / 1000000 = 1738,5 \text{ тыс. т}$$

5) Начальные балансовые запасы газа:

$$V_{\text{бал.нач.газа}} = 6722,8 \cdot 13 = 87396,6 \text{ тыс. м}^3 = 87,4 \text{ млн. м}^3$$

6) Начальные извлекаемые запасы газа:

$$V_{\text{нач.изв.газа}} = 2897,3 \cdot 13 = 37668 \text{ тыс. м}^3 = 37,7 \text{ млн. м}^3$$

7) Остаточные балансовые запасы газа

$$V_{\text{бал.ост.газа}} = 5563,8 \cdot 13 = 72329,5 \text{ тыс. м}^3 = 72,3 \text{ млн. м}^3$$

8) Остаточные извлекаемые запасы газа на 01.01 2010г.

$$V_{\text{извл.ост.газа}} = 1738,5 \cdot 13 = 22600,7 \text{ тыс. м}^3 = 22,6 \text{ млн. м}^3$$

Подсчитанные начальные и остаточные запасы нефти по пласту, через 15 лет после начала разработки сводятся в таблицу 1.

Начальные и остаточные запасы нефти и газа

Таблица 1

| Запасы нефти, тыс. т. | | | | Запасы газа, млн.м ³ | | | |
|-----------------------|--------|-------------|--------|---------------------------------|--------|-------------|--------|
| Балансовые | | Извлекаемые | | Балансовые | | Извлекаемые | |
| Нач. | Остат. | Нач. | Остат. | Нач. | Остат. | Нач. | Остат. |
| 6722,8 | 5563,8 | 2897,3 | 1738,5 | 87,4 | 72,3 | 37,7 | 22,6 |

2. Определение упругого запаса залежи

При замкнуто-упругом (упругом) и водонапорном режимах, при грубой оценке возможностей разработки нефтяных месторождений, используется понятие об упругом запасе залежи.

Упругий запас – это изменение (уменьшение) порового объема пласта при изменении пластового давления до давления насыщения. Его величина определяет какое количество нефти может быть извлечено из залежи только за счет действия природной пластовой энергии без применения дополнительных методов воздействия.

Упругий запас определяется по формуле (2.1) линейного закона сжимаемости пласта.

$$\Delta V_n = \beta^* V_n \cdot \Delta P, \text{ м}^3 \text{ (2.1)}$$

где ΔP - потенциальное снижение пластового давления до начала разгазирования добываемой нефти, находится как разница между начальным пластовым давлением (P_{плнач}) и давлением насыщения нефти газом (P_{нас}): ΔP = P_{пл.нач.} - P_{нас.} ;

V_n - объем рассматриваемого элемента пласта, определяемый как произведение площади рассматриваемого элемента пласта (F) на его среднюю продуктивную мощность (толщину) (h): V_n = Fh, м³;

β^* - коэффициент упругоёмкости пласта, который показывает, какую долю объёма рассматриваемого элемента пласта составляет объём жидкости, высвободившийся из этого элемента при снижении пластового давления на единицу, находится как (2.2):

$$\beta^* = m \cdot \beta_{жс} + \beta_n, \quad (2.2)$$

где m – пористость, д.ед.; $\beta_{жс}$ – коэффициент упругой сжимаемости пластовой жидкости, Па⁻¹; β_n – коэффициент упругой сжимаемости породы, слагающей пласт, Па⁻¹.

2.1 Упругий или замкнуто-упругий режим

Этот режим развивается в замкнутых, ограниченных пластах и запечатанных залежах. Разработка ведется за счет энергии упругого расширения пластовой жидкости (нефти и воды) и сжатия пород продуктивного пласта при снижении пластового давления. Для этого режима характерно большое падение пластового давления и снижение дебитов скважин. Если нефтяная залежь хорошо связана с водонапорной системой, то развивается водонапорный или упруговодонапорный режим.

2.2 Водонапорный или упруговодонапорный режим.

Нефть из залежи вытесняется напором контурной или подошвенной воды без существенного снижения пластового давления. Контур нефтеносности непрерывно перемещается и сокращается. Эксплуатация прекращается, когда поступающая контурная вода достигает нефтяных скважин, находящихся в наиболее повышенных частях пласта, т.е. вместо нефти будет поступать вода. При водонапорном режиме обеспечивается высокий коэффициент нефтеотдачи до 0,7 от балансовых запасов.

Упруговодонапорный режим отличается от водонапорного постепенным снижением пластового давления, из-за недостаточного количества контурных вод. На рис.1. представлена схема и график.

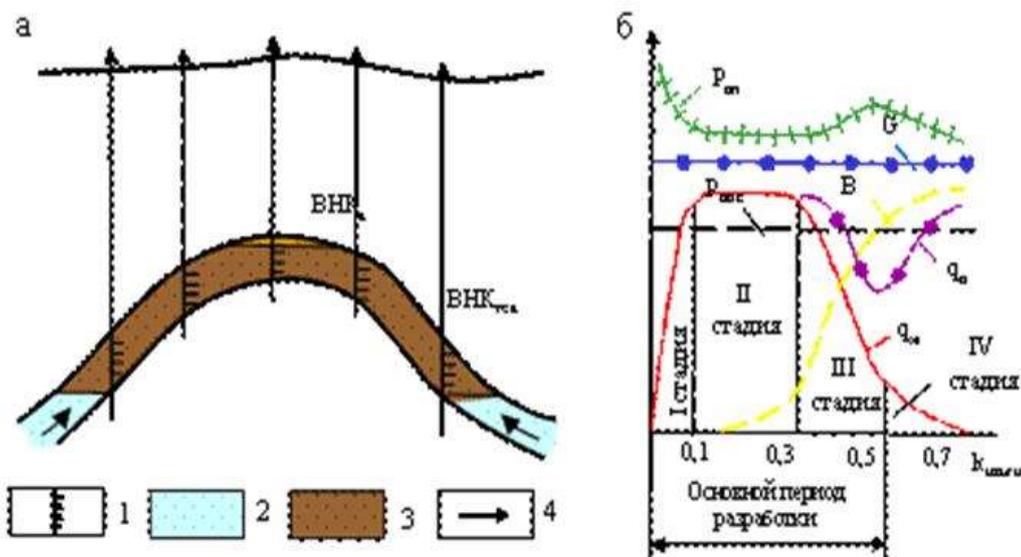


Рис.1 Схема и график разработки при водонапорном режиме

Пример расчета 2.1

Определение упругого запаса залежи при замкнуто-упругом режиме разработки залежи

По промысловым данным определить упругий запас нефтяной залежи, то есть количество нефти, которое может быть извлечено из залежи только за счет действия природной пластовой энергии без применения дополнительных методов воздействия. Продуктивный пласт за контуром нефтеносности выклинивается, и вода в пласт не поступает.

Имеется залежь со следующими параметрами:

F- площадь залежи $10000 \text{ тыс. м}^2 = 10000000 \text{ м}^2 = 10^7 \text{ м}^2$;

h – мощность пласта = 10м;

V- объем пласта, $F \cdot h = 10^7 \cdot 10 = 10^8 \text{ м}^3$

$P_{пл\ нач}$ – начальное пластовое давление = 16МПа = $16 \cdot 10^6$ Па;

$P_{нас}$ – давление насыщения = 6МПа = $6 \cdot 10^6$ Па;

$\beta_{ж}$ – коэффициент упругой сжимаемости пластовой жидкости, в данной задаче = коэффициенту упругой сжимаемости нефти, так как залежь замкнутая и фильтруется только одна жидкая фаза - нефть $\beta_n = 11 \cdot 10^{-4} (1/МПа) = 11 \cdot 10^{-10} (1/Па)$;

β_n – коэффициент упругой сжимаемости породы, слагающей пласт = $0,68 \cdot 10^{-4} (1/МПа) = 0,68 \cdot 10^{-10} (1/Па)$;

m – пористость пласта = 11% = 0,11 д.ед.

1) Исходя из геологической характеристики залежи (литологически ограниченная и прорыва воды не ожидается) в пласте фильтроваться будет только нефть, поэтому за коэффициент упругой сжимаемости пластовой жидкости можно принять коэффициент упругой сжимаемости пластовой нефти β_n . Следовательно коэффициент упругости пласта можно найти как:

$$\beta^* = m \cdot \beta_{ж} + \beta_n = m \cdot \beta_n + \beta_n = 0,11 \cdot 11 \cdot 10^{-10} + 0,68 \cdot 10^{-10} = 1,89 \cdot 10^{-10} (1 / Па);$$

2) Рассчитывается потенциальное снижение пластового давления до начала разгазирования добываемой нефти: $\Delta P = P_{плнач} - P_{нас} = 16 \cdot 10^6 - 6 \cdot 10^6 = 10 \cdot 10^6 Па$;

3) Тогда упругий запас можно найти как:

$$\Delta V_n = \beta^* V_n \cdot \Delta P = 1,89 \cdot 10^{-10} \cdot 10^8 \cdot 10 \cdot 10^6 = 189000, м^3$$

Для определения процентного соотношения полученного объема нефти, извлекаемого за счет действия упругого запаса залежи и первоначальных извлекаемых запасов залежи, подсчитанные извлекаемые запасы из примера 1 переводятся из кг в $м^3$, для этого запасы в кг умножаются на объемный коэффициент нефти и делятся на плотность нефти в поверхностных условиях:

$$Q_{извл\ в\ м^3} = (Q_{извл\ в\ кг} \cdot V_n) / \rho_{нпов} = (2897535749 \cdot 1,021) / 780 = 3792800 м^3$$

Значит упругий запас залежи, равный 189000 $м^3$ составит:

$$189000 / 3792800 \cdot 100\% = 5 \%$$

от всех извлекаемых запасов залежи.

Таким образом, при снижении пластового давления на 10МПа (до начала разгазирования нефти) упругий запас составит 189000 $м^3$, то есть количество нефти, которое может быть извлечено из залежи только за счет действия природной пластовой энергии без применения дополнительных методов воздействия составит 189000 $м^3$.

Вывод: Согласно проведенному расчету упругий запас пласта составил 189000 $м^3$ или 5% от всех извлекаемых запасов нефти (извлекаемые запасы нефти по пласту составляют 3792800 $м^3$). Следовательно, извлекаемые запасы по пласту не будут отобраны в количестве 95 % или 3792800 - 189000 = 3603800 $м^3$, для извлечения которых потребуются применение дополнительных методов воздействия на пласт и регулирования разработки.

Пример расчета 2.2

Определение упругого запаса залежи при водонапорном режиме разработки залежи

Определить упругий запас для залежи со свойствами аналогичными свойствам залежи из примеров 1 и 2.1, но разрабатываемой на естественном упруговодонапорном режиме, если 60 % нефтенасыщенной площади F приходится на чистую нефтяную зону (ЧНЗ) и 40% площади на водо-нефтяную зону (ВНЗ), средняя эффективная нефтенасыщенная толщина ЧНЗ = ВНЗ = h м. Сравнить полученный результат с примером 2.1.

В данном случае необходимо определить отдельно количество нефти, добываемое за счет действия пластовой энергии в ЧНЗ и ВНЗ, так как в этих зонах будут фильтроваться различные жидкости.

Определим упругий запас чистой нефтяной зоны ЧНЗ.

Параметрами ЧНЗ залежи:

Из условия $F_{\text{ЧНЗ}}$ - площадь ЧНЗ составляет 60% от площади залежи $F = F \cdot 60/100 = 10000 \cdot 0,6$ тыс. $\text{м}^2 = 6000000 \text{ м}^2 = 6 \cdot 10^6 \text{ м}^2$;

h – мощность пласта в ЧНЗ = 10 м;

$V_{\text{ЧНЗ}}$ - объем ЧНЗ залежи, $F \cdot h = 6 \cdot 10^6 \cdot 10 = 6 \cdot 10^7 \text{ м}^3$

$P_{\text{плнач}}$ – начальное пластовое давление = 16 МПа = $16 \cdot 10^6 \text{ Па}$;

$P_{\text{нас}}$ – давление насыщения = 6 МПа = $6 \cdot 10^6 \text{ Па}$;

$\beta_{\text{ж}}$ - коэффициент упругой сжимаемости пластовой жидкости, на стадии ввода залежи в разработку, как правило, в ЧНЗ происходит движение только нефти, поэтому $\beta_{\text{ж}}$ принимается равным коэффициенту упругой сжимаемости нефти, $\beta_{\text{н}} = 11 \cdot 10^{-4} (1/\text{МПа}) = 11 \cdot 10^{-10} (1/\text{Па})$;

$\beta_{\text{п}}$ - коэффициент упругой сжимаемости породы, слагающей пласт = $0,68 \cdot 10^{-4} (1/\text{МПа}) = 0,68 \cdot 10^{-10} (1/\text{Па})$;

m - пористость пласта = 11% = 0,11 д.ед.

1) В границах ЧНЗ будет фильтроваться только нефть, поэтому за коэффициент упругой сжимаемости пластовой жидкости можно принять коэффициент упругой сжимаемости пластовой нефти $\beta_{\text{н}}$. Следовательно коэффициент упругости пласта можно найти как:

$$\beta^* = m \cdot \beta_{\text{ж}} + \beta_{\text{п}} = m \cdot \beta_{\text{н}} + \beta_{\text{п}} = 0,11 \cdot 11 \cdot 10^{-10} + 0,68 \cdot 10^{-10} = 1,89 \cdot 10^{-10} (1/\text{Па});$$

2) Рассчитывается потенциальное снижение пластового давления до начала разгазирования добываемой нефти: $\Delta P = P_{\text{плнач}} - P_{\text{нас}} = 16 \cdot 10^6 - 6 \cdot 10^6 = 10 \cdot 10^6 \text{ Па}$;

3) Тогда упругий запас можно найти как:

$$\Delta V_{\text{нЧНЗ}} = \beta^* V_{\text{н}} \cdot \Delta P = 1,89 \cdot 10^{-10} \cdot 6 \cdot 10^7 \cdot 10 \cdot 10^6 = 113400, \text{ м}^3$$

Таким образом, при снижении пластового давления на 10 МПа в границах ЧНЗ (до начала разгазирования нефти) упругий запас составит 113400 м^3 , то есть количество нефти, которое может быть извлечено из ЧНЗ залежи только за счет действия природной пластовой энергии в этой части пласта без применения дополнительных методов воздействия составит 113400 м^3 .

Отбор нефти в начальный период разработки залежи приводит к некоторому снижению пластового давления в нефтеносной зоне пласта. Возникший перепад давления на контуре питания и в зоне отбора вызывает движение воды, поступление которой в нефтеносную часть стабилизирует в ней давление.

В результате, пластовое давление устанавливается на таком уровне, при котором приток воды полностью компенсирует отбор жидкости из залежи.

Далее определяется упругий запас энергии воды, поступившей в нефтяную зону из ВНЗ, то есть количество нефти, которое может быть вытеснено из ВНЗ за счет поступления законтурной воды.

Параметрами ВНЗ залежи:

Из условия $F_{ВНЗ}$ - площадь ВНЗ составляет 40% от площади залежи $F = F \cdot 40/100 = 10000 \cdot 0,4$ тыс. $m^2 = 4000000 m^2 = 4 \cdot 10^6 m^2$;

h – мощность пласта в ВНЗ 10 м;

$V_{ВНЗ}$ - объем ВНЗ залежи $F \cdot h = 4 \cdot 10^6 \cdot 10 = 4 \cdot 10^7 m^3$

$P_{плнач}$ – начальное пластовое давление = 16 МПа = $16 \cdot 10^6$ Па;

$P_{нас}$ – давление насыщения = 6 МПа = $6 \cdot 10^6$ Па;

$\beta_{ж}$ - коэффициент упругой сжимаемости пластовой жидкости, **в границах ВНЗ происходит вытеснение нефти за счет упругой энергии поступающей законтурной воды, поэтому $\beta_{ж}$ принимается равным коэффициенту упругой сжимаемости пластовой воды, $\beta_e = 4,7 \cdot 10^{-4}$ (1/МПа) = $4,7 \cdot 10^{-10}$ (1/Па);**

β_n - коэффициент упругой сжимаемости породы, слагающей пласт = $0,68 \cdot 10^{-4}$ (1/МПа) = $0,68 \cdot 10^{-10}$ (1/Па);

m - пористость пласта - 11% = 0,11 д.ед.

1) В границах ВНЗ происходит вытеснение нефти за счет упругой энергии поступающей законтурной воды, поэтому $\beta_{ж}$ принимается равным коэффициенту упругой сжимаемости пластовой воды, β_e Следовательно коэффициент упругоёмкости пласта можно найти как:

$$\beta^* = m \cdot \beta_{жс} + \beta_n = m \cdot \beta_e + \beta_n = 0,11 \cdot 4,7 \cdot 10^{-10} + 0,68 \cdot 10^{-10} = 1,2 \cdot 10^{-10} (1 / Па);$$

2) Так как коэффициент упругоёмкости нефти больше, чем коэффициент упругоёмкости воды, то потенциальное снижение пластового давления до начала разгазирования будет больше в ЧНЗ, чем в ВНЗ, за счет большей сжимаемости нефти, то есть способности накапливать упругую энергию. Поэтому предполагается, что потенциальное снижение пластового давления в ВНЗ примерно на 50% меньше чем в ЧНЗ, а значит потенциальное снижение пластового давления до начала разгазирования добываемой нефти в ВНЗ составит:

$$\Delta P = P_{плнач} - P_{нас} = 16 \cdot 10^6 - 6 \cdot 10^6 \cdot 0,5 = 5 \cdot 10^6 Па;$$

3) Тогда упругий запас в ВНЗ можно найти как:

$$\Delta V_{nВНЗ} = \beta^* V_n \cdot \Delta P = 1,2 \cdot 10^{-10} \cdot 4 \cdot 10^7 \cdot 5 \cdot 10^6 = 23940, m^3$$

Таким образом, при снижении пластового давления на 5 МПа в границах ВНЗ (до начала разгазирования нефти) упругий запас составит 23940 m^3 , то есть количество нефти, которое может быть извлечено из ВНЗ залежи только за счет действия природной пластовой энергии в этой части пласта без применения дополнительных методов воздействия составит 23940 m^3 .

3. Таким образом, общий запас упругой энергии залежисоставит:

$$\Delta V_n = \Delta V_{nЧНЗ} + \Delta V_{nВНЗ} = 113400 + 23940 = 137340, m^3$$

Следовательно, за счет упругого запаса ВНЗ и ЧНЗ можно добыть 137340 m^3 нефти.

Затем определяется процентное соотношение полученного объема нефти, извлекаемого за счет действия упругого запаса залежи и первоначальных извлекаемых запасов залежи, подсчитанных в примере 1.

Общий упругий запас залежи, равный 137340 m^3 составит: $137340 / 3792800 \cdot 100\% = 3,6 \%$

от всех извлекаемых запасов залежи.

Вывод. Согласно проведенному расчету упругий запас залежи с ЧНЗ и ВНЗ составил 137340 m^3 или 3,62% от всех извлекаемых запасов нефти (извлекаемые запасы нефти по пласту

составляют 3792800 м³). Следовательно, извлекаемые запасы по пласту не будут отобраны в количестве 96,4 % или $3792800 - 137340 = 3603800$ м³, для извлечения которых потребуется применение дополнительных методов воздействия на пласт и регулирования разработки.

ВЫВОДЫ ПО РАБОТЕ

Определение общих запасов объемным методом, а также упругого запаса залежи при условии развития замкнутого и упруговодонапорного режимов разработки при одинаковых геолого-физических характеристиках залежи позволяет утверждать, что за счет действия естественной пластовой энергии без применения дополнительных мероприятий по воздействию на пласт из пласта отбирается небольшая часть извлекаемых запасов.

При этом, если часть упругого запаса обеспечивается поступлением законтурной воды (в случае упруговодонапорного режима), то доля запасов отбираемых за счет естественной пластовой энергии будет еще ниже, так как способность накапливать упругую энергию нефти как, правило выше, чем у пластовой воды, что подтверждается тем, что коэффициент упругой сжимаемости нефти почти всегда выше, чем коэффициент упругой сжимаемости пластовой воды.

Вопросы для подготовки к устному опросу

1. Дайте определения запасов и ресурсов углеводородов.
1. Чем геологические (балансовые) запасы отличаются от извлекаемых?
2. Как зная начальные геологические (балансовые) запасы углеводородов можно определить текущие. Что для этого надо знать?
3. Дайте определение подсчета запасов.
4. Объемный метод подсчета запасов, его суть, границы применения и проблемы.
5. С помощью какой формулы проводят подсчет запасов нефти объемным методом?
6. Что такое замкнуто-упругий и водонапорный режимы;
7. В связи с чем, происходит снижение пластового давления в водоносной зоне пласта?
8. Что такое упругий запас месторождения (пласта)?
9. Напишите формулу определения упругого запаса пласта.

Практическая работа

Вопросы для подготовки к устному опросу

1. Что такое ГДИС? Назовите цели ГДИС на разных стадиях проектирования и разработки месторождения.
1. ГДИС на установившихся режимах. Методика проведения. Результаты: зарисуйте и запишите расшифровку основных видов индикаторных диаграмм.
2. Как проводят ГДИС на неуставившихся режимах?
3. Перечислите и дайте определения основных фильтрационно-емкостных параметров пласта, определяемых при интерпретации КВД методом «касательной».
4. Опишите последовательность определения свойств пласта в призабойной зоне скважины по методу «касательной».
5. Как взаимосвязаны основная формула теории упругого режима и интерпретация КВД по методу «касательной»?
6. Запишите уравнение изменения давления по методу Хорнера и охарактеризуйте его.
7. Перечислите и дайте определения основных фильтрационно-емкостных параметров пласта, определяемых при интерпретации КВД методом Хорнера.
8. Как определить начальное пластовое давление при исследовании скважины методом снятия КВД?
9. Как рассчитать радиус призабойной зоны скважины?
10. Когда для расчета скин-фактора применяется формула Хокинса, и какие параметры для этого необходимы?
11. Дайте определение приведенного радиуса скважины. Поясните его физический смысл.
12. Опишите ход выполнения работы.

Практическая работа «Методы воздействия на пласт. Кислотная обработка пластов».

Цель работы: Познакомиться с видами кислотных обработок, теоретическими основами проведения кислотных обработок, а также методами обработки полученных данных.

1. Теоретическая часть

1.1. Теоретические основы проведения СКО

Взаимодействие соляной кислоты с породообразующими элементами. Основным объектом взаимодействия соляной кислоты с породой являются карбонатные материалы – известняк или доломит, в том или ином количестве содержащиеся в цементирующих веществах породы. При этом происходят следующие основные реакции:

при воздействии на известняк



при воздействии на доломит



Хлористый кальций (CaCl_2) и хлористый магний (MgCl_2) – хорошо растворимые в воде соли. Углекислый газ (CO_2) при пластовом давлении растворяется в воде. При обработке соляной кислотой нагнетательной скважины, продукты реакции можно не удалять из скважины, а продавливать в удаленные зоны пласта.

Простая СКО заключается в закачке в пласт солянокислотного раствора с расходом 1 м³ на 1 м перфорированной толщины пласта. В случае, если данный расход не позволяет обеспечить глубину проникновения кислоты в пласт, равную 75 см. (средняя глубина поврежденной зоны), он может быть увеличен. В каждом конкретном случае глубина проникновения рассчитывается простым геометрическим способом, если не удастся получить информацию о реальных размерах поврежденной зоны пласта.

С целью снижения реакционной способности кислоты по отношению к породе и увеличения таким образом глубины ее проникновения, концентрация кислоты выдерживается в пределах 11%. Этот прием позволяет также облегчить продвижение продуктов реакции в удаленные зоны пласта, за пределы ПЗП. Кроме того, кислота менее активна по отношению к металлу насосно-компрессорных труб. При концентрациях соляной кислоты более 15% нейтрализованный раствор соляной кислоты получается очень вязким, что затрудняет его удаление из пор пласта.

Количество исходной (товарной) кислоты, необходимое для получения 1 м³ рабочего кислотного раствора с концентрацией, указанной в плане работ, можно рассчитать по формуле:

$$V = A / Am$$

Где V- объем соляной кислоты в м³

A – содержание 100% HCl в 1 литре раствора с заданной концентрацией

Am- содержание 100% HCl в товарном продукте в кг/литр.

К раствору кислоты добавляют следующие реагенты:

Ингибиторы – вещества, снижающие коррозионное воздействие кислоты на оборудование, с помощью которого кислоту транспортируют, перекачивают и хранят. Обычно ингибиторы добавляются в количестве не более 1% от объема кислоты.

В качестве ингибиторов используют:

Формалин – снижает коррозионную активность в 7-8 раз.

Уникол – (30-40 раз)

И-1-А – для условий высоких температур и давлений (20 раз)

Додикор – импортный ингибитор коррозии.

Интенсификаторы – поверхностно-активные вещества, снижающие в 3-5 раз поверхностное натяжение на границе нефть/нейтрализованная кислота, снижающие силы капиллярного сопротивления, облегчающие процесс удаления продуктов реакции.

На практике в данном случае используются следующие ПАВ:

Неонол СНО ЗБ, Превоцел, Нефтенол ВВД. Указанные ПАВ содержат различное количество основного вещества, что требует отдельного расчета количества применяемой товарной формы ПАВ.

Стабилизаторы – вещества, необходимые для удержания в растворенном состоянии некоторых продуктов реакции и соединений железа, присутствующих в соляной кислоте.

Из-за нарушений правил транспортировки и хранения соляной кислоты, она как правило оказывается насыщенной соединениями железа, которые при снижении кислотности раствора выпадают в виде нерастворимых осадков, например гидрата окиси железа $\text{Fe}(\text{OH})_3$.

В качестве стабилизаторов используют уксусную кислоту (1-3%). Возможно использование лимонной, винной кислоты или специальных композиций. Объем воды для разбавления кислоты рассчитывается по формуле:

$$V_{\text{в}} = 1 - V_{\text{к}} - V_{\text{д}}$$

Единица минус объем товарной кислоты, минус объем добавок.

При проведении простой СКО время выдержки кислоты на реакции не должно превышать 1-2 часов т.к. скорость взаимодействия кислоты с карбонатным материалом при существующей пластовой температуре (70-80градусов) очень велика. При этом взаимодействии порции кислоты, поступившие в канал растворения последними могут сохранять свою кислотность из-за отсутствия в канале карбонатного материала. Два последних факта делают предпочтительным безостановочное продвижение кислоты в глубь пласта в процессе

обработки. Для продавки кислоты используют раствор ПАВ, облегчающий удаление продуктов реакции.

Данный вид обработки (СКО) редко применяется как самостоятельный, чаще сочетается с другими видами работ. Редкое применение простой СКО связано также с небольшим содержанием карбонатного материала в пластах указанных выше месторождений.

Более предпочтительной для условий пластов указанных выше месторождений ввиду высокого содержания в них алюмосиликатного глинистого материала, низкой проницаемости и необходимости воздействовать именно на скелет породы является

1.2. Теоретические основы проведения ГКО

Грязевыми кислотами (или глинокислотами) называют смесь соляной HCl и фтористо-водородной (плавиковой) HF кислот.

Грязевую кислоту применяют для обработки эксплуатационных и нагнетательных скважин, продуктивные горизонты которых сложены песчаниками или песчано-глинистыми породами, а также для удаления глинистой корки со стенок скважины. Эту кислоту нельзя применять для обработки карбонатных пород или сильно карбонизированных песчаников, так как образуется слизистый осадок фтористого кальция CaF₂, который способен закупоривать поровые каналы.

Особенностью грязевой кислоты является ее способность растворять глинистые частицы и в некотором количестве даже кварцевый песок. Одновременно после обработки скважин грязевой кислотой глины теряют способность к разбуханию и понижению, таким образом, проницаемости.

Порядок проведения обработки призабойной зоны скважины, как правило, следующий.

Предварительно в скважине против обрабатываемых продуктивных пластов делают солянокислотную ванну с целью очистки призабойной зоны от различных загрязнений. Если стенки скважины покрыты цементной коркой, к солянокислотному раствору добавляют до 1,5% плавиковой кислоты.

После солянокислотной ванны в продуктивные пласты закачивают 10—15%-ный раствор соляной кислоты с целью растворения карбонатных включений. Продукты реакции пород с кислотными растворами из призабойной зоны интенсивно удаляются перед обработкой скважины грязевой кислотой. На следующем этапе обработки в продуктивные пласты закачивают грязевую кислоту — смесь растворов 3—5%-ной плавиковой кислоты с 10—12%-ной соляной кислотой. В этом случае происходит следующая реакция плавиковой кислоты с окисью кремния: $6\text{HF} + \text{SiO}_2 = \text{H}_2\text{SiF}_6 + 2\text{H}_2\text{O}$.

Для сильно заглинизированных в процессе бурения скважин количество плавиковой кислоты в смеси с 15%-ной HCl может быть доведено до 6%. Во избежание контактирования с промывочной водой в скважине рекомендуется кислотный раствор готовить только на пресной воде и перед его закачкой в насосно-компрессорные трубы вводить 4—8 м³ нефти. После продавки глинокислотного раствора в пласт по истечении 8—12 ч. скважину вводят в эксплуатацию.

На месторождениях Краснодарского края (Анастасиевско-Троицкое) для повышения эффективности глинокислотных обработок применяли газолино-кислотные и газолино-глинокислотные растворы, которые хорошо отмывают АСПО с поверхности пород, слагающих продуктивные пласты. Для этого в призабойную зону закачивают одновременно или поочередно растворитель с глинокислотой. В качестве растворителя используют природный углеводородный газоконденсат.

Установлено, что при газолино-глинокислотных обработках с применением от 2 до 5 м³ специального раствора (16—20%-ная HCl + конденсат) на 1 м вскрытой мощности пласта при сроках реагирования 16—24 ч. получают хорошие результаты. Наиболее эффективны газолино-глинокислотные обработки при закачке небольших объемов глинокислоты — от 0,5 до 1,5 м³ на 1 м вскрытой мощности пласта. Эффективность обработок резко возрастает при соотношениях растворителя и кислоты 3:1 и 4:1.

1.3. Механизм действия кислот на коллекторы

Сущность всех кислотных обработок заключается в растворении самой породы, пластового цемента или материала, загрязняющего ПЗП, а также в образовании новых и расширении имеющихся фильтрационных каналов в пористой среде.

Для обработки терригенных (песчано-глинистых) коллекторов применяют более сложные кислотные растворы. Механизм кислотной обработки здесь такой же, различие состоит в протекающих реакциях и в их воздействии на проницаемость коллектора. По механизму воздействия кислотного раствора на породу коллекторы условно делятся на пористые,

трещиноватые, пористо-трещиноватые, терригенные, содержащие карбонатный цемент, и песчано-глинистые.

В пористом коллекторе кислотный раствор фильтруется по пористой среде, вытесняя пластовый флюид и вступая в реакцию с породой. В результате воздействия соляной кислоты на карбонатную пористую среду, а также в зависимости от объема пропущенной кислоты, главным образом за счет образования пористых каналов больших диаметров, ее проницаемость может возрастать весьма значительно.

Механизм кислотной обработки трещиноватых коллекторов принципиально отличается от механизма обработки пористых пород. Расширение трещин за счет частичного растворения стенок породы трещин к существенному повышению дебита не приводит, так как существующая сеть трещин и без того является нефтепроводящей системой большой пропускной способности. Повышение дебита здесь объясняется увеличением раскрытия трещин и их очисткой от загрязнения. В пористо-трещиноватом коллекторе обработке подвергаются поверхности самих трещин и непосредственно примыкающих к ним пор и поровых каналов. При высокой эффективности обработок происходит очищение трещин от загрязнения. Обработка соляной кислотой песчаных коллекторов не всегда дает положительные результаты. Исследованиями доказано, что скелет породы нередко разрушается от соляной кислоты, а выделяющиеся нерастворимые пелитовые фракции заполняют поровое пространство коллектора. Проницаемость после обработки таких пород нередко уменьшается в 4 и более раз.

Полимиктовые песчаные коллекторы нефтяных и газовых месторождений Западной Сибири в своем составе содержат от следов (0,01%) до 45% карбонатного цемента и таких же включений.

Для изучения влияния пластового цемента на продуктивность скважин был обработан материал по характерным типам песчаных коллекторов—с высокой (45%) и низкой (4—6%) карбонатностью.

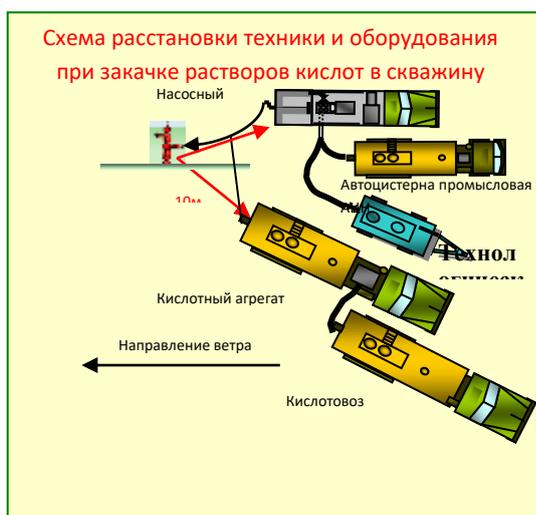
При солянокислотной обработке воздействию в первую очередь подвергаются фильтрационные каналы, на стенках которых в основном находился глинистый цемент. Проницаемость увеличивается только за счет растворения остаточного карбонатного цемента в этих каналах и обработки прилегающей пористой среды.

С увеличением в фильтрационных каналах карбонатного цемента свыше 10—15% повышается эффективность обработок. Эффективность обработок в песчаных коллекторах по сравнению с поровыми карбонатными коллекторами значительно ниже. Это объясняется тем, что скелет породы песчаников в соляной кислоте не растворяется. При карбонатности песчаника 20—25% прекращается увеличение эффективности обработок. При кислотной обработке терригенных коллекторов необходимо стремиться к образованию в породе поровоканальной фильтрации. С повышением скорости прокачки кислотного раствора через породу увеличивается вероятность поровоканальной фильтрации и кислотного раствора, что, в свою очередь, благоприятно отражается на эффективности обработок и прочности породы.

Стабилизация влияния этой скорости на процесс образования поровоканальной фильтрации в породе наступает при скорости прокачки кислотного раствора 20—22 м³/час на 1 м² фильтровой площади песчаника. Эта скорость и является оптимальной, при которой достигается высокая эффективность обработки без разрушения породы в ПЗП.

Планируя кислотную обработку скважин, необходимо учитывать их назначение (нефтяная, газовая, нагнетательная). В эксплуатационных скважинах, расположенных в первом ряду от нагнетательных или от водонефтяного контакта, рекомендуется стремиться к образованию поровоканальной фильтрации. Если скважины располагаются во втором ряду и далее, то наиболее рациональной будет трещинная фильтрация как наиболее эффективная без разрушения породы ПЗП.

При близком расположении нагнетательных скважин и водонефтяного контакта образование трещинной фильтрации после кислотной обработки может привести к прорыву воды по трещинам в пласте к забою эксплуатационной скважины и к обводнению последней. В



нагнетательных скважинах наиболее рациональна фильтрация жидкости для обеспечения высокой степени вытеснения нефти из породы. Следовательно, обработку нагнетательных скважин необходимо проводить на низких объемных скоростях закачки раствора.

1.4. Подготовительные работы перед закачкой кислоты в скважину

1. Перед началом закачки в пласт необходимо:
2. Подготовить и спланировать территорию вокруг устья скважины для размещения агрегатов и другого оборудования;
3. При закачке растворов кислот на нагнетательной линии должен быть установлен обратный клапан.
4. Нагнетательная линия должна быть опрессована на полуторократное ожидаемое рабочее давление.
5. При гидравлическом испытании нагнетательных систем обслуживающий персонал должен быть удален за пределы опасной зоны, установленной планом работ. Ликвидация пропусков под давлением запрещается.
6. Передвижные насосные установки необходимо располагать согласно утвержденной схемы на расстоянии не менее 10м от устья скважины, расстояние между ними должно быть не менее 1м. Другие установки для выполнения работ должны размещаться на расстоянии не менее 25м от устья скважины. Агрегаты устанавливаются кабинами от устья скважины.
7. Работы по приготовлению и нагнетанию в скважину химических композиций проводятся в соответствии с проектом и планом, утвержденным нефтегазодобывающим предприятием. В плане должны быть указаны порядок подготовительных работ, схема размещения оборудования, технология проведения процесса, меры безопасности, ответственный руководитель работ.
8. Работы по приготовлению и закачке рабочих растворов кислот производить в резиновых фартуках, прорезиненных перчатках и очках. Брюки спецодежды должны быть выпущены сверху спец обуви. При работе с порошковыми реагентами применяется респиратор.
9. На рабочих местах необходимо иметь 3% раствор соды, запас пресной воды и комплект спецодежды (аварийный запас).

1.5. Приготовление химических композиций.

Приготовление химических композиций как правило проводится непосредственно на скважине в следующем порядке:

1. Устанавливается ванна.
2. Заполняется технической водой или другой жидкостью растворителем с учетом последующего растворения в ней реагента
3. Вводится необходимое количество (указано в плане) реагента.
4. Все хорошо перемешивается насосом агрегата.

1.6. Проведение работ по закачке химических композиций

По команде руководителя работ:

1. Открыть задвижку на фонтанной арматуре скважины;
2. Произвести закачку реагентов согласно плану работ на минимальной скорости. Во время закачки персонал должен находиться в безопасной зоне, и следить за состоянием линий обвязки. В случае обнаружения утечек информировать ответственного за производство работ и остановить процесс.
3. Произвести продавку.
4. После закачки необходимых по плану работ компонентов, не останавливая технологического процесса, прокачать в скважину чистую техническую воду для промывки линий.

По окончании работ

1. Закрыть рабочую задвижку на ФА скважины
2. Давление в нагнетательном трубопроводе снизить до атмосферного
3. Приступить к его разборке.
4. Тару из-под хим. реагентов собрать и перевезти в специально отведенное место.

2. Расчетная часть

2.1 Расчет потребного количества реагентов для СКО

1. Исходные данные для расчета по скважине.
2. Вскрытая эффективная мощность карбонатного пласта $h=8,12$ м;
3. Ниже вскрытого пласта имеется зумпф глубиной $H_3=12$ м;

4. Внутренний диаметр скважины $D=0,132$ м;
5. Концентрация солянокислотного раствора $x=12\%$;
6. Исходная концентрация товарной соляной кислоты $z=26,5\%$;
7. Содержание в соляной кислоте солей железа $f=0,7\%$;
8. 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. Отсюда находим.

Порядок расчета.

1. Общий объем солянокислотного раствора составит:

$$Q = V \cdot h = 1,2 \cdot 8 \cdot 12 = 9,744 \text{ м}^3 \quad (1)$$

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:

$$Q_k = Q \cdot x (5,09 x + 999) / [z (5,09 z + 999)] = 9,744 \cdot 12 (5,09 \cdot 12 + 999) / [26,5 (5,09 \cdot 26,5 + 999)] = 4,12 \text{ м}^3 \quad (2).$$

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:

$$Q_{ук} = \frac{b \cdot Q}{c_{ук}} = \frac{1,5 \cdot 9,744}{78} = 0,19 \quad (3)$$

где $c_{ук}$ - концентрация уксусной кислоты, %

b - процент добавки уксусной кислоты к объему раствора, доли единиц, который определяется по формуле (4):

4. Процент добавки уксусной кислоты к объему раствора равен:

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

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 SO₃), 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:

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

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;

$\rho_{хб}$ - плотность раствора хлористого бария, кг/м³ ($\rho_{хб}=4000$ кг/м³).

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

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

где $b_{и}$ - норма добавки ингибитора, %.

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

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

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

где $b_{ин}$ — норма добавки интенсификатора, %.

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

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

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

D - внутренний диаметр скважины, м;

H_3 - глубина зумпфа, м.

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

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

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

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

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

Q - объем солянокислотного раствора, м^3

$Q_{к}$ - 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 таб. 1.

Рекомендуемые объемы реагентов для приготовления солянокислотного раствора.

Таблица 1.

| 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 приготавливают в следующем порядке: наливают в емкость воду, добавляют к воде расчетные объемы ингибитора $Q_{и}$, уксусной кислоты $Q_{ук}$, 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.

2.2. 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 ($Sk_{ин} = 0$).

Исходные данные для расчета по скважине.

Давление на контуре питания $P_{к} = 111$ атм;

Давление на забое скважины $P_{з} = 97,1$ атм;

Вязкость нефти $\mu_{н} = 8,39$ сПз;

Коэффициент пластового объема нефти $V_{о} = 1,035$;

Радиус дренирования $r_d = 20000$ см;

Радиус скважины $r_c = 10$ см;

Скин-фактор $S_{kin} = 4,71$;

Проницаемость пласта $k = 0,415$ Дс;

Дскрытая 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 поддержание 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 ($S_{kin} = 0$).

Порядок расчета.

1. Перепад давления (депрессия):

$$\Delta P = P_{\kappa} - P_3 = 111 - 97,1 = 13,9 \text{ атм} \quad (11)$$

2. Дебит скважины до СКО:

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

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

где k – проницаемость пласта, Дс;

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_d – радиус дренирования, см;

r_c – радиус скважины, см;

S_{kin} – скин-фактор.

3. Коэффициент продуктивности до СКО определяется по формуле:

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

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.».

2.3. 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 (столбец 3 таблицы 5.2).

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):

$$q_i(t) = a \cdot t^{-b} \quad (14)$$

где a и b аналитически определенные коэффициенты.

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

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

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

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

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

$$\begin{cases} A \cdot n - B \cdot \sum_1^n X_i = \sum_1^n Y_i \\ A \cdot \sum_1^n X_i - B \cdot \sum_1^n X_i^2 = \sum_1^n X_i \cdot Y_i \end{cases} \quad (17)$$

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 5.2. 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 5.2. 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 5.2. 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 5.2. 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:

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

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:

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

$$B \cdot (-0,912) = -0,308$$

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 5.2. 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 скважинной 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:

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

Следовательно потери от простоя составят:

$$10 \cdot 5 = 51,7 \text{ тонн}$$

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

Расчет дополнительной добычи нефти после СКО.

Таблица 2

| № | t_i мес | $q_i(t)$ факт м/сут | $\lg t_i =$ X_i | $\lg q_i(t) = Y_i$ | X_i^2 | $X_i Y_i$ | $q_i(t)$ расч, м/сут | Δq , м/сут | $t_{\text{прп}}$, сут | ΔQ тонн |
|-----------------------|--------------|---------------------------|----------------------|--------------------|---------|-----------|----------------------------|-----------------------|---------------------------|--------------------|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 |
| 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 |
| 20 | 20 | 8 | - | - | - | - | 9,1 | -1,1 | 26 | -29 |
| Σ | | | | | | | | | | 2799 |
| Без учета потерь | | | | | | | | | | 2799 |
| С учетом потерь | | | | | | | | | | 2748 |

Сравнительная динамика среднесуточного дебита скважины

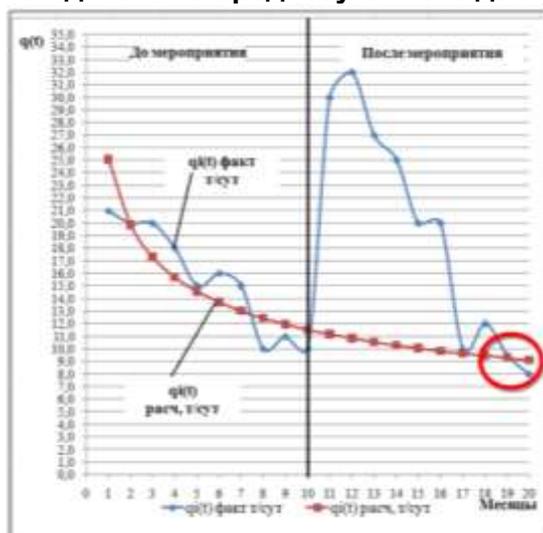


Рис. 1

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 2, после чего от полученной суммы отнимаются определенные в пункте 12 потери от простоя. В рассматриваемом случае:

$$565+656+494+397+288+305+11+76+7 = 2799 \text{ тонн}$$

$$2799 - 51,7 = 2748,3 \text{ тонны}$$

Вопросы для подготовки к устному опросу

1. Как процессы бурения, снижают нефтеотдачу и ухудшают приток к ПЗП.
1. Как процессы эксплуатации, снижают нефтеотдачу и ухудшают приток к ПЗП
2. Назовите некоторые методы интенсификации притока нефти.
3. На каких коллекторах эффективно применение СКО.
4. Какие минералы взаимодействуют с СК. Какие продукты получаются и куда деваются. Напишите формулы.
5. Какие реагенты добавляются в раствор СК их назначение и действие.
6. Какое время выдержки кислоты на реакции.

7. Назначение ПАВ при проведении СКО.
8. На каких коллекторах эффективно применение ГКО.
9. Какие минералы взаимодействуют с плавиковой кислотой. Какие продукты получаются и куда деваются. Напишите формулы.
10. Какой механизм действия кислот на терригенные коллекторы.
11. Какой механизм действия кислот на карбонатные коллекторы.

При планировании кислотной обработки скважин каким образом учитывается взаиморасположение добывающих и нагнетательных скважин.

2. Формы промежуточной аттестации

Примерный перечень вопросов для подготовки к экзамену

1. Охарактеризуйте понятия месторождения и залежи углеводородов.
2. Охарактеризуйте понятия объекта и системы разработки.
3. Перечислите и охарактеризуйте основные показатели разработки.
4. Принципы выделения объектов разработки.
5. Понятие, характеристика и способы выделения стадий разработки нефтяных залежей. Основной период разработки.
6. Особенности 1-го типа выработки нефтяной залежи.
7. Особенности 2-го типа выработки нефтяной залежи.
8. Мобильность фонда скважин. Виды причин бездействия.
9. Категории скважин и их предназначение.
10. Водонапорный режим разработки нефтяной залежи.
11. Упруговодонапорный режим разработки нефтяной залежи.
12. Разработка нефтяной залежи на режиме газовой шапки. Что такое давление насыщения.
13. Гравитационный режим разработки нефтяной залежи.
14. Разработка нефтяной залежи на режиме растворенного газа. Что такое давление насыщения.
15. Газовый режим разработки газовой залежи.
16. Упруговодогазонапорный режим разработки газовой залежи.
17. Понятие, характеристика, условия применения, достоинства и недостатки законтурного заводнения.
18. Понятие, характеристика, условия применения, достоинства и недостатки приконтурного заводнения.
19. Понятие, характеристика, виды, условия применения, достоинства и недостатки рядного (блокового) заводнения.
20. Понятие, характеристика, виды, условия применения, достоинства и недостатки площадного заводнения.
21. Понятие, характеристика, условия применения, достоинства и недостатки очагового заводнения.
22. Описание процесса фильтрации с помощью закона Дарси и формулы Дюпюи.
23. Перечислите и дайте определение основных фильтрационных характеристик пласта.
24. Приведите и дайте описание основных видов индикаторных диаграмм.
25. Проведение гидродинамических исследований скважин на установившихся режимах. Параметры, определяемые по результатам исследований.
26. Проведение гидродинамических исследований скважин на неустановившихся режимах. Параметры определяемые по результатам исследований.
27. Интерпретация КВД по методу касательной.
28. Интерпретация КВД по методу Хорнера.
29. Понятие скин-фактора. Различные способы расчета скин-фактора при интерпретации КВД.
30. Классификация методов воздействия по степени вовлечения запасов в разработку.
31. Классификация методов воздействия по времени внедрения.
32. Классификация методов воздействия по применяемым технологиям.
33. Основные параметры влияющие на выбор методов воздействия.
34. Перечислите и кратко охарактеризуйте гидродинамические, технические и методы воздействия с уточнением системы разработки.
35. Перечислите и кратко охарактеризуйте химические и газовые методы воздействия.

36. Перечислите и кратко охарактеризуйте физические, тепловые и биологические методы воздействия.
37. Виды кислотных обработок, химические реакции кислоты и породы.
38. Группы реагентов применяемых при приготовлении кислотного раствора.
39. Последовательность приготовления кислотного раствора.
40. Основные положения методики оценки эффективности методов воздействия с помощью математической статистики.
41. Перечислите виды механизированной и немеханизированной эксплуатации скважин.
42. Эксплуатация скважин при фонтанировании.
43. Эксплуатация скважин газлифтным способом.
44. Эксплуатация скважин штанговыми насосными установками (плунжерный насос).
45. Эксплуатация скважин установками электроцентробежных насосов.
46. Дайте краткую характеристику гидропоршневых насосов, применяемых для добычи нефти.
47. Дайте краткую характеристику винтовых насосов, применяемых для добычи нефти.
48. Дайте краткую характеристику струйных насосов, применяемых для добычи нефти.
49. Условия естественного и искусственного фонтанирования.

Примерная структура билета



Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования «Самарский государственный технический
университет» (ФГБОУ ВО «СамГТУ»)
Филиал ФГБОУ ВО «СамГТУ» в г. Белебее Республики Башкортостан

Кафедра *Строительство*

ЭКЗАМЕНАЦИОННЫЙ БИЛЕТ № 1

по дисциплине (модулю) «Основы разработки месторождений нефти и газа»

Курс 3

Код направления подготовки 38.03.02. *БФ СамГТУ*

1. Последовательность приготовления кислотного раствора.
2. Основные положения методики оценки эффективности методов воздействия с помощью математической статистики.

Составил:

Доцент _____ А.М. Зиновьев
(подпись)

« ____ » _____ 20__ г.

Утверждаю:

Зав. кафедрой _____ М.Е. Сапарёв
(подпись)

« ____ » _____ 20__ г.

Матрица соответствия оценочных средств запланированным результатам обучения

Таблица 4

| Компетенция | Оценочные средства | |
|-------------|---|---|
| | Текущий контроль | Промежуточный контроль |
| | Вопросы к устному опросу | Вопросы экзаменационного билета |
| | Практические занятия | экзамен |
| | Разделы 1,2. | Разделы 1,2. |
| ПК-6-1 | З 1(ПК-6)-1, У 4(ПК-6)-1, В 2(ПК-6)-1. | З 1(ПК-6)-1, У 4(ПК-6)-1, В 2(ПК-6)-1. |
| ПК-13-1 | З 1(ПК-13)-1, У 1(ПК-13)-1, В 1(ПК-13)-1. | З 1(ПК-13)-1, У 1(ПК-13)-1, В 1(ПК-13)-1. |

4. Методические материалы, определяющие процедуры оценивания знаний, умений, навыков и (или) опыта деятельности, характеризующих этапы формирования компетенций.

Практически учебная дисциплина призвана формировать профессиональные (ПК-6, ПК-13) компетенции 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 ОП (Приложение к ОП 1). 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 3.3 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

Таблица 5

| № | Наименование оценочного средства | Периодичность и способ проведения процедуры оценивания | Методы оценивания | Виды выставляемых оценок | Способ учета индивидуальных достижений обучающихся |
|---|----------------------------------|--|-------------------|--------------------------|--|
| 1 | Вопросы к устному опросу | Систематически на практических занятиях / устно. | Экспертный | Зачтено / не зачтено | Журнал учета успеваемости, рабочая книжка преподавателя |
| 2 | Вопросы экзаменационного билета | По окончании изучения курса | Экспертный | По пятибалльной шкале | Ведомость, зачетная книжка и учебная карточка, индивидуальный план |

Аннотация рабочей программы дисциплины (модуля)
Б1.В.02.ДВ.04.04 Основы разработки месторождений нефти и газа

| | |
|--|--|
| Направление подготовки (специальность) | 38.03.02 Менеджмент |
| Направленность (профиль) | Экономика и управление на предприятиях топливно-энергетического комплекса |
| Квалификация | Бакалавр |
| Форма обучения | Заочная |
| Выпускающая кафедра Кафедра-разработчик | Менеджмент Строительство |

| Курс | Час. /з.е. | Лекции, час. | Лаб.раб, час. | Практ. зан., час. | КСР | СРС | Контроль | Форма контроля |
|--------------|---------------|-----------------|------------------|----------------------|----------|------------|----------|-------------------|
| 3 | 216/6 | 6 | - | 8 | 6 | 187 | 9 | Экзамен |
| Итого | 216/6 | 6 | - | 8 | 6 | 187 | 9 | Экзамен |

Дисциплина (модуль) относится к *вариативной* части учебного плана.

Дисциплина нацелена на формирование следующих компетенций:

| Профессиональные | |
|-------------------------|--|
| ПК-6 | Способностью участвовать в управлении проектом, программой внедрения технологических и продуктовых инноваций или программой организационных изменений. |
| ПК-13 | Умение моделировать бизнес-процессы и использовать методы реорганизации бизнес-процессов в практической деятельности организаций. |

Содержание дисциплины охватывает круг вопросов, связанных с теорией и практикой применения различных технологий и использования методов и способов обеспечения, и сопровождения процессов разработки месторождений углеводородов.

Преподавание дисциплины предусматривает следующие формы организации учебного процесса: лекции, практические занятия, самостоятельная работа студента.

Программой дисциплины предусмотрены следующие виды контроля: текущий контроль успеваемости в форме устного опроса, отчет по практическим занятиям и промежуточный контроль в форме экзамена.



УТВЕРЖДАЮ
Директор филиала ФГБОУ ВО «СамГТУ»
в г. Белебее Республики Башкортостан


Л.М. Инаходова
26 мая 2022 г.

Дополнения и изменения к рабочей программе дисциплины (модуля)

Б1.В.02.ДВ.04.04 Основы разработки месторождений нефти и газа

по направлению подготовки 38.03.02 «Менеджмент», профилю подготовки «Экономика и управление на предприятиях топливно-энергетического комплекса»

В рабочую программу вносятся следующие изменения:

54) Пункт 3 Фондов оценочных средств п. 3.2 Формы промежуточной аттестации дополнить разделом «Типовые задания для проведения промежуточной аттестации».

Разработчик дополнений и изменений:

доцент, к.т.н., доцент

(должность, степень, ученое звание)


(подпись)

А.М. Зиновьев

(ФИО)

Дополнения и изменения рассмотрены и одобрены на заседании кафедры
26 мая 2022 г., протокол № 4.

Заведующий кафедрой


(подпись)

А.А. Цынаева

(ФИО)

Типовые задания для проведения промежуточной аттестации

Компетенции:

ПК-6 Способностью участвовать в управлении проектом, программой внедрения технологических и продуктовых инноваций или программой организационных изменений

ПК-13 Владение навыками количественного и качественного анализа информации при принятии управленческих решений, построения экономических, финансовых и организационно-управленческих моделей путем их адаптации к конкретным задачам управления

| Номер задания | Содержание вопроса | Компетенция | Время выполнения задания, МИН |
|---------------|--|-------------|-------------------------------|
| 1 | Укажите основной, традиционный метод подсчета запасов: А) статистический В) метод материального баланса С) объемный D) подсчет по характеристикам вытеснения | ПК-6 | 1 |
| 2 | Какая из формул соответствует объемному методу подсчета геологических запасов $Q_{\text{геолог}}=$: А) $\beta^* \times V_n \times \Delta P$ В) $F \times h \times m \times \rho_{\text{пловн}} \times \alpha \times \theta$ С) $2\pi K H^*(P_k - P_c)$ D) $2,25 \cdot \chi \cdot t$ | ПК-6 | 1 |
| 3 | Продолжите определение «пласт-коллектор – это ...» А) песчаники и карбонаты В) породы, содержащие углеводороды С) горные породы, способные вмещать, накапливать и фильтровать (пропускать через себя при градиенте давления) воду, нефть, газ. D) проницаемые породы | ПК-6 | 1 |
| 4 | Выберите правильное определение дебита нефти, жидкости: А) добыча нефти, жидкости за месяц В) добыча нефти, жидкости с начала разработки С) добыча нефти, жидкости за определенный промежуток времени D) добыча нефти, жидкости в единицу времени | ПК-6 | 1 |
| 5 | Темп отбора (разработки) это ... А) количество закаченной воды В) отношение годовой добычи нефти к начальным извлекаемым запасам С) полнота извлечения ресурсов D) степень выработки | ПК-6 | 1 |
| 6 | Известно, что площадь залежи составляет 1100 тыс. м ² , средняя нефтенасыщенная толщина - 3 м, пористость - 0,2 д.ед, нефтенасыщенность породы - 0,9, плотность добываемой нефти 0,8 кг/т, пересчетный коэффициент, учитывающий усадку нефти - 0,92. Необходимо по формуле объемного метода определить величину начальных геологических запасов в тыс.т <i>(ответ запишите в виде целого числа)</i> | ПК-6 | 2 |
| 7 | Что понимают под понятием: естественное, единичное скопление углеводородов, приуроченное к одной или нескольким геологическим структурам низшего порядка в пределах рассматриваемого месторождения. <i>(ответ запишите в виде одного слова - имени существительного в именительном падеже)</i> | ПК-6 | 2 |
| 8 | Геологическое тело, сложенное относительно однородной породой, ограниченное двумя более или менее параллельными | ПК-6 | 2 |

| | | | |
|----|--|-------|---|
| | поверхностями напластования, имеющее примерно одинаковую мощность (толщину) и занимающее значительную площадь - это ... <i>(ответ запишите в виде одного слова - имени существительного в именительном падеже)</i> | | |
| 9 | Охарактеризуйте первую стадию разработки | ПК-6 | 5 |
| 10 | Назовите известные вам режимы разработки нефтяных залежей | ПК-6 | 5 |
| 11 | Каким запасам соответствуют категории А, В1, В2: А) разрабатываемым В) неразрабатываемым С) локализованным D) подготовленным | ПК-13 | 1 |
| 12 | Какие запасы определяют самостоятельные и возвратные объекты разработки: А) балансовые В) забалансовые С) извлекаемые D) перспективные | ПК-13 | 1 |
| 13 | Утвержденный коэффициент нефтеизвлечения это: А) отношение годовой добычи нефти к начальным извлекаемым запасам В) отношение начальных извлекаемых запасов к начальным геологическим запасам С) отношение накопленной добычи нефти к начальным извлекаемым запасам D) отношение годовой добычи нефти к начальным геологическим запасам | ПК-13 | 1 |
| 14 | Какие категории скважин составляют структуру эксплуатационного фонда? А) добывающие В) нагнетательные С) добывающие, нагнетательные, специальные, вспомогательные D) добывающие, нагнетательные, оценочные, контрольные | ПК-13 | 1 |
| 15 | Основным документом, в соответствии с которым принимается решения о дальнейшей разработке залежи, является: А) акт о внедрении В) накладная расходов С) проектно-технологический документ D) калькуляция затрат | ПК-13 | 1 |
| 16 | К какому классу относится месторождение с извлекаемыми запасами нефти 4,5 млн. т ... <i>(ответ запишите в виде одного слова - имени прилагательного в именительном падеже МНОЖЕСТВЕННОЕ число)</i> | ПК-13 | 2 |
| 17 | Искусственно выделенное в пределах разрабатываемого месторождения промышленное количество углеводородов, приуроченное к одной или нескольким залежам - это ... <i>(ответ запишите в виде словосочетания из двух слов - имен существительных: 1-ое в именительном, 2-ое в родительном падеже)</i> | ПК-13 | 2 |
| 18 | Сколько лет длиться пробная эксплуатация для мелких и очень мелких месторождений? <i>(ответ запишите в виде целого числа)</i> | ПК-13 | 2 |
| 19 | Что понимают под «системой разработки»? | ПК-13 | 5 |
| 20 | Что такое подсчет запасов? | ПК-13 | 5 |