

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ АВТОНОМНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ
ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«СЕВЕРО-КАВКАЗСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Методические указания

по выполнению лабораторных работ
по дисциплине «Геологические основы эффективного использования недр»
для специальности 21.05.03 Технология геологической разведки

Ставрополь
2026

Содержание

Лабораторная работа 1. Составление карты изобар нефтяной залежи

Лабораторная работа 2. Определение среднего значения текущего пластового давления

Лабораторная работа 3. Определение режима залежи и построение графиков разработки

Лабораторная работа 4. Определение коэффициента охвата заводнением нефтяного пласта

Лабораторная работа 5. Определение коэффициента нефтеизвлечения (КИН) по заводненной части пласта

Лабораторная работа 6. Обоснование выделения эксплуатационного объекта разработки

Лабораторная работа 7. Определение граничных значений емкостно-фильтрационных свойств продуктивных пластов

Лабораторная работа 8. Оценка результатов пробной эксплуатации залежей нефти

Приложение А

ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА 1

Составление карты изобар нефтяной залежи

Цель. Привить студентам навыки приведения замеренных величин пластовых давлений к определенным датам и выбранным поверхностям.

Теоретическое обоснование. В процессе разработки залежей нефти и газа наблюдается снижение величины пластового давления, обусловленное темпом отбора, режимом работы залежи, скважин и другими причинами геологического и технологического характера.

Слежение за изменением текущего пластового давления в целом по залежи и в отдельных ее частях является важнейшей нефтегазопромысловой задачей, которая решается путем анализа серии карт изобар.

Использовать для контроля за изменением пластового давления абсолютные его значения неудобно, особенно при большой высоте залежи, поскольку значение начального пластового давления тесно связано с глубиной залегания пласта - оно увеличивается с возрастанием глубины. В процессе разработки на одних участках залежи давление может снижаться, на других - стабилизироваться, на третьих - возрасти. Рост давления после некоторого периода его снижения может быть обусловлен уменьшением отбора жидкости из пластов или искусственным воздействием на пласты. Поэтому при контроле за энергетическим состоянием залежи обычно пользуются значениями приведенного пластового давления.

Энергетические возможности залежей углеводородов определяются величиной текущего или динамического пластового давления ($P_{пл}$) и особенностями его распределения по площади залежи.

Текущее (динамическое) пластовое давление — это пластовое давление в продуктивном горизонте на какую-либо дату, устанавливаемое при работе практически всего фонда скважин.

Давления измеряются в отдельных скважинах с периодичностью, устанавливаемой специальным графиком, и в последующем пересчитываются на выбранную плоскость (например, поверхность контура нефте-, газоносности). В некоторых случаях могут быть использованы и другие горизонтальные плоскости, например, при большой высоте залежи - плоскость, делящая объем залежи пополам. Положение поверхности приведения сохраняется постоянным до завершения разработки.

Такое давление, замеренное в скважине и пересчитанное на условно принятую горизонтальную плоскость, называется приведённым, на основе которого ежеквартально строятся карты текущих пластовых давлений (карты изобар).

Карта изобар - это система линий (изобар) с равными значениями динамического пластового давления на определенную дату, которая отображает особенности общего распределения динамического пластового давления в залежи (без учета локальных воронок депрессии каждой скважины).

Карты изобар составляют обычно на конец каждого квартала. В периоды продолжительной стабилизации давления их можно составлять раз в полугодие. Полугодовой интервал может быть установлен также в исключительно сложных для исследования скважин условиях - при резкой пересеченности рельефа, заболоченности местности, в условиях шельфа и др.

При построении карты используют данные о приведенном пластовом давлении в скважинах, при этом дата приведения должна быть максимально приближена к дате

анализа, т.е. дате составления карты изобар. Однако на практике в связи с необходимостью поочередной остановки скважин для замера выполнение нужного количества измерений требует значительного времени - до одного-двух месяцев, а иногда и более.

Динамическое пластовое давление в различных частях залежи можно определить путем замера его в имеющихся отдельных простаивающих скважинах и в специально останавливаемых единичных скважинах (при сохранении фонда ближайших к ним скважин в работе). Не следует допускать одновременной остановки близко расположенных друг к другу скважин, поскольку при этом давление на исследуемом участке залежи восстановится до значений выше динамического, сформировавшегося при работе всех скважин. Замеренное в остановленной скважине давление будет соответствовать динамическому при условии, что замер выполнен после прекращения движения жидкости в прискважинной зоне и стволе скважины.

Значения забойного давления в скважине (давление в пласте у забоя скважины при ее работе) определяют в период установившегося режима ее работы, значения пластового давления - после продолжительной остановки скважин (от нескольких часов до суток и более). Для получения данных о забойном и пластовом давлениях глубинный манометр спускают в скважину к середине пласта и в течение некоторого времени фиксируют забойное давление. Затем скважину останавливают, после чего перо манометра регистрирует выполаживающуюся кривую восстановления давления (КВД) от забойного до динамического пластового. По окончании исследования скважину вводят в эксплуатацию.

Со способами измерения пластовых давлений студенты знакомятся при изучении самостоятельной учебной дисциплины "Определение параметров продуктивных пластов".

При использовании данных о давлении, полученных значительно раньше даты составления карты, необходимо в замеренные значения давления вносить поправку на время. Это можно приближенно выполнить с учетом общей тенденции снижения давления по каждой скважине отдельно.

С помощью карт изобар можно выявлять степень связи залежи с законтурной зоной, определять фильтрационную характеристику пластов. Совместное рассмотрение карт изобар, составленных на несколько дат, позволяет судить об эффективности принятой системы разработки и отдельных технологических мероприятий по совершенствованию процесса разработки. Карты изобар можно использовать для прогнозирования поведения давления и перемещения контуров нефтеносности.

Характер распределения приведенного текущего пластового давления в пределах залежи можно также показать в виде схематического профиля.

Величина приведенного начального пластового давления одинакова по площади залежи. При вводе в эксплуатацию первой скважины в пласте происходит радиальное движение жидкости или газа к ней, и вокруг скважины образуется локальная (местная) воронка депрессии давления. По мере разбуривания залежи, дальнейшего ввода скважин в эксплуатацию и увеличения таким путем общего отбора жидкости из залежи воронки депрессии давления на забоях скважин сближаются, одновременно происходит постепенное снижение пластового давления в залежи в целом. Образуется общая для залежи воронка депрессии давления, осложненная локальными воронками в районах добывающих и нагнетательных скважин.

Перепад давления, соответствующий локальной воронке, применительно к добывающей скважине называют депрессией на забое скважины (разность квадратов пластового и забойного давлений), применительно к нагнетательной скважине – репрессией на забое (разность квадратов забойного и пластового давлений).

Оборудование и материалы не предусматриваются. Исходными данными являются материалы, представленные в табличной и графической формах (рисунки 1.1-1.3, таблицы 1.1-1.3).

Указания по технике безопасности приведены в приложении А.

Задание. Составить карту изобар нефтяной залежи:

1. По данным замера текущих пластовых давлений в скважинах построить график изменения значений текущих пластовых давлений нефтяной залежи по скважинам (рисунок 1.4). Исходные данные для выполнения задания приведены в таблицах 1.1-1.3 в зависимости от варианта задания.

2. По графику изменения значений текущих пластовых давлений нефтяной залежи по скважинам определить давления, приведенные на дату составления карты изобар, выданную каждому студенту лично преподавателем. Результаты внести в таблицу 1.4.

3. Пересчитать давления, определенные на дату составления карты изобар, на середину залежи по формуле:

$$P_{\text{пл.2пр.}} = P_{\text{пл1}} \pm |H_c - H_z| \cdot \frac{\rho_n}{102}, \quad (1.1)$$

где $P_{\text{пл.2 пр.}}$ – приведённое пластовое давление на середину залежи, МПа;

$P_{\text{пл1}}$ – замеренное в скважине пластовое давление, приведённое на дату составления карты изобар, МПа;

H_c – абсолютная отметка середины залежи, м;

H_z – абсолютная отметка замера пластового давления манометром (м), определенная по формуле:

$$H_z = A1 - H_m, \quad (1.2)$$

где H_m – глубина спуска манометра, м;

$A1$ – альтитуда устья скважины, м;

ρ_n – плотность пластовой нефти, г/см³.

Выбор «положительного» или «отрицательного» знака зависит от взаимного расположения абсолютной отметки середины залежи и отметки замера пластового давления. Знак «+» принимается в том случае, если замер был выполнен выше отметки условно принятой поверхности для приведения пластового давления, в данном задании, середины залежи, в противном случае используется знак «-».

Результаты расчетов значений приведенного пластового давления на середину залежи внести в таблицу 1.4.

4. Построить карту изобар нефтяной залежи по состоянию на дату, определенную вариантом задания. Пример оформления карты приведен на рисунке 1.5. Сечение изобар выбирается наиболее оптимальным и показательным с точки зрения информативности, с учетом общего диапазона значений давления в пределах залежи.

5. Делается анализ карты изобар нефтяной залежи и даются рекомендации по разработке объекта.

Содержание отчета. Каждый студент получает один вариант задания в виде карты (см. рисунки 1.1-1.3) и таблицы замеров пластовых давлений (см. таблицы 1.1-1.3), рассчитывает величины приведенных пластовых давлений в начале на дату приведения, а

потом и на середину залежи. В качестве отчетных материалов представляется построенная карта изобар нефтяной залежи и произведенные расчеты. Защита работы проводится в устной форме. При защите работы студент должен ответить на вопросы, предложенные преподавателем.

Контрольные вопросы

1. Что такое давления, приведенные к отчетной дате, и каким способом их определяют?
2. Для чего замеренные давления пересчитывают на единую плоскость?
3. Как рассчитать приведенное пластовое давление на середину залежи?
4. Для чего строится карта изобар?
5. Через какой период времени строятся карты изобар?

Список литературы

1. Ерёмин, Н. А. Современная разработка месторождений нефти и газа [[Текст]]: Умная скважина. Интеллектуальный промысел. Виртуальная компания : учеб.пособие / Н. А. Ерёмин ; РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина. - Москва : Недра, 2008. - 244 с. : ил. - Библиогр.: с. 241.
2. Сизов, В. Ф. (СевКавГТУ). Разработка нефтяных и газовых месторождений [[Текст]] : учеб.пособие (курс лекций) / В. Ф. Сизов ; ГОУ ВПО Сев.- Кав. гос. техн. ун-т. - Ставрополь : Издательство СевКавГТУ, 2008. - 154 с. - Библиогр. с. 152 (12 назв.).
3. Чоловский, И. П. Нефтегазопромысловая геология и гидрогеология залежей углеводородов: учебник для вузов / И. П. Чоловский, М. М. Иванова, И. С. Гутман, С. Б. Вагин, Ю. И. Брагин. – М. : ГУП «Изд-во "Нефть и газ"» РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2002. – 456 с.

ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА 2

Определение среднего значения текущего пластового давления

Цель. Научиться определять средние значения текущих пластовых давлений в залежах разными способами.

Теоретическая часть. Среднее текущее (динамическое) пластовое давление в залежи – это давление, которое могло бы установиться в ней после прекращения эксплуатации залежи и полного его перераспределения и выравнивания (в условиях изоляции залежи от окружающей среды).

Существуют различные способы расчета средних значений текущего пластового давления. Определяются как: среднеарифметическое; средневзвешенное по площади залежи; средневзвешенное по объему залежи. Применение то или иного способа расчета зависит от степени изученности залежи, объема фактических данных, расположения скважин по площади залежи (равномерное, неравномерное) и т.д.

Способ определения среднего арифметического значения параметра, как правило, применяют при небольшом наборе (до 30) и относительно небольшом диапазоне изменения исходных данных, когда объем данных не позволяет выявить тенденцию изменения параметра.

Способ определения средневзвешенного по площади залежи значения параметра используется в случае, если установлено закономерное изменение параметра по площади залежи. По нефтяным залежам средневзвешенное по площади залежи значение

рассчитывают при относительно небольшой толщине продуктивного пласта (не более первых десятков метров).

Для расчета этим способом строится карта изменения соответствующего параметра, а именно, в рамках лабораторной работы используется карта изобар, построенная в предыдущей лабораторной работе и необходимая для определения среднего текущего (динамического) пластового давления на определенную дату по залежи.

Способ определения средневзвешенного по объему залежи значения текущего пластового давления позволяет взвесить значение параметра по объему коллектора, путем построения карты изобар; карты эффективных нефтенасыщенных толщин (h_H) и карты значений $P \cdot h_H$.

По нефтяным залежам средневзвешенное по объему значение текущего пластового давления рассчитывается при большой средней толщине (многие десятки и сотни метров). Газовые залежи могут иметь значительную толщину, поэтому для них принято определять среднее пластовое давление как средневзвешенное по объему залежи.

Средние значения текущих пластовых давлений определяют не только для залежи в целом, но и для различных ее участков (при больших размерах объекта разработки, сложном геологическом строении).

В настоящее время расчеты величин средневзвешенных текущих давлений осуществляются автоматически с помощью специализированных программных продуктов, используемых на предприятиях нефтяной и газовой отрасли в рамках программы по контролю за энергетическим состоянием залежей углеводородов.

Оборудование и материалы не предусматриваются. Исходными данными являются материалы, представленные в табличной и графической формах (рисунки 1.1-1.3, таблицы 1.1-1.3), а также карта изобар, построенная в предыдущей лабораторной работе (рисунок 1.5).

Указания по технике безопасности приведены в приложении А.

Задания. Определить средние значения текущего пластового давления разными способами, сравнить полученные результаты, сделать вывод о степени достоверности каждого способа расчета среднего значения.

I СПОСОБ. Среднее арифметическое значение текущего пластового давления рассчитывается по формуле:

$$\bar{P}_{пл} = \frac{P_1 + P_2 + \dots + P_n}{n} = \frac{\sum P_i}{n}, \quad (2.1)$$

где P_i – значение пластового давления в отдельных скважинах, приведенного к определенной дате и поверхности, МПа;

n – количество скважин (количество значений, использованных при расчете).

II СПОСОБ. Средневзвешенное по площади залежи значение текущего пластового давления определяется по карте изобар, построенной в предыдущей лабораторной работе, и рассчитывается по формуле:

$$\bar{P}_{пл} = \frac{\bar{P}_1 f_1 + \bar{P}_2 f_2 + \dots + \bar{P}_n f_n}{f_1 + f_2 + \dots + f_n} = \frac{\sum P_i f_i}{\sum f_i}, \quad (2.2)$$

где P_i – среднеарифметические значения текущих пластовых давлений на элементарных участках площади, ограниченных двумя соседними изобарами, МПа (рисунок 2.1);

$$\bar{P}_i = \frac{P_i' + P_{i+1}''}{2}, \quad (2.3)$$

где P_i' , P_{i+1}'' – значения давлений двух смежных изобар элементарного участка площади, МПа;

f – площади элементарных участков, замеренные по карте, м²;

n – количество элементов площади залежи с разными средними значениями текущих пластовых давлений.

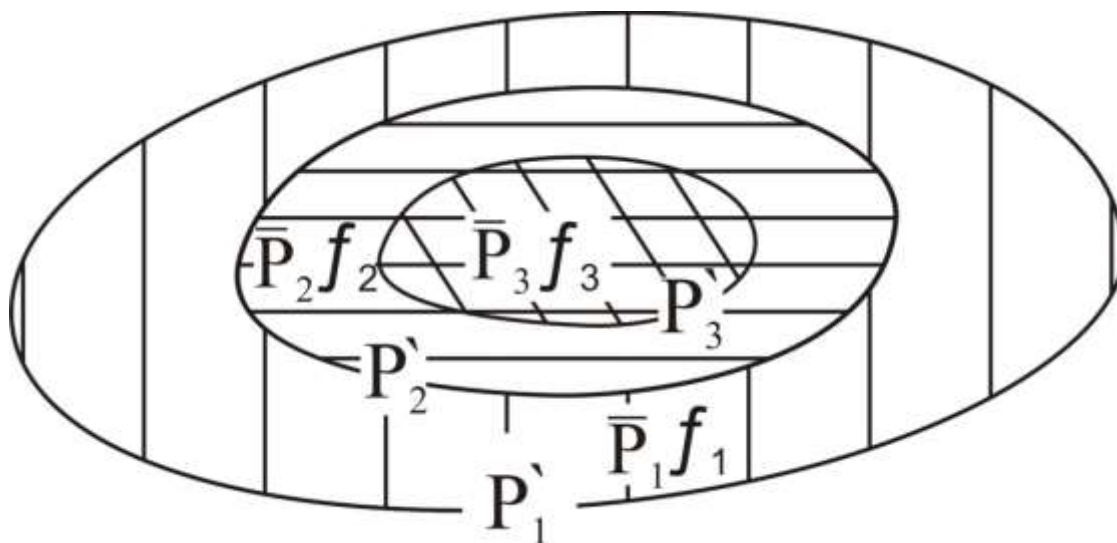


Рисунок 2.1 – Схема, иллюстрирующая определение элементарных площадей (f_i) и средних значений пластовых давлений (P_i) в пределах двух соседних изобар

Подставляя значения формулы 2.3 в формулу 2.2, получим:

$$\bar{P}_{nl} = \frac{(P_1' + P_2')f_1 + (P_2' + P_3')f_2 + \dots + (P_n' + P_{n+1}')f_n}{2(f_1 + f_2 + \dots + f_n)} = \frac{\sum (P_i' + P_{i+1}')f_i}{2\sum f_i}, \quad (2.4)$$

Результаты расчета сведены в таблицу 2.1.

Таблица 2.1 – Расчёт средневзвешенного по площади залежи значения текущего пластового давления

№ элемента участка	Среднее значение пластового давления на элементарном участке ($\bar{P}_i$), МПа	Площадь элементарного участка (f_i), м ²	Значение $\bar{P}_i \cdot f_i$	Средневзвешенное по площади залежи значение пластового давления ($\bar{P}_{nl}$), МПа
1				
2				
3				
...				

III СПОСОБ. Средневзвешенное по объему залежи значение текущего пластового давления определяется в ходе следующих последовательных действий:

- строится карта изобар (P);
- строится карта эффективных нефтенасыщенных толщин (h_H) - от кровли до ВНК, используя структурную карту по кровле пласта (сечение изопакит 10 м);
- строится карта произведения равных значений $P \cdot h_H$ путем наложения карты изобар на карту изопакит по точкам пересечения изолиний этих карт (либо возможно построение по данным произведения замеренных значений по скважинам);
- по карте равных значений $P \cdot h$ рассчитывается средневзвешенное по объему залежи значение текущего пластового давления по формуле:

$$\bar{P}_{nl} = \frac{(\bar{Ph})_1 f'_1 + (\bar{Ph})_2 f'_2 + \dots + (\bar{Ph})_n f'_n}{V_{зал}} = \frac{\sum (\bar{Ph})_i f'_i}{V_{зал}}, \quad (2.5)$$

где $(\bar{Ph})_i$ – среднее значения Ph на элементарных участках площади, ограниченных двумя соседними изолиниями, определяется по карте равных значений Ph , МПа · м;

f'_i – площади элементарных участков на карте равных значений Ph , м²;

$V_{зал}$ – объем залежи (м³), определяется по карте изопакит и рассчитывается по формуле:

$$V_{зал} = f_1'' \bar{h}_1 + f_2'' \bar{h}_2 + \dots + f_n'' \bar{h}_n = \sum f_i'' \bar{h}_i \quad (2.6)$$

где $\bar{h}_i$ – средняя мощность на элементарных участках (м), ограниченных двумя соседними изопакитами, рассчитывается по формуле:

$$\bar{h}_i = \frac{h_i + h_{i+1}}{2}, \quad (2.7)$$

где h_i, h_{i+1} – значения мощности между двумя смежными изопакитами элементарного участка площади на карте изопакит, м;

f_i'' – площадь элементарного участка на карте изопакит, м²;

n – количество элементов площади залежи с разными средними значениями текущих пластовых давлений.

Результаты расчета средневзвешенного по объему значения текущего пластового давления по залежи сведены в таблицах 2.2 – 2.3.

Таблица 2.2 – Расчёт объёма залежи

№ элемент арного участка	Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина на элементарных участках $(\bar{h}_i)$, м	Площадь элементарного участка (f'_i) , м ²	Значение $f'_i \bar{h}_i$	Объем залежи $(V_{зал})$, м ³
1				
2				
3				
...				

Таблица 2.3 - Расчёт средневзвешенного по объему залежи значения текущего пластового давления

№ элементарного участка	Среднее значение $(\overline{Ph})_i$ на элементарном участке	Площадь элементарного участка (f_i'), м ²	Значение $(Ph)_i f_i'$	Средневзвешенное по объему залежи значение пластового давления, МПа
1				
2				
3				
...				

Содержание отчета. Используя данные (рисунки 1.1-1.3, таблицы 1.1-1.3) и расчёты из предыдущей работы (таблица 1.4) каждый студент рассчитывает средние значения текущих пластовых давлений тремя способами. В качестве отчетных материалов представляются построенные карты и произведенные расчеты. Защита работы проводится в устной форме. При защите работы студент должен ответить на вопросы, предложенные преподавателем.

Контрольные вопросы

1. Какие способы определения средних значений пластовых давлений по залежам Вам известны?
2. Перечислите особенности определения средневзвешенного значения по площади залежи.
3. Перечислите особенности определения средневзвешенного значения по объему залежи.
4. Перечислите особенности определения среднеарифметического значения параметра.

Список литературы

1. Ерёмин, Н. А. Современная разработка месторождений нефти и газа [[Текст]]: Умная скважина. Интеллектуальный промысел. Виртуальная компания : учеб.пособие / Н. А. Ерёмин ; РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина. - Москва : Недра, 2008. - 244 с. : ил. - Библиогр.: с. 241.
2. Сизов, В. Ф. (СевКавГТУ). Разработка нефтяных и газовых месторождений [[Текст]] : учеб.пособие (курс лекций) / В. Ф. Сизов ; ГОУ ВПО Сев.- Кав. гос. техн. ун-т. - Ставрополь : Издательство СевКавГТУ, 2008. - 154 с. - Библиогр. с. 152 (12 назв.).
3. Чоловский, И. П. Нефтегазопромысловая геология и гидрогеология залежей углеводородов: учебник для вузов / И. П. Чоловский, М. М. Иванова, И. С. Гутман, С. Б. Вагин, Ю. И. Брагин. – М. : ГУП «Изд-во "Нефть и газ"» РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2002. – 456 с.

ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА 3

Определение режима залежи и построение графиков разработки

Цель. Ознакомиться с основными режимами работы нефтяных залежей и с методикой построения графиков разработки.

Теоретическая часть. В процессе разработки нефтяных залежей вытеснение нефти к забоям скважин происходит под действием различных видов пластовой энергии, а именно: горного давления, упругих сил нефти, воды и вмещающих их пород, напора контурных и подошвенных пластовых вод, упругой энергии свободного газа, сжатого в газовой шапке, энергии расширяющегося газа, растворенного в нефти, силы тяжести самой нефти.

Проявление указанных видов пластовой энергии при разработке каждой конкретной залежи зависит от совокупности геологических и технологических факторов.

Факторы, определяющие режим работы нефтяной залежи:

Геологические факторы. К числу геологических факторов, обуславливающих режим работы нефтяной залежи, относятся:

- структурно-тектонические, гидродинамические и физико-литологические особенности резервуара, к которому приурочена залежь нефти, его размеры, пористость, проницаемость и их вариация в пределах залежи;
- местоположение залежи в резервуаре по отношению к дневной поверхности, области питания и разгрузки, форма и размеры залежи, степень ее изолированности от водоносных пластов, залегающих выше и ниже залежи, факторы формирования начального пластового давления в ней;
- физико-химические свойства флюидов, насыщающих резервуар, фазовое состояние углеводородов в залежи, соотношения давления насыщения и пластового давления, соотношение вязкости нефти и воды, минерализация пластовых вод и пластовая температура и давление.

Основные технологические факторы. Эти факторы определяются условиями разработки нефтяной залежи и могут быть изменены по воле человека. К ним относятся:

- темп отбора нефти, воды, газа по залежи, динамика пластового давления в процессе разработки;
- характер размещения добывающих скважин;
- условия и интенсивность применения методов поддержания пластового давления и интенсификации добычи нефти.

Понятие о режиме работы нефтяной залежи. Как правило, каждая нефтяная залежь обладает совокупностью природных источников пластовой энергии. Однако в каждый конкретный период разработки залежи главную роль в вытеснении нефти к забоям добывающих скважин принадлежит какому-то одному, иногда нескольким видам пластовой энергии, по которым и называют режим залежи.

Таким образом, под режимом работы нефтяной залежи показывают проявление в ней главного, доминирующего вида пластовой энергии, обеспечивающего вытеснение нефти к забоям добывающих скважин.

Очевидно, что режим работы залежи определяет не все, а лишь наиболее характерные особенности поведения залежи в процессе разработки.

Согласно современным представлениям по преобладающему виду пластовой энергии выделяют следующие режимы работы нефтяных залежей:

1. Упругий или упруго-замкнутый;
2. Упруговодонапорный;
3. Водонапорный;
4. Газонапорный или газовой шапки;
5. Растворенного газа;

6. Гравитационный.

При одновременно действующих двух и более видов пластовой энергии режим работы нефтяной залежи будет смешанным, соответственно по видам преобладающей энергии.

В процессе разработки нефтяной залежи непрерывно изменяются термобарические условия пласта, физические свойства породы- коллектора, свойства нефти, газа, воды; изменяются технологические условия разработки, на смену одним главным видам пластовой энергии могут прийти другие.

Изменения характера движущих сил в пласте приводит к изменению режима залежи и переводу его в другой режим, в том числе искусственным путем закачки воды или газа. Поэтому заключение о режиме работы нефтяной залежи может быть сделано на основе комплексного изучения геологических (природных) факторов и динамики основных показателей ее разработки.

Характеристика режимов работы нефтяных залежей. Основные характеристики режимов работы нефтяных залежей приведены в таблице 3.1.

Оборудование и материалы не предусматриваются. Исходными данными являются материалы с результатами разработки залежей, представленные в табличной форме (таблица 3.2).

Указания по технике безопасности приведены в приложении А.

Задания.

1. Ознакомиться с условиями проявления режимов нефтяных залежей в различных геогидродинамических зонах и их геолого-эксплуатационными характеристиками по рекомендуемой литературе, список которой приводится в конце данного руководства.

2. Используя табличные данные (таблица 3.2), в соответствии с вариантом, рассчитать на каждый год разработки нефтяной залежи:

- *среднегодовой газовый фактор:*

$$r_i = Q_{гi} / Q_{нi}, \quad (3.1)$$

где r_i – газовый фактор, $\text{м}^3/\text{т}$;

$Q_{гi}$ – добыча газа за i -год, м^3 ;

$Q_{нi}$ – добыча нефти за i -тый год, т.

- *годовую добычу жидкости:*

$$Q_{жи} = Q_{ни} + Q_{ви}, \quad (3.2)$$

где $Q_{жи}$ – годовая добыча жидкости, т;

$Q_{ни}$ – добыча нефти за i -тый год, т;

$Q_{ви}$ – добыча воды за i -тый год, т.

- *накопленную добычу нефти:*

$$Q_{ннi} = \sum_{i=1}^N Q_{нi}, \quad (3.3)$$

где $Q_{ннi}$ – накопленная добыча нефти, т;

$Q_{ни}$ – добыча нефти за i -тый год, т;

N – количество лет разработки залежи, год.

- *накопленную добычу жидкости:*

$$Q_{жнi} = \sum_{i=1}^N Q_{жиi}, \quad (3.4)$$

где $Q_{жнi}$ – накопленная добыча жидкости, т;

$Q_{жi}$ – добыча жидкости за i -тый год, т;

N – количество лет разработки залежи, год.

- среднегодовой процент воды в добываемой жидкости – обводненность:

$$n_{vi} = Q_{vi} * 100\% / Q_{жi}, \quad (3.5)$$

где n_{vi} – обводненность, %;

$Q_{жi}$ – добыча жидкости за i -тый год, т.

- удельную добычу нефти, т.е. количество нефти, добываемой на единицу падения пластового давления:

$$\Delta Q_{ni} = Q_{ni} / (P_{i-1} - P_i), \quad (3.6)$$

где ΔQ_{ni} – удельная добыча нефти, т/МПа;

P_{i-1} , P_i – пластовое давление соответственно за предыдущий и текущий i -тый год разработки, МПа.

3. Исходные и расчетные данные необходимо представить в виде таблицы 3.3.

4. Построить график разработки: изменения $P_{пл}$, Q_{ni} , Q_{vi} , $Q_{жi}$, G_i , $Q_{ниi}$, $Q_{жниi}$. Пример оформления приведен на рисунке 3.1.

5. Основываясь на данных о геологическом строении природного резервуара, литологии и коллекторских свойствах пород продуктивного горизонта, геологических особенностях залежи, пластовой температуре и давления, химическом составе и минерализации законтурных и подошвенных пластовых вод, а также динамике основных показателей разработки сделать аргументированное заключение о режиме работы нефтяной залежи.

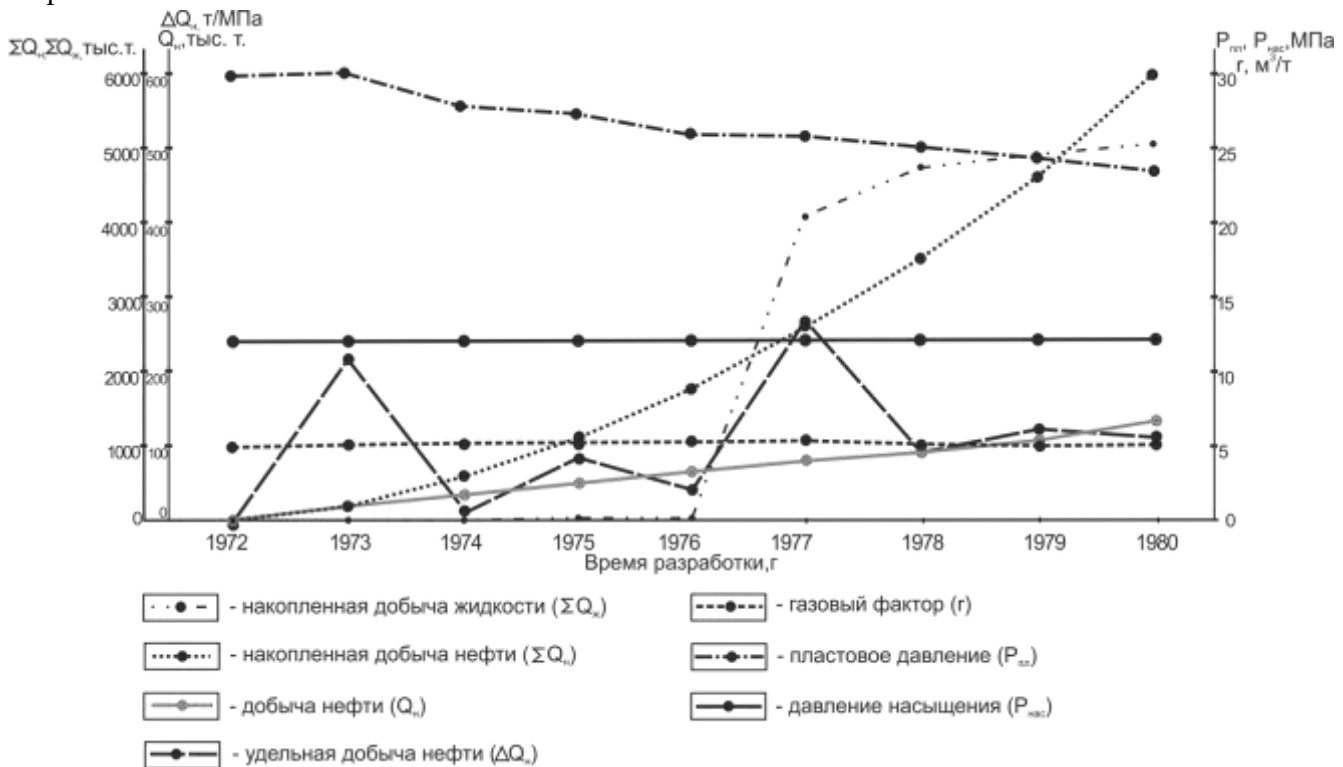


Рисунок 3.1 – График разработки нефтяной залежи

6. На основе режима работы залежи, динамики основных показателей, геологических условий разработки обосновать объемы искусственного воздействия на работу залежи с целью повышения нефтеизвлечения.

Каждый студент получает один вариант задания в виде таблицы результатов разработки залежи и приступает к его выполнению.

Содержание отчета. В качестве отчетных материалов предоставляются построенный график разработки и пояснительная записка с обоснованием режима работы залежи. Отчетные данные внести в таблицу 3.3.

Контрольные вопросы

1. Что такое режим залежи и от чего он зависит?
2. Назовите существующие режимы работы нефтяных и газовых залежей?
3. Назовите главные особенности газонапорного, водонапорного и других режимов?
4. Что такое удельная добыча нефти или газа?
5. Что такое обводненность продукции скважины и как она рассчитывается?

Список литературы

1. Ерёмин, Н. А. Современная разработка месторождений нефти и газа [[Текст]]: Умная скважина. Интеллектуальный промысел. Виртуальная компания : учеб. пособие / Н. А. Ерёмин ; РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина. - Москва : Недра, 2008. - 244 с. : ил. - Библиогр.: с. 241.
2. Чоловский, И. П. Нефтегазопромысловая геология и гидрогеология залежей углеводородов: учебник для вузов / И. П. Чоловский, М. М. Иванова, И. С. Гутман, С. Б. Вагин, Ю. И. Брагин. – М. : ГУП «Изд-во "Нефть и газ"» РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2002. – 456 с.
3. Иванова, М. М. Нефтегазопромысловая геология: учебник для вузов / М. М. Иванова, И. П. Чоловский, Ю. И. Брагин. – М. : ООО «Недра-Бизнесцентр», 2000. – 414 с.

ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА 4

Определение коэффициента охвата заводнением нефтяного пласта

Цель. Научить студентов определять коэффициент охвата заводнением ($K_{о.зав}$) нефтяного пласта на участке с разрезающим рядом нагнетательных скважин и примыкающих к нему добывающих скважин (по три ряда с каждой стороны).

Теоретическая часть. При осуществлении заводнения нефтяных пластов важными показателями являются отношение закачанных объемов нагнетаемой воды и извлеченных объемов нефти, направление движения фронта закачиваемой жидкости, доля охвата продуктивного пласта процессом вытеснения по толщине, площади и объёму залежи. Оценка этих показателей позволяет судить об эффективности осуществляемой системы заводнения и её роли в повышении нефтеотдачи при разработке залежи нефти или её отдельных участков.

Оборудование и материалы не предусматриваются. Исходными данными являются материалы, представленные в табличной и графической формах (рисунки 4.1 - 4.2, таблицы 4.1 - 4.48).

Указания по технике безопасности приведены в приложении А.

Задания. Определить коэффициент охвата заводнением ($K_{о.зав}$) нефтяного пласта на участке с разрезающим рядом нагнетательных скважин и примыкающих к нему добывающих скважин (по три ряда с каждой стороны).

1. Провести на плане расположения скважин (масштаб 1: 25 000) фактическую границу распространения закаченной воды. Граница условно проводится, используя данные об обводнённости (значение обводнённости показывается около каждой скважины), посередине между обводнёнными и безводными скважинами.

2. Определить фактическую заводнённую площадь ($F_{зав\Phi}$, м²) в пределах изучаемого участка залежи ($F_{зал}$, м²).

3. Определить коэффициент охвата заводнением по площади ($K_{о.зав.F}$):

$$K_{о.зав.F} = \frac{F_{зав.\Phi}}{F_{зал}}, \quad (4.1)$$

где $K_{о.зав.F}$ – коэффициент охвата заводнением по площади, д.е.;

$F_{зав\Phi}$ – фактическая заводненная площадь, м²;

$F_{зал}$ – площадь залежи, м².

4. Определить теоретическую площадь распространения закачанной воды ($F_{зав.т.}$, м²) при полном охвате пласта заводнением по всей толщине пласта.

При выполнении указанного условия суммарный объем закачанной в пласт воды может быть выражен следующим равенством:

$$V_{в.зак.} = F_{зав.т.} \cdot h_H \cdot K_{\Pi} \cdot K_H \cdot \eta_{н.пр.}, \quad (4.2)$$

где $V_{в.зак.}$ – суммарный объем закачанной в пласт воды в пределах изучаемого участка залежи, м³;

$F_{зав.т.}$ – теоретическая площадь, занимаемая закачанной в пласт водой в пределах изучаемого участка залежи, м²;

h_H – нефтенасыщенная толщина пласта в пределах изучаемого участка залежи (среднее значение), м;

K_{Π} – коэффициент открытой пористости в пределах изучаемого участка залежи (среднее значение), д.е.;

K_H – коэффициент нефтенасыщенности в пределах изучаемого участка залежи (среднее значение), д.е.;

$\eta_{н.пр.}$ – проектный коэффициент нефтеизвлечения, д.е.

Из формулы 4.2 найдем:

$$F_{зав.т.} = \frac{V_{в.зак.}}{h_H \cdot K_{\Pi} \cdot K_H \cdot \eta_{н.пр.}}, \quad (4.3)$$

Поскольку диапазон изменения значений нефтенасыщенной толщины пласта, коэффициентов открытой пористости и нефтенасыщенности небольшой, средние значения указанных параметров могут быть рассчитаны как среднеарифметические в пределах изучаемого участка залежи.

5. Определить коэффициент охвата заводнением по толщине пласта ($K_{о.зав.h}$) как отношение теоретической площади распространения воды в пределах залежи (участка) к общей площади залежи (участка):

$$K_{о.зав.h} = \frac{F_{зав.т.}}{F_{зал}}, \quad (4.4)$$

где $K_{о.зав.h}$ – коэффициент охвата заводнением по толщине, д.е.;

$F_{зав.т.}$ – теоретическая заводненная площадь, м²;

$F_{зал}$ – площадь залежи, м².

6. Определить коэффициент охвата заводнением по объему пласта:

$$K_{о.зав.V} = K_{о.зав.F} \cdot K_{о.зав.h}, \quad (4.5)$$

где $K_{о.зав.V}$ – коэффициент охвата заводнением по объему, д.е.;

$K_{o,зав. h}$ – коэффициент охвата заводнением по толщине, д.е.;

$K_{o,зав. F}$ – коэффициент охвата заводнением по площади, д.е.

7. Построить карты нефтенасыщенных толщин, коэффициента пористости, коэффициента нефтенасыщенности.

Содержание отчета. В отчете привести порядок выполнения задания, осуществить необходимые расчеты и построения, привести полученные результаты.

Контрольные вопросы

1. Перечислите существующие системы заводнения?
2. При каких условиях используется площадное и очаговое заводнение?
3. Что такое коэффициент охвата заводнением?
4. Какие существуют разновидности коэффициентов охвата заводнением и как они рассчитываются?

Список литературы

1. Ерёмин, Н. А. Современная разработка месторождений нефти и газа [[Текст]]: Умная скважина. Интеллектуальный промысел. Виртуальная компания : учеб.пособие / Н. А. Ерёмин ; РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина. - Москва : Недра, 2008. - 244 с. : ил. - Библиогр.: с. 241.
2. Сизов, В. Ф. (СевКавГТУ). Разработка нефтяных и газовых месторождений [[Текст]] : учеб.пособие (курс лекций) / В. Ф. Сизов ; ГОУ ВПО Сев.- Кав. гос. техн. ун-т. - Ставрополь : Издательство СевКавГТУ, 2008. - 154 с. - Библиогр. с. 152 (12 назв.).
3. Чоловский, И. П. Нефтегазопромысловая геология и гидрогеология залежей углеводородов: учебник для вузов / И. П. Чоловский, М. М. Иванова, И. С. Гутман, С. Б. Вагин, Ю. И. Брагин. – М. : ГУП «Изд-во "Нефть и газ"» РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2002. – 456 с.

ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА 5

Определение коэффициента нефтеизвлечения (КИН) по заводненной части пласта

Цель. Научить студентов осуществлять необходимые построения и расчеты для оценки эффективности воздействия на продуктивный пласт путем закачки воды.

Теоретическая часть. Текущий коэффициент нефтеизвлечения заводненного объема пласта является основным показателем эффективности воздействия на продуктивный пласт путем закачки в него воды. Оценка этого показателя позволяет судить об эффективности осуществляемой системы заводнения.

Коэффициент нефтеизвлечения заводненного объема пласта определяется как отношение накопленной добычи нефти из всех скважин блока (месторождения) к начальным геологическим запасам нефти в заводненном объеме:

$$\eta_{зав} = \frac{\Sigma Q_{н.зав}}{Q_{н.о.зав}}, \quad (5.1)$$

где $\eta_{зав}$ - коэффициент нефтеизвлечения заводненного объема пласта, д.е.;

$\Sigma Q_{зав}$ – накопленная добыча нефти из всех скважин блока (залежи), тыс. т;

$Q_{н.о.зав}$ - начальные геологические запасы нефти в заводненном объеме, тыс. т.

Начальные геологические запасы нефти в заводненном объеме пласта определяются объемным методом по формуле:

$$Q_{н.о.зав} = F_{зав} \times h_{зав} \times K_{ОПзав} \times K_{Нзав} \times \rho_n \times \theta, \quad (5.2)$$

где $F_{зав}$ – заводненная площадь участка залежи, m^2 ;

$h_{зав}$ – средняя толщина заводненной части пласта, m ;

$K_{ОПзав}$ – коэффициент открытой пористости нефтесодержащих пород, д.е.;

$K_{Нзав}$ – коэффициент нефтенасыщенности пласта, д.е.;

ρ_n – плотность дегазированной нефти, t/m^3 ;

θ – пересчетный коэффициент, учитывающий изменение объема нефти при переходе от пластовых условий к поверхностным (д.ед.), рассчитываемый по формуле:

$$\theta = \frac{1}{\beta}, \quad (5.3)$$

где β – объемный коэффициент, который показывает, какой объем занимает в пластовых условиях $1 m^3$ дегазированной нефти.

Так как первые три члена формулы (5.2) представляют собой заводненный поровый объем пласта ($V_{П.зав}$), то формулу (5.2) можете записать в виде:

$$Q_{н.о.зав} = V_{П.зав} \times K_{Нзав} \times \rho_n \times \theta \quad (5.4)$$

Для определения заводненного порового объема строится карта равных толщин промытой части пласта и карта коэффициента открытой пористости для этой же части. Затем путем совмещения этих карт выполняется построение карты произведения $h_n \times K_{ОП}$ заводненной части пласта.

Заводненный поровый объем вычисляется при помощи карты произведения $h_n \times K_{ОП}$ путем вычисления элементарных поровых объемов и последующего их суммирования по формуле:

$$V_{П.зав} = \sum_{i=1}^N f_i \times h_i \times K_{ОП i}, \quad (5.5)$$

где f_i – площадь участка между двумя соседними изолиниями $h_n \times K_{ОП}$ в пределах заводненной части пласта;

$h_i \times K_{ОП i}$ – среднее значение определенное, как полусумма соседних изолиний;

N – число элементарных участков.

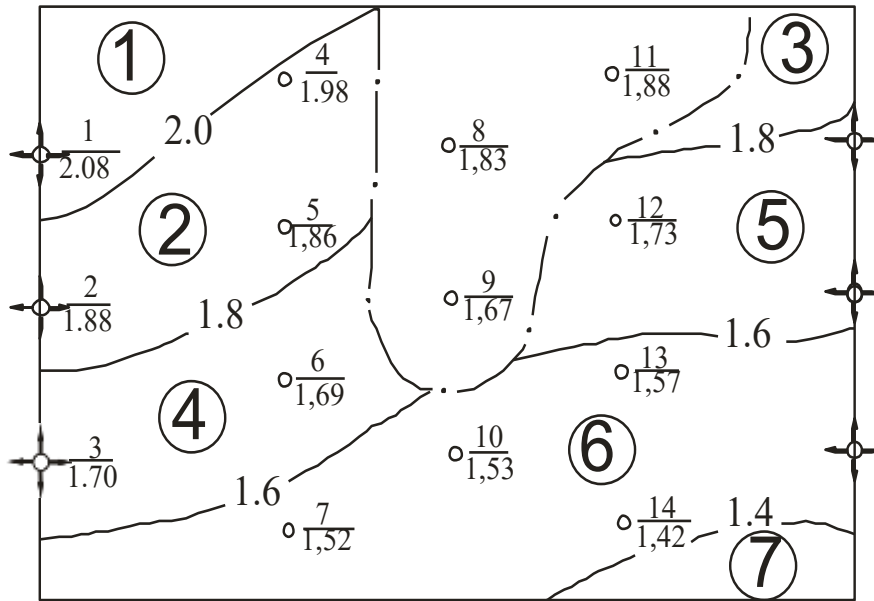
Оборудование и материалы не предусматриваются. Исходными данными являются материалы, представленные в таблицах 5.2 - 5.3.

Указания по технике безопасности приведены в приложении А.

Задания. Работа выполняется в порядке, определенном заданием.

Ниже приведен пример операций и расчетов при определении КИН заводненной части пласта:

1. Используя таблицу исходных данных, определите положение границы между фронтом нагнетаемой воды и вытесняемой ею нефти. Границу проведите по середине расстояний между скважинами с начальной нефтенасыщенной толщиной пласта и соседними скважинами с нулевой текущей нефтенасыщенной толщиной пласта. Пример приведен на рисунке 5.1.



Условные обозначения:

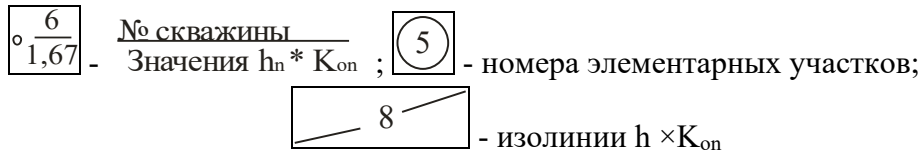


Рисунок 5.1 - Карта произведения $h \times K_{on}$

2. В пределах заводненной части пласта постройте карту промытой толщины пласта. При этом для более точного проведения изопахит используйте и значения начальной нефтенасыщенной толщины пласта в скважинах, неохваченных заводнением.

3. Аналогичным образом постройте карту распределения значений коэффициента открытой пористости.

4. Методом схождения постройте карту произведения промытой толщины пласта и коэффициента открытой пористости ($h_n \times K_{оп}$).

5. По формуле (5.5) определите заводненный поровый объем пласта. Суммируя элементарные объемы, найдите весь заводненный поровый объем. Промежуточные вычисления занесите в таблицу 5.1.

Таблица 5.1 – Определение заводненного порового объёма

№ участков	Площадь участков, m^2	Среднее значение $h_n \times K_{оп}$	Элементарный заводненный поровый объем, m^3
1	64×10^4	2,1	$134,4 \times 10^4$
2+3	140×10^4	1,9	$266,0 \times 10^4$
4+5	196×10^4	1,7	$333,2 \times 10^4$
6	216×10^4	1,5	$324,0 \times 10^4$

7	28×10^4	1,35	$37,8 \times 10^4$
---	------------------	------	--------------------

6. Вычислив заводненный поровый объем залежи и имея данные о коэффициенте нефтенасыщенности коллекторов, плотности дегазированной нефти и пересчетном коэффициенте, определите начальные геологические запасы нефти в заводненной части пласта по формуле (5.4).

7. Накопленную добычу нефти из заводненной части пласта определяете как сумму накопленной добычи по всем скважинам:

$$\Sigma Q_{\text{н.зав}} = \sum_{i=1}^n (\Sigma q_{i \text{ зав}}), \quad (5.6)$$

где $\Sigma q_{i \text{ зав}}$ – накопленная добыча i -той скважины, т;

N – число скважин.

8. Имея $Q_{\text{н.о.зав}}$, $\Sigma Q_{\text{н.зав}}$, вычислите коэффициент нефтеизвлечения заводненного объема, сравните полученное значение с проектной величиной. Как правило, в процессе заводнения отмечается превышение фактического КИН над проектной величиной и связано это с тем, что в проект разработки закладывается более сложное геологическое строение по сравнению с реальным.

9. Дайте анализ эффективности принятой системы заводнения.

Содержание отчета. Студентам выдается индивидуальное задание. Выполняются построения и расчеты в соответствии с рассмотренным выше примером. Защита работы проводится в устной форме. Отчетными материалами являются выполненные графические построения и результаты произведенных расчетов. При защите работы студент должен ответить на вопросы, предложенные преподавателем.

Контрольные вопросы:

1. Что такое коэффициент извлечения нефти по заводненной части пласта?
2. Как определяется объем заводненного порового пространства?
3. Как оценивается эффективность примененной системы заводнения?

Список литературы

1. Ерёмин, Н. А. Современная разработка месторождений нефти и газа [[Текст]]: Умная скважина. Интеллектуальный промысел. Виртуальная компания : учеб.пособие / Н. А. Ерёмин ; РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина. - Москва : Недра, 2008. - 244 с. : ил. - Библиогр.: с. 241.
2. Сизов, В. Ф. (СевКавГТУ). Разработка нефтяных и газовых месторождений [[Текст]] : учеб.пособие (курс лекций) / В. Ф. Сизов ; ГОУ ВПО Сев.- Кав. гос. техн. ун-т. - Ставрополь : Издательство СевКавГТУ, 2008. - 154 с. - Библиогр. с. 152 (12 назв.).
3. Чоловский, И. П. Геолого-промысловый анализ при разработке нефтяных месторождений / И. П. Чоловский. – М.: Недра, 1977. – 208 с.

ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА 6

Обоснование выделения эксплуатационного объекта разработки

Цель: Научить студентов на основе совокупности материалов геологических, геофизических, гидродинамических и других исследований, а также данных о физико-химических свойствах флюидов, емкостно-фильтрационных свойствах пород-

коллекторов, величинах запасов углеводородов и другой информации выделять эксплуатационные объекты разработки на многопластовом нефтяном месторождении, а также привить навыки работы по обобщению и систематизации геолого-промысловой информации и ее интерпретации применительно к вопросу выделения объекта разработки.

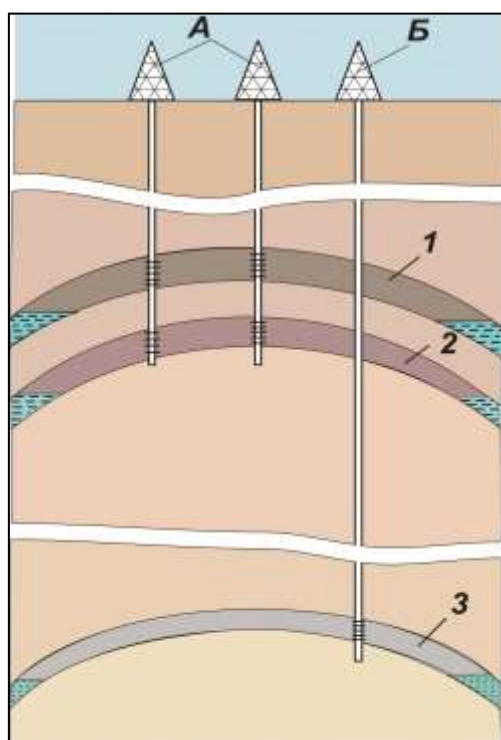
Теоретическая часть. *Эксплуатационным объектом* называется один или несколько продуктивных пластов (горизонтов), содержащие промышленные запасы углеводородов и разрабатываемые совместно одной сеткой эксплуатационных скважин (рисунок 6.1).

Эксплуатационные объекты выделяют на основе геологических, технологических и экономических анализов в период проектирования разработки.

В один эксплуатационный объект разработки обычно объединяют пласты, имеющие низкую или среднюю продуктивность. Высокопродуктивные не рекомендуется. Каждый из них необходимо разрабатывать самостоятельно.

Только при соблюдении всех этих условий объединение отдельных продуктивных горизонтов в один объект разработки позволяет обеспечить их равномерную выработку одной сеткой скважин.

Основной принцип выделения объекта разработки - это объединение в один объект пластов со сходными характеристиками по следующим факторам:



- схожие литологические характеристики продуктивных пластов;
- близкие коллекторские свойства продуктивных пластов;
- близкие по составу и свойствам насыщающие порода-коллектор углеводороды (нефть, газ, газоконденсат);
- одинаковое фазовое состояние углеводородов;
- имеющие один и тот же режим работы;
- схожую продуктивность (близкие дебиты, запасы углеводородов);
- технологию эксплуатации скважин;
- близкие величины пластовых давлений.

Рисунок 6.1 – Эксплуатационные объекты разработки:

А, Б – устье эксплуатационных скважин; 1 – 3 – нефтяные залежи;

 - водонасыщенный коллектор;

 - интервал перфорации.

Выделяют следующие системы разработки:

- *раздельную разработку* - каждый объект эксплуатируется самостоятельной сеткой;

- *совместную разработку* - при которой два и более пластов эксплуатируются одной сеткой скважин;

- *совместно-раздельную* - при которой добывающая и нагнетательная скважины оборудуются установками для совместно-раздельной добычи и закачки воды. Эта система позволяет сохранить преимущества первых двух и преодолеть их недостатки.

Этаж разработки – это один или группа эксплуатационных объектов, разрабатываемых одной самостоятельной сеткой скважин по системе «снизу-вверх». При этом разделять нефтенасыщенную толщу на этажи разработки рекомендуется таким образом, чтобы в нижней части этажа разработки располагался наиболее продуктивный эксплуатационный объект, с которого необходимо начинать разработку.

Нижний объект в этаже разработки называется базисным, остальные менее продуктивные объекты в этаже вводятся в разработку во вторую очередь путём возврата с нижнего объекта и называются возвратными.

Этажи разработки, как правило, вводятся в разработку по системе «снизу-вверх» (разработка с нижнего (базисного) объекта, а затем переходят на возвратные объекты), но могут вводиться и по системе «сверху-вниз» (каждый нижележащий объект разрабатывается после вышележащих, не рациональна по техническим причинам), либо разрабатываться одновременно все вместе или отдельно.

В пределах одной нефтегазонасыщенной толщи обычно выделяют не более трёх этажей разработки.

Оборудование и материалы не предусматриваются. Исходными данными являются геологические, геофизические, геолого-промысловые и др. материалы, представленные в текстовой, табличной и графической формах, в совокупности характеризующие объект разработки.

Указания по технике безопасности приведены в приложении А.

Задания.1. Построить геологический профильный разрез согласно выданному заданию (таблицы 6.1 – 6.4) в следующей последовательности:

- перенести скважины на линию профиля I – I, проецируя их параллельно ближайшей изогипсе (рисунок 6.2);
- рассчитать абсолютные отметки кровли и подошвы проницаемых пластов;
- на отдельном листе нанести шкалу абсолютных отметок. Рекомендуемый вертикальный масштаб профиля М 1:1000;
- отметить положения кровли и подошвы продуктивных пластов, одноименные плавно соединить.

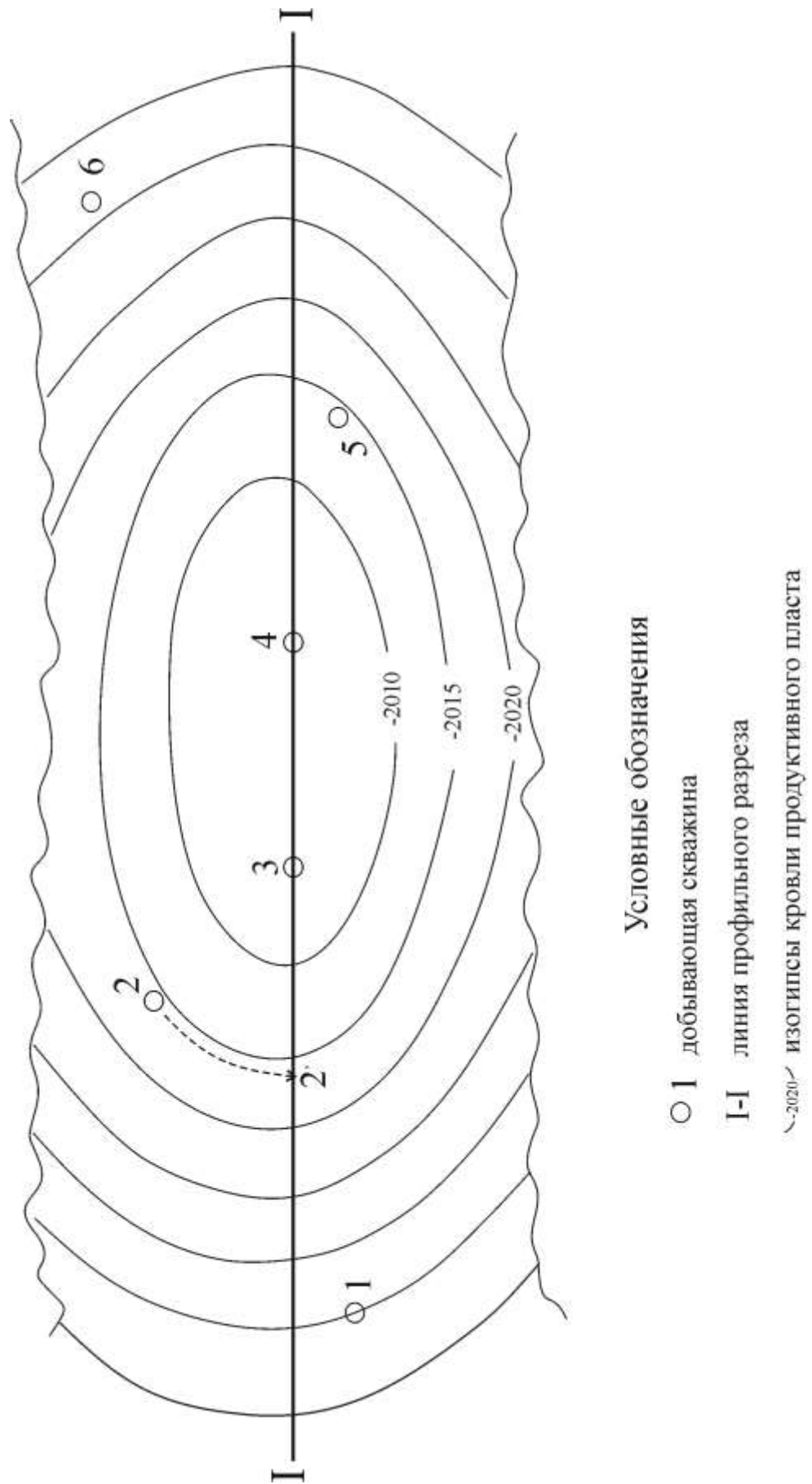


Рисунок 6.2 - Структурная карта по кровле продуктивного пласта

2. Нанести на геологический профильный разрез литологическую характеристику, интервалы перфорации и результаты опробования.

3. Обосновать положение водонефтяных контактов по продуктивным пластам разреза и нанести их положение на профиле.

4. Выполнить анализ всей имеющейся информации, в частности, изучить литологическую, геофизическую, фильтрационную и др. характеристики объектов.

5. Обосновать выделенные эксплуатационные объекты и показать их на геологическом профильном разрезе.

Пример выделения эксплуатационных объектов приведен ниже с общей характеристикой каждого продуктивного пласта:

1-й продуктивный пласт: сложен терригенным поровым коллектором, вязкость нефти 15 мПа, газосодержание – 20 м³/т;

2-й продуктивный пласт: сложен терригенным поровым коллектором, вязкость нефти 15 мПа, газосодержание – 20 м³/т;

3-й продуктивный пласт: сложен терригенным поровым коллектором, вязкость нефти 15 мПа, газосодержание – 20 м³/т;

4-й продуктивный пласт: сложен терригенным поровым коллектором, вязкость нефти 3 мПа, газосодержание – 40 м³/т;

5-й продуктивный пласт: сложен карбонатным трещинным коллектором, вязкость нефти 20 мПа, газосодержание – 50 м³/т.

1-й, 2-й и 3-й продуктивные пласты схожи по литологическому составу, а их нефти характеризуются одинаковой вязкостью и газосодержанием, что дает основание объединять их в единый эксплуатационный объект разработки.

4-й продуктивный пласт схож по литологической характеристике с вышележащими пластами, но существенно отличаются по составу и свойствам нефти, поэтому его следует выделять в отдельный эксплуатационный объект.

5-й продуктивный пласт отличается по литологической характеристике и, соответственно, коллекторским свойствам, поэтому его можно выделить как отдельный эксплуатационный объект, характеризующийся наибольшими дебитами нефти.

Таким образом, в ходе выполнения работы были выделены 3 эксплуатационных объекта: 1-й, 2-й, 3-й пласты – 1-й эксплуатационный объект; 4-й пласт – 2-й эксплуатационный объект; 5-й пласт – 3-й эксплуатационный объект.

Содержание отчета. Каждый студент получает информацию об определенном объекте разработки в виде таблицы и анализирует полученные данные. В качестве отчетных материалов в письменной форме представляется оформленный геологический профильный разрез, построенный на основе полученного материала, и обосновываются выделенные эксплуатационные объекты. Защита работы проводится в устной форме. При защите работы студент должен ответить на вопросы, предложенные преподавателем.

Контрольные вопросы

1. Что такое «эксплуатационный объект разработки»?
2. Что такое «этаж разработки»?
3. По каким характеристикам выделяют эксплуатационный объект разработки?
4. Какие существуют разновидности систем разработки?
5. По каким критериям объединяют продуктивные пласты в единый эксплуатационный объект?

Список литературы

1. Ерёмин, Н. А. Современная разработка месторождений нефти и газа [[Текст]]: Умная скважина. Интеллектуальный промысел. Виртуальная компания : учеб. пособие / Н. А. Ерёмин ; РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина. - Москва : Недра, 2008. - 244 с. : ил. - Библиогр.: с. 241.

2. Сизов, В. Ф. (СевКавГТУ). Разработка нефтяных и газовых месторождений [[Текст]] : учеб. пособие (курс лекций) / В. Ф. Сизов ; ГОУ ВПО Сев.- Кав. гос. техн. ун-т. - Ставрополь : Издательство СевКавГТУ, 2008. - 154 с. - Библиогр. с. 152 (12 назв.).

ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА 7

Определение граничных значений емкостно-фильтрационных свойств продуктивных пластов

Цель. Научить студентов на основе совокупности материалов геологических, геофизических, гидродинамических и других исследований определять граничные пределы емкостно-фильтрационных свойств пород-коллекторов, а также привить навыки работы по обобщению и систематизации геолого-промысловой информации, и ее интерпретации применительно к вопросу выделения коллекторов и неколлекторов.

Теоретическая часть. Граничные (кондиционные) пределы – это нижние пределы емкостно-фильтрационных свойств (коэффициенты пористости, проницаемости) пород-коллекторов, при которых получают промышленные притоки нефти и газа. Они позволяют выделить не только границу между коллекторами и неколлекторами в разрезе и по площади залежи, а также типизировать коллекторы по разным промысловым характеристикам.

Границы классов – это границы качественного и количественного перехода от одних свойств к другим, не зависящие от применяемых технологий освоения продуктивных пластов. Однако следует учитывать, что при применении методов интенсивного воздействия на пласт, существенно влияющих на структуру порового пространства (расширение каналов фильтрации, растворение карбонатов при физико-химическом воздействии, создание трещин и др.), можно переводить коллекторы в высшие классы, а при применении методов кальматации – в низшие.

Предельные значения параметров коллекторов необходимо обосновывать в каждой скважине для каждого пласта на основе комплексного использования данных по керну, результатов геофизических и гидродинамических исследований скважин путем корреляционного анализа между свойствами пород.

Выделяют следующие разновидности кондиционных пределов:

- предел, выше которого порода может содержать углеводороды, т.е. нижняя граница коллектора. Устанавливается по данным литолого-петрографических исследований керна и петрофизических свойств пород;

- предел, выше которого порода способна отдавать углеводороды, т.е. граница продуктивного коллектора. Устанавливается по результатам исследований характеристик вытеснения на образцах керна, по кривым фазовой проницаемости, по зависимости остаточной воды от пористости и проницаемости. Предел должен подтверждаться результатами опробования скважин путем сравнения проницаемости и продуктивности скважин;

- предел технологический, устанавливающийся с помощью зависимости продуктивности (удельного дебита) от проницаемости с учетом минимальной величины дебита, ниже которого разработка не рентабельна.

Основной признак породы-коллектора - получение из исследуемых интервалов притоков нефти или газа. Параметром, отражающим этот признак, является продуктивность скважин, рассчитываемая по формуле:

$$K_{\text{прод}} = Q / \Delta P, \quad (7.1)$$

где $K_{\text{прод}}$ – коэффициент продуктивности, т/сут*МПа;

Q – суточный дебит скважины, т/сут;

ΔP – депрессия на продуктивный пласт, МПа.

Опробованные интервалы отличаются разной толщиной прострела (существенно влияет на величину дебита), поэтому более показательным параметром считается удельная продуктивность скважин, рассчитываемая по формуле:

$$q_{\text{уд}} = \frac{Q}{\Delta P \cdot h_{\text{перф}}}, \quad (7.2)$$

где $q_{\text{уд}}$ – удельная продуктивность скважин, т/сут*МПа*м;

Q – суточный дебит скважины, т/сут;

ΔP – депрессия на продуктивный пласт, МПа;

$h_{\text{перф}}$ – эффективная толщина перфорированного интервала продуктивного пласта, м.

При выделении коллекторов по количественным критериям используют параметры, характеризующие их фильтрационные свойства: проницаемость по керну, $\alpha_{\text{пс}}$, ΔI_{γ} и другие параметры по геофизическим данным, характеризующие зоны опробованных интервалов. Следует выбирать параметры, которые в данном районе и для условий исследуемого разреза являются наиболее информативными.

Основным показателем фильтрационных свойств опробованного интервала является величина коэффициента проницаемости. Однако нехватка кернового материала в каждом опробованном интервале определила широкое применение геофизических методов, на диаграммах которых отражается содержание глинистого материала в терригенном разрезе. Чем выше глинистость, тем хуже фильтрационные свойства коллектора.

Геофизические исследования скважин (ГИС) - массовые виды исследований, позволяющие определять основные параметры пластов и их классифицировать. Выделяют два пути обоснования кондиций по данным промысловой геофизики:

1. Интерпретируются материалы ГИС по интервалам разреза продуктивных отложений, охарактеризованных керном (не менее 70 %) и осуществляется сопоставление интерпретации с данными, полученными при лабораторном исследовании керна по основным параметрам пород-коллекторов (пористость, проницаемость, нефте- и газонасыщенность). Устанавливается поправочный коэффициент для данного интервала пористости:

$$K = \frac{K_{\text{пгис}}}{K_{\text{пкерн}}}, \quad (7.3)$$

где $K_{\text{пгис}}$ – коэффициент открытой пористости, определенный по методам ГИС;

$K_{\text{пкерн}}$ – коэффициент открытой пористости, определенный по лабораторным методам исследования керна.

Поправочный коэффициент, используя значения нижних пределов коллекторов, позволяет расчленять разрез скважины и выделять классы пород-коллекторов по ГИС. Выделение коллекторов проводится с использованием следующих зависимостей между параметрами: пористость – нефте-, газонасыщенность; пористость – проницаемость; проницаемость – нефте, газонасыщенность.

2. Интерпретируются материалы ГИС по интервалам разреза, охарактеризованным керном с учетом данных гидродинамики (результаты опробования, испытания, эксплуатации, гидродинамические исследования пласта). Устанавливаются основные геофизические параметры – относительная амплитуда (по методам СП (спонтанной поляризации), ГМ (гамма метод), НГМ (нейтронный гамма метод), КС (кажущееся сопротивление)), параметр пористости, нефтенасыщенности. Проводится корреляция геофизических параметров с данными керна и гидродинамики для определения кондиционных значений основных параметров по ГИС, которые затем используются при выделении в разрезе эффективных прослоев и установлении емкостно-фильтрационных пределов пород-коллекторов.

На диаграммах ПС коллекторы характеризуются отрицательной аномалией $\Delta U_{\text{сп}}$ с максимальной амплитудой отклонения от линии глин и плотных глинистых алевролитов. Параметр $\alpha_{\text{ПС}}$ рассчитывается по формуле:

$$\alpha_{\text{ПС}} = \Delta U_{\text{сп}} / E_{\text{Smax}}, \quad (7.4)$$

где $\Delta U_{\text{сп}}$ - отрицательная аномалия потенциалов собственной поляризации в изучаемом пропластке;

E_{Smax} - максимальная амплитуда, соответствующая наименее глинистым коллекторам.

Величина $\alpha_{\text{ПС}}$ зависит от типа терригенного коллектора, его глинистости, вязкости нефти и изменяется от 0,3 до 0,8. Чем выше глинистость пород и вязкость нефти, тем выше $\alpha_{\text{ПС}}$. Для газовых залежей она значительно меньше и изменяется от 0,2 до 0,35.

Однако существуют ограничения по применению этого метода: его нельзя использовать в скважинах, которые бурятся на соленом глинистом растворе и нефилтрующемся растворе на нефтяной основе, а также в обсаженных трубами скважинах.

На диаграммах ГМ коллекторы характеризуются отрицательной аномалией $\Delta U_{\text{сп}}$ с максимальной амплитудой отклонения от линии глин и плотных глинистых алевролитов. Параметр ΔI_{γ} (относительная амплитуда) рассчитывается по формуле:

$$\Delta I_{\gamma} = \frac{(I_{\gamma x} - I_{\gamma \min})}{(I_{\gamma \max} - I_{\gamma \min})}, \quad (7.5)$$

где ΔI_{γ} - относительная амплитуда;

$\Delta I_{\gamma \min}$ – минимальная амплитуда, соответствующая наименее глинистым породам;

$\Delta I_{\gamma \max}$ – максимальная амплитуда, соответствующая чистым глинам.

Граничное значение $\Delta I_{\gamma \text{гр}}$ подобно $\alpha_{\text{ПС гр}}$ определяется на основе статистической связи между ΔI_{γ} и $q_{\text{уд}}$.

Оборудование и материалы не предусматриваются. Исходными данными являются геологические, геофизические, геолого-промысловые и др. материалы, представленные в текстовой, табличной и графической формах, в совокупности характеризующие объект разработки.

Указания по технике безопасности приведены в приложении А.

Задания.

Для определения граничных пределов параметров продуктивных пластов необходимо:

- на основе данных, приведенных в таблице 7.1, рассчитать удельную продуктивность скважин по формуле (7.2) и внести полученные результаты в таблицу 7.2;
- установить корреляционную зависимость между $q_{уд}$ и одним из геофизических параметров, характеризующих зоны опробованных интервалов. В нашем случае это параметр $\alpha_{ПС}$ (отношение значений ПС изучаемого пласта к значениям ПС опорного пласта), т.е. зависимость $\alpha_{ПС}=f(q_{уд})$;
- вычислить $lgK_{пр}$, рассчитать среднее значение этого параметра в каждой скважине. Полученные данные занести в таблицу 7.2;
- для увязки параметра $\alpha_{ПС}$ с данными керна установить связь между $\alpha_{ПС}$ и параметром, отражающим коллекторские свойства продуктивного пласта, как правило, это средняя величина десятичного логарифма коэффициента проницаемости ($lgK_{пр}$), т.е. $\alpha_{ПС}=f(lgK_{пр})$;
- определить граничные пределы $\alpha_{ПС}$ гр, $K_{пргр}$ при $q_{уд}=0$ и отбраковать некондиционные значения коллекторских свойств продуктивного пласта, в частности, все значения открытой пористости, проницаемость которых ниже кондиционной;
- установить зависимость между $lgK_{пр}$ и коэффициентом открытой пористости ($K_{оп}$), т. е. зависимость $K_{оп} = f(lgK_{пр})$, предварительно рассчитав среднюю величину $K_{оп}$ в каждой скважине и внося результаты в таблицу 7.2;
- привести результаты корреляционного анализа в виде графиков с линиями тренда, уравнениями зависимостей и коэффициентами корреляции (величины достоверности аппроксимации), на основе которых дается оценка вида и тесноты связи между параметрами (например, прямолинейная или обратная связь и т.д.). Для зависимостей $\alpha_{ПС}=f(q_{уд})$ и $\alpha_{ПС}=f(lgK_{пр})$ уравнение регрессии имеет вид $y=ax+b$;
- определить граничный предел $K_{опгр}$;
- построить карту изменения значений $\alpha_{ПС}$ по площади залежи, предварительно сняв план расположения скважин, согласно варианту, выданному преподавателем (рисунки 7.1 – 7.2); выявить границу зоны распространения пород-коллекторов продуктивного пласта;
- сделать заключение о результатах выполненной работы.

Содержание отчета. Каждый студент получает информацию об объекте разработки в виде таблицы и плана расположения скважин, анализирует полученные данные. В качестве отчетных материалов в письменной форме представляется оформленная карта геофизического параметра, построенная на основе полученного материала, и обосновываются выделенные пределы коллекторов и неколлекторов. Защита работы проводится в устной форме. При защите работы студент должен ответить на вопросы, предложенные преподавателем.

Контрольные вопросы

1. Что такое «кондиционный предел»?
2. Что такое «удельная продуктивность»?
3. По каким параметрам определяют граничные значения?
4. Какие существуют ограничения по применению метода СП?
5. Результаты интерпретации каких геофизических методов используются для выделения кондиционных пределов?
6. Какие существуют разновидности пределов граничных параметров?

Список литературы

1. Ерёмин, Н. А. Современная разработка месторождений нефти и газа [[Текст] :]: Умная скважина. Интеллектуальный промысел. Виртуальная компания : учеб. пособие / Н. А. Ерёмин ; РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина. - Москва : Недра, 2008. - 244 с. : ил. - Библиогр.: с. 241.
2. Сизов, В. Ф. (СевКавГТУ). Разработка нефтяных и газовых месторождений [[Текст] :] : учеб. пособие (курс лекций) / В. Ф. Сизов ; ГОУ ВПО Сев.- Кав. гос. техн. ун-т. - Ставрополь : Издательство СевКавГТУ, 2008. - 154 с. - Библиогр. с. 152 (12 назв.).

ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА 8

Оценка результатов пробной эксплуатации залежей нефти

Цель. Научить студентов на основе совокупности материалов геологических, геофизических и других исследований обосновывать эффективность (или неэффективность) принятой системы разработки нефтяных залежей.

Теоретическая часть. После окончания разведочных работ (или параллельно с ними) основная часть разведочных скважин вводится в опытную (пробную) эксплуатацию. В ходе проведения пробной эксплуатации возможно введение в эксплуатацию при необходимости специально пробуренных опережающих добывающих и нагнетательных скважин.

Пробная эксплуатация является первоначальным этапом разработки объекта (или его части), на котором собирается необходимое количество информации для обоснования системы разработки, составления технологической схемы разработки, т.е. для уточнения имеющейся и получения дополнительной информации, в частности:

- дается энергетическая характеристика,
- изучается степень взаимовлияния отдельных скважин;
- устанавливается гидродинамическая связь между отдельными пластами и с законтурной областью;
- уточняется дополнительная информация для подсчета запасов углеводородов;
- обосновывается режим работы залежей;
- выделяются эксплуатационные объекты;
- уточняются добывные возможности скважин;
- уточняется состав и физико-химические свойства пластовых флюидов;
- дается эксплуатационная характеристика продуктивных пластов (коэффициенты продуктивности, максимально возможные дебиты скважин, приемистость пласта при нагнетании воды и т.п.) и их изменение во времени;
- оцениваются фильтрационные характеристики продуктивного пласта и т.д.

Необходимость проведения пробной эксплуатации разведочных скважин определяется совместно разведочными и добывающими предприятиями.

Пробная эксплуатация проводится до окончания разведочных работ для отдельного, наиболее представительного участка. Длительность этого этапа составляет 1 – 2 года.

Пробная эксплуатация залежей осуществляется нефтегазодобывающими предприятиями в соответствии со специально составленными проектами пробной эксплуатации. Исходной информацией для составления проекта пробной эксплуатации

служат данные разведочных работ, полученные в результате бурения, опробования, испытаний и пробной эксплуатации отдельных разведочных скважин.

"Проект пробной эксплуатации" является первой стадией проектирования разработки нефтяных и газонефтяных месторождений, составляется и утверждается для месторождений, разведка которых не закончена или закончена при отсутствии достаточного объема исходных данных для составления технологической схемы разработки.

Оборудование и материалы не предусматриваются. Исходными данными являются геологические, геофизические, геолого-промысловые материалы, представленные в текстовой, табличной и графической формах, в совокупности характеризующие объект разработки.

Указания по технике безопасности приведены в приложении А.

Задания.

1. Сделать анализ следующих данных:

- фильтрационных свойств продуктивных пластов и физико-химических свойств нефтей по залежам (таблица 8.1);

- текущих пластовых давлений и добычных возможностей (таблица 8.2).

2. Необходимо систематизировать данные из таблицы 8.2 и на основе ее заполнить таблицу 8.3 по всем залежам:

- среднее пластовое давление по месяцам определяем как среднеарифметическое из всех замеров в этом месяце;

- добычу нефти по залежи в каждом месяце определяем как сумму добычи нефти по скважинам, работающим в течение этого месяца;

- добычу нефти по скважине определяем как произведение среднесуточного дебита скважины на число дней эксплуатации;

- добычу жидкости по залежи определяем как сумму добычи нефти и добычи воды в каждом месяце;

- добычу воды определяем как сумму добычи воды по всем скважинам, работавшем в этом месяце;

- добычу воды по каждой скважине определяем как произведение среднесуточной добычи воды на число дней эксплуатации;

- обводненность продукции определяем как отношение добычи воды к добыче нефти в этом месяце.

На основе данных таблицы 8.3 строятся графики пробной эксплуатации по каждой залежи отдельно. Устанавливаются природные режимы каждой нефтяной залежи на основе данных пробной эксплуатации разведочных скважин и дается их обоснование.

3. Дается детальная характеристика каждой залежи в отдельности по следующим геолого-физическим факторам:

- размеры, форма залежи;

- режим залежи;

- фильтрационные свойства пластов;

- эффективная, эффективная нефтенасыщенная толщины эксплуатационных объектов, характер и степень геологической неоднородности;

- физико-химические свойства нефтей и т.д.

4. Дается заключение о результатах выполненной работы, в частности, обосновывается эффективность принятой системы разработки каждой нефтяной залежи и даются рекомендации по её усовершенствованию.

Содержание отчета. Каждый студент получает информацию об объекте разработки в виде таблицы, анализирует полученные данные. В качестве отчетных материалов в письменной форме представляется обоснование системы разработки объекта и делается анализ о ее эффективности. Защита работы проводится в устной форме. При защите работы студент должен ответить на вопросы, предложенные преподавателем.

Контрольные вопросы

1. Что такое «пробная эксплуатация»?
2. Продолжительность пробной эксплуатации?
3. Цели и задачи, стоящие перед этапом пробной эксплуатации?
4. Какие скважины используют для получения данных на этапе пробной эксплуатации?
5. На основе чего осуществляется пробная эксплуатация?

Список литературы

1. Ерёмин, Н. А. Современная разработка месторождений нефти и газа [[Текст]]: Умная скважина. Интеллектуальный промысел. Виртуальная компания : учеб. пособие / Н. А. Ерёмин ; РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина. - Москва : Недра, 2008. - 244 с. : ил. - Библиогр.: с. 241.
2. Сизов, В. Ф. (СевКавГТУ). Разработка нефтяных и газовых месторождений [[Текст]] : учеб. пособие (курс лекций) / В. Ф. Сизов ; ГОУ ВПО Сев.- Кав. гос. техн. ун-т. - Ставрополь : Издательство СевКавГТУ, 2008. - 154 с. - Библиогр. с. 152 (12 назв.).

Указания по технике безопасности

Во избежание несчастного случая, поражения электрическим током, поломки оборудования, рекомендуется выполнять следующие правила:

1. Не входить в помещение, где находится вычислительная техника без разрешения старшего (преподавателя).
2. Не включать без разрешения оборудование.
3. При несчастном случае или поломке оборудования позвать старшего (преподавателя). Знать где находится пульт выключения оборудования (выключатель, красная кнопка, рубильник).
4. Не трогать провода и разъемы (возможно поражение электрическим током).
5. Не допускать порчи оборудования.
6. Не работать в верхней одежде.
7. Не прыгать, не бегать (не пылить).
8. Не шуметь.

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ АВТОНОМНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ
ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«СЕВЕРО-КАВКАЗСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Методические указания

по выполнению самостоятельной работы
по дисциплине «Геологические основы эффективного использования недр»
для специальности 21.05.03 Технология геологической разведки

Ставрополь
2026

Содержание

Пояснительная записка

Технологическая карта самостоятельной работы студента

Методические рекомендации по выполнению заданий

Список литературы, рекомендуемый к использованию в самостоятельной работе студентов

Пояснительная записка

Наряду с аудиторной работой одной из форм учебного процесса, его существенной частью является самостоятельная работа студентов (СРС).

Задачами СРС являются:

- развитие и привитие навыков самостоятельной учебной работы и формирование знаний;
- освоение, углубление содержания и основных положений курса, выносимых на самостоятельное изучение студента; в ходе составления опорного конспекта, в ходе подготовки к лекционным занятиям
- использование материала, собранного и полученного в ходе самостоятельных занятий при подготовке и написании докладов, рефератов, для эффективной подготовки к итоговому контролю.

Самостоятельная работа студентов может осуществляться как в аудитории, так и вне ее, обычно это в основном внеаудиторная деятельность студента. Для активного владения знаниями в процессе аудиторной работы необходимо не только понимание учебного материала, но и творческое его восприятие.

Основные формы реализации самостоятельной работы и контроля знаний являются:

Комплект разноуровневых задач и заданий – индивидуальное решение репродуктивных, реконструктивных и творческих заданий, позволяющих оценивать и диагностировать уровень обученности, уровень умений и навыков студентов по темам дисциплины. Процедура проведения этой формы учебной деятельности студента включает в себя письменное выполнение заданий трех уровней и защиту их на практическом занятии. При проверке задания, оцениваются полнота и самостоятельность выполнения заданий, оригинальность решения.

Опорный конспект темы – письменный текст, в котором кратко и последовательно изложено содержание основного источника информации. Конспектировать – значит приводить к некоему порядку сведения, почерпнутые из оригинала. В основе процесса лежит систематизация прочитанного или услышанного. Записи могут делаться как в виде точных выдержек, цитат, так и в форме свободной подачи смысла. Данный вид самостоятельной работы направлен на формирование представлений о конфликтах.

Собеседование – средство контроля, организованное как специальная беседа преподавателя со студентом на темы, связанные с изучаемой дисциплиной, и рассчитанное на выяснение объема знаний обучающегося по определенному разделу, теме, проблеме и т.п.

Их содержание должно сформировать умение анализировать философско-методологические и научные тексты, обосновывать своё отношение к изложенным в них оценкам, составлять краткие конспекты, тезисы прочитанного, умение применять полученные знания для постановки и решения исследовательских задач, связанных с изучением студентами той или иной области природы и культуры. Разнообразие заданий позволяет учитывать индивидуальные особенности студентов при организации самостоятельной работы.

Четкое выполнение самостоятельной работы студентами обеспечит своевременную подготовку к занятию, высокое качество усвоения материала, возможность применения теоретических знаний на практике.

Технологическая карта самостоятельной работы студента

Код реализуемой компетенции	Вид деятельности студентов	Итоговый продукт самостоятельной работы	Средства и технологии оценки	Объем часов
8 семестр				
ОПК-5	Изучение литературы по темам № 3– 6	Конспект	Собеседование	16
ОПК-5	Подготовка к лекциям	Конспект	Опрос	14
ОПК-5	Подготовка к лабораторным работам	Индивидуальные задания	Защита индивидуальных заданий	16
ОПК-5	Подготовка к зачету с оценкой	Вопросы и задачи	Экзамен	14
Итого за 8 семестр				60
Итого				60

Методические рекомендации по изучению теоретического материала

Работа с конспектом лекций

Просмотрите конспект сразу после занятий. Отметьте материал конспекта лекций, который вызывает затруднения для понимания. Попытайтесь найти ответы на затруднительные вопросы, используя предлагаемую литературу. Если самостоятельно не удалось разобраться в материале, сформулируйте вопросы и обратитесь на текущей консультации или на ближайшей лекции за помощью к преподавателю.

Каждую неделю отводите время для повторения пройденного материала, проверяя свои знания, умения и навыки по контрольным вопросам и тестам. Умение студентов быстро и правильно подобрать литературу, необходимую для выполнения учебных заданий и научной работы, является залогом успешного обучения. Самостоятельный подбор литературы осуществляется при подготовке к семинарским, лабораторным занятиям, при написании курсовых работ, научных рефератов.

Выполнение СРС на занятиях с проверкой результатов преподавателем позволяет студентам усваивать изучаемый материал более глубоко, меняется отношение к лекциям, так как без понимания теории предмета, без хорошего конспекта трудно рассчитывать на успех в решении заданий. Это улучшает посещаемость как практических, так и лекционных занятий.

При подготовке к лекциям-беседам тема сообщается студентам заранее. Участники дискуссии делятся на группы по 8 человек, в течение 10—15 мин подготавливают свой вариант решения проблемы. Следующим этапом дискуссии является выступление представителей от каждой группы из 8 человек и защиты своего варианта решения. В конце общего обсуждения ведущий подводит итоги дискуссии, дает оценку совместно найденного варианта решения.

Методические рекомендации по организации работы с литературой

Изучение и анализ литературных источников является обязательным видом самостоятельной работы студентов. Изучение литературы по избранной теме имеет своей задачей проследить характер постановки и решения определенной проблемы различными авторами, аргументацию их выводов и обобщений, провести анализ и систематизировать полученный материал на основе собственного осмысления с целью выяснения современного состояния вопроса.

Проработка отобранного материала обязательно должна идти с одновременным ведением записей прочитанного и своих замечаний. Запись может иметь как форму конспекта, так и выписок, а также картотеку положений, тезисов, идей, методик, что в дальнейшем облегчит классификацию и систематизацию полученного материала. Такого

рода записи являются лучшим способом накопления и первичной обработки материал, одной из обязательных форм организации умственного труда.

Планом удобно пользоваться при подготовке к устному выступлению по выбранной теме. Каждый пункт плана должен раскрывать одну из сторон избранной темы, а весь план должен охватывать ее целиком.

Тезисы предполагают сжатое изложение основных положений текста в форме утверждения или отрицания. Они являются более совершенной формой записей и представляют основу для дискуссии. К тому же их легко запомнить.

Аннотация – краткое изложение содержания – дает общее представление о работе.

Резюме кратко характеризует выводы, главные итоги источника.

Конспект является наиболее распространенной формой ведения записей. Основную ткань конспекта составляют тезисы, дополненные доказательствами и рассуждениями. Конспект может быть текстуальным, свободным или тематическим. Текстуальный представляет собой цитатник с сохранением логики работы и структуры текста. Свободный конспект основан на изложении материала в том порядке, который более удобен автору. В этом смысле конспект представляет собирание воедино мыслей, разбросанных по всей книге. Тематический конспект может быть составлен по нескольким источникам, где за основу берется тема, интерпретируемая по-разному.

Экономия времени дает использование при записях различного рода сокращений, аббревиатуры и т.д. многие используют для регистрации исследуемых тем систему карточек. Преимущество карточек в том, что тема там излагается очень сжато, и они очень удобны в использовании, т.к. их можно разложить на столе, перегруппировать и без труда найти искомую тему.

Список литературы, рекомендуемый к использованию в самостоятельной работе студентов

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ АВТОНОМНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ
ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«СЕВЕРО-КАВКАЗСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Методические указания

по выполнению курсовой работы
по дисциплине «Геологические основы эффективного использования недр»
для специальности 21.05.03 Технология геологической разведки

Ставрополь
2026

Методические указания содержат развернутые типовые задания для курсовой работы, порядок выполнения и последовательность изложения разделов.

Методические указания составлены в соответствии с государственным образовательным стандартом высшего профессионального образования, с рабочим учебным планом и программой дисциплины по специальности 21.05.03 Технология геологической разведки.

Составитель: канд. геол. – минерал. наук, доцент Н.В. Еремина

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	
Содержание	
Цель, задачи и реализуемые компетенции	
Формулировка задания	
Структура работы	
Общие требования к написанию и оформлению работы	
Последовательность выполнения задания	
Критерии оценивания работы	
Порядок защиты работы	
Список рекомендуемой литературы	

Цель, задачи

Курсовая работа выполняется студентами по специальности 21.05.03 Технология геологической разведки в 8 семестре после прохождения первой производственной практики.

Задачи курсовой работы: привитие студенту навыков систематизации и использования фактического материала, теоретических знаний для решения производственных задач, связанных с подсчетом запасов и оценкой ресурсов, навыков постановки и решения задач исследовательского характера.

Для решения геологических вопросов курсовой работы студент должны ознакомиться с опубликованными работами, фондовыми материалами предприятий. В период прохождения практики студент обязан собрать фактические геологические и геолого-промысловые данные, требуемые для выполнения курсового проектирования. При необходимости - провести соответствующие исследования или на базе предприятия, где студент проходит практику, или в лабораториях университета.

Предлагаемые студенту задания позволяют проверить профессиональные компетенции:

Код, формулировка компетенции	Код, формулировка индикатора	Планируемые результаты обучения по дисциплине (модулю), характеризующие этапы формирования компетенций, индикаторов
ОПК-5 Способен применять навыки анализа горно-геологических условий при поисках, оценке, разведке и добыче полезных ископаемых, а также при гражданском строительстве	ИД-1 ОПК-5 Уметь обобщать и анализировать информацию о горно-геологических условиях территории при поисках, оценке, разведке и добыче полезных ископаемых, ставить цели и выбирать пути их достижение	Организует работу составления картографических геолого-промысловых материалов. Осуществляет подсчёт запасов и оценку ресурсов нефти и газа
	ИД-2 ОПК-5 Понимание сущности и значения информации в развитии наукоемкого производства; владение техникой анализа геологических условий при гражданском строительстве	Обосновывает выбор систем разработки залежей и отдельных эксплуатационных объектов. Картирует природные резервуары, проводит определение параметров продуктивного пласта различными методами; Обосновывает влияние комплекса геолого-физических и геолого-промысловых факторов на эффективность извлечения УВ из продуктивных пластов.

Формулировка задания

Задание на курсовую работу включает в себя перечень подлежащих разработке вопросов. В курсовой работе обязательно приводятся: сведения о географо-

экономическом положении месторождения (площади); методике и объемах геологоразведочных работ; особенностях геологического строения и нефтегазоносно исследуемой территории (включая литолого-стратиграфическое описание разреза, тектоническое строение района, сведения о залежах углеводородов и их физико-химических свойствах, гидрогеологические и термобарические условия разреза).

Набор разрабатываемых вопросов различается в зависимости от темы курсовой работы. Выбор студентом темы курсовой работы зависит от характеристики фактического материала, собранного в период прохождения первой производственной практики. При этом необходимо руководствоваться перечнем разделов, приведенных в основном содержании курсовой работы.

Обязательным является составление графических приложений к тексту. Набор рекомендуемых графических приложений варьируется в зависимости от темы и также приводится в основном содержании.

Структура работы

Курсовая работа состоит из введения, основной части (общий, специальный и проектный разделы), заключения, списка использованных источников и графических приложений.

Общий раздел является единым для всех тем. Специальный и проектный разделы содержат различные вопросы в зависимости от темы.

Введение

Кратко освещаются задачи, стоящие перед нефтяной и газовой промышленностью изучаемого региона, основные задачи курсовой работы и перечисляются источники исходных данных, использованных студентом для проектирования.

1 Общий раздел

1.1 Краткий географо-экономический очерк месторождения (площади)

В этом подразделе приводятся сведения об административном и географическом положении месторождения (площади), населенных пунктах, технических базах, источниках энерго- и водоснабжения, коммуникациях, рельефе и речной сети, климате, населении и др.

Подраздел сопровождается обзорной схемой района. Объем 2 страницы.

1.2 История геолого-геофизических исследований, разведки и разработки месторождения (площади)

Рассматриваются основные этапы работ, проведенных на месторождении (площади) и их результаты. Приводится состояние изученности месторождения (площади) на дату составления курсовой работы и основные задачи его изучения на ближайшее будущее. Объем 2-3 страницы.

1.3 Геологическое строение и нефтегазоносность

1.3.1 Краткая литолого-стратиграфическая и геофизическая характеристика разреза.

Приводится краткая литолого-фациальная и геофизическая характеристика отдельных стратиграфических подразделений с обязательным указанием индексов, руководящей фауны и толщины пород. Объем 4-5 страниц.

Описание разреза сопровождайся средне-нормальным, сводным или типовым разрезами месторождения (площади).

1.3.2 Тектоника

Дается краткая характеристика структурной зоны, к которой приурочено месторождение (площадь), тектоническое строение месторождения (площади) с указанием размеров структуры и ее ориентировки, углов падения пород, соотношения структурных планов, положения тектонических нарушений и их амплитуды. Объем 2—3 страницы.

Описание тектоники сопровождается тектонической схемой района и геологическим профильным разрезом месторождения (площади).

1.3.3 Нефтегазоносность

Приводится стратиграфическое распределение залежей нефти и газа по разрезу месторождения (площади). Дается краткая характеристика физико-химических свойств нефти и газа. Объем 1—2 страницы.

Описание нефтегазоносности сопровождается таблицами физико-химических свойств нефти и газа.

1.3.4 Гидрогеологическая характеристика и термобарические условия разреза

Рассматриваются стратиграфическая приуроченность и литологические особенности водоносных комплексов и горизонтов, физико-химические свойства и состав пластовых вод, гидродинамические особенности водонапорных систем.

Приводятся данные об изменении температуры и давления по разрезу месторождения (площади), а также о величинах геотермических ступеней и градиентов давлений в пределах отдельных литологических толщ. Объем 2-3 страницы.

Описание гидрогеологических и термобарических условий разреза месторождения (площади) сопровождается таблицами анализов вод, замеров температуры и давлений.

Объем общего раздела 12—15 страниц.

ТЕМА № 1

Проект комплекса геолого-геофизических исследований при изучении продуктивных пластов в процессе бурения скважин на _____ месторождении (площади)

2 Специальный раздел

2.1 Цели и задачи разведочных работ, проведенных на изучаемой площади

2.2 Система размещения разведочных (эксплуатационных) скважин и очередность их бурения

Подраздел сопровождается структурной картой или картой разработки

2.3 Характеристика комплекса геолого-геофизических исследований, проводимых в процессе бурения скважин

2.3.1 Отбор керна

2.3.2 Отбор образцов пород с помощью боковых грунтоносов

2.3.3 Отбор шлама

2.3.4 Применение испытателей и опробователей пластов

2.3.5 Наблюдение за параметрами промывочной жидкости, нефте-, газо-, водопроявлениями и другими осложнениями при бурении скважин

2.3.6 Промыслово-геофизические методы исследования скважин

2.3.7 Замеры пластовых давлений и температур

Приводятся интервалы исследований, процент проходки с отбором керна и

выноса керна от общей глубины скважины и толщины изучаемой толши, методика проведения исследований, применяемое оборудование (колонковые долота, грунтоносы, испытатели пластов и др.), режим бурения.

2.4 Геологическая эффективность применения методов изучения разрезов скважин

Рассматривается каждый метод исследований в отдельности, его достоинства и недостатки.

2.5 Геолого-геофизические особенности продуктивных пластов на изучаемой площади

Описываются особенности строения и состава продуктивных пластов, отражающиеся на каротажных диаграммах.

2.6 Детальная корреляция разрезов скважин

Корреляция проводится по ли го логическим, петрографическим, минералогическим, палеонтологическим, геохимическим, геофизическим (КС, ПС, ПС, НГК и др.) признакам.

Объем специального раздела 10—15 страниц.

3 Проектный раздел

3.1 Основные задачи изучения продуктивных пластов в проектируемых скважинах

3.2. Обоснование объема и интервалов отбора керна и методов его исследования

3.3 Обоснование комплекса промыслово-геофизических исследований в интервале залегания продуктивных пластов

Конкретно по каждому интервалу и методу исследования необходимо указать, почему выбран этот метод исследования и цель его применения.

3.4 Обоснование рекомендуемых способов опробования продуктивных пластов

Обосновываются способы и методики опробования продуктивных пластов в процессе бурения скважин, а также методика стационарного отробования.

3.5 Достоинства рекомендуемых методов изучения продуктивных пластов

Проводится сопоставление рекомендуемого комплекса исследований с применяемым на данном месторождении (площади), а также оценка геолого-экономической эффективности предлагаемого комплекса.

Объем проектного раздела 10—15 страниц.

Заключение

Заключение должно содержать краткие выводы по результатам выполненной работы, оценку полноты решений поставленных задач, рекомендации по конкретному использованию полученных результатов.

Графические приложения

1. Средненормальный, типовой или сводный геолого-геофизический разрез площади (месторождения).

2. Геологический профильный разрез.

3. Структурные карты продуктивных пластов.

4. Схема корреляции продуктивных пластов.

ТЕМА № 2

Анализ эффективности методов поддержания пластового давления при

разработке залежи _____ пласта _____ отложений
_____ месторождения

2 Специальный раздел

2.1. Детальная характеристика пласта

2.1.1 Литологический и гранулометрический состав пород

2.2.1 Эффективная толщина

2.2.2 Емкостно-фильтрационные свойства

Детальная характеристика проектного пласта проводится по результатам изучения кернов, образцов пород, извлеченных боковым грунтоносом, электрометрических исследований, радиоактивного каротажа и т.д.

Приводятся как средние значения параметров пласта, так и их изменение по площади и разрезу.

Раздел сопровождается картами (толщин, пористости, проницаемости и т.п.), графиками, таблицами.

2.2 Описание нефтяной залежи

2.2.1 Тип, форма и размеры нефтяной залежи

2.2.2 Положение первоначального контура нефтеносности

2.2.3 Начальные пластовые давления и температура

2.2.4 Физико-химические свойства нефти, газа и пластовой воды

Сведения приводятся как по поверхностным, так и по глубинным пробам

2.2.5 Обоснование режима нефтяной залежи

Проводятся на основе геологических, гидрогеологических и эксплуатационных данных.

Раздел сопровождается графиком разработки.

2.3 Сведения о запасах нефти и газа

Приводятся в виде таблицы, отражающей количество начальных и остаточных запасов нефти, а также текущий коэффициент извлечения нефти (КИН).

2.4 Характеристика процесса разработки нефтяной залежи

2.4.1 Система разработки

Начало разработки нефтяной залежи, принятая система разработки, изменение количества эксплуатационных скважин, объема добычи нефти, газового фактора и т.п.

Пункт сопровождается таблицами изменения параметров разработки, картами разработки и изобар.

2.4.2 Обводненность пласта и продукции скважин

Приводятся сведения об обводненности отдельных скважин и пласта в целом, остаточной нефтенасыщенности, положении текущего контура нефтеносности.

2.4.3 Продуктивность и производительность скважин.

Приводятся сведения о производительности и коэффициенте продуктивности скважин на различных участках залежи.

Объем специального раздела 10-15 страниц.

3 Проектный раздел

3.1 Обоснование метода воздействия на пласт

3.2 Характеристика системы поддержания пластового давления

3.2.1 Выбор закачиваемого рабочего агента

3.2.2 Количество нагнетаемого рабочего агента

Изменение количества рабочего агента и пластового давления во времени

3.2.3 Давление нагнетания

Характеристика давления нагнетания и изменение его по площади.

3.2.4 Размещение нагнетательных скважин

Число, форма сетки и расстояние между нагнетательными скважинами, а также изменение их количества во времени

3.3 Геолого-экономические показатели эффективности метода воздействия

3.3.1 Увеличение текущей добычи нефти и сокращение общего срока разработки

3.3.2 Прирост добычи нефти

3.3.3 Повышение коэффициента извлечения нефти

3.3.4 Снижение себестоимости добычи нефти

3.4 Рекомендуемые мероприятия по дальнейшему совершенствованию метода воздействия на пласт

Объем проектного раздела 10-15 страниц.

Заключение

Заключение должно содержать краткие выводы по результатам выполненной работы, оценку полноты решений поставленных задач, рекомендации по конкретному использованию полученных результатов.

Графические приложения

1. Средненормальный, типовой или сводный геолого-геофизический разрез площади (месторождения).
2. Геологический профильный разрез.
3. Карты толщин, проницаемости, пористости, изобар.
4. График разработки залежи.
5. Карта разработки.

ТЕМА № 3

Анализ эффективности методов интенсификации добычи нефти (газа) по залежи _____ пласта _____ отложений _____ месторождения

2 Специальный раздел

2.1 Детальная характеристика пласта

2.1.1 Литологический и гранулометрический состав пород

2.1.2. Эффективная толщина

2.1.3 Емкостно-фильтрационные свойства

Детальная характеристика проектного пласта проводится по результатам изучения кернов, образцов пород, извлеченных боковым грунтоносом, электрометрических исследований, радиоактивного каротажа и т.д.

Приводятся как средние значения параметров пласта, так и их изменение по площади и разрезу.

Раздел сопровождается картами (толщин, пористости, проницаемости и т.п.), графиками, таблицами.

2.2 Описание залежи

2.2.1 Тип, форма и размеры залежи

2.2.2 Положение первоначального контура нефтеносности (газоносности)

2.2.3 Начальные пластовые давления и температура

2.2.4 Физико-химические свойства нефти, газа и пластовой воды

Сведения приводятся как по поверхностным, так и по глубинным пробам.

2.2.5 Обоснование режима залежи

Проводится на основе геологических, гидрогеологических и эксплуатационных данных.

Раздел сопровождается графиком разработки.

2.3. Сведения о запасах нефти (газа)

Приводятся в виде таблицы, отражающей количество начальных и остаточных запасов нефти (газа), а также текущий коэффициент извлечения нефти.

2.4. Характеристика процесса разработки залежи

2.4.1 Система разработки

Начало разработки залежи, принятая система разработки, изменение количества эксплуатационных скважин, объема добычи нефти, газового фактора и т.п.

Пункт сопровождается таблицами изменения параметров разработки, картами разработки и изобар.

2.4.2 Обводненность пласта и продукции скважин

Приводятся сведения об обводненности отдельных скважин и пласта в целом, остаточной нефтенасыщенности (газонасыщенности), положении текущего контура нефтеносности (газонасности).

2.4.3 Продуктивность и производительность скважин.

Приводятся сведения о производительности и коэффициенте продуктивности скважин на различных участках залежи.

Объем специального раздела 10-15 страниц.

3 Проектный раздел

3.1 Обоснование методов интенсификации добычи нефти (газа)

3.2 Выбор скважин для применения методов

Проводится обоснование наиболее благоприятных объектов для применения различных методов.

3.3 Технология проведения процесса

Описание технологии сопровождается схемой проведения процесса.

3.4 Геолого-экономические показатели эффективности методов интенсификации добычи

3.4.1 Прирост добычи нефти (газа) по скважинам

3.4.2. Повышение коэффициента извлечения нефти (газа) по пласту

3.4.3. Снижение себестоимости добычи нефти (газа)

3.5. Рекомендуемые мероприятия по дальнейшему совершенствованию методов воздействия на пласт

Объем проектного раздела 10-15 страниц.

Заключение

Заключение должно содержать краткие выводы по результатам выполненной работы, оценку полноты решений поставленных задач, рекомендации по конкретному использованию полученных результатов.

Графические приложения

1. Средненормальный, типовой или сводный геолого-геофизический разрез площади (месторождения).

2. Геолого-литологический профильный разрез проектного пласта и его

корреляционная схема.

3. Карты толщин, проницаемости.
4. График разработки залежи, графики эксплуатации по скважинам.
5. Карта разработки.
6. Схема проведения процесса интенсификации добычи нефти (газа).

ТЕМА № 4

Геолого-промысловое обоснование возможности использования
_____пласта_____месторождения (площади) для подземного хранения газа

2 Специальный раздел

2.2 Обоснование необходимости создания подземного хранилища газа

2.3 Выбор объекта под подземное хранилище газа

2.4 Детальная характеристика объекта

2.4.1 Герметичность объекта, характеристика перекрывающих и подстилающих отложений

2.4.2 Литологический состав и физические свойства пород-коллекторов

2.4.3 Эффективная толщина объекта

2.4.4 Пластовое давление и температура объекта

2.4.5 Физико-химические свойства газа и воды

2.4.6 Состояние выработанности объекта

Приводятся сведения о принятой системе разработки, числе эксплуатационных скважин, остаточных запасах газа в пласте.

3. Проектный раздел

3.1 Расчет полезного объема для хранения газа

3.2 Определение темпов создания подземного хранилища газа

3.3 Размещение и порядок разбуривания скважин для закачки газа в пласт

3.4 Мероприятия по охране недр и природы при создании и эксплуатации подземного хранилища газа

Объем проектного раздела 10-15 страниц.

Заключение

Заключение должно содержать краткие выводы по результатам выполненной работы, оценку полноты решений поставленных задач, рекомендации по конкретному использованию полученных результатов.

Графические приложения.

1. Средненормальный, типовой или сводный геолого-геофизический разрез месторождения (площади).

2. Геолого-геофизический профильный, разрез проектного пласта.

3. Карты толщин, пористости, проницаемости, изобар.

4. Карта фонда скважин.

5. График эксплуатации объекта.

Общие требования к написанию и оформлению курсовой работы

Текст курсовой работы излагается кратко, но конкретно и содержательно с освещением основных положений, указанных в плане и подкрепляется ссылками на использованные литературные, фондовые и фактические материалы. Текст должен быть

иллюстрирован схемами, графиками, фотоснимками, выкопировками из геологических чертежей в зависимости от необходимости.

Курсовая работа должен быть оформлен в соответствии с существующими требованиями к оформлению курсовых проектов в СКФУ. Все главы и разделы выделяется в соответствии с заданием. Объем курсовой работы не должен превышать 50 страниц машинописного текста.

Кроме обязательных графических приложений могут быть представлены и другие геологические чертежи.

Графические приложения вычерчиваются на ватмане тушью. Допускается использование компьютерной техники при составлении и печати графических приложений. Графические приложения должны быть выполнены в соответствии с требованиями действующих инструкций на картосоставительские и чертежно-оформительские работы геологоразведочных организаций. Формат листа с графическими приложениями – А1 – А4..

Текст курсовой работы выполняются строго с использованием компьютерной техники. Текст должен иметь следующие параметры:

- формат бумаги А4, бумага белая;
- поля: верхнее – 20 мм, нижнее и левое – 30 мм, правое – 15 мм;
- межстрочное расстояние – полуторное;
- шрифт – Times New Roman Суг;
- размер шрифта 1.4 пунктов;
- красная строка – 1,25 см;
- рисунки нумеруются снизу, таблицы – сверху;
- страницы нумеруются сверху, по центру.

Последовательность выполнения задания

Выдача задания на курсовое проектирование проводится руководителем курсовой работы первой недели занятий в 9 семестре. Ход выполнения курсового проектирования контролируется руководителем во время проведения консультаций.

Примерный календарный план выполнения курсовой работы выглядит следующим образом: общий раздел – 2 недели; специальный раздел – 5 недель; проектный раздел – 5 недель; составление графических приложений – 2 недели

Критерии оценивания работы

Промежуточная аттестация в форме курсовой работы

Оценка «отлично» выставляется студенту, если необходимые практические компетенции сформированы, исчерпывающе, последовательно, четко и логически стройно излагает материал курсовой работы, умеет увязывать теорию с практикой, свободно справляется с задачами, вопросами и другими видами применения знаний, причем не затрудняется с ответом при видоизменении заданий, использует в ответе дополнительный материал, все предусмотренные заданием на курсовая работа учебные задания выполнены, качество их выполнения оценено числом баллов, близким к максимальному.

Оценка «хорошо» выставляется студенту, если необходимые практические компетенции в основном сформированы, все предусмотренные методическими указания к курсовому проекту учебные задания выполнены, качество их выполнения достаточно высокое. Студент твердо знает материал, грамотно и по существу излагает его, не

допуская существенных неточностей в ответе на вопрос, правильно применяет теоретические положения при решении практических вопросов и задач, владеет необходимыми навыками и приемами их выполнения.

Оценка «удовлетворительно» выставляется студенту, если необходимые практические компетенции в основном сформированы, большинство предусмотренных методическими указания к курсовому проекту учебных задач выполнено, но в них имеются ошибки, при ответе на поставленный вопрос студент допускает неточности, недостаточно правильные формулировки, наблюдаются нарушения логической последовательности в изложении программного материала.

Оценка «неудовлетворительно» выставляется студенту, если он не знает значительной части материала по курсовому проекту, допускает существенные ошибки, неуверенно, с большими затруднениями выполняет обоснование подсчетных параметров, необходимые практические компетенции не сформированы, большинство предусмотренных методическими указания к курсовому проекту учебных заданий не выполнено, качество их выполнения оценено числом баллов, близким к минимальному

Порядок защиты работы

Защита выполненной работы проводится в течение пятнадцатой и шестнадцатой недель занятий в 8 семестре. Проект защищается студентом перед комиссией и оформляется протоколом защиты. К защите принимается только проверенный руководителем курсовая работа, включающий в себя пояснительную записку и графические приложения.

Если задание по курсовому проекту не выполнено (полностью или частично), проект к защите представлен быть не может. В этом случае защита проекта проводится только после полного выполнения студентом задания на курсовое проектирование.

При проверке задания, оцениваются:

- последовательность и рациональность выполнения;
- полное и точное изложение информации по теме;
- правильное определение подсчетных параметров;
- графические приложения, подобранные к главам проекта.

При защите курсовой работы оцениваются:

- грамотность и точность подачи теоретического материала;
- правильность выполнения описания предложенного преподавателем задания;
- умение достоверно и четко объяснить ход выполнения задания и обосновать

выводы, сделанные в ходе выполнения курсовой работы;

- правильность составления презентации.

Список литературы

Основная литература:

1. Нефтегазопромысловая геология и гидрогеология залежей углеводородов: Учебник для вузов / И.П. Чоловский, М.М. Иванова, И.О. Гутман, С.Б. Вагин, Ю.И. Братин. - М.: ГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2002. - 456 с.
2. Иванова М.М., Чоловский И.П., Брагин Ю.И. Нефтегазопромысловая геология: Учебник для вузов. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2000. – 414 с.

Дополнительная литература:

1. Иванова М.М., Дементьев Л.Ф., Чоловский И.П. Нефтегазопромысловая геология и

- геологические основы разработки месторождений нефти и газа-2-е изд., перераб. и доп. М.: Недра, 1992.-383 с.
2. Жданов М.А. Нефтегазопромысловая геология и подсчет запасов нефти и газа: Учебное пособие для вузов. - 2-е изд., перераб. и доп. М.: Недра, 1981.- 453 с.
 3. Нефтегазопромысловая геология: терминологический справочник. М: «Твант», 1994.
 4. Справочник по нефтепромысловой геологии / Н.Е.Быков, А.Я. Фурсов, М.И. Максимов и др. М.: Недра, 1981. -525 с.
 5. Спутник нефтегазопромыслового геолога: Справочник /Под ред. И.П. Чоловского. М.: Недра, 1989. -376 с.
 6. Нефтегазопромысловая геология: Терминологический справочник / Под ред. М.М. Ивановой. М: Недра, 1983. -262 с.
 7. В.И. Кудинов, Б.М. Сучков Новые технологии повышения добычи нефти. - Самара: Кн. изд-во, 1998. - 368 с.
 8. Ягафаров А.К., Курамшин Р.М., Демичев С.С. Интенсификация притоков нефти из скважин на месторождениях Западной Сибири. - Тюмень: Слово, 2000. -223 с.
 9. Правила создания и эксплуатации подземных хранилищ газа в пористых пластах. - М.: ВНИИГАЗ, 1994.-40 с.
 10. Методические рекомендации по оформлению дипломных и курсовых проектов (работ). - Ставрополь: СевКавГТУ, 2001. - 27 с.

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ
ФЕДЕРАЦИИ
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего
образования
«СЕВЕРО-КАВКАЗСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

**Методические указания
по организации и проведению самостоятельной работы
по дисциплине
ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ЭФФЕКТИВНОГО
ИСПОЛЬЗОВАНИЯ НЕДР**

Специальность	21.05.03 Технология геологической разведки
Специализация	Геофизические методы исследования скважин
Год начала обучения	2026
Форма обучения	очная
Реализуется в семестре	8

Методические рекомендации предназначены для студентов специальности 21.05.02
Прикладная геология

Цель методических рекомендаций:

1. Методическое сопровождение процесса введения и реализации требований федерального государственного образовательного стандарта высшего образования (далее ФГОС ВО), помощь при разработке рабочих учебных программ дисциплин образовательной программы (далее ОП).
2. Создания в образовательном учреждении учебно-методического обеспечения образовательного процесса.

Методические рекомендации определяют сущность самостоятельной работы студентов в вузе, ее назначение, планирование, формы организации и виды контроля.

Содержание

1. Нормативное обеспечение самостоятельной работы в ФГОС ВО
2. Назначение и виды самостоятельной работы студентов
3. Контроль самостоятельной работы студентов преподавателями

1. Нормативное обеспечение самостоятельной работы в ФГОС ВО

1.1. Требования к условиям реализации ОП:

- требования к обязательному минимуму содержания образовательной программы подготовки бакалавра, к условиям ее реализации и срокам ее освоения определяются настоящим ФГОС ВО;

- в программу специалитета входит «Дисциплины (модули)», который включает дисциплины (модули), относящиеся к обязательной части программы и дисциплины (модули), относящиеся к части, формируемой участниками образовательных отношений. Дисциплины (модули), относящиеся к обязательной части программы специалитета, являются обязательными для освоения обучающимся вне зависимости от направленности (профиля) программы специалитета, которую он осваивает. Набор дисциплин (модулей), относящихся к обязательной части программы специалитета, вуз определяет самостоятельно в объеме, установленном настоящим ФГОС ВО. Дисциплины (модули), относящиеся к части, формируемой участниками образовательных отношений определяют направленность (профиль) программы специалитета. Набор дисциплин (модулей), относящихся к части, формируемой участниками образовательных отношений, определяет вуз самостоятельно в объеме, установленном настоящим ФГОС ВО. После выбора обучающимся направленности (профиля) программы, набор соответствующих дисциплин (модулей) становится обязательным для освоения обучающимся;

- максимальный объем учебной нагрузки студента устанавливается 54 часа в неделю, включая все виды аудиторной и внеаудиторной (самостоятельной) учебной работы.

Помещения для самостоятельной работы обучающихся должны быть оснащены компьютерной техникой с возможностью подключения к сети «Интернет» и обеспечением доступа в электронную информационно-образовательную среду организации. Библиотека вуза должна иметь достаточное количество современных учебников и учебных пособий по всем дисциплинам и постоянно восполняться научной литературой и периодическими изданиями нефтегазового профиля.

Объем времени, отведенный на внеаудиторную самостоятельную работу, находит отражение:

- в рабочем учебном плане,
- в рабочих программах учебных дисциплин с распределением по разделам или конкретным темам.

2. Назначение и виды самостоятельной работы студентов

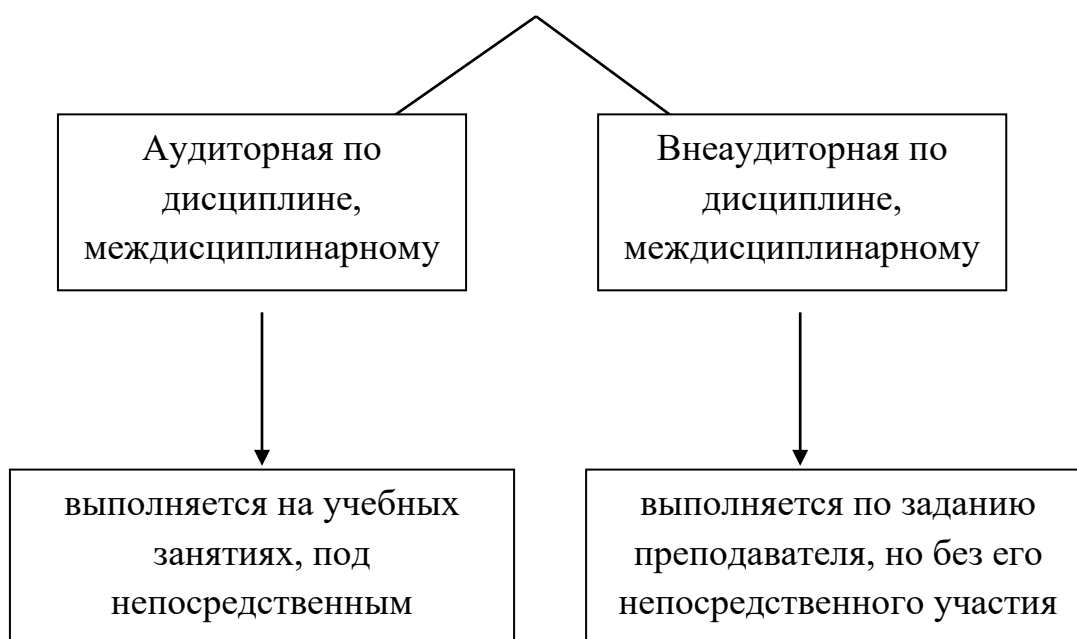
Самостоятельная работа проводится с целью:

- систематизации и закрепления полученных теоретических знаний и практических умений студентов;
- углубления и расширения теоретических знаний;
- формирования умений использовать нормативную, правовую, справочную документацию и специальную литературу;
- развития познавательных способностей и активности студентов: творческой инициативы, самостоятельности, ответственности, организованности;

- формирование самостоятельности мышления, способностей к саморазвитию, совершенствованию и самоорганизации;
- формирования практических (общеучебных и профессиональных) умений и навыков;
- развитию исследовательских умений.

Внеаудиторная самостоятельная работа – планируемая учебная, учебно-исследовательская, научно-исследовательская работа студентов, выполняемая во внеаудиторное время по заданию и при методическом руководстве преподавателя, но без его непосредственного участия.

В учебном процессе образовательного учреждения выделяются два вида самостоятельной работы:



3. Контроль самостоятельной работы студентов преподавателями

Контроль самостоятельной работы студентов предусматривает:

- соотнесение содержания контроля с целями обучения;
- объективность контроля;
- валидность контроля (соответствие предъявляемых заданий тому, что предполагается проверить);
- дифференциацию контрольно-измерительных материалов.

Формы контроля самостоятельной работы

1. Просмотр и проверка выполнения самостоятельной работы преподавателем.
2. Самопроверка, взаимопроверка выполненного задания в группе.
3. Обсуждение результатов выполненной работы на занятии.
4. Тестирование.
5. Письменный опрос.
6. Устный опрос.

7. Индивидуальное собеседование.
8. Коллоквиум.
9. Отчет о проделанной работе.
10. Защита рефератов или курсовой работы.
11. Творческий конкурс.
12. Интернет-конференции.
13. Контрольная работа.

Критерии оценки результатов самостоятельной работы

Критериями оценок результатов внеаудиторной самостоятельной работы студента являются:

- уровень освоения студентами учебного материала;
- умения студента использовать теоретические знания при выполнении практических задач;
- сформированность общеучебных умений;
- умения студента активно использовать электронные образовательные ресурсы, находить требующуюся информацию, изучать ее и применять на практике;
- обоснованность и четкость изложения ответа;
- оформление материала в соответствии с требованиями;
- умение ориентироваться в потоке информации, выделять главное;
- умение четко сформулировать проблему, предложив ее решение, критически оценить решение и его последствия;
- умение показать, проанализировать альтернативные возможности, варианты действий;
- умение сформировать свою позицию, оценку и аргументировать ее.

Содержание внеаудиторной самостоятельной деятельности студентов

Методические указания для студентов по выполнению самостоятельной работы:

1. Подготовка к лекциям;
2. Подготовка к практическим занятиям;
- 3 Самостоятельное изучение учебной литературы.

Список литературы

1. Ерёмин, Н. А. Современная разработка месторождений нефти и газа [[Текст]]: Умная скважина. Интеллектуальный промысел. Виртуальная компания : учеб. пособие / Н. А. Ерёмин ; РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина. - Москва : Недра, 2008. - 244 с. : ил. - Библиогр.: с. 241.
2. Сизов, В. Ф. (СевКавГТУ). Разработка нефтяных и газовых месторождений [[Текст]] : учеб. пособие (курс лекций) / В. Ф. Сизов ; ГОУ ВПО Сев.- Кав. гос. техн. ун-т. - Ставрополь : Издательство СевКавГТУ, 2008. - 154 с. - Библиогр. с. 152 (12 назв.).