

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 «Определение параметров продуктивного пласта»
для специальности 21.05.03 Технология геологической разведки

**Ставрополь
2026**

ОГЛАВЛЕНИЕ

Лабораторная работа 1. Изучение макронеоднородности продуктивного горизонта

Лабораторная работа 2. Количественная оценка макронеоднородности продуктивных пластов.

Лабораторная работа 3. Исследование нефтяных скважин методом восстановления давления

Лабораторная работа 4. Интерпретация результатов исследования газовых скважин при нестационарных режимах

Лабораторная работа 5. Определение параметров продуктивных пластов гидродинамическими методами при установившейся фильтрации газа

Лабораторная работа 6. Оценка коэффициента пористости на учебном гелиевом порозиметре НЕР-Е

Лабораторная работа 7. Определение плотности образца керна

Лабораторная работа 8. Метод определения коэффициента абсолютной газопроницаемости при стационарной фильтрации на установке GPE-30

ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА 1.

ИЗУЧЕНИЕ МАКРОНЕОДНОРОДНОСТИ ПРОДУКТИВНОГО ГОРИЗОНТА

Цель. Приобретение навыков по составлению карт расчленённости пород пласта.

Теоретическая часть

Под геологической неоднородностью понимают изменчивость природных характеристик нефтегазонасыщенных пород в пределах залежи. Геологическая неоднородность оказывает огромное влияние на выбор систем разработки и на эффективность извлечения нефти из недр на степень вовлечения объема залежи в процессе дренирования. Различают два основных вида геологической неоднородности макroneоднородность и микroneоднородность (будет рассмотрена на последующих практических занятиях).

Макroneоднородность отражает морфологию залегания пород-коллекторов в объеме залежи углеводородов, т.е. характеризует распределение в ней коллекторов и неколлекторов.

Для изучения макroneоднородности используются материалы ГИС по всем пробуренным скважинам. Надежную оценку макroneоднородности можно получить только при наличии квалифицированно выполненной детальной корреляции продуктивной части разрезов скважин.

Особую важность детальная корреляция и изучение макroneоднородности приобретают при расчлененности продуктивных горизонтов непроницаемыми прослоями.

Макroneоднородность изучают по вертикали (по толщине горизонта) и по простиранию пластов (по площади).

По толщине макroneоднородность проявляется в присутствии в разрезе горизонта нескольких продуктивных пластов и прослоев коллекторов обычно в разном количестве на различных участках залежей вследствие наличия мест их слияния, отсутствия в разрезе некоторых пластов, уменьшения нефтенасыщенной толщины в водонефтяной (газовой) части залежи за счет неучета водоносных нижних пластов и др. Соответственно макroneоднородность проявляется и в изменчивости нефтенасыщенной толщины горизонта в целом.

По простиранию макroneоднородность изучается по каждому из выделенных в разрезе горизонта пластов-коллекторов. Она проявляется в изменчивости их толщин вплоть до нуля, т.е. наличии зон отсутствия коллекторов (литологического замещения или выклинивания). При этом важное значение имеет характер зон распространения коллекторов.

Основой для изучения макронеоднородности служит детальная корреляция продуктивных пластов. Макроструктура может быть отражена графическими и количественными методами.

Графически макронеоднородность по вертикали (по толщине объекта) отображается с помощью:

- 1 - Геолого-статистических разрезов (см. практическое занятие6);
- 2 - Геологических профильных разрезов;
- 3 - Зональных карт.

Макроструктура по площади отражается с помощью карт распространения коллекторов каждого пласта, на которых показываются границы и площади коллектора и неколлектора.

Зональные карты продуктивного пласта получаются в результате наложения друг на друга карт распространения коллекторов отдельных прослоев, слагающих пласт. На зональных картах продуктивного пласта показываются зоны:

- распространения проницаемых прослоев, слагающих пласт;
- слияния всех проницаемых прослоев;
- зоны слияния отдельных проницаемых прослоев.

По вертикали (по толщине объекта) макронеоднородность отображается с помощью профилей (рисунок 1.1) и схем детальной корреляции. По площади она отображается с помощью карт распространения коллекторов каждого пласта (рисунок 1.2), на которых показываются границы площадей распространения коллектора и неколлектора, а также участки слияния соседних пластов.

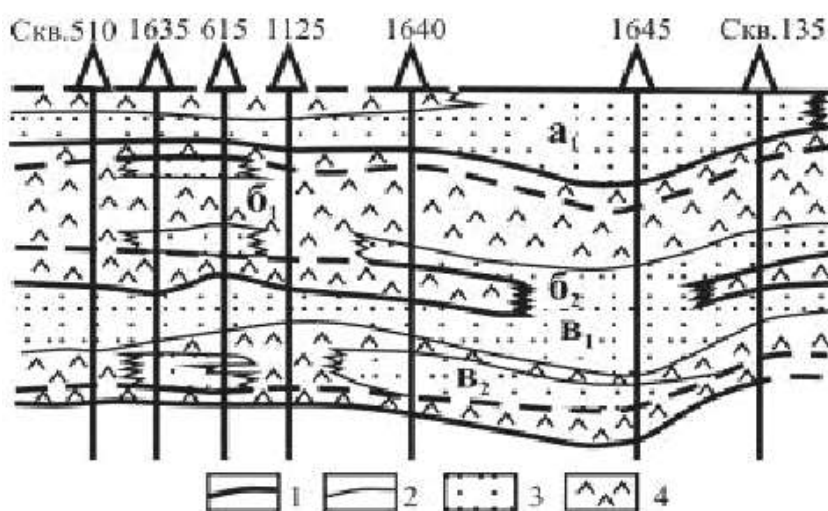


Рисунок 1.1 – Отображение макронеоднородности на фрагменте геологического разреза горизонта: кровля и подошва: 1 – пласта; 2 – прослоя, 3 – коллектора, 4 – неколлектора, а-в индексы пластов-неколлекторов

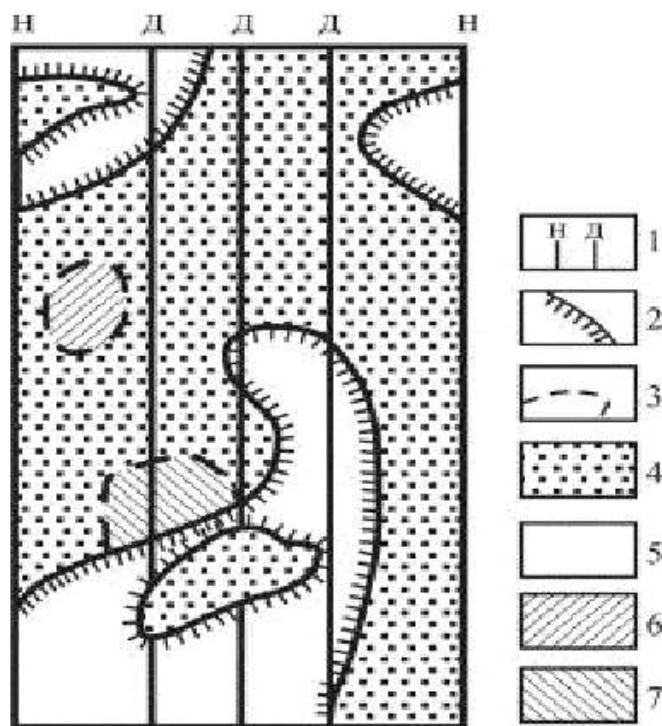


Рисунок 1.2 – Фрагмент карты распространения коллекторов

одного из пластов горизонта: 1 – ряды скважин: Н – нагнетательных; Д – добывающих; 2 – границы распространения коллекторов; 3 – границы слияния; участки: 4 – распространения коллекторов; 5 – распространения неколлекторов; 6 – слияния пласта с вышележащим пластом; 7 – слияния пласта с нижележащим пластом

Изучение макронеоднородности позволяет решать следующие задачи при подсчете запасов и проектировании разработки:

- моделировать форму сложного геологического тела (пород-коллекторов), служащегоместилищем нефти или газа;
- выявлять участки повышенной толщины коллекторов, возникающей в результате слияния прослоев (пластов), и соответственно возможные места перетока нефти и газа между пластами при разработке залежи;
- определять целесообразность объединения пластов в единый эксплуатационный объект;
- обосновывать эффективное расположение добывающих и нагнетательных скважин;
- прогнозировать и оценивать степень охвата залежи разработкой;
- подбирать аналогичные по показателям макронеоднородности залежи с целью переноса опыта разработки ранее освоенных объектов.

Зональные карты используются при анализе разработки и выборе мероприятий по воздействию на пласт.

Оборудование и материалы. Таблицы (приложение Б), карты.

Техника безопасности - приложение А

Задания.

Исходными данными для выполнения задания являются схема расположения скважин на участке (рисунок 1.3) и сведения о толщинах продуктивного горизонта А и его проницаемых пропластков, б, вв скважинах (приложение Б).

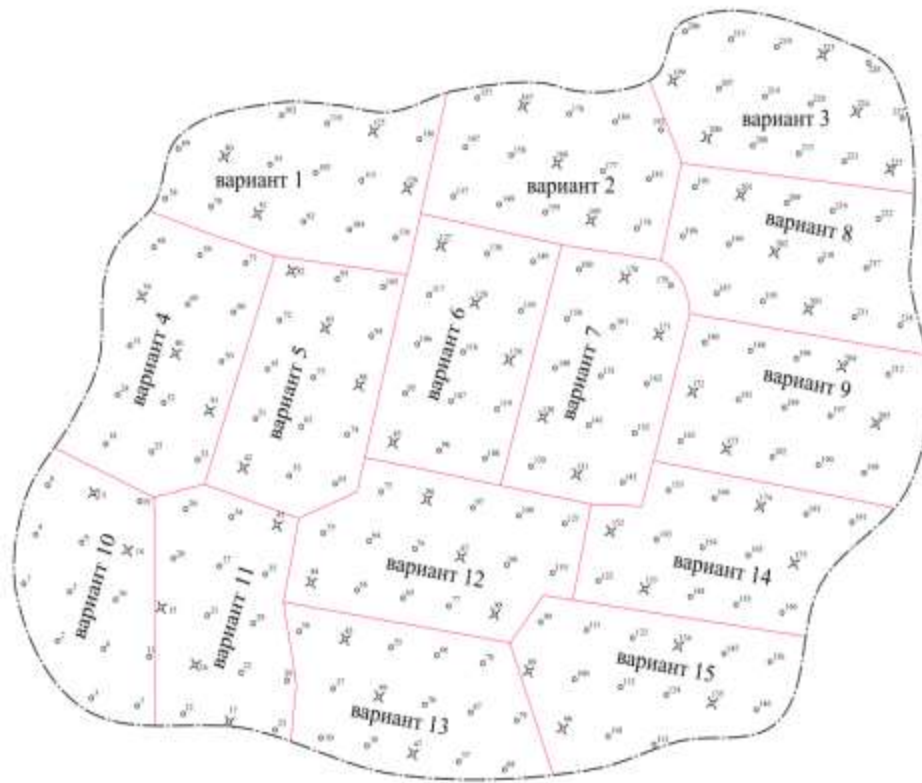


Рисунок 1.3 Схема расположения скважин на участке

1. Построить карту расчленённости пород пласта А
2. По трём картам расчлененности пропластков выделить области отсутствия пласта-коллектора, области распространения а, б, в, области слияния аб, бв, абв.

Содержание отчета. В отчете следует отразить: цель работы, краткое теоретическое обоснование ход выполнения лабораторной работы. Полученные данные представить в виде карты расчленённости пород пласта А.

Защита работы проводится в устной форме.

Контрольные вопросы.

1. Что такое макронеоднородность? Каким образом изучается?
2. Как графически изображается макронеоднородность?
3. Какие задачи можно решить, изучая макронеоднородность?

Список литературы.

1. Андреев, В.М. Практикум по нефтегазопромысловой геологии / В.М. Андреев, В.А. Гридин, Э.С. Сианисян, С.В. Сикорская; ЮФУ. – Ростов-на-Дону, 2013. – 80 с.
2. Бадьянов В.А. Методика детального расчленения и корреляции неоднородных продуктивных горизонтов / В.А. Бадьянов // Тр. Гипротюменнефтегаза. – 1972. – Вып. 30. – 315 с.

ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА 2. КОЛИЧЕСТВЕННАЯ ОЦЕНКА МАКРОНЕОДНОРОДНОСТИ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ.

Цель. Приобретение навыков по количественной оценке макронеоднородности продуктивных пластов.

Теоретическая часть

Для количественной оценки морфологической макронеоднородности пласта рассчитываются различные коэффициенты. Основой для их расчета служат материалы зональной корреляции, литолого-фациальные и зональные карты.

Существуют следующие количественные показатели, характеризующие макронеоднородность пласта по разрезу и по площади. Для характеристики макронеоднородности разреза используются:

1. **Коэффициент расчлененности**, показывающий среднее число прослоев коллекторов в пределах залежи:

$$K_p = \left(\sum_{i=1}^N n_i \right) / N \quad (2.1)$$

где n_i —число прослоев коллекторов в i -й скважине; N — число скважин.

2. **Коэффициент песчанистости**, показывающий долю объема коллектора (или толщины пласта) в общем объеме (толщине) залежи:

$$K_{песч} = \frac{\sum_{i=1}^N h_{эф}}{\sum_{i=1}^N h_{общ}} \quad (2.2)$$

где $h_{эф}$ —эффективная толщина пласта в скважине; N — число скважин.

Для характеристики макронеоднородности по **площади** применяются:

3. **Коэффициент литологической связности**, оценивающий степень слияния коллекторов двух пластов (прослоев):

$$K_{св} = F_{сл} / F_{зал}; \quad (2.3)$$

где $F_{сл}$ — площадь участков слияния; $F_{зал}$ — площадь залежи.

4. **Коэффициент распространения коллекторов** на площади залежи. Характеризует степень прерывистости коллекторов в пределах залежи:

$$K_{распр} = F_{кол} / F_{зал}; \quad (2.4)$$

где $F_{кол}$ — площадь участков слияния; $F_{зал}$ — площадь залежи.

5. **Коэффициент сложности границ** распространения коллекторов пласта. Характеризует отношение длины границ участков распространения коллекторов к периметру залежи:

$$K_{сложн} = L_{кол} / L_{зал}; \quad (2.5)$$

где $L_{кол}$ — суммарная длина границ участков с распространением пород-коллекторов, $L_{зал}$ — длина внешнего контура нефтеносности или газоносности залежи.

Для характеристики макронеоднородности пласта по площади применяются статистические числовые характеристики. Так, например, используется дисперсия статистической совокупности с качественным признаком, с помощью которого оценивается пространственная выдержанность пластов:

$$\sigma^2 = \omega(1 - \omega) = \frac{N_{\kappa}}{N} \left(1 - \frac{N_{\kappa}}{N}\right) \quad (2.6)$$

где N_{κ} - число скважин, вскрывающих коллектор; N — общее число пробуренных скважин.

Оборудование и материалы.

Техника безопасности - приложение А

Задания.

Исходными данными для выполнения задания являются схема расположения скважин на участке (рисунок 2.3) и сведения о толщинах продуктивного горизонта А и его проницаемых пропластков, б, в в скважинах (приложение Б).

Оценить:

- 1) коэффициент расчлененности;
- 2) коэффициент песчанистости;
- 3) коэффициент литологической связности;
- 4) коэффициент распространения коллекторов;
- 5) коэффициент сложности границ.

Содержание отчета. В отчете следует отразить: цель работы, краткое теоретическое обоснование ход выполнения лабораторной работы. Полученные данные представить в виде результатов расчётов коэффициентов, характеризующих неоднородность пласта.

Защита работы проводится в устной форме.

Контрольные вопросы.

1. Приведите расчётные коэффициенты, используемые для характеристики макронеоднородности разреза.
2. Приведите расчётные коэффициенты, используемые для характеристики микронеоднородности по площади.
3. Какие статистические числовые характеристики используются для характеристики микронеоднородности?

Список литературы.

1. Быков, Н. Е. Справочник по нефтепромысловой геологии / Н. Е. Быков, А. Я. Фурсов, М. И. Максимов и др. — М.: Недра, 1981. — 525 с.
2. Нефтегазопромысловая геология: Терминологический справочник / Под ред. М. М. Ивановой. — М.: Недра, 1983. — 262 с.

ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА 3.

ИССЛЕДОВАНИЕ НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН МЕТОДОМ ВОССТАНОВЛЕНИЯ ДАВЛЕНИЯ

Цель. Приобретение навыков по обработке данных, полученных в процессе исследования нефтяных скважин и определению параметров продуктивных пластов по результатам газодинамических исследований скважин.

Теоретическая часть

Исследования на нефтяных месторождениях проводятся для получения данных о продуктивном пласте, насыщающих его жидкостях, а также о скважинах для установления рационального режима разработки месторождения, дальнейшего его контроля и корректировки.

Принято считать, что исследования скважин при неустановившемся режиме дают больше информации, чем исследования методом установившихся отборов. При обработке кривой восстановления давления (КВД) получают среднее значение гидропроводности или проницаемости на различных расстояниях от скважины, определяют коэффициент пьезопроводности и приведенный радиус скважины, оценивают коэффициент дополнительных потерь давления (показатель скин-эффекта), определяют пластовое давление и приближенный коэффициент продуктивности скважины.

Исследование скважин при неустановившемся режиме фильтрации – это исследование при режиме, изменение которого происходит только под действием упругих сил пласта и насыщающих его жидкостей. По существу это исследование перехода работы пласта с одного установившегося режима на другой под действием этих сил.

При интерпретации данных исследования принимают расширяющуюся зону за круговую с радиусом R , соответствующим определенному времени t . Прошедшему с момента изменения режима. Свойства продуктивного пласта на расстоянии R от скважины принимаются одинаковыми – средними по пласту (рисунок 3.1).

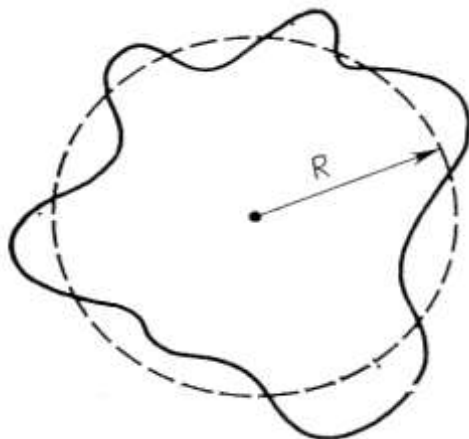


Рисунок 3.1 – Расширяющаяся зона нарушения режима в неоднородном пласте

Вследствие того, что изменение режима происходит за счет упругих сил, при интерпретации используют уравнение упругого режима (1).

$$\Delta P(t) = \frac{Q\mu_n b_n}{4\pi K h} \ln \frac{2,25 \chi t}{r_{np}^2}, \quad (3.1)$$

где $\Delta P(t)$ - изменение перепада забойных давлений в функции времени, Па; Q - установившийся дебит скважины, измеренный на поверхности, с которым скважина работала до закрытия, м³/с; μ_n - вязкость нефти в пластовых условиях, Па*с; b_n - объемный коэффициент нефти при пластовой температуре; K - проницаемость дренируемой зоны, м²; h - эффективная толщина пласта, м; χ - коэффициент пьезопроводности реагирующей зоны пласта, м²/с; r_{np} - приведенный радиус скважины, м

Уравнение (10.1) перепишем в виде (10.2):

$$\Delta P(t) = \frac{Q\mu_n b_n}{4\pi K h} \ln \frac{2,25 \chi}{r_{np}^2} + \frac{Q\mu_n b_n}{4\pi K h} \ln t \quad (3.2)$$

Данное выражение является уравнением прямой в координатах $\Delta P - \ln t$, при этом отрезок, отсекаемый прямой на оси ординат,

$$\alpha = \frac{Q\mu_n b_n}{4\pi K h} \ln \frac{2,25 \chi}{r_{np}^2} \quad (3.3)$$

а угловой коэффициент прямой i :

$$i = \frac{Q\mu_n b_n}{4\pi K h} \quad (10.4)$$

С учетом принятых обозначений уравнение (3.1) запишем в виде (3.5):

$$\Delta P = \alpha + i \cdot \ln t. \quad (3.5)$$

Рассмотрим методику и порядок выполнения лабораторной работы.

Для интерпретации кривой восстановления давления (КВД) необходимо:

1. Для фиксированных значений времени t вычислить $\ln t$;
2. Построить зависимость ΔP - $f(t)$ в координатах ΔP - $\ln t$ (пример на рисунке 3.2);
3. Прокстрополировать прямолинейный участок данной зависимости до пересечения с осью ординат и определить численное значение α ;

4. Рассчитать угловой коэффициент:

$$i = \frac{\Delta P_{\text{заб } 2} - \Delta P_{\text{заб } 1}}{\ln t_2 - \ln t_1}. \quad (3.6)$$

5. Вычислить коэффициент гидропроводности ε :

$$\varepsilon = \frac{Kh}{\mu_c} = \frac{2,3Qb}{4\pi i}. \quad (3.5)$$

6. При известной величине h рассчитать коэффициент подвижности K/μ ;

7. Определить проницаемость K ;

8. Рассчитать коэффициент пьезопроводности:

$$\chi = \frac{K}{\mu_n(m\beta_{\text{жс}} + \beta_n)} \quad (13.8)$$

где m - коэффициент пористости; $\beta_{\text{ж}}$ и $\beta_{\text{п}}$ - соответственно коэффициент сжимаемости жидкой и горной породы, $\beta_{\text{ж}} = 9,5 \cdot 10^{-10} \text{ 1/Па}$; $\beta_{\text{п}} = 2 \cdot 10^{-10} \text{ 1/Па}$.

9. Вычислить приведенный радиус скважины:

$$r_{\text{пр}} = \sqrt{\frac{2,25\chi}{10^{\alpha/i}}} \quad (3.9)$$

10. Показатель скин-эффекта (суммарный коэффициент дополнительных потерь)

$$S = \ln \frac{r_c}{r_{\text{пр}}} \quad (3.10)$$

11. Потери давления на преодоление дополнительных сопротивлений в впризабойной зоне пласта (ПЗП), МПа:

$$\Delta P_{\text{д}} = iS / 1,15 \quad (3.11)$$

12. Депрессия давления при работе скважины на установившемся режиме, МПа:

$$\Delta P_{\text{заб } 0} = i \left(\ln \frac{R_K}{r_{\text{пр}}} \right) / 1,15 \quad (3.12)$$

13. Пластовое давление при работе на установившемся режиме, МПа:

$$P_{\text{пл}} = P_{\text{заб } 0} + \Delta P_{\text{заб } 0}, \quad (3.13)$$

14. Коэффициент продуктивности скважины, т/(сут•МПа):

$$K_{\text{пр}} = Q / \Delta P_{\text{заб } 0} \quad (3.14)$$

15. Относительная потеря депрессии на преодоление дополнительного сопротивления в ПЗП, %:

$$\eta_s = 100 \frac{\Delta P_{\partial}}{\Delta P_{заб0}} \quad (3.15)$$

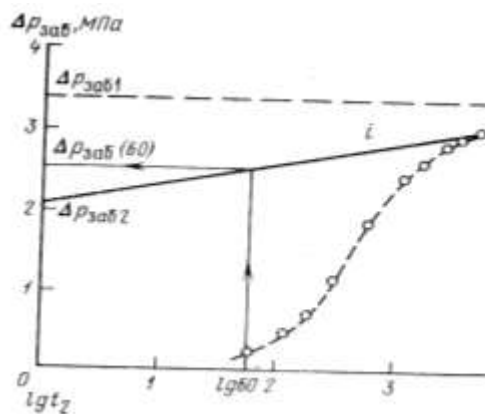


Рисунок 3.2 – Кривая восстановления давления (КВД) в координатах ΔP и $\lg t$

В нефтегазопромысловой геологии применяется оценочная классификация песчано-алевритовых коллекторов нефти и газа А.А. Ханина. В соответствии с этой классификацией породы с абсолютной межзерновой проницаемостью по газу меньше 0,1 мД отнесены к неколлекторам, т. е. к таким, в которых нефть, если и присутствует, то не может быть извлечена.

По абсолютной проницаемости породы–коллекторы подразделяются на 6 классов:

Таблица 3.3 - Оценочная классификация песчано-алевритовых коллекторов нефти и газа (по А. А. Ханину, 1969)

Класс	Проницаемость по газу, 10^{-12} мкм ²	Проницаемость
1	>1	Очень высокая
2	0,5-1	Высокая
3	0,1-0,5	Средняя
4	0,01-0,1	Пониженная
5	0,001-0,01	Низкая
6	<0,001	Обычно не имеет промышленного значения

Изучение проницаемости позволяет:

- определять кондиционные пределы параметров продуктивных пород;
- прогнозировать при проектировании разработки характер и темп включения в работу различных частей залежи и соответственно процесс обводнения скважин и добываемой продукции из залежи в целом;

– оценивать охват пластов воздействием, выявлять участки, не вовлеченные в разработку, и обосновать мероприятия по улучшению использования недр.

Задача.

Исследуют методом восстановления давления скважину, которая более двух месяцев работала на установившемся режиме с дебитом 80 т/сут. Забойное давление 18,45 МПа (больше давления насыщения). Эффективная толщина пласта 25 м, пористость 20 %. Плотность дегазированной нефти 850 кг/м³, объемный коэффициент 1,2, вязкость нефти в пластовых условиях 2,7 мПа•с, коэффициент сжимаемости нефти $9,5 \cdot 10^{-10}$ 1/Па, коэффициент сжимаемости пористой среды $2 \cdot 10^{-10}$ 1/Па. Радиус скважины по долоту 0,124 м, среднее расстояние до ближайших скважин 250 м.

Определить свойства продуктивного пласта, оценить пластовое давление и коэффициент продуктивности, определить приведенный радиус скважины, долю депрессии, приходящуюся на сопротивление в ПЗП.

Решение.

Перед остановкой скважины режим можно считать установившимся, а давление на забое постоянным.

Обработку результатов исследования проводим в координатах $\Delta P - \ln t$ (рисунок 3.3).

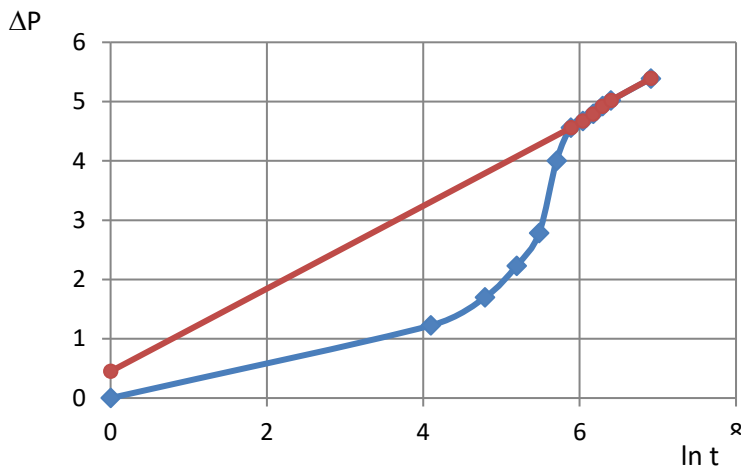


Рисунок 3.3 – КВД в координатах $\Delta P - \ln t$

В таблице 3.1 приведены данные исследования, по которым построена КВД.

Таблица 3.1 - Данные исследования, по которым построена КВД

t,с	Рзаб, МПа	ln t	ΔРзаб, МПа
0	18,451	0	0
60	19,674	4,09	1,22
120	20,148	4,79	1,70
180	20,681	5,19	2,23
240	21,233	5,48	2,78
300	22,452	5,70	4,00
360	23,011	5,89	4,56
420	23,121	6,04	4,67
480	23,245	6,17	4,79
540	23,375	6,29	4,92
600	23,468	6,40	5,02
1000	23,837	6,91	5,39

1. Уклон линейного участка:

$$i = \frac{\Delta P_{заб2} - P_{заб1}}{\ln t_2 - \ln t_1} = \frac{5,39 - 4,56}{6,91 - 5,89} = 0,814 \text{ МПа}$$

2. Продолжение линейного участка отсекает на оси ΔР отрезок α=0,45 МПа.

3. Объемный дебит скважины:

$$Q = Q_m \frac{10^3}{86400 p_{нд}} = 80000 / (86400 \cdot 850) = 1,089 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3/\text{с}$$

4. Коэффициент гидропроводности ε:

$$\varepsilon = \frac{Kh}{\mu} = \frac{2,3 Q b}{4 \pi i} = \frac{2,3 \cdot 1,089 \cdot 10^{-3} \cdot 1,2}{4 \cdot 3,14 \cdot 0,814} = 1,28 \cdot 10^{-10} \text{ м}^3/\text{Па} \cdot \text{с}.$$

5 Коэффициент подвижности

$$K/\mu = \frac{1,28 \cdot 10^{-10}}{25} = 5,11 \cdot 10^{-12}, \text{ м}^2/\text{Па} \cdot \text{с}.$$

6. Коэффициент проницаемости:

$$K = (5,11 \cdot 10^{-12}) \cdot 2,7 = 1,38 \cdot 10^{-14} \text{ м}^2 = 0,014 \text{ Д}.$$

7. Коэффициент пьезопроводности:

$$\chi = \frac{K}{\mu_H (m \beta_{ж} + \beta_{п})} = \frac{0,014 \cdot 10^{-12}}{2,7 \cdot 10^{-3} (0,2 \cdot 9,5 \cdot 10^{-10} + 2 \cdot 10^{-10})} = 0,013 \text{ м}^2/\text{с}$$

8. Приведенный радиус скважины:

$$r_{np} = \sqrt{\frac{2,25x}{10^{\alpha/i}}} = \sqrt{\frac{2,25*0,13}{10^{0,45/0,814}}} = 0,29 м$$

9. Показатель скин-эффекта:

$$S = \ln \frac{r_c}{r_{np}} = \ln \frac{0,124}{0,29} = 6,76$$

10. Потери давления на преодоление дополнительных сопротивлений в ПЗП, МПа:

$$\Delta P_{\phi} = iS / 1,15 = 0,814 * 6,76 / 1,15 = 3,34 \text{ МПа.}$$

11. Депрессия давления при работе скважины на установившемся режиме, МПа:

$$\Delta P_{заб0} = i(\ln \frac{R_K}{r_{np}}) / 1,15 = 0,814(\ln \frac{250}{0,29}) / 1,15 = 4,78 \text{ МПа}$$

12. Пластовое давление при работе на установившемся режиме:

$$P_{пл} = P_{заб0} + \Delta P_{заб0} = 18,45 + 4,78 = 23,38 \text{ МПа}$$

13. Коэффициент продуктивности скважины:

$$K_{пр} = Q / \Delta P_{заб0} = 80 / 4,78 = 17,02 \text{ т/(сут·МПа)}$$

14. Относительная потеря депрессии на преодоление дополнительного сопротивления в ПЗП

$$\eta_s = 100 \cdot 3,34 / 5,6 = 59,6 \%$$

Оборудование и материалы. Исходные данные - приложение В, таблица 3.2.

Техника безопасности - приложение А

Задания.

Рассчитать:

1. Уклон линейного участка;
2. Величину отрезка α ;
3. Объемный дебит скважины;
4. Коэффициент гидропроводности ϵ ;
5. Коэффициент подвижности;
6. Коэффициент проницаемости;
7. Коэффициент пьезопроводности;
8. Приведенный радиус скважины;
9. Показатель скин-эффекта;
10. Потери давления на преодоление дополнительных сопротивлений в ПЗП, МПа;
11. Депрессия давления при работе скважины на установившемся режиме, МПа;
12. Пластовое давление при работе на установившемся режиме;

13. Коэффициент продуктивности скважины;
14. Относительная потеря депрессии на преодоление дополнительного сопротивления в ПЗП.

Провести оценку исследуемого пласта по классификации песчано-алевритовых коллекторов нефти и газа А. А. Ханина.

Содержание отчета.

Исходными данными для выполнения работы являются данные по нефтяным скважинам, вскрывшим продуктивный горизонт.

Таблица 3.2 – Варианты для расчета параметров продуктивного пласта по результатам исследования скважины методом восстановления давления

№ вар-та	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
h, м	15	9	8	11,3	14	16	20	22	19	31
b _н	1,4	1,3	1,1	1,2	1,6	1,4	1,2	1,94	1,4	1,12
μ _{нп} , мПа·с	2,3	2,5	1,9	2,5	2,4	2,1	2,1	2,11	2,53	2,1
m	0,24	0,21	0,26	0,27	0,28	0,29	0,25	0,17	0,25	0,31
Q _м , т/сут	112	84	180	132	260	95	150	124	97	210
ρ _{нд} , кг/м ³	850	830	865	854	846	836	858	867	836	842
R, м	300	450	500	150	200	300	400	300	350	200

В отчете следует отразить: цель работы, краткое теоретическое обоснование, ход выполнения задания. При защите отчета студент должен представить выполненное задание и ответить на вопросы, предложенные преподавателем.

Контрольные вопросы.

1. С какой целью проводятся исследования на нефтяных месторождениях?
2. Перечислите основные параметры, которые получают при обработке кривой восстановления давления (КВД).
3. Охарактеризуйте основные особенности исследования скважин при неустановившемся режиме.
4. Что такое радиус влияния? Приведите схему.
5. Приведите уравнение упругого режима, охарактеризуйте параметры, входящие в уравнение.
6. Охарактеризуйте величины, входящие в уравнение $\Delta P = \alpha + i \cdot \ln t$. Приведите график, позволяющий дать интерпретацию величин α и I , покажите, из какого уравнения и как они выводятся.
7. Каким образом определяются коэффициенты гидропроводности, подвижности, проницаемости. Дайте определение проницаемости, приведите размерности этих величин.
8. Дайте определение пьезопроводности, приведите расчётную формулу для определения пьезопроводности, охарактеризуйте величины, входящие в данную формулу.

9. Приведите расчётные формулы для определения приведённого радиуса скважины и показателя скин-эффекта, охарактеризуйте величины, входящие в данные формулы.

10. Приведите расчётные формулы для определения потери давления на преодоление дополнительных сопротивлений в ПЗП, депрессии давления при работе скважины на установившемся режиме и величины относительной потери депрессии на преодоление дополнительного сопротивления, охарактеризуйте величины, входящие в данные формулы. Что такое ПЗП?

11. Приведите расчётную формулу для определения величины пластового давления при работе на установившемся режиме, охарактеризуйте величины, входящие в данную формулу.

12. Что характеризует коэффициент продуктивности скважины? Каким образом он определяется?

Список литературы.

1. Щуров, В. И. Технология и техника добычи нефти : учебник для вузов / В. И. Щуров. - Изд. 2-е, стер., Перепеч. с изд. 1983 г. - М. : Альянс, 2009. - 510 с. : ил., табл. - Библиогр.: с. 503. - ISBN 5-98535-012-6
2. Быков, Н. Е. Справочник по нефтепромысловой геологии / Н. Е. Быков, А. Я. Фурсов, М. И. Максимов и др. – М.: Недра, 1981. – 525 с.
3. Нефтегазопромысловая геология: Терминологический справочник / Под ред. М. М. Ивановой. – М.: Недра, 1983. – 262 с.

ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА 4. ИНТЕРПРЕТАЦИЯ РЕЗУЛЬТАТОВ ИССЛЕДОВАНИЯ ГАЗОВЫХ СКВАЖИН ПРИ НЕСТАЦИОНАРНЫХ РЕЖИМАХ

Цель. Приобретение навыков по обработке данных, полученных в процессе исследования газовых скважин при неустановившемся режиме.

Теоретическая часть

В процессе исследования регистрируется кривая восстановления забойного давления (КВД) после остановки скважины. Обработка КВД ведётся с использованием следующих уравнений.

Для случая, когда время работы скважины на стационарном режиме T больше времени исследования t ($T \geq 20t$), что отражает пласт с бесконечными границами, используют следующую зависимость.

$$P_3^2(t) - P_{zc}^2 = \frac{Q_{cm} \mu_z z P_0 T_{пл}}{2\pi K h T_{cm} 10^6} \ln \frac{2,25 \chi t}{r_{np}^2}, \quad (4.1)$$

где $P_3^2(t)$ - давление на забое скважины через время t после остановки, МПа

P_{zc}^2 - давление на забое скважины, работавшей на стационарном режиме перед остановкой, МПа;

Q - дебит скважины перед остановкой, м³/с;

μ_g - вязкость газа, Па·с;

z - коэффициент сверхсжимаемости газа;

$T_{пл}$ - пластовая температура, К;

$T_{ст}$ - Стандартная температура, К;

Уравнение (11.1) можно переписать в виде

$$P_3^2(t) = \alpha + \beta \ln t \quad (4.2)$$

где

$$\alpha = P_{zc}^2 + \frac{Q_{cm} \mu_z z P_0 T_{пл}}{2\pi K h T_{cm} 10^6} \ln \frac{2,25 \chi}{r_{np}^2} \quad (4.3)$$

$$\beta = \frac{Q_{cm} \mu_z z P_0 T_{пл}}{2\pi K h T_{cm} 10^6} \quad (4.4)$$

Обработывая результаты исследования в координатах $P_3^2(t) - \ln t$, определяются α и β .

Затем рассчитывают коэффициент гидропроводности

$$\frac{Kh}{\mu_z} = \frac{Q_{cm} z P_0 T_{пл}}{2\pi T_{cm} \beta 10^6} \text{ м}^3/(\text{Па} \cdot \text{с}), \quad (4.5)$$

и коэффициент проницаемости K .

Рассчитывают коэффициент пьезопроводности:

$$\chi = \frac{K}{\mu_w(m\beta_s + \beta_n)}, \text{ M}^2/\text{c}, \quad (4.6)$$

где

$\beta_{\text{г}}$ и $\beta_{\text{п}}$ соответственно коэффициент сжимаемости газа и горной породы

$$\beta_r = (2-100) \cdot 10^{-8} \text{ 1/Па}; \beta_{\Pi} = 1,5 \cdot 10^{-10} \text{ 1/Па}.$$

Приведенный радиус скважины

$$r_{np} = \sqrt{\frac{K}{0.444 * e^{(\alpha - P_{sc}^2) / \beta}}} \quad (4.9)$$

Если время работы на стационарном режиме ($T < 20t$), что характерно для пласта ограниченных размеров, то обработку ведут с использованием следующей зависимости.

$$P_3^2(t) = P_{n,l}^2 - \beta \ln \frac{T+t}{t}, \quad (4.8)$$

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

Оборудование и материалы. Исходные данные приведены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 - Варианты заданий для лабораторной работы «Интерпретация результатов исследования газовых скважин при нестационарных режимах»

Вариант 1										
Скважина работала на стационарном режиме в течение 220 суток с дебитом 521 тыс. м ³ /сут. Эффективная толщина пласта $h = 20$ м, пористость $m = 0,2$, вязкость газа $\mu_r = 0,000013$ Па · с, пластовая температура $T_{пл} = 340$ К, коэффициент сверхсжимаемости $Z=0,9$. $\beta_r=100 \cdot 10^{-8}$ 1/Па, $\beta_n=1,5 \cdot 10^{-10}$ 1/Па										
Результаты исследования скважины:										
t, с	-	60	120	180	600	1200	17280	25920	34600	
							0	0	0	
P _з , МПа	17,4	19,3	20,3	21,3	21,9	22,2	23	23,06	23,07	

Скважина работала на стационарном режиме в течение 60 суток с дебитом 180 тыс. м³/сут. Эффективная толщина пласта $h = 30$ м, пористость $m = 0,27$, вязкость газа $\mu_g = 0,000012$ Па · с, пластовая температура $T_{пл} = 350$ К, коэффициент сверхсжимаемости $Z=0,8$. $\beta_r=100 \cdot 10^{-8}$ 1/Па, $\beta_{п}=1,5 \cdot 10^{-10}$ 1/Па

Результаты исследования скважины:

t, с	-	60	120	180	300	600	1200	2700	4800	19080
P _з , МПа	11,7	11,7 2	11,7 9	11,9 3	11,9 9	12,08	12,15	12,17	12,18	12,2

Вариант 4.

Скважина работала на стационарном режиме в течение 41 суток с дебитом 220 тыс. м³/сут. Эффективная толщина пласта $h = 15$ м, пористость $m = 0,3$, вязкость газа $\mu_g = 0,000013$ Па · с, пластовая температура $T_{пл} = 352$ К, коэффициент сверхсжимаемости $Z=0,8$. $\beta_r=100 \cdot 10^{-8}$ 1/Па, $\beta_{п}=1,5 \cdot 10^{-10}$ 1/Па

Результаты исследования скважины:

t, с	-	60	120	180	240	360	600	126 0	246 0	426 0	660 0	126 60	259 60
------	---	----	-----	-----	-----	-----	-----	----------	----------	----------	----------	-----------	-----------

Вариант 5

Скважина работала на стационарном режиме в течение 47 суток с дебитом 541 тыс. м³/сут. Эффективная толщина пласта $h = 10$ м, пористость $m = 0,28$, вязкость газа $\mu_g = 0,000014$ Па · с, пластовая температура $T_{пл} = 334$ К, коэффициент сверхсжимаемости $Z=0,91$. $\beta_r=100 \cdot 10^{-8}$ 1/Па, $\beta_{п}=1,5 \cdot 10^{-10}$ 1/Па

Результаты исследования скважины:

t, с	-	60	120	180	300	600	900	150 0	270 0	480 0	630 0	141 00	200 00
P _з , МПа	14,8	16,0	16,0 2	16,0 3	16,0 3	16,0 5	16,0 7	16,1	16,1 5	16,2 3	16,2 4	16,2 5	16,2 6

Вариант 6

Скважина работала на стационарном режиме в течение 70 суток с дебитом 450,6 тыс. м³/сут. Эффективная толщина пласта $h = 12$ м, пористость $m = 0,31$, вязкость газа $\mu_g = 0,000012$ Па · с, пластовая температура $T_{пл} = 305$ К, коэффициент сверхсжимаемости $Z=0,78$. $\beta_r=100 \cdot 10^{-8}$ 1/Па, $\beta_{п}=1,5 \cdot 10^{-10}$ 1/Па

Результаты исследования скважины:

t, с	-	60	120	180	300	420	600	900	150 0	210 0	300 0	360 0	450 0	114 00
P _з , МПа	6,2	6,3 1	6,3 3	6,3 3	6,3 4	6,3 6	6,3 7	6,3 7	6,4 1	6,4 8	6,6 8	6,7	6,7 2	6,7 9

Вариант 7

Скважина работала на стационарном режиме в течение 65 суток с дебитом 358,2 тыс. м³/сут. Эффективная толщина пласта $h = 13$ м, пористость $m = 0,27$, вязкость газа $\mu_g = 0,000012$ Па · с, пластовая температура $T_{пл} = 341$ К, коэффициент сверхсжимаемости $Z=1$. $\beta_r=100 \cdot 10^{-8}$ 1/Па, $\beta_{п}=1,5 \cdot 10^{-10}$ 1/Па

Результаты исследования скважины:

t, с	-	60	120	180	300	600	900	150 0	2700	4800	6300
P _з , МПа	9,68	11,02	11,03	113,05	11,09	11,12	11,15	11,2	11,21	11,22	11,225

Вариант 8

Скважина работала на стационарном режиме в течение 45 суток с дебитом 371,4 тыс.

м³/сут. Эффективная толщина пласта $h = 12$ м, пористость $m = 0,35$, вязкость газа $\mu_g = 0,000011$ Па · с, пластовая температура $T_{пл} = 361$ К, коэффициент сверхсжимаемости $Z=0,81$. $\beta_r=100 \cdot 10^{-8}$ 1/Па, $\beta_{п}=1,5 \cdot 10^{-10}$ 1/Па

Результаты исследования скважины:

t, с	-	60	120	180	300	420	600	900	1500	2100	3000	3600	4500	11400
P _з , МПа	10,15	10,31	10,32	10,33	10,34	10,34	10,374	10,37	10,41	10,48	10,66	10,68	10,71	10,79

Вариант 9.

Скважина работала на стационарном режиме в течение 50 суток с дебитом 463,7 тыс. м³/сут. Эффективная толщина пласта $h = 17$ м, пористость $m = 0,26$, вязкость газа $\mu_g = 0,000015$ Па · с, пластовая температура $T_{пл} = 320$ К, коэффициент сверхсжимаемости $Z=0,95$. $\beta_r=100 \cdot 10^{-8}$ 1/Па, $\beta_{п}=1,5 \cdot 10^{-10}$ 1/Па

Результаты исследования скважины:

t, с	-	60	120	180	300	540	840	1440	2340	3540	15240	39240	77040
P _з , МПа	13,1	13,58	13,59	13,6	13,63	13,65	13,67	13,7	13,73	13,76	13,77	13,78	13,79

Вариант 10

Скважина работала на стационарном режиме в течение 54 суток с дебитом 120,6 тыс. м³/сут. Эффективная толщина пласта $h = 25$ м, пористость $m = 0,22$, вязкость газа $\mu_g = 0,000016$ Па · с, пластовая температура $T_{пл} = 335$ К, коэффициент сверхсжимаемости $Z=0,93$. $\beta_r=100 \cdot 10^{-8}$ 1/Па, $\beta_{п}=1,5 \cdot 10^{-10}$ 1/Па

Результаты исследования скважины:

t, с	-	60	120	180	300	600	900	1500	2400	3600	15840	36180	81000
P _з , МПа	7,4	8,13	8,14	8,15	8,16	8,19	8,21	8,25	8,26	8,27	8,29	8,3	8,31

Техника безопасности - приложение А

Задания.

Исходными данными для выполнения работы являются данные по газовым скважинам, вскрывшим продуктивный горизонт.

Т.о., для интерпретации кривой восстановления давления (КВД) необходимо:

1. Для фиксированных значений времени t вычислить $\ln t$;
2. Построить зависимость $P_z^2(t) - \ln t$ в координатах $P_z^2(t) - \ln t$;
3. Прозекстраполировать прямолинейный участок данной зависимости до пересечения с осью ординат и определить численной значение α и β ;
4. Вычислить коэффициент гидропроводности ϵ
5. Определить проницаемость K ;
6. Рассчитать коэффициент пьезопроводности

7. Вычислить приведенный радиус скважины

Содержание отчета.

В отчете следует отразить: цель работы, краткое теоретическое обоснование, ход выполнения лабораторной работы.

Защита работы проводится в устной форме.

Контрольные вопросы.

1. С какой целью проводятся исследования на газовых месторождениях?
2. Перечислите основные параметры, которые получают при обработке кривой восстановления давления (КВД).
3. Охарактеризуйте основные особенности исследования скважин при неустановившемся режиме.
4. Что такое радиус влияния? Приведите схему.
6. Охарактеризуйте величины, входящие в уравнение притока для газовой скважины для неограниченного пласта. Приведите график, дающий интерпретацию величин α и β , покажите, из какого уравнения и как они выводятся.
7. Каким образом определяются коэффициенты гидропроводности, проницаемости. Дайте определение проницаемости, приведите размерности этих величин.
9. Приведите расчётные формулы для определения приведённого радиуса скважины.

Список литературы.

1. Щуров, В. И. Технология и техника добычи нефти : учебник для вузов / В. И. Щуров. - Изд. 2-е, стер., Перепеч. с изд. 1983 г. - М. : Альянс, 2009. - 510 с. : ил., табл. - Библиогр.: с. 503. - ISBN 5-98535-012-6
2. Быков, Н. Е. Справочник по нефтепромысловой геологии / Н. Е. Быков, А. Я. Фурсов, М. И. Максимов и др. – М.: Недра, 1981. – 525 с.
3. Нефтегазопромысловая геология: Терминологический справочник / Под ред. М. М. Ивановой. – М.: Недра, 1983. – 262 с.

ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА 5.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПАРАМЕТРОВ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИМИ МЕТОДАМИ ПРИ УСТАНОВИВШЕЙСЯ ФИЛЬТРАЦИИ ГАЗА

Цель. Приобретение навыков по обработке данных, полученных в процессе исследования газовых скважин при установившемся режиме.

В результате выполнения задания формируется компетенция ПК-14 в части планирования и выполнения аналитических и экспериментальных исследований, критического оценивания результатов исследований.

Теоретическая часть

Уравнение притока газа к скважине (5.1):

$$\Delta P^2 = A Q_{\Gamma} + B Q_{\Gamma}^2 + C. \quad (5.1)$$

Депрессия в газовой скважине определяется по формуле (5.2):

$$\Delta P^2 = P_{nl}^2 - P_{заб}^2. \quad (5.2)$$

Уравнение притока можно записать (12.3):

$$P_{nl}^2 - P_{заб}^2 = \frac{\mu P_0}{\pi K h} \ln \frac{R_{\kappa}}{r_c} Q + \frac{\rho_0 P_0 \beta}{2 \pi^2 h^2 r_c \sqrt{K}} Q^2 \quad (5.3)$$

т.е.

$$A = \frac{\mu P_0}{\pi K h} \ln \frac{R_{\kappa}}{r_c}; \quad B = \frac{\rho_0 P_0 \beta}{2 \pi^2 h^2 r_c \sqrt{K}}. \quad (5.4)$$

Следовательно, коэффициент проницаемости (12.5):

$$K = \frac{\mu P_0}{\pi h A} \ln \frac{R_{\kappa}}{r_c}, \text{ м}^2. \quad (5.5)$$

Оборудование и материалы.

Техника безопасности - приложение А

Задания.

1. Для обработки данных исследований строится зависимость $P_{заб}$ от Q (рисунок 5.1).

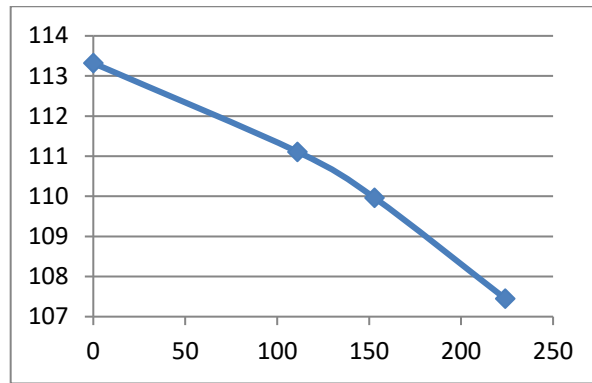


Рисунок 5.1 - Зависимость P_{заб} от Q

2. Затем рассчитывается ΔP^2 и строится зависимость ΔP^2 от Q (рисунок 5.2).

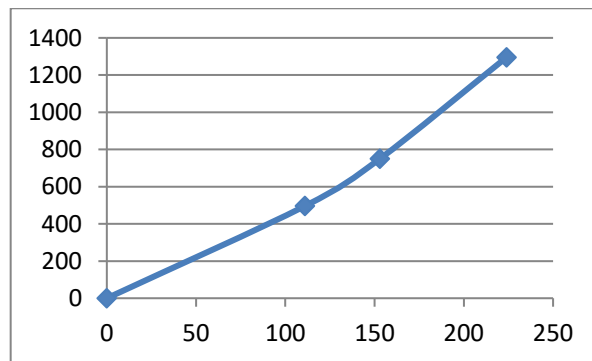


Рисунок 5.2 - Зависимость ΔP² от Q

3. Экстраполируется линия до оси ординат. Отрезок, отсекаемый на оси ординат дает значение коэффициента C (нашем случае C=0).

4. Затем строится зависимость $\Delta P^2/Q$ или $\Delta P^2 - C/Q$ от дебита газа. Экстраполируется прямая линия до оси ординат. Отрезок, отсекаемый на оси ординат дает значение коэффициента A ($\frac{(\text{кгс} / \text{см}^2)^2}{\text{тыс.м}^3 / \text{сут}}$).

$$A = \frac{(\text{кгс} / \text{см}^2)^2}{\text{тыс.м}^3 / \text{сут}} * \frac{10^{10} * 86400}{1000} = \frac{\text{Па}^2}{\text{м}^3 / \text{с}}$$

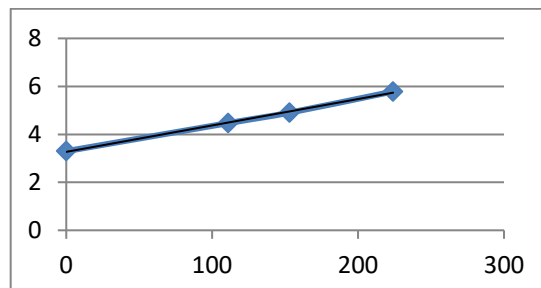


Рисунок 5.3 - Зависимость ΔP²/Q от Q

4. Рассчитывается коэффициент B, используя точки, лежащие на прямой линии:

$$B = \frac{\left(\frac{\Delta P^2 - C}{Q}\right)_4 - \left(\frac{\Delta P^2 - C}{Q}\right)_3}{Q_4 - Q_3}$$

$$B = \frac{(\kappa c / \text{см}^2)^2}{(\text{тыс.м}^3 / \text{сут})^2} * \frac{10^{10} * 86400^2}{10^6} = \frac{\text{Па}^2}{(\text{м}^3 / \text{с})^2}$$

5. Рассчитывается коэффициент проницаемости:

$$K = \frac{\mu P_0}{\pi h A} \ln \frac{R_{\kappa}}{r_c}, \text{ м}^2. \quad (5.5)$$

6. Вычисляется коэффициент вихревых сопротивлений (12.6):

$$\beta = \frac{2B\pi^2 h^2 r_c \sqrt{K}}{\rho_0 P_0}. \quad (5.6)$$

7. Определяется коэффициент газопроводности (5.7):

$$\varepsilon = \frac{Kh}{\mu_c} \quad (5.7)$$

9. Вычисляется коэффициент продуктивности (5.8):

$$K_{\text{пр}} = 1/A \quad (5.8)$$

Содержание отчета.

В отчете следует отразить: цель работы, краткое теоретическое обоснование, ход выполнения лабораторной работы.

Защита работы проводится в устной форме.

Контрольные вопросы.

1. Приведите уравнение притока газа к скважине, охарактеризуйте параметры, входящие в уравнение. Приведите формулу для определения депрессии в газовой скважине

2. Какие графики применяются в процессе обработки данных, полученных в процессе исследования газовых скважин на установившемся режиме? Какие из них отражают линейную зависимость между используемыми переменными?

3. Каким образом определяется величина С, какова её размерность, что она характеризует?

4. Каким образом определяется величина В, какова её размерность, что она характеризует?

5. Каким образом определяется величина А, какова её размерность, что она характеризует?

6. Каким образом определяются коэффициент проницаемости. Дайте определение проницаемости, приведите размерность этой величины.

7. Приведите формулу коэффициента вихревых сопротивлений.

8. Каким образом определяются коэффициент газопроводности? Что характеризует коэффициент продуктивности скважины? Каким образом он определяется? Приведите размерности этих величин

Список литературы.

1. Щуров, В. И. Технология и техника добычи нефти : учебник для вузов / В. И. Щуров. - Изд. 2-е, стер., Перепеч. с изд. 1983 г. - М. : Альянс, 2009. - 510 с. : ил., табл. - Библиогр.: с. 503. - ISBN 5-98535-012-6

2. Быков, Н. Е. Справочник по нефтепромысловой геологии / Н. Е. Быков, А. Я. Фурсов, М. И. Максимов и др. – М.: Недра, 1981. – 525 с.

3. Нефтегазопромысловая геология: Терминологический справочник / Под ред. М. М. Ивановой. – М.: Недра, 1983. – 262 с.

ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА 6.

ОЦЕНКА КОЭФФИЦИЕНТА ПОРИСТОСТИ НА УЧЕБНОМ ГЕЛИЕВОВОМ ПОРОЗИМЕТРЕ НЕР-Е

Цель. Научиться определять коэффициент пористости на учебном гелиевом порозиметре НЕР-Е. Гелиевый порозиметр предназначен для прямого измерения скелетного объема образца керна. Принцип работы основан на законе Бойля-Мариотта.

Теоретическая часть

Гелиевый порозиметр НЕР-Е предназначен для прямого измерения при изотермических условиях скелетного объема образца в измерительной камере.

По прямым измерениям скелетного объема может быть определена пористость и минералогическая плотность образцов с известным весом.

Полный объем (Bulk volume): геометрический объем образца, рассчитываемый из его длины и диаметра.

Скелетный объем (Grain volume): объем твердых частиц образца.

Поровый объем (Pore Volume): объем связанных пор образца, в которые может проникнуть газ.

Пористость (Porosity): определяется как отношение порового объема к полному объему:

$$\text{Пористость} = \frac{\text{Поровый_объем}}{\text{Полный_объем}}, \quad (6.1)$$

$$\text{Поровый_объем} = \text{Полный_объем} - \text{Скелетный_объем}, \quad (6.2)$$

$$\text{Пористость} = \frac{\text{Полный_объем} - \text{Скелетный_объем}}{\text{Полный_объем}}. \quad (6.3)$$

Закон Бойля-Мариотта используется для расчета скелетного и порового объемов на основании двух измерений давления известных масс гелия. Газ изначально находится в эталонной камере известного объема при заданном давлении, а затем расширяется в рабочую камеру с образцом (кернодержатель). По закону Бойля-Мариотта:

$$\frac{P_{\text{ref}} * V_{\text{ref}}}{T_{\text{ref}}} = \frac{P_{\text{exp}} * V_{\text{exp}}}{T_{\text{exp}}}, \quad (6.4)$$

где P_{ref} - начальное давление газа в эталонной камере, V_{ref} - начальный объем газа; T_{ref} - начальная температура газа; P_{exp} - давление после расширения газа; V_{exp} - объем после расширения газа; T_{exp} - температура газа после расширения.

Температура предполагается постоянной в ходе эксперимента, $T_{\text{ref}} = T_{\text{exp}}$.

$$P_{ref} * V_{ref} = P_{exp} * V_{exp} . \quad (6.5)$$

Принцип работы гелиевого поризметра НЕР-Е:

Измерение производится в тот момент, когда давление в рабочей камере и стандартной камере заданного объема выравнивается. Давление в камере составляет порядка 14 бар. Рабочая камера с образцом остается изолированной до момента открытия клапана и начала течения газа в стандартную камеру.

Установка для определения коэффициента пористости (схема - рисунок 6.1, общий вид рисунок 6.2).

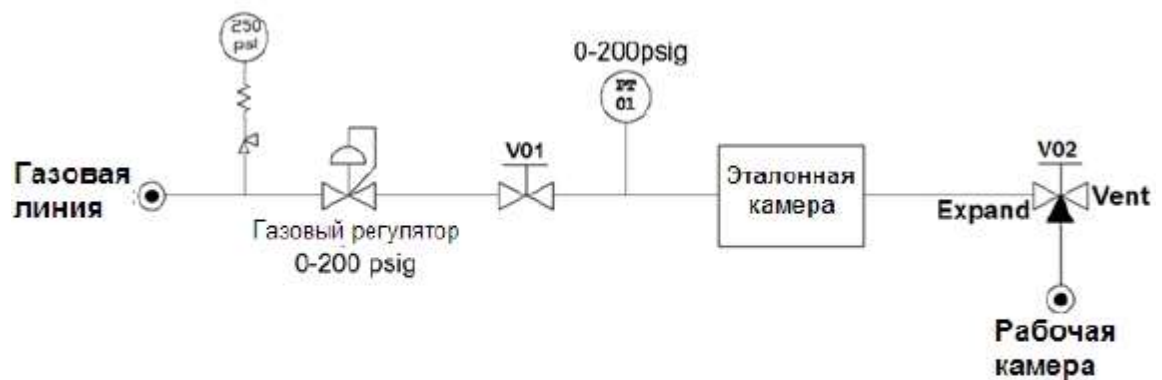


Рисунок 6.1 – Принципиальная схема установки для измерения пористости



Рисунок 6.2 – Общий вид прибора для измерения пористости

Составные части прибора:

Газовый регулятор, подсоединяемый к газовой линии в лаборатории

Предохранительный клапан в газовой линии

Эталонная камера (калиброванная на заводе)

Рабочая камера для образца керна

Кран V01 для отсечения подачи газа в прибор

Датчик давления для измерения давления в эталонной и рабочей камерах

Кран V02 для соединения/отсечения камер друг от друга.

Рассмотрим порядок выполнения лабораторной работы.

На первом шаге: кран V02 закрыт для разделения камер. Кран V01 открыт для нагнетания газа в эталонную камеру с давлением P_{ref} . Объем V_{ref} включает в себя эталонную камеру плюс соединительные трубки.

На втором шаге: кран V02 открывается (положение Expand) для расширения газа в рабочую камеру. В результате газ расширяется в рабочую камеру и заполняет поры находящего в ней образца. Так как в гранулы образца газ проникнуть не может, то объем рабочей камеры оказывается меньше на их объем V_{grain} . Тогда для объема получим:

$$V_{exp} = V_{ref} + (V_{matrix} - V_{grain}), \text{ а} \quad (6.6)$$

можно записать как:

$$V_{grain} = V_{ref} + V_{matrix} - V_{exp}, \text{ б} \quad (6.7)$$

где V_{ref} – объем рабочей камеры; V_{grain} – объем гранул образца; V_{matrix} – объем дисков (для калибровки).

Заменим V_{exp} в законе Бойля-Мариотта $P_{ref} * V_{ref} = P_{exp} * V_{exp}$ в *b* и получим:

$$V_{grain} = (V_{ref} + V_{matrix}) - \frac{P_{ref}}{P_{exp}} * V_{ref} \text{ с} \quad (6.8)$$

P_{ref} и P_{exp} считываются с цифрового манометра. V_{ref} , V_{matrix} и V_{dead} определяются в ходе калибровки прибора.

Ввод данных

Выберите файл «template.xls». Скопируйте его в новый файл и назовите, например, по текущей дате.

Введите данные в таблицу:

Samplename (столбец B)

Введите имя образца. В расчетах не используется.

Operator (столбец C)

Введите имя оператора. В расчетах не используется.

Comment 1, 2 and 3 (столбцы D, E, F)

Введите комментарии (например, глубину, номер скважины и т.п.). В расчетах не используется.

Samplediameter (столбец G)

Введите диаметр образца в мм, измеренный при помощи штангенциркуля.

Неточность в измерении приведет к неточности в результатах эксперимента.

Образец неправильной формы даст непредсказуемый результат.

Samplelength (столбец H)

Введите длину образца в мм, измеренную при помощи штангенциркуля.

Неточность в измерении приведет к неточности в результатах эксперимента.

Образец неправильной формы даст непредсказуемый результат.

После ввода автоматически будет рассчитан общий объем.

DryWeight (столбец J)

Введите сухой вес образца в граммах. Неточное значение повлияет на расчетную плотность.

Пример таблицы с данными образца (таблица 6.1):

Таблица 6.1 Пример таблицы с данными образца

Sample № Номер образца	Sample name Наименование Образца	Operator Оператор	Comment Комментарии	Comment2 Комментарий2	Comment3 Комментарий3	Sample Dia (mm) Диаметр образца	Sample Length (mm) Высота образца	Bulk Vol (ml) Полный объем	Dry Weight (g) Сухой Вес
1	Sample 01	JFM	Sandstone	Berea		30	38	7.5	25.6

Date Time of test (столбец O)

Введите дату и время эксперимента. В расчетах не используется.

MatrixType (от 1 до 4) (столбец P)

Необходимо указать для соответствия калибровке.

Для стандартной модификации HeP поставляется рабочая камера, подходящая для образцов диаметром до 38 мм. В этом случае укажите Matrixtype=2.

Если используется вставка для образцов диаметров 1", то укажите тип Matrixtype=1. Остальные типы могут использоваться, например, для камер для полноразмерных образцов керна.

Оборудование и материалы.

Техника безопасности. Для проведения занятий, качественной калибровки и точных измерений необходимо:

1. Отсутствие утечек в приборе.

2. Температура:

Прибор не должен быть установлен возле окна (особенно на солнце) или двери.

Температура в помещении должна быть стабильна.

Рабочий газ должен иметь ту же температуру, что и помещение.

3. Если в приборе есть утечки - тщательно проверьте и протяните при необходимости все соединения.

Задания.

(Процедура измерения)

1. Открыть баллон Гелия;
2. Измерить и занести в Excel P_{atm} при открытой рабочей камере и открытом кране 2 (Expand), после замера закрыть кран V02 (Close)
3. Измерить диаметр и высоту образца. Загрузить образец. Для более точных результатов использовать калибровочные диски.
4. Открыть кран V01. Удостовериться, что давление на манометре находится в диапазоне 200-210 psi. Закрыть кран V01. После стабилизации давление внести P_{ref} в Excel.
5. Открыть кран V02 в положение EXPAND.
6. Дождаться стабилизации давления. Считать значение давления P_{exr} с манометра.
7. Ввести значение P_{exr} в отчет.
8. Запишите данный в файл отчета, сохраните и закройте его.
9. Переключите кран V02 в положение «Vent».
10. Откройте крышку рабочей камеры.
11. Выгрузите образец (и, если использовались) калибровочные диски.
12. Протрите уплотнительное кольцо (пальцем) и рабочую камеру.
13. Прикрутите крышку камеры обратно, но не затягивайте ее.

В случае расчета пористости нескольких образцов, можно пропустить пункт замера P_{atm} .

(Результаты расчетов)

Результаты расчетов появятся автоматически после заполнения требуемых ячеек ввода.

Столбец K (grainvolume): скелетный объем.

Столбец L (graindensity): плотность образца. Это значение может проверено по справочнику для соответствующей породы. Например, для песчаника плотность обычно 2,65 г/мл.

Столбец M и N (Porevolumeandporosity): объем пор и пористость.

Столбец Y (Pref/Pexp): отношение давлений газа. Должно быть в диапазоне от 1.3 до 5. Подробнее смотрите в следующем разделе.

Столбец AC (lastcalibrationinvolved): дата проведения калибровки. Калибровка должна регулярно проверяться.

Содержание отчета.

Исходные данные и результаты определений коэффициента динамической пористости способом вытеснения пластовой воды увлажненным азотом записываются в рабочую тетрадь по форме, приведенной в таблице 6.2.

Таблица 6.3 – Форма записи при определении на учебном гелиевом порозиметре HeP-e

Dry Weight (g) Сухой вес	Grain Volume (ml) Скелетный объем	Grain density (g/ml) Плотность образца	Pore Volume (ml) Объем пор	Porosity (%) Пористость	Data time of test Дата замера	Matrix type Тип матрицы	Billets loaded (1 to 6)* Загруженные диски (1 до 6)	Prefrecord (psia) Давление в эталонной камере	Pexp (psia) Давление в рабочей камере	Pref/Pexp	Vbills loaded (V)	Last calibration involving date of calibration Дата проведения калибровки

При защите работы студент должен иметь отчет о выполненной работе и ответить на вопросы, предложенные преподавателем.

Контрольные вопросы.

1. Дайте определение «коэффициента пористости».
2. Какие виды объема используются при проведении лабораторной работы. Как они соотносятся между собой?
3. Дайте характеристику закону Бойля-Мариотта, используемого для расчета скелетного и порового объемов на основании двух измерений давления известных масс гелия.
4. Каково устройство и принцип действия установки для измерения коэффициента пористости?
5. Какие величины необходимы для расчета коэффициента динамической пористости?
6. Охарактеризуйте порядок (по шагам) выполнения лабораторной работы по определению коэффициента пористости.
7. Охарактеризуйте процедуру измерения.

Список литературы.

1. Чоловский, И.П. Нефтегазопромысловая геология залежей углеводородов: Учеб.для вузов./ И.П. Чоловский, М.М. Иванова, Ю.И. Брагин - М.: РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2006. - 680 с.
2. Брагин, Ю.И. Нефтегазопромысловая геология и гидрогеология залежей углеводородов: Понятия; Определения; Термины / Ю.И. Брагин, С.Б. Вагин, И.С. Гутман, И.П. Чоловский. - М.: Недра, 2004. - 397 с.
3. Чоловский, И.П. Нефтегазопромысловая геология и гидрогеология залежей углеводородов : Учеб. Рек.МО. / И.П. Чоловский, М.М. Иванова, И.С. Гутман, С.Б. Вагин, Ю.И. Брагин - М., 2002. - 456с. - Библиогр.: с.445-448. - ISBN 5-7246-0195-8
4. Быков, Н. Е. Справочник по нефтепромысловой геологии / Н. Е. Быков, А. Я. Фурсов, М. И. Максимов и др. – М.: Недра, 1981. – 525 с.
5. Нефтегазопромысловая геология: Терминологический справочник / Под ред. М. М. Ивановой. – М.: Недра, 1983. – 262 с.

ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА 7.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПЛОТНОСТИ ОБРАЗЦА КЕРНА

Цель. Научиться измерять плотность образца керна.

В результате выполнения задания формируется компетенция ПК-20 в части готовности определения параметров продуктивных пластов с целью моделирования природных резервуаров нефти и газа.

Теоретическая часть

Плотность горных пород зависит от их минерального состава, структурно-текстурных особенностей, пористости, вида вещества, заполняющего поры и пустоты (газ, нефть, вода), а также от условий образования и залегания горных пород.

Различают минералогическую плотность горных пород (отношение массы высушенных и измельчённых до исчезновения пор твёрдых частиц породы к объёму, ими занимаемому), плотность абсолютно сухой породы и плотность породы, заполненной флюидами (отношение массы твёрдой, жидкой и газообразной фаз горной породы к объёму, занимаемому этими фазами).

Измерение плотности горных пород на образцах ведётся главным образом гидростатическим способом, реже гамма-гамма методами. В естественном залегании плотность горных пород определяют по данным плотностного гамма-гамма-каротажа

Результаты расчетов

Результаты расчетов появятся автоматически после заполнения требуемых ячеек ввода. В случае отсутствия таблицы эксель рассчитать по формуле :плотность=вес разделить на объем

Столбец L (grain density): *плотность образца*. Это значение может проверено по справочнику для соответствующей породы. Например, для песчаника плотность обычно 2,65 г/мл.

Содержание отчета.

Исходные данные и результаты определений записываются в рабочую тетрадь по форме, приведенной в таблице 7.2.

Таблица 7.2 – Форма записи при определении пористости и плотности образца керна на учебном гелиевом порозиметре HeP-e

Но ме р обр аз ца	Data time of test Дата за ме ра	Dry Wei ght (g) Су хой в е с	Grain Vol (ml) Скел ет ны й объ е м	Grain densit y (g/ml) Плот ность образ ца	Pore Volu me (ml) Объ ем пор	Poros ity (%) Пори стост ь	Mat rix type Тип мат риц ы	Billets loaded (1 to 6)* Загру женн ые диски (1 до 6)	Prefre corde d (psia) Давл ение в этал онной каме ре	Pex p (psi a) Дав лен ие в рабо чей кам ере	Pref /Pex p	V bil let s loa de d (V)	Last calibration involving дата проведе ния калибров ки

При защите работы студент должен иметь отчет о выполненной работе и ответить на вопросы, предложенные преподавателем.

Контрольные вопросы.

1. От чего зависит плотность горных пород?
2. Дать определение минералогическую плотность горных пород.
3. Как изменяются плотности природных газов δ_g ; жидкостей $\delta_{ж}$; твердой фазы δ_t ; сухих и влажных пород.

Список литературы.

1. Чоловский, И.П. Нефтегазопромысловая геология залежей углеводородов: Учеб. для вузов. / И.П. Чоловский, М.М. Иванова, Ю.И. Брагин - М.: РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2006. - 680 с.
2. Брагин, Ю.И. Нефтегазопромысловая геология и гидрогеология залежей углеводородов: Понятия; Определения; Термины / Ю.И. Брагин, С.Б. Вагин, И.С. Гутман, И.П. Чоловский. - М.: Недра, 2004. - 397 с.

3. Чоловский, И.П. Нефтегазопромысловая геология и гидрогеология залежей углеводородов : Учеб. Рек.МО. / И.П. Чоловский, М.М. Иванова, И.С. Гутман, С.Б. Вагин, Ю.И. Брагин - М., 2002. - 456с. - Библиогр.: с.445-448. - ISBN 5-7246-0195-8

4. Быков, Н. Е. Справочник по нефтепромысловой геологии / Н. Е. Быков, А. Я. Фурсов, М. И. Максимов и др. – М.: Недра, 1981. – 525 с.

5. Нефтегазопромысловая геология: Терминологический справочник / Под ред. М. М. Ивановой. – М.: Недра, 1983. – 262 с.

ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА 8

МЕТОД ОПРЕДЕЛЕНИЯ КОЭФФИЦИЕНТА АБСОЛЮТНОЙ ГАЗОПРОНИЦАЕМОСТИ ПРИ СТАЦИОНАРНОЙ ФИЛЬТРАЦИИ НА УСТАНОВКЕ GRE-30

Цель. Ознакомиться с методикой и последовательностью измерения абсолютной газопроницаемости пород-коллекторов при стационарной фильтрации с линейным направлением потока газа для получения информации о фильтрационных свойствах изучаемых пород.

Теоретическая часть

Проницаемость – это свойство горных пород пропускать сквозь себя флюиды, т.е. жидкости, газы и их смеси. Различают абсолютную (физическую) и эффективную (фазовую) проницаемости.

Абсолютная проницаемость – это проницаемость породы в случае фильтрации через неё однородной жидкости или газа, инертных по отношению к поверхности твёрдой фазы. Фазовая проницаемость – это способность пород, насыщенных смесью нефти, газа и воды или любой другой неоднородной жидкости, пропускать отдельные её фазы.

Для определения абсолютной проницаемости горных пород существуют различные приборы. Однако принципиальные схемы их устройства одинаковы – все они состоят из одних и тех же основных элементов. Различие этих установок заключается в том, что они могут быть предназначены для измерения проницаемости при:

- больших давлениях (моделирование пластовых условий);
- малых давлениях;
- вакуумировании;
- использовании газа;
- использовании жидкости.

В нефтегазопромысловой геологии применяется оценочная классификация песчано-алевритовых коллекторов нефти и газа А. А. Ханина (таблица 15.1). В соответствии с этой классификацией породы с абсолютной межзерновой проницаемостью по газу меньше 0,1 мД отнесены к неколлекторам, т. е. к таким, в которых нефть, если и присутствует, то не может быть извлечена.

По абсолютной проницаемости породы–коллекторы подразделяются на 6 классов:

Таблица 8.1 - Оценочная классификация песчано-алевритовых коллекторов нефти и газа (по А. А. Ханину, 1969)

Класс	Проницаемость по газу, 10^{-12} мкм ²	Проницаемость
1	>1	Очень высокая
2	0,5-1	Высокая
3	0,1-0,5	Средняя
4	0,01-0,1	Пониженная
5	0,001-0,01	Низкая
6	<0,001	Обычно не имеет промышленного значения

Изучение проницаемости позволяет:

- определять кондиционные пределы параметров продуктивных пород;
- прогнозировать при проектировании разработки характер и темп включения в работу различных частей залежи и соответственно процесс обводнения скважин и добываемой продукции из залежи в целом;
- оценивать охват пластов воздействием, выявлять участки, не вовлеченные в разработку, и обосновать мероприятия по улучшению использования недр.

Прибор GPE предназначен для общего анализа керна. При помощи расходомера и дифференциального датчика давления измеряются расход газа и падение давления на выходе из образца, что позволяет рассчитать проницаемость.

Расчет проницаемости использует закон Дарси, который для жидкостей при стационарных условиях, вязкости и ламинарном потоке выражается как:

$$k = \frac{\mu QL}{S \Delta P}, \quad (8.1)$$

где k – проницаемость по жидкости (Д, дарси); μ – вязкость насыщающей жидкости (Сп, сантипуаз); Q – скорость потока жидкости (мл/с); L – длина образца (см); S – площадь поперечного сечения образца (см²); ΔP – перепад давления на входе и выходе образца.

Выражение для проницаемости по газу отличается из-за сжимаемости газа. По мере приближения газа к выходу из образца, его давление снижается, объем увеличивается и, следовательно, растет скорость потока.

Закон Дарси для идеального горизонтального ламинарного потока газа при стабильных изотермических условиях выражается как:

$$k_{газ} = \frac{2\mu ZTP_0 L Q_0}{ST_0(P_1^2 - P_2^2)}, \quad (8.2)$$

где $k_{газ}$ – проницаемость по газ (Д, дарси); μ – вязкость газа (Сп, сантипуаз); Z – коэффициент сжимаемости газа; T – средняя температура потока газа; P_0 – базовое или атмосферное давление; L – длина образца керна (см); Q_0 – атмосферный поток газа (см³/с) при базовом давлении P_0 ; S – площадь поперечного сечения образца (см²); T_0 – базовая температура (окружающей среды); P_1, P_2 – соответственно, входное и выходное давления.

Если базовая температура равна средней температуре потока газа, а коэффициент Z равен 1 (что допустимо для азота при обычных условиях) и так как падение давления $\Delta P = P_1 - P_2$, а среднее давление $P_{cp} = (P_1 + P_2)/2$, то выражение (8.2) можно записать как:

$$k_{газ} = \frac{\mu P_0 L Q_0}{S \Delta P P_{cp}}, \quad (8.3)$$

где μ – вязкость газа (Сп, сантипуаз); Q_0 – атмосферный поток газа (см³/с) при; P_0 – базовое или атмосферное давление; ΔP – разница давления; P_{cp} – среднее давление газа; L – длина образца керна (см); S – площадь поперечного сечения образца (см²).

Данное выражение используется для расчета проницаемости по азоту при условии ламинарного потока.

Оборудование и материалы.

Общий вид установки для определения газопроницаемости показана на рисунке 8.1.



При стационарной фильтрации источником давления служит баллон с газообразным азотом.

Рисунок 8.1 – Прибор измерения проницаемости по газу

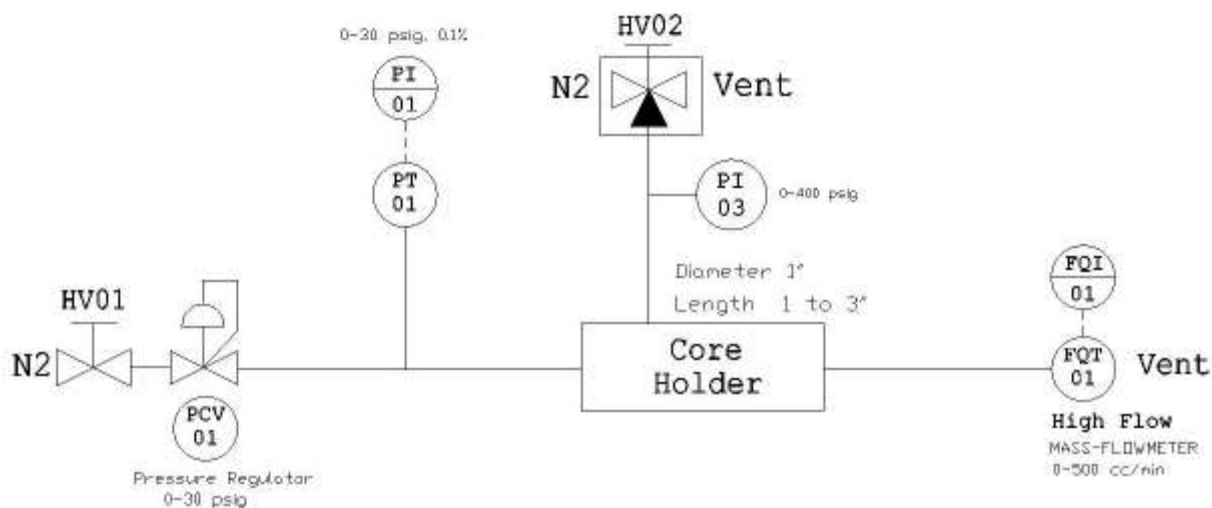


Рисунок 8.2 – Схема установки газового пермеаметра GPE-30.

Техника безопасности.

Приступать к обслуживанию и эксплуатации оборудования можно только после полного обеспечения безопасности персонала.

Доступ к оборудованию должен иметь только специально обученный персонал, обладающий соответствующим опытом работы.

Если при измерении не наблюдается стабилизация давления на достаточно проницаемом образце, то это может свидетельствовать о наличии утечки. Перед проверкой убедитесь в хороших условиях измерения:

1. Стабильность температуры, расположение прибора и т.д.
2. Убедитесь, что давление падает не из-за естественных причин (например, низкой проницаемости образца).

При работе со сжатыми и сжиженными газами необходимо строго следовать инструкции по безопасной эксплуатации баллонов и сосудов, работающих под давлением и вакуумом. Инструкция должна быть вывешена на рабочем месте.

Запрещается отбор газа из баллона без редуктора!

Запрещается оставлять без присмотра баллон с незакрытым вентилем или с неослабленным регулировочным винтом редуктора.

При достижении в баллоне остаточного давления 0,1 - 0,15 мПа необходимо прекратить работу, закрыть вентиль, снять редуктор, навернуть заглушку на штуцер вентиля. Выпускать газ из баллона запрещается.

При наличии повреждений корпуса (трещин, вмятин, выпуклостей) или вентиля, запотевания в сварных швах, течи в заклепочных и болтовых соединениях, разрыва прокладок или по истечении срока очередного освидетельствования пользоваться баллоном запрещается.

Эксплуатацию баллонов следует немедленно прекратить при:

- повышении давления в сосуде выше допустимого;
- обнаружении повреждений корпуса и соединений;
- неисправности манометра и невозможности определить давление другими приборами;
- возникновении пожара.

При обслуживании лабораторных приборов и сосудов, работающих под давлением, необходимо пользоваться предохранительными масками, очками или другими приспособлениями.

Задания.

1. Подсоедините электропитание и включите главный выключатель на задней панели. Для получения точных результатов датчик давления следует «прогреть» около получаса.
2. Открыть краны в шкафу (азот) и на щите (в самом начале работы);
3. Перед извлечением образца убедитесь, что в давление сброшено: (переключатель ON/OFF в положение OFF, а кран PRESSURE / VENT в VENT).

--	--	--	--	--	--	--	--	--

(Проведение расчета)

Вязкость азота рассчитывается автоматически из формулы Sutherland в шаблоне XLS в зависимости от температуры при эксперименте:

$$\mu = \mu_o (a / b)(T / T_o)^{3/2}, \quad 8.4$$

Расход (скорость потока) Q в мл/с считывается с датчика на консоли прибора.

Размеры образца: диаметр в мм и высота образца в мм измеряются вручную и указываются в файле XLS на вкладке “INFO” в колонках C и D соответственно (для каждого образца).

Атмосферное давление Pб измеряется при помощи барометра и записывается файл XLS в psi на вкладке “CONTROL” (строка 5, столбец E).

Дифференциальное давление ΔP (psid) равно разности давлений на входе и выходе образца.

$$\Delta P = P_1 - P_2$$

Для ΔP менее 8 psid дифференциальное давление можно считать непосредственно с датчика (при условии его предварительного обнуления). Пересчет единиц измерения (psi→атм) проводится автоматически.

$$\text{Если противодавление не используется, то } P_1 = \frac{\Delta P(\text{psid})}{14,695949} + P_b(\text{atm}) \quad P_2 = P_b(\text{atm})$$

Отсюда значение ΔP точнее, чем P₁ (3 знака вместо 2).

Среднее давление P_т находится из формулы

$$P_m = \frac{P_1 + P_2}{2} \text{ (атм),}$$

где P₁ и P₂ - рассчитаны на предыдущем шаге.

Фунтнакв. дюйм / pound square inches (psi) = 0, 68 atmosphere = 0,07 кгс/см².

Для перевода используемых в практике единиц измерения при определении проницаемости в единицы СИ используют соотношения, которые приводятся в таблице 8.2.

Таблица 8.2 – Единицы измерения

Измеряемая величина	Обозначения	Единицы, применяемые при определении проницаемости	Единицы системы СИ
Проницаемость	Кпр	1 дарси	0,9869 10 ⁻¹² м ² =1 мкм ²
Проницаемость	Кпр	1 миллидарси	10 ⁻³ мкм ²
Расход	Q	1 см ³ /сек	

Площадь	F	1 см ²	1 см ² = 10 ⁻² м ²
Длина	L	1 см	1 см = 10 ⁻² м
Давление	P	1 атм	1,01325 * 10 ⁵ Па = 10 МПа
Давление	P	1 psi	1 psi = 0,00689 МПа
Вязкость (динамическая)	μ	1 сантипуаз	1 Сантипуаз [сП] = 0,01 П = 0,001 Па·с

При защите работы студент должен иметь отчет о выполненной работе и ответить на вопросы, предложенные преподавателем.

Контрольные вопросы.

1. Что понимают под проницаемостью горных пород?
2. Какие приняты единицы измерения проницаемости пород?
3. Какие существуют методы определения коэффициента проницаемости пород?
4. Приведите характеристику А.А. Ханина.
5. Какие задачи можно решить в нефтегазопромысловой геологии используя данные по проницаемости продуктивных пластов?
6. На использовании какого закона основан метод определения газопроницаемости пород? Приведите формулу закона, величины в нее входящие, их размерности.
7. Охарактеризуйте закон движения горизонтального потока газа при стабильных изотермических условиях и выражение, используемое для расчета проницаемости в данной работе. Чем они отличаются?
7. Устройство установки GPE-30. Какие элементы включает установка для определения проницаемости пород?
8. Принцип действия установки GPE-30. В какой последовательности выполняются работы по определению коэффициента газопроницаемости пород?
9. Назовите величины, определяемые в процессе проведения работы.

Список литературы.

ГОСТ 26450.2-85 «Породы горные. Метод определения коэффициента абсолютной газопроницаемости при стационарной и нестационарной фильтрации»

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Техника безопасности

1. Общие требования охраны труда

1.1. К работе в лаборатории кафедры «Геологии нефти и газа» допускаются обучающиеся, прошедшие:

- инструктаж на рабочем месте с регистрацией в журнале для обучающихся.

1.2. Обучающиеся обязаны соблюдать правила внутреннего трудового распорядка, установленные в университете:

Запрещается употребление алкогольных напитков, а так же нахождение обучающихся на территории университета в состоянии алкогольного, наркотического или иного опьянения.

Курить запрещено в учебных корпусах и студенческих общежитиях.

Курить разрешается на территории университета только в специально оборудованных местах.

1.3. Обучающиеся должны знать и строго выполнять инструкции по охране труда:

- по оказанию доврачебной медицинской помощи пострадавшим ИОТ- МЦ -08-13;
- по пожарной безопасности в СКФУ ИОТ-УКБ-06-13;

1.4. Обучающиеся обязаны соблюдать правила внутреннего распорядка, принятого в университете.

1.5. В процессе работы на обучающихся воздействуют следующие опасные и вредные производственные факторы:

Физические:

- повышенное значение напряжение в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека;
- повышенная температура воздуха;
- высокая или низкая влажность;
- повышенные уровни шума;
- вибрация;
- ультразвук;
- различные излучения: тепловые, ионизирующие, электромагнитные;
- запыленность рабочей зоны;
- недостаточная и неправильная освещенность рабочих мест, проходов;
- повышенная яркость и пульсация светового потока;

- термическое воздействие нагретых поверхностей приборов, материалов, используемых в работе, наличие инфракрасного излучения могут привести к ожогам. Термическое воздействие выражается в ожогах отдельных участков тела, нагрева кровеносных сосудов, нервов и других тканей.

Психофизические:

- перенапряжение зрения;
- монотонность труда;
- перегрузка ног (статические перегрузки) и рабочая поза.

1.6. Лабораторные помещения должны быть оборудованы вентиляцией и центральным отоплением, обеспечивающим равномерную температуру, чистоту и влажность воздушной среды в установленных пределах, обеспечиваться хорошим естественным и искусственным освещением.

1.7. Обучающиеся должны соблюдать правила пожарной безопасности, знать местонахождение пожарного инвентаря, уметь пользоваться средствами пожаротушения.

1.8. В случае травмы или несчастного случая, происшедшего во время учебного процесса обучающиеся должны:

- изолировать пострадавшего от воздействия опасного или вредного фактора;
 - оказать доврачебную помощь;
 - доложить преподавателю, лаборанту, заведующему лабораторией, заведующему кафедрой, инженеру по охране труда.
- сохранить до начала расследования несчастного случая обстановку, какой она была на момент происшествия, если это не угрожает жизни и здоровью окружающих и не приведет к аварии или возникновению иных чрезвычайных обстоятельств, а в случае невозможности ее сохранения - зарисовать сложившуюся обстановку (составить схемы, провести фотографирование или видеосъемку).

1.9. При необходимости, обучающиеся должны уметь оказывать доврачебную помощь при ушибах, ранениях, переломах конечностей, термических воздействиях, поражениях электрическим током и отравлениях токсичными веществами.

1.10. Обучающиеся должны соблюдать правила личной гигиены (мыть руки, принимать пищу в строго отведенных для этого местах).

1.11. Работа в лаборатории на оборудовании разрешается исключительно в присутствии преподавателя, лаборанта и т.д. Запрещается присутствие в помещении посторонних лиц.

1.12. По всем вопросам, связанным с работой в лаборатории кафедры «Геологии нефти и газа» следует обращаться к лаборанту, преподавателю, заведующему лабораторией, заведующему кафедрой.

2. Требования охраны труда перед началом работы

2.1. До начала работ преподаватель, лаборант проводит инструктаж по технике безопасности и противопожарным мероприятиям с последующим опросом каждого студента.

2.2. В специальный журнал заносятся фамилии студентов, прошедших инструктаж к работам в лаборатории, номер инструкции, по которой проводился инструктаж, дата и подписи: лица проводившего инструктаж и инструктируемого.

2.3. Обучающиеся, не прошедшие инструктаж, к работам в лаборатории не допускаются. Обучающиеся, нарушившие правила охраны труда, отстраняются от занятий и проходят повторный инструктаж.

2.4. Первое включение в работу оборудования (установок) и производство измерений выполняется под руководством преподавателя, лаборанта или учебного мастера.

2.5. Лаборатории кафедры ГНГ предназначены для изучения и приобретения практических навыков работы, оснащены специальным оборудованием и общетехническими средствами измерений, питающимися переменным и постоянным током различного напряжения от 1,5 В до 220 В. Все работающие с электроизмерительной аппаратурой должны хорошо знать меры защиты и приемы оказания первой помощи при поражении электрическим током.

2.6. Перед началом работы необходимо подготовить рабочее место:

- освободить для работы нужную площадь;
- обеспечить освещенность;
- убрать все посторонние предметы;
- заготовить и разложить в соответствующем порядке требуемые для работы инструменты, приспособления, материалы и т. п.

3. Требования охраны труда во время работы

. Рабочее место и оборудование для работы должно быть размещено так, чтобы обеспечить безопасное выполнение работы.

. Рабочее место должно иметь достаточное освещение, коэффициент естественной освещенности при боковом освещении 2 %, при верхнем и комбинированном – 5 %.

. Преподаватель, ведущий занятия в лаборатории, отвечает за общее состояние техники безопасности, промышленной санитарии и за обеспечение противопожарной безопасности в лаборатории. Он несет ответственность за случаи производственного травматизма и профзаболеваний, за допуск лиц, не прошедших установленного инструктажа и проверки знаний и правил и инструкций по технике безопасности, за правильную и безопасную организацию работ в лаборатории, за соблюдение работающими производственной дисциплины, за наличие на рабочих местах предупредительных плакатов, за обеспечение необходимого количества средств пожаротушения и их исправное состояние, за обучение работающих пользованию этими средствами.

. Преподаватель имеет право останавливать работу отдельных видов оборудования и лабораторных установок, продолжение работы которых угрожает здоровью или может привести к пожару, о чем немедленно поставить в известность заведующего кафедрой, отстранить от работы нарушающих правила инструкций по технике безопасности.

. Обучающимся следует быть осторожными с неизвестными жидкостями, так как работа в помещении лаборатории предполагает наличие химически активных реактивов (кислота, щелочи и т. д.) и внимательно следить за целостностью химической посуды.

- . В помещении лаборатории запрещается:
 - проводить работы при неисправной вентиляции;
 - выполнять работы не связанные с заданием;
 - уходить с рабочего места и оставлять без присмотра включенные приборы и установки;
 - загромождать и заставлять проходы, а также подходы к средствам пожаротушения;
 - мыть полы и столы керосином и другими органическими растворителями;
 - хранить в рабочих помещениях какие-либо вещества неизвестного происхождения;
 - хранить и принимать пищу.

4. Требования охраны труда в аварийных ситуациях

4.1. При работе возможны следующие аварийные ситуации:

- возникновение короткого замыкания;
- неисправность приспособлений;
- возгорание оборудования (отключить питание и принять меры к тушению очага пожара);

- обрыв проводов питания, неисправности заземления и других повреждений электрооборудования.

4.2. В случае аварии или пожара (появлении дыма) немедленно выключить оборудование нажатием кнопки «СТОП», отключить с помощью рубильника подачу электроэнергии и устранить неисправности.

4.3. При несчастном случае оказать пострадавшему доврачебную помощь, устранить травмирующий фактор, немедленно поставить в известность непосредственного или вышестоящего руководителя, сохранить обстановку, при которой произошел несчастный случай, если это не угрожает безопасности окружающим.

4.4. При возникновении пожара, при задымлении:

- немедленно сообщить по Единому телефону вызова экстренных служб «112» или телефону «01» в пожарную охрану, оповестить работающих, поставить в известность непосредственного или вышестоящего руководителя.

4.5. В случае возгорания электропроводки или электроприборов необходимо снять напряжение и приступить к ликвидации пожара. Для тушения электроприборов под напряжением применять только углекислотные огнетушители.

5. Требования охраны труда по окончании работы

5.1. По окончании работ отключить оборудование и привести его в первоначальное состояние.

5.2. Убрать инструменты и приспособления в специально отведенное место.

5.3. Убрать рабочее место.

5.4. Вымыть руки теплой водой с мылом.

5.5. Обо всех неисправностях оборудования сообщить непосредственному или вышестоящему руководителю.

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 «Определение параметров продуктивного пласта»
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-10	Изучение литературы по темам № 3– 6	Конспект	Собеседование	18
ОПК-10	Подготовка к лекциям	Конспект	Опрос	18
ОПК-10	Подготовка к лабораторным работам	Индивидуальные задания	Защита индивидуальных заданий	18
ОПК-10	Подготовка к зачету с оценкой	Вопросы и задачи	Зачет с оценкой	18
Итого за 8 семестр				96
Итого				96

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 сохранение 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

1. Пулькина Н.Э. Изучение неоднородности продуктивных пластов: практикум. для выполнения учебно-научных работ студентами направления «Нефтегазовое дело» / Пулькина Н.Э., Зимина С.В.; Национальный исследовательский Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2012. – 79 с.
2. Чоловский, И.П. Нефтегазопромысловая геология залежей углеводородов: Учеб. для вузов./ И.П. Чоловский, М.М. Иванова, Ю.И. Брагин - М.: РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2006. - 680 с.
3. Брагин, Ю.И. Нефтегазопромысловая геология и гидрогеология залежей углеводородов: Понятия; Определения; Термины / Ю.И. Брагин, С.Б. Вагин, И.С. Гутман, И.П. Чоловский. - М.: Недра, 2004. - 397 с.
4. Чоловский, И.П. Нефтегазопромысловая геология и гидрогеология залежей углеводородов : Учеб. Рек.МО. / И.П. Чоловский, М.М. Иванова, И.С. Гутман, С.Б. Вагин, Ю.И. Брагин - М., 2002. - 456с. - Библиогр.: с.445-448. - ISBN 5-7246-0195-8
5. Жданов М. А. Нефтегазопромысловая геология и подсчет запасов нефти и газа: Учебное пособие для вузов./ М.А. Жданов– М.: Недра, 1981. – 453 с.
6. Быков, Н. Е. Справочник по нефтепромысловой геологии / Н. Е. Быков, А. Я. Фурсов, М. И. Максимов и др. – М.: Недра, 1981. – 525 с.
7. Нефтегазопромысловая геология: Терминологический справочник / Под ред. М. М. Ивановой. – М.: Недра, 1983. – 262 с.
8. Бадьянов В.А. Методика детального расчленения и корреляции неоднородных продуктивных горизонтов / В.А. Бадьянов // Тр. Гипротюменнефтегаза. – 1972. – Вып. 30. – 315 с.
9. Борисенко, З.Г. Методика геометризации резервуаров и залежей нефти и газа./ З.Г. Борисенко – М.: Недра, 1980. – 206 с.

10. Щуров В.И. Технология и техника добычи нефти: учеб.для вузов/ В.И. Щуров. – Москва: Изд-во "Альянс", 2005. – 510 с.
11. Хисамов Р.С. Гидродинамические исследования скважин и методы обработки результатов измерений/ Р.С. Хисамов, Э.И. Сулейманов, Р.Г. Фархуллин. – М., 1999. – 226 с.
12. Чернов Б.С., Базлов М.Н., Жуков А.И. Гидродинамические методы исследования скважин и пластов. - М.: Гостоптехиздат, 1960. - 319 с.
13. Иванова М.М. Нефтегазопромысловая геология: учеб.для вузов/ М.М. Иванова, И.П. Чоловский, Ю.И. Брагин. – М.:Недра, 2000. – 422 с.

Методическая литература:

1. Андреев, В.М. Практикум по нефтегазопромысловой геологии / В.М. Андреев, В.А. Гридин, Э.С. Сианисян, С.В. Сикорская; ЮФУ. – Ростов-на-Дону, 2013. – 80 с.
2. Сазонов И.Г., Методические указания к лабораторным работам по дисциплине «Природные резервуары нефти и газа» для студентов специальностей 130304 (080500) «Геология нефти и газа»/ И.Г.Сазонов, О.В. Скрипнюк; СевКавГТУ. – Ставрополь, 2005. – 53 с.
3. Нургалиева Н.Г., Методическое руководство к выполнению лабораторных работ «Основы промысловой геологии и разработки нефти и газа» для студентов специальностей «Геология и геохимия горючих ископаемых»/ Н.Г. Нургалиева, Р.К. Тухватуллин, Р.Ф. Вафин ; СевКавГТУ. – Казань, 2006. – 73 с.

Интернет-ресурсы:

1. Пулькина Н.Э. Изучение неоднородности продуктивных пластов: практикум. для выполнения учебно-научных работ студентами направления «Нефтегазовое дело» http://portal.tpu.ru:7777/SHARED/p/PULKINANE/Educational_work/Tab/Study_inhomogeneous_formation_productivity.pdf
2. Брагин, Юрий Иванович. Нефтегазопромысловая геология [[Текст] :] : статическое геологическое моделирование залежей углеводородов / Ю. И. Брагин, Г. П. Кузнецова., <http://www.nedrainform.ru/old/component/jshopping/product/view/13/77?Itemid=02>.;