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

Методические указания

по выполнению практических работ по дисциплине

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПАРАМЕТРОВ ПРОДУКТИВНОГО ПЛАСТА

для студентов направления подготовки
21.03.01 Нефтегазовое дело
Направленность (профиль) Геолого-геофизические технологии
в нефтегазовом деле

Ставрополь, 2026

ВВЕДЕНИЕ

Целью освоения дисциплины является формирование компетенции будущего специалиста в области обучения, воспитания и развития, соответствующим целям ФГОС ВО горного инженера-геолога по направлению подготовки 21.03.01_Нефтегазовое дело. Целевое назначение дисциплины - ознакомление студентов с принципами подготовки данных для моделирования природных резервуаров с целью оценки комплексных характеристик пластов и призабойных зон скважин.

Задачами дисциплины являются:

- обучение студентов основным принципам определения параметров продуктивных пластов и подготовки данных для моделирования природных резервуаров;

- привитие навыков работы по сбору, систематизации, обобщению и анализу и адаптации широкого комплекса разнородной и разномасштабной информации для составления адекватных изучаемым природным объектам геолого-математических моделей залежей УВ и обеспечения эффективного освоения недр;

- привитие студентам знаний и умения пользования методами и средствами определения параметров продуктивных пластов, обучение их владению навыками определения параметров продуктивных пластов на основе комплекса геолого-геофизических и промысловых данных.

Дисциплина «Определение параметров продуктивных пластов» представляет собой дисциплину по выбору базового блока.

Владение дисциплиной позволяет использовать методы получения промысловой геологической информации, принципы геолого-промыслового статического и динамического моделирования; методы геолого-промыслового контроля за разработкой месторождения.

ОГЛАВЛЕНИЕ

Практическое занятие 1. Изучение макронеоднородности продуктивного горизонта

Практическое занятие 2. Количественная оценка макронеоднородности продуктивных пластов.

Практическое занятие 3. Исследование нефтяных скважин методом восстановления давления

Практическое занятие 4. Интерпретация результатов исследования газовых скважин при нестационарных режимах

Практическое занятие 5. Определение параметров продуктивных пластов гидродинамическими методами при установившейся фильтрации газа

Практическое занятие 6. Оценка коэффициента пористости на учебном гелиевевом порозиметре HEP-E

Практическое занятие 7. Определение плотности образца керна

Практическое занятие 8. Метод определения коэффициента абсолютной газопроницаемости при стационарной фильтрации на установке GPE-30

Практическое занятие 9. Геолого–геофизические методы исследования параметров продуктивных пластов

Практическое занятие 10. Определение пористости песчано-глинистых пород по величине потенциалов самопроизвольной поляризации

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ 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 макронеоднородность и микронеоднородность (будет рассмотрена на последующих практических занятиях).

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

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

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

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

По толщине макронеоднородность 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 макронеоднородность проявляется и в изменчивости нефтенасыщенной толщины горизонта в целом.

По простиранию макронеоднородность 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), накоторых показываются границы площадей распространения коллектора и неколлектора, а также участки слияния соседних пластов.

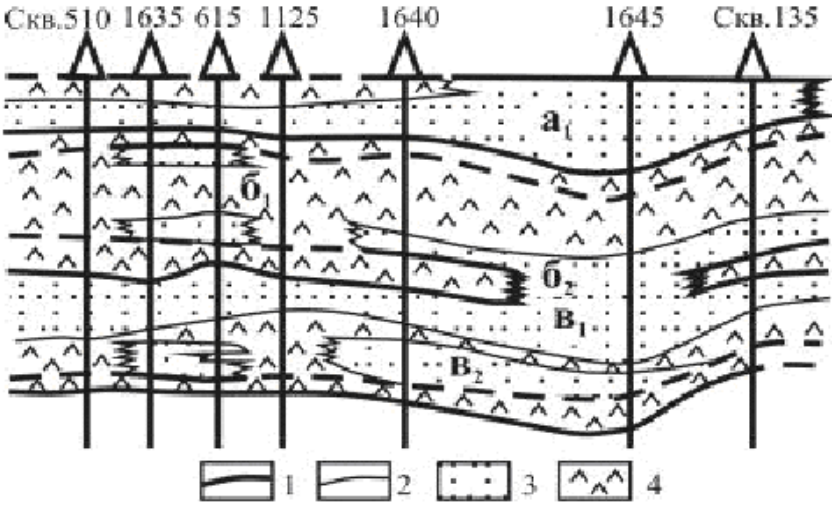


Рисунок 1.1 – Отображение макронеоднородности на фрагменте

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

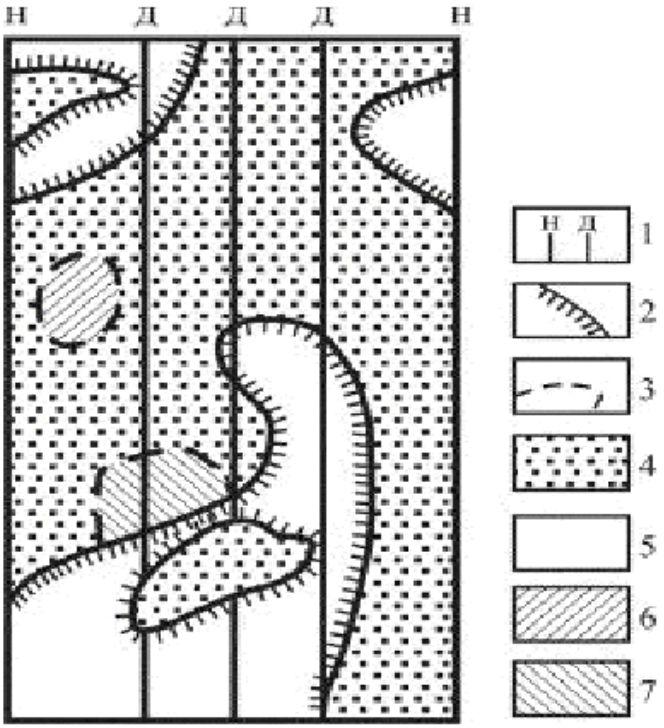


Рисунок 1.2 – Фрагмент карты распространения коллекторов одного из пластов горизонта: 1 – ряды скважин: Н – нагнетательных; Д – добывающих; 2 – границы распространения коллекторов; 3 – границы слияния; участки: 4 – распространения коллекторов; 5 - распространения неколлекторов; 6 – слияния пласта с вышележащим 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), служащего вместилищем 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 пропласткова*, б, в*в скважинах (приложение Б).

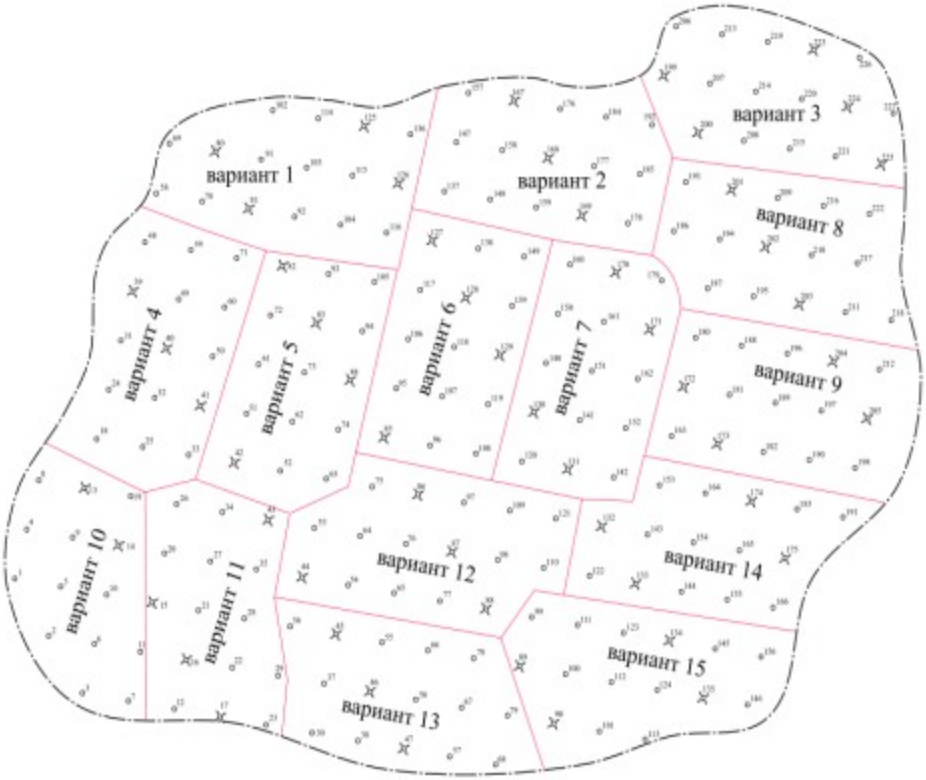


Рисунок 1.3 Схема расположения скважин на участке

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 проводиться 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.

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ 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:

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

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:

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

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):

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

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

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

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

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:

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

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:

$$\sigma^2 = \omega(1-\omega) = \frac{N_к}{N}\left(1-\frac{N_к}{N}\right) \qquad (2.6)$$

где N_K - 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 пропласткова*, 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 проводиться 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.

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ 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).

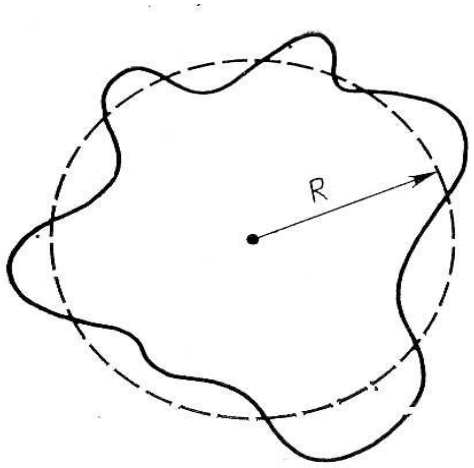


Рисунок 3.1 – Расширяющаяся зона нарушения режима в неоднородном пласте

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

$$\Delta P(t)=\frac{Q\mu_н b_н}{4\pi Kh}\ln\frac{2,25\chi t}{r^2_{пр}}, \qquad (3.1)$$

где ΔP(t) - изменение перепада забойных давлений в функции времени, Па; Q - установившийся дебит скважины, измеренный на поверхности, с которым скважина работала до закрытия, $м^3/с$; $\mu_н$ - вязкость нефти в пластовых условиях, Па*с; $b_н$ - объемный коэффициент нефти при пластовой температуре; К - проницаемость дренируемой зоны, $м^2$; h - эффективная толщина пласта, м; χ - коэффициент пьезопроводности реагирующей зоны пласта, $м^2/с$; $r_{пр}$ - приведенный радиус скважины, м

Уравнение (10.1) перепишем в виде (10.2):

$$\Delta P(t)=\frac{Q\mu_н b_н}{4\pi Kh}\ln\frac{2,25\chi}{r^2_{пр}}+\frac{Q\mu_н b_н}{4\pi Kh}\ln t \qquad (3.2)$$

Данное выражение является уравнением прямой в координатах ΔP – lnt, при этом отрезок, отсекаемый прямой на оси ординат,

$$\alpha = \frac{Q\mu_н b_н}{4\pi Kh} \ln \frac{2,25\chi}{r^2_{пр}} \quad (3.3)$$

а угловой коэффициент прямой i:

$$i = \frac{Q\mu_н b_н}{4\pi Kh} \quad (10.4)$$

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. Проэкстраполировать прямолинейный участок данной зависимости до пересечения с осью ординат и определить численной значение α;

4. Рассчитать угловой коэффициент:

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

5. Вычислить коэффициент гидропроводности ε:

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

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

7. Определить проницаемость К;

8. Рассчитать коэффициент пьезопроводности:

$$\chi = \frac{K}{\mu_н (m\beta_ж + \beta_п)} \quad (13.8)$$

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

9. Вычислить приведенный радиус скважины:

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

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

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

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

$$\Delta P_{\partial} = iS/1,15 \qquad (3.11)$$

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

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

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

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

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

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

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

$$\eta_s = 100\frac{\Delta P_{\partial}}{\Delta P_{заб\,0}} \qquad (3.15)$$

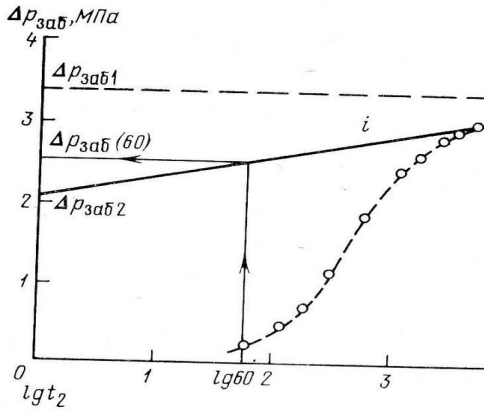


Рисунок 3.2 – Кривая восстановления давления (КВД) в координатах ΔP и lgt

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/м^3, объемный коэффициент 1,2, вязкость нефти в пластовых условиях 2,7 мПа•с, коэффициент сжимаемости нефти 9,5•10^{-10}1/Па, коэффициент сжимаемости пористой среды 2•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 ΔP – ln t (рисунок 3.3).

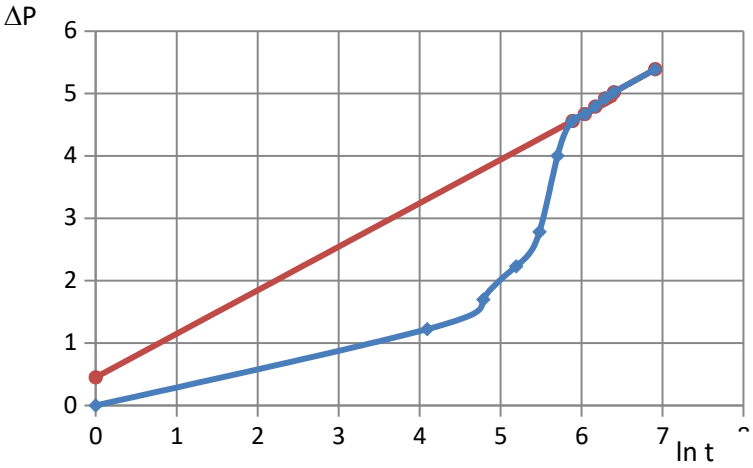


Рисунок 3.3 – КВД в координатах ΔP – lnt

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

Таблица 3.1 - Данные исследования, по которым построена КВД

t,c	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:

$$i=\frac{\Delta P_{заб\,2}-P_{заб\,1}}{lnt_2-lnt_1}=\frac{5.39-4.56}{6{,}91-5{,}89}=0{,}814\text{ МПа}$$

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

3. Объемный дебит скважины:

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

4. Коэффициент гидропроводности ε:

$$\varepsilon=\frac{Kh}{\mu}=\frac{2.3Qb}{4\pi i}=\frac{2{,}3*1{,}089*10^{-3}*1{,}2}{4*3{,}14*0{,}814}=1{,}28\cdot 10^{-10} м^3/Па\cdot с.$$

5 Коэффициент подвижности

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

6. Коэффициент проницаемости:

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

7. Коэффициент пьезопроводности:

$$\chi=\frac{К}{\mu_н(m\beta_ж+\beta_п)}=\frac{0{,}014\cdot 10^{-12}}{2{,}7\cdot 10^{-3}(0{,}2\cdot 9{,}5\cdot 10^{-10}+2\cdot 10^{-10})}=0{,}013\ м^2/с$$

8. Приведенный радиус скважины:

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

9. Показатель скин-эффекта:

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

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

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

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

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

12. Пластовое давление при работе на установившемся режиме:

$P_{пл}=P_{заб\,0}+\Delta P_{заб\,0}=18{,}45+4{,}78=23{,}38$ МПа

13. Коэффициент продуктивности скважины:

$К_{пр}=Q/\Delta P_{заб\,0}=80/4{,}78=17{,}02$ т/(сут·МПа)

14. Относительная потеря депрессии на преодоление дополнительного сопротивления в ПЗП

η_s=100·3,34/5,6=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 газаА. 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_H	1,4	1,3	1,1	1,2	1,6	1,4	1,2	1,94	1,4	1,12
$\mu_{нп}$, 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
$\rho_{нд}$, 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, входящее 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 сопротив-ления, охарактеризуйте величины, входящие в данные формулы. Что такое ПЗП?

11. Приведите расчётную формулу для определения величины пластового давление 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.

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ 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≥20t), что отражает пласт с бесконечными границами, используют следующую зависимость.

$$P_з^2(t) - P_{зс}^2 = \frac{Q_{ст}\mu_г z P_0 T_{пл}}{2\pi KhT_{ст}10^6}\ln\frac{2,25\chi t}{r^2_{пр}}, \qquad (4.1)$$

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

$P_{зс}^2$ - давление на забое скважины, работавшей на стационарном режиме перед

остановкой, МПа;

Q - дебит скважины перед остановкой, $м^3/с$;

μг - вязкость газа, Па·с;

z - коэффициент сверхсжимаемости газа;

Тпл - пластовая температура, К;

Тст - Стандартная температура, К;

Уравнение (11.1) можно переписать в виде

$$P_з^2(t)=\alpha+\beta\ln t \tag{4.2}$$

где

$$\alpha=P_{зс}^2+\frac{Q_{ст}\mu_г zP_0T_{пл}}{2\pi KhT_{ст}10^6}\ln\frac{2,25\chi}{r_{пр}^2} \tag{4.3}$$

$$\beta=\frac{Q_{ст}\mu_г zP_0T_{пл}}{2\pi KhT_{ст}10^6} \tag{4.4}$$

Обрабатывая результаты исследования в координатах $P_з^2(t)-\ln t$,определяются*i* и β.

Затем рассчитывают коэффициент гидропроводности

$$\frac{Kh}{\mu_г}=\frac{Q_{ст}zP_0T_{пл}}{2\pi T_{ст}\beta 10^6}\ м^3/(Па*с), \tag{4.5}$$

и коэффициент проницаемости К.

Рассчитывают коэффициент пьезопроводности:

$$\chi=\frac{K}{\mu_н(m\beta_г+\beta_п)},\ м^2/с, \tag{4.6}$$

где

$\beta_г$ и $\beta_п$ - соответственно коэффициент сжимаемости газа и горной породы

$\beta_г$ =(2-100)·10^{-8}1/Па; $\beta_п$=1,5·10^{-10} 1/Па.

Приведенный радиус скважины

$$r_{пр}=\sqrt{\frac{K}{0,444*e^{(\alpha-P_{зс}^2)/\beta}}} \tag{4.9}$$

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

$$P_з^2(t)=P_{пл}^2-\beta\ln\frac{T+t}{t}, \tag{4.8}$$

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 $\mu_г$ = 0,000013 Па с, пластовая температура $T_{пл}$ = 340 К, коэффициент сверхсжимаемости Z=0,9. $\beta_г=100\cdot10^{-8}$ 1/Па, $\beta_п=1,5\cdot10^{-10}$ 1/Па

Результаты исследования скважины:

t, с	-	60	120	180	600	1200	172800	259200	346000
$P_з$, МПа	**17,4**	19,3	20,3	21,3	21,9	22,2	23	23,06	23,07

Вариант 2

Скважина работала на стационарном режиме в течение 37 суток с дебитом 130,4 тыс. м^3/сут. Эффективная толщина пласта h = 14 м, пористость m = 0,24, вязкость газа $\mu_г$ = 0,000015 Па · с, пластовая температура $T_{пл}$ = 338 К, коэффициент сверхсжимаемости Z=0,8. $\beta_г=100\cdot10^{-8}$ 1/Па, $\beta_п=1,5\cdot10^{-10}$ 1/Па

Результаты исследования скважины:

t, с	-	60	120	180	300	600	1200	2100	4200	12900
$P_з$, МПа	**19,5**	19,53	19,55	19,58	19,62	19,7	19,83	19,84	19,85	19,86

Вариант 3

Скважина работала на стационарном режиме в течение 60 суток с дебитом 180 тыс. м^3/сут. Эффективная толщина пласта h = 30 м, пористость m = 0,27, вязкость газа $\mu_г$ = 0,000012 Па · с, пластовая температура $T_{пл}$ = 350 К, коэффициент сверхсжимаемости Z=0,8. $\beta_г=100\cdot10^{-8}$ 1/Па, $\beta_п=1,5\cdot10^{-10}$ 1/Па

Результаты исследования скважины:

t, с	-	60	120	180	300	600	1200	2700	4800	19080
$P_з$, МПа	**11,7**	11,72	11,79	11,93	11,99	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. м^3/сут. Эффективная толщина пласта h = 15 м, пористость m = 0,3, вязкость газа $\mu_г$ = 0,000013 Па · с, пластовая температура $T_{пл}$ = 352 К, коэффициент сверхсжимаемости Z=0,8. $\beta_г=100\cdot10^{-8}$ 1/Па, $\beta_п=1,5\cdot10^{-10}$ 1/Па

Результаты исследования скважины:

t, с	-	60	120	180	240	360	600	1260	2460	4260	6600	12660	25960

Вариант 5

Скважина работала на стационарном режиме в течение 47 суток с дебитом 541 тыс. м^3/сут. Эффективная толщина пласта h = 10 м, пористость m = 0,28, вязкость газа $\mu_г$ = 0,000014 Па · с, пластовая температура $T_{пл}$ = 334 К, коэффициент сверхсжимаемости Z=0,91. $\beta_г=100\cdot10^{-8}$ 1/Па, $\beta_п=1,5\cdot10^{-10}$ 1/Па

Результаты исследования скважины:

t, с	-	60	120	180	300	600	900	1500	2700	4800	6300	14100	20000
$P_з$, МПа	**14,8**	16,0	16,02	16,03	16,03	16,05	16,07	16,1	16,15	16,23	16,24	16,25	16,26

Вариант 6

Скважина работала на стационарном режиме в течение 70 суток с дебитом 450,6 тыс. м^3/сут. Эффективная толщина пласта h = 12 м, пористость m = 0,31, вязкость газа $\mu_г$ = 0,000012 Па · с, пластовая температура $T_{пл}$ = 305 К, коэффициент сверхсжимаемости Z=0,78. $\beta_г=100\cdot10^{-8}$ 1/Па, $\beta_п=1,5\cdot10^{-10}$ 1/Па

Результаты исследования скважины:

t, с	-	60	120	180	300	420	600	900	1500	2100	3000	3600	4500	11400
$P_з$, МПа	**6,26**	6,31	6,33	6,33	6,34	6,36	6,37	6,37	6,41	6,48	6,68	6,7	6,72	6,79

Вариант 7

Скважина работала на стационарном режиме в течение 65 суток с дебитом 358,2 тыс. м^3/сут. Эффективная толщина пласта h = 13 м, пористость m = 0,27, вязкость газа $\mu_г$ = 0,000012 Па · с, пластовая температура $T_{пл}$ = 341 К, коэффициент сверхсжимаемости Z=1. $\beta_г=100\cdot10^{-8}$ 1/Па, $\beta_п=1,5\cdot10^{-10}$ 1/Па

Результаты исследования скважины:

t, с	-	60	120	180	300	600	900	1500	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. м^3/сут. Эффективная толщина пласта h = 12 м, пористость m = 0,35, вязкость газа $\mu_г$ = 0,000011 Па · с, пластовая температура $T_{пл}$ = 361 К, коэффициент сверхсжимаемости Z=0,81. $\beta_г=100\cdot10^{-8}$ 1/Па, $\beta_п=1,5\cdot10^{-10}$ 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. м^3/сут. Эффективная толщина пласта h = 17 м, пористость m = 0,26, вязкость газа $\mu_г$ = 0,000015 Па · с, пластовая температура $T_{пл}$ = 320 К, коэффициент сверхсжимаемости Z=0,95. $\beta_г=100\cdot10^{-8}$ 1/Па, $\beta_п=1,5\cdot10^{-10}$ 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. м^3/сут. Эффективная толщина пласта h = 25 м, пористость m = 0,22, вязкость газа $\mu_г$ = 0,000016 Па · с, пластовая температура $T_{пл}$ = 335 К, коэффициент сверхсжимаемости Z=0,93. $\beta_г=100\cdot10^{-8}$ 1/Па, $\beta_п=1,5\cdot10^{-10}$ 1/Па

Результаты исследования скважины:

t, с	-	60	120	180	300	600	900	150	240	360	158	361	810

								0	0	0	40	80	00
$P_з$, 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 lnt;

2. Построить зависимость $P_з^2(t) - \ln t$ в координатах $P_з^2(t) - \ln t$;

3. Проэкстраполировать прямолинейный участок данной зависимости до пересечения с осью ординат и определить численной значение α и β;

4. Вычислить коэффициент гидропроводности ε

5. Определить проницаемость К;

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 проводиться 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, входящее 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.

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ 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):

$$\Delta P^2 = AQ_г + BQ_г^2 + C. \qquad (5.1)$$

Депрессия в газовой скважине определяется по формуле (5.2):

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

Уравнение притока можно записать (12.3):

$$P_{пл}^2 - P_{заб}^2 = \frac{\mu P_0}{\pi Kh} \ln \frac{R_к}{r_c} Q + \frac{\rho_0 P_0 \beta}{2\pi^2 h^2 r_c \sqrt{K}} Q^2 \qquad (5.3)$$

т.е.

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

Следовательно, коэффициент проницаемости (12.5):

$$K = \frac{\mu P_0}{\pi hA} \ln \frac{R_к}{r_c}, \text{ м}^2. \qquad (5.5)$$

Оборудование и материалы.

Техника безопасности - приложение А

Задания.

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

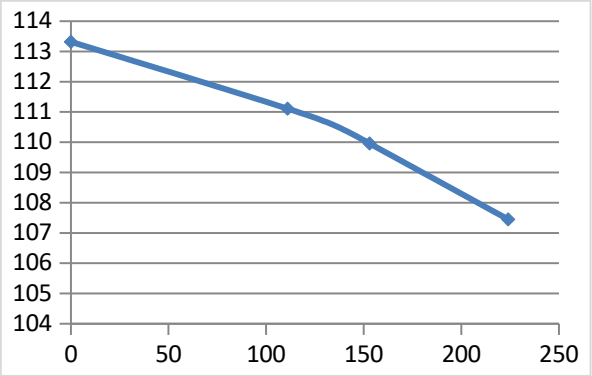


Рисунок 5.1 - Зависимость $P_{заб}$ от Q

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

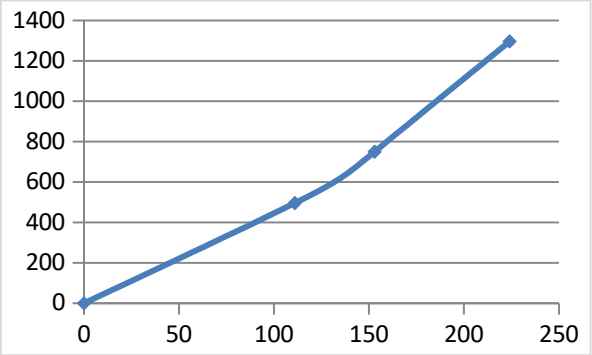


Рисунок 5.2 - Зависимость ΔP^2 от Q

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

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

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

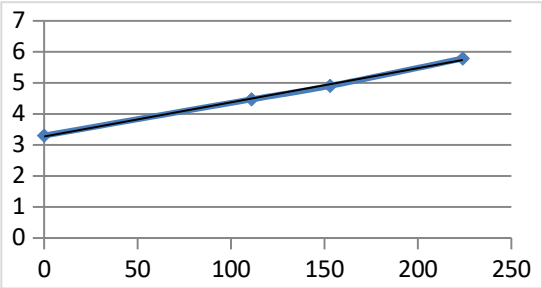


Рисунок 5.3 - Зависимость $\Delta P^2/Q$ от Q

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

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

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

5. Рассчитываетсякоэффициент проницаемости:

$$K=\frac{\mu P_0}{\pi hA}\ln\frac{R_к}{r_c}, \text{ м}^2. \quad (5.5)$$

6. Вычисляется коэффициент вихревых сопротивлений (12.6):

$$\beta=\frac{2B\pi^2h^2r_c\sqrt{K}}{\rho_0P_0}. \quad (5.6)$$

7. Определяется коэффициент газопроводности (5.7):

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

9. Вычисляется коэффициент продуктивности (5.8):

$$К_{пр} = 1/A \quad (5.8)$$

Содержание отчета.

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

Защита работы проводиться 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 исследовании 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.

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ 6.

ОЦЕНКА КОЭФФИЦИЕНТА ПОРИСТОСТИ НА УЧЕБНОМ ГЕЛИЕВЕВОМ ПОРОЗИМЕТРЕ HEP-E

Цель. Научиться определять коэффициент пористости на учебномгелеевомпорозиметре HEP-E. Гелиевыйпорозиметр предназначен для прямого измерения скелетного объема образца керна. Принцип работы основан на законе Бойля-Мариотта.

Теоретическая часть

Гелиевыйпорозиметр HEP-E 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 (Bulkvolume): геометрический объем образца, рассчитываемый из его длины и диаметра.

Скелетный объем (Grainvolume): объем твердых частиц образца.

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

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

$$Пористость = \frac{Поровый_{объем}}{Полный_{объем}}, \quad (6.1)$$

$$Поровый_{объем} = Полный_{объем} - Скелетный_{объем}, \quad (6.2)$$

$$Пористость = \frac{Полный_{объем} - Скелетный_{объем}}{Полный_{объем}}. \quad (6.3)$$

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:

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

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, $T_{ref}=T_{exp}$.

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

Принцип работы гелиевогопорозиметра HEP-E:

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).

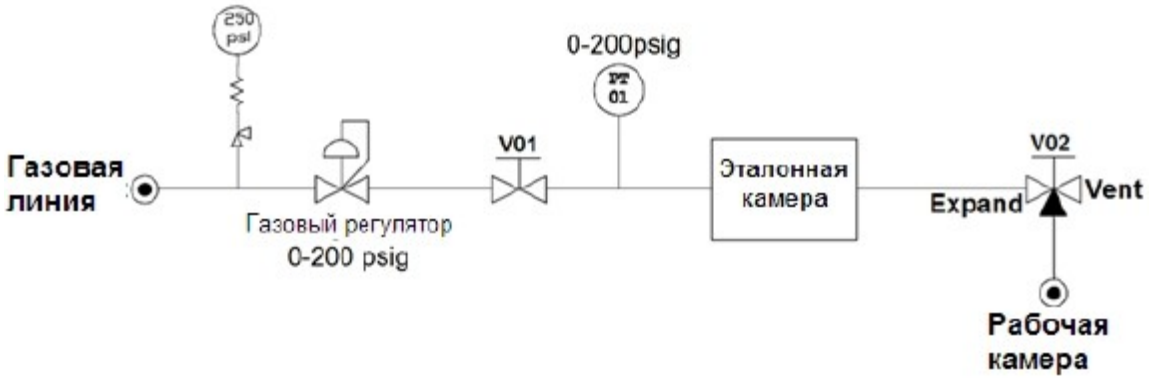


Рисунок 6.1 – Принципиальная схема установки для измерения пористости

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:

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

можно записать как:

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

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:

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

с

P_{ref} и P_{exp} считываются с цифрового манометра. V_{ref}, V_{matrix} и V_{dead}пределяются 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 Комментарии2	Comment3 Комментарии3	Sample Dia (mm) Диаметр образца	Sample Length (mm) Высотаобразца	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 ExcelPAtmпри 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 Pref в Excel.
5. Открыть кран V02 в положение EXPAND.
6. Дождаться стабилизации давления. Считать значение давления Pexp с манометра.
7. Ввести значение Pexp 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 Patm.

(Результаты расчетов)

Результаты расчетов появятся автоматически после заполнение 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. Подробней 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 гелиевевомпорозиметреHeP-e

Dry Weight (g) Сухойвес	Grain Vol (ml) Скелетный объем	Grain density (g/ml) Плотность образца	Pore Volume (ml) Объемпор	Porosity (%) Пористость	Data time of test Датазамера	Matrix type Типматрицы	Billetsloaded (1 to 6)* Загруженные диски (1 до 6)	Prefrecorded (psia) Давление в эталонной камере	Pexp (psia) Давление в рабочей камере	Pref/ Pexp	V billets loaded (V)	Last calibration involving датапроведениякалибровки

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 коэффициенту 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.

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ 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 либо (что менее точно) оценивают по данным гравиметрических исследований в горных выработках или путём расчётов по гравиметрическим съёмкам.

Плотности природных газов $\delta_г$ изменяются от 0,7 до 3,0 кг/м^3, жидкостей $\delta_ж$ – от 700 (нефть) до 1240 кг/м^3 (сильно минерализованная пластовая вода). Плотности твердой фазы $\delta_т$ варьируют в пределах 1000 – 7000 кг/м^3 , сухих пород – 0,5 г/см^3 – 0,7 г/см^3, влажных $\delta_п$ – от 1100 – 7000 кг/м^3.

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

При определении плотности сухой породы ее масса находится взвешиванием, а объем – одним из следующих способов: гидростатическим взвешиванием, объемным взвешиванием вводимой жидкости, пикнометрическим, определением объема образца по его размерам.

Из перечисленных способов используют наиболее часто первые два. Способ гидростатического взвешивания более точен, объемный способ требует меньшего времени.

Оборудование и материалы.

Аналитические весы MS204S (производитель MettlerToledo, Щвейцария)

Техника безопасности - приложение А

Задания.

1. Взвесить образец керна;

2. Ввести в расчётную таблицу сухой вес образца в граммах (используйте файл «template.xls», созданный в лабораторной работе 6). Неточное значение повлияет на расчетную плотность.

3. После ввода автоматически будет рассчитан общий объем (DryWeight, столбец J).

Пример таблицы с данными образца (таблица 7.1):

Таблица 7.1 Пример таблицы с данными образца

Sample № Номер образца	Sample name Наименование Образца	Operator Оператор	Comment Комментарии	Comment 2 Комментарии2	Comment 3 Комментарии3	Sample Dia (mm) Диаметр образца	Sample Length (mm) Высотаобразца	Bulk Vol (ml) Полный объем	Dry Weight (g) **Сухой вес**
1	Sample 01	JFM	Sandstone	Berea		30	38	7,5	25,6

Результаты расчетов

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

Столбец L (graindensity): *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 гелиевевомпорозиметреHeP-e

Номер образца	Data time of test Дата замера	Dry Weight (g) **Сухойвес**	Grain Vol (ml) **Скелетный объем**	Grain density (g/ml) **Плотность образца**	Pore Volume (ml) Объемпор	Porosity (%) Пористость	Matrix type Типматрицы	Billet sloaded (1 to 6)* Загруженные диски (1 до 6)	Prefrecorded (psia) Давлениеэталонной камере	Pexp (psia) Давлениеврабочей камере	Pref / Pexp	V billets loaded (V)	Last calibration involving датапроведениякалибровки

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 $\delta_г$; жидкостей $\delta_ж$; твердой фазы $\delta_т$; 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.

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ 8

МЕТОД ОПРЕДЕЛЕНИЯ КОЭФФИЦИЕНТА АБСОЛЮТНОЙ ГАЗОПРОНИЦАЕМОСТИ ПРИ СТАЦИОНАРНОЙ ФИЛЬТРАЦИИ НА УСТАНОВКЕ GPE-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:

$$k = \frac{\mu QL}{S\Delta P}, \tag{8.1}$$

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 (см^2); 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:

$$k_{газ} = \frac{2\mu ZTP_б LQ_б}{ST_б\left(P_1^2 - P_2^2\right)}, \tag{8.2}$$

где $k_{газ}$ – проницаемость по газ (Д, дарси); μ – вязкость газа (Сп, сантипуаз); Z – коэффициент сжимаемости газа; T – средняя температура потока газа; $P_б$, – базовое или атмосферное давление; L – длина образца керна (см); $Q_б$ – атмосферный поток газа (см^3/с) при базовом давлении $P_б$; S –площадь поперечного сечения образца (см^2); $T_б$ – 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 $P_{ср} = (P_1 + P_2)/2$, то выражение (8.2) можно записать как:

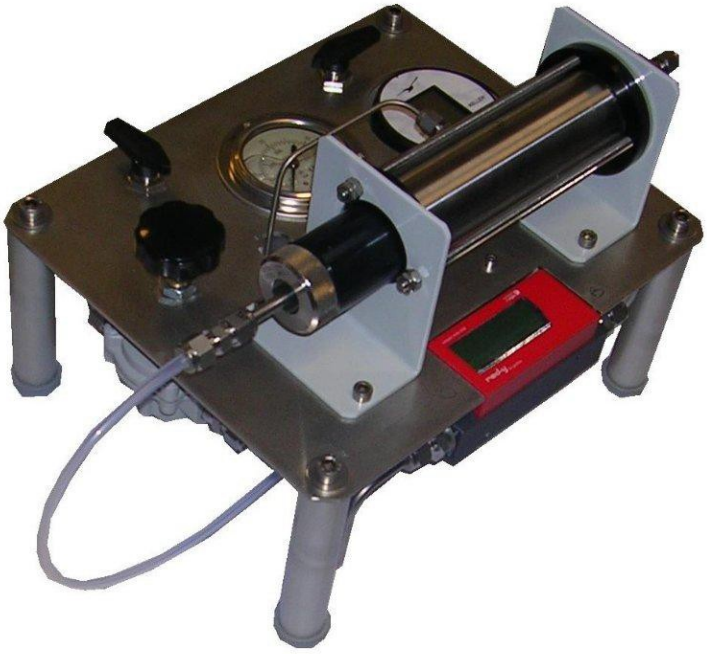
$$k_{газ} = \frac{\mu P_б LQ_б}{S\Delta PP_{ср}}, \tag{8.3}$$

где μ – вязкость газа (Сп, сантипуаз); $Q_б$ – атмосферный поток газа (см^3/с) при; $P_б$, – базовое или атмосферное давление; ΔP – разница давления; $P_{ср}$ – среднее давление газа; L – длина образца керна (см); S –площадь поперечного сечения образца (см^2).

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

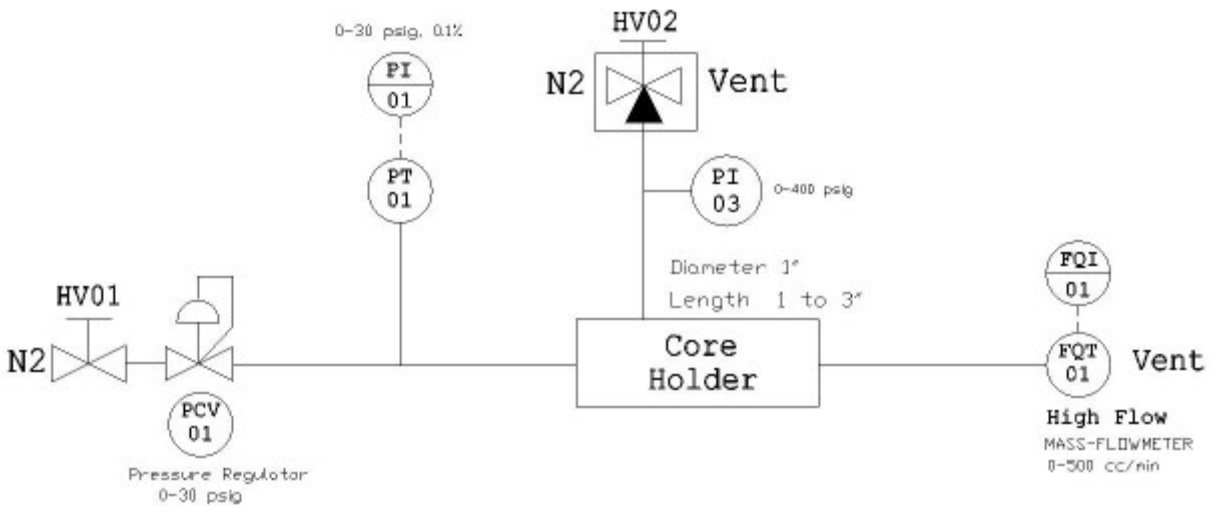


Рисунок 8.2 – Схема установки газового пермеаметра GPE-30.

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 температуру, 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 давление 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).

4. Зафиксировать атмосферное давление;

5. Замерить диаметр и высоту образца. Поместите образец в кернодержатель, закрутите регулировочный болт до контакта с торцом образца.

6. Поверните ручку CONFINING / VENT в положение CONFINING, чтобы подать обжимное давление.

7. Ручку регулятора давления до предела заверните против часовой стрелки.

8. Переключите кран ON / OFF в положение ON.

9. Закручивая ручку регулятора давления (почасовой стрелке) плавно поднимаем давление азота до достижении нужного расхода и разности давлений (3-4 показания, допустим через 5 psig)

10. После стабилизации значений расхода и давления зафиксируйте окончательный результат.

11. Введите отображаемое значение давления и расхода в файл XLS. Считайте результат в колонке U.

10. Поверните выключатель в положение OFF.

12. Мягко установите кран обжима в положение VENT (сброс обжимного давления);

13. Извлеките образец.

13. Введите данные нового образца и поместите его в кернодержатель.

Содержание отчета.

В отчете следует отразить: цель работы, краткое теоретическое обоснование, методику и ход выполнения работы, порядок обработки полученных данных, характеристику коллектора по классификации А.А. Ханина.

При результаты обмера образцов, замеренное давление, расход газа, барометрическое давление и результат определения записывают в таблицу 8.2.

Таблица 8.2 - Форма записи при определении абсолютной газопроницаемости

Номер анализа	Диаметр, мм	Высота образца, мм	Атмосферное давление, P_2, psia/МПа	Дата и время проведения опыта	Давление газа P_1, psia/МПа	Температура, °С	Расход газа (см^3/мин)	Ка (мД/10^{-12} мкм^2)

(Проведение расчета)

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

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

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 Рб 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.

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

Отсюда значение ΔP точнее, чем P_1 (3 знака вместо 2).

*Среднее давление Pm*находится из формулы

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

где P_1 и P_2 - рассчитаны на предыдущем шаге.

Фунтнакв. дюйм / pound square inches (psi) = 0, 68 atmosphere = 0,07 кгс/см^2.

Для перевода используемых в практике единиц измерения при определении проницаемости в единицы СИ используют соотношения, которые при водятся 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*10^5Па=10^-МПа
Давление	P	1psi	1psi =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»

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ 9.

ГЕОЛОГО–ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ ПАРАМЕТРОВ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ

Цель. Дать студентам понятия о геолого–геофизических методах исследования параметров продуктивных пластов.

Теоретическая часть

Геолого–геофизическими методами производятся детальное изучение разреза залежи, его расчленение и корреляция разрезов скважин с учетом литолого–петрографической, палеонтологической и промыслово–геофизической характеристик пород. Конечным результатом геолого–геофизических методов являются как геологические профили и литологические карты, отображающие особенности строения продуктивных пластов по разрезу и по площади, так и выявленные зависимости между отдельными параметрами пластов.

Первый и наиболее важный этап при изучении неоднородности пластов геолого–геофизическими методами – расчленение продуктивного горизонта (пласта) на отдельные

пласты (пропластки), если он сложен серией литологических изменчивых песчано–алевритовых пород, а также их корреляции по площади. При этом следует отметить, что корреляция должна касаться одновозрастных участков разреза, ибо изучение литолого–петрографической и промыслово–геофизической характеристик разновозрастных частей разреза с целью выявления особенностей и закономерностью в их строении может привести к серьезным ошибкам и неправильным выводам.

Одна из первых задач при общей корреляции, которую обычно проводят в период разведки месторождения при редкой сетке скважин, выделение в разрезе маркирующих горизонтов или пластов (иначе «реперов»), имеющих определенное стратиграфическое положение в разрезе и выделяющихся по всему комплексу геологических и геофизических данных. В период общей корреляции необходимо использовать и данные других исследований и анализов (минералогического, макро–и микро фаунистического, споро–пыльцевого).

Для более плотного познания сложной картины строения литологических, неоднородных пластов и осуществления рациональной разработки важное значение приобретает детальная (зональная) корреляция. В процессе детальной корреляции в разрезе продуктивных горизонтов (эксплуатационных объектов) выделяют зональные интервалы, которые характеризуются аналогичной конфигурацией кривых промыслово–геофизических исследований и идентичными литолого–физическими свойствами, выдерживающимися на более или менее значительной площади залежи. Безусловно, для проведения такой работы необходима значительная разбуренность залежи.

Зональная корреляция дает возможность выяснить распространение по площади каждого отдельного зонального интервала, определить границы его распространения, изменчивость коллекторских свойств и т.д., данные которых могут быть положены в основу построения зональных карт, дающих первое представление о зональной неоднородности пластов.

Литолого–физические свойства пород при корреляции терригенных отложений хорошо отражают данные электрометрических и радиометрических исследований скважин, дающие наиболее полную в смысле представительности сравнительную характеристику свойств пород. Кроме того, в условиях ограниченного отбора керна геофизические исследования обеспечивают непрерывную характеристику вскрываемых скважиной пластов. Основным критерием при сопоставлении разрезов скважин терригенных отложений по геофизическим данным является электрическая характеристика разреза.

Если в разрезе изучаемой продуктивной толщи имеются четкие электрические реперы или хорошо выдерживающиеся по простиранию отдельные пачки глин или песчаных пород с устойчивой геоэлектрической характеристикой, причем сохраняется определенная последовательность напластования литологически различных пород в пачке, то можно достаточно уверенно сопоставлять между собой разрезы ряда скважин только по диаграммам стандартного каротажа без применения других методов корреляции.

При изучении более сложного разреза диаграмм стандартного каротажа оказывается недостаточно, поэтому в этих случаях привлекаются результаты других геофизических методов, которые позволяют более точно увязать разрезы скважин, уточнить литологический состав пластов, трудно расчленяемых по данным стандартного каротажа.

Вследствие того, что изменение диаметра скважин в процессе бурения тесно связано с литологическим составом пород, слагающих разрез, то эта особенность может быть использована как для уточнения литологического состава пластов, трудно расчленяемых по данным стандартного каротажа, так и при корреляции.

Параллельно с корреляцией пластов необходимо строить геологические профили, позволяющие проследить взаимосвязь различных продуктивных пластов по разрезу и по площади, а также оценить количественно прерывистость пластов, учет которой необходим прирасчете технологических показателей разработки и коэффициента нефтеотдачи. Геологические профили обычно проводят по направлениям, наиболее полно отражающим особенности строения залежи.

Геолого–промысловая практика изучения геологического строения месторождений показала целесообразность построения, кроме геологических профилей и схем корреляции, следующих карт:

- общих толщин (мощностей) горизонта (пласта);
- распространения коллекторов или зональных интервалов;
- распространение зон слияний пластов;
- пористости и проницаемости;
- геофизических параметров, характеризующих коллекторские свойства пластов, например αПС.

Указанный перечень карт не является необходимым минимумом. В каждом конкретном случае необходимо учитывать особенности геологического строения и четко определять задачи дальнейших исследований.

Техника безопасности в приложении А

Контрольные вопросы и задания.

1. Какие исследования относятся к геолого–геофизическим методам изучения неоднородности пластов? Какие задачи могут решаться в процессе их применения?
2. Что такое «репер»?
3. С какой целью проводится общая корреляция разреза? Каковы отличия общей и детальной корреляции?
4. Какие геофизические методы хорошо отражают литолого–физические свойства пород при корреляции терригенных отложений?
5. Какие графические построения используются при изучении геологического строения месторождений?
6. Дайте определение таким понятиям, как «общая толщина», «эффективная толщина»? Как называется эффективная толщина продуктивного пласта, поры которой заполнены преимущественно нефтью?

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

Список литературы.

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.

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ 10.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПОРИСТОСТИ ПЕСЧАНО-ГЛИНИСТЫХ ПОРОД ПО ВЕЛИЧИНЕ ПОТЕНЦИАЛОВ САМОПРОИЗВОЛЬНОЙ ПОЛЯРИЗАЦИИ

Цель. Дать студентам понятия об геолого–геофизических методах исследования параметров продуктивных пластов.

Теоретическая часть

Изучение потенциалов самопроизвольной поляризации терригенных пород проводилось многочисленными отечественными и зарубежными исследователями. Особо

следует отметить фундаментальные работы Б.Ю. Вендельштейна и Д.А. Шапиро. Ими разработана теория диффузионно-адсорбционных потенциалов и дано решение задачи для реальных горных пород. Установлено, что потенциалы ПС определяются концентрацией и химическим составом контактирующих растворов, степенью дисперсности пород, их водонасыщенностью и температурой. Б.Ю. Вендельштейном установлено, что в благоприятных геологических условиях по данным ПС можно проводить количественные оценки пористости и глинистости терригенных пород.

Рассмотрим возможности метода ПС в условиях изучаемых отложений Восточного Ставрополья. Интерепретационные уравнения метода ПС для юрских отложений обоснованы по данным экспериментальных исследований керна, теоретических расчетов и материалов ГИС.

Для отложений по ряду площадей было выполнено сопоставление определений относительной амплитуда ПС – αпс в скважинных условиях и пористости насыщения, найденной по кернам, всего 331 определений (рисунок 10.1, таблица 10.1).

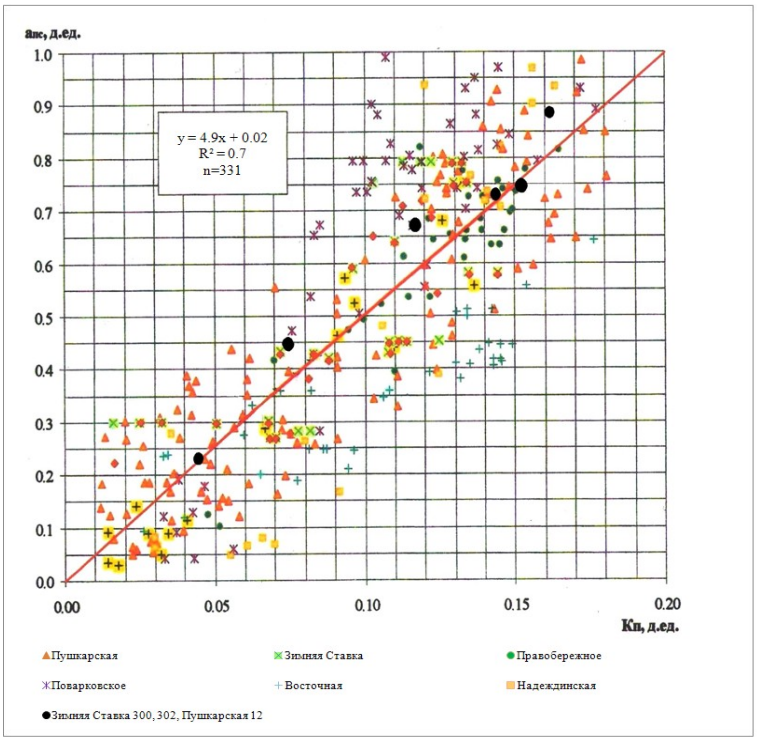


Рисунок 10.1 - Зависимость амплитуды аномалии ПС **αпс** от пористости **kп** по керну для нижнемеловых и юрских отложений

Таблица 10.1 - Сопоставление определений αпс в скважинных условиях и пористости насыщения по месторождениям Восточного Ставрополья

Месторождение, количество определений	Кп керн,д.ед	αпс, д.ед
Зимняя Ставка 300	0,1432	0,732

	0,045	0,23
	0,074	0,45
Зимняя Ставка 302	0,161	0,88
Пушкарское 12	0,117	0,67
	0,152	0.75

Значение $\alpha_{пс}$ для каждого пласта, отмечаемого отрицательной аномалией ПС по отношению к линии глин при $\rho_с > \rho_{пв}$, рассчитывают по формуле:

$$\alpha_{пс} = \Delta U_{пс} / \Delta U_{пс}^{max}, \qquad (10.1)$$

где $\Delta U_{пс}$ – амплитуда кривой ПС против изучаемого пласта, мВ; $\Delta U_{пс}^{max}$ – амплитуда кривой ПС в опорном пласте, мВ; $\rho_с$ – удельное сопротивление промывочной жидкости, Омм; $\rho_{пв}$ – удельное сопротивление пластовой воды, Омм.

В качестве опорного пласта выбираются хорошо проницаемые слабо глинистые и слабо алевритистые песчаники IX пласта нижнего мела.

Полученная зависимость $\alpha_{пс} = f(К_п)$ аппроксимируется выражением:

$$\alpha_{пс}=4{,}9К_п+0{,}02, R = 0{,}82. \qquad (10.1)$$

Она может быть рекомендована для экспресс-определения $К_п$ при отсутствии замеров АК. Значения $К_п$, полученные при использовании прямолинейного участка хорошо сходятся с определениями $К_п^{АК}$

Оборудование и материалы.

Величины определений относительной амплитуды ПС – αпс в скважинных условиях по ряду месторождений Восточного Ставрополья

Таблица 10.2 - Определений относительной амплитуда ПС – αпс в скважинных условиях по месторождениям Восточного Ставрополья

Вариант 1		Вариант 2		Вариант 3		Вариант 4		Вариант 5		Вариант 6		Вариант 7		Вариант 8	
№ скв	а ПС	№ скв	а ПС	№ скв	а ПС	№ скв	а ПС	№ скв	а ПС	№ скв	а ПС	№ скв	а ПС	№ скв	а ПС
1vt	0,34	8vt	0,51	18vt	0,21	90vt	0,20	122vt	0,23	136vt	0,20	247vt	0,23	133vb	0,29
2vt	0,60	9vt	0,20	19vt	0,20	98vt	0,70	123vt	0,29	209vt	0,20	267vt	0,20	135vb	0,33
3vt	0,20	10vt	0,40	20vt	0,56	102vt	0,20	124vt	0,28	213vt	0,32	63vb	0,26	137vb	0,23
4vt	0,20	11vt	0,59	45vt	0,22	103vt	0,39	129vt	0,16	219vt	0,20	102vb	0,50	138vb	0,22
5vt	0,69	12vt	0,56	57vt	0,20	105vt	0,50	130vt	0,43	226vt	0,20	104vb	0,32	206vb	0,20
6vt	0,27	13vt	0,23	58vt	0,20	120vt	0,52	131vt	0,12	233vt	0,20	128vb	0,20	207vb	0,20
7vt	0,46	14vt	0,85	60vt	0,30	121vt	0,15	134vt	0,53	239vb	0,44	132vb	0,64	211vb	0,20
Вариант 9		Вариант 10		Вариант 11		Вариант 12		Вариант 13		Вариант 14		Вариант 15		Вариант 16	
№ скв	а ПС	№ скв	а ПС	№ скв	а ПС	№ скв	а ПС	№ скв	а ПС	№ скв	а ПС	№ скв	а ПС	№ скв	а ПС
214vb	0,55	227vb	0,15	261vb	0,31	271vb	0,20	1fr	0,30	8nd	0,74	235vb	0,72	9nd	0,69
220vb	0,19	231vb	0,24	262vb	0,45	272vb	0,85	2fr	0,67	15nd	0,68	237vb	0,58	11nd	0,64
221vb	0,31	232vb	0,69	263vb	0,20	274vb	0,46	3fr	0,38	254nd	0,7	230nd	0,72	10nd	0,64
222vb	0,19	240vb	0,20	266vb	0,40	276vb	0,42	4fr	0,72	5nd	0,6	234vt	0,75	17nd	0,67
223vb	0,45	242vb	0,43	268vb	0,52	278vb	0,85	1sr	0,36	257nd	0,69	236vb	0,83	4bd	0,63
224vb	0,19	244vb	0,20	269vb	0,20	279vb	0,63	16nd	0,77	1nd	0,52	229vb	0,82	1bd	0,72
225vb	0,20	245vb	0,26	270vb	0,30			6nd	0,67	2nd	0,8	218vt	0,8	2bd	0,68
								253nd	0,69	3nd	0,58	228vb	0,69	3bd	0,86

								7nd	0,75	4nd	0,52			5bd	0,67
										255nd	0,7				

Техника безопасности приведена в приложении А

Задания

По исходным данным, приведенным в таблице 10.2, используя зависимость амплитуды аномалии ПС αпс от пористости kп по керну для нижнемеловых и юрских отложений (рисунок 10.1) или зависимость (10.1), провести определение величины коэффициента пористости

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

Контрольные вопросы.

1. Какими факторами определяется величина потенциалов ПС?

2. Каким образом было установлена зависимость амплитуды аномалии ПС αпс от пористости kп по керну для нижнемеловых и юрских отложений Восточного Ставрополья

Список литературы.

3. 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.

4. 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.

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.

Приложение Б

Варианты заданий для лабораторной работы «Изучение геологической горизонта»

Вариант 1

№ скважины	Толщина горизонта А, м	Проницаемые пропластки	Толщина проницаемыхпропластков, м
58	28	*а* *б* *в*	0 4 0
69	31	*а* *б* *в*	8 7 9
70	24	*а* *б* *в*	0 0 3
80	31	*а* *б* *в*	}25
81	25	*а* *б* *в*	5 0 0
91	22	*а* *б* *в*	0 0 8
92	28	*а* *б* *в*	}14 0

102	27	*а* *б* *в*	8 4 6
103	29	*а* *б* *в*	7 5 7
104	26	*а* *б* *в*	11 0
114	18	*а* *б* *в*	0 0 0
115	21	*а* *б* *в*	0 3 0
116	22	*а* *б* *в*	0 0 6
125	24	*а* *б* *в*	5 0 0
126	27	*а* *б* *в*	4 0 7
136	29	*а* *б* *в*	8 0 9

Вариант 2

№ скважины	Толщина горизонта А, м	Проницаемые пропластки	Толщина проницаемыхпропластков, м
137	21	*а* *б* *в*	0 0 7
147	24	*а* *б* *в*	6 7 0
148	28	*а* *б* *в*	0 8 12
157	25	*а* *б* *в*	11 6 0
158	26	*а* *б* *в*	5
159	27	*а* *б* *в*	0 15
167	34	*а* *б* *в*	12 7 6
168	26	*а* *б*	0

		в	15
169	19	*а*	0
		б	0
		в	0
176	21	*а*	8
		б	0
		в	0
177	19	*а*	0
		б	7
		в	0
178	20	*а*	7
		б	0
		в	0
184	23	*а*	6
		б	5
		в	0
185	21	*а*	0
		б	0
		в	7
192	35	*а*	0
		б	10
		в	9

Вариант 3

№ скважины	Толщина горизонта А, м	Проницаемые пропластки	Толщина проницаемыхпропластков, м
199	35	*а*	0
		б	26
		в	
200	36	*а*	6
		б	8
		в	5
206	39	*а*	7
		б	21
		в	0
207	38	*а*	24
		б	
		в	7
208	41	*а*	0
		б	0
		в	0
213	35	*а*	26
		б	
		в	0
214	24	*а*	0
		б	12
		в	6
215	18	*а*	0
		б	0
		в	0
		а	9

219	32	*б*	16
		в	0
220	28	*а*	7
		б	0
		в	8
221	24	*а*	0
		б	11
		в	0
223	29	*а*	13
		б	0
		в	8
224	27	*а*	0
		б	12
		в	7
225	22	*а*	8
		б	0
		в	0
226	26	*а*	8
		б	0
		в	8
227	21	*а*	6
		б	0
		в	0

Вариант 4

№ скважины	Толщина горизонта А, м	Проницаемые пропластки	Толщина проницаемыхпропластков, м
18	31	*а*	0
		б	}22
		в	
24	30	*а*	0
		б	}21
		в	
25	37	*а*	7
		б	15
		в	7
31	31	*а*	6
		б	10
		в	0
32	28	*а*	0
		б	8
		в	5
33	26	*а*	8
		б	6
		в	0
39	24	*а*	}16
		б	
		в	0
40	21	*а*	8
		б	0
		в	0
		а	10

41	26	*б* *в*	0 7
48	24	*а* *б* *в*	7 9 0
49	22	*а* *б* *в*	0 0 6
50	12	*а* *б* *в*	0 0 0
59	17	*а* *б* *в*	0 0 8
60	28	*а* *б* *в*	7 6 8
71	19	*а* *б* *в*	0 5 0

Вариант 5

№ скважины	Толщина горизонта А, м	Проницаемые пропластки	Толщина проницаемыхпропластков, м
42	21	*а* *б* *в*	0 0 12
51	30	*а* *б* *в*	8 0 14
52	39	*а* *б* *в*	9 23
61	20	*а* *б* *в*	0 0 11
62	36	*а* *б* *в*	8 7 10
63	34	*а* *б* *в*	27
72	26	*а* *б* *в*	0 8 7
73	19	*а* *б* *в*	6 0 0

74	23	*а* *б* *в*	0 7 8
82	19	*а* *б* *в*	0 12 0
83	17	*а* *б* *в*	0 0 9
84	16	*а* *б* *в*	0 0 0
93	25	*а* *б* *в*	6 9 0
94	17	*а* *б* *в*	0 8 0
105	18	*а* *б* *в*	0 11 0

Вариант 6

№ скважины	Толщина горизонта А, м	Проницаемые пропластки	Толщина проницаемыхпропластков, м
85	38	*а* *б* *в*	0 }30
95	41	*а* *б* *в*	7 13 9
96	32	*а* *б* *в*	0 12 9
106	26	*а* *б* *в*	0 11 0
107	29	*а* *б* *в*	8 0 11
108	31	*а* *б* *в*	7 12 0
117	19	*а* *б* *в*	8 0 0
118	28	*а* *б* *в*	9 0 10
		а	0

119	18	*б* *в*	9 0
127	21	*а* *б* *в*	0 0 8
128	34	*а* *б* *в*	11 0 12
129	42	*а* *б* *в*	10 11 12
138	47	*а* *б* *в*	9 12 18
139	31	*а* *б* *в*	0 0 16
149	39	*а* *б* *в*	}17 13

Вариант 7

№ скважины	Толщина горизонта А, м	Проницаемые пропластки	Толщина проницаемыхпропластков, м
120	12	*а* *б* *в*	0 0 0
130	16	*а* *б* *в*	0 8 0
131	29	*а* *б* *в*	0 14 6
140	35	*а* *б* *в*	8 12 7
141	28	*а* *б* *в*	}19 0
142	37	*а* *б* *в*	}16 12
150	19	*а* *б* *в*	0 0 9
151	24	*а* *б* *в*	0 16 0
152	27	*а* *б* *в*	9 0 10

160	16	*а* *б* *в*	0 0 0
161	25	*а* *б* *в*	0 14 0
162	42	*а* *б* *в*	7 12 11
170	27	*а* *б* *в*	8 10 0
171	29	*а* *б* *в*	0 21
179	23	*а* *б* *в*	0 0 12

Вариант 8

№ скважины	Толщина горизонта А, м	Проницаемые пропластки	Толщина проницаемыхпропластков, м
186	24	*а* *б* *в*	7 0 8
187	26	*а* *б* *в*	0 6 8
193	29	*а* *б* *в*	0 6 14
194	32	*а* *б* *в*	8 0 11
195	19	*а* *б* *в*	0 0 0
201	21	*а* *б* *в*	0 0 11
202	29	*а* *б* *в*	7 0 12
203	18	*а* *б* *в*	0 0 5
209	26	*а* *б* *в*	6 7 0
210	22	*а* *б*	0 8

		в	9
211	21	*а* *б* *в*	7 7 0
216	18	*а* *б* *в*	0 9 0
217	35	*а* *б* *в*	27
218	31	*а* *б* *в*	}21 0
222	19	*а* *б* *в*	9 0 0

Вариант 9

№ скважины	Толщина горизонта А, м	Проницаемые пропластки	Толщина проницаемыхпропластков, м
163	17	*а* *б* *в*	0 0 7
172	26	*а* *б* *в*	0 8 9
173	18	*а* *б* *в*	0 9 0
180	33	*а* *б* *в*	0 }26
181	28	*а* *б* *в*	}17 0
182	21	*а* *б* *в*	0 10 0
188	35	*а* *б* *в*	9 8 9
189	17	*а* *б* *в*	8 0 0
190	33	*а* *б* *в*	10 7 6
196	16	*а* *б* *в*	0 0 0
		а	9

197	36	*б* *в*	7 8
198	21	*а* *б* *в*	0 0 12
204	18	*а* *б* *в*	0 0 0
205	32	*а* *б* *в*	8 0 16
212	20	*а* *б* *в*	0 0 11

Вариант 10

№ скважины	Толщина горизонта А, м	Проницаемые пропластки	Толщина проницаемыхпропластков, м
1	26	*а* *б* *в*	7 0 11
2	21	*а* *б* *в*	8 0 0
3	15	*а* *б* *в*	0 0 9
4	27	*а* *б* *в*	9 0 10
5	30	*а* *б* *в*	0 9 12
6	16	*а* *б* *в*	0 0 0
7	35	*а* *б* *в*	0 }26
8	20	*а* *б* *в*	10 0 0
9	20	*а* *б* *в*	0 0 11
10	31	*а* *б* *в*	0 12 13
11	36	*а* *б* *в*	0 16 11

13	17	*а* *б* *в*	0 9 0
14	43	*а* *б* *в*	}26 9
19	22	*а* *б* *в*	0 13 1

Приложение В

Варианты заданий для лабораторной работы «Исследование нефтяных скважин методом восстановления давления»

Вариант 1				
t,c	Рзаб	h	15	м
0	**30,568**	$b_Н$	1,4	
60	30,975	$\mu_{нп}$	2,3	мПа с
120	31,124	m	24	%
180	31,486	$Q_м$	112	т/сут
240	32,486	$\beta_ж$	9,5E-10	1/Па
300	33,786	βп	2E-10	1/Па
360	33,901	$\rho_{нд}$	850	кг/м^3
420	33,961	$R_к$	250	м
480	34,045	$r_с$	0,124	м
540	34,123			
Вариант 2				
t,c	Рзаб	h	9	
0	**13,8**	$b_Н$	1,3	
30	14,35	$\mu_{нп}$	2,5	мПа с
60	14,85	m	21	%
100	15,43	$Q_м$	84	т/сут
150	16	$\beta_ж$	9,5E-10	1/Па
250	16,91	βп	2E-10	1/Па
500	17,8	$\rho_{нд}$	830	кг/м^3
1000	18,51	$R_к$	250	м

2000	18,94	r_c	0,124	м
3000	19,15			
5000	19,35			
10000	19,58			
20000	19,75			

Вариант 3

t,с	Рзаб	h	11,3	м
0	**11,35**	$b_Н$	1,2	
30	11,84	$\mu_{нп}$	2,5	мПа с
60	12,06	m	27	**%**
100	12,67	$Q_м$	132	т/сут
120	13	$\beta_ж$	9,5E-10	1/Па
180	13,78	βп	2E-10	1/Па
240	17,11	$\rho_{нд}$	854	кг/м^3
600	17,65	$R_к$	250	м
1000	17,97	r_c	0,124	м
1200	18,21			
1500	18,34			

Вариант 4

t,с	Рзаб	h	14	м
0	**10,757**	$b_Н$	1,6	
60	10,975	$\mu_{нп}$	2,4	мПа с
120	11,124	m	28	%
180	11,486	$Q_м$	260	т/сут
240	12,478	$\beta_ж$	9,5E-10	1/Па
300	13,786	βп	2E-10	1/Па
360	13,901	$\rho_{нд}$	846	кг/м^3
420	13,961	R	250	м
480	14,045	r_c	0,124	м
540	14,123			
600	14,187			

Вариант 5

t,с	Рзаб	h	20	
0	**15,35**	$b_Н$	1,2	
30	15,84	$\mu_{нп}$	2,1	
60	16,32	m	25	
100	17,32	$Q_м$	150	
120	17,64	$\beta_ж$	9,5E-10	

180	18,97	βп	2E-10	
240	22,24	$\rho_{нд}$	858	
480	22,72	R	250	
900	22,97	r_c	0,124	
1200	23,21			
1500	23,43			
Вариант 6				
t,c	Рзаб	h	16	м
0	**13,8**	b_H	1,4	
30	14,35	$\mu_{нп}$	2,1	мПа с
60	14,85	m	29	%
100	15,43	$Q_м$	95	т/сут
			9,5E-1	
150	16	$\beta_ж$	0	1/Па
250	16,91	βп	2E-10	1/Па
500	17,8	$\rho_{нд}$	836	кг/м^3
1000	18,51	R	250	м
2000	18,94	r_c	0,124	м
3000	19,15			
5000	19,35			
10000	19,58			
20000	19,75			
	Вариант 7			
t,c	Рзаб	h	10	м
0	**18,85**	b_H	1,1	
60	19,674	$\mu_{нп}$	1,9	мПа с
120	20,148	m	26	%
180	20,681	$Q_м$	200	т/сут
			9,5E-1	
240	21,233	$\beta_ж$	0	1/Па
300	22,452	βп	2E-10	1/Па
360	23,011	$\rho_{нд}$	865	кг/м^3
420	23,124	$R_к$	250	м
480	23,245	r_c	0,124	м
540	23,375			
600	23,468			
1000	23,837			
Вариант 8				
t,c	Рзаб	h	15,3	м
0	**11,35**	b_H	1,1	
30	11,84	$\mu_{нп}$	2,2	мПа с
60	12,06	m	28	**%**
100	12,67	$Q_м$	150	т/сут
			9,5E-1	
120	13	$\beta_ж$	0	1/Па

180	13,78	βп	2E-10	1/Па
240	17,11	$\rho_{нд}$	804	кг/м^3
600	17,65	$R_к$	255	м
1000	17,97	r_c	0,124	м
1200	18,21			
1500	18,34			

Приложение Г

Варианты заданий для лабораторной работы «Определение параметров продуктивных пластов гидродинамическими методами при установившейся фильтрации газа»

В-1			Результаты ГДИ		
Вязкость	0,00013	Па с	Р пл	**60,38**	кгс/см2
плотность	0,722	кг/м^3	Q, тыс. м^3/сут	Рзаб, кгс/см^2	
h	35	м	255	56,49	
R_k	500	м	226	57,04	
r_c	0,1	м	164	58,11	
Po	100000	Па	103	59,07	
			48	59,81	
В-2					
Вязкость	0,00013	Па с	Результаты ГДИ		
плотность	0,711	кг/м^3	Р пл	**67,55**	кгс/см2
h	15	м	Q, тыс. м^3/сут	Рзаб, кгс/см^2	
R_k	400	м	370	59,35	
r_c	0,1	м	282	62,04	
Po	100000	Па	198	64,21	
			98	66,16	
В-3					
Вязкость	0,000013	Па с	Результаты ГДИ		
плотность	0,814	кг/м^3	Р пл	**113,78**	кгс/см2
h	16	м	Q, тыс. м^3/сут	Рзаб, кгс/см^2	

R_k	250	м	670	96,99	
r_c	0,1	м	487	104,21	
Po	100000	Па	311	109,1	
			140	112,3	
В-4					
Вязкость	0,000015	Па с	Результаты ГДИ		
плотность	0,725	кг/м^3	Р пл	**113,07**	кгс/см2
h	12	м	Q, тыс. м^3/сут	Рзаб, кгс/см^2	
R_k	300	м	226,2	109,79	
r_c	0,1	м	161,2	110,87	
Po	100000	Па	102,6	111,78	
			62,6	112,33	
В-5					
Вязкость	0,000012	Па с	Результаты ГДИ		
плотность	0,724	кг/м^3	Р пл	**113,32**	кгс/см2
h	18	м	Q, тыс. м^3/сут	Рзаб, кгс/см^2	
R_k	250	м			
r_c	0,1	м	111	111,11	
Po	100000	Па	153	110,02	
			224	107,45	
В-6					
Вязкость	0,000016	Па с	Результаты ГДИ		
плотность	0,711	кг/м^3	Р пл	**123,06**	кгс/см2
h	21	м	Q, тыс. м^3/сут	Рзаб, кгс/см^2	
R_k	300	м			
r_c	0,1	м	92,2	122,72	
Po	100000	Па	201	121,9	
			274,4	121,13	
В-7					
Вязкость	0,000008	Па с	Результаты ГДИ		
плотность	0,701	кг/м^3	Р пл	**76,48**	кгс/см2
h	8	м	Q, тыс. м^3/сут	Рзаб, кгс/см^2	
R_k	150	м	276	78,3	
r_c	0,1	м	194	77,56	
Po	100000	Па	97	76,9	

В-8					
Вязкость	0,000013	Па с	Результаты ГДИ		
плотность	0,705	кг/м^3	Р пл	**122,11**	кгс/см2
h	15	м	Q, тыс. м^3/сут	Рзаб, кгс/см^2	
R_k	400	м	306	117,88	
r_c	0,1	м	193	120,14	
Ро	100000	Па	95	121,43	
В-9					
Вязкость	0,000013	Па с	Результаты ГДИ		
плотность	0,671	кг/м^3	Р пл	**65,36**	кгс/см2
h	22	м	Q, тыс. м^3/сут	Рзаб, кгс/см^2	
R_k	300	м			
r_c	0,1	м	305	62,89	
Ро	100000	Па	382	61,6	
			442	60,21	
В-10					
Вязкость	0,000014	Па с	Результаты ГДИ		
плотность	0,705	кг/м^3	Р пл	**79,73**	кгс/см2
h	13	м	Q, тыс. м^3/сут	Рзаб, кгс/см^2	
R_k	400	м	385	82,57	
r_c	0,1	м	290	81,7	
Ро	100000	Па	152	80,61	

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

МЕТОДИЧЕСКИЕ РЕКОМЕНДАЦИИ

ПО ОРГАНИЗАЦИИ САМОСТОЯТЕЛЬНОЙ РАБОТЫ ПО ДИСЦИПЛИНЕ

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПАРАМЕТРОВ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ

СОДЕРЖАНИЕ

1 Общая характеристика самостоятельной работы студентов при изучении дисциплины «определение параметров продуктивных пластов»
2 План-график выполнения самостоятельной работы
3 Контрольные точки и виды отчетности по ним
4 Методические рекомендации по изучению теоретического материала
5 Методические рекомендации по организации работы с литературой
6 Методические указания по подготовке к экзамену
7. Методические указания по выполнению курсовой работы
Список рекомендуемой литературы

ВВЕДЕНИЕ

Современные стандарты подготовки специалистов предусматривают значительный объем внеаудиторной работы. Освоение программы курса предполагает получение, как теоретических знаний, так и формирование навыков практической работы. Поэтому самостоятельная работа в рамках курса ориентирована как на теоретический, так и на практический аспект.

Самостоятельная работа студентов – это выполнение теоретических и практических заданий студентами по усвоению изучаемой дисциплины «Определение параметров продуктивных пластов».

Дидактические цели самостоятельных занятий:

- формирование профессиональных умений;
- формирование умений и навыков самостоятельного умственного труда;
- мотивирование регулярной целенаправленной работы по освоению специальности;
- развитие самостоятельности мышления;
- формирование убежденности, волевых черт характера, способности к самоорганизации;
- овладение технологическим учебным инструментом.

Самостоятельная работа включает те разделы курса, которые не получили достаточного освещения на лекциях по причине ограниченности лекционного времени и большого объема изучаемого материала.

Методическое обеспечение самостоятельной работы дисциплине состоит из:

1) Определения учебных вопросов, которые студенты должны изучить самостоятельно;
2) Подбора необходимой учебной литературы, обязательной для проработки и изучения;
3) Поиска дополнительной научной литературы, к которой студенты могут обращаться по желанию, если у них возникает интерес в данной теме;
4) Определения контрольных вопросы, позволяющих студентам самостоятельно проверить качество полученных знаний;
5) Организации консультаций преподавателя со студентами для разъяснения вопросов, вызвавших у студентов затруднения при самостоятельном освоении учебного материала.

Самостоятельная работа студента – это особым образом организованная деятельность, включающая в свою структуру такие компоненты, как:

- уяснение цели и поставленной учебной задачи;
- четкое и системное планирование самостоятельной работы;
- поиск необходимой учебной и научной информации;
- освоение собственной информации и ее логическая переработка;
- использование методов исследовательской, научно-исследовательской работы для решения поставленных задач;

- выработка собственной позиции по поводу полученной задачи;
- представление, обоснование и защита полученного решения;
- проведение самоанализа и самоконтроля

1. Общая характеристика самостоятельной работы студентов при изучении дисциплины «Определение параметров продуктивных пластов»

Цель данной дисциплины:

ознакомление студентов с современными методами и приемами, используемыми в практике подсчета запасов и оценки ресурсов УВ и содержащихся в них компонентов.

Дисциплина «Определение параметров продуктивных пластов» представляет собой дисциплину вариативной части .

Основными видами самостоятельной учебной деятельности студентов являются:

1) предварительная подготовка к аудиторным занятиям, в том числе и к тем, на которых будет изучаться новый, незнакомый материал.

2) своевременная доработка конспектов лекций;

3) подбор, изучение, анализ и при необходимости – конспектирование рекомендованных источников по учебным дисциплинам;

4) выяснение наиболее сложных, непонятных вопросов и их уточнение во время консультаций;

5) подготовка к контрольным занятиям и экзамену;

6) систематическое изучение периодической печати, научных монографий, поиск и анализ дополнительной информации по учебным дисциплинам.

На самостоятельную работу по дисциплине «Определение параметров продуктивных пластов» специальности 21.05.02 Прикладная геология, специализация отводится 54 академических часа.

Виды самостоятельной работы по дисциплине Определение параметров продуктивных пластов» могут быть разделены на основные (аудиторные) и дополнительные (внеаудиторные).

Основные виды самостоятельной работы выполняются в обязательном порядке с последующим контролем результатов преподавателем, который проводит практические занятия в студенческой группе.

Дополнительные (внеаудиторные) виды самостоятельной работы выполняются по заданию преподавателя без его непосредственного участия.

Дополнительные виды самостоятельной работы по дисциплине «Определение параметров продуктивных пластов» рекомендуются тем студентам, которые наиболее заинтересованы в изучении этой дисциплины.

К основным (обязательным) видам самостоятельной работы студентов при изучении дисциплины «Определение параметров продуктивных пластов» относится:

а) самостоятельное изучение теоретического материала;
б) подготовка к лабораторным работам;
в) подготовка к практическим занятиям работам;

2. План-график самостоятельной работы

Виды и содержание самостоятельной работы; формы их контроля

Вид деятельности студентов	Итоговый продукт самостоятельной работы	Средства и технологии оценки*	Объем часов
Подготовка к лабораторным работам	Отчет по лабораторным работам, отчет по групповым заданиям	Устный опрос	10
Самостоятельное изучение разделов	Конспект	Собеседование	44
		Итого за 7 семестр	**54**
		Итого	**54**

3 Контрольные точки и виды отчетности по ним

№ п/п	Вид деятельности студентов	Сроки выполнения	Количество баллов
	7 семестр		
1.	Практическое занятие 3. Метод определения коэффициента абсолютной газопроницаемости при стационарной фильтрации на установке GPE-30	3-4 неделя	20
2.	Практическое занятие 5. Исследование нефтяных скважин методом восстановления давления	8-9 неделя	20
3.	Практическое занятие 5. Определение содержания карбоната кальция и карбоната магния на кальциметре OFITE	15-16 неделя	15
	Итого за 7 семестр		**55**
	Итого		**55**

4 Методические рекомендации по изучению теоретического материала

Самостоятельное изучение теоретического материала по дисциплине «Определение параметров продуктивных пластов» предусмотрено на всём протяжении курса. Такая работа сопровождает лекционные и практические занятия, промежуточный контроль, и в то же время является отдельным видом самостоятельной работы студента.

Источниками для самостоятельного изучения теоретического курса по дисциплине «Определение параметров продуктивных пластов» выступают:

- учебники по предмету;
- курсы лекций по предмету;
- учебные пособия по отдельным темам;
- научные статьи в периодической геологической печати и рекомендованных сборниках;
- научные монографии.

В ходе лекций раскрываются основные вопросы в рамках рассматриваемых тем, делаются акценты на наиболее сложные и интересные положения изучаемого материала, которые должны быть приняты студентами во внимание. Материалы лекций являются основой для подготовки студентов к практическим занятиям.

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 беседы делятся на группы по 8-10 человек, в течение 10—15 мин подготавливают свой вариант решения проблемы. Следующим этапом дискуссии является выступление представителей от каждой группы и защиты своего варианта решения. В конце общего обсуждения ведущий подводит итоги беседы, дает оценку совместно найденного варианта решения.

5. 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 боле 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.

Экономию 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

Основная литература:

1. Брагин, Юрий Иванович. Нефтегазопромысловая геология [[Текст] :] : статическое геологическое моделирование залежей углеводородов / Ю. И. Брагин, Г. П. Кузнецова. - Москва : Недра, 2013. - 109 с. : ил., табл., цв. ил. ; 24 см. - ISBN 978-5-8365-0407-6.

Дополнительная литература:

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=0 2.;