

**МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ  
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ**  
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение  
высшего образования  
**КАЗАНСКИЙ (ПРИВОЛЖСКИЙ) ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ**  
Институт геологии и нефтегазовых технологий  
Кафедра геологии нефти и газа имени академика А.А. Трофимука

**УЧЕБНО-МЕТОДИЧЕСКОЕ ПОСОБИЕ**  
по выполнению лабораторных работ для бакалавров направления  
**05.03.01 «Геология» по курсу «Геология нефти и газа».**

**Казань - 2019**

**УДК 550.8.011**  
**ББК 26.343**  
**М89**

*Печатается по решению учебно-методической комиссии  
Института геологии и нефтегазовых технологий  
Протокол №1 от 7.10.2019 г.*

*Заседания кафедры геологии нефти и газа  
Протокол №1 от 5.09.2019 г.*

*Научный редактор*

Доцент, канд.геол.-минер.наук., Ганиев Р.Р.  
Доцент, канд.геол.-минер.наук., Смелков В.М.

*Рецензент*

Профессор, д.г.-м.н., Б.В.Успенский

Мударисова Р.А.

**М89** Учебно-методическое пособие по выполнению лабораторных работ для бакалавров направления 05.03.01 «Геология» по курсу «Геология нефти и газа» / Мударисова Р.А., Фахрутдинов Э.И., Валеева С.Е., Сагиров Р.Н. – Казань: Казанский университет, 2019. – 42 с.

Учебно-методическое пособие составлено для бакалавров направления «Геология», профилей подготовки «Геология и геохимия горючих ископаемых», «Геофизика», «Гидрогеология», «Геология». Предложенный комплекс лабораторных работ позволяет освоить основные методики обработки первичного геолого-промыслового материала (изучение кернового материала, фильтрационно-емкостные свойства пород, исследование скважин геофизическими методами) и служит основой для выполнения курсовых и выпускных квалификационных работ.

© Казанский университет, 2019

## СОДЕРЖАНИЕ

	Стр.
Введение	4
Лабораторная работа №1: «Описание образцов горной породы»	5
Лабораторная работа №2: «Построение предварительной литологической колонки»	7
Лабораторная работа №3: «Типизация залежей нефти по условиям залегания»	15
Лабораторная работа №4: «Определение пористости образца горной породы»	18
Лабораторная работа №5: «Определение проницаемости образца горной породы»	26
Вопросы для самоконтроля	33
Глоссарий	34
Список сокращений	40
Список литературы	41

## Введение

Курс «Геология нефти и газа» изучается бакалаврами 2-го года обучения направления «Геология», профилей подготовки «Геология и геохимия горючих ископаемых», «Геофизика», «Гидрогеология», «Геология» в третьем семестре.

В методическом пособии рассмотрены разделы геологии нефти и газа: типы коллекторов и покрышек, фильтрационно-емкостные свойства коллекторов, типизация залежей и ловушек (по Броду И.О., Бакирову А.А.).

Цель занятий - ознакомление обучающихся с основами геологии и геохимии нефти и газа и создание необходимой базы знаний для последующего успешного освоения дисциплин по направлению «Геология», а так же для написания курсовых и выпускных квалификационных работ.

Практическая часть работы над курсом «Геология нефти и газа» предусматривает выполнение бакалаврами лабораторных работ по описанию образцов керна, составлению литологической колонки, построению структурных карт кровли и подошвы, карты нефтенасыщенных толщин.

По окончании курса «Геология нефти и газа» студенты будут обладать следующими компетенциями: *1) самостоятельно получать геологическую информацию, в ходе макроописания горных пород ;2) делать интерпретацию геологической информации, а конкретно геофизических исследований скважин,3) применять знания и навыки для решения геологических задач по изучению геологического строения земной коры, горных пород и полезных ископаемых, а также прогноза и поисков месторождений полезных ископаемых*

Методическое пособие составлено на основе многолетнего опыта авторов на кафедре геологии нефти и газа Казанского (Приволжского) федерального университета и опирается на базовые научные труды, монографии и учебные пособия, изданные по этому направлению, такими авторами как И.О.Брод, И.М.Губкин, Н.А.Еременко, А.А.Бакиров, О.К.Баженова, В.О.Соловьев, Н.М.Недоливко, Ганиева Р.Р. и др.

Авторы выражают благодарность научному редактору - доценту кафедры геологии нефти и газа К(П)ФУ, кандидату геол.-минер. наук Р.Р.Ганиеву, рецензенту - профессору, заведующему кафедры геологии нефти и газа К(П)ФУ, доктору геол.-минер. наук Б.В.Успенскому, и доценту кафедры геологии нефти и газа Смелкову В.М. за ценные советы, замечания и пожелания, которые были учтены в редакции методического пособия.

## Лабораторная работа №1

### Описание образцов горной породы

**Цель работы:** Получение навыков по изучению горных пород, которые могут быть коллекторами или покрывками залежей нефти и газа по образцам керна.

**Задачи:** Описать 2 образца горной породы по таблице 1.

Таблица 1. Описание образцов горной породы

Образец №1 Фото образца	Образец №2 Фото образца
1. Название породы	1. Название породы
2. Цвет породы	2. Цвет породы
3. Структура породы	3. Структура породы
4. Текстура породы	4. Текстура породы
5. Включения минеральные и/или органические	5. Включения минеральные и/или органические
6. Реакция на соляную кислоту	6. Реакция на соляную кислоту
7. Визуальная пустотность	7. Визуальная пустотность
8. Характер и степень насыщения флюидами	8. Характер и степень насыщения флюидами
9. Цементирование	9. Цементирование

**Исходные материалы:** 2 образца керна, 10%-ная соляная кислота, гвоздь, монета.

**Необходимые знания по предмету:** В данной работе будет использовано знание бакалаврами литологических особенностей горных пород:

- а) определение литологии породы
- б) структурно-текстурных признаков
- в) коллекторских свойств пород (состав породообразующих минералов)
- г) палеонтологии
- д) стратиграфии
- е) минералогии

Раздел таблицы №1:

#### *1. Название породы.*

В этой графе необходимо написать предварительное название горной породы по визуальным признакам, во множественном числе: глины, известняки, песчаники и т.д.

#### *2. Цвет породы.*

Окраска пород определяется по цветовой характеристике, по однородности, тональности и насыщенности, по распределению цвета и по текстурным признакам.

#### *3. Структура породы*

Структура пород является ведущим классификационным признаком для осадочных пород. Под структурой обломочных пород понимается размерность, морфологические особенности и соотношение обломочных зерен породы.

Для терригенных пород структура – зернистая, для карбонатных – кристаллическая (кроме оолитового известняка), для глин и аргиллитов – пелитовая.

#### 4. *Текстура породы.*

Текстура породы так же, как и структура, является важным генетическим признаком пород. Она определяется взаиморасположением частей породы, их ориентировкой относительно друг друга, поверхности напластования и породы в целом. Следует различать первичные (седиментационные) и вторичные (наложенные) текстуры. Первичные текстуры образовались в момент осаждения осадка, вторичные возникли при его последующем изменении (в диагенезе, катагенезе, метагенезе и гипергенезе, а также в результате эпигенетических и тектонических процессов).

#### 5. *Включения минеральные и/или органические.*

При наличии минеральных включений обязательно указывается название минерала. При наличии органических включений обязательно указывается тип животного и/или растительного остатка и его название.

#### 6. *Реакция на соляную кислоту.*

Степень реакции образца на соляную кислоту

#### 7. *Визуальная пустотность.*

В коллекторах простого типа пустоты представлены каким-либо одним видом:

- 1) в поровых коллекторах – пустотное пространство представлено порами;
- 2) в каверновых – кавернами;
- 3) в трещинных – трещинами;
- 4) в коллекторах смешанного типа присутствуют пустоты разных видов.

Например: в порово-каверновых коллекторах присутствуют поры и каверны и т.д.

#### 8. *Характер и степень насыщения флюидами.*

По характеру и степени насыщения образец может быть:

Таблица 2. Характер и степень насыщения образца

Интенсивно равномерно нефтенасыщенный
Равномерно нефтенасыщенный
Слабо равномерно нефтенасыщенный
Пятнисто-полосчато и неравномерно нефтенасыщенный
Водоносная порода
Нефтенасыщенный по трещинам
Нефтенасыщенный по кавернам
Порода с запахом нефти
Порода без признаков нефти

### 9. Цементирование.

Крепкие: образец не разрушается в руках. Среднесцементированные: разрушаются в руках. Рыхлые осадочные горные породы — скопление продуктов выветривания скальных горных пород. Вследствие этого их минеральный состав аналогичен минеральному составу исходных материнских пород (пример: галька, гравий, песок) [6].

Последовательность выполнения работы:

1. Изучить представленные образцы горной породы.
2. Выполнить описание согласно таблице 1.

### Лабораторная работа №2

#### Построение предварительной литологической колонки

**Цель работы:** Получение навыков по построению литологической колонки по данным каротажа и описанию керна.

**Задача:** Интерпретация данных ГИС для построения литологической колонки. Для этого нужно:

1. Начертить и разграфить рабочую таблицу на 8 граф.
2. Провести расчленение разреза на стратиграфические интервалы, проиндексировать пласты и построить стратиграфическую шкалу (1-5 графы).
3. Начертить шкалу глубин (6 графа).
4. Заполнить литологическую колонку по данным каротажа (7 графа).
5. Начертить геофизический разрез (графа 8), используя комплекс геофизических кривых (рисунок 5).

**Исходные материалы:** Комплекс каротажных диаграмм, геофизическое заключение по скважине, описание керна скважин.

**Необходимые знания по предмету:** В данной работе будет использован комплекс каротажных диаграмм: стандартный каротаж, радиоактивный каротаж, гамма-каротаж и нейтронный гамма-каротаж. Также будут использоваться боковой каротаж, индукционный каротаж и др.

Стандартный каротаж состоит из двух видов каротажа: КС и ПС (кажущееся сопротивление и кривая самопроизвольной поляризации), которые и являются главными методами скважинной геофизики, которые характеризует неоднородное строение разреза. При этом используют свойства разной электропроводности пород.

Каротаж сопротивления (КС) — наряду с каротажем ПС распространенный электрический метод геофизических исследований скважин, только основан на изучении не естественных, а искусственных электрических полей. Метод показывает кажущееся удельное сопротивление пластов (Омм – ом\*метр).

Пластам насыщенным водой присущи низкие сопротивления. Нефтенасыщенные и газонасыщенные пласты-коллектора обладают высокими значениями кажущегося удельного сопротивления.

Каротаж потенциала собственной поляризации (ПС) — один из самых распространенных электрических методов геофизических исследований скважин, основанный на изучении естественных электрических полей. Показывает наличие естественных электрических полей возникающих благодаря протеканию на границах между породой и глинистым раствором электрохимических процессов (напряжение в мВ — милливольт).

Пластовая вода, залегающая в коллекторе и фильтрат бурового раствора раствор обладают разной минерализацией и плотностью, вследствие этого ионы  $\text{Na}^+$  и  $\text{Cl}^-$  мигрируют из зоны с повышенной минерализацией в пониженную. Мобильность ионов  $\text{Cl}^-$  больше чем  $\text{Na}^+$ , поэтому вскоре на границе с проницаемым продуктивным пластом со стороны бурового раствора появляется отрицательно заряженная область, а со стороны более минерализованной воды коллектора положительно заряженная зона (рисунок 1).

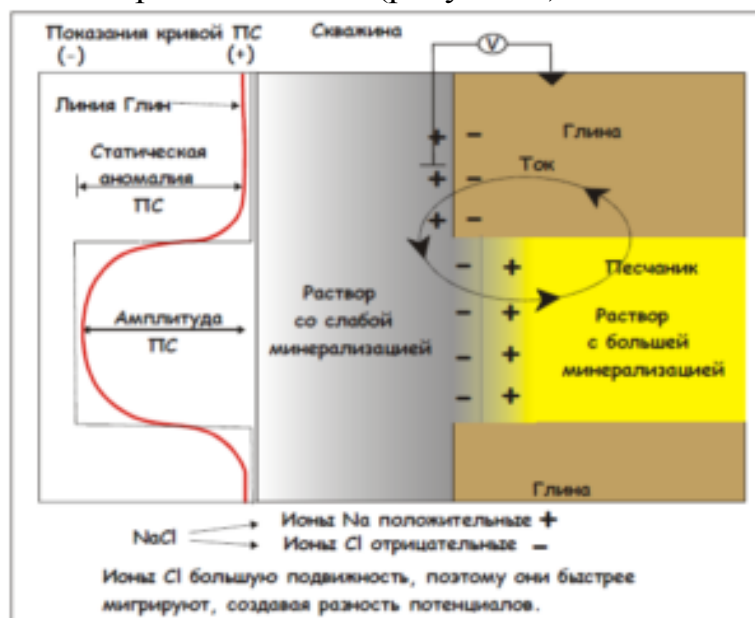


Рисунок 1. Природа потенциала собственной поляризации

Глина из-за кажущегося отрицательного заряда своей решетки для анионов  $\text{Cl}^-$  является непроницаемой мембраной и пропускает через себя только положительно заряженные ионы, т.е. катионы. Из-за этого возникает потенциал собственной поляризации напротив каждого вида пород, который измеряется при каротаже ПС. Если минерализация пластовой воды выше минерализации скважинной жидкости, то отклонение влево (рисунок 1), в противном случае наоборот.

Низкими сопротивлениями обладают песчаники, поэтому кривая ПС на каротажной диаграмме отклонена влево. Глинистые породы обладают высокими сопротивлениями, поэтому кривая ПС на каротажной диаграмме отклонена вправо. Карбонатные породы характеризуются высокими сопротивлениями на КС и



низкими сопротивлениями на ПС. Породы, содержащие нефть или газ, характеризуются, как правило, повышенными сопротивлениями.

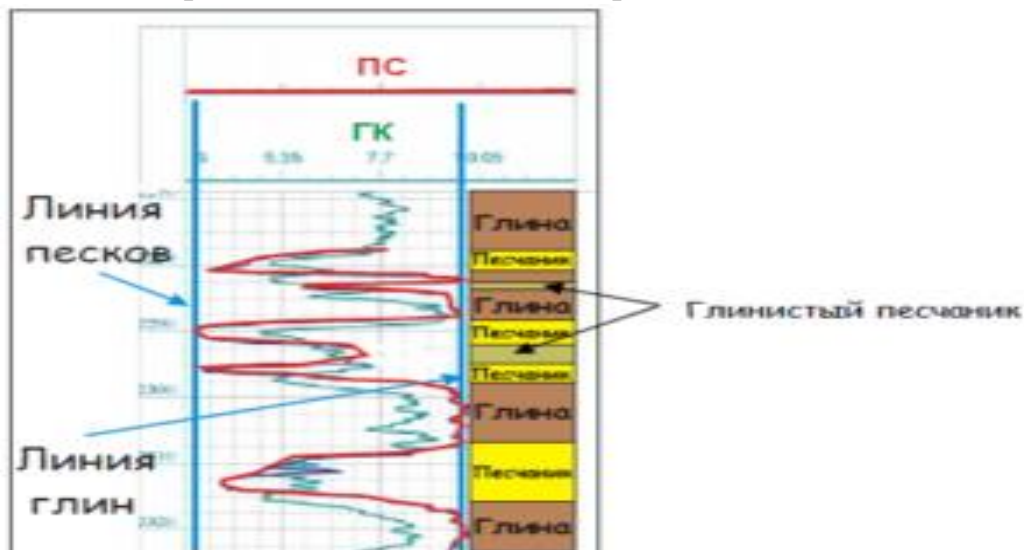


Рисунок 2. Литологическое расчленение разреза по ПС

Методы радиоактивного каротажа: гамма-каротаж (ГК) и нейтронный гамма-каротаж (НГК) также позволяют увязывать поднятый керн с глубиной его естественного залегания, так как породы разного литологического состава характеризуются разной радиоактивностью.

Нейтронный гамма-каротаж (НГК) основан на регистрации искусственно вызванного излучения  $\gamma$ -лучей, которое возникает при поглощении тепловых нейтронов ядрами химических элементов, входящих в состав той или иной горной породы, залегающей на данной глубине. Чем ниже плотность нейтронов, тем ниже регистрируемое вторичное  $\gamma$ -излучение.

Водород основной элемент, влияющий на замедление и поглощение. Чем больше водорода (воды), тем быстрее нейтроны замедляются и поглощаются и у приёмника плотность нейтронов и  $\gamma$ -излучения меньше.

Основное влияние на показание метода оказывает водородосодержание пород (количество воды), которое тем выше, чем больше пористость пород. Основное правило: чем выше водородосодержание (пористость), тем меньше показания метода и наоборот (для наиболее широко используемых послеинверсионных зондов). Показания метода выражаются интенсивностью  $\gamma$ -излучения в имп/мин (импульсы/минута) или условных единицах индекса нейтронной пористости.

Для плотных пород с низким водородосодержанием и пористостью (плотные известняки, карбонатизированные песчаники, доломиты и алевролиты и др.) характерны повышенные значения показаний НГК (рисунок 3)

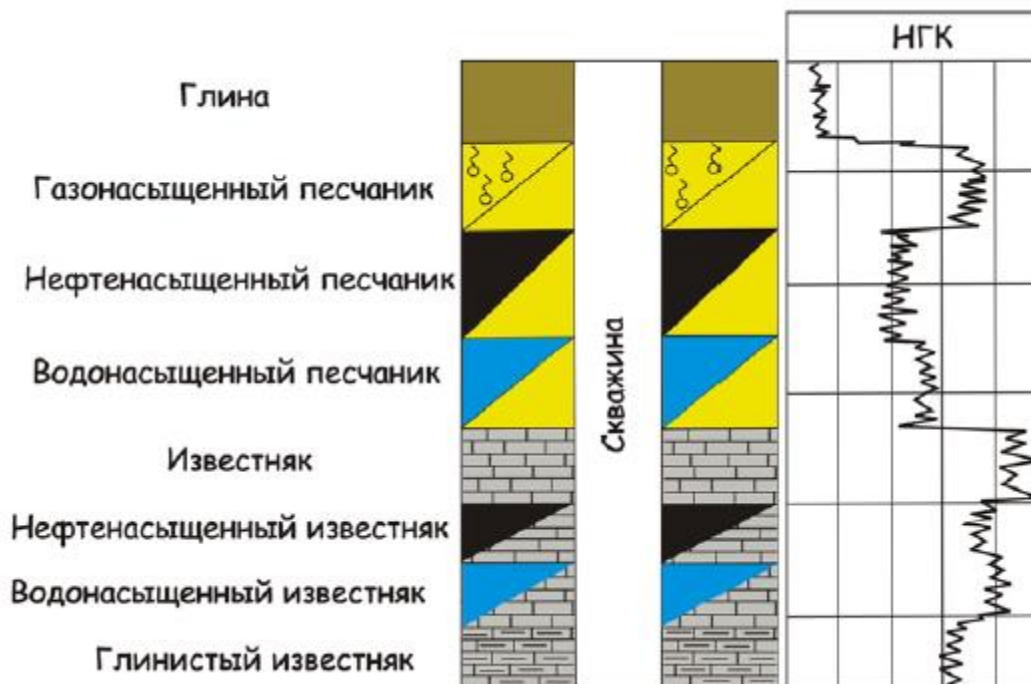


Рисунок 3. Определение коллектора, литологии и насыщение по НГК

Для глинистых же пород, обладающих максимальной водонасыщенностью характерны минимальные показания. Терригенные коллекторы – средние показания; карбонатные коллекторы – высокие показания НГК. Примесь глинистого материала снижает показания НГК. С помощью данного метода можно выделять пласты мощностью 40-60 см.

Для газонасыщенных коллекторов регистрируются повышенные показания НГК. Для нефтенасыщенных коллекторов характерны промежуточные значения кривой НГК. Для водонасыщенных коллекторов характерно небольшое увеличение показаний НГК в сравнении с показаниями НГК в нефтенасыщенных породах из-за наличия хлора (при захвате нейтронов атомами хлора выделяется большее количество  $\gamma$ -квантов).

При обводнении нефтенасыщенных пластов в ходе разработки происходит увеличение показаний нейтронного гамма-каротажа при условии обводнения пластов минерализованной водой. В случае обводнения газонасыщенных коллекторов в ходе эксплуатации происходит, наоборот, уменьшение показаний.

Так, по величине естественной радиоактивности осадочные горные породы можно разделить на следующие группы:

- 1) породы очень высокой радиоактивности (вулканический пепел);
- 2) породы высокой радиоактивности (глубоководные тонкодисперсные глины, калийные соли);
- 3) породы средней радиоактивности (мелководные континентальные глины, мергели, известняковые и песчанистые глины);
- 4) породы низкой радиоактивности (пески, песчаники, известняки, доломиты);

5) породы очень низкой радиоактивности (гипсы, каменная соль, ископаемые угли, ангидрит).

Показания в глинах отклоняются вправо, в песчаниках и известняках – влево. Чем выше глиносодержание пород, тем более сильное отклонение вправо (исключение — полимиктовые песчаники даже при малой глинистости обладают значительной радиоактивностью и их показания ГК высокие). Крайнее правое положение кривой ГК – линия глин, крайнее левое отклонение кривой ГК – линия песков. Показания российского метода выражаются интенсивностью гамма-излучения в мкр/час (микрорентген/час) или имп/мин (импульсы/минута). В зарубежной практике показания метода выражаются в условных единицах американского нефтяного института (API).

Данные геофизических исследований скважин позволяют выделить литологические типы пород.

Основное назначение гамма-каротажа – это выделение глинистых отложений по их высокой радиоактивности. На рисунке 4 показано как различные литологические разности отображаются на кривой гамма каротажа. Глины и битуминозные глины показывают наиболее высокие значения гамма активности, а чистые песчаники, известняки, доломиты, уголь и ангидриты характеризуются наименьшими показаниями. Следует учитывать, что чистые (неглинистые) разности отложений могут содержать полевые шпаты (аркозовые песчаники), слюды, глауконит или тяжёлые минералы, которые увеличивают показания гамма каротажа по сравнению с чистыми разностями песчаников.

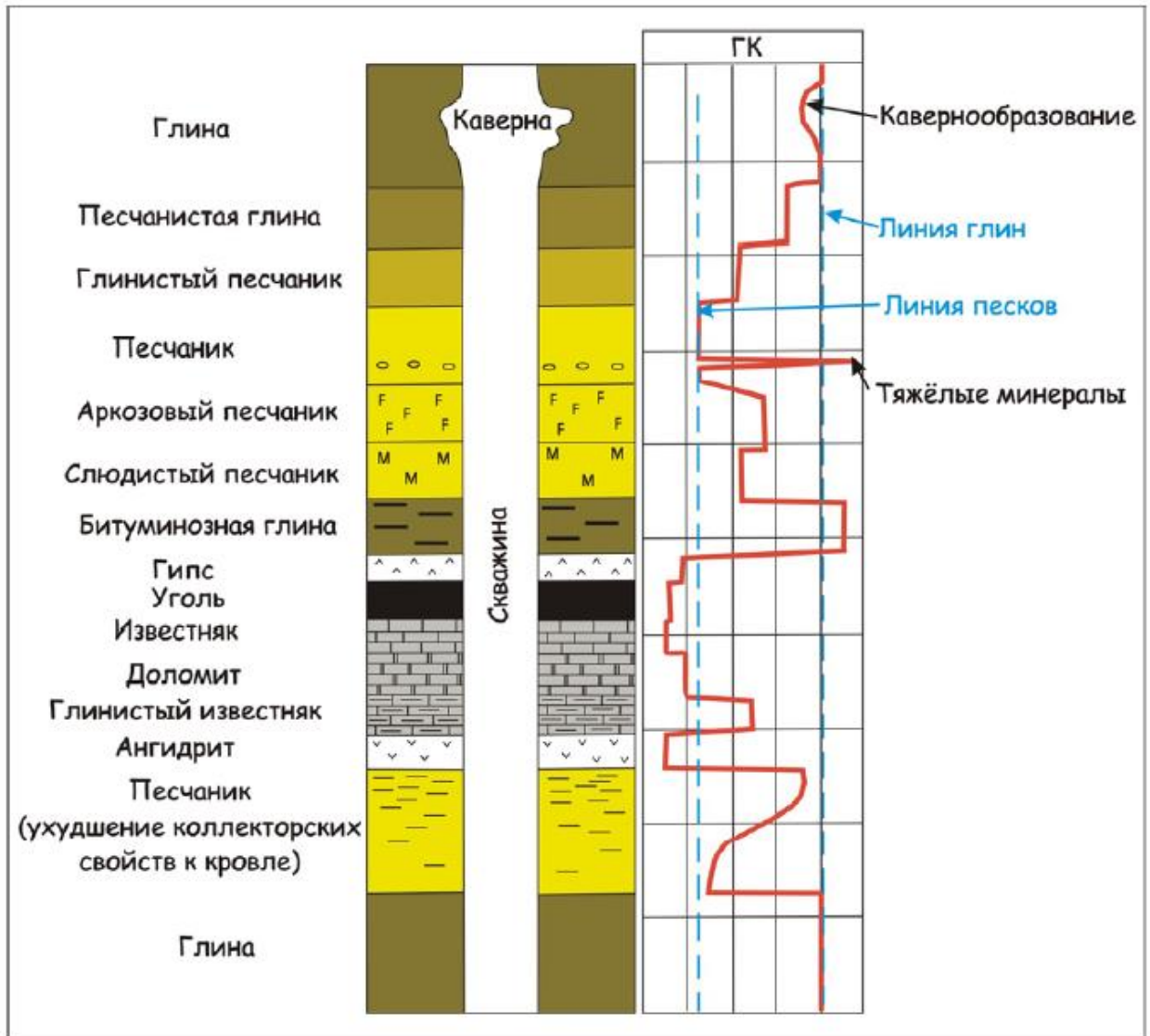


Рисунок 4. Литологическое расчленение разреза по гамма-каротажу

Коллекторы выделяются по наименьшим показаниям гамма каротажа (отклонение кривой влево), соответствующим чистым неглинистым разностям пород. Следует учитывать, что плотные неглинистые породы (неколлекторы) также будут характеризоваться низкими значениями ГК.

Песчаные и алевролитовые породы выделяются по совокупности диаграмм: ПС, кривой ГК и кавернограммы:

- по наибольшему отклонению кривой ПС от линии глин,
- по минимальной гамма-активности на кривой ГК,
- по сужению диаметра скважины на кавернограмме в результате образования глинистой корки при бурении скважины.

Для распознавания глинистых пород используют следующий комплекс: амплитуды кривой ПС, удельные сопротивления, кавернограммы, кривые микрокаротажа, гамма-каротажную кривую.

Глины характеризуются следующими признаками:

– на диаграммах КС против глин обычно регистрируются низкие значения кажущегося сопротивления, которые увеличиваются при повышении плотности и карбонатности глин;

– на диаграммах ПС глинам отвечают положительные аномалии (кривая занимает правое положение);

– высокое значение гамма-излучения.

Карбонатные породы (известняки и доломиты) характеризуются:

– широким диапазоном изменения КС в зависимости от типа и значения пористости, характера насыщения; нефтегазонасыщенные породы имеют более высокие значения, чем водонасыщенные;

– отрицательными аномалиями ПС, уменьшающимися при увеличении глинистости;

– низкими значениями гамма-излучения, возрастающими с увеличением глинистости;

– зависимостью величины диаметра скважины от структуры пустотного пространства.

Коллекторы в карбонатном разрезе (известняки и доломиты) имеют различные структуры пустотного пространства. Распознавание отдельных типов по геологическим и геофизическим материалам весьма сложно.

Последовательность выполнения работы:

1. В соответствии с установленным интервалом глубин выбирается вертикальный масштаб составляемой стратиграфической шкалы и геофизического разреза. Рекомендуются масштаб 1:200.

2. Слева направо чертятся последовательно колонки (шириной 1 см) для стратиграфических подразделений: № 1 – система, № 2 – отдел, № 3 – ярус, № 4 – горизонт, № 5 – индекс. В верхней части колонок в горизонтальной строке делаются соответствующие надписи (рисунок 2.1).

3. Далее вправо (шириной 1,5 см) чертится колонка № 6 – для размещения шкалы глубин в соответствии с выбранным масштабом. Глубины подписываются через определенные кратные интервалы значений (обычно через 4 м).

4. Вычерчивается литологическая колонка – графа № 7 (ширина 3 см). В ней нужно отразить литологическое строение разреза с помощью условных знаков по данным ГИС, заключения и описания керна. Заполнение колонки при наличии выноса проводится на ширину 3 см, в остальных случаях – 2 см.

5. В колонке №8 размещаются каротажные диаграммы (КС, ПС, ГК, НГК, ДС) в соответствующих цветовых обозначениях: ГК – красная, НГК – синяя, ДС – зеленая, КС – черная, ПС – оранжевая.

6. Под геолого-геофизическим разрезом разместить условные обозначения. [7,8]

Геолого-геофизический разрез  
по скважине № 1 Геофаковского месторождения  
Масштаб 1:200

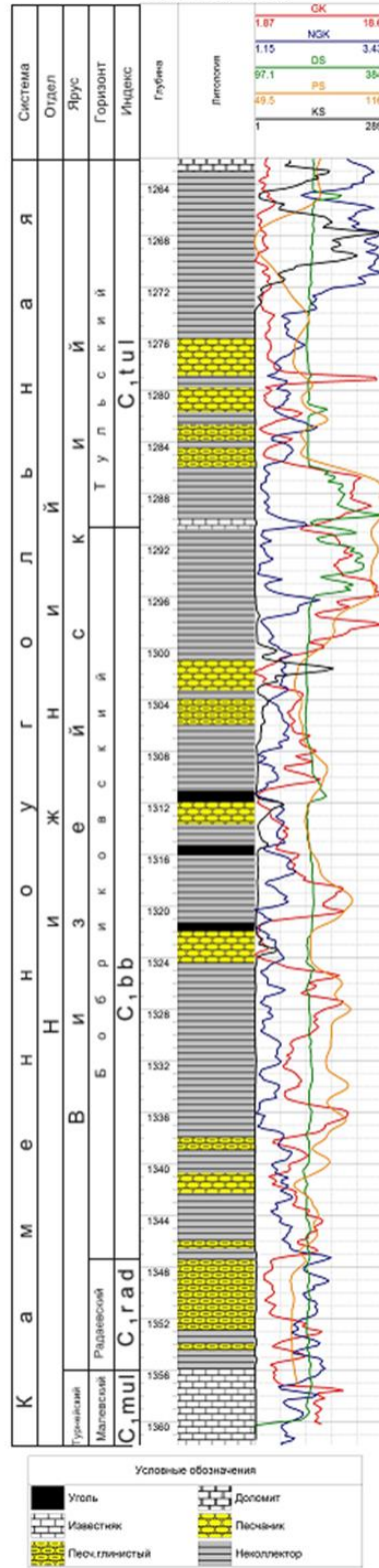


Рисунок 5. Геолого-геофизический разрез по скважине №1



## Лабораторная работа №3

### Типизация залежей нефти по условиям залегания

**Цель работы:** Изучение типизаций залежей по генетическому признаку, путем построения структурных карт кровли и подошвы, карты изопахит и геологического профиля по линии скважин.

**Задачи:**

1. Определить абсолютные отметки залегания кровли и подошвы пласта.
2. Рассчитать абсолютные отметки ВНК в скважинах и обосновать положение ВНК по залежи в целом.
3. Построить структурные карты по кровле и подошве пласта.
4. Показать на указанных структурных картах положение внешнего и внутреннего контуров нефтеносности.
5. Построить карту изопахит пласта.
6. Определить зону отсутствия коллектора.
7. Построить геологический профиль по линии АВ.
8. Охарактеризовать типизацию залежи нефти и обосновать его положение в современных классификациях залежей нефти и газа.

**Исходные материалы:** карта расположения пластопересечений пробуренных скважин на участке, информация о вскрытом продуктивном пласте, о наличие нефти, газа, воды в данных скважинах (рисунок б)

**Необходимые знания по предмету:** классификация залежей по Броду И.О., ВНК, альтитуда, скважина, структурная карта, карта изопахит.

Водонефтяной (газонефтяной, газоводяной) контакт (ВНК, ГНК, ГВК) – граничная поверхность в переходной зоне нефтяной (газовой) залежи, ниже которой фазовая проницаемость для нефти (газа) равна нулю, т.е. выше которой из пласта получают приток нефти (газа) с водой. В случае, когда ВНК (ГВК) не вскрыт скважинами, для подсчета запасов может проводиться по условно принятой границе (УПГ), как наиболее низкая установленная отметка подошвы нефтенасыщенного пласта-коллектора.

### Классификация залежей по Броду И.О. (1951 г.)

I. Пластовые залежи:

1) Сводовые - это залежи на купольных и других структурах, подстилаемые водой.

2) Экранированные (тектонически, стратиграфически и литологически) - пластовые залежи нефти или газа, ограниченные по восстанию пласта непроницаемыми породами. В зависимости от условий образования выделяют: тектонически экранированные залежи - ограниченные непроницаемыми породами по тектоническому разрыву; стратиграфически экранированные залежи - ограниченные непроницаемыми породами по поверхности стратиграфического

несогласия; литологически экранированные залежи - обусловленные изменением литологического состава породы.

## II. Массивные залежи:

1) в структурных выступах – залежи связанные с выступами тектонического происхождения;

2) в эрозионных выступах – залежи, связанные с останцами древнего рельефа;

3) в рифогенных выступах – залежи, связанные с рифами, которые образуются в областях перехода платформы в предгорный прогиб.

## III. Литологически ограниченные со всех сторон залежи:

1) Залежи ограничены плохо проницаемыми породами.

2) Залежи ограничены водоносными породами.

3) Залежь ограничена частично плохо проницаемыми, частично водоносными породами (рисунок 7) [1,2,3,10].

№ скв	alt	глубина	$\Delta l$	м	лит	н.г.в.
1	55,6	1703	3,3	11	3/8	в
2	60,1	1655	2,6	21	11/10	н
3	60,5	1689	1,2	15	7/8	в
4	71,2	1691	6,7	33	17/16	в
5	55,8	1665	1,1	13	4/9	н
6	62,9	1641	3,0	17	11/6	н
7	49,2	1677	4,2	25	17/8	в
8	77,5	1712	2,2	7	0/7	сухой
9	73,4	1684	1,1	9	2/7	н+в
10	52,6	1685	1,2	39	9/30	в
11	53,8	1687	2,0	19	13/6	в
12	66,1	1691	4,1	25	5/20	в

В скв 9 в пласте песчаника мощностью 2 м, верхние 1 м нефтеносны, ниже вода.

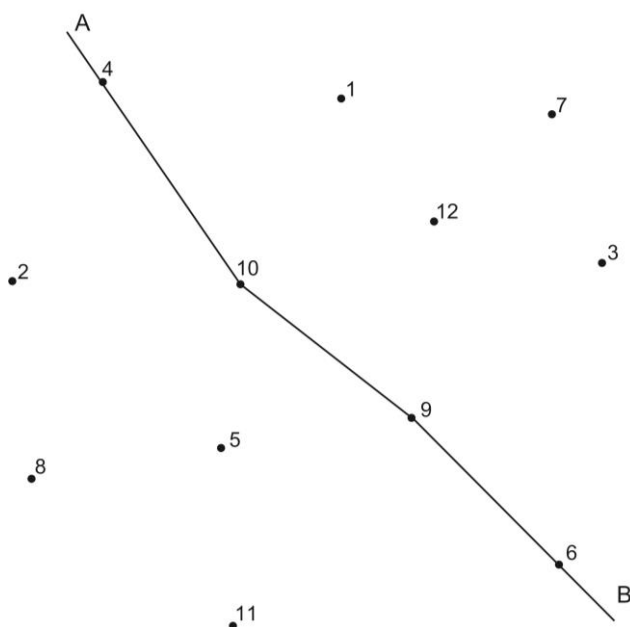


Рисунок 6. Пример задания, где в таблице Alt – альтитуда скважины,  $\Delta l$  – удлинение, глубина – длина скважины от устья до продуктивного пласта, м – мощность пласта, лит – наличие коллектора: в числителе – коллектор, в знаменатели – неколлектор, н.г.в. – наличие флюидов в коллекторе.

Последовательность выполнения работы:

1. Определите абсолютные отметки залегания кровли и подошвы пласта.

Абс. отметка кровли пласта:  $H_{кр} = Alt + \Delta l - \text{глубина}$

Абс. отметка подошвы пласта:  $H_{под} = Alt + \Delta l - (\text{глуб} + M)$

2. Рассчитайте абсолютные отметки ВНК в скважинах и обоснуйте положение ВНК по залежи в целом.

Из сноски задания: в скважине, где вскрыт ВНК, необходимо из абсолютной отметки кровли вычесть мощность нефтеносного пропластка.



3. Постройте структурные карты кровли и подошвы пласта.

Структурные карты кровли и подошвы пласта строятся по полученным абсолютным отметкам кровли и подошвы пласта из п.1. Для построения использовать метод треугольников или любой метод интерполяции.

4. Покажите на построенных структурных картах (исходя из п.3) положение внешнего и внутреннего контуров нефтеносности.

Для этого, на карту кровли пласта нанести внешний контур нефтеносности, на карту подошвы – внутренний контур. Затем с помощью светостола перенести внутренний контур нефтеносности на карту кровли пласта. Также на карте кровли отметить ВНЗ, ЧНЗ.

5. Постройте карту изопахит пласта.

Карта изопахит пласта - это карта равных толщин. Для построения такой карты предварительно составляют таблицу с указанием толщины пласта по скважинам. Полученные данные надписывают у скважин на плане их расположения, а затем в соответствии с выбранным интервалом мощности проводят интерполяцию и строят карту изопахит в изолиниях.

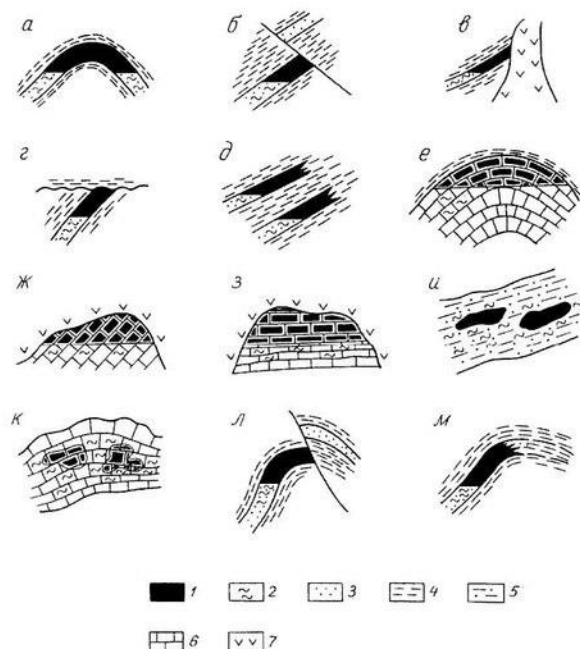
6. Определите зону отсутствия коллектора.

Зона отсутствия коллектора обозначается на карте изопахит пласта на половине расстояния между скважинами, в которых пласт представлен неколлектором («сухой») и коллектором соответственно.

7. Постройте геологический профиль по линии АВ.

Геологический профиль — поперечный разрез верхних слоёв земной коры, в котором показано положение горных пород, разломов и прочих геологических структур, лежащих под поверхностью Земли. Геологический профиль построить по линии скважин, представленных в задании на миллиметровой бумаге с указанием вертикального и горизонтального масштабов.

8. Охарактеризуйте типизацию залежи нефти по условиям залегания и обоснуйте его положение в классификациях залежей нефти и газа по Броду И.О.



**Пластовые:** а — сводовая;  
 б, в — тектонически экранированные;  
 г — стратиграфически экранированная;  
 д — литологически экранированная;

**Массивные:**

е — в сводовом выступе;  
 ж — в эрозионном выступе;  
 з — в рифогенном выступе;

**Ограниченные со всех сторон:**

и — в песчаных линзах среди плохо проницаемых пород;  
 к — в зонах повышенной проницаемости в известняках и доломитах;

**Комбинированные:**

л — пластово-сводовая тектонически экранированная;  
 м — пластово-сводовая литологически экранированная.

1 — нефть и (или) газ; 2 — вода;  
 3 — песчаные породы; 4 — глины;  
 5 — песчанистые глины;  
 6 — известняки и доломиты;  
 7 — соли, гипсы, ангидриты

Рисунок 7. Классификация типов залежей по Броду И.О.

#### Лабораторная работа №4.

#### Определение пористости образца горной породы.

**Цель работы:** Изучение фильтрационно-емкостных свойств породы-коллектора (пористость).

**Задача:** Определить открытую пористость образцов горной породы методом насыщения по Преображенскому.

**Исходные материалы:** 2 образца горной породы, лабораторное оборудование, керосин.

#### Необходимые знания по предмету:

Пористость горной породы — это наличие в ней незаполненных твердым веществом пор. Емкостные свойства пород-коллекторов обусловлены наличием в них пустотного пространства, способного заполняться нефтью, газом или водой.

Является безразмерной величиной от 0 до 1 (или от 0 до 100 %). 0 соответствует материалу без пор.

**Коэффициент пористости называется отношением объема пор образца к видимому объему того же образцам в долях единицы. Коэффициент пористости выражается в долях единицы или в процентах к объему образца.**

## Виды пористости

1. **Общая (абсолютная, физическая или полная) пористость**, которая определяется разностью между объемом образца и объемом составляющих его зерен, т.е. включающую связанные и несвязанные между собой поры. Определение коэффициента общей пористости сопряжено с обязательным дроблением образца породы до составляющих его зерен.

2. **Открытая пористость** или пористость насыщения, включающая все сообщающиеся между собой поры, в которые проникает данная жидкость (газ) при данном давлении (вакууме)  $[(k)_{\text{пор.отк.}}]$ .

3. **Закрытая пористость** - это отношение объема всех замкнутых пор породы к его объему, включая объем всех пор; обозначают ее через  $m_3$  и выражают в %. Также возможно определить ее значение, как разницу между общей и открытой пористостью.

4. **Эффективная пористость** – объем поровой системы способной вместить нефть и газ за вычетом остаточной водонасыщенности.

$$k_{\text{пор.эф.}} = k_{\text{пор.отк.}}(1 - k_{\text{в}}) \quad (1)$$

5. **Динамическая пористость**, включающая только ту часть поровых каналов, которая занята подвижной жидкостью. Не учитывается при этом объем субкапиллярных пор (диаметром менее 0,0002 мм), в которых движение жидкости не происходит, объем пор, занятых неподвижной пленкой, обволакивающей зерна породы, и объем застойной жидкости в местах контакта зерен, где жидкость удерживается молекулярно-поверхностными силами.

$$k_{\text{пор.дин.}} = k_{\text{пор.отк.}}(1 - k_{\text{в}} - k_{\text{ост.неф.}}) \quad (2)$$

В зависимости от происхождения различают следующие виды пор:

1) поры между зёрнами обломочного материала (межкристаллические) - это первичные поры, образовавшиеся одновременно с формированием породы;

2) поры растворения - образовались в результате циркуляции подземных вод;

3) пустоты и трещины, образованные за счёт процессов растворения минеральной составляющей породы активными флюидами и образование карста;

4) поры и трещины, возникшие под влиянием химических процессов, например, превращение известняка ( $\text{CaCO}_3$ ) в доломит ( $\text{MgCO}_3$ ) - при доломитизации идёт сокращение объёмов породы на 12 %;

5) пустоты и трещины, образованные за счёт выветривания, эрозионных процессов, закарстовывания.

Объём пор зависит от:

- формы зёрен;

- сортировки зёрен (чем лучше отсортирован материал, тем выше **пористость**);
- размера зёрен;
- укладки зёрен – при кубической укладке **пористость** составляет 47,6%, при ромбической укладке – 25,96% (рисунок 8);
- однородности и окатанности зёрен;
- вида цементирования (рисунок 9).

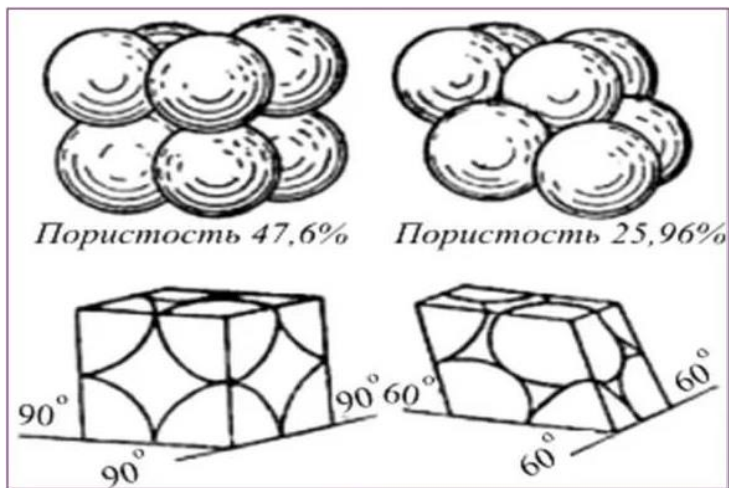


Рисунок 8. Различная укладка сферических зёрен одного размера, составляющих пористый материал (Ганиев Р.Р.)

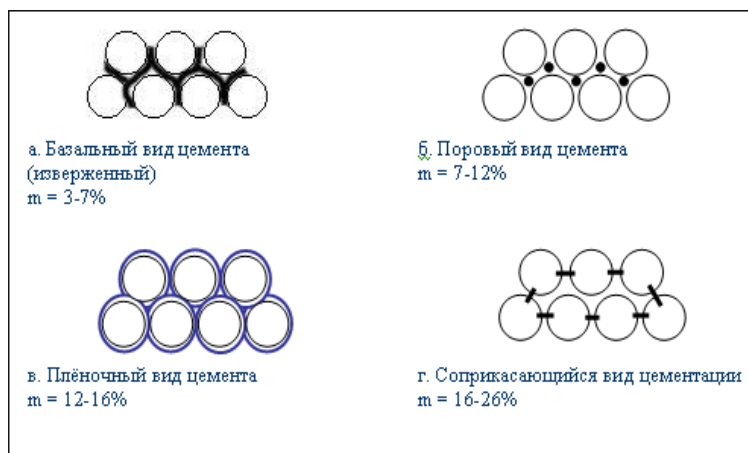


Рисунок 9. Разновидности цемента горных пород

Не все виды пор заполняются флюидами: **газами, нефтью**. Часть пор бывает изолирована, в основном, это внутренние поры.

В нефтегазопромысловой геологии более важен коэффициент открытой пористости, т.к. он характеризует объем углеводородов, содержащийся в породе. На практике коэффициент открытой пористости определяется в лабораторных условиях по методу Преображенского или по данным геофизических исследований в скважине (ГИС) [3,4,5,10].

## Метод определения пористости по Преображенскому И.А.

Методом насыщения по Преображенскому определяют открытую пористость.

### Последовательность выполнения работы:

1. Берётся экстрагированный и высушенный образец, обвязывается тонкой проволокой ( $d \leq 0,1$  мм) с концом и петлей, длиной 15-16 см.

2. Образец прикрепляют петлей к крючку сержки аналитических весов и взвешивают (вес  $G$ ). Затем помещают в стакан под уровень керосина и насыщают под вакуумом (3-10 мм остаточного рт. ст.) до прекращения выделения пузырьков воздуха (20-40 минут).

3. Насыщенный образец вынимают, держа за проволочку, и освобождают его от избытка керосина. После этих операций образец, насыщенный керосином, взвешивают в воздухе (вес  $G_K$ ) (рисунок 10).

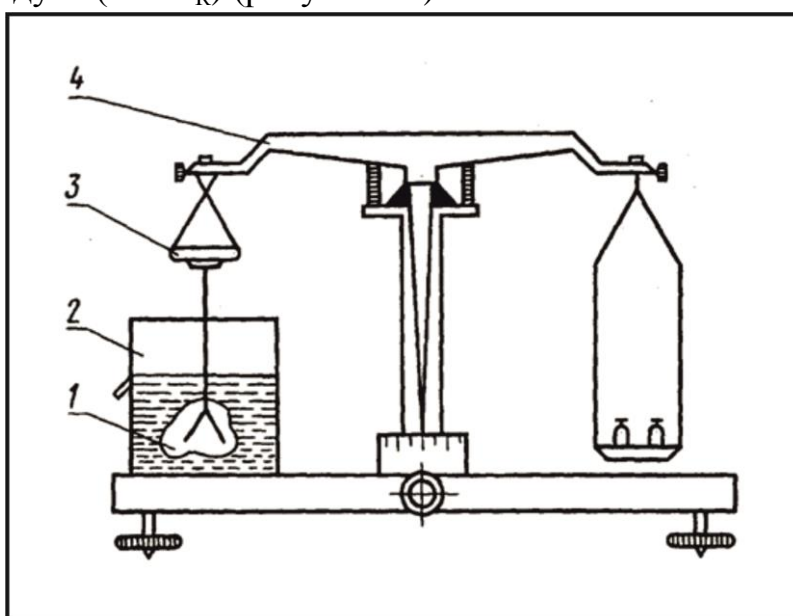


Рисунок 10. Принципиальная схема определения пористости по Преображенскому (1-образец, 2-сосуд с керосином, 3-чаша для взвешивания образца в воздухе, 4-весы)

4. Разность весов насыщенного и сухого образцов, делённая на удельный вес керосина  $\gamma_K$ , даёт объём пор:

Удельный вес  $\gamma$  - вес жидкости в единице объёма:

$$\gamma = \frac{G}{V} \quad (3)$$

Удельный вес обычных керосинов  $0,81-0,83$  Н/м<sup>3</sup> (В системе СИ)

5. Далее насыщенный образец взвешивают в керосине ( $G_{KK}$ ).

Разность весов насыщенного образца в воздухе и в керосине, деленная на указанный вес керосина, даёт его объём:

6. Отношение объема пор к объему образца определяет коэффициент открытой пористости, причём, как это видно ниже, удельный вес керосина сохраняется. Следовательно, определить  $G_k$  для получения величины нет надобности.

№ образца	$G$	$G_k$	$G_{kk}$	

### Измерение пористости на газовом порозиметре-пермеатре «ПЛАСТ-215 АТМ»

Пористая фракция определяется как отношения объема пор к общему объему породы в образце:

$$\phi = \frac{\text{Объем пор}}{\text{Общий объем}} \quad (4)$$

Общий объем рассчитывается по габаритам кернового образца, при условии, что это истинный (правильный) цилиндр.

Объем пор можно определить непосредственно, поместив образец в соответствующий кернодержатель. Следует проявлять чрезвычайную осторожность, добиваясь того, чтобы у образца были «квадратные» торцы. Пустоты между торцами образца и концевыми втулками кернодержателя будут восприняты и измерены как объем пор. Таким образом, не-«квадратные» торцы будут создавать дополнительные объем пор, и завышенные величины пористости (особенно при низком ограничивающем напряжении пород). Высокие ограничивающие напряжения имеют тенденцию «выпрямлять» торцы образца вследствие того, что напряжение на высоких участках торцов непропорционально выше. Следует помнить, что высокие значения ограничивающего давления могут раздавить участок образца «неквадратной» формы. Чтобы получить более точные значения объема пор, качество образца должно быть безупречным.

Объем пор можно вычислить, имея значения общего объема образца и объема зерен:

$$\text{Объем пор} = \text{Общий объем} - \text{Объем зерен} \quad (5)$$

Таким образом, пористость можно вывести из уравнения:

$$\phi = \frac{\text{Общ. объем} - \text{Объем зерен}}{\text{Общ. объем}} \quad (6)$$

С помощью кернодержателя, входящего в комплект ПЛАСТ-215АТМ, можно непосредственно измерить объем пор. Таким образом, пористость можно вывести из уравнения.



### Принципы измерения объема скелета и пор

ПЛАСТ-215АТМ использует закон Бойля для измерения объемов зерен и пор образца по расширению заданной массы гелия в калиброванном кернодержателе.

Закон Бойля:

$$\frac{P_1 v_1}{T_1} = \frac{P_2 v_2}{T_2} \quad (7)$$

где:  $p_1$  - первоначальное давление;

$v_1$  - первоначальный объем;

$T_1$  - первоначальная абсолютная температура;

$p_2$  - увеличенное давление;

$v_2$  - увеличенный объем;

$T_2$  - увеличенная абсолютная температура.

В эталонную ячейку нагнетается газ под давлением 200 фунт/дюйм (14 кг/см<sup>2</sup>) и перепускается под воздействием расширения в кернодержатель с анализируемым образцом. Более высокое первоначальное значение давления гелия и использование современного линейного датчика позволяет быстрее выравнять давление в сочетании с повышенной точностью при анализе образцов с низкой проницаемостью.

Уравнение, применяемое для расчета объема зерна, выводится из основного уравнения закона Бойля Р. (1662) следующим образом:

$$P_1 V_{Ref} = P_2 (V_{Ref} + V_{Матрицы} - V_{Зерна}) \quad (8)$$

$$V_{Ref} = V_{Ref1} + V_{Ref2} \quad (9)$$

$$V_{зерен} = (V_{Матрицы} + V_{Ref}) - \frac{P_1}{P_2} \cdot V_{Ref} \quad (10)$$

С помощью калибровки относительно известных эталонов объема можно определить зависимость между объемом зерна и соотношением  $P_1/P_2$ . Уравнение, используемое для расчета объема пор, выводится и основного уравнения закона Бойля следующим образом:

$$P_1 V_{Ref} = P_2 (V_{паразитн.} + V_{Пор}) \quad (11)$$

$$V_{порт} = \frac{P_1}{P_2} \cdot V_{Ref} - V_{паразитн} \quad (12)$$

Программы построения сложных кривых встроены в операционную программу UPP-600. Поэтому можно использовать измеренные значения объема

зерен или пор в сочетании со значениями общего объема и веса образца для расчета пористости и удельной плотности.

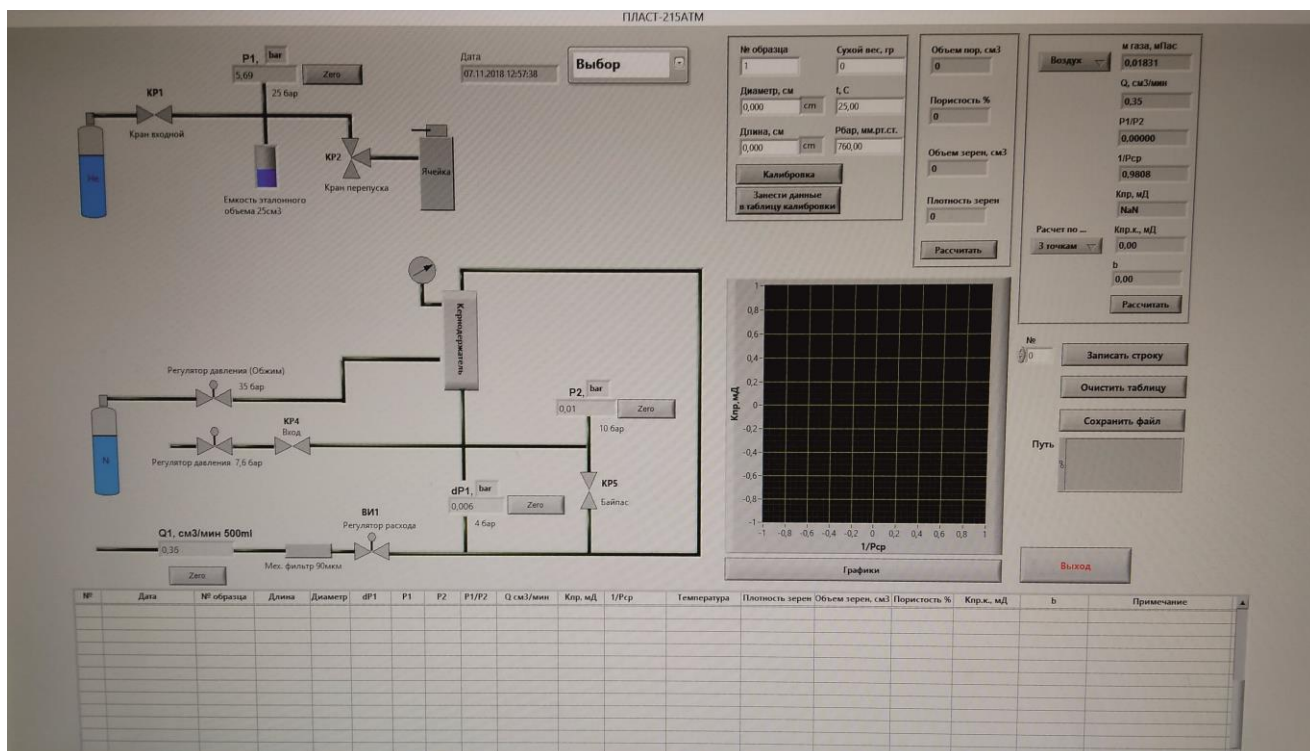


Рисунок 11. Основной экран управляющей программы ПЛАСТ-215АТМ

Для измерения пористости образца керна необходимо произвести следующее:

- 1) Запустите управляющую программу ПЛАСТ-215АТМ.
- 2) Поместите керн в кернодержатель.

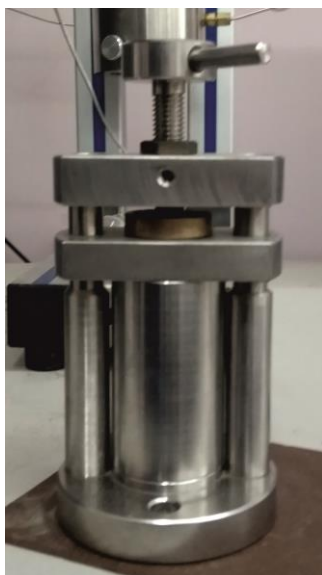


Рисунок 12 Кернодержатель для определения пористости.

- 3) Заполните необходимые данные керна в программу (длину, диаметр, номер образца и сухой вес).
- 4) В меню «Выбор» выберите «Измерение пористости».
- 5) Откройте всплывающее окно «Калибровка» и загрузите калибровочные



коэффициенты из файла. Для уменьшения погрешности измерения возможно дополнить кернодержатель. Выберите измерение пористости калибровочными дисками. При этом необходимо отметить галочкой загруженные диски в меню калибровки:

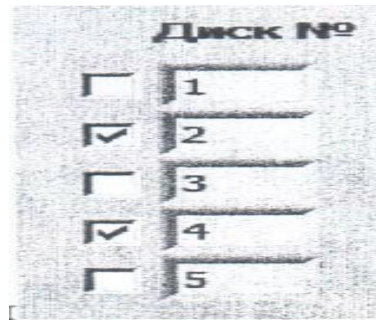


Рисунок 13. Меню калибровки диска

- 6) Откройте основное окно программы, откройте кран КР1.
- 7) Закройте кран КР1, дождитесь стабилизации давления.
- 8) Нажмите кнопку «записать строку», откройте кран КР2, дождитесь стабилизации давления.



Рисунок 14. Управляющая панель прибора ПЛАСТ-215АТМ

- 9) Нажмите кнопку «записать строку».
- 10) Для расчета пористости нажмите кнопку «рассчитать».

## Лабораторная работа №5

### Определение проницаемости образца горной породы

**Цель работы:** Изучение фильтрационно-емкостных свойств пород-коллекторов (проницаемость).

**Задача:** Рассчитать проницаемость образцов горной породы.

**Исходные материалы:** 2 образца горной породы, порозиметр-пермиаметр Пласт-215АТМ.

**Необходимые знания по предмету:** проницаемостью называется свойство горных пород пропускать сквозь себя жидкости и газы при наличии перепада давления. Абсолютно непроницаемых тел в природе нет. При сверхвысоких давлениях все горные породы проницаемы. Однако при сравнительно небольших перепадах давления в нефтяных пластах многие породы в результате незначительных размеров пор оказываются практически непроницаемыми для жидкостей и газов (глины, сланцы и т.д.).

Виды проницаемости:

1. **Абсолютной** называется проницаемость при фильтрации через породу одной какой-либо жидкости (нефти, воды) или газа при полном насыщении пор этой жидкостью или газом. Абсолютная проницаемость характеризует физические свойства породы, т. е. природу самой среды.

2. **Фазовой** или **эффективной** называется проницаемость, определенная для какого-либо одного из компонентов при содержании в порах других сред.

3. **Относительной** проницаемостью называется отношение эффективной проницаемости пористой среды для данного флюида к ее абсолютной проницаемости.

Проницаемость горной породы зависит от степени насыщения породы флюидами, соотношения фаз, физико-химических свойств породы и флюидов.

Фазовая и относительная проницаемости для различных фаз зависят от нефте-, газо- и водонасыщенности порового пространства породы, градиента давления, физико-химических свойств жидкостей и пористых фаз.

Эффективная и относительные проницаемости для различных фаз находятся в тесной зависимости от нефте-, газо- и водонасыщенности порового пространства породы и физико-химических свойств жидкостей.

Фазовая и относительная проницаемости непрерывно изменяются в процессе эксплуатации залежи. Относительная проницаемость породы для любого флюида возрастает с увеличением её насыщенности этим флюидом.

При содержании воды в несцементированном песке до 26–28 % относительная проницаемость для неё остается равной нулю. Для других пород: песчаников, известняков, доломитов, процент остаточной водонасыщенности, как неподвижной фазы, еще выше.

При возрастании водонасыщенности до 40 % относительная проницаемость для нефти резко снижается, почти в два раза. При достижении величины водонасыщенности песка около 80 % , относительная фазовая проницаемость для нефти будет стремиться к нулю.

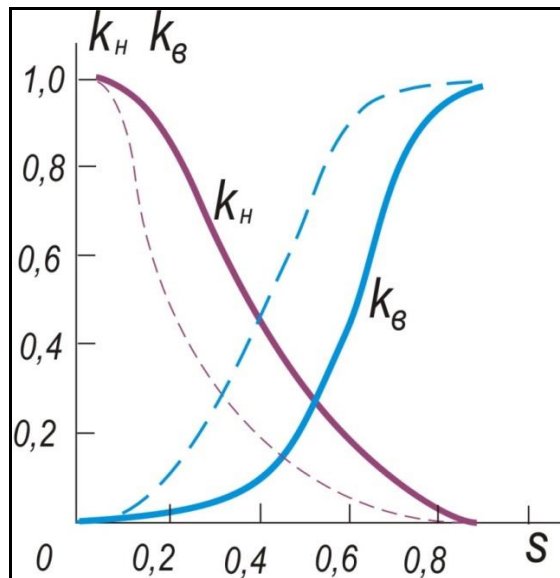


Рисунок 15. График зависимостей относительных проницаемостей по воде  $K_v$  и по нефти  $K_n$

Вода с увеличением её содержания в пористой среде приблизительно от 30 до 60 % не влияет на фильтрацию газа. При водонасыщенности до 60 % из пласта можно добывать чистый газ.

**Закон Дарси:** скорость фильтрации прямо пропорциональна градиенту давления (перепаду давления, действующему на единицу длины) в пористой среде и обратно пропорциональна динамической вязкости фильтрующегося газа или жидкости:

$$v = \frac{Q}{F} = \frac{k}{\mu} \cdot \frac{\Delta p}{L} \quad (13)$$

где  $v$  – скорость фильтрации жидкости;

$L$  – длина пути фильтрации;

$k$  – коэффициент проницаемости;

$Q$  – расход жидкости;

$\frac{\Delta p}{L}$  – перепад давления на единицу длины, или градиент давления;

$F$  – площадь поперечного сечения;

$\mu$  – вязкость жидкости.

Тогда коэффициент проницаемости ( $k$ ) вычисляется по формуле:

$$k = \frac{Q \cdot \mu \cdot L}{\Delta p \cdot F} = \frac{\frac{1 \text{ см}^3}{\text{с}} \cdot 1 \text{ сантипуаз} \cdot 1 \text{ см}^2}{1 \text{ атм} \cdot 1 \text{ см}} = \text{Дарси} \quad (14)$$

Величина, равная 0,001 Дарси, называется миллиДарси.

$$1 \text{ Д} = 10^{-12} \text{ м}^2 = 1 \text{ мкм}^2$$

Физический смысл размерности коэффициента проницаемости – это **величина площади сечения** каналов пористой среды горной породы, по которым происходит фильтрация флюидов.

## Определение проницаемости

Проницаемость измеряется на приборах, где можно обеспечить фильтрацию и замер объёма, прошедшего через образец флюида, при установленных давлениях.

Из экстрагированного керна на сверлильном станке с помощью колонкового бура или вручную вырезают образцы цилиндрической формы с осью, параллельной (или перпендикулярной) напластованию пород, размером 3x3 см. Диаметры образцов меньше 2см не рекомендуются.

Образцы из слабосцементированных пород легче и удобнее готовить вручную, так как при механизированном способе обработки случаи разрушения образца более вероятны.

В качестве стандартных рекомендуются образцы диаметром 30, 25 и 20 мм и длиной 30 мм. При наличии трещин или каверн образец бракуют.

Перед установкой образца породы измеряют его длину  $L$  (образующая цилиндра) и диаметр  $d$ .

Испытания необходимо проводить не менее, чем при трех различных перепадах давления, причем продолжительность испытания выбирается в зависимости от проницаемости образца. При хорошей и средней проницаемости достаточна выдержка в течение 2-5 минут, после того как установится режим течения воздуха (рисунок 16).

Разности уровней ртути в правом и левом коленах манометра (в случае пользования только ртутным манометром) берутся примерно 100, 150 и 200 мм ( $P_1$ ). Чтобы учесть возможные колебания давления сжатого воздуха в подводящей линии, замеры надо делать через каждые 30 сек., а затем вычислить среднее давление  $P_1$  перед образцом. На воздушной линии желательно иметь игольчатый вентиль для точной регулировки поступающего воздуха.

На манометре после образца также делают отсчет  $P_2$ .

Через несколько минут после пуска воздуха, когда режим течения воздуха установится во всем приборе, одновременно нажимают кнопку секундомера и делают начальный отсчет по газовым часам, обычно приурочивая его к положению стрелки на нулевом делении.

По истечении времени испытания  $T$  одновременно останавливают секундомер и замечают на циферблате газовых часов деление, мимо которого в данный момент проходит стрелка часов.

Снимают показания барометра  $P_6$  и термометра  $t$ .

Для получения вязкого течения газа, а следовательно большей точности, определение проницаемости лучше вести при создании противодействия на выходе (до 3 атм) [3,4,5,10].

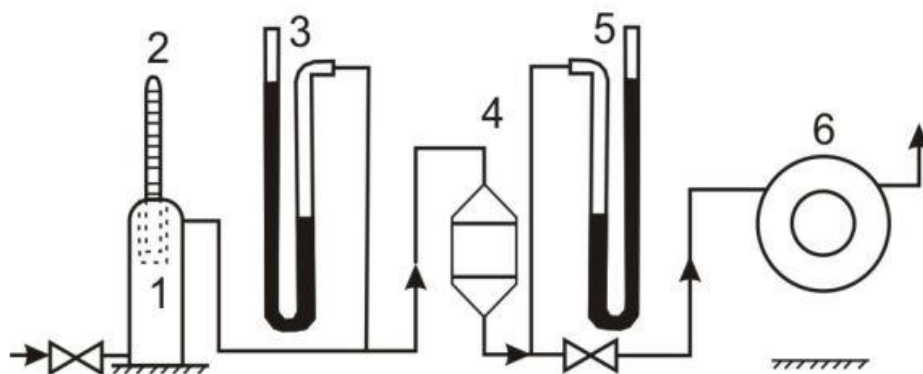


Рисунок 16. Схема прибора для определения проницаемости

1 – хлоркальциевая трубка; 2 – термометр; 3 – манометр перед образцом; 4 – винтовой зажим и обойма для образца; 5 – манометр за образцом; 6 – газовые часы

Подсчет коэффициента проницаемости при пользовании газом (воздухом) ведется по указанной ниже формуле, справедливой тогда, когда движение воздуха в образце происходит по закону линейной фильтрации:

$$k = \frac{2 \mu L P_2 V_2}{F (P_1^2 - P_2^2) T} \quad (15)$$

где  $\mu$  – вязкость воздуха, значение которой в зависимости от температуры (приведены в табл.), сантипуазы;

$L$  – длина образца, см;

$P_2$  – давление за образцом, атм;

$V_2$  – объем воздуха при нормальном давлении, прошедшего через образец за время испытания  $T$ , см<sup>3</sup>; полный оборот стрелки на газовых часах показывает 5л воздуха;  $k$  полным оборотам  $x$  добавляется отрезок  $y$  на циферблате неполного оборота; полученную сумму для перевода в см<sup>3</sup> умножают на 1000; таким образом,

$$V_2 = (5x + y) \cdot 1000 \text{ см}^3, \quad (16)$$

$F = \pi d^2/4$  – площадь поперечного сечения образца, см<sup>2</sup>;

$T$  – продолжительность испытания, сек;

$P_1$  – давление перед образцом, физические атмосферы.

Температура, °С	Вязкость воздуха, сПз
0	0,0171
10	0,0176
20	0,0181
30	0,0186

**Последовательность проведения работы:**

1. Определение абсолютной и эффективной проницаемостей. Предположим, что керн насыщен на 100% и промывается водой. Данные по керну следующие:  $F = 2,5 \text{ см}^2$ ;  $L = 3 \text{ см}$ ;  $Q_B = 0,6 \text{ см}^3/\text{с}$ ;  $\Delta P = 2 \text{ атм}$ ;  $\mu_B = 1 \text{ сПз}$ .

Подставляя данные по керну в формулу, получаем:

$$k_{\text{прв}} = \frac{Q_B \mu_B l}{\Delta P F} = \frac{0,6 * 1 * 3}{2 * 2,5} = 360 \text{ мД} \quad (17)$$

Тот же керн насыщен 100% нефтью:  $\mu_n = 2,7 \text{ сПз}$ ;  $Q_n = 0,222 \text{ см}^3/\text{с}$ .

Используя формулу, получаем:

$$k_{\text{прн}} = \frac{Q_n \mu_n l}{\Delta P F} = \frac{0,222 * 2,7 * 3}{2,5 * 2} = 360 \text{ мД} \quad (18)$$

2. Тот же керн с водонасыщенностью 70% и нефтенасыщенностью 30%:  $Q_n = 0,027 \text{ см}^3/\text{с}$ ;  $Q_B = 0,48 \text{ см}^3/\text{с}$ .

$$k_{\text{прэн}} = \frac{Q_n \mu_n l}{\Delta P F} = \frac{0,027 * 2,7 * 3}{2 * 2,5} = 44 \text{ мД} \quad (19)$$

$$k_{\text{прэв}} = \frac{Q_B \mu_B l}{\Delta P F} = \frac{0,48 * 1 * 3}{2 * 2,5} = 288 \text{ мД} \quad (20)$$

$$44 \text{ мД} + 288 \text{ мД} < 360 \text{ мД}$$

Из расчетов видно, что эффективная проницаемость для каждой отдельной фазы, и сумма эффективных проницаемостей меньше, чем абсолютная проницаемость.

### **Измерение проницаемости на газовом порозиметре-пермеаметре «ПЛАСТ-215 АТМ»**

ПЛАСТ-215АТМ использует уравнение Дарси для расчета проницаемости на основании измеренной величины потока, а также значений исходящего и нисходящего давления:

$$k = \frac{2000 - 1,013 \mu Q_1 L}{(P_1^2 - P_2^2) A} \quad (21)$$

где  $k$  - проницаемость (мД);

$\mu$  - вязкость (сПз);

$Q_1$  - величина потока ( $\text{см}^3 / \text{сек}$ ) в точке измерения входящего давления;

$L$  - длина образца (см);

$A$  - поперечное сечение образца ( $\text{см}^2$ );

$P_1$  - входящее давление, (атм);



$P_2$  - нисходящее давление, (атм).

В связи с использованием массового расходомера фирмы «BRONKHORST» расход газа определяется прямым методом и исчисляется в нормальных мл. (приведённых к температуре  $0^{\circ}\text{C}$  и давлению 0,1013 МПа).

ПЛАСТ-215АТМ собирает все необходимые данные автоматически. Программное обеспечение производит расчеты, используя уравнения Дарси и Клинкенберга Л. для вычисления воздухопроницаемости и  $1/P_m$ , величины, обратной среднему давлению.

Эксплуатационные процедуры помогают пользователю выбрать правильные параметры газового потока, чтобы избежать не-Дарсианских явлений, и эксплуатировать дифференциальные датчики давления и расходомеров в оптимальном рабочем диапазоне.

Если производятся несколько измерений воздухопроницаемости - от трех до пяти (или более) при разных значениях среднего давления, можно использовать значения воздухопроницаемости и среднего давления для определения проницаемости по Клинкенбергу и коэффициента скольжения с помощью уравнения Клинкенберга и методов линейной регрессии.

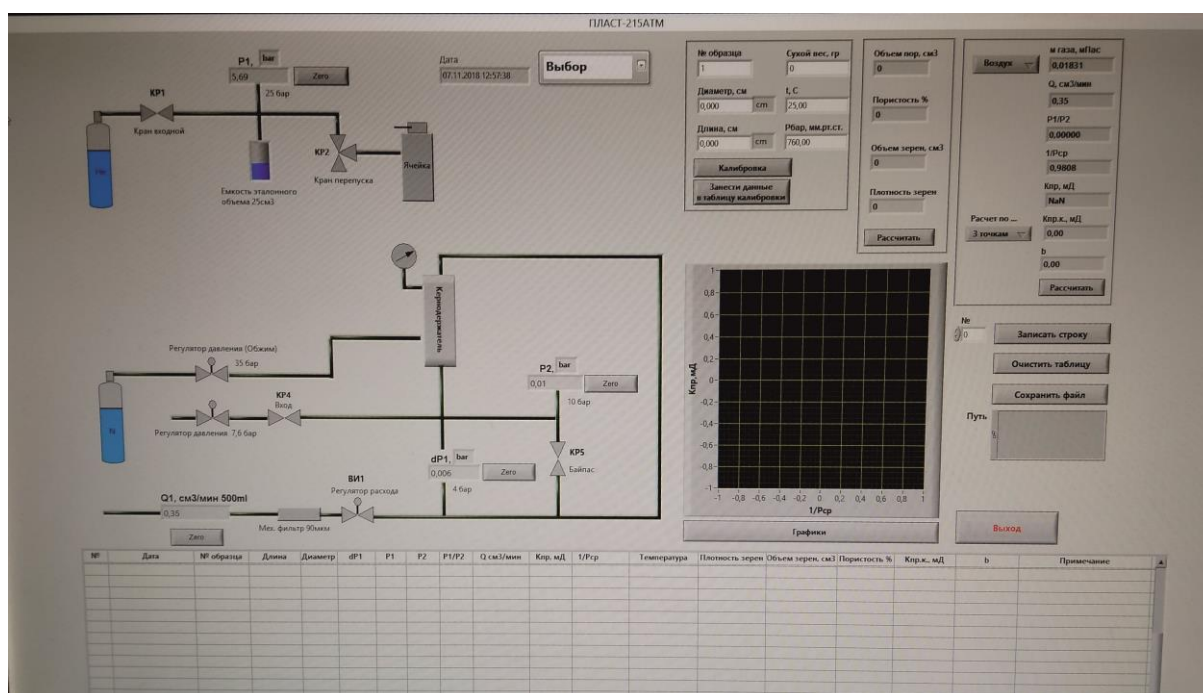


Рисунок 17. Основной экран управляющей программы ПЛАСТ-215АТМ

Для измерения проницаемости образца керна необходимо произвести следующее:

- 1) Запустите управляющую программу ПЛАСТ-215АТМ.
- 2) Поместите керн кернодержатель.
- 3) Заполните необходимые данные керна в программу (длину, диаметр, температуру и барометрическое давление).
- 4) В меню «выбор» выберете измерение проницаемости.

5) Создайте давление обжима.

6) При открытом байпасе КР4 и закрытом вентиле ВИ1, с помощью входного редуктора, создайте поровое давление.

7) Медленно приоткрывая вентиль ВИ1 установите необходимый расход и перепад на керне.

8) После стабилизации перепада давления  $dP_1$ , расхода  $Q$  и коэффициента проницаемости  $K_{пр}$  нажмите на кнопку «рассчитать» расположенной в Блоке измерения проницаемости.



Рисунок 18. Кернодержатель для определения проницаемости





Рисунок 19. Управляющая панель прибора Пласт-215АТМ, 1- манометр порового давления, 2- значение расходомера, 3-регулятор порового давления, 4- регулятор расхода, 5- входной кран, 6- байпас, 7- регулятор обжима.

#### Вопросы для самоконтроля

1. Породы-коллекторы и их основные параметры.
2. Пористость, единицы измерения.
3. Виды пористости
4. Методы определения коэффициента открытой пористости.
5. Проницаемость, единицы измерения.
6. Виды проницаемости
7. Методы определения коэффициента абсолютной проницаемости, значения коэффициента проницаемости в реальных породах.
8. Породы-покрышки (флюидоупоры), определение, значение.
9. Скопления (залежи) нефти и газа: понятие, определение.
10. Основные элементы залежи нефти и газа.
11. Классификация залежей нефти и газа по Броду И.О.
12. Методы установления нефти в породах.

## Глоссарий

**Алевриты** – мелкозернистая рыхлая горная порода, промежуточная по составу и размерам между песками и глинами с размером частиц 0,01 – 0,1 мм. Алевролитами называют сцементированные А., в составе которых 50% и более состава сложены алевритовыми разностями. Сравнительно однородная осадочная порода, сложенная примерно поровну алевритовым и глинистым материалом, называется алевропелитом.

**Альтитуда** – превышение какой-либо точки над другим объектом, например, земной поверхности или устья скважины над уровнем Мирового океана.

**Аргиллит (от греч. глина)** – осадочная горная порода глинистого состава. От глин А. отличается большей твердостью и неспособностью размокать в воде. А. часто или всегда являются покрышками нефтегазовых залежей. Образуется за счет уплотнения, обезвоживания и цементации глин под давлением и в условиях повышения температур. Обычно такие условия перерождения (диагенеза) существуют в зонах глубокозалегающих горизонтов платформенного чехла или в складчатых сооружениях.

**Водонефтяная зона** – в нефтяной залежи это переходная зона между нефтью и подошвенной водой. Толщина зоны может составлять несколько метров. Водонасыщенность этой зоны за счет капиллярной пропитки существенно выше, чем основной части залежи.

**Водонефтяной контакт (ВНК)** – поверхность разделения воды и нефти. Различают внешний ВНК – линию пересечения поверхности ВНК с кровлей нефтяного пласта и внутренний – с подошвой пласта. На картах разработки ВНК показывают двумя линиями. Иногда ВНК определяют как уровень в середине переходной зоны нефтеносного пласта, против отметки которого водонасыщенность равна критическому значению.

**Газоводяной контакт (ГВК)** – поверхность раздела между газом и подстилающей газовой залежь водой. Определяется как уровень в середине переходной зоны газоносного пласта, против отметки которого водонасыщенность равна критическому значению.

**Газонефтяной контакт (ГНК)** – поверхность раздела между газом и нефтью в нефтегазовой залежи, месторождении. Определяется как уровень в середине переходной зоны от газоносного пласта к нефтеносному.

**Гамма-гамма-каротаж (ГГК)** – сходен с методом ГК; отличие в том, что производится измерение интенсивности рассеянного породами гамма-излучения от искусственного источника, помещенного в каротажном приборе. Целью ГГК является литологическое расчленение буримых пород.

**Гамма-каротаж (ГК)** – метод геофизического исследования бурящихся скважин, заключающийся в измерении естественной радиоактивности пород непосредственно в скважине (необсаженной). Используется для расчленения разреза скважины. Прибор ГК опускается в скважину на каротажном кабеле.

Основной частью ГК является счетчик гамма-квантов. Результаты измерения гамма-квантов естественного излучения записываются на поверхности на бумажной ленте и являются основой для стратиграфического расчленения разреза по интенсивности излучения.

**Геологический разрез (профиль)** – графическое изображение на произвольно выбранной вертикальной поверхности глубинного строения какого-то участка геологической карты.

**Геофизические исследования скважин (ГИС)** – исследование горных пород с помощью специальных приборов, спускаемых на электрическом кабеле в скважину.

**Гипс** – порообразующий минерал, сульфат кальция, содержащий воду. Образует пластинчатые, столбчатые, волокнистые или мелкозернистые скопления. Бесцветный, белый, бурый, кремовый, красный.

**Глины** – распространенная группа рыхлых осадочных пород, сложенных преимущественно глинистыми минералами (размер частиц менее 0,001 мм). Характеризуются особыми свойствами: легко размокают, в увлажненном состоянии они пластичны, при высыхании затвердевают, а при обжиге твердеют и теряют способность размокать.

**Горная порода** – естественный минеральный агрегат более или менее устойчивого состава и строения, сформировавшийся в результате разных геологических процессов и залегающий в земной коре в виде самостоятельных тел.

**Дарси закон** – один из основных законов подземной гидродинамики, называемый также законом фильтрации. В общем виде формулируется так: скорость фильтрации флюида в пористой среде прямо пропорциональна градиенту давления и обратно пропорциональна вязкости флюида. Коэффициент пропорциональности в этом уравнении, характеризующий способность пористой среды пропускать через себя жидкость или газ, называется коэффициентом проницаемости. Единица измерения проницаемости пористых сред названа так в честь известного в области гидромеханики ученого.  $1Д (дарси) = 10^{-12} м^2$ .

**Залежь нефти (газа)** – гидродинамически единый объем полезного ископаемого, залегающего в отдельном подземном резервуаре (коллекторе); простейшая форма залегания нефти и газа при единой гидродинамической системе.

**Известняк** – осадочная горная порода, состоящая главным образом из минерала кальцита, часто с примесью доломита, глинистого и песчаного материала. Нередко содержит остатки известковых ископаемых организмов (И. органогенный, раковинно-детритовый, биогермный, криноидный и др.). Является непременной составной частью иногда очень мощных карбонатных толщ. Трещиноватый И. может быть коллектором углеводородов.

**Изогипсы** – линии равных глубин на картах геологических структур, отсчитываемых от уровня Мирового океана.

**Кавернограмма** – каротажная диаграмма, снятая каверномером. Используется для определения объема ствола скважины с учетом неровностей (каверн) стенок.

**Каротаж** – совокупность геофизических методов исследования геологического разреза скважин посредством измерения физических свойств горных пород. С помощью К. выделяются пласты пород в скважине, определяется глубина залегания и толщина (мощность) пластов, устанавливается место притока воды в скважину.

**Карта изопакит** – карта равных толщин (мощностей) продуктивного пласта месторождения, которая в изолиниях показывает изменение толщины пласта (общей, эффективной) на площади залежи нефти или газа.

**Керн** – цилиндрический образец горной породы, отобранный из скважины при вращательном бурении с помощью колонкового бура. Подъем К. необходим для составления литолого-стратиграфического разреза отдельных скважин, для изучения физических и физико-химических свойств пластов и вмещающих их жидкостей и газов. По результатам исследования К. определяется пористость, проницаемость, базируются методы сопоставления разрезов скважин, их корреляция.

**Коллектор нефти и газа** – пористая или трещиноватая горная порода, содержащая в своих порах, кавернах и трещинах нефть, газ и сопровождающую их «пластовую» воду. К. являются пласты и залежи песков, песчаников, известняков и доломитов. Для сохранения нефти и газа в К. последний должен быть сверху и снизу изолирован непроницаемыми породами (обычно глинистыми). Насыщение К. нефтью зависит от его пористости. Наибольшей пористостью обладают пески и песчаники (до 40-50%); обычная их пористость 10-25%. Суммарный объем пустот в известняках и доломитах достигает 15% их общего объема. Коллекторские свойства способствуют аккумуляции и фильтрации воды, нефти и газа. К. принято делить на простые (поровые и чисто трещинные) и сложные (трещинно-поровые, порово-трещинные), терригенные и карбонатные К. Кроме того, К. классифицируются по проницаемости независимо от типа фильтрующих пустот (их делят на 5 классов); по рентабельности промышленной эксплуатации К. делят на эффективные и неэффективные. Существует также понятие неколлектор – горная порода с такими геолого-физическими свойствами, в которой движение флюидов значительно усложнено.

**Коллекторские свойства пласта** – общее название характеристик пласта, определяющих его фильтрационные и емкостные свойства. К ним относятся: пористость, проницаемость, гранулометрический состав, сжимаемость и др.

**Коэффициент пористости горной породы** – отношение объема порового пространства к общему объему горной породы.

**Кровля пласта** – поверхность раздела между породами, слагающими пласт и вышележащими породами.

**Ловушка** – природный резервуар, скопление нефти или газа в прикровельной части продуктивного пласта, запечатанного нарушением или замещением коллектора на глины или другие непроницаемые породы.

**Месторождение (нефти и газа)** – отдельная залежь или группа залежей, имеющих в проекции на земную поверхность частичное или полное перекрытие своих контуров нефтегазоносности.

**Нейтронный гамма-каротаж** – один из методов геофизических исследований скважин. Используется для дифференциации (расчленения) разреза в скважине с выделением нефте- и водонасыщенных пластов. Кроме того, этот метод используется для контроля технического состояния скважины установлением места поступления посторонних вод в скважину.

**Нефтенасыщенность** – наличие нефти в пористой среде, которое выражается в долях от объема пор пласта.

**Нефть** – маслянистая жидкость, обычно бурого до почти черного, реже буро-красного до светло-оранжевого цветов, обладающая специфическим запахом. Представляет собой смесь углеводородов метанового, нафтенового и ароматического рядов с примесью (обычно незначительной) сернистых, азотистых и кислородных соединений.

**Нефтяные воды** – воды, сопровождающие нефть в продуктивных горизонтах и добываемые вместе с нефтью. По условиям залегания в нефтяном пласте и по соотношению с нефтяной залежью различают воды: подошвенные, контурные, законтурные, крыльевые и др.

**Песчаные породы** – осадочные обломочные горные породы. Они бывают рыхлыми (пески) и сцементированными – песчаники. Последние скреплены цементом, чаще глинистым или карбонатным. По размерам зерен различают крупнозернистые П.п. (1-0,5 мм), среднезернистые (0,5-0,25 мм) и мелкозернистые (0,25-0,1 мм).

**Пласт** – отдельный однородный слой, подстилаемый и перекрываемый другими слоями горных пород, отличающимися по каким-либо признакам от выше и ниже лежащих: внешний вид, окраска, гранулометрический или минеральный состав и др. Поверхности П., отделяющие его от соседних, называются: верхняя – кровлей, нижняя – подошвой.

**Пласт-коллектор** – пласт, отличающийся более высокими коллекторскими фильтрационно-емкостными свойствами от подстилающего и перекрывающего пластов. П.-к. служит каналом для перемещения (миграции) флюидов, а при благоприятных условиях – наличии ловушки, и их аккумуляции. П.-к. называют также горную породу терригенного, карбонатного или другого состава, которая способна аккумулировать, фильтровать и отдавать в процессе разработки жидкие или газообразные флюиды.

**Покрышка нефтегазовых месторождений** – комплекс непроницаемых, преимущественно глинистых пород, покрывающих залежи нефти и газа и тем самым способствующих их сохранению.

**Пористость** – свойство породы, заключающееся в наличии в ней всякого рода пустот (пор, каверн, трещин). Выражается в процентах от геометрического объема породы.  $P$  измеряется коэффициентом  $P$ , который представляет собой отношение объема всех пустот горной породы к ее общему объему, выраженное в процентах или в долях единицы. Различают полную и открытую  $P$ . Полная  $P$  есть отношение объема всех пор к объему породы. Открытая, или эффективная,  $P$  – это отношение объема сообщающихся пор, в которых возможно течение флюидов, к видимому объему породы. Также различают: 1)  $P$  абсолютную (полную, общую) – все пустоты горной породы независимо от их формы, величины и взаимного расположения; 2)  $P$  открытую (насыщенную) – совокупность сообщающихся между собой пустот; 3)  $P$  эффективную – совокупность пустот горной породы, участвующих в процессе фильтрации; 4)  $P$  закрытую – совокупность пустот горной породы, не сообщающихся между собой.  $P$  определяется по результатам изучения керна или геофизических исследований в скважинах.

**Проницаемость** – способность породы пропускать через себя жидкости и газы под воздействием перепада давлений. Единица проницаемости в системе СИ – м<sup>2</sup>, в геологии применяется внесистемная единица – дарси ( $1Д = 10^{-12} м^2$ ). Определяется в лаборатории на образцах породы (керне) или по результатам гидродинамических исследований скважин. Различают проницаемость общую или физическую, фазовую и относительную. Общая  $P$  определяется для однофазной жидкости (обычно воды), фазовая – для одной из фаз, при наличии в пористой среде нескольких флюидных фаз (нефть, газ, вода). Относительная  $P$  – отношение фазовой проницаемости к общей.  $P$  – важный показатель для оценки коллекторских свойств горных пород на стадии поисковых геологоразведочных работ на нефть и газ. Абсолютная  $P$  определяется на сухом образце горной породы при фильтрации через нее газа, как правило, азота и характеризует максимальную  $P$  данного образца. Эффективная  $P$  характеризует фактическую  $P$  в пластовых условиях, учитывающую только ту часть порового объема, которая вовлечена в процесс фильтрации флюида. Разновидность эффективной – фазовая  $P$ , характеризующая неодинаковую способность флюидных фаз (газа, нефти, воды) к фильтрации в пористой среде. Относительная  $P$  – это отношение эффективной  $P$  к абсолютной.

**Скважина** – цилиндрическая горная выработка, глубина которой многократно превышает ее диаметр. Скважины для добычи нефти и газа обсаживаются одной или несколькими колоннами из стальных труб, пространство между которыми заполняется цементом.

Скважность пород (пустотность) – общий объем всех пустот в горной породе (каверны, карстовые полости, поры, трещины и др.) вне зависимости от их формы и

размеров. Отношение объема всех пустот к общему объему породы называется коэффициентом С.п. Различают С.п. первичную, возникшую одновременно с образованием породы, и вторичную, являющуюся результатом вторичных процессов в горных породах.

**Структурная карта** – графическое изображение в том или ином масштабе распределения по площади значений абсолютных отметок какой-либо структурной поверхности (кровли или подошвы пласта, реперного горизонта, соляного тела и др.). С.к. строятся на топографической основе определенного масштаба. Основой графического изображения на ней являются изогипсы – линии равных абсолютных отметок. Кроме того, на С.к. условными знаками показываются линии пересечения структурной поверхности с поверхностями сбрасывателей разрывных нарушений, осевые линии складок и др. С.к. являются основными документами при прогнозе нефтегазоносности, подсчете запасов УВ и планировании поисковых, разведочных и эксплуатационных работ на нефть и газ.

**Трещиноватость** – рассеченность горных пород трещинами, разрывами без заметного смещения. Это текстура горной породы, вид отдельности, вызванный динамическими радиальными сжимающими или растягивающими тангенциальными напряжениями. Существует множество классификаций Т.: по генезису, ориентировке напряжений и трещин, по масштабу проявления. Изучение Т. имеет чрезвычайно важное значение в определении свойств пород-коллекторов УВ и изолирующих свойств покрышек. Т. характерна для осадочных и магматических пород.

Устье скважины – верхняя часть ствола скважины, обычно заканчивающаяся колонной головкой.

Шапка газовая – газонасыщенная часть нефтяной залежи, находящаяся с последней в термодинамическом равновесии. Нефть, подстилающая Ш.г., как правило, предельно насыщена газом для данного пластового давления.

Шлам – скопление мелкораздробленных частиц горных пород, которые в процессе бурения выносятся на поверхность восходящим потоком промывочной жидкости, циркулирующей в скважине. По Ш. выявляют литологическую характеристику вскрываемых скважиной отложений, что должно документироваться. Использование или ликвидация этого материала входит в круг задач рекультивации. [11]

Глоссарий составлен на основе словаря: «Краткий словарь по геологии нефти и газа, нефтегазопромысловому делу» / Соловьев В.О., Фык И.М., Кривуля С.В. и др. – Х.: НТУ «ХПИ», 2013. – 172 с.

## Сокращения по тексту

ВНК – водонефтяной контакт  
ВНЗ – водонефтяная зона  
ГВК – газовойодяной контакт  
ГНК – газонефтяной контакт  
ГК – гамма каротаж  
ДС – диаметр скважины  
КВ – каверномер  
КС – кажущееся сопротивление  
НГК – нейтрон-гамма каротаж  
ПС – самопроизвольная поляризация  
ЧВЗ – чисто водяная зона  
ЧНЗ – чисто нефтяная зона



## Список литературы.

1. *Баженова О.К., Бурлин Ю.К., Соколов Б.А., Хаин В.Е.* Геология и геохимия нефти и газа: Учебник. – 3-е изд, перераб. и доп. - Москва: Издательство Московского университета, 2012. — 432 с., ил.
2. *Бакиров Э.А.* Геология нефти и газа. - 2-е издание. М: Недра, 1990. - 240 с.
3. *Бжицких Т.Г., Санду С.Ф., Пулькина Н.Э.* Определение физических и фильтрационно-емкостных свойств горных пород: практикум для выполнения учебно-научных работ студентами направления «Прикладная геология» и «Нефтегазовое дело» / Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2008. – 90 с.
4. *Брод И.О. Еременко Н.А.* Основы геологии нефти и газа. – Москва: Издательство Московского университета, 1953. — 340 с.
5. Геология и геохимия горючих ископаемых / *под. ред. Соколова Б.А.* – М: ГЕОС. – 2003. – 196 с.
6. *Губкин И.М.* Учение о нефти. М., «Наука», 1975. - 384 с.
7. *Недоливко Н.М.* Исследование керна нефтегазовых скважин. Практикум для выполнения учебно-научных работ студентами направления «Прикладная геология» – Томск: Изд-во ТПУ, 2008. – 158 с.
8. *Косков, В. Н. Косков. Б. В.* Геофизические исследования скважин и интерпретация данных ГИС: учеб. Пособие – Пермь: Изд-во Перм. гос. техн. ун-та, 2007. – 317 с.
9. *Сковородников И.Г.* Геофизические исследования скважин: Курс лекций – Екатеринбург: Издательство УГГГА. – 2003. - 294 с.
10. Словарь по геологии нефти и газа. Под общей редакцией Черникова К.А. – М.: Недра, 1988. -679 с.
11. *Смелков В.М. Ганиев Р.Р.* Геология и геохимия горючих ископаемых: курс лекций – Казань: Изд-во Казан. Ун-та, 2018 г. – 288 с.
12. Соловьев В.О., Фык И.М., Кривуля С.В. и др. Краткий словарь по геологии нефти и газа, нефтегазовому делу. – Х.: НТУ «ХПИ», 2013. – 172 с.
13. Спутник нефтегазового геолога: Справочник / Под ред. Чоловского И.П. - М.: Недра, 1989. -376 с.

*Учебное издание*

**Мударисова Раушания Айдаровна**

**Фахрутдинов Эдуард Ирекович**

**Валеева Светлана Евгеньевна**

**Сагиров Рустам Наилевич**

**ГЕОЛОГИЯ И ГЕОХИМИЯ ГОРЮЧИХ ИСКОПАЕМЫХ.**

**Учебно-методическое пособие**