

**Московский государственный университет  
им. М.В. Ломоносова  
Геологический факультет**

М.К. Иванов, Ю.К. Бурлин, Г.А. Калмыков, Е.Е. Карнюшина, Н.И. Коробова

**Петрофизические методы исследования  
кернового материала  
(Терригенные отложения)**

Учебное пособие

В 2-х книгах  
Книга 1

Издательство Московского университета

2008

**МОСКОВСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ ИМ. М.В. ЛОМОНОСОВА**  
Геологический факультет

М.К. Иванов, Ю.К. Бурлин, Г.А. Калмыков, Е.Е. Карнюшина, Н.И. Коробова

**Петрофизические методы исследования  
кернового материала  
(Терригенные отложения)**  
Учебное пособие

В 2-х книгах  
Книга 1

*Допущено УМС по геологии УМО классических университетов в качестве учебного пособия для студентов высших учебных заведений, обучающихся по направлению 020300 «Геология»*

**Издательство Московского университета**

**2008**

УДК 549.08; 552.08; 550.4.08  
ББК 26.343  
И20



Учебное пособие выпущено в рамках проекта-победителя  
Конкурса грантов компании ТНК-ВР для профильных  
высших учебных заведений Российской Федерации

Редактор: кандидат тех. наук *Г.А.Калмыков*

Рецензент: доктор геол.-мин. наук, профессор *А.И.Конюхов*

**Иванов М.К., Бурлин Ю.К., Калмыков Г.А., Карнюшина Е.Е., Коробова Н.И.**  
И20 Петрофизические методы исследования кернового материала. (Терригенные отложения) Учебное пособие в 2-х книгах. Кн. 1. - М.: Изд-во Моск. ун-та, 2008.112 стр., илл., рис. и табл.

**ISBN 978-5-211-05628-2**

Настоящая работа посвящена теоретическим основам и практической реализации методов петрофизических исследований кернового материала и основам комплексной обработки петрофизических данных. В первой книге освещены вопросы, связанные с применением результатов петрофизических измерений, получаемых в процессе изучения коллекции керна опорных скважин, для решения различных задач нефтегазопромысловой геологии; подготовка образцов керна для исследований, и литологические методы работы с колонкой керна. Рассматриваются современные методы изучения каменного материала. Пособие рассчитано на магистрантов, обучающихся по инновационной магистерской программе геологического факультета МГУ им. М.В. Ломоносова «Скважинные геофизические и петрофизические исследования месторождений нефти и газа», а также может быть использовано в рамках дисциплин «Подсчет геологических запасов нефти и газа», «Петрофизические основы комплексной интерпретации данных ГИС» и студентами третьего курса кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых в рамках дисциплины «Петрофизика» для практических работ по дисциплине «Нефтяная литология». Курс «Петрофизические исследования кернового материала» опирается на курсы базовой части профессионального цикла бакалавра геологии с профилизацией «Геофизика» и «Геология и геохимия горючих ископаемых»: «Петрофизика», «Комплексирование геофизических методов», «Геофизические исследования скважин», «Бурение», «Литология».

*Печатается по решению Ученого Совета геологического факультета МГУ им. М.В. Ломоносова от 5 июня 2008 г*

ISBN 978-5-211-05628-2

© Иванов М.К., Бурлин Ю.К., Калмыков Г.А.,  
Карнюшина Е.Е., Коробова Н.И., 2008

© Геологический факультет МГУ. 2008

## Оглавление

Введение .....	3
1 Понятие петрофизики как науки, цели и задачи .....	6
2 Комплекс петрофизических исследований: цели, назначение, решаемые задачи .....	8
2.1 Обоснование необходимости исследований вещественного состава пород как основы для решения геологических задач .....	8
2.2 Комплекс задач, решаемых с помощью петрофизических исследований ..	9
2.3 Построение петрофизической модели для решения геологических задач	11
2.4 Использование петрофизических исследований с целью оценки воздействия технологических жидкостей на пласт .....	11
3 Терригенные породы нефтегазоносных бассейнов .....	13
3.1 Краткая характеристика основных типов терригенных пород .....	13
3.2 Грубообломочные породы (псефиты) .....	14
3.3 Песчаные (псаммитовые) и алевроитовые породы .....	14
3.4 Глинистые породы .....	16
3.5 Цикличность осадочных толщ .....	18
3.5.1 Методика выделения циклитов .....	22
3.5.2 Классификация циклитов по Ю.Н. Карогодину .....	22
3.5.3 Модели элементарных циклитов различных обстановок осадконакопления .....	24
4 Объемная модель терригенных коллекторов .....	27
4.1 Построение модели отложений на базе исследований материала керна	27
4.2 Обобщенная модель терригенного коллектора .....	28
5 Использование петрофизических данных при подсчете запасов нефти и газа терригенных коллекторов .....	31
5.1 Петрофизическое обеспечение интерпретации данных комплекса ГИС ..	31
5.2 Схема литолого - петрофизического обоснования интерпретации комплекса ГИС .....	33
5.3 Литолого-петрофизические исследования коллекции керна и выбор схемы их проведения при решении конкретной задачи .....	36
5.3.1 Требования к коллекции керна .....	36
5.3.2 Требования к измерениям на керне .....	37

5.3.3	Выбор методов исследований коллекции керна .....	37
5.4	Связь между ГИС и петрофизическими исследованиями.....	39
5.5	Построение петрофизических связей.....	42
5.5.1	Связи типа “кern-кern”.....	43
5.5.2	Связи типа “кern-ГИС” .....	46
6	Виды работ, методы исследования кернового материала и их назначение	51
7	Отбор керна и подготовка к исследованиям.....	56
7.1	Объем и интервалы отбора керна по категориям скважин .....	56
7.2	Упаковка и первичное документирование керна .....	57
7.3	Профильные исследования керна .....	58
7.4	Подбор коллекции керна и подготовка ее к исследованиям.....	64
7.4.1	Продольная распиловка керна.....	65
7.4.2	Выбуривание цилиндров .....	66
7.4.3	Очистка образцов керна от содержащихся в них нефти и битумов (экстракция) .....	68
7.4.4	Сушка образцов .....	70
7.4.5	Насыщение .....	70
7.5	Документация комплексных исследований коллекции керна .....	72
7.6	Привязка керна .....	73
8	Методы литологического изучения керна .....	76
8.1	Макроскопическое описание керна .....	76
8.2	Построение литологической колонки отложений, вскрытых скважиной ...	81
8.3	Петрографическое изучение пород в шлифах.....	81
8.3.1	Описание обломочных пород в шлифах .....	83
8.3.2	Описание глинистых пород в шлифах.....	84
9	Гранулометрический анализ .....	85
9.1	Ситовой анализ .....	86
9.2	Метод гранулометрического анализа Авдусина-Батурина-Осборна (метод двойного отмучивания).....	87
10	Рентгеновские методы исследования .....	88
10.1	Физические основы .....	88
10.2	Рентгенофазовый анализ .....	89
10.3	Рентгеновская томография .....	91
11	Растровая электронная микроскопия.....	97

## **Введение**

Начиная с 30-х годов прошлого века, параллельно развитию геофизических методов исследования скважин (ГИС), интенсивно формировалась новая геологическая наука о горной породе и ее свойствах, как основа количественной интерпретации скважинных измерений. Термин «Петрофизика» закрепился за ней в 1960-е годы после того, как были обобщены многочисленные накопленные данные исследований керна (Гудок Н.С., Богданович Н.Н., Мартынов В.Г. 2007). До начала 80-х годов прошлого столетия эта наука, как и любая молодая отрасль знаний, развивалась очень стремительно. Были получены фундаментальные знания, положенные в основы разработки современных методов ГИС и их интерпретации. При этом большой вклад в эти знания был внесен учеными нашей страны. После того, как начались экономические и политические преобразования, приоритет наших ученых был утерян.

До начала 2000-х годов интерпретация геофизических методов в России проводилась по зависимостям «кern-кern», «кern-ГИС», полученным еще в доперестроечное время. Применение петрофизики свелось к обоснованию основных параметров при подсчете запасов конкретного месторождения и их защите в Государственном комитете по запасам полезных ископаемых (ГКЗ). Такое положение дел было связано с ложным тезисом, что все месторождения открыты и нет необходимости дальше развивать геологию. Однако, в настоящее время простые коллектора нефти и газа находятся на поздней стадии разработки, и перед нефтяниками и газовиками встала проблема поиска новых залежей углеводородов.

Сейчас геологи вынуждены работать со сложнопостроенными коллекторами, которые характеризуются малой мощностью, многоминеральным составом твердой фазы, сложной структурой порового пространства. Разработка залежей с использованием пресных подтоварных вод привела к уменьшению эффективности применения стандартного комплекса ГИС, базирующегося на методах электрометрии. Исследование интервалов, не охваченных разработкой в огромном фонде старых скважин, с неполным или утерянным комплексом ГИС, требует методов, работающих в обсаженных скважинах.

Одновременно с этим, отвечая потребностям геологов, в последнее время в геофизике появились новые высокоинформативные методы: широкополосный акустический каротаж (АКШ), лито-плотностной гамма-гамма каротаж, спектрометрический гамма-каротаж (СГК), С/О-каротаж, ядерно-магнитный каротаж (ЯМК), им-

пульсный нейтрон-нейтронный каротаж (ИННК) и др. Отсутствие специального петрофизического обеспечения сильно уменьшает информационные возможности этих методов.

Работы петрофизиков показали степень влияния вещественного состава пород-коллекторов на нефтеотдачу пластов при использовании различных схем разработки залежи. При этом работы по использованию новых методов ГИС и их комплексированию дают хорошие результаты при оценке минерально-компонентного состава пород. Это позволяет по данным ГИС переходить от обобщенных литологических моделей пластов (песчаники, известняки, аргиллиты и т.п.) к минеральному составу и выявлять латеральную изменчивость пород, что особенно важно при выработке схемы эксплуатации залежи.

В последние несколько лет ведущие нефтяные компании России начали создавать региональные петрофизические центры (Сургутнефтегаз - в Сургуте и Тюмени; ТНК-БП - в Тюмени; ЛУКОЙЛ - в Когалыме). При этом в стране ощущается серьезная нехватка специалистов-петрофизиков, способных решать задачи, стоящие перед исследователями. Для подготовки таких специалистов необходимы учебные пособия и программы, соответствующие современным требованиям. За последнее время появилось несколько подобных работ. Прежде всего необходимо отметить учебные пособия В.С.Зинченко «Петрофизические основы гидрогеологической и инженерно-геологической интерпретации геофизических данных», 2005г., и коллектива авторов РГУНГ им.И.М.Губкина - Гудок Н.С., Богданович Н.Н., Мартынов В.Г. «Определение физических свойств нефтеводосодержащих пород», 2007г. Эти работы могут служить для понимания теории петрофизических методов исследования горных пород, но для освоения самих методов необходимо иметь учебное пособие, позволяющее осваивать проведение измерений на образцах керна на конкретном оборудовании.

Цель данного пособия – дать студентам представления о месте науки «Петрофизика» и задачах, стоящих перед ней при решении проблем нефтегазовой геологии. Описать современные методы изучения вещественного состава горных пород, их фильтрационно-емкостных и физических свойств. Ознакомить с методикой описания колонки керна, выбора образцов для стандартных и специальных петрофизических исследований. На примерах лабораторного оборудования кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых геологического факультета МГУ им.М.В.Ломоносова показать, как проводятся измерения основных петрофизических величин. Описать способы построения зависимостей, применяемых при ин-

терпретации комплекса ГИС и подсчете запасов нефти и газа. Ознакомить со способами, позволяющими корректно выбирать технологии бурения скважин, их глушения, воздействия на пласт с целью повышения нефте- газоотдачи.

В настоящее время на кафедре геологии и геохимии горючих ископаемых подготавливаются курсы проведения лабораторных работ и комплексного анализа данных исследований керна с целью интерпретации методов ГИС для магистров, обучающихся по инновационной магистерской программе Геологического факультета МГУ имени М.В.Ломоносова «Скважинные геофизические и петрофизические исследования месторождений нефти и газа» в рамках дисциплины «Петрофизические методы исследования кернового материала». Предлагаемое пособие может быть использовано в рамках дисциплин «Подсчет геологических запасов нефти и газа», «Петрофизические основы комплексной интерпретации данных ГИС», а также для студентов третьего курса кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых в рамках дисциплины «Петрофизика» и практических работ по дисциплине «Нефтяная литология».

Разработка была осуществлена при софинансировании по национальному проекту «Формирование системы инновационного образования в МГУ им.М.В.Ломоносова» (2006-2007гг.) и гранту Компании ТНК-ВР для профильных Высших учебных заведений Российской Федерации «Создание лабораторного практикума для магистерской программы «Скважинные геофизические и петрофизические исследования месторождений нефти и газа». Компания ТНК-ВР предоставила возможность сформировать коллекцию керна для проведения учебных работ и оказала спонсорскую помощь при публикации данного учебного пособия.

Структурно учебное пособие разбито на две части: в первой - освещены вопросы, связанные с применением петрофизического обеспечения для решения различных задач нефтегазопромысловой геологии, и рассматриваются литологические работы с колонкой керна терригенных отложений; вторая часть посвящена методам изучения физических свойств на образцах керна.

В подготовке данной работы приняли участие следующие специалисты: Кашина Н.Л., Хотылев О.В. (ЗАО «ТЕЛЛУС»), Балушкина Н.С., Рыжова Л.А., Япаскурт В.О., Топунова Г.Г.

Авторы благодарят специалистов компании ТНК-ВР Е.Р. Чухланцеву, М.А. Басырова, Дж. Долсона за помощь при создании учебной коллекции.



# 1 Понятие петрофизики как науки, цели и задачи

**Петрофизика** (греч. *petra* – камень+греч. *physics* – природа), т.е. «физика камня» или физика горных пород – это наука о свойствах горных пород как функций их состава и структуры, об изменении этих свойств под воздействием геологических, физико-химических или технологических факторов, а также о взаимосвязях между физическими свойствами пород [1].

Предметом (или объектом познавательной деятельности) в петрофизике является горная порода, ее литологические и физические свойства.

Задачи петрофизики – это определение изменения физических свойств горных пород в зависимости от:

- литологических характеристик;
- условий исследования (пластовых или атмосферных);
- изменения литологических свойств под воздействием скважинных флюидов.

Методами петрофизических определений, т.е. системой приемов и способов в исследовательской деятельности, являются экспериментальные методы определения физических свойств и математические методы анализа получаемых данных.

Согласно Б.Н.Еникееву [2] в своем развитии петрофизика прошла несколько этапов.

1. Изучение взаимосвязей между вещественным составом и физическими свойствами пород.

2. Построение модели коллектора с учетом глинистой компоненты как особо активной составляющей горной породы.

3. Широкое применение линейно-регрессионного анализа.

4. Поиск универсальных многомерных связей.

5. Изучение характера физико-химического взаимодействия в системе порода-вода-углеводороды.

6. Поиск методов учета факторов, характеризующих геометрию и индивидуальные свойства составляющих горные породы и изменения этих свойств при взаимодействии различных составляющих.

## **Место и задачи петрофизики**

В настоящее время в России начал складываться новый рынок петрофизических услуг. Он развивается по нескольким направлениям:

1. Обоснование параметров для подсчета запасов (традиционное направление).

2. Обеспечение петрофизических связей для интерпретации расширенного комплекса ГИС.

3. Обеспечение параметров для построения постоянно-действующих трехмерных геологических и гидродинамических моделей месторождения (ПДМ).

3. Поиск способов повышения нефтеотдачи пластов.

4. Изучение влияния различных буровых растворов, жидкостей глушения на изменение коллекторских свойств пород  
и др.

В связи с этим изменилось и понимание петрофизики. Если раньше петрофизик занимался проблемами изучения каменного («*petra*») материала и построением зависимостей между физическими свойствами пород и их фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС) (причем последние измерялись на образцах керна), то в настоящее время в зону интересов петрофизиков попадает и область, связанная с интерпретацией данных геофизических исследований и работ в скважинах (ГИРС). Таким образом, направления работ в петрофизике можно условно разделить на следующие:

1. Проведение петрофизических исследований на образцах керна.
2. Формирование баз данных и знаний по конкретным залежам, месторождениям, регионам.
3. Построение зависимостей между физическими характеристиками пород и геологическими параметрами, научное обоснование типов зависимостей и возможности их применения для изучаемого разреза.
4. Построение и поддержание ПДМ месторождения:
  - a. Интерпретация данных ГИРС, полученных в открытом стволе и после обсадки скважин, как сразу после бурения, так и в процессе разработки месторождения.
  - b. Использование стандартных и нестандартных петрофизических данных.
  - c. Опора на результаты вертикального сейсмического профилирования.
  - d. Переинтерпретация старого фонда каротажных данных и построение модели с возможностью оперативного уточнения по измерениям в скважинах с проблематичной интерпретацией комплекса открытого ствола.
5. Участие в подсчете запасов (на основе ПДМ месторождения):
  - a. Обоснование подсчетных параметров – традиционная и первостепенная задача, в которую входят:

- тестирование данных, получаемых при подсчете запасов, путем проведения контрольных замеров, сопоставления результатов, полученных различными лабораториями;
  - обоснование и разработка способов определения новых параметров (например, замена гранулометрической глинистости (фракция менее 0.01мм) на минералогическую (количество глинистых минералов в поровом пространстве);
- b. Разработка новых методик подсчета запасов (например, определение насыщения с помощью С/О-каротажа, определение пористости с помощью радиоактивных методов с опорой на СГК, что особенно актуально в баженовской свите).
  - c. Аттестация и защита в ГКЗ новых методик подсчета запасов на основании новых методов ГИС.
6. Обеспечение интерпретации современных методов ГИС.
  7. Обеспечение комплекса ГИС в коллекторах, в том числе, и сложных.
  8. Обоснование рациональных способов разработки залежи.
  9. Обеспечение интерпретации комплекса ГИС для обоснования рациональных способов разработки залежи.
  10. Обоснование технологий проходки скважин в сложных геолого-технических условиях.

### **Список литературы к главе 1**

1. Гудок Н.С., Богданович Н.Н., Мартынов В.Г. Определение физических свойств нефтеводосодержащих пород: Учеб. пособие для вузов. – М.:ООО «Недра-Бизнесцентр», 2007. 592 с.
2. Еникеев Б.Н., Еникеева С.Н. Состояние, пути и проблемы применения математических моделей в современной петрофизике//Математические модели в задачах петрофизики и корреляции. – М.Наука, 1983. – с. 66-76.

## **2 Комплекс петрофизических исследований: цели, назначение, решаемые задачи**

### **2.1 Обоснование необходимости исследований вещественного состава пород как основы для решения геологических задач**

Основные запасы нефти и газа разрабатываемых месторождений России находятся в терригенных коллекторах. Среди них значительная часть отличается сложным полиминеральным составом, повышенным содержанием глинистого ма-

териала. К этой категории относится большинство продуктивных коллекторов нефтяных месторождений Западной Сибири, перспективные объекты Волго-Уральской провинции, ряд других отложений.

В настоящее время стало очевидно, что для более полного извлечения нефти необходим максимум информации о геологическом строении объекта эксплуатации: его минеральном составе, ФЕС, структуре порового пространства; латеральном (пространственном) распределении коллектора и покрышек, условиях формирования геологического тела и фациальных замещениях.

Кроме того, при существующих технологиях разработки месторождений происходит изменение естественных физико-химических условий залежи за счет закачки вод переменной и неконтролируемой минерализации. Это также создает проблемы определения параметров коллектора, существенных с точки зрения разработки месторождений.

Активное внедрение в практику эксплуатации месторождений современных методов бурения скважин, поддержания пластового давления, методов интенсификации притоков требует изучения физических и физико-химических свойств горной породы с позиций взаимодействия ее с водой и углеводородами.

Поэтому чрезвычайно актуальным является развитие методов и технологий, повышающих информативность скважинной геофизики, обеспечивающих возможность количественного определения минерально-компонентного состава исследуемых пород, в первую очередь, минерального состава глинистой фракции, повышающих точность определения фильтрационно-емкостных свойств коллекторов, эффективной пористости, достоверность оценки характера насыщения. Таким образом, исследование вещественного состава горных пород становится базовым для всех основных геолого-геофизических построений (Рис. 2.1) и роль исследования кернa возросла.

## **2.2 Комплекс задач, решаемых с помощью петрофизических исследований**

На современном этапе развития нефтегазовой отрасли перед петрофизической лабораторией ставится ряд задач (см. Рис. 2.2):

- Петрофизическое обеспечение подсчета запасов и прогнозирования залежей.
- Построение фациальной модели пластов (геомоделирование).
- Оценка эффективности схемы эксплуатации (бурение, вскрытие пласта, разработка, интенсификация пласта).

- Построение петрофизических моделей пластов для интерпретации данных сейсмических исследований, геофизических и геолого-технологических исследований (ГТИ) скважин.

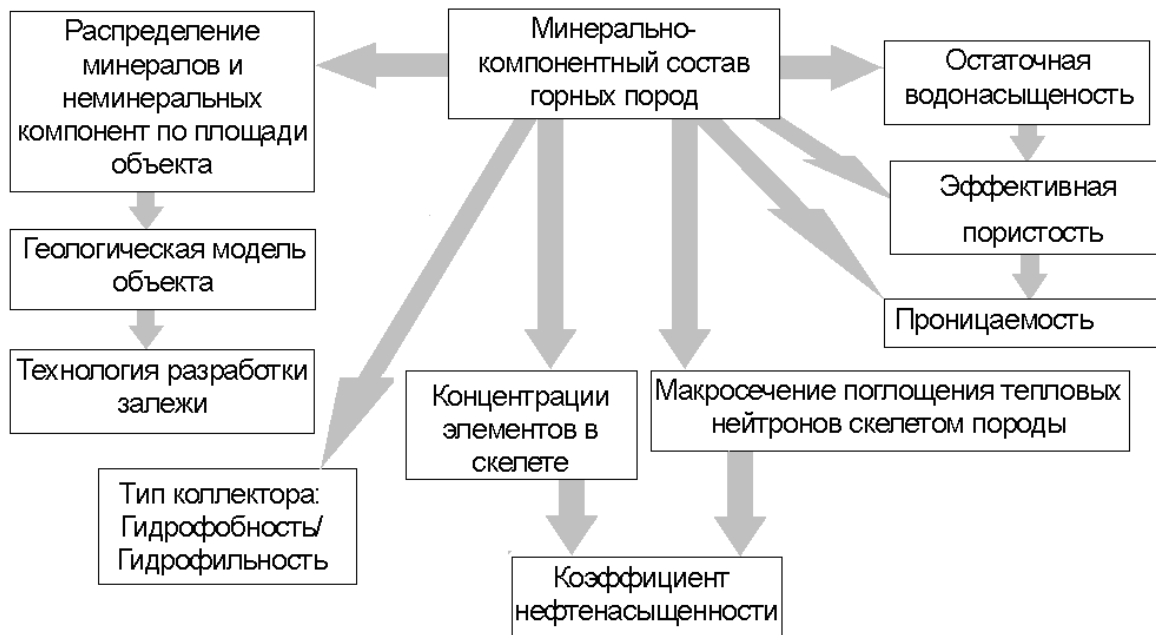


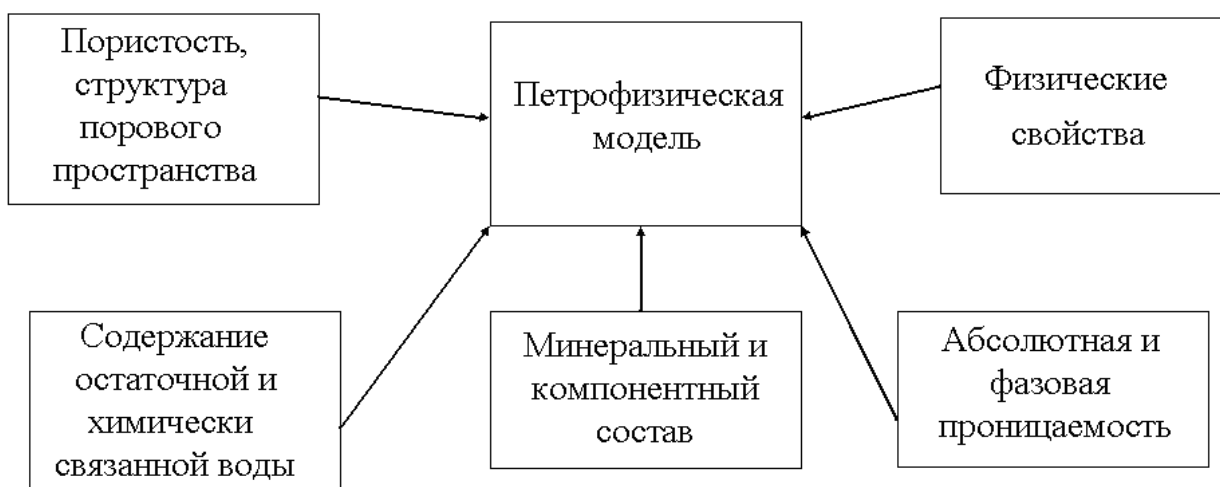
Рис.2.1 Задачи, решаемые на основании знаний о минерально-компонентном составе горных пород



Рис.2.2 Схема петрофизического обеспечения различных направлений нефтегазовой отрасли([1], с изменениями)

### **2.3 Построение петрофизической модели для решения геологических задач**

Комплекс петрофизических исследований для решения геологических задач должен обеспечить всестороннее изучение горной породы (см. Рис. 2.3).



*Рис.2.3 Виды исследований, необходимые для построения интерпретационной петрофизической модели отложений*

Современные методики построения геологических трехмерных моделей отложений позволяют учитывать фациальные условия формирования осадочных пород, исходя из данных ГИС и исследований керна из опорных скважин.

В настоящее время, при наличии большого объема информации о вещественном составе пород, оцениваемом по расширенному комплексу ГИС, определение фациальной принадлежности конкретного пласта в точке его пересечения скважиной, становится надежной процедурой. Но при этом необходимо проводить, с одной стороны, исследования для оценки фациальных условий образования пород в опорных скважинах с отбором керна, а, с другой - настройку методов ГИС для идентификации выделенных фаций. На Рис.2.4 приведена схема исследований каменного материала, необходимых для определения фациальной принадлежности изучаемых отложений.

### **2.4 Использование петрофизических исследований с целью оценки воздействия технологических жидкостей на пласт**

Одно из направлений петрофизики – изучение физических и физико-химических свойств горной породы с позиций взаимодействия ее с водой, углеводородами технологическими жидкостями, используемыми при бурении, глушении, гидроразрыве пласта и др.

В настоящее время петрофизические исследования направлены, в основном, на обеспечение потребностей подсчета запасов нефти и газа и, интерпрета-

ции материалов ГИС. Однако, современный уровень развития петрофизики в состоянии помочь решить возникающие задачи также и при вскрытии пластов, и при интенсификации добычи нефти.

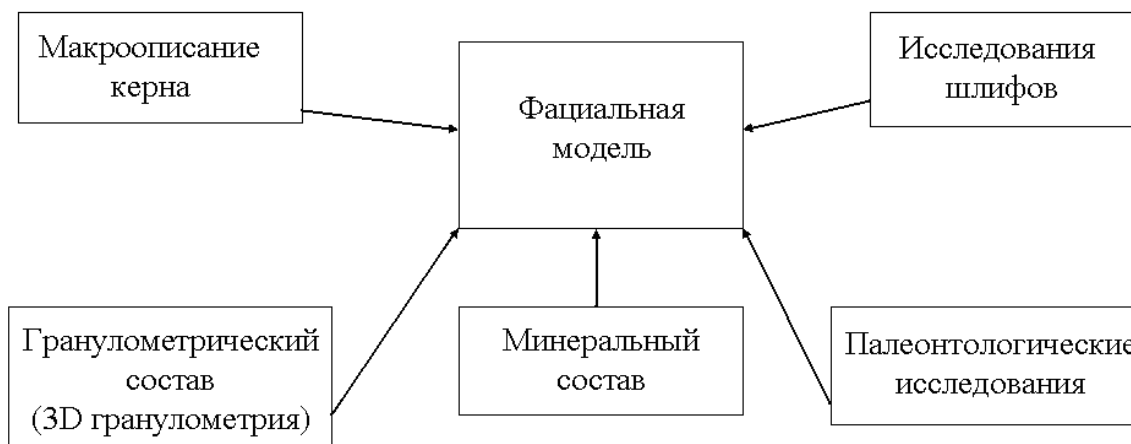


Рис.2.4 Виды исследований, необходимые для построения фациальной модели отложений

**В результате воздействия на пласт буровых растворов** в горных породах возможно протекание следующих процессов:

- Изменение смачиваемости.
- Миграция взвесей.
- Проникновение твердых частиц.
- Образование водяных блоков и микроэмульсий.
- Бактериальный рост.

Эти процессы можно промоделировать в лабораторных условиях путем закачивания в образец породы испытываемые жидкости и оценивая результат их взаимодействия. Зная состав и строение породы можно подобрать такие жидкости, негативное воздействие которых будет сведено к минимуму.

**В результате воздействия на пласт нагнетающих растворов**, например, жидкостей глушения скважин или гидроразрыва возможно протекание следующих процессов:

- Изменение смачиваемости.
- Миграция тонких фракций.
- Реакции глинистых минералов с закачиваемыми флюидами.
- Реакции между закачиваемыми и пластовыми флюидами.

### Список литературы к главе 2

1. Гудок Н.С., Богданович Н.Н., Мартынов В.Г. Определение физических свойств нефтеводосодержащих пород: Учеб. пособие для вузов. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2007. 592 с.

2. Муромцев В.С. Электрометрическая геология песчаных тел - литологических ловушек нефти и газа. - Л.: Недра, 1984.

### **3 Терригенные породы нефтегазоносных бассейнов**

#### **3.1 Краткая характеристика основных типов терригенных пород**

К осадочным породам по определению Л.Б. Рухина [3], относятся «...геологические тела, образовавшиеся на поверхности Земли и несколько глубже ее при свойственных для этих горизонтов небольших температурах и давлении, путем преобразования отложений, возникших за счет продуктов выветривания, жизнедеятельности организмов и иногда за счет материала вулканического происхождения».

По происхождению (способу образования) первичное осадочное вещество может быть терригенным, т.е. являться продуктом механического либо химического разрушения материнских горных пород суши. Другой способ его образования – извлечение вещества из воды растительными и животными организмами. Определенный вклад в осадочное породообразование вносит также плутоническая деятельность, особенно связанная с эксплозивным вулканизмом. Перечисленные способы образования вещества реализуются в морских и континентальных условиях. Осадочное вещество может оставаться также на месте его образования, не испытывая переноса (образования кор выветривания, угли).

По минеральному составу основные группы осадочных пород представлены алюмосиликатными, карбонатными, кремнистыми и сульфатными образованиями. Подчиненную роль играют фосфатные, железистые, алюмосодержащие, марганцевые накопления и сильнорастворимые соли. В качестве особой группы осадочных образований рассматриваются горючие ископаемые – угли, битумы, нефтиды.

В данном разделе рассматривается лишь группа терригенных пород, которые наиболее широко распространены в нефтегазоносных бассейнах. Это грубообломочные, песчаные, алевритовые и глинистые разности. Их главные породообразующие компоненты представлены обломками основной массы и зернами минералов, разрушенных выветриванием изверженных, метаморфических и осадочных пород. Диаметр компонентов колеблется в широком диапазоне – от 1000 мм и более (глыбы) до 0,1-0,01 мм (алевриты) и более тонких пелитовых частиц, слагающих глинистые породы.



Границы между типами пород обычно проводятся по 50 % содержанию основного породообразующего компонента. Если это условие не выполняется, следует выделять разности смешанного состава, указывая соотношения преобладающих минеральных компонентов в порядке их количественного возрастания. Для типизации рассматриваемых пород применены классификации, наиболее часто используемые в нефтяной литологии.

### 3.2 Грубообломочные породы (псефиты)

Грубообломочные породы составляют очень небольшую часть (десятые доли процента) в осадочной оболочке. Их разнообразные типы осадочного происхождения представляют собой начальные продукты разрушения других пород и классифицируются по размеру и форме обломков (таблица 3.1).

Таблица 3.1 Классификация грубообломочных пород

Размер обломков, мм	Неокатанные		Окатанные	
	Рыхлые	Сцементированные	Рыхлые	Сцементированные
> 1000	Глыбы неокатанные	Брекчия глыбовая	Глыбы	Конгломерат глыбовый
100-1000	Валуны неокатанные	Брекчия валунная	Валуны	Конгломерат валунный
10-100	Щебень	Брекчия щебенчатая	Галька	Конгломерат галечный
1-10	Дресва	Дресвяник	Гравий	Гравелит

Важным типом грубообломочных пород являются конглобрекчии. Они образуются при одновременном накоплении округлых и угловатых обломков, имеющих неодинаковый состав и разное происхождение, либо возникают на промежуточной стадии окатывания обломков и при продолжении этого процесса переходят в конгломераты.

### 3.3 Песчаные (псаммитовые) и алевритовые породы

Для классификации песчаных и алевритовых пород используют размерность обломочных зерен и их минеральный состав.

**Гранулометрическая классификация** в отечественной нефтяной литологии основана на десятичной метрической системе. В соответствии с ней выделяются песчаная (псаммитовая) и алевритовая группы. Песчаная группа (1,0-0,1 мм) включает крупнозернистую (1,0-0,5 мм), среднезернистую (0,5-0,25 мм) и мелкозернистую (0,25-0,1 мм) фракции. Алевритовая группа (0,1-0,01 мм) состоит из крупноалевритовой (0,1-0,05 мм) и мелкоалевритовой (0,05-0,01 мм) фракций.

Фракция с размером мельче 0,01 мм относится к пелитовой и характеризует глинистые отложения.

**Классификация песчано-алевритовых отложений по минеральному составу** обычно проводится путем подсчета доли различных породообразующих обломочных компонентов относительно их суммарного содержания, принятого за 100%.

По составу различаются мономиктовые (мономинеральные), олигомиктовые (с преобладанием каких-либо двух компонентов) и полимиктовые (полиминеральные) пески и алевриты (песчаники и алевролиты). В группе полимиктовых пород выделяют аркозы, граувакки и смешанные разновидности. Известны классификации песчано-алевритовых пород, предложенные М.С. Швецовым, Г.И. Теодоровичем, В.Д. Шутовым и А.Г. Коссовской, В.Н. Швановым.

В.Н. Шванов использовал рациональные подходы различных исследователей к типизации песчано-алевритовых пород и предложил их классификацию, которая достаточно удобна в практической работе литологов. Графически она представлена треугольной диаграммой, в вершинах которой помещены стопроцентные содержания кварца, полевых шпатов (плюс слюда) и обломков пород. Соответственно, в углах треугольника выделяются поля кварцевых, полевошпатовых и собственно граувакковых песчаников и алевролитов, а в остальной его части – поля смешанных разновидностей пород (Рис. 3.1).

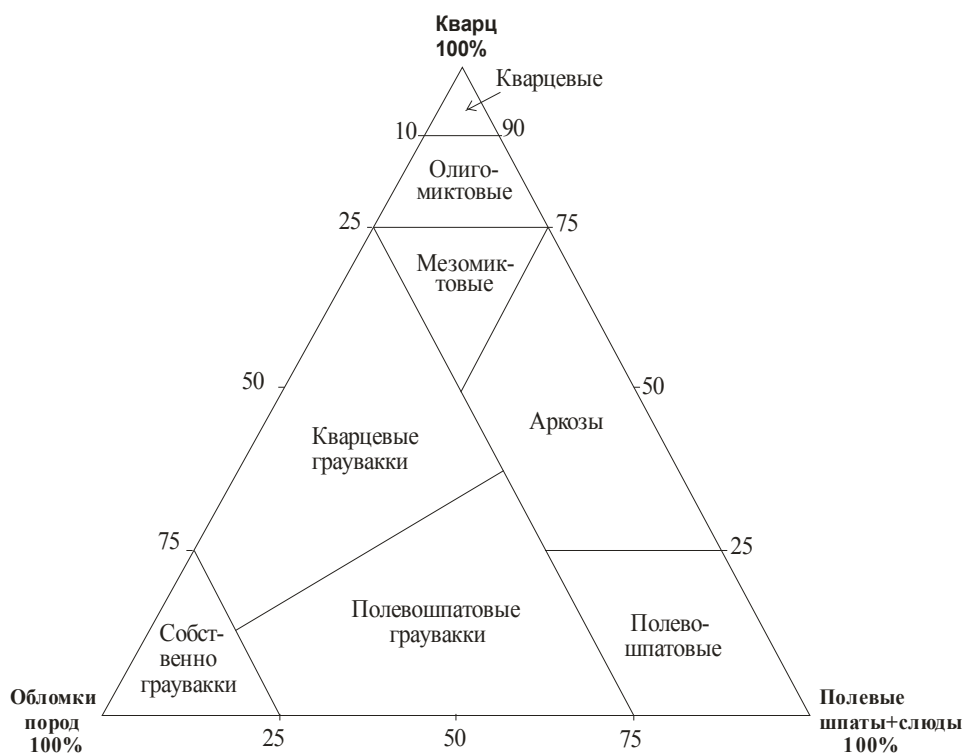


Рис. 3. 1 Классификационная диаграмма песчано-алевритовых пород [5]

Минеральные типы обломочных пород можно различать и по химическому составу. В чистых кварцевых песках содержание оксида кремнезема достигает 95-99 %. В олигомиктовых полевошпатово-кварцевых породах количество оксида кремнезема понижается до 80 %. Его содержание в аркозах и граувакках составляет 65-68 %. Граувакки содержат больше  $Al_2O_3$ , чем большинство других песчаников, и характеризуются преобладанием  $Na_2O$  над  $K_2O$  и  $MgO$  над  $CaO$ . Аркозовые песчаники имеют высокое содержание  $Al_2O_3$ ,  $K_2O$  и  $Na_2O$ , обусловленное обилием полевых шпатов.

При классификации и определении генезиса песчаников существенным является изучение цемента, прежде всего сингенетического, который отражает условия седиментогенеза.

При характеристике обломочных пород указывают состав цемента (глинистый, карбонатный и др.), его количественное соотношение с обломочной частью и тип. Выделяют следующие типы цемента: базальный цемент (а том числе пойкилитовый), поровый, пленочный, крустификационный, регенерации. Возможна также цементация обломочных зерен за счет их плотного примыкания. Это так называемый цемент соприкосновения, или контактный. По морфологии границ соприкосновения зерен выделяются контакты точечные, прямолинейные, приспособления формы (конформные) и внедрения (инкорпорации, в том числе сутуровидные).

Состав и структура обломочных пород не остается постоянным и зависит не только от процессов седиментогенеза. В результате действия сложных постседиментационных диагенетических и катагенетических процессов происходит формирование новых минералов и иногда полное замещение первичных компонентов. Уже на ранних стадиях в песках и алевролитах в результате диагенетических окислительно-восстановительных процессов возникают аутигенные минералы железа и других элементов. В катагенезе преобразование идет еще глубже, и иногда наблюдаемый минеральный состав очень слабо напоминает первичный. Это обстоятельство необходимо иметь в виду при изучении обломочных пород.

### **3.4 Глинистые породы**

В осадочной оболочке Земли глинистым породам принадлежит ведущая роль. Они являются продуктами механического и (или) химического разрушения источников сноса материнских пород различного генезиса. Главные породобразующие компоненты представлены водными алюмосиликатами, выделяемыми в группу глинистых минералов, пелитовый размер чешуек которых не превышает 0,01 мм.

По размерам выделяются фракции: крупнопелитовая (0,01-0,005 мм), среднелитовая (0,005-0,001 мм) и мелкопелитовая (<0,001 мм) фракций.

К глинистым образованиям относятся собственно глины, отличающиеся пластичностью, высокой пористостью (до 50-60 %) и низкой проницаемостью, способностью к формовке при замешивании с водой, и не размокающие в воде аргиллиты и глинистые сланцы. Минеральный состав глинистых пород обычно поликомпонентный и представлен физической смесью основных глинистых минералов, рассмотренных ниже.

Учитывая соотношение глинистых минералов выделяют типы пород, в названии которых отражено их количество по степени возрастания. Например, каолинит-хлорит-гидрослюдистая глина. Кроме глинистых минералов соответствующей пелитовой размерности (их должно быть не менее 50 %) в глинистых породах могут присутствовать обломочные компоненты песчаной и алевритовой фракций - кварц, полевые шпаты, аутигенные железистые минералы, карбонаты и др., а также биогенные компоненты. Состав и доля примесей также должны быть введены в название породы. Например, аргиллит хлорит-каолинитовый алевритовый, с примесью углефицированных растительных остатков.

**Глинистые минералы** образуют группы: 1- каолинита, 2- иллита (или гидрослюд), 3 - смектитов, 4 - вермикулита, 5- хлоритов, 6 - палыгорскита и сепиолита, 7- смешаннослойных минералов.

Группа каолинита представлена каолинитом, диккитом и накритом. По структуре с каолинитом сходен галлуазит. К группе каолинита также относится аллофан - рентгеноаморфный глинистый минерал коллоидной природы, представляющий собой смесь или твердый раствор свободного кремнезема и глинозема.

Группа иллита (гидрослюд) является наиболее широко распространенной, обладает кристаллической решеткой слюдистого типа. Типичным представителем слюд является мусковит  $KAl_2[AlSi_3O_{10}](OH)_2$ . В иллитах по сравнению со слюдами имеется постоянный дефицит калия. Недонасыщенность калием обусловила значительную неупорядоченность структуры этих минералов, они часто деградированы.

Особенно широко среди них представлен гидромусковит, для которого характерны мелкочешуйчатые агрегаты неопределенной формы. При преобразованиях в катагенезе все глинистые минералы, в том числе гидрослюды, подвергаются трансформации. Многие совершенствуют свою форму и кристаллическую структуру благодаря приносу извне дополнительного вещества. В этом проявляется агра-

дация минералов. К группе гидрослюд относится глауконит, глинистый минерал, обычно мы видим его в виде зернистых агрегатов или в цементе.

Группа смектитов обладает подвижной кристаллической решеткой, способной расширяться за счет вхождения в нее большого количества воды и других веществ, в частности, молекул органических соединений. Конкретный вид смектита определяется исходной материнской породой. Выделяются три серии минералов смектитовой группы:

1 - монтмориллонит – бейделит , 2 - стивенсит – сапонит, 3 - феррисмектиты.

Группа вермикулита родственна группе смектитов. От смектитов вермикулит отличается высокой прочностью связи воды в структуре и отсутствием разбухания при насыщении не только глицерином, но и этиленгликолем.

Группа хлоритов представлена магнезиальными, магнезиально-железистыми и железистыми (лептохлоритовыми) разновидностями.

Группа палыгорскита и сепиолит представлена минералами с волокнистого облика либо имеющих вид куска смятой тонкой кожи, бумаги, а иногда образующих мелкобугристые наросты.

Смешанослойные минералы построены кристаллами, включающими слои различного состава. Наиболее распространены в осадочных породах смешанослойные минералы иллит-смектитовой природы.

### **Список литературы к главам 3.1 – 3.4**

1. Бурлин Ю.К., Конюхов А.И., Карнюшина Е.Е. Литология нефтегазоносных толщ. М.: «Недра», 1991. 286 с.
2. Логвиненко Н.В. Петрография осадочных пород (с основами методики исследования). М., 1974. 400 с.
3. Рухин Л.Б. Основы литологии. Л., 1969. 703 с.
4. Справочник по литологии/Под ред. Н.Б. Вассоевича, В.Л. Либровича, Н.В. Логвиненко, В.И. Марченко. М.: «Недра», 1983. 509 с.
5. Шванов В.Н. Петрография песчаных пород. Л., 1987. 269 с.

### **3.5 Цикличность осадочных толщ**

Прогноз физико-литологических свойств осадочных отложений с генетических позиций включает выявление их исходного состава и строения, оценку обстановок седиментации и постседиментационных изменений.

Одним из направлений седиментационного аспекта является изучение цикличности осадочных толщ.

Процессы, происходящие на Земле, являются периодическими. Наиболее крупные геологические изменения связаны с эрами горообразования. В фанерозое каледонская, герцинская, альпийская эры складчатости проявлялись через 150-250 млн. лет. Эпохи складчатости проявлялись через 40-70 млн.лет, фазы – примерно через 20 млн. лет. Изменения уровня моря в зависимости тектонических либо климатических причин варьируют значительно: от 100-150 млн. лет до первых сотен и десятков лет. Климат меняется в ряду гумидный – аридный в периоды до десятков миллионов лет. Сезонные климатические явления происходят в течение первых месяцев. Поэтому при описании периодических явлений широко пользуются понятиями цикл, ритм, стадия.

Периодические вариации в осадочных толщах выражены чередованием различных слоев горных пород.

Слой представляет геологическое тело, сложенное относительно однородным материалом, отличающееся от смежных тел по каким-либо признакам и часто отграниченное от них в той или иной степени выраженными плоскостями наложения. Слой прослеживается на достаточно большой площади и имеет мощность значительно меньшую, чем его протяженность. Последовательно налегающие друг на друга слои формируют слоистую текстуру осадочных толщ.

Внутренняя текстура слоя фиксируется **слоиками**, которые могут быть однородны, либо различаться по составу. Слойки имеют толщину от долей миллиметра до первых сантиметров и являются низшей единицей слоистости. Для характеристики внутренней текстуры слоя при крупномасштабных литологических исследованиях Н.Б. Вассоевич рекомендовал использовать термин **слоичатость**.

При описании отложений с равномерным тонким чередованием типов пород можно применять термин **ритмит**. Его следует использовать с прилагательным, отражающим состав чередующихся разностей и указывать масштаб чередования. Например, название «песчано-алевролитовый ритмит косослоистый» означает косое чередование через доли сантиметра - 1-2 см слойков песчаников и алевролитов, при этом слойки алевролитов имеют большую толщину (в конкретном случае это необходимо показать). Обычно слоевые единицы ритмитов состоят из миллиметрового и еще более тонкого переслаивания пород соответствующего состава. В седиментологии для характеристики отложений с таким масштабом чередования типов осадков использует термин **ламинит**.

Наравне с термином «слой» существует термин «пласт». **Пласт** – это слой или группа слоев, которые резко отличаются по составу и происхождению от смежных слоев либо содержат полезное ископаемое. Например, пласт известняков в толще песчаников или пласт углей среди глин. Для подчеркивания этих резких изменений в составе слоистой толщи и используется термин «пласт».

Основной причиной образования слоев является изменение условий осадконакопления, что приводит к смене одного слоя другим и появлению их слоевых ассоциаций. Слоевые ассоциации в зависимости степени однообразия повторяемости их строения характеризуют цикличность либо ритмичность осадочных толщ.

Цикличность строения осадочных толщ выражена направленными изменениями повторяемости слоев различного состава и текстурно-структурных признаков, связанными с циклами седиментации. Именно тенденция направленных изменений отличает цикличность от **ритмичности**, для которой характерна равномерная повторяемость признаков.

Цикл происходит от греческого **cyclos – колесо, круг, кругооборот** и обозначает в геологии процесс, время, совокупность явлений в течение какого-либо промежутка времени.

Седиментационный цикл – процесс смены обстановок седиментации в геологическом времени.

Впервые понятие о циклах седиментации было применено Ньюбери (1872 г.) при изучении угленосных толщ США. Именно геологи-угольщики и среди них российские - В.П. Алексеев, Ю.А. Жемчужников, Г.А. Иванов, А.В. Македонов, Г.Ф. Крашенинников, В.С. Яблоков и др. внесли значительный вклад в разработку анализа цикличности. Приемы изучения цикличности различных осадочных толщ и понятийно-терминологическая основа в этой области знаний были показаны С.Л. Афанасьевым, Л.Н. Ботвинкиной, Н.Б. Вассоевичем, Ю.Н. Карогодиным, В.И. Поповым, В.Е. Хаиным. Первую сводную работу по проблеме цикличности осадконакопления опубликовали в 1967 П. Дафф, А.Халлам и Э.Уолтон - ученые Геологического Университета Эдинбурга (Великобритания), русское издание книги появилось в 1971 г.

Вещественный результат циклического процесса – ассоциация породных слоев, именуется в зависимости от предпочтений исследователей циклотемой, циклосомой, цикломой или циклитом (нами используется последний термин).

Циклит – геологическое тело, являющееся вещественным результатом процессов, происходивших в течение седиментационного цикла.

Основой анализа циклитов служит сравнительная литологическая характеристика отложений, образующих последовательный ряд. Как минимум в циклите должно быть два слоя, которые называют элементами циклита (эц). Один из эц может быть редуцирован.

Масштаб выделения циклитов зависит от конкретных геологических задач. Анализируются циклиты разного ранга, в том числе элементарные, т.е. наименьшие по мощности (от нескольких сантиметров) закономерные сочетания слоев, которые можно было выделить визуально. Схожие по строению элементарные циклиты, имеющие определенное изменение облика, объединяются в пачки, которые по существу являются циклитами более высокого ранга. Ранг пачек присваивался в отдельных случаях крупным циклитам, обладающим соответствующими признаками.

Ранг и масштаб циклов и циклитов означают разные понятия.

Н.Б. Вассоевич (1974) ранжировал циклы и циклиты по длительности времени их формирования. Например, для фанерозоя он выделял 5 рангов циклов (Таблица 3.2).

*Таблица 3.2 Ранжирование седиментационных циклов по продолжительности формирования (по Н.Б. Вассоевичу)*

Ранг цикла	Продолжительность цикла	Примеры циклитов
Наноцикл	меньше 1 года	Озерно-ледниковые варвы; годовые слои в эвапоритах
Микроцикл	1 год-50 тыс. лет	Флишевый циклит
Мезоцикл	50 тыс. лет- 1 млн. лет	Угленосный циклит
Макроцикл	1 млн. – 60 млн. лет	Седиментационный циклит в стратиграфическом объеме до системы
Мегацикл	больше 150 млн. лет	Седиментационный циклит в стратиграфическом объеме до эратемы

Ранг циклита в понимании Ю.Н. Карогодина (1972) отражает уровень степени сложности геологического тела и процесса его формирования в иерархической последовательности

В практике нефтегеологических работ по конкретным объектам ранжирование циклитов выбирает сам исследователь в зависимости от характера конкретного объекта и целей его изучения.

**Элементарный циклит** является низшей слоевой ассоциацией, которая выделяется в осадочной толще визуально и не делится на соподчиненные циклиты. Схожие по строению элементарные циклиты, имеющие определенное изменение



облика, объединяются в **циклопачки**, которые являются циклитами более высокого ранга.

Масштаб циклитов оценивается по их относительной толщине в разрезе изучаемых отложений. Иногда толщина крупного элементарного циклита может превосходить толщину циклопачки.

### **3.5.1 Методика выделения циклитов**

Основа методики выделения циклитов связана с представлениями о стадиях регрессивного, стабильного и трансгрессивного развития полного цикла осадконакопления. В самом общем виде это выражено сменой континентальных отложений переходными и, затем, морскими.

Возникает вопрос, что считать началом цикла и соответственно, что помещать в основание циклита. Существуют подходы самые разнообразные. Большинство исследователей континентальных и прибрежных морских отложений предлагают начинать «отсчет» с регрессивной части циклита. В публикациях В.П. Алексеева, Л.Н. Ботвинкиной, Н.В. Логвиненко в пользу такого подхода при изучении угленосных толщ приведены аргументы, среди которых указано, что отложения регрессивной стадии нередко фиксируются погрубением осадочного материала и наличием перерывов в седиментации, прослеживаемых на значительной по площади территории. Это обстоятельство облегчает корреляцию циклитов и выявление места полезного ископаемого в их составе. При изучении морских отложений нередко придерживаются другого порядка выделения начала циклита.

Таким образом, вопрос, что считать началом циклита, практически решается исследователем в зависимости от характера изучаемой им толщи. Эффективность результатов будет зависеть от соблюдения единого подхода к выделению элементарных циклитов.

### **3.5.2 Классификация циклитов по Ю.Н. Карогодину**

Классификационные признаки циклитов разработаны Ю.Н. Карогодиным на примере отложений терригенного состава [4]. В качестве основания классификации элементарных седиментационных циклитов и их элементов (слоев) используется изменение гранулометрического состава. Его укрупнение соотносится с прогрессивной направленностью изменений, уменьшение размера зерен рассматривается как признак регрессивной направленности (Рис.3.2).

Элементарные циклиты разделены на две группы: А – с однонаправленным и Б – с разнонаправленным изменением гранулометрического состава от слоя к слою.

В группе А выделены прогрессивные циклиты (**проциклиты**) и регрессивные циклиты (**рециклиты**). Строение проциклитов проиллюстрировано многочисленными примерами, и автор считает, что этот тип в целом доминирует среди элементарных циклитов.



Рис.3.2 Классификация циклитов по направленности изменения существенного свойства

В группе Б выделены прогрессивно-регрессивные циклиты (**про-рециклиты**) с постепенными границами между элементарными циклами (**эц**) и регрессивно-прогрессивные циклиты (**ре-проциклиты**). В последних из них нижний тонкозернистый **эц** отделен от верхних элементов границей размыва. По этой причине Н.Б. Вассоевич при изучении флиша относил подобные циклиты к редуцированным.

В качестве **мезоциклита** Ю.Н. Карогодин рассматривает комплекс элементарных циклитов, закономерно связанных между собой в пространстве и времени. Наблюдаемые мощности мезоциклитов изменяются от нескольких десятков до нескольких сот метров в зависимости от режима осадконакопления и положения разреза в том или ином бассейне. По данным этого автора среди мезоциклитов преобладают про-рециклиты. В качестве примера приведена характеристика келловей-кимериджских отложений Мегийонской площади, где коллекторы пласта Ю<sub>1</sub> формируют базальный элемент нижнего циклита (Рис.3.3).

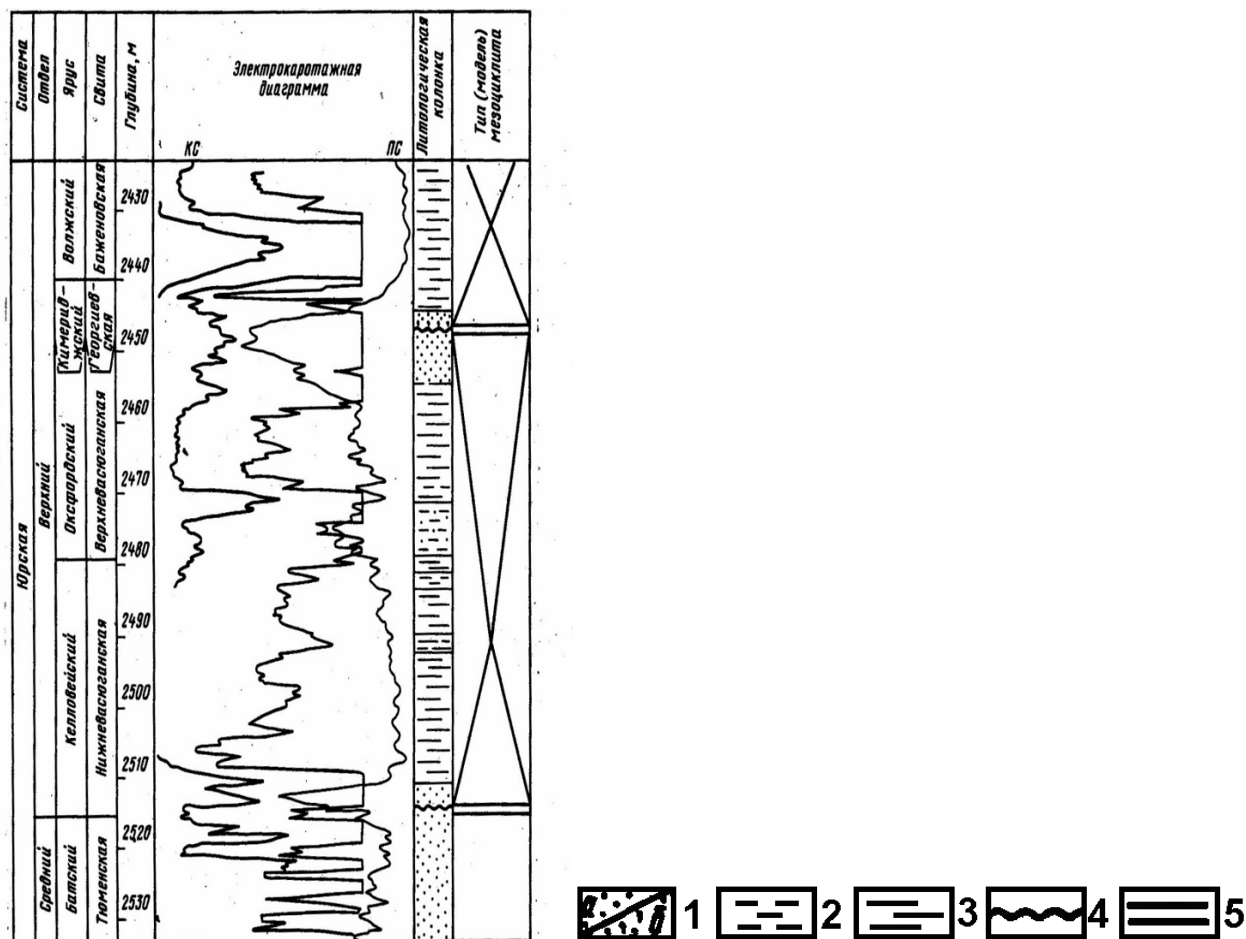


Рис 3.3 Цикличность отложений васюганской свиты. Мегионская скважина 1-Р [2]. Условные обозначения: 1- песчаники (а) с глауконитом (б); 2 – алевролиты; 3 – глинистые породы; 4-5 – границы: 4 – размывов, 5 – мезоциклитов

### 3.5.3 Модели элементарных циклитов различных обстановок осадконакопления

**Макроциклит** - это комплекс мезоциклитов, закономерно связанных между собой в пространстве и времени. В осадочном чехле Западной Сибири выделены юрско-неокомский и апт-неогеновый макроциклиты.

Дальнейшее ранжирование циклитов выдерживается по этому же принципу.

В результате обобщения обширных данных по цикличности осадочных толщ П.Дафф, А.Халлам и Э.Уолтон [3] пришли к заключению, «что лишь в условиях некоторых режимов осадконакопления можно обнаружить глобальные механизмы, контролирующие образование циклов». «Конечно, следует помнить, что во всех случаях необходимо общее погружение земной коры, и поначалу можно принять, что оно происходило практически с постоянной скоростью».

Петрографический состав и строение циклитов несомненно контролируется переносом вещества и его накоплением в различных обстановках осадконакопления.

Циклиты, отражающие ту или иную полную завершённую фазу осадконакопления, далеко не всегда присутствуют в разрезах. Масштаб размывов, переотложение осадков и как следствие редуцирование циклитов, их седиментационные нарушения могут быть оценены путем сравнения с моделями.

Модели полных циклитов, формировавшихся в аллювиальных континентальных, дельтовых и прибрежных морских обстановках приведены на Рис. 3.4 – 3.6.

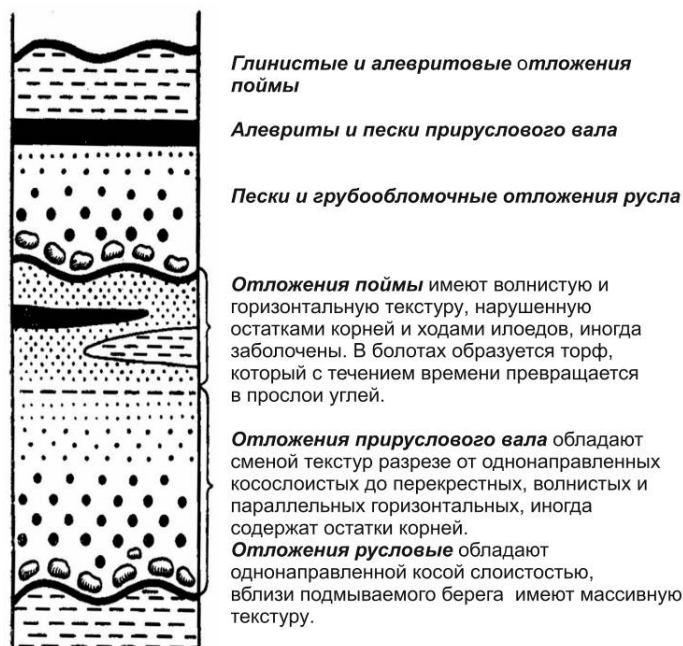


Рис.3.4 Строение аллювиальных циклитов отражает обстановки седиментации в пределах речной долины



Рис.3.5 Строение дельтовых циклитов [5]

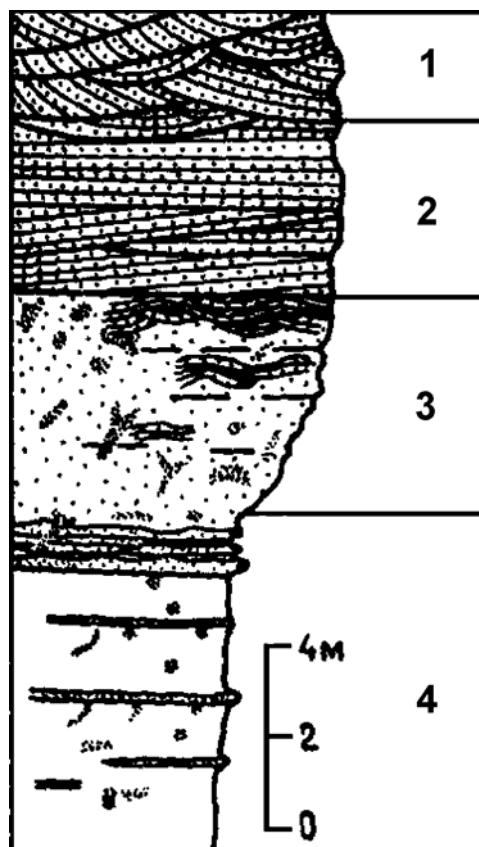


Рис.3.6 Отложения пляжа: интенсивно биотурбированный разрез с укрупнением зернистости вверх, образованный наступающим пляжем с преобладанием штормовых отложений в верхнемеловых песчаниках Арен, Испанские Пиренеи [5]. Условные обозначения: 1 – золотые дюнные фашии, крупномасштабные участки косой слоистости; 2 – фашии верхнего-нижнего пляжа. Песчаники с наклоненным в сторону моря параллельным напластованием; 3 – фашия предфронтальной зоны пляжа, биотурбированные песчаники с остаточными участками песчаников с бугорчатой косой слоистостью; 4 – фашии перехода и дальней зоны пляжа, биотурбированные мергели и алевролиты с тонкими штормовыми слоями

#### Список литературы к главе 3.5

1. Ботвинкина Л.Н., Алексеев В.П. Цикличность осадочных толщ и методика их изучения. Свердловск, 1991.
2. Вассоевич Н.Б. Избранные труды. Литология и нефтегазоносность. М., 1990.
3. Дафф П., Халам А., Уолтон Э. Цикличность осадконакопления. М., 1971.
4. Карогодин Ю.Н. Седиментационная цикличность. М., 1980.
5. Обстановки осадконакопления и фашии. Под ред. Х.Рединга, пер. с англ. М.: Изво «Мир», 1990
6. Периодические процессы в геологии. Под ред. Н.В. Логвиненко. Л., 1976
7. Клубова Т.Т. Глинистые минералы и их роль в генезисе, миграции и аккумуляции нефти. М.: Недра, 1973.

8. Алексеев В.П. Литолого-фациальный анализ: Учебно-методическое пособие к практическим занятиям и самостоятельной работе по дисциплине «Литология». Екатеринбург: Изд-во УГГГА, 2002. 147 с.

9. Фролов В. Т. Руководство к лабораторным занятиям по петрографии осадочных пород. Изд-во Московского Университета, 1964 г.

## **4 Объемная модель терригенных коллекторов**

### **4.1 Построение модели отложений на базе исследований материала керна**

Терригенные породы представляют собой сложные образования, их накопление происходит циклами с закономерным изменением условий образования и, как следствие, состава осадков. Изучение цикличности строения пород позволяет реконструировать условия, в которых происходило осадконакопление. Преобразование осадков в породы и дальнейшие их изменения в катагенезе, возможно реконструировать в процессе их изучения. Однако при решении геолого-геофизических задач результаты изучения пород необходимо применять с той степенью детальности, которая отвечает конкретной поставленной задаче.

Предельно точное описание терригенной породы получить очень сложно, так как в этом случае пришлось бы проводить измерение каждого зерна, каждого глинистого агрегата и детально описывать все поровое пространство. Для решения конкретной задачи такая детальность не требуется и используется генерализованная (обобщенная) модель горной породы. Степень генерализации определяется решаемой задачей, применяемыми методами изучения породы и наличием керна, поднятым в процессе бурения. Остановившись на последней составляющей, можно сказать, что применение новых методик отбора керна значительно повысило процент его выхода, а значит, с одной стороны, появилась возможность исследовать породы, которые ранее не выносились, а с другой – возросла полнота колонки керна, что позволяет точнее реконструировать условия осадконакопления и прогнозировать свойства резервуара углеводородов. Вторым фактором, влияющим на полноту получения керна из резервуара, является схема бурения скважин с выносом керна на изучаемом объекте. Эта схема определяется геологом, исходя из его представлений о строении залежи. Представительность керна связана с постановкой задачи. Таким образом, именно постановка задачи определяет степень обобщенности модели залежи. Постановка задачи определяет и необходимые для пет-

рофизических исследований методы изучения пород. В этом вопросе петрофизик вынужден либо выбирать из существующих методик, либо создавать новые.

Возвращаясь к моделям горных пород необходимо отметить, что они, кроме всего прочего, зависят от стадии изучения горной породы. Наиболее полными будут модели, соответствующие первичным исследованиям, таким как макроописание горных пород, петрографическое исследование шлифов, измерение концентраций элементов и т. п.

По мере получения результатов исследований индивидуальных образцов в коллекции керна происходит генерализация модели, т.е. исчезают незначительные характеристики и выступают наиболее общие. Такое обобщение требуется для дальнейшей обработки материалов, касающихся исследуемой залежи. Например, детальное макроописание образца будет редуцировано до признака фациальной принадлежности при построении зависимостей сопротивления от пористости для различных фаций изучаемой залежи без всей массы дополнительной информации. Но и в этом случае степень генерализации зависит от используемой модели залежи и горной породы. Т.е. система описания породы определяет, какие параметры исходного результата изучения необходимо сохранить, а какие можно исключить или обобщить с другими.

#### **4.2 Обобщенная модель терригенного коллектора**

Объемную модель терригенного коллектора можно представить в виде смеси фаз: твердой, представленная минералами и твердым органическим веществом; жидкой, включающая минерализованную воду, нефть, газоконденсат; газовая.

Скелет(каркас) терригенного коллектора состоит из зерен кварца, полевых шпатов и обломков горных пород (см. рис.4.1)

В процессе диагенеза и катагенеза часть минералов скелета претерпевает преобразования: пелитизацию полевых шпатов, гидратацию слюд. В результате в породе появляются глинистые агрегаты, замещающие зерна в скелете, или сами по себе являющиеся зернами, если обломки пород представлены аргиллитами («Структурная» глинистость на рис.4.1).

Так как терригенные коллектора представлены песчаниками или алевролитами, которые чаще всего осаждались в беспокойной водной среде, то можно условно принять, что в осадке межзерновое пространство было заполнено водой и обозначить его как межзерновую пористость или пористость скелета ( $K_{п ск}$ ). Само это понятие достаточно условное, но для математического описания модели тер-

ригенных коллекторов является очень удобным. Тогда общая модель горной породы будет описана следующим выражением:

$$K_{ск} + K_{гл.сл.} + K_{п ск} = 1, \quad (4.1)$$

где  $K_{ск}$  – объемная доля скелета,

$K_{гл.сл.}$  – объемная доля слоистой глинистости.

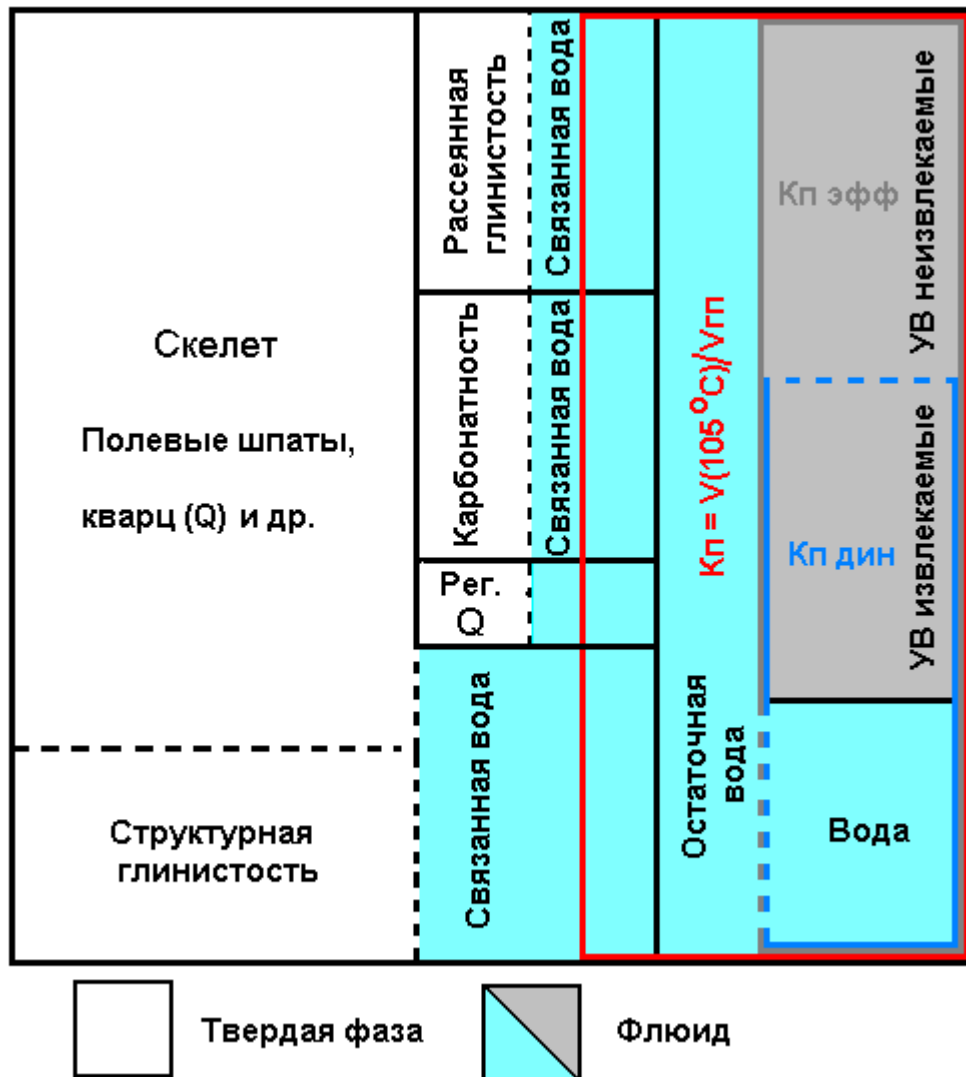


Рис. 4.1 Обобщенная модель терригенного коллектора

В процессе диагенеза и катагенеза пространство между зернами заполняется глинистыми («рассеянная» глинистость на рис.4.1), карбонатными, железистыми и другими минералами. На определенной стадии катагенеза происходит регенерация кварца. Так как все эти минералы находятся в пространстве между первичными зернами, то они уменьшают пространство, которое может заполнить флюид. Долю общего пространства горной породы, которую заполняет флюид, называют общей пористостью и характеризуют коэффициентом пористости, определяемым как

$$K_{п} = V_{пор}/V_{горной\ породы} \quad (4.2)$$



В зарубежных публикациях  $K_{п}$  обычно обозначают  $\Phi$ , реже -  $m$ .

Связь межзернового (межскелетного) пространства  $K_{п ск}$ , пористости и минералов в межзерновом пространстве выражается уравнением:

$$K_{п ск} = K_{п} + K_{гл\ расс} + K_{карб} + K_Q, \quad (4.3)$$

где  $K_{гл\ расс}$  - объемная доля глинистости, соответствующая рассеянной глинистости;

$K_{карб}$  - объемная доля карбонатных минералов, заполняющих межзерновое пространство;

$K_Q$  - объемная доля регенерированного кварца.

Даже если поровое пространство заполнено водой, оно не обладает едиными физическими свойствами. Вода, находящаяся в порах, по разному связана с твердой фазой – ее можно разделить на прочно-связанную - мономолекулярную воду (слой Штерна), рыхлосвязанную воду (диффузионный слой Гуи) и подвижную воду (см.рис.4.2). Прочно и рыхлосвязанная вода образуют физически связанную воду, или предельную остаточную водонасыщенность ( $K_{ов}$ ), соответствующую количеству воды, которая может остаться в коллекторе при максимальной его насыщенности углеводородами.

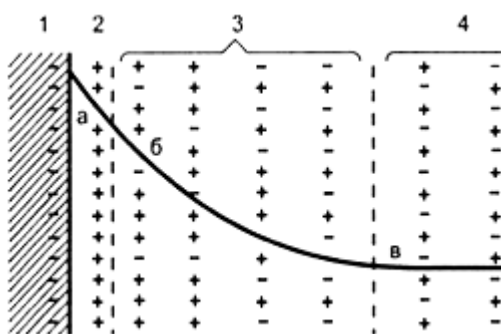


Рис. 4.2. Схема двойного электрического слоя: 1 - поверхность глинистой частицы с отрицательными зарядами; 2 - катионы адсорбционного слоя (слой Штерна); 3 - диффузный слой Гуи; 4 - свободный раствор; а-в - падение электрического потенциала в двойном электрическом слое (потенциал Нернста); б-в - падение потенциала в диффузном слое (электрокинетический потенциал) [2]

В практике исследований керна с целью получения коэффициента открытой пористости применяется нагревание образцов до температуры 105°C после экстрагирования и отмывки от солей. Нагрев до 105°C не позволяет удалить всю рыхлосвязанную воду, а только основную ее часть.

Поровое пространство, по которому может передвигаться свободная вода, называется эффективной пористостью ( $K_{п\text{эфф}}$ ) и математически записывается уравнением, в котором все переменные выражены в долях:

$$K_{п\text{эфф}} = K_{п} (1 - K_{ов}) \quad (4.4)$$

Эффективное по воде поровое пространство коллектора, может быть заполнено углеводородами (УВ), извлекаемыми в процессе эксплуатации залежи и неизвлекаемыми (рис.4.1), и подвижной водой: первичной, недовытесненной углеводородами в процессе заполнения резервуара; вторичной, используемой для поддержания пластового давления.

Поровое пространство коллектора, заполненное подвижным флюидом: водой, нефтью, газом, – называется динамической пористостью. Она выражается через остаточную водонасыщенность и коэффициент неизвлекаемой нефти ( $K_{но}$ ):

$$K_{п\text{дин}} = K_{п} [1 - (K_{ов} + K_{но})] \quad (4.5)$$

Предложенная модель может быть использована для решения различных задач, стоящих перед геологами-нефтяниками, буровиками, разработчиками залежей углеводородов.

Наиболее актуально использование предлагаемой модели при подсчете запасов углеводородов.

#### **Список литературы к главе 4**

1. Элланский М.М. Петрофизические основы комплексной интерпретации данных геофизических исследований скважин.- М.: Из-во ГЕРС, 2001, 229 с.
2. Зинченко В.С. Петрофизические основы гидрогеологической и инженерно-геологической интерпретации геофизических данных: Учебное пособие для студентов вузов. М. – Тверь: Из-во АИС, 2005. 392 с.

## **5 Использование петрофизических данных при подсчете запасов нефти и газа терригенных коллекторов**

### **5.1 Петрофизическое обеспечение интерпретации данных комплекса ГИС**

Наиболее надежную информацию о фильтрационно-емкостных и физических свойствах пород можно получить, только изучая образцы керна. Но осуществить бурение каждой скважины со 100% выносом керна практически не удастся и экономически нецелесообразно. В связи с этим в практике проведения геолого-разведочных работ принята следующая схема: на этапе поиска и начальной стадии разведки месторождения на основании проведенных региональных работ про-

водится отбор керн из потенциальных пластов-коллекторов; на этапе разведки и эксплуатации керн отбирается только из специально выбранных опорных скважин, а основная масса скважин бурится без отбора керн. Таким образом, на месторождении керном представлены только ограниченное число точек пластопересечений, а основной объем информации залежи получается при интерпретации данных ГИС.

Коллекция керн используется для настройки системы перехода от физических свойств пород, определяемых в результате проведения ГИС, к геологическим параметрам.

ГИС, в основном, используются при разведке и эксплуатации месторождения для решения двух технико-экономических задач:

1. оперативной интерпретации с целью принятия решения о дальнейшем функционировании скважины: спускать ли обсадную колонну, проводить ли перфорацию и т.д.;
2. подсчета геологических и извлекаемых запасов углеводородов.

Для решения вышеперечисленных задач по материалам ГИС производят:

- литологическое расчленение разреза, корреляцию разрезов скважин, идентификацию в разрезе изучаемой скважины стратиграфических горизонтов, выделенных в опорных скважинах, и определение границ этих горизонтов;
- выделение в разрезе коллекторов;
- определение их характера насыщенности;
- расчет в коллекторах коэффициентов пористости ( $Kп$ ), нефте-газо-насыщенности ( $Kнг$ ), проницаемости ( $Kпр$ );
- определение межфлюидальных контактов, нефте-газо-насыщенных толщин;
- определение пластовых температур и давлений.

В последнее время, особенно после публикаций М.М. Элланского [19], перед интерпретацией геофизических исследований ставится задача оценки ожидаемого состава притока.

При подсчете запасов необходимо выработать методику интерпретации данных ГИС. Создание методики может носить итеративный характер и состоит, как правило, из следующих шагов:

1. Создание тестовой выборки данных ГИС, (скважины с керном, испытаниями).

2. Привязка керна.
  3. Уточнение минерального состава, констант, связей «кern-кern» по пластам, критических значений величин.
  4. Установление связей «кern-ГИС».
  5. Проведение обработки данных ГИС по тестовой выборке:
    - литологическое расчленение разреза;
    - выделение пластов-коллекторов,
    - определение их эффективной толщины;
    - определение их характера насыщения;
    - определение значений коэффициентов пористости, проницаемости и нефтенасыщенности.
  6. Сопоставление результатов интерпретации материалов ГИС с данными исследований керна, испытаний, эксплуатации. Выбор оптимальных алгоритмов, обеспечивающих наиболее достоверную интерпретацию как в скважинах с расширенным комплексом ГИС, так и со стандартным (обязательным).
  7. Оценка достоверности результатов. В случае плохой сходимости данных керна и ГИС необходимо разобраться в причинах расхождений и, возможно, пересмотреть зависимости, константы, критические значения.
- К обработке всех скважин приступают только после создания методики.

## **5.2 Схема литолого - петрофизического обоснования интерпретации комплекса ГИС**

Многие задачи, стоящие перед геофизиками при интерпретации комплекса ГИС, требуют получения значений содержаний минералов и неминеральных компонент вместо обобщенных литологических характеристик (таких как глинистость, песчанистость и др.).

Переход к определению минерально-компонентного состава горных пород (МКСГП) требует получения для отдельных минералов и неминеральных компонент тех петрофизических связей, которые использовались для интерпретации методов ГИС с помощью гранулометрических характеристик пород. Такой переход позволит наиболее корректно использовать геофизические характеристики горных пород для описания геологической модели исследуемого пласта.

Определение содержаний минералов и неминеральных компонент по комплексу ГИС с добавлением методов элементного анализа и предварительной литолого-петрофизической настройкой проводится по схеме, приведенной на Рис. 5.1



Рис.5.1 Обобщенная схема литолого-петрофизической настройки комплекса ГИС

Первым этапом, в соответствии с поставленной геолого-промысловой задачей, является уточнение объекта исследований, как правило, на основании априорной информации, содержащейся в базе знаний. В качестве такой информации могут быть использованы как результаты стандартных геофизических исследований предполагаемого объекта, так и, например, палеогеографические реконструкции, причем границы объекта могут сильно отличаться от принятых геологических границ. Например, некоторые разновозрастные пласты, образованные в сходных

геологических условиях и относящиеся к родственным фациям, могут быть объединены в единый объект. С другой стороны, стратиграфически разновозрастные породы, даже образованные в одном палеобассейне осадконакопления, иногда необходимо разделять на разные объекты, например, при различных источниках сноса. Границы объекта должны быть уточнены в процессе работы.

Для решения поставленной геолого-промысловой задачи на исследуемом объекте выбираются опорные скважины с отбором керна и наиболее полным комплексом ГИС. Опорные скважины должны располагаться на объекте так, чтобы наиболее полно охарактеризовать объект по площади. Причем важным критерием выбора этих скважин является возможность проведения в них дополнительных методов в будущем - если для решения поставленной задачи необходимо будет расширить комплекс ГИС.

Из отобранного в процессе бурения керна составляется коллекция так, чтобы охарактеризовать изменение свойств пород по латерали и по разрезу. На всех образцах керна из коллекции проводятся измерения литолого-петрофизических характеристик породы: петрографических, стандартных петрофизических и ядерно-физических.

При петрографическом изучении пород необходимо сделать упор на количественные методики определения содержаний минералов и неминеральных компонент. Одновременно необходимо детально изучать структуру пород. Особое внимание требуется обратить на исследование содержаний и формы нахождения в породах глинистых минералов, поскольку они, с одной стороны, оказывают большое влияние на показания геофизических методов, а с другой - имеют большое значение при разработке схем эксплуатации залежи.

Одновременно с определением минералогии отложений на образцах керна измеряются те же характеристики, что и в скважине.

Полученные при изучении керна литолого-петрофизические характеристики пород используются для создания геологической модели отложений. При этом выбор компонент для описания состава породы определяется их влиянием на показания используемого комплекса ГИС. Если нужные для решения поставленной геолого-промысловой задачи компоненты не определяются или измеряются недостаточно точно, то комплекс ГИС должен быть расширен за счет привлечения других методов и, соответственно, дополнена схема изучения образцов керна.

Таким образом, выбор комплекса ГИС опирается, с одной стороны, на поставленную задачу и способ ее решения, а с другой - на измеряемые физические

параметры пласта и точности их определения, достигаемые с помощью конкретных геофизических аппаратурно-методических комплексов.

Выбранная геологическая модель позволяет для каждой физической характеристики составить уравнение, связывающее ее значение для каждого образца с содержаниями составляющих породу компонент. Решение системы уравнений «кern-кern» для всей коллекции позволяет получить значения петрофизической характеристики для каждой компоненты породы.

Величины петрофизических характеристик каждой компоненты породы являются коэффициентами системы уравнений, связывающей геофизические характеристики породы, полученные при обработке индивидуальных методов каротажа, с искомыми содержаниями этих компонент. В результате проведенных исследований методика интерпретации комплекса ГИС настраивается на решение поставленной геолого-промысловой задачи на данном объекте.

Петрофизическая настройка комплекса ГИС должна проходить этап сравнения с промысловыми данными и данными анализа керна на контрольных скважинах. При удовлетворительном результате сравнений методика считается работоспособной и ее результаты (комплекс ГИС и петрофизическая модель пласта) могут быть использованы для массовых измерений.

### ***5.3 Литолого-петрофизические исследования коллекции керна и выбор схемы их проведения при решении конкретной задачи***

Начальным этапом петрофизической настройки комплекса ГИС является этап подбора коллекции керна, подготовки к исследованиям каждого образца (пробоподготовка) и проведение на них измерений литолого-петрофизических характеристик породы.

#### **5.3.1 Требования к коллекции керна**

Сформулируем требования, которым должны отвечать образцы коллекции керна.

1. Количество образцов в коллекции должно быть на порядок больше ожидаемого числа компонент породы, важных для интерпретации возможного комплекса ГИС.

2. Коллекция должна охарактеризовывать изменения пород, как по латерали, так и по глубине.

3. Диапазон содержаний минералов и неминеральных компонентов в горных породах должен быть максимально возможным.

4. В коллекции должны быть представлены образцы, как из самого коллектора, так и из вмещающих отложений.

5. Объем пробы определяется навеской для метода, требующего большой массы образца. Так, для определения концентраций естественных радиоактивных элементов (ЕРЭ) необходимо иметь пробы массой от 50 г, лучше 150÷200 г, а для определения концентраций элементов с большим макросечением поглощения тепловых нейтронов на установке нейтронно-радиационного анализа требуются образцы массой 400÷500 г.

Количество возможных компонент определяется либо по материалам, полученным другими исследователями, либо по результатам исследований образцов, выбранных на основании геологического описания керна, так, чтобы было охарактеризовано возможно большее число литологических разностей пород.

### **5.3.2 Требования к измерениям на керне**

Для создания системы перехода от физических характеристик породы к ее компонентному составу требуется проводить три блока исследований керна: петрографический; петрофизический; ядерно-физический. При этом необходимо **все эти измерения проводить на одной коллекции**, то есть для каждого образца должны быть получены содержания минералов и неминеральных компонент (петрография), концентраций элементов, а также стандартные петрофизические параметры.

### **5.3.3 Выбор методов исследований коллекции керна**

Набор петрографических методов зависит от их возможностей по определению конкретных минералов и неминеральных компонент. Схема исследований разрабатывается исходя из поставленной задачи и может быть уточнена после получения результатов описания шлифов и определения состава породы, то есть выделения породообразующих, вторичных и акцессорных минералов, а также полуколичественного подсчета площадей, занимаемых конкретным минералом в шлифе.

Для определения количественного содержания минералов необходимо исследовать образец методом рентгенофазового анализа РФА (см.гл.10.2). В общепринятой схеме проводят исследования только фракции менее 0,01мм, но для построения перехода от геофизических параметров к минералого-компонентным, необходимо исследование минерального состава всего образца. Разделение ре-



плики плагиоклазов от КПШ можно провести по соотношениям, определенным при описании шлифов.

Если количество акцессорных минералов значимо, то для их количественного определения необходимо проводить иммерсионный анализ.

Содержание органического вещества может оказать существенное влияние, как на общее определение состава породы, так и на концентрации элементов и результаты интерпретации комплекса ГИС. Как было показано Р.П.Готтих, ОВ на определенной стадии преобразования содержит большое количество урана, поэтому этот компонент пород может быть очень значимым, и его определение на керне крайне необходимо.

Важное значение имеет структура порового пространства. При описании шлифов определяют распределение глинистых минералов в породе: в виде слоистой, структурной или рассеянной глинистости. Для детального описания расположения минералов в порах породы необходимо изучение специально подготовленной пробы под растровым электронным микроскопом (РЭМ).

Вторым блоком в литолого-петрофизических исследованиях пород - является блок петрофизических измерений. Это – определение пористости, плотности, проницаемости, остаточной водонасыщенности. Для количественной интерпретации комплекса ГИС необходимо измерять содержания различных типов «воды»: химически связанной в минералах, физически связанной в двойном электрическом слое и гигроскопической. Для этого можно рекомендовать метод измерения потери веса при прокаливании на дериватографе (см. книга 2)

Третьим блоком в изучении образцов керна можно назвать изучение ядерно-физических параметров - измерение концентраций ЕРЭ: калия, тория и урана и измерение концентраций элементов с высоким макросечением поглощения тепловых нейтронов. К ним относятся породообразующие элементы Si, Ca, Fe, K, S и др. и микроэлементы B, Gd, Eu, Sm, Cd, Cl.

Таким образом, комплекс исследований, с одной стороны, характеризует вещественный состав пород, а, с другой - ее физические характеристики, которые можно измерять в скважине. Эти исследования позволяют предложить **геологическую модель**, в рамках которой можно производить интерпретацию ГИС и получать количественные характеристики породы.

Работы с керном **для подсчета запасов** регламентируются рядом руководящих документов:

- РД 39–0147–716–505–85 «Порядок отбора, привязки, хранения, движения и комплексного исследования керна и грунтов нефтегазовых скважин», изданным Министерством нефтяной промышленности СССР, введенным в действие с 01.01.1986 г.
- Методические рекомендации по подсчету запасов нефти и газа объемным методом. Под редакцией В.И.Петерсилье. Москва-Тверь 2003 г.

Производство конкретных исследований регламентируется Государственными стандартами [2-7] и отраслевыми стандартами [15-17].

#### 5.4 Связь между ГИС и петрофизическими исследованиями

При геофизических исследованиях производятся измерения физических полей. С помощью связей «кern-кern», «кern-ГИС», «ГИС-ГИС», полученных на основе петрофизической информации проводится интерпретация данных ГИС, то есть получение на основе измеренных геофизических параметров информации о минеральном составе, пористости, насыщенности пород. Схема, поясняющая взаимодействие между свойствами горной породы, лабораторными характеристиками, геофизическими параметрами, объясняющая суть интерпретации ГИС, приведена на Рис. 5.2.

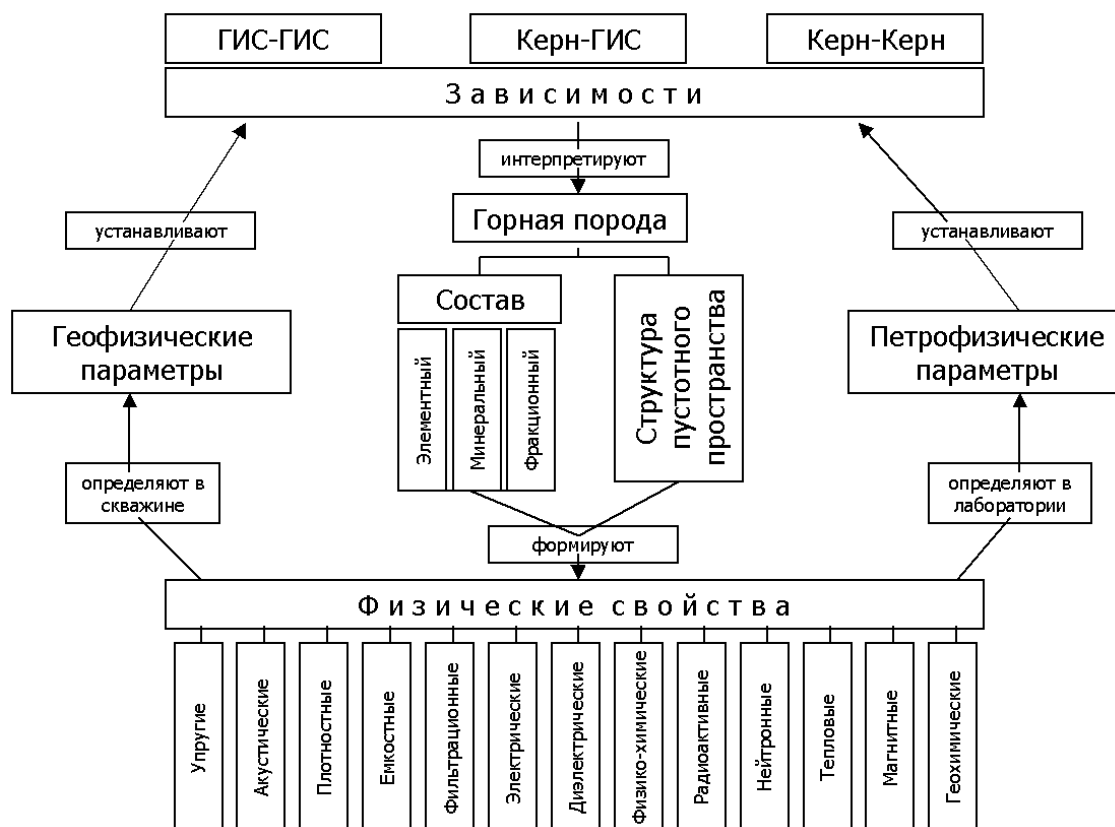


Рис.5.2 Схема взаимодействия между свойствами горной породы, ее лабораторными характеристиками и геофизическими параметрами (по Богданович Н.Н.)

Эффективность методов ГИС зависит как от применяемого комплекса, так и от петрофизического обеспечения, информативности испытаний, типов изучаемых разрезов и др.

Минералы и пластовые флюиды, входящие в состав горных пород, обладают различными физическими свойствами (например, см. Таблицу 5.1). Неверные представления о составе пород ведут к ошибкам в интерпретации.

*Таблица 5.1. Величины плотности  $\delta_{ск}$  и интервального времени  $DT_{ск}$  прохождения продольной волны для различных минералов*

Порода, флюид	$\delta_{ск}$ , г/см <sup>3</sup>	$DT_{ск}$ , мкс/м
Известняк	2.71	155
Доломит	2.87	142
Ангидрит	2.96	164
Песчаник кварцевый	2.67	165
Песчаник кварц-полевошпатовый	2.68	165
Вода пресная	1	610
Вода предельной минерализации	1.2	560

В качестве примера рассмотрим следующую ситуацию. Необходимо определить пористость по акустическому методу каротажа (АК) в карбонатном разрезе. Пусть порода представлена чистым доломитом ( $DT_{ск}=142$  мкс/м). Если мы этого не знаем, и рассчитаем пористость в предположении, что порода - чистый известняк ( $DT_{ск}=155$  мкс/м), то ошибка в определении пористости составит 2-3 %. Если учесть, что в карбонатном разрезе средняя пористость составляет 7-10%, то очевидно, что эта ошибка очень существенна и отразится на дальнейших расчетах.

Неучет минерального состава пород сказывается на обработке многих методов ГИС (НК, ГГК, АК).

При интерпретации данных ГИС необходимо использовать петрофизические зависимости, включающие петрофизические константы (коэффициенты в уравнении Арчи-Дахнова, водородосодержание глин, плотности минералов, интервальное время и т.д.) и информацию о минеральном составе (таблица 5.2)

*Таблица 5.2 Пример петрофизической информации, необходимой для интерпретации данных ГИС для промысловых пластов БВ<sub>10</sub> и ЮВ<sub>1</sub>*

Параметр	Граничные значения, зависимости	
	БВ <sub>10</sub>	ЮВ <sub>1</sub>
$\alpha_{пс.гр}$	0,35	0,4

<b>Кп,гр (атм.усл.), %</b>	17,7	12
<b>Кп,гр (пл.усл.), %</b>	16,5	11
<b>Кпр,гр , мД</b>	1,5	0,5
<b>ρп,гр , Омм</b>	3,9	4-6
<b>Кп=f(α<sub>пс</sub>) (атм.усл.)</b>	<b>Кп=13,4 α<sub>пс</sub> +13</b>	Кп=8,17α <sub>пс</sub> +8,73 для α <sub>пс</sub> <0,8 Кп=18,65α <sub>пс</sub> +0,35 для α <sub>пс</sub> >0,8
<b>Кп=f(α<sub>пс</sub>) (пл.усл.)</b>	<b>Кп=12,46α<sub>пс</sub> +12,09</b>	Кп=7,52α <sub>пс</sub> +8 для α <sub>пс</sub> <0,8 Кп=17,16α <sub>пс</sub> +0,322 для α <sub>пс</sub> >0,8
<b>Кпр= f (α<sub>пс</sub>)</b>	<b>lgКпр=4,56α<sub>пс</sub> -1,414</b>	lgКпр=2,94α <sub>пс</sub> -1,47 для α <sub>пс</sub> <0,89 lgКпр=10,08α <sub>пс</sub> -7,82 для α <sub>пс</sub> >0,89
<b>Рп=f(Кп) (пл.усл.)</b>	<b>Рп=1/Кп<sup>1,912</sup></b>	<b>Рп=1,28/Кп<sup>1,66</sup></b>
<b>Кв=f(Рп)</b>	<b>lgКв=[6,84/(lgРп+2,96)]-2,301</b>	<b>lgКв=2,3(0,72<sup>lgРп</sup>)-2,301</b>
<b>ρв , Омм</b>	0,105	0,09

При интерпретации данных ГИС необходимы, как правило, следующие петрофизические данные по каждому продуктивному пласту:

1. Минеральный состав пород и покрышек (для выбора интерпретационной модели).

2. Связь для расчета глинистости:

- $\Delta I_{гк} = f(C_{гл})$ .
- $\alpha_{пс} = f(K_{гл})$ .
- $\alpha_{пс} = f [K_{гл} / (K_{гл} + K_{п})]$ .

3. Для расчета пористости:

Связь  $DT=f(K_{п})$  (для расчета пористости по АК).

Связь  $\delta=f(K_{п})$  (для расчета пористости по ГГК).

Связь  $\alpha_{пс}=f(K_{п})$  (для расчета пористости по ПС).

Данные по водородосодержанию глин (для расчета пористости по нейтронным методам).

4. Критерии выделения коллектора и критические значения

Граничное значение  $\alpha_{пс}$ ,  $K_{п}$ ,  $K_{гл}$ .

5. Для расчета коэффициента водонасыщенности:

Связь  $Рп=f(K_{п})$ .

Связь  $Рн=f(K_{в})$ .

6. Для расчета проницаемости:

- Связь  $K_{пр} = f(K_{п})$ .
- Связь  $\alpha_{пс} = f(K_{пр})$ .

- Связь  $K_{во} = f(K_{пр})$ .

7. Для расчета  $K_{п\ \text{эф}} = K_{п}(1 - K_{ов})$

Связь  $K_{ов} = f(K_{п})$  или  $K_{ов} = f(K_{гл}/K_{п})$ .

Возможно применение более сложных многомерных связей.

Обладая вышеперечисленной информацией по каждому пласту, можно решить задачи, стоящие перед геофизическими исследованиями скважин.

Для оперативной интерпретации главное - не допустить ошибок в выделении коллекторов и определении их характера насыщения.

При отсутствии должного петрофизического обеспечения на начальном этапе работ возможно использование соответствующих связей для одновозрастных отложений соседних месторождений.

### **5.5 Построение петрофизических связей**

Итак, на основе данных исследования керна устанавливаются связи типа:

- «кern-кern»
- «кern-ГИС».

Петрофизические связи должны строиться отдельно для каждого объекта подсчета запасов. Возможно использование обобщенных связей для нескольких подсчетных объектов; при этом необходимо специальное обоснование такой возможности.

Для установления связей типа «кern-кern» точная привязка керна не требуется. Достаточно проиндексировать данные керна по принадлежности к стратиграфическим пластам.

Следует помнить, что при сравнении данных по керну и по ГИС данные керна следует приводить к условиям, имитирующим пластовые. Как правило, основной объем исследований керна выполняется в атмосферных условиях. Для приведения данных керна к условиям, имитирующим пластовые, следует:

- *Сопоставить данные измерений в пластовых и атмосферных условиях;*
- *Получить соответствующую зависимость;*
- *Привести данные измерений в атмосферных условиях к условиям, моделирующим пластовые по полученной зависимости*

Очень важно, чтобы измерения, выполненные в различных лабораториях с использованием различных методик и подходов, на разном оборудовании, разными операторами, не имели систематических различий. При обнаружении систематических расхождений в данных необходимо проанализировать причины расхождений.

дений, найти объяснение и отбраковать/откорректировать недостоверную информацию.

### 5.5.1 Связи типа “кern-кern”:

Наиболее надежные связи между различными характеристиками горной породы получаются при построении зависимостей типа «кern-кern». При этом желательно получать их для каждого литотипа в отдельности. Эти зависимости позволяют переходить от геофизических параметров к геологическим, например, от плотности к пористости, от интервального времени пробега продольной волны к пористости и др. В практике построения таких связей обычно используются двумерные функции. Наиболее важные двумерные связи строятся по кроссплотам между электрическими характеристиками породы, с одной стороны, и ее пористостью и водонасыщенностью, с другой. Обычно для построения этих зависимостей используются степенные уравнения Арчи-Дахнова.

Удельное сопротивление породы ( $\rho_{ВП}$ ), обладающей межзерновой пористостью, при 100%-ном заполнении пор водой удельного сопротивления  $\rho_{В}$ , оценивается соотношением [20]:

$$\rho_{ВП} = P_{П} * \rho_{В}, \quad (5.1)$$

где  $P_{П}$  – параметр пористости.

Первое уравнение Арчи-Дахнова определяет связь между параметром пористости ( $P_{П}$ ) и коэффициентом пористости ( $K_{П}$ ) как степенную зависимость:

$$P_{П} = \frac{A}{K_{П}^m}, \quad (5.2)$$

где  $A$  и  $m$  – константы для данного узкого типа породы. Структурный показатель  $m$  характеризует крутизну кривой и зависит от степени цементации и ряда факторов, связанных с изменением типа, возраста и условий залеганий горных пород [21].

На рисунке 5.3 приведены кроссплоты между  $P_{П}$  и  $K_{П}$  и остаточной водонасыщенностью ( $K_{ОВ}$ ) и  $K_{П}$  для трех литологических разностей Васюганской свиты Вартовского свода Вань-Еганского месторождения: слабозаглинизированных песчаников, аргиллитов и карбонатизированных песчаников. Литологические разности были выделены по макроописанию пород, петрографическим описаниям шлифов, определению содержания карбонатов в карбонатометре и количеству глинистых минералов, оцененному по рентгенофазовому анализу. Подтверждением разделения всей совокупности данных на три литологические разности является разделе-

ние кроссплота на три области. Область с пористостью ниже 0.04 долей соответствует песчаникам с поровым пространством, полностью заполненным вторичными минералами карбонатного ряда: кальцитом, доломитом. Область с пористостью 0.06 – 0.12 и остаточной водонасыщенностью близкой к 1, соответствует аргиллитам. Породы с пористостью более 0.14 – песчаники с небольшой долей глинистых минералов в межзерновом пространстве.

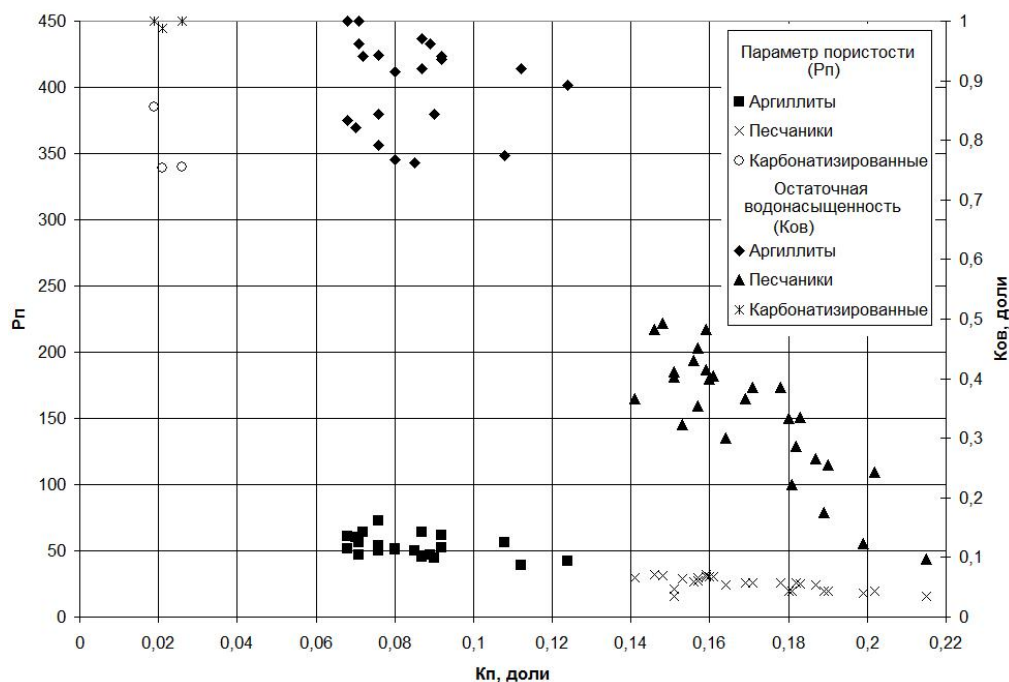


Рис. 5.3. Кроссплоты  $R_p$  -  $K_p$  и  $K_{ов}$  -  $K_p$  трех литологических разностей Васюганской свиты Вартовского свода Вань-Еганского месторождения

Построение единой зависимости по уравнению (5.2) между параметром пористости и коэффициентом пористости для всех литологических разностей приведет к некорректной интерпретации данных электрометрии скважин. Поэтому зависимости должны строиться для каждой литологической разности отдельно. В принципе построение зависимостей надо проводить индивидуально для каждого литотипа [22]. На рисунке 5.4 приведена зависимость, построенная только для песчаников.

Стандартная процедура построения зависимостей ориентируется на измерения, проводимые в лабораторных ( $t=20^{\circ}\text{C}$  и  $P=1$  атм) или атмосферных условиях, однако при переходе от пластовых к атмосферным условиям меняются все петрофизические характеристики ( $K_p$ ,  $\rho_{вп}$ ,  $\rho_v$  и др.). Поэтому необходимо проводить исследования в пластовых условиях (см. кн. 2). При невозможности исследовать все образцы в пластовых условиях, проводятся исследования на ограниченной

коллекции керн и в пластовых и в атмосферных условиях, и строится система перехода от атмосферных к пластовым условиям (см. Рис.5.5).

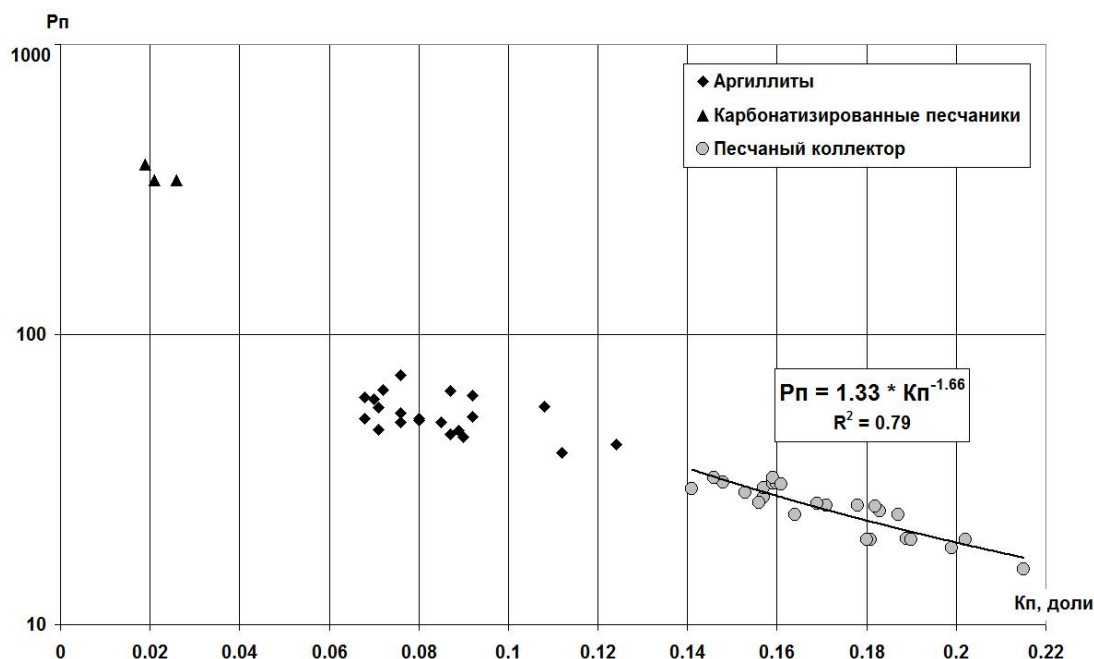


Рис. 5.4 Зависимость  $P_{п}$  от  $K_{п}$  для песчаников васюганской свиты верхнеюрского возраста вартковского свода месторождения Вань-Еган

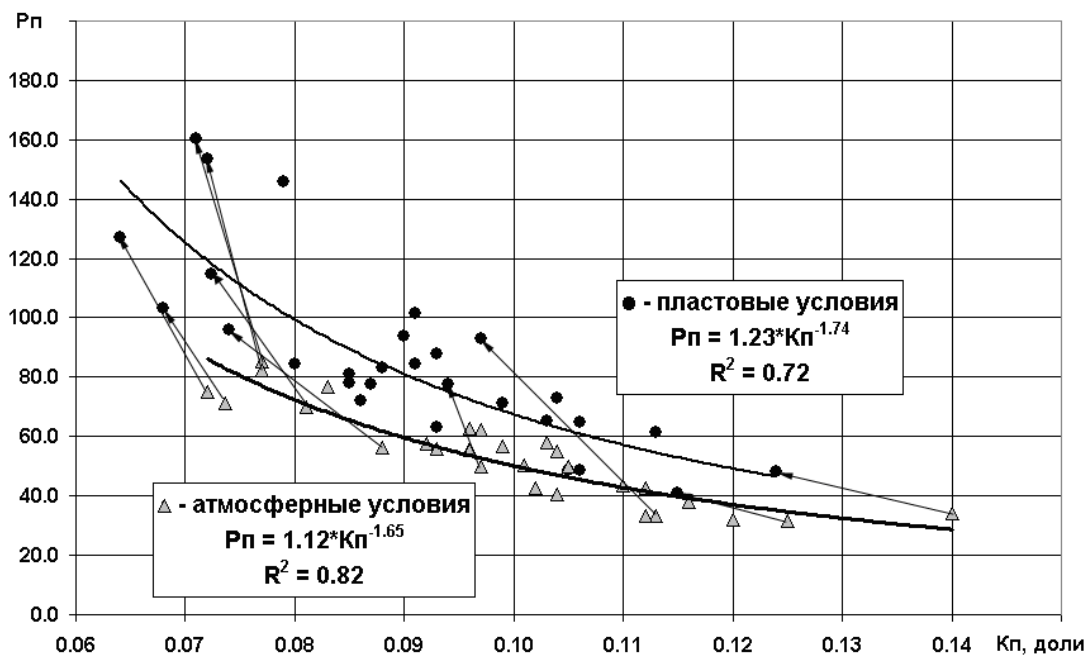


Рис. 5.5 Изменение зависимости  $P_{п}$  от  $K_{п}$  при переходе от атмосферных к пластовым условиям (на примере данных по коллекторам воробьевского горизонта живетского яруса среднего девона южной части бузулукской впадины)

Для расчета насыщенности породы углеводородами используются данные о сопротивлении неизменной за счет внедрения фильтра бурового раствора части коллектора. Для этого строится зависимость коэффициента увеличения сопротивления ( $P_{п}$ -параметр насыщенности) от коэффициента водонасыщенности ( $K_{в}$ ),



измеренных на нескольких образцах путем ступенчатого вытеснения воды из пор либо методом капиллярметрии, либо центрифугированием.

Расчет параметра насыщения ведется по формуле:

$$P_n = \rho_{II} / \rho_{ВП},$$

где  $\rho_{II}$  - удельное электрическое сопротивление пласта, определяемое по каротажу.

Эксперименты показали, что для получения такой зависимости для некоторых литотипов можно проводить не ступенчатое вытеснение воды из образца, а практически полное вытеснение с помощью центрифуги. На Рис. 5.6 приведен пример зависимости коэффициента увеличения сопротивления ( $P_n$ -параметр насыщенности) от коэффициента остаточной водонасыщенности ( $K_{ов}$ ) для песчаников васюганской свиты верхнеюрского возраста вартовского свода месторождения Вань-Еган.

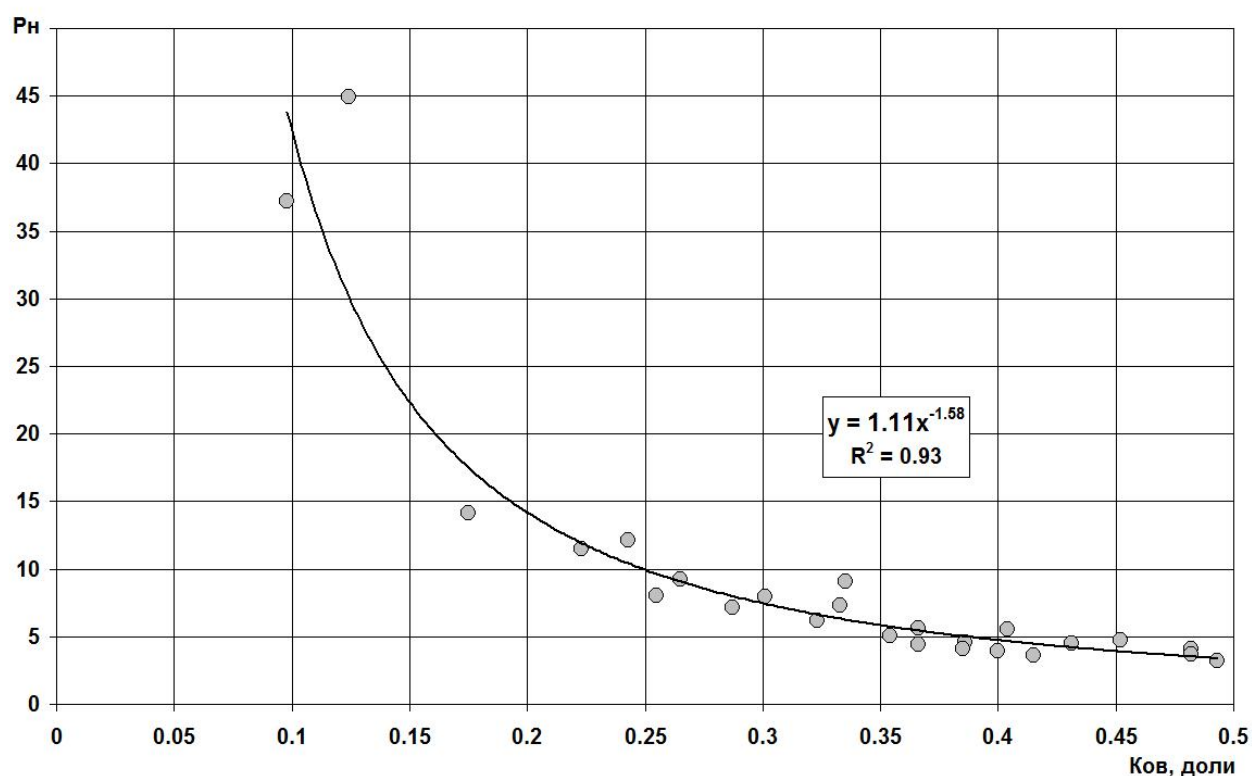


Рис.5.6. Зависимость  $P_n$  от  $K_{ов}$

### 5.5.2 Связи типа “кern-ГИС”

Для построения такого типа связи необходимо увязать глубины отбора образцов керна и измерений ГИС. На Рис. 5.7 представлен график увязки измерений по ГИС и образцов керна. Рис. 5.8 – корреляционная кривая, которая может быть использована для дальнейших расчетов.

Данные привязанного керна могут быть использованы для контроля качества ГИС. При этом для контроля таких физических величин как концентрации ЕРЭ, водородный индекс и т.п. можно использовать измерения на керне в лабораторных условиях, а для таких, как плотность и интервальное время, на величину которых оказывают влияния температура и давление, результаты измерений на керне следует привести к пластовым условиям.

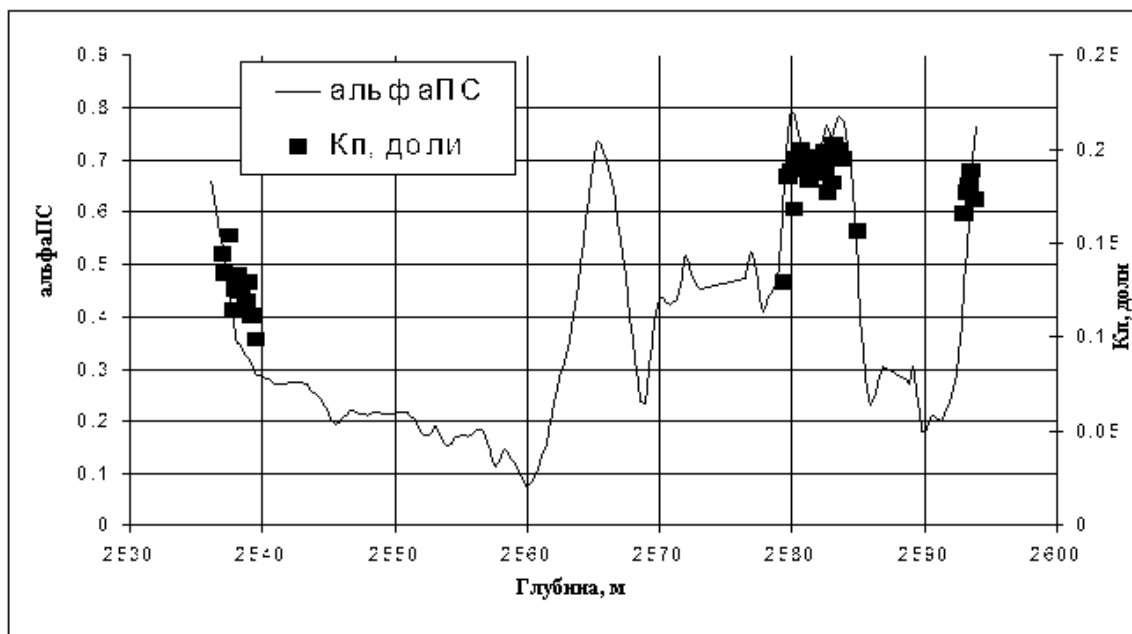


Рис. 5.7 График увязки глубин измерений по ГИС и отбора образцов керна

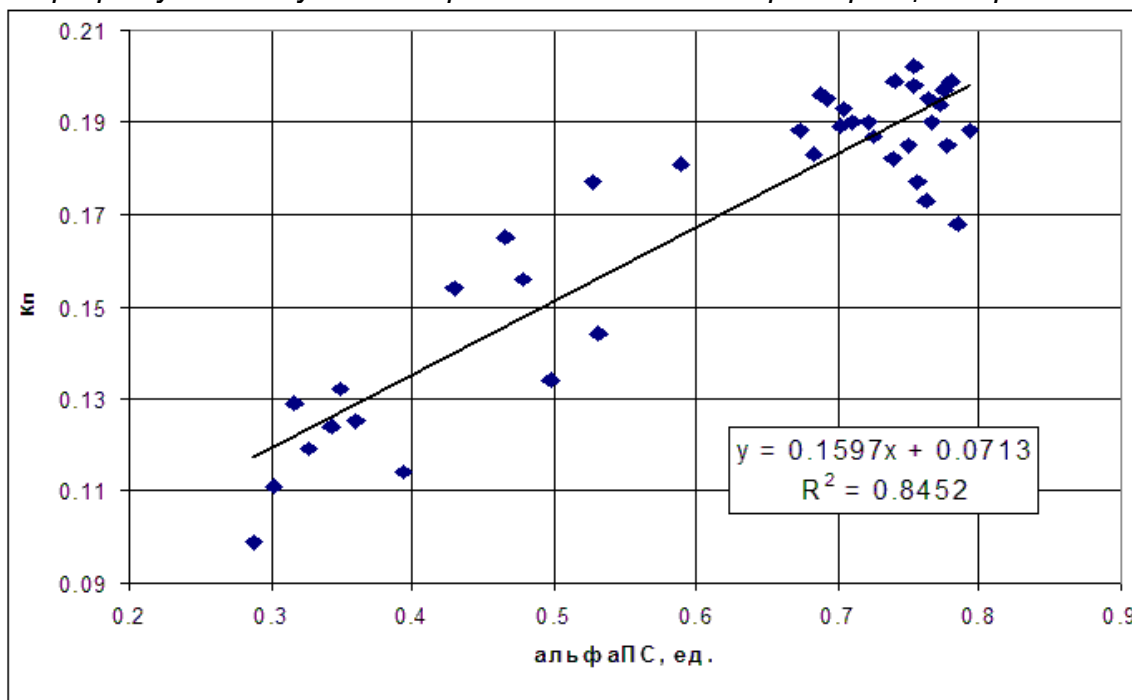


Рис. 5.8 Кроссплот и аппроксимационная зависимость между пористостью и альфаПС

Способы контроля достоверности интерпретации данных ГИС по керну:

1. Сопоставление **параметров** по ГИС и керну **на кроссплоте** (кern должен быть привязан (Рис. 5.9).

2. Сопоставление **распределений параметров** по ГИС и по керну (привязка керна не обязательна, Рис. 5.10).

3. Сопоставление **параметров на планшете** (кern должен быть привязан Рис. 5.11).

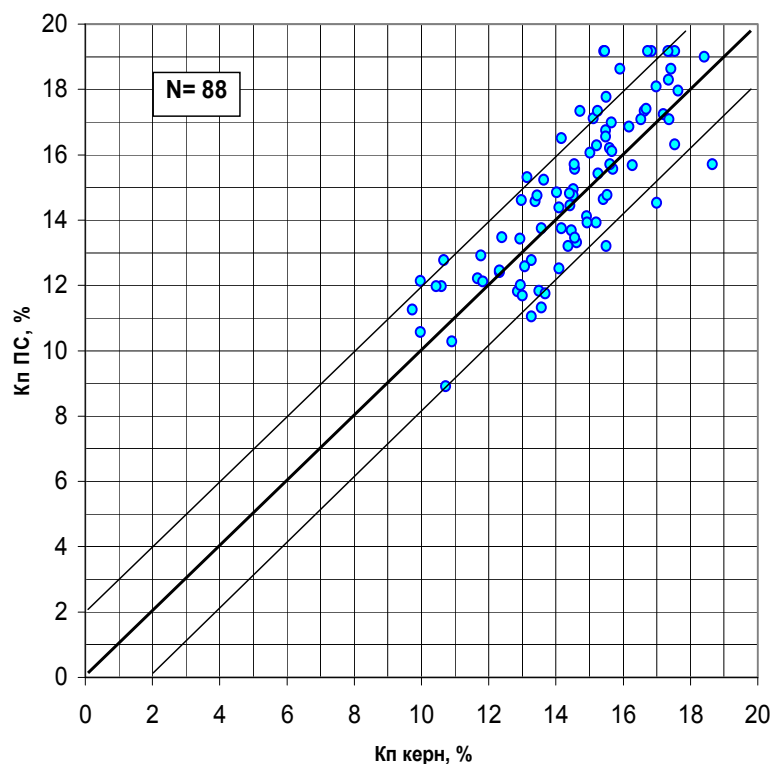


Рис. 5.9 Кроссплот «Кп ГИС - Кп керн». Кп ГИС получен по данным электрOMETрии (ПС) [8]

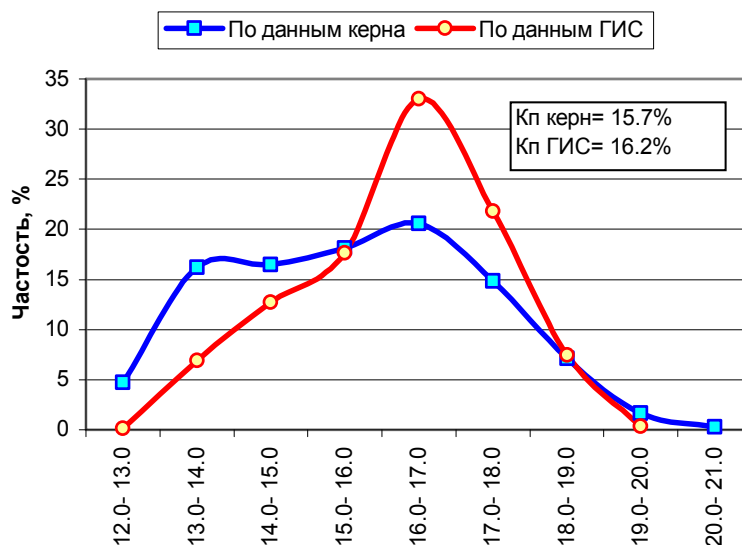


Рис.5.10 Сопоставление распределений «Кп – ГИС» и «Кп - керн» [8]

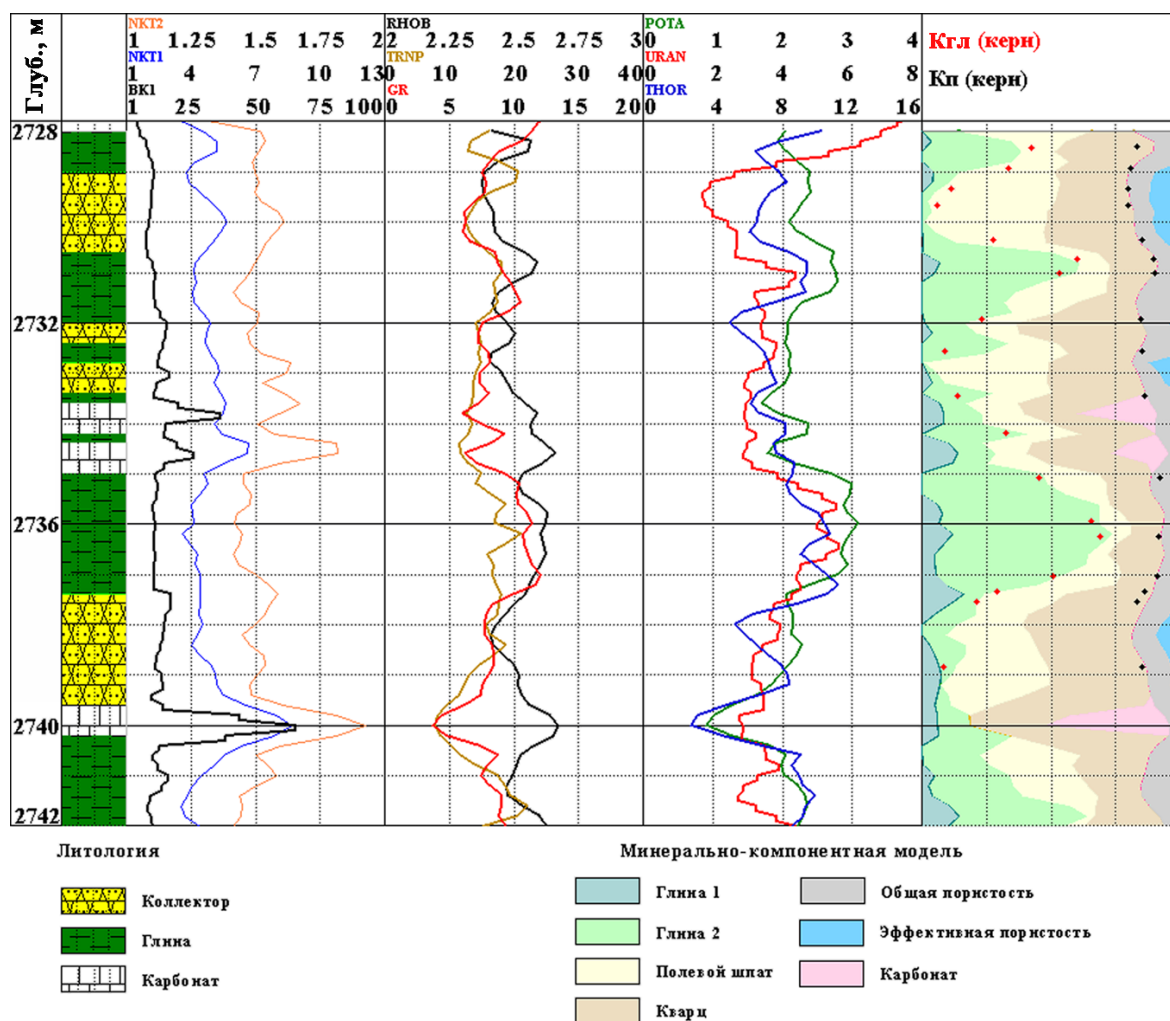


Рис.5.11 Сопоставление результатов интерпретации комплекса ГИС (Кп, Кгл) с прямыми измерениями на образцах керна

При сопоставлении результатов попластовой интерпретации данных ГИС производится осреднение значений по керну в интервалах выделенных пропластков.

При анализе достоверности интерпретации следует учитывать представительность данных керна. Так, формы распределений параметров по керну и ГИС могут не совпадать из-за особенностей выноса керна и отбора образцов на анализ. В данном примере формы распределений не совпадают из-за пониженного выноса керна из интервалов хороших коллекторов.

Для увеличения достоверности определяемых параметров крайне важно производить комплексный контроль качества информации на всех этапах (таблица 5.3).

Таблица 5.3 Комплексный контроль качества информации, полученной по ГИС

Параметр, определяемый по ГИС	Данные исследований керна
Пористость $Kп$	Пористость $Kп$
Проницаемость $Kпр$	1. Проницаемость $Kпр$ на стандартных образцах и больших образцах. 2. Профильные замеры $Kпр$ .
1. Водонасыщенность $Kв$ в зонах предельного насыщения должна быть близка к $Kов$ 2. Нефтенасыщенность $Kн$ при бурении скважин с использованием растворов известково-битумных и на нефтяной основе (РНО)	1. Остаточная водонасыщенность $Kов$ по данным капиллярметрии или центрифугирования. 2. Нефтенасыщенность $Kн$ при отборе керна с герметизацией образцов
Минеральный состав /глинистость	1. Данные определения минерального состава/глинистости РФА методом. 2. Данные гранулометрии/карбонатности

### Список литературы к главе 5

1. Гиматудинов Ш.К. Физика нефтяного пласта. М.: Гостоптехиздат, 1963.
2. ГОСТ 12536-79. Грунты. Методы лабораторного определения гранулометрического (зернового) и микроагрегатного состава.
3. ГОСТ 21153.7-75 Породы горные Метод определения скоростей распространения упругих продольных и поперечных волн.
4. ГОСТ 25494-82 Породы горные Метод определения удельного электрического сопротивления.
5. ГОСТ 26450.0-85 Породы горные. Общие требования к отбору и подготовке проб для определения коллекторских свойств.
6. ГОСТ 26450.1-85 Породы горные. Метод определения коэффициента открытой пористости жидкостенасыщением.
7. ГОСТ 26450.2-85 Породы горные. Метод определения коэффициента абсолютной газопроницаемости при стационарной и нестационарной фильтрации.
8. Гудок Н.С. Изучение физических свойств пористых сред. М.: Недра, 1970.
9. Калинин М.К. Методика исследования коллекторских свойств кернов. М.: Гостоптехиздат, 1963.
10. Клубова Т.Т. Глинистые минералы и их роль в генезисе, миграции и аккумуляции нефти. М.: Недра, 1973.
11. Котяхов Ф.И. Физика нефтяных и газовых коллекторов. М.: Недра, 1977.
12. Методическое руководство по определению физических свойств горных пород и полезных ископаемых. М.: Госгеолтехиздат, 1962.

13. Методы исследования пород коллекторов. М.: ВНИГНИ, 1970.
14. Оркин К.Г., Кучинский П.К. Лабораторные работы по курсу «Физика нефтяного пласта». М.: Гостоптехиздат, 1953.
15. ОСТ 39-180-85 Нефть. Метод определения смачиваемости углеводородсодержащих пород.
16. ОСТ 39-204-86 Нефть. Метод лабораторного определения остаточной водонасыщенности коллекторов нефти и газа по зависимости насыщенности от капиллярного давления.
17. ОСТ 39-235-89 Нефть. Метод определения фазовых проницаемостей в лабораторных условиях при совместной стационарной фильтрации.
18. Ханин А.А. Породы-коллекторы нефти и газа и их изучение. М.: Недра, 1969.
19. Элланский М.М. Петрофизические основы комплексной интерпретации данных геофизических исследований скважин.- М.: Из-во ГЕРС, 2001, 229 с.
20. Латышова М.Г. Практическое руководство по интерпретации диаграмм геофизических исследования скважин. – М.: Недра, 1991.
21. Дахнов В.Н. Геофизические методы изучения нефтегазоносных коллекторов. М.: Недра, 1975.
22. Семенов В.В., Ратников И.Б. Проблемы обработки и интерпретации геофизических исследований скважин. Сборник докладов 2-го совещания-семинара Тюмень ОЕАГО; Тюмень, 2005, с. 50-58.

## **6 Виды работ, методы исследования кернового материала и их назначение**

В процессе исследования колонки керна проводится большой объем подготовительных и исследовательских работ. В таблице 6.1 перечислены виды работ и анализов, проводимых на колонке керна, применяемые в ведущих петрофизических лабораториях.

Тип пробы и величина навески для проведения различных видов анализов представлены в таблице 6.2.

Таблица 6.1. Виды работ и анализов, проводимых на колонке керна и их назначение

№№	Виды работ или анализов	Назначение
<b>Первичное документирование керна</b>		
1.	Приемка, маркировка и учет керна	
2.	Профильное определение естественной радиоактивности	Привязка «Керн-ГИС»
3.	Профильное определение плотности горных пород	Привязка «Керн-ГИС»
4.	Продольная распиловка керна	Изготовление “горбушки” для хранения в федеральных фондах
5.	Фотографирование керна в дневном свете	Документирование керна
6.	Фотографирование керна в ультрафиолетовом свете	Выделение интервалов, содержащих углеводороды
7.	Профильное измерение акустических свойств	Привязка «Керн-ГИС»
8.	Профильное измерение проницаемости (поверхностной)	Решение экспресс-задач, определение точек выбуривания цилиндров
9.	Привязка керна по результатам профильных измерений к диаграммам ГИС	Документирование разреза. Интерпретация ГИС
10.	Детальное послойное литологическое камеральное описание керна. Фотографирование керна	Определение условий формирования породы и ее вторичных изменений. Фиксация текстуры, структуры образца, степени его неоднородности
11.	Фотографирование керна после отбора образцов	Документирование керна
<b>Изготовление и подготовка образцов</b>		
12.	Выбуривание цилиндрических образцов	Проведение петрофизических измерений
13.	Изготовление шлифа с покровным стеклом	Петрографическое описание шлифа
14.	Изготовление шлифа без покровного стекла	Съемки под сканирующим микроскопом с зондовым устройством
15.	Изготовление шлифа для f-радиографии	Количественная оценка распределения урана по площади шлифа

16.	Насыщение образцов под вакуумом и при давлении цветной смолой и изготовление прокрашенных шлифов	Петрографическое описание шлифа и оценка эффективной пористости
17.	Дробление (в щековой дробилке)	Подготовка к аналитическим работам
18.	Истирание	Подготовка к аналитическим работам
19.	Экстрагирование образцов органическими растворителями	Очистка образца от нефти и битумоидов
20.	Отмывка пустотного пространства образцов от солей	Подготовка к аналитическим работам
21.	Сушка при 105°C	Подготовка к аналитическим работам
22.	Выделение минералов тяжелой фракции в бромформе	Иммерсионный анализ
23.	Насыщение образцов моделью пластовой воды под вакуумом и при давлении	Подготовка к аналитическим работам
<b>Изучение герметизированного керна</b>		
24.	Определение содержания воды и нефти способом отгонки в аппарате Закса	Определение коэффициентов водо- и нефтенасыщенности породы
<b>Изучение цилиндрических образцов диаметром 30 мм</b>		
25.	Определение минералогической плотности пикнометрическим способом	Интерпретация ГГК-п
26.	Определение пористости методом жидкостенасыщения	Подсчет запасов, интерпретация ПС, методов кажущегося сопротивления, НК, ГГК-п, АК
27.	Определение пористости в пластовых условиях	Подсчет запасов, интерпретация ПС, методов кажущегося сопротивления, НК, ГГК-п, АК
28.	Определение газопроницаемости в пластовых условиях	Подсчет запасов
29.	Определение удельного электрического сопротивления при 100%-ном насыщении моделью пластовой воды в атмосферных и пластовых условиях	Построение связи «параметр пористости-пористость» (Formation Factor-Porosity)
30.	Определение удельного электрического сопротивления при переменной насыщенности образца, моделируемой методом центрифугирования	Построение связи «параметр насыщения-водонасыщенность» (Resistivity Index-Saturation)
31.	Определение остаточной водонасыщенности капилляриметрическим способом (метод полупроницаемой мембраны)	Получение кривой капиллярного давления в системе "газ - модель пластовой воды"



32.	Определение удельного электрического сопротивления при переменной насыщенности образца, моделируемой капилляриметрическим методом	Построение связи «параметр насыщения-водонасыщенность» (Resistivity Index-Saturation)
33.	Определение эффективной газопроницаемости (в присутствии остаточной воды)	Подсчет запасов, разделение на типы коллекторов и неколлектора
34.	Изучение вытеснения в системе вода-нефть/ газ-нефть	Определение коэффициента вытеснения. Определение фазовых проницаемостей
35.	Определение скоростей продольных и поперечных волн	Интерпретация АК
36.	Определение упругих свойств пород в пластовых условиях: $V_p$ , $V_s$ , Модуль Юнга, Коэфф.Пуассона, Коэфф.сжим., Модуль сдвига.	Подсчет параметров для гидроразрыва Интерпретация широкополосного акустического каротажа
37.	Предел текучести, предел прочности, объемная работа по разрушению породы, предел разуплотнения	Подсчет параметров для гидроразрыва
38.	Измерение адсорбционно-диффузионной активности	Интерпретация ПС
39.	Определение смачиваемости	Определение гидрофильности пород
<b>Изучение шлифов</b>		
40.	Описание и фотографирование шлифа	Диагностика породы, минеральный состав, текстура, структура, вторичные изменения
41.	Минералогический анализ шлифа (количество зерен)	
42.	f-радиография	Интерпретация СГК, распределение урана в породе, создание минерально-компонентной модели породы
43.	Изучение пород под растровым электронным микроскопом (РЭМ)	Структура порового пространства, расположение глинистых минералов, изменение порового пространства при воздействии вытесняющих флюидов
<b>Изучение образцов, полученных из остатков керна</b>		
44.	Гранулометрический анализ	Распределение зерен по размерам, оценка коэффициента глинистости
45.	Определение емкости катионного обмена	Степень дисперсности породы
46.	Рентгенофазовый анализ породы	Минеральный состав породы
47.	Иммерсионный анализ	Содержание тяжелых акцессорных минералов

48.	Дериватография	Определение физически и химически связанной воды, минерального состава. Интерпретация НК, ИННК, комплекса минерально-компонентного анализа
49.	Определение Сорг	Содержание органического вещества – для интерпретации НК, СГК, ИННК
50.	Определение карбонатности с отдельной оценкой содержания кальцита, доломита и нерастворимого остатка	Содержание карбонатов в породах
51.	Нейтрон-активационный анализ на К, Th, U и микроэлементы	Элементный анализ. Интерпретация ИННК, НК, создание минерально-компонентной модели породы
52.	Рентгенофлуоресцентный анализ	
53.	Определение концентраций В, Eu, Gd, Sm	
54.	Определение концентраций элементов в отдельных минералах под сканирующим электронным микроскопом	
55.	Определение концентраций ЕРЭ гамма-спектрометрическим методом	
56.	Определение емкости катионного обмена	Характеристика степени дисперсности
57.	Исследование вытяжек	Определение количества и состава битумоидов
58.	Палеонтологические определения: изучение фауны и флоры	Определение возраста и фациальной принадлежности отложений
59.	Определение отражающей способности витринита (для углей и ТОВ)	Определение уровня катагенетической преобразованности ТОВ

Таблица 6.2. Тип пробы и навеска для проведения аналитических работ

Виды работ или анализов	Тип пробы	Минимальная навеска
ФЕС	цилиндр	30x30мм
Растровый электронный микроскоп	скол	площадь 0,25 см <sup>2</sup>
Изготовление прозрачного шлифа	скол	площадь 2 см <sup>2</sup>
Изготовление прозрачного шлифа без покровного стекла	скол	площадь 2 см <sup>2</sup>
Рентгенофазовый анализ	скол	до 20 гр
Карбонатность	порошок 0,1 мм	2 гр
Углерод органический	пудра (200 меш)	2 гр
Термический анализ (дериватография)	порошок 0,1 мм	0,5 гр
Нейтронно-активационный анализ	порошок 0,1 мм	0,1 гр
Гамма-спектрометрия	дробленный материал	> 200 гр
Рентгенофлуоресцентный анализ	пудра (200 меш)	1 гр
Шлифы для F-радиографии	скол	площадь 2 см <sup>2</sup>
Определение концентраций элементов подсканирующим электронным микроскопом	шлиф (без покровного стекла)	шлиф
Гранулометрия	скол	20-50 гр
Спектральный анализ (содержание В, Li)	пудра (200 меш)	3 гр

## 7 Отбор керна и подготовка к исследованиям

### 7.1 Объем и интервалы отбора керна по категориям скважин

В зависимости от назначения бурящейся скважины отбор керна производится в различных объемах и с различными целями.

В **опорных скважинах** производится сплошной отбор керна, начиная с опорного горизонта.

В **параметрических скважинах** проводится отбор керна в том объеме, который обеспечивает установление и уточнение границ стратиграфических подразделений и характеристик физических свойств комплексов отложений.

В **поисковых скважинах** керновый материал служит для характеристики литологии и стратиграфии разреза, уточнения структурных построений.

В **разведочных скважинах** керн отбирается с целью обоснования подготовки залежи к разработке. Отбор керна производится в интервалах залегания продуктивных пластов.

В **эксплуатационных скважинах** керн отбирается с целью обоснования подсчетных параметров продуктивного пласта.

Отбор керна обычно производится в процессе бурения, но при необходимости образцы пород выбуриваются боковым грунтоносом из стенки скважины.

В процессе бурения для отбора керна используют специальные снаряды для колонкового бурения (керноприемные устройства) различных типов (Недра, Кэمبرий, Секьюрити и др). Диаметр керна обычно составляет от 50 до 110 мм.

## 7.2 Упаковка и первичное документирование керна

Подготовка отобранного керна к документированию и дальнейшей транспортировке в кернохранилище начинается с его предварительного описания и упаковки на скважине [5]. Упаковка включает маркировку, герметизацию и укладку керна в ящики.

Описание керна в геологическом журнале производится после каждого подъема бурового инструмента.

Пример укладки и маркировки приводится согласно [4] показан на Рис.7.1.

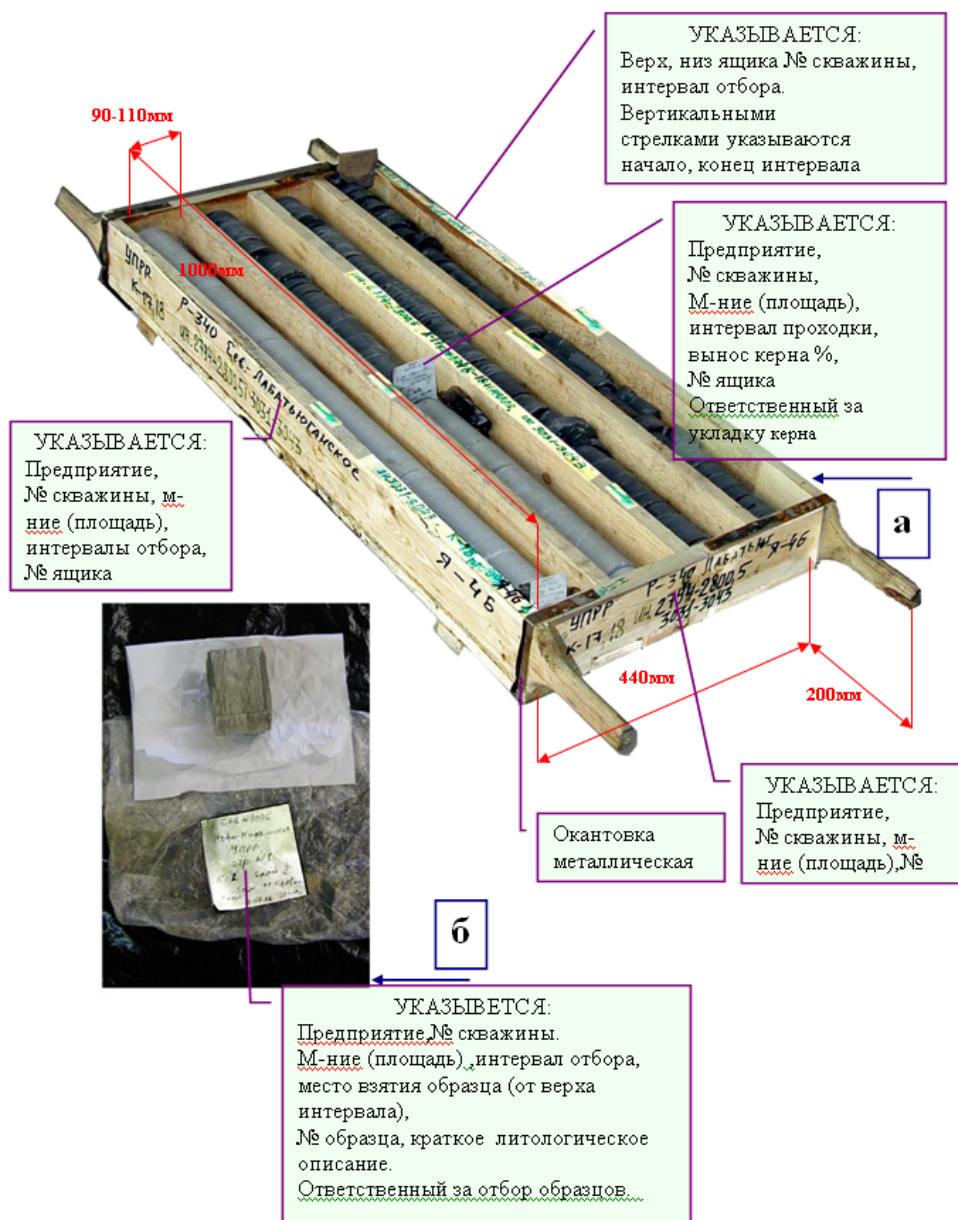


Рис.7.1 Общий вид поступающего керна на исследования: а) в ящиках; б) в упаковке

Извлеченный керн укладывается в ящики соответствующего образца строго в той последовательности, в которой был вынесен. В случае уменьшения диаметра керна в процессе бурения для сохранения последовательности укладки необходимо колонку керна укрепить в ячейке ящика посредством деревянных клиньев или другим материалом.

Начало и конец интервала отбора оформляется этикеткой, завернутой в полиэтиленовую пленку или плотную бумагу. В этикетке указывается организация, проводившая бурение, месторождение или площадь, номер скважины, дата отбора, интервал проходки, вынос керна, краткое литологическое описание, фамилия и инициалы ответственного за прием и укладку данного материала.

Если в определенном интервале керн не удалось отобрать, то в ящик укладывается этикетка с указанием интервала отсутствия выноса керна.

На верхних торцах перегородок, подготовленных для маркировки, отмечаются места вложения этикеток, наносятся стрелки, указывающие направление укладки керна (слева - направо, сверху – вниз), наносятся интервалы отбора керна.

После укладки и оформления керна ящик закрывается крышкой и окантовывается мягкой проволокой или металлическими полосами.

В настоящее время для лучшей сохранности керна при бурении и подъема на поверхность используются специальные керноприемники со стеклопластиковыми трубами внутри. При подъеме бурового инструмента на поверхность стеклопластиковая труба извлекается из бурового снаряда и пилится на необходимые интервалы. Места срезов используются для предварительной документации поднятого керна. После описания срезов торцы труб закрываются специальными крышками, сами трубы маркируются и укладываются в упаковочные ящики. На Рис. 7.2. представлена фотография ящика с тремя метровыми отрезками керна, упакованного в стеклопластиковые трубы.

### **7.3 Профильные исследования керна**

После распаковки и чистки керна в кернохранилище производится его маркировка и профильные исследования. [7].

Профильными называются непрерывные исследования вдоль всей колонки керна, отобранной из скважины, в случае инструментальных измерений их иногда называют «каротаж по керну».

В перечень профильных исследований колонки **полноразмерного** керна (кern полного диаметра, еще не распиливаемый) входят:

- определение естественной радиоактивности горных пород;
- определение плотности горных пород;
- измерение акустических свойств.



Рис.7.2 Колонки керна, уложенные в пластиковые трубы

После проведения данных работ следует **продольная распиловка** керна и продолжение профильных исследований:

- фотографирование в дневном свете и при ультрафиолетовом освещении (УФО);
- измерение проницаемости (поверхностной);
- макроописание керна;
- разметка отбора образцов на детальные исследования;
- отбор образцов и выбуривание цилиндров;
- фотография колонки керна в дневном свете с маркировкой мест отбора.

Измерение концентраций естественных радиоактивных элементов (K, U, Th), суммарного гамма-излучения и плотности породы и сопоставление этих данных с



данными ГИС позволяют проверить правильность укладки керна и определить место истинного положения неверно размещенного на буровой интервала. Результаты гамма-спектрометрии наиболее значимы для привязки интервалов при неполном выносе керна. Как правило, одновременно с определением ЕРЭ измеряется минералогическая плотность. Подробное описание метода спектрометрического гамма-каротажа, установки и методики профильных измерений помещены в книге 2.

Изображения, получаемые при фотографировании в ультрафиолетовом свете (Рис. 7.3), позволяют выделить в разрезе все нефтенасыщенные и карбонатизированные участки керна, определить характер нефтенасыщения, обнаружить наличие углеводородов (УВ) нефтяного ряда, зафиксировать текстурные особенности, элементы проявления тектонических процессов, оползневых явлений и пр. Нефтенасыщенные интервалы керна светятся в ультрафиолетовом свете в широком диапазоне - от еле заметного голубого до буровато-оранжевого цвета. Установлено, что чем выше плотность углеводородов и насыщенность ими пород, тем больше желтых, оранжевых и коричневых цветов.

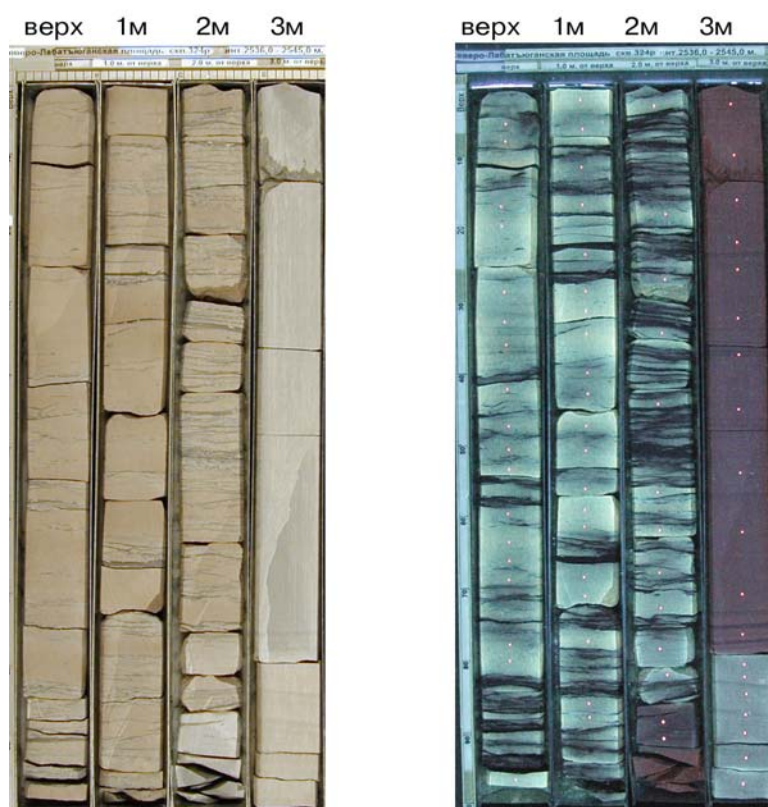
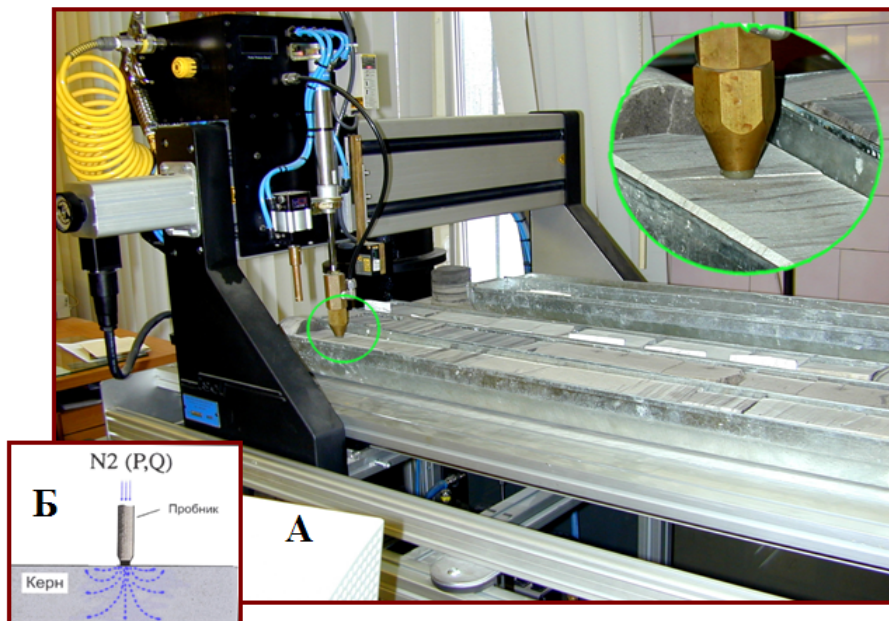


Рис.7.3 Колонки керна, сфотографированные в дневном (а) и ультрафиолетовом (б) свете. Северо-Лабатьюганское месторождение, пласт АС11(1)

Проницаемость, определяемая на поверхности спила керна (Рис.7.4), является в большей степени качественным показателем, несмотря на то, что получен-

ные значения имеют удовлетворительную сходимость с данными, полученными при замере газовой проницаемости на стандартных образцах цилиндрической формы.



*Рис.7.4 Устройство для профильного измерения проницаемости*

Литологическое описание керна и данные профильных измерений позволяют разметить точки отбора образцов для дальнейших исследований. Литологическое описание керна уточняется, детализируется и пополняется новыми данными в процессе продвижения керна по всем звеньям технологической цепи.

Пример литологического описания керна, извлеченного в процессе долбления №1 приведен в таблице 7.1.

Завершающим этапом работы с колонкой керна является выбуривание образцов-цилиндров необходимых размеров и отбор образцов-кусков для проведения комплекса лабораторных исследований. Образцы выбуриваются и отбираются в соответствии с литологическим описанием и результатами профильных исследований, а также исходя из необходимости получения максимального объема информации по петрофизическим свойствам, гранулометрическим, минералогическим, геохимическим характеристикам горных пород. Каждый образец сопровождается этикеткой, на которой указывается его номер, номер скважины, участок отбора, интервал отбора, привязка образца от начала интервала, вид анализа, на который произведен отбор, дата отбора и организация, производившая отбор. Место отбора образца так же фиксируется этикеткой и (или) вкладышем из картона (дерева пластика и др.), на которых указывается организация, дата отбора, номер до-



говора, длина изъятых кусков керна и его привязка от начала интервала до подошвы образца.

**Таблица 7.1 Пример литологического описания керна**

Скважина № 1 пл. Солнечная					
Описание керна					
отбор керна				вынос керна	
дата	интервал		проходка		
	от	до			
			м	м	%
Долбление № 1					
03.03.2002 г.	2794.00	2800.55	6.55	6.55	100.00
описание керна					
интервал, Н	литология				
0,00 – 1,85м 1.85 (2794,00-2795,85)	Известняк серый с коричневатым оттенком, мелко- и скрытокристаллический, пористый, кавернозный, кальцитизированный, нефтенасыщенный по порам и кавернам, имеет устойчивый запах легких углеводородов, на вкус не соленый.				
1,85 – 2,45м 0.60 (2795,85-2796,45)	Известняк серый, темно-серый, с коричневатым оттенком, мелкокристаллический, массивный, плотный, кальцитизированный, с остатками окислившейся нефти по трещинам.				
2,45 – 4,35м 1.90 (2796,45-2798,35)	Алевролит темно-серый, с перемято-комковатой текстурой, слюдистый, мелкозернистый, средней крепости.				
4,35 - 6,55 2.20 2798,35-2800,55)	Известняк серый, серый с бежевым оттенком, мелкокристаллический, массивный, пористый, кавернозный (каверны до 4см), по трещинам порам и кавернам примазки и скопления нефти, устойчивый запах легких углеводородов, поры и каверны заполнены жильным кальцитом.				

На Рис. 7.5 представлены коробки длиной по 75 см для хранения распиленного керна. Большая секция предназначена для хранения 2/3 (по диаметру колонки) керна для исследований и собственных нужд недропользователя. В узкой секции хранятся «горбушки», предназначенные для вечного хранения в федеральном кернохранилище. В нижней коробке видна этикетка конца интервала долбления с полным описанием этого долбления. Этикетками также отмечают места отобранных образцов. На торце коробки дается описание интервала отбора керна.

После отбора и регистрации образцов отработанный керн укладывается на хранение с соответствующей регистрацией в кернохранилище (Рис. 7.6). Высота помещения порядка 7м, поэтому операторы работают с подъемниками, в которых предусмотрена телескопическая система выдвижения платформы под поддон.



*Рис.7.5 Коробки с керном*



*Рис. 7.6 Вид на стеллажи кернохранилища. г.Тюмень*

#### **7.4 Подбор коллекции керн и подготовка ее к исследованиям**

Размеры и объем исследуемого образца горной породы ничтожно малы по сравнению с объемом изучаемых пластов. Результаты исследований отдельных образцов отражают действительные свойства пород, слагающих изучаемые пласты, лишь тогда, когда эти образцы отобраны так, что они полностью представляют породы данных пластов. Следовательно, успех исследований обуславливается правильностью отбора образцов. Нельзя составить универсальную методику по отбору образцов, так как частота отбора и комплексность анализов зависят от многих причин, в первую очередь, от целевого назначения исследований, литологического состава отложений, характера насыщающих их нефти или газа и других факторов, которые необходимо учитывать в процессе изучения отложений.

Требование проводить измерения на одних и тех же образцах керн (гл. 5.3.2) вызывает необходимость определенной последовательности подготовки проб к исследованиям. Изучение образцов керн на концентрации естественных радиоактивных элементов проводят на навесках более 200 грамм, а содержание минералов определяют методом рентгенофазового анализа, для чего требуется навеска в несколько грамм. Стандартные петрофизические методы проводят на цилиндрах 30х30мм (см. табл. 6.2). Разномасштабность измерений вносит определенную ошибку в результаты петрофизической настройки. Для ее уменьшения необходимо соблюдать требования к пробоподготовке. На первом этапе с образца керн срезается щечка. Из оставшегося керн выпиливается цилиндр для петрофизических исследований и кубик для растрового электронного микроскопа. Оставшаяся проба дробится, квартуется, после чего отбираются пробы для анализов, требующих небольшой навески.

Важным фактором в изучении керн является фактор времени. Легкая нефть и/или конденсат, содержащиеся в керне, полностью улетучивается в первые дни после подъема на поверхность. Это означает, что керн с буровой должен доставляться в течение нескольких дней, что позволит не упустить незначительные признаки нефтеносности.

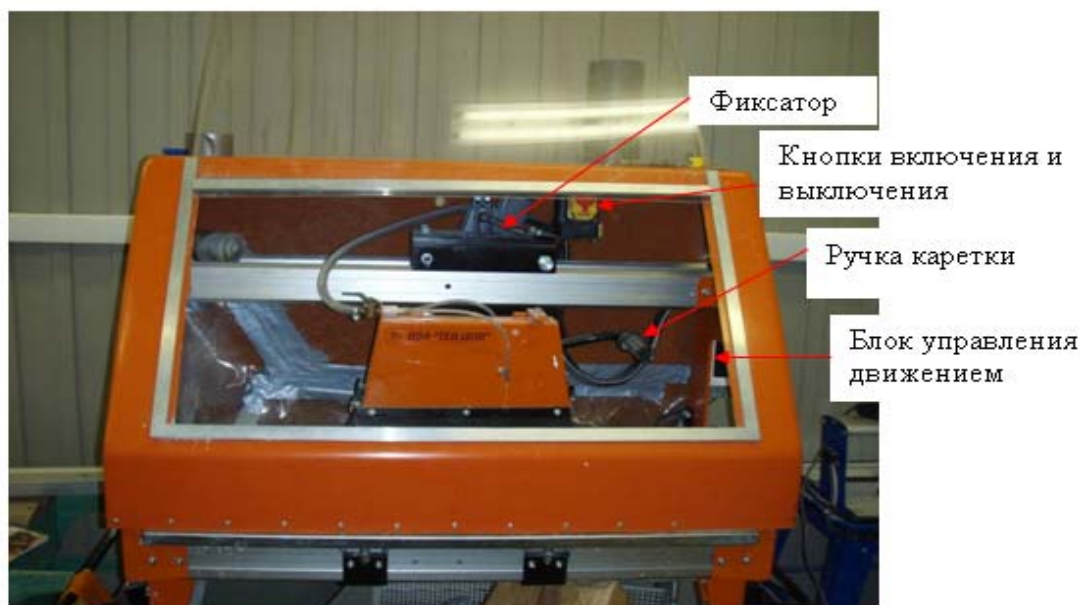
Количество и вид отбираемых проб зависит от возможностей лабораторного изучения и конкретных задач. Так, например, при построении петрофизических связей типа «керн-ГИС» плотность анализов должна быть не менее 3 -5 образцов на 1 м вынесенного керн при условии толщины пласта не менее 1,5 м и 80% выносе керн [3].

Линейные или весовые размеры и форма керна или куска породы зависят от вида анализа и литологических особенностей породы. Для определения петрофизических свойств используются образцы как неправильной формы, так и стандартные образцы правильной цилиндрической формы длиной и диаметром 30 мм.

При определении коэффициента открытой пористости методом жидкостенасыщения используют образцы горных пород как правильной (цилиндрической), так и произвольной формы. Масса образца должна составлять от 20 до 800 г. При определении пористости литологически однородных горных пород используют образцы массой от 20 до 60 г. Допускается использование образцов с массой менее 20 г. Для горных пород, характеризующихся наличием элементов, отличающихся по литологической характеристике от основной массы породы (галечники и др.), ярко выраженными текстурными особенностями (плитчатость, переслаивание), наличием пустот размером более 2 мм (каверны, трещины) используют образцы с сохраненным при выбурировании на скважине диаметром керна массой не более 800 г.

#### 7.4.1 Продольная распиловка керна

Для продольной (вдоль оси) распиловки керна (отпил щеки) используется станок «РАСПИЛ-1М», изображенный на Рис. 7.7 Максимально-возможный диаметр керна – 110 мм.





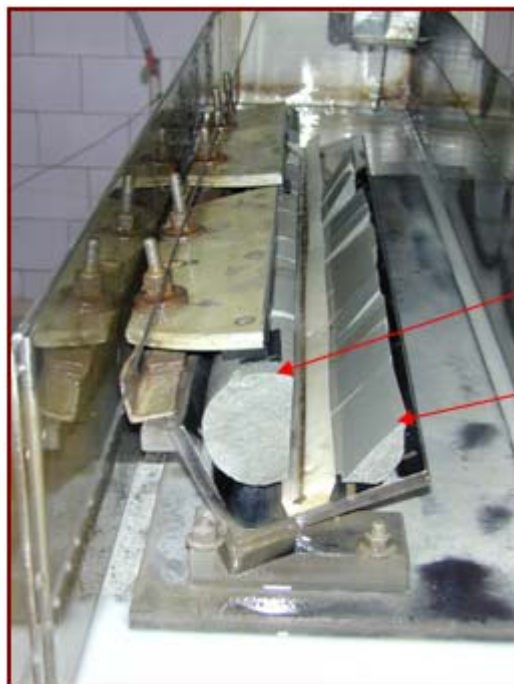


Кнопки включения и выключения двигателя

Кнопка включения и выключения охлаждающей жидкости

*Рис. 7.7 Общий вид станка для продольной распиловки керна*

Продольная распиловка керна вдоль оси по хорде поперечного сечения в зависимости от диаметра  $D$  составляет от 15-20 мм ( $D = 80$  мм) до 40 мм ( $D = 100$  мм) (Рис. 7.8). Распиленный керн спиленной поверхностью вверх укладывается в лотки, при этом малая часть (щечка) размещается рядом с основной частью.



Основная часть

Малая часть (щечка)

*Рис.7.8 Продольное распиливание полноразмерного керна*

#### **7.4.2 Выбуривание цилиндров**

При определении ФЕС используют образцы горных пород правильной (цилиндрической) формы диаметром 30 мм и высотой 30 мм с параллельно отрезанными, пришлифованными торцами.

Для изготовления стандартных образцов правильной геометрической формы используют твердосплавные или алмазные коронки и алмазные круги. Выбуривание цилиндрических образцов из полноразмерного керна для стандартных петрофизических исследований производится на станке для высверливания образцов (Рис. 7.9) вдоль слоистости породы.



*Рис.7.9 Станок для высверливания цилиндрических образцов*

Для обрезания торцов полученных цилиндров используется станок для торцевания цилиндрических образцов (Рис. 7.10).

Оставшиеся отрезанные торцы упаковываются в пакетики для дальнейшего использования в изготовлении петрографических шлифов, определения карбонатности, минералогической плотности и других исследований.

После изготовления на цилиндрический образец наносится лабораторный номер черной тушью и, если требуется, указывается параллельная или перпендикулярная ориентировка относительно напластования.

В случае нарушения боковой поверхности керна, происшедшего в процессе бурения и выноса керна, удаляется внешний слой либо изготавливают цилиндрический или кубический образец максимального размера из средней части керна.

Для определения проницаемости при радиальном направлении потока газа в центре образца высотой 40-100 мм сверлят отверстие диаметром 6-12 мм.

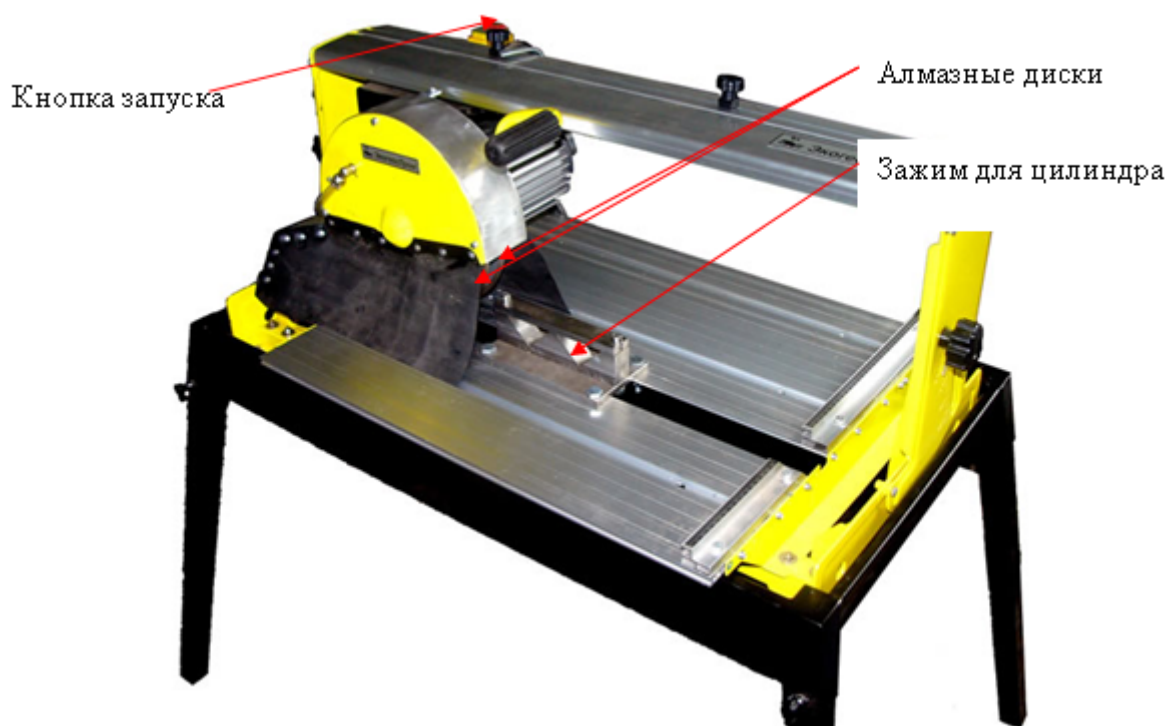


Рис.7.10 Станок для торцевания цилиндрических образцов.

Кроме продольной распиловки керна и выбуривания цилиндров для дальнейшей работы производят выпиливание образцов и изготовление шлифов. На Рис. 7.11 приведен способ расчленения цилиндрика, выпиленного из колонки керна, для разных видов анализов так, чтобы соблюдалось основное требование – единая глубина исследований, что является очень важно для дальнейшего комплексного анализа результатов исследований каменного материала.

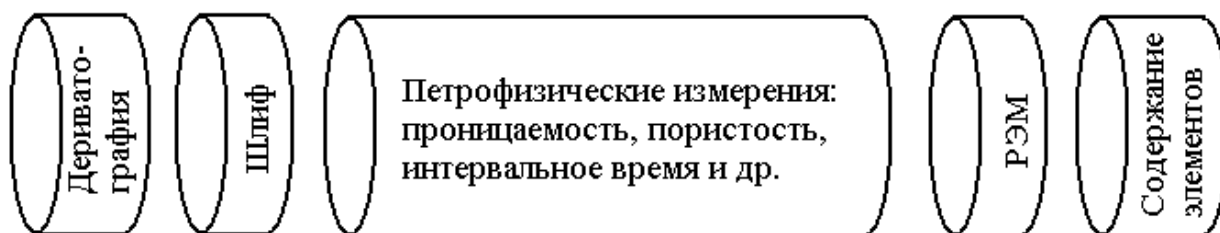


Рис.7.11 Разделение цилиндра, выпиленного из колонки керна, для различных методов исследования

#### 7.4.3 Очистка образцов керна от содержащихся в них нефти и битумов (экстракция)

В процессе подготовки образцов керна для проведения различных исследований производится очистка порового пространства породы от содержащихся в ней нефти, битумов, а также солей (экстрагирование). Для очистки образцов используются аппараты Сокслета (Рис. 7.12). В качестве растворителей используется хлороформ или спиртобензольная смесь в соотношении 1:1.

Аппарат Сокслета состоит из плоскодонной колбы, экстрактора (сокслета) и шарикового холодильника. Колба объемом 200 или 500 мл имеет шлифованную с внутренней стороны горловину. Экстрактор представляет собой цилиндрический сосуд диаметром до 50 мм и высотой до 500 мм. Для герметичности все три части аппарата соединяются между собой на шлифах. Части аппарата в каждом комплекте нумеруется. При сборке после промывки следует соединять части, имеющие одинаковые номера.

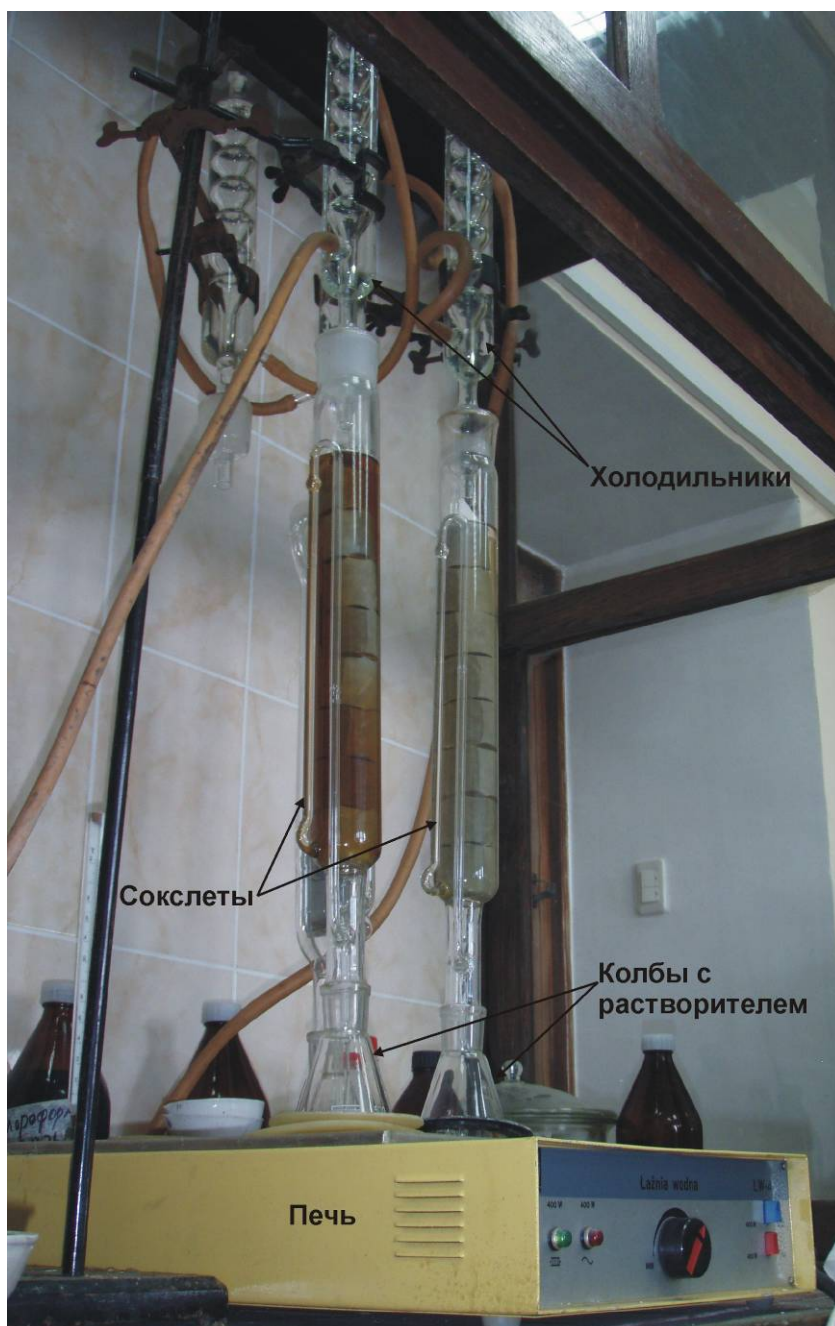


Рис.7.12 Аппарат Сокслета для экстрагирования из горных пород нефтей и битумов



#### *Порядок работы.*

1. В колбу наливают растворитель, а в экстрактор помещают образец(ы). Предварительно образцы пронумеровываются карандашом и обворачиваются в фильтровальную бумагу.
2. Колбу соединяют с экстрактором и холодильником, устанавливают аппарат на закрытую электрическую плиту или в водяную баню и включают нагрев.
3. Растворитель в колбе нагревается до кипения, его пары по широкой трубке поднимаются в верхнюю часть экстрактора и поступают в холодильник, в котором они конденсируются и в виде капель падают на дно экстрактора, заливая образец. Когда уровень растворителя в экстракторе поднимется выше верхнего колена сифонной трубки, последняя начинает действовать как сифон и весь растворитель по ней переливается в колбу. В процессе кипения из колбы испаряется только растворитель, а высококипящие фракции нефти и битумов остаются и накапливаются в колбе.
4. Экстрагирование считается законченным, когда растворитель в экстракторе и сифонной трубке станет бесцветным.

Экстрагирование может продолжаться от нескольких часов до нескольких суток и более.

#### **7.4.4 Сушка образцов**

Определение коллекторских свойств проводят на образцах, высушенных в конвекционной печи до постоянной массы при температуре  $(105\pm 2)^\circ\text{C}$ . Для сильно глинистых и загипсованных пород сушку проводят в вакуумных шкафах при температуре  $(70\pm 2)^\circ\text{C}$  или в сушильных шкафах с досушкой в эксикаторе над хлористым кальцием.

После сушки перед испытаниями образцы охлаждают и хранят в эксикаторе над прокаленным хлористым кальцием или высоко дисперсным силикагелем.

#### **7.4.5 Насыщение**

Наиболее распространенным методом определения открытой пористости является метод насыщения порового пространства образца породы жидкостью. Для достижения наилучших результатов необходимо точно следовать методике, поскольку основные ошибки при определении пористости возникают из-за неполноты насыщения жидкостью образца горной породы, которое может привести к занижению величины открытой пористости.

Аппаратура для насыщения образцов горной породы жидкостью обычно состоит из вакуум-насоса, какого-либо сосуда, в который помещают кювету с образцами, емкости для жидкости (что позволяет вакуумировать жидкость отдельно) и устройства для перепуска жидкости в кювету с образцами (Рис. 7.13). Для насыщения образцов горных пород используется очищенные керосин, пластовая вода или модель пластовой воды.

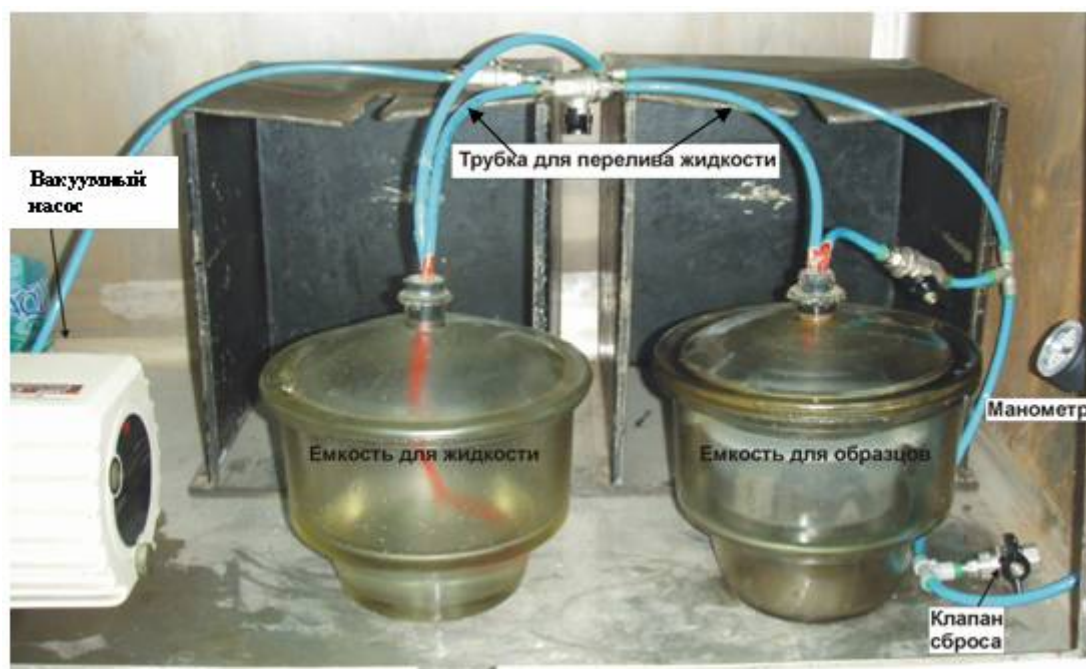


Рис.7.13 Система насыщения под вакуумом образцов горных пород жидкостью.

#### *Порядок работы.*

1. Необходимое количество жидкости заливается в емкость.
2. Кювета с образцами помещается во вторую емкость.
3. Емкости герметично закрываются крышками и начинается процесс отдельного вакуумирования сухих образцов и жидкости.
4. Жидкость вакуумируют до прекращения интенсивного выделения пузырьков газа. Время вакуумирования образцов выбирают в зависимости от проницаемости образцов. Оно может составлять от 2 до 6 часов.
5. По истечении времени вакуумирования перекрывают кран изолирования емкости с образцами и, для создания условий капиллярной пропитки, производят слив небольшого количества отвакуумированной жидкости через кран трубки в кювету с образцами, для чего необходимо немного увеличить давление в емкости для жидкости, слегка открыв кран сброса.

6. После заполнения кюветы с образцами жидкостью примерно на треть кран на трубке перелива жидкости перекрывается и открывается кран изолирования емкости для образцов. Происходит дальнейшее вакуумирование.
7. По мере повышения уровня капиллярной пропитки уровень жидкости в кювете с образцами поднимают ступенями. Время вакуумирования на каждой ступени должно составлять не менее 20 минут в зависимости от проницаемости образцов горных пород. Насыщение стандартных цилиндрических образцов диаметром и длиной 30 мм должно проходить минимум в три ступени.
8. По окончании капиллярной пропитки уровень жидкости в кювете поднимается на один сантиметр выше поверхности образцов и происходит вакуумирование до прекращения интенсивного выделения пузырьков газа.
9. Медленно открывается клапан сброса, и кювета с образцами извлекается из емкости.

Образцы в кювете остаются под уровнем жидкости для донасыщения при атмосферном давлении. Время донасыщения зависит от проницаемости и пористости образцов и должно составлять не менее 10 часов. При донасыщении и при всех последующих операциях образцы выдерживают под уровнем жидкости, чтобы не было контакта их с атмосферой. Если образцы насыщаются моделью пластовой воды, то образцы помещаются в эксикатор для предотвращения испарения воды и, как следствие, изменения минерализации жидкости.

### **7.5 Документация комплексных исследований коллекции керна**

Результаты анализа данных керна при лабораторных исследованиях заносятся в таблицы по видам исследования.

Для проведения комплексного анализа результаты исследований следует объединить в общую таблицу.

Для получения объединенной таблицы в случае больших объемов информации целесообразно пользоваться системами управления базами данных (СУБД), например, MS Access.

Для идентификации образцов могут использоваться:

- Лабораторный номер образца (предпочтительно)
- Номер скважины/номер долбления/глубина отбора относительно кровли долбления.

В объединенной таблице керна в каждой строчке приводится весь набор исследований, выполненных на образце. Формат таблицы следующий:

- Скважина
- Лабораторный номер образца
- Глубина
- Все определения, сделанные на данном образце

Объединенную таблицу данных исследования керна легко анализировать в MS Excel. В таком же виде информация загружается в интерпретационные пакеты. На этапе подготовки имеет смысл провести контроль диапазона параметров.

## **7.6 Привязка керна**

Как правило, глубины, указанные при отборе керна не совпадают с глубинами по ГИС. Это связано с:

- низкой точностью определения глубин при отборе керна *Глубины рассчитываются по количеству бурильных труб. При этом возможны ошибки. Кроме того, трубы могут иметь несколько разную длину,*
- погрешностью определения глубин при ГИС *(за счет растяжения кабеля и других обстоятельств).*

Существуют следующие основные способы привязки керна:

- По сопоставлению результатов профильных замеров на колонке керна с данными ГИС (ГК, ГГК<sub>п</sub>). *Этот способ является самым надежным.*
- По сопоставлению макролитологического описания керна с литологией по ГИС.

*Способ используется редко. Недостатки заключаются в необходимости кодирования макроописания и связанной с этим неоднозначности*

- По сопоставлению параметров, определенных на керне, и полученными по ГИС (например, по плотности или К<sub>п</sub>). Если обработка ГИС еще не сделана, при привязке по К<sub>п</sub> возможно использование характерных значений НК, ПС, ГГК, АК.

*Этот способ используется чаще всего*

Надежность привязки керна снижается при:

- Низком выносе керна
- Недостаточной плотности анализов керна
- Отсутствию профильных замеров на полноразмерном керне

Способ 1. Привязка керна на основе сопоставления диаграммы ГК, зарегистрированной в скважине, и профильного замера ГК на колонке керна

Для выполнения профильного спектрального каротажа в петрофизических лабораториях используется специальная установка (см. кн.2). На колонке керна производятся измерения естественной радиоактивности. Образцы керна размещаются на лотках длиной 1 метр, которые транспортируются в “шаговом” режиме, через свинцовый домик, где размещается сцинтилляционный гамма-детектор. Визуализация полученных результатов и кривой ГК позволяет сравнивать и увязывать кривую по керну с кривой ГК по ГИС (Рис. 7.14).

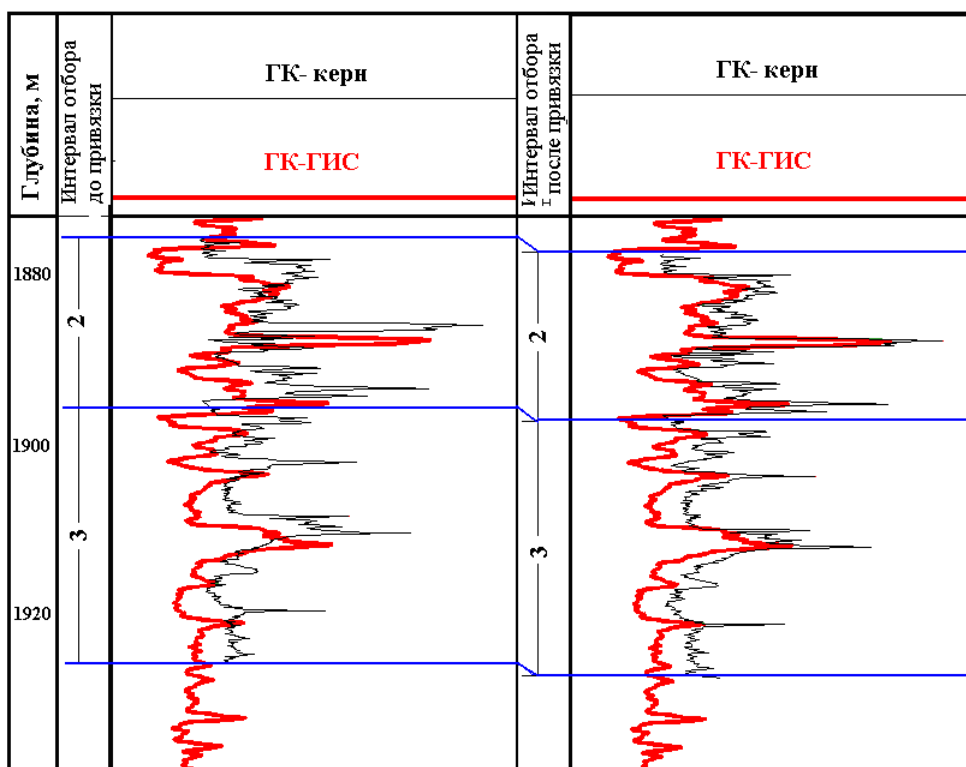


Рис.7.14 Привязка керна по данным профильного замера естественной радиоактивности. Колонка слева – до привязки, справа – после [2]

При привязке керна в карбонатных отложениях иногда недостаточно пользоваться только лишь замерами ГК ввиду низкой естественной радиоактивности чистых карбонатов. Отсутствие дифференциации данных ГК делает привязку керна невозможной. В этих случаях надежность привязки повышается при использовании замера плотности на колонке керна.

Способ 2. Привязка керна на основе сопоставления макролитологического описания и литологии по ГИС.

Пример сопоставления показан на Рис. 7.15. Для выполнения работы были созданы литологические колонки по керну по ГИС.

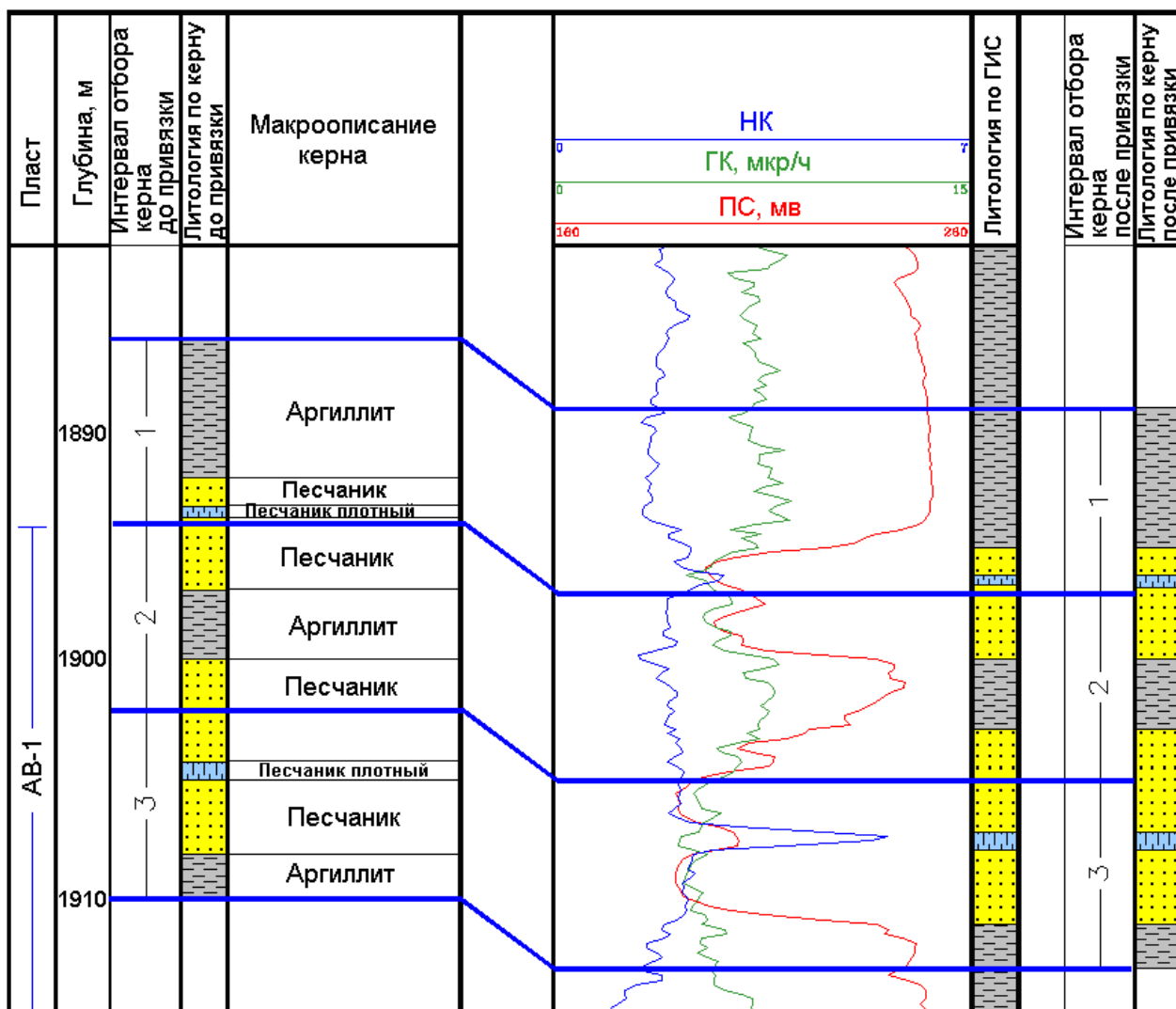


Рис.7.15 Привязка керна по макроописанию [2]

Способ 3. Привязка керна по сопоставлению параметров, определенных на керна и по ГИС.

При этом способе производится поиск смещения глубин по керна (Рис. 5.9) при котором разница между керовыми данными и ГИС минимизируется. Возможно применение автоматизированных алгоритмов, в основе которых лежит следующий алгоритм (применяется для каждого долбления):

- Пошаговое задание возможного смещения текущего долбления
- Расчет коэффициента корреляции между параметром по керна и ГИС
- Выбор оптимального смещения, при котором коэффициент корреляции максимален.
- При выносе керна менее 100% после смещения всего интервала долбления смещают индивидуально каждый образец, ориентируясь на фотографии колонки керна.

## Список литературы к главе 7

1. ГОСТ 12536-79. Грунты. Методы лабораторного определения гранулометрического (зернового) и микроагрегатного состава.
2. Гудок Н.С. Изучение физических свойств пористых сред. М.: Недра, 1970.
3. Методические рекомендации по подсчету геологических запасов нефти и газа объемным методом. Под ред. В.И.Петерсилье, В.И.Проскурина, Г.Г.Яценко. – Москва-Тверь: ВНИГНИ, НПЦ «Тверьгеофизика», 2003, стр.5-4.
4. Методическое руководство по оперативным исследованиям керна. ОАО «Сургутнефтегаз», 2003г.
5. Оркин К.Г., Кучинский П.К. Лабораторные работы по курсу «Физика нефтяного пласта». М.: Гостоптехиздат, 1953.
6. РД 39-0147716-505-85 «Порядок отбора привязки хранения, движения и комплексного исследования керна и грунтов нефтегазовых скважин», Министерство нефтяной промышленности, М., 1986.
7. Усманов И.Ш., Ермакова С.А., Трофимова Е.Н. "НефтьГазПромышленность" 1 (29) 2007.

## 8 Методы литологического изучения керна

Терригенные породы изучают визуально при макроскопическом описании керна в полевых и камеральных условиях и лабораторными методами под поляризационным микроскопом.

### 8.1 Макроскопическое описание керна

Описание керна производится согласно общепринятой схеме, приведенной во многих руководствах по литологии и принятой на кафедре геологии и геохимии горючих ископаемых МГУ (Карнюшина Е.Е., Чочия Г.Л., Фадеева Н.П. и Проница Н.В. 1990).

После визуального определения типа породы и ее названия указывают основные диагностические признаки, к которым относятся:

- 1 - цвет, его оттенок, интенсивность, характер распределения в породе;
- 2 – структура (форма, размер породообразующих компонентов и их количественное соотношение);
- 3 – состав породообразующих обломочных компонентов и цемента, их соотношение;
- 4 - текстура (взаиморасположение породообразующих компонентов);

5 – включения (минеральные и органические, характер их соотношения с породообразующими компонентами и текстурой породы);

6 – степень крепости и сцементированности породы;

7 – характер фрагментации породы;

8 - характер излома;

9 – вид реакции с соляной кислотой;

10 – характер взаимоотношения с водой

11 – визуальная пустотность (трещины, поры, каверны)

12 – характер насыщения флюидами

Ниже приведено толкование некоторых диагностических признаков и даны методические указания для их характеристики

Структура породы. При характеристике формы обломков отмечают, прежде всего, степень окатанности зерен (Рис.8.1). По этому признаку выделяют три группы частиц: окатанные (3-4), полуокатанные (2), неокатанные (0-1).

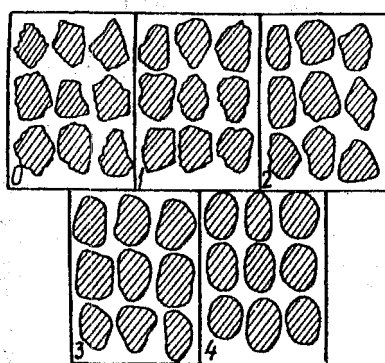


Рис.8.1 Степень окатанности зерен породы

Помимо степени окатанности важно отметить степень изометричности зерен в образце (Рис.8.2).

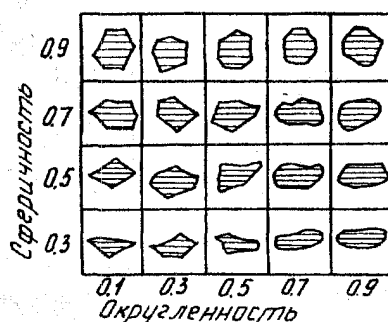


Рис.8.2 Изометричность зерен породы

Степень сортированности породы определяют по соотношению породообразующих фракций (таблица 8.1).



Таблица 8.1 Степень сортированности породы

Балл	Визуальная характеристика	
	Название	Количество фракций
0	Очень плохая	Несколько различных по размерности
1	Плохая	Три и более, каждая в объеме не более 30%
2	Средняя	Две-три, в целом составляющие более 50% объема
3	Хорошая	Одна более 50% и 2-3 смежных по размеру
4	Очень хорошая	Абсолютное преобладание одной

Основными типами текстур терригенных отложений являются массивные, слоистые и нарушенные. При характеристике текстур указывается степень ее выраженности, толщина слоев и слойков, углы их наклона, распределение материала в слойках, морфология нарушений. Один из вариантов генерализованной схемы типов текстур показан на Рис. 8.3.

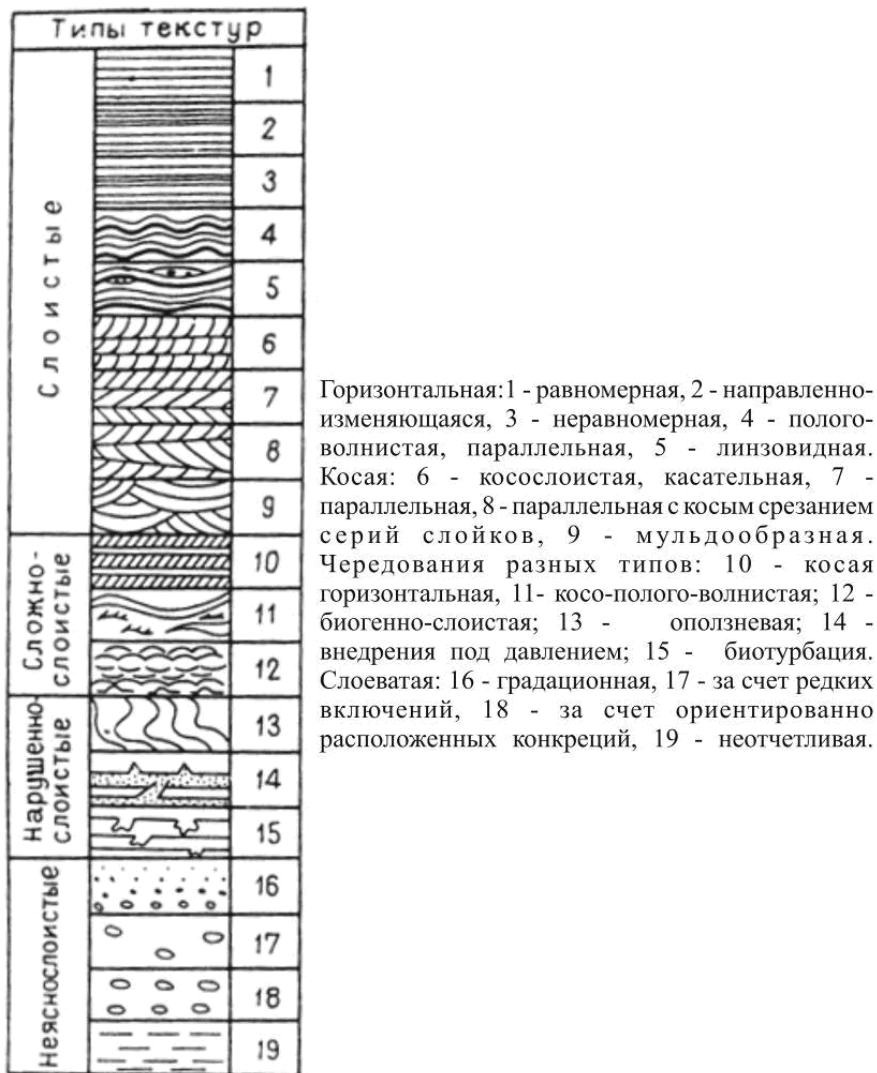


Рис.8.3 Типы слоистости (по П.П.Тимофееву, с упрощением)

При характеристике состава породы перечисляются и описываются ее минералогические и петрографические компоненты в порядке убывания. При описании

желательно указать ориентировочное содержание этих компонентов. Если порода мономинеральная, то отмечаются лишь дополнительные компоненты: «песчаный», «сильно» или «слабо глинистый», «железистый» и т. д.

Цемент в песчано-алевритовых породах различается по составу, структуре и стадии формирования (Таблица 8.2). Он может быть первичным - седиментационным, выпадая в осадок одновременно с обломочными зернами, или аутигенным, - образованным в постседиментационные стадии. Первичность или вторичность цемента устанавливается проводится путем анализа его вещества и характера взаимоотношений с обломочными зернами.

Таблица 8.2 Классификация основных типов цемента

Признаки	Типы
Количество цемента и взаимоотношение с обломочными зернами	Базальный (количества зерен и цемента соизмеримы) Поровый (зерен больше, чем цемента) Соприкосновения или контактовый (зерна значительно преобладают над цементом)
Равномерность распределения	Равномерный Неравномерный- сгустковый или пятнистый
Ориентировка частиц цемента по отношению к обломочным зернам	Неориентированный Ориентированный: а) пленочный (частицы цемента параллельны контуру зерна); б) крустификационный (частицы перпендикулярны контуру зерна); в) регенерационный или нарастания (цемент имеет состав, аналогичный обломочным зернам и одинаковую с ними оптическую ориентировку).
Состав	Глинистый, карбонатный, железистый, гипсовый, кремневый и другие.
Однородность состава	Однородный Смешанный
Степень кристалличности	Аморфный Неперекристаллизованный (тонкозернистый) Перекристаллизованный: а) мозаичный (величина кристаллов сопоставима с зернами); б) пойкилитовый (кристаллы цемента крупнее зерен и включают их в себя)
Стадия образования и последовательность выделения	Сингенетический (седиментационный) Эпигенетический (аутигенный) различных генераций

Аутигенные образования могут присутствовать в обломочных породах в виде изолированных зерен (например, глауконит), микроконкреций и линз (сидерит, пирит), а также в виде псевдоморфоз по различным обломочным и более ранним аутигенным выделениям.

Включения – несущественная по количеству и часто инородная по отношению к основному составу часть породы. Включения описываются подробно, с фик-

сацией их размера, формы, состава, характера расположения, количества, степени сохранности, а для органических остатков - определением систематического положения («двустворки», «серпулы» и т. д.).

Вид реакции с 10 % соляной кислотой (может не фиксироваться при отсутствии реакции) оценивается по пятибалльной шкале: 0- не реагирует, 1- слабо вскипает в порошке, 2- бурно в порошке, 3- слабо в куске, 4- бурно в куске.

Характер взаимоотношения с водой особенно важно оценить при макроскопическом исследовании глин и определении степени их размокаемости в воде. Образования, распускающиеся в воде сразу же после их погружения, называются глинами. Если этот процесс происходит в течение первых суток, глина называется уплотненной. Неразмокающие в воде разности относятся к аргиллитам. К мономинеральным образованиям можно успешно применять визуальное определение минерального состава глин методом капли, предложенное И.Конта, которое основано на использовании свойств глинистых минералов по-разному взаимодействовать с водой, либо с этилен-гликолем [4].

Гидрофобность или гидрофильность песчано-алевритовых пород может служить косвенным признаком их нефтенасыщенности и свидетельствовать о присутствии глинистого гидрофильного либо кремнистого гидрофобного цемента.

Крепость породы определяется по упрощенной трехбалльной шкале, применяющейся в полевых условиях: породы слабые или слабой крепости (ломаются рукой); средней крепости (рукой не ломаются, но сравнительно легко разбиваются молотком); породы крепкие (с трудом разбиваются молотком). Крепость пород не следует путать с твердостью, а также с плотностью, отражающей пористость породы.

Характеристика излома. При макроскопическом описании можно сделать косвенное заключение о структуре глины по характеру излома: однородный раковистый излом свидетельствует о пелитовых структурах (размер частиц менее 0,01 мм), шероховатый излом указывает на примесь алевритовых, либо песчаных зерен. В последних случаях структуры определяются как алевропелитовые, либо песчанопелитовые.

Характеристика пустот. При описании трещиноватых пород следует дополнительно указать следующие особенности: ориентация трещин относительно слоистости и оси керна, ширина и длина трещин, расстояние между ними, зоны сгущения и их выдержанность, характер ветвления и изгибов трещин, характер поверхности стенок (гладкие, ровные, рваные, бугристые, шероховатые, следы скольже-

ния), изменчивость характерных особенностей трещин при пересечении различных литологических разностей, характер и тип заполнения трещин.

Характер флюидонасыщения. При макроописании песчаных и алевритовых пород необходимо отметить наличие или отсутствие признаков нефти и газа и тип коллектора (поровый, кавернозный, трещинный или смешанный).

## **8.2 Построение литологической колонки отложений, вскрытых скважиной**

Построение литологической колонки основано на результатах ГИС и макро-скопического описания колонки извлеченного керна.

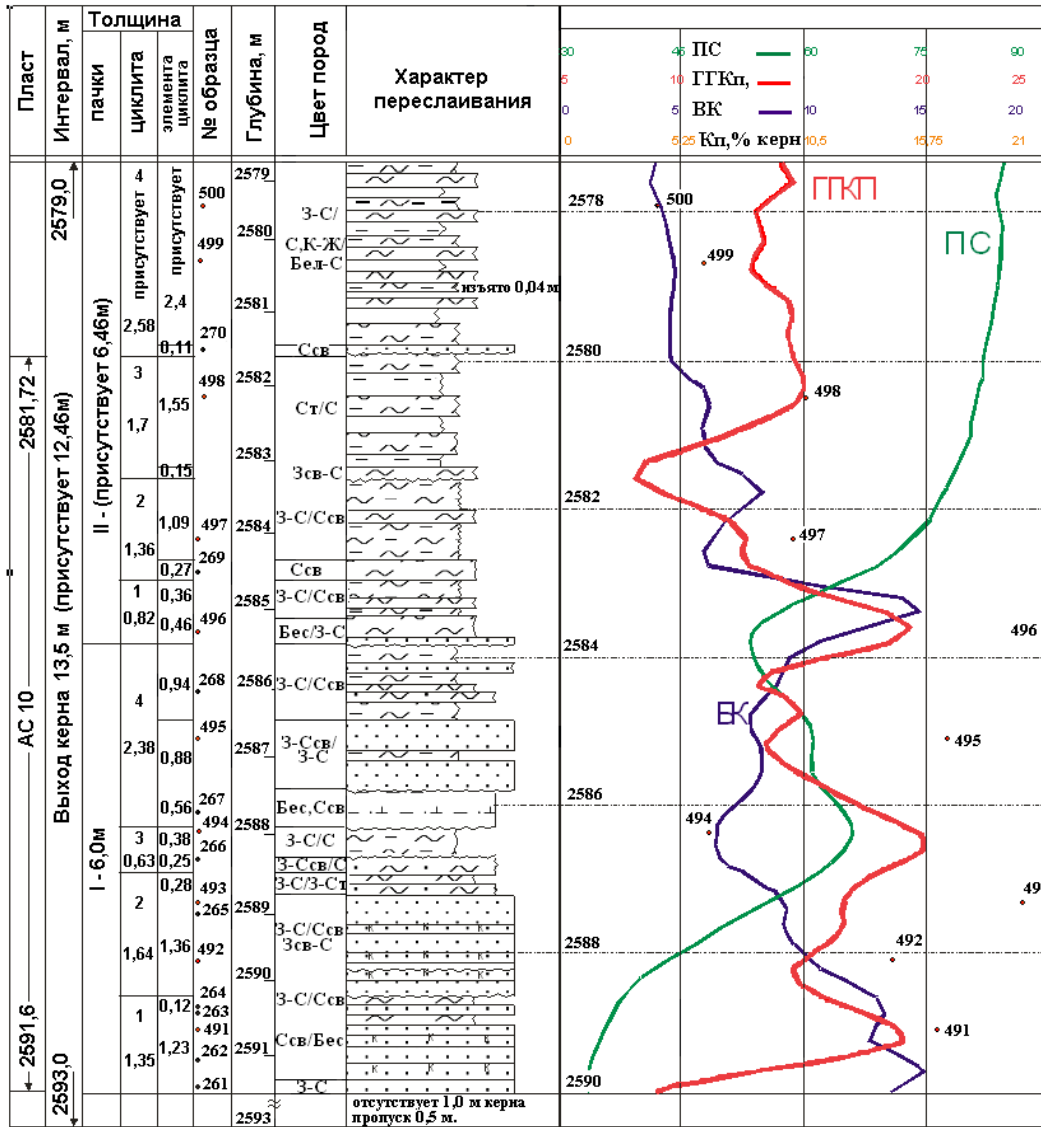
Результаты геофизических исследований скважин (ГИС) необходимо учитывать как при определении глубины залегания, так и мощностей выделяемых пластов. Общий вид литологической колонки скважины и пример условных обозначений для ее построения приведен на Рис. 8.4.

## **8.3 Петрографическое изучение пород в шлифах**

Описание породы в тонком срезе – шлифе, используется для изучения свойств коллектора и покрышек, для определения их условий формирования, пост-седиментационных изменений и пр. Микроскопическое изучение пород является главным инструментом познания их вещественного состава и структуры.

Минеральные вещества по способности пропускать через себя свет в шлифах подразделяются на прозрачные и непрозрачные. Прозрачные - изотропные и анизотропные изучаются, под микроскопом в проходящем свете, непрозрачные - исследуются в отраженном свете.

Изотропные вещества обладают одинаковыми оптическими свойствами во всех направлениях, поэтому двупреломление у них отсутствует, и под микроскопом при скрещенных николях они не просветляются. Характерными представителями изотропных компонентов являются минералы группы гранатов и аморфные образования - опал и обсидиан. Анизотропные минералы поляризуют свет и расщепляют луч на два луча со взаимно перпендикулярными направлениями колебаний. Эти лучи распространяются в минерале с разной скоростью, и возникающая таким образом разница в показателях преломления обуславливает двупреломление. Наиболее часто встречающимися представителями этой группы являются такие породообразующие минералы осадочных пород, как кварц и его разновидности, полевые шпаты, глинистые минералы, карбонаты и сульфаты.



Условные обозначения

**Породы\***

- Глинисто-углистые (Г-У)/глинистые углистые (Гу)
- Алевролитово-углистые (А-У)/алевролитовые углистые
- Глинистые (Г)
- Глинисто-алевролитовые (Г-А) и алевролитово-глинистые
- Алевролитовые (А)
- Песчано-алевролитовые (П-А) и алевролитово-песчаные
- Песчаные (П)
- Брекчии (Бр)
- Конгло-брекчии

- \*1) для ритмов правое ограничение знака зубчатое;
- \*2) структура: мз-мелкозернистая, сз-среднезернистая, кз-крупнозернистая, рз-разнозернистая;
- \*3) +Гр- примесь гравия;
- \*4) К- повышенная карбонатность пород

**Цвет пород\***

- С- серый
- Б- бежевый
- Бес- белесый
- Бур- бурый
- Ч- черный
- К- коричневый
- Ж- желтый

**\* Подстрочные символы**

- 1) св- светлый
- т- темный (например, Ст- темно-серый)
- 2) сочетание цвета через «-» (например, З-С- зеленовато-серый)
- 3) через «/»- чередование пород различного цвета (например, С/К- чередование серых и коричневых пород).

**Границы:** Ровные, Неровные

Рис. 8.4 Фрагмент литологической колонки скважины

Среди непрозрачных минералов в осадочных породах распространены пирит, марказит, магнетит, ильменит, лейкоксен, гематит, лимонит. Для их диагностики в петрографических шлифах используются характеристика габитуса, цвет, блеск и внутренние рефлексы в отраженном свете. Последние возникают при отражении от плоскостей спайности и трещин.

Обломки пород в шлифах узнаются по их в различной степени структурированной основной массе. Диагностика обломков производится путем анализа сочетаний минеральных компонентов, слагающих основную массу обломочного зерна. В случае, когда такая диагностика невозможна, зерна рассматриваются как «неопределимые измененные обломки». По В.Н. Шванову (1987), по степени возрастания устойчивости в процессах седиментогенеза зерна обломков пород образуют такой ряд: глинистые – эффузивные - песчаные - карбонатные - кристаллических пород - кремнистые - кварцитовые. Обломки, указанные в начале ряда, встречаются только вблизи областей размыва. Устойчивые компоненты переносятся на большие расстояния и входят в ассоциации компонентов кварцевых песков.

Шлифы обычно изготавливаются поперек слоистости обломочной породы, так как при таком их расположении возможно получить максимальное количество характеристик породы и составляющих ее компонентов.

### 8.3.1 Описание обломочных пород в шлифах

В целом описание обломочных пород ведется по общей схеме, аналогичной макроописанию. Очередность определений в шлифе следующая:

1. Определяется **прозрачность и цвет** породы в шлифе в обычном свете (при одном никеле).

2. **Микротекстура** определяется по взаиморасположению компонентов породы и другим признакам, характеризующим общий рисунок исследуемого шлифа. Микротекстура может быть беспорядочной, параллельнолопчатой, пятнистой, линзовидной, нарушенной за счет брекчированности и т.д.

3. **Структура** характеризуется путем измерения диаметра зерен и установления степени их окатанности. Выявляются зерна минимального и максимального диаметра, определяется размер преобладающих зерен в рамках стандартных фракций. Установление связи между размером зерен, их формой и степенью окатанности позволяет в дальнейшем делать заключения об особенностях переноса материала, характеризовать источники сноса. Описание корродированных, регенерированных, трещиноватых зерен, типов контактов между ними, наличие или

отсутствие пор дает возможность оценить степень вторичных (постседиментационных) преобразований обломочных пород.

Заканчивается описание структуры указанием процентного соотношения между цементом и обломочной частью породы.

4. **Обломочная часть** породы при описании принимается за 100%. Основными составными компонентами этого количества являются обломочные зерна породообразующих минералов, при характеристике которых указываются их типоморфные особенности и процентное содержание. В состав обломочной части помимо породообразующих входят также акцессорные минералы - минералы, содержащиеся в породе в малых количествах (обычно меньше 1 %), но характерные для определенного типа пород. По характеру акцессориев. может быть установлено родство и происхождение пород, источники сноса и пр.

6. При характеристике **цемента** указывается его количество, состав, структура, тип по характеру взаимоотношения с обломочными зернами.

7. Помимо вышеперечисленных особенностей при описании фиксируются **аутигенные минералы и органические остатки**, а также обособления в виде стяжений и псевдоморфозы.

### 8.3.2 Описание глинистых пород в шлифах

При описании глинистых пород в шлифах выделяются их основные типы, которые затем следует исследовать методами рентгенофазового анализа. Для установления типа глинистой породы требуется определить состав основной минеральной массы, долю и состав неглинистых обломочных примесей, органических остатков, аутигенных минералов и пр.

Порядок описания глинистой породы в шлифе следующий:

1. **Цвет и степень прозрачности** породы в шлифе при одном никеле помогают сделать заключение о присутствии минеральных и органических примесей в основной глинистой массе.

2. **Микротекстура** изучается в шлифах, ориентированных перпендикулярно плоскостям наложения породы. Подобно микротекстурам обломочных пород здесь может наблюдаться слойчатость, линзовидность, пятнистость и другие текстурные рисунки, обусловленные определенным взаиморасположением различных компонентов, входящих в состав глинистой породы, а также возникающие в результате седиментационных и постседиментационных нарушений сплошности отложений.

3. **Структура** глинистой породы в целом, определяется по количественному соотношению пелитовой минеральной массы и компонентов более крупного раз-

мера. По этим признакам выделяются структуры пелитовые, алевропелитовые и другие. В случае присутствия заметных количеств растительных примесей можно говорить о фитопелитовой структуре глинистой породы.

**4. Описание основной глинистой массы** включает характеристику ее строения и оптических свойств:

а) при анализе строения основной массы необходимо оценить ее структуру по размеру и форме глинистых компонентов, а затем рассмотреть характер группировки этих компонентов. Структура основной глинистой массы оценивается по размеру минеральных агрегатов: грубая (более 0,1 мм), крупная (0,1-0,01 мм), мелкая (0,01-0,001 мм), тонкая (менее 0,001 мм). Форма частиц глинистой массы описывается как чешуйчатая, волокнистая, игольчатая и другие. В зависимости от группировки частиц различного размера основная глинистая масса может иметь скрытокристаллическое, колломорфное, беспорядочночешуйчатое, спутанно-волокнистое, ориентированно-агрегатное строение, а также характеризоваться участками с разным типом структуры.

б) минеральный состав глинистой массы предположительно диагностируется по показателю преломления и величине двупреломления.

**5. Обломочные неглинистые примеси** в виде зерен минералов и обломков пород характеризуются по типу их распределения в основной массе (рассеянные, линзы, слойки, гнезда), структуре (размер и форма) и составу.

**6. Органические остатки** в глинистых породах могут быть представлены углефицированным растительным детритом, карбонатными и кремнеземными остатками раковин, водорослей и другими формами органического вещества.

**7. Аутигенные минералы** характеризуются по минеральному составу, форме обособлений, последовательности выделения.

#### **Список литературы к главе 8**

- 1 Обстановки осадконакопления и фации. Под ред. Х.Рединга, пер. с англ. М.: Из-во «Мир», 1990
- 2 Карогодин Ю.Н. Седиментационная цикличность. М., 1980..
- 3 Дафф П., Халам А., Уолтон Э. Цикличность осадконакопления. М., 1971
- 4 Фролов В.Т. Руководство к лабораторным занятиям по петрографии осадочных пород. Из-во МГУ, М., 1964, 309с.

## **9 Гранулометрический анализ**

Для определения гранулометрического состава горных пород существует несколько методик. Наиболее распространенными являются ситовой метод и ме-



тод двойного отмучивания (седиментационный), применяемые для слабо и средне сцементированных горных пород, а также метод исследования в шлифах под микроскопом, применяемый для средне и крепко сцементированных пород. Ситовый анализ применяется преимущественно для характеристики состава псаммитов, а седиментационный анализ используют для характеристики алевроитов и пелитов.

## **9.1 Ситовой анализ**

### Аппаратура и принадлежности.

Агатовая ступка и пестик с резиновым наконечником, аналитические весы с разновесами, стандартный набор сит, кисточка.

Для разделения на фракции ситовым методом без промывки водой обычно пользуются ткаными проволочными и шелковыми ситами.

### Порядок работы

1. Прозекстрагированный и высушенный образец керна размельчают на составляющие его зерна при помощи агатовой ступки и пестика с резиновым наконечником. Допускается применение других способов измельчения горной породы при условии сохранения целостности зерен, составляющих породу.

2. Из приготовленного песчаного материала берут навеску, равную 50 г. Точность определения навески составляет 0,01 г. Навеску высыпают в набор сит, установленных друг на друга в порядке убывания размера отверстий и закрытых поддоном. Применяются сита с размером отверстий 1; 0,5; 0,25; 0,1 мм или в другой комплектации в зависимости от задач исследования.

3. В течение 15 минут встряхивают набор сит и добиваются полного рассеивания песчаного материала.

4. По окончании рассеивания содержимое каждого сита и поддона аккуратно высыпают на глянцевую бумагу, обметая каждое сито кисточкой.

5. Путем взвешивания определяют массу каждой фракции, то есть массу песчаного материала, отложившегося на каждом сите. Точность определения массы составляет 0,1 г.

6. Далее рассчитывается процентное содержание каждой фракции, исходя из того, что навеска 50 г составляет 100%. Суммарная потеря массы при проведении анализа не должна превышать 1%.

## **9.2 Метод гранулометрического анализа Авдусина-Батурина-Осборна (метод двойного отмучивания)**

### Порядок работы.

1. Для проведения анализа из образца отбирается воздушно-сухая навеска породы массой 20 г, которая помещается в фарфоровую чашку и заливается водой.
2. Для выделения песчаных фракций порода в чашке тщательно растирается резиновой пробкой, а образующаяся суспензия сливается в 5-ти литровую банку через сито 0,1 мм. Слив повторяется до тех пор, пока вода в чашке не станет прозрачной. Песчаные фракции с сита переносят в фарфоровую чашку и высушивают.
3. Банку с полученной суспензией доливают водой до верхней отметки и жидкость взбалтывают.
4. Через 20 минут глинистую фракцию с помощью сифона сливают в раковину или другую банку (при сборе глинистой фракции). Слив производится с нижней отметки на банке. Прежде чем слить частицы <0,01мм нужно взять на предметное стекло пипеткой каплю пробы с нижней отметки и замерить размер частиц, находящихся в капле суспензии, под микроскопом. Если в поле зрения остались лишь частицы 0,01мм и менее, а частицы > 0,01мм осели, то можно делать слив. Выделение глинистой фракции повторяется описанным способом до полного удаления фракции из суспензии.
5. Оставшиеся в банке алевритовые фракции переносят в банку меньшего размера (2-3 л) которую доливают до верхней отметки и содержимое вновь взбалтывают.
6. Через 30 секунд с нижней отметки сифоном сливают мелко-алевритовую фракцию (0,05-0,01мм) в 5-ти литровую банку. Контроль за чистотой сливаемой фракции производится под микроскопом, как описано выше. Разделение фракций производится до тех пор, пока вся мелко-алевритовая фракция не будет перенесена в 5-ти литровую банку, а в маленькой банке останется только крупно-алевритовая фракция (0,1-0,05мм).
7. После оседания частиц в банке излишек воды сливается, а фракции переносятся в фарфоровые чашки и высушиваются.
8. Высушенные фракции взвешиваются (песчаные - после предварительного разделения ситовым методом), результаты заносятся в таблицу и рассчитывается

процентное содержание каждой фракции в породе. Содержание глинистой фракции рассчитывается по разности (от навески).

9. Результаты исследований оформляют в виде таблицы 9.1.

Гранулометрический состав представляют в виде таблиц, гистограмм, круговых диаграмм или кумулятивных кривых.

*Таблица 9.1 Результаты исследования гранулометрического состава горной породы*

Площадь.....		Скважина.....	
Дата исследования.....		Лабораторный № обр.....	
Интервал отбора керна, м		Горизонт (пласт).....	
Фракция, мм	Масса, г	%	
Более 1			
0,5-1			
0,25-0,5			
0,1-0,25			
0,05-0,1			
0,01-0,05			
Менее 0,01			

## 10 Рентгеновские методы исследования

### 10.1 Физические основы

Из всех методов определения минерального состава горных пород рентгеновский анализ является наиболее информативным, а для достоверной диагностики глинистых минералов – единственным. Наряду с анализом минерального состава рентгеновские методы позволяют решать немало практических задач грунтоведения, литологии, нефтяной геологии, палеогеографии и др. [7].

Рентгеновское излучение — электромагнитные волны, энергия квантов которых лежит на энергетической шкале между ультрафиолетовым излучением и гамма-излучением, что соответствует длинам волн от  $10^{-4}$  до  $10^2$  Å (от  $10^{-14}$  до  $10^{-8}$  м). Рентгеновские лучи с длиной волны 0,05–2 Å получили наиболее широкое применение на практике, и используются при просвечивании образцов горных пород для изучения их строения, структуры и химического состава.

Источником рентгеновского излучения в лабораторных условиях является специальные разрядные трубки, внутри которых размещаются 2 электрода: отрицательный (катод), в виде вольфрамовой нити, и положительный (анод), представляющий собой пластинку, установленную под углом к нити. При прохождении

по катоду электрического тока нить раскаляется, электроны вылетают из нее и с большой скоростью устремляются к аноду. При торможении электронов в материале анода возникает рентгеновское излучение разных длин волн.

Группа рентгеновских методов включает следующие виды исследования минерально-компонентного состава горных пород:

- рентгенофазовый анализ (РФА) (см. гл. 10.2);
- рентгеноспектральный (рентгенофлуоресцентный) анализ (РСФА) (см. кн.2);
- компьютерная томография (см. гл. 10.3) и др.

## **10.2 Рентгенофазовый анализ**

Рентгенофазовый анализ – один из самых совершенных методов диагностики минеральных тел, позволяющий изучать любые кристаллические тела: определять минеральный состав горных пород, изучать внутреннее строение минералов, определять минералогическую принадлежность тел, размер которых недоступен геологическому оптическому микроскопу. С помощью рентгеновского анализа можно успешно изучать многокомпонентные минеральные смеси, например, глинистые образования, в составе которых всегда присутствует большая группа минералов с размером частиц менее 0,001 мм.

В основе рентгеновского метода исследования минеральных тел лежит способность рентгеновских лучей проникать в кристаллическую решетку минералов. Рентгеновские лучи отражаются от плоскостей кристаллической решетки минералов, поступают в счетчик рентгеновского прибора и далее в пересчетное устройство. После этого результаты анализа записывают в виде графического изображения – дифрактограммы, которая является показателем межплоскостных расстояний  $d_{hkl}$  кристаллической решетки минерала и их относительных интенсивностей  $J$ .

У каждого минерала, т.е. каждой кристаллической решетки, есть своя характерная дифрактограмма (Рис.10.1). Следует отметить, что аморфные тела дифрактограмм не дают.

Для работы используют специальные рентгеновские аппараты различных типов с программным управлением, процессом анализа и устройством для вывода информации в цифровом виде. Аппараты обладают высокой чувствительностью и скоростью анализа. Время измерения одного образца минерального тела составляет около 30 мин.

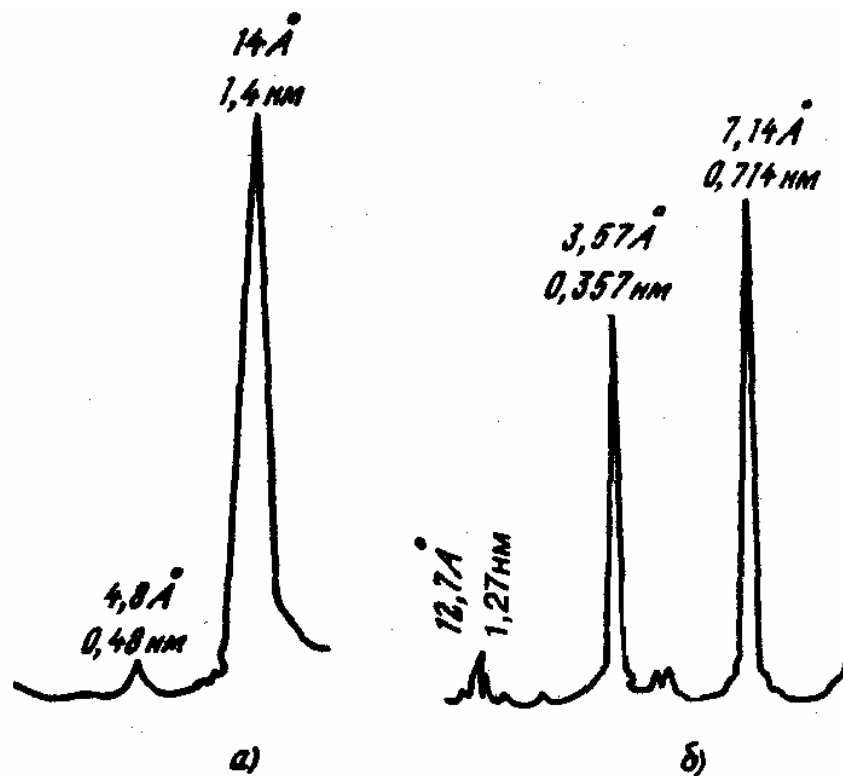


Рис.10.1 Дифрактограммы глинистых минералов: а) – каолинит б) - монтмориллонит

Приготовление препаратов для анализов. Для изучения минералов и минерального состава горных пород подбирают характерный образец. Из него обирают пробу массой 2-3 г и растирают в агатовой ступке до состояния порошка. Кювету из оргстекла или металла смазывают машинным маслом. Всю кювету заполняют приготовленным порошком и запрессовывают нажатием металлической или стеклянной пластинки. Кювету с пробой устанавливают в рентгеновский аппарат.

Для расшифровки результатов рентгеновского анализа необходимо иметь: 1) дифрактограмму; 2) таблицу межплоскостных расстояний; 3) рентгеновский определитель минералов; 4) линейку угловых отметок.

Работа по расшифровке дифрактограммы и определению минерала сводится к сопоставлению данной дифрактограммы с эталонными значениями (Таблица 10.1).

Таблица 10.1 Эталонные дифрактограммы минералов

Минерал	Межплоскостное расстояние $d_{hkl}$ и интенсивность отражений $J$									
	$d_{hkl}$	$J$	$d_{hkl}$	$J$	$d_{hkl}$	$J$	$d_{hkl}$	$J$	$d_{hkl}$	$J$
Монтмориллонит	1,15 – 1,53	10	0,445	8	0,255	8	0,318	6	0,149	8
Гидрослюда	0,998	8	0,447	8	0,256	8	0,331	6	0,497	4
Каолинит	0,713	10	0,356	10	0,256	7	0,248	6	0,233	8

Мусковит	1,003	10	0,334	9	0,257	9	0,452	7	0,502	5
Кварц	0,334	10	0,1813	9	0,1539	9	0,424	5	0,245	5
Ортоклаз	0,318	10	0,402	9	0,380	8	0,333	7	0,2995	7
Гипс	0,3074	10	0,2075	9	0,435	8	0,269	8	0,77	4
Кальцит	0,3029	10	0,1869	9	0,1912	8	0,209	7	0,2277	6
Галит	0,281	10	0,200	9	0,1625	6	0,126	10	-	-
Пирит	0,163	10	0,2696	8	0,2417	8	0,221	7	0,1908	6

С помощью рентгеновского анализа, кроме качественного состава, можно определять количественное содержание минералов в данной горной породе.

При проведении специальных петрофизических исследований чаще используют рентгеновские дифрактометры, как отечественные (например, ДРОН-6 из известного семейства ДРОНов, изготовитель НПП «Буревестник»), так и импортные (например, фирмы RIGAKU MultiFlex /Япония/, фирмы MAC Science /Япония/, фирмы Shimadzu Corporation /Япония/ и т.д.).

Широко применяется метод терморентгенографии, который позволяет изучать механизм изменения и структуру минеральных тел при их нагревании или охлаждении.

### **10.3 Рентгеновская томография**

Компьютерная рентгеновская томография основана на неразрушающем изучении внутренней структуры материала и является методом послойного исследования структуры неоднородных образцов горных пород в рентгеновском излучении, основанный на зависимости линейного коэффициента поглощения в рентгеновском диапазоне от состава и плотности вещества. Другими словами, при просвечивании образца рентгеновские лучи в дефектах породы – кавернах, трещинах, поглощаются меньше, чем в более плотных участках. Если детектором служит фотопленка, то на ней получается изображение этих дефектов в виде темных точек, линий или пятен.

С помощью томографов могут изучаться различные свойства образца: пористость, объемная плотность, плотность матрицы, нефте- и водонасыщенность, литология, распределение пор по размерам, вязкость, влажность, диффузионный коэффициент, зоны разрушения, степень проникновения бурового раствора, сжимаемость и др. Быстрое сканирование может обеспечить воссоздание изображений в очень короткий временной интервал, наблюдение динамики течения флюида через породу. Именно эта визуализация характеристик керна в динамических условиях и делает компьютерную томографию незаменимой в науке.

Томограф позволяет сканировать и регистрировать параметры, как на дискретных интервалах керна, так и на полноразмерном керне. Кроме того, автоматизированная рентгеновская система может работать как в горизонтальном, так и в вертикальном положении для моделирования реального рельефа. Вертикальная ориентация идеально подходит для контроля медленных скоростей газовых потоков или для предотвращения влияния гравитации на высокоскоростные потоки нефть-вода на образцах с высокой проницаемостью.

Обработка с помощью компьютерных программ данных рентгеновской томографии позволяет математически реконструировать пространственное распределение той или иной характеристики вещества внутри объекта.

Метод компьютерной томографии позволяет:

- получить представление о внутренней структуре породы, регистрируя изображения как поперечных, так и послойных сечений образца;
- воссоздать строение матрицы с помощью коэффициентов аттенюации (линейного ослабления).

Принцип работы томографа следующий. Рентгеновский источник излучает импульсное излучение в виде веерообразного луча, который ослабляется при прохождении через образец; величина этого ослабления измеряется детекторами.

При *сканировании* источник и детектор поворачиваются вокруг оси изучаемого объекта в одной плоскости. Станина, на которой расположены источники параллельных лучей и детекторы, вращается вокруг оси объекта в той же плоскости. Так как трубка излучает плоские сфокусированные лучи, они «делают» тонкий срез (0,5–25 мм) объекта, но при этом теряют первоначальную интенсивность. Источник импульсный, и перед каждым импульсом происходит поворот станины. Соответственно, с каждым смещением на  $1-3^{\circ}$  получается массив проекций коэффициентов аттенюации. Когда станина повернется на  $360^{\circ}$ , серии различных проекций становятся доступными для математического моделирования среза. Если объект сдвинуть, можно аналогичным образом получить другой срез.

Использование РТ по схеме, впервые предложенной в медицинской рентгенографии, позволяет повысить контраст теневых изображений структуры пустотного пространства образца. При фиксированном положении источника излучения на фотопленке образуется теневое изображение, являющееся суммой проекций всех слоев образца, через которые проходит пучок. Если в процессе съемки синхронно перемещать источник и фотопленку (или источник и образец, образец и фотопленку) так, чтобы пучок проходил в процессе экспозиции только через один

и тот же участок образца в определенном слое, то изображение этого участка получится наиболее четким, изображения других участков окажутся «размазанными».

Интенсивность излучения при прохождении через объект падает из-за поглощения и рассеяния. Интенсивность данного рассеяния зависит от плотности изучаемого объекта, а также от энергии излучения. Более плотный материал вызовет большую деформацию потока. При обработке сигнала измеряется коэффициент аттенюации (линейного ослабления). С его помощью рассчитывается так называемое томографическое число СТ – постоянный параметр для каждого типа вещества.

$$СТ = (\mu - \mu_w) K / \mu_w, \quad (10.1)$$

где  $\mu$  - коэффициент аттенюации в точке;

$\mu_w$  - коэффициент аттенюации для воды;

$K$  – постоянный множитель (обычно  $K = 1000$ ).

Значения СТ для основных исследуемых веществ приведены в таблице 10.2.

Коэффициенты аттенюации изменяются в довольно широких пределах, и компьютер фиксирует данные изменения, отражая происходящее в графическом виде. Весь процесс занимает около одной минуты.

Таблица 10.2. Томографическое число для основных исследуемых веществ

<i>Материал</i>	<i>Томографическое число</i>
Песчаник (сухой)	400
Песчаник (водонасыщенный)	600
Песчаник (с остаточной водой)	540
Вода	0
Нефть	-50
Воздух	-1000

Томографическое сканирование успешно используется для определения петрофизических свойств породы, продуктивности того или иного пласта. Томография позволяет получать значения объемной плотности и водонасыщенности породы.

Преимущества использования томографии для определения пористости могут быть охарактеризованы следующим образом:

- непрерывное измерение пористости образца, заключенного в кернодержатель;



- визуализация изменения пористости и распределения пор, построение гистограмм пористости;

- обнаружение высоко- и низкопористых прослоев и трещин.

Распределение пористости внутри сплошного образца может быть определено путем составления послойных гистограмм пористости, полученных при томографическом сканировании. Полученные данные служат полезным индикатором неоднородности пористости.

Как и измерения объемной плотности, измерения пористости могут быть представлены с использованием методов либо однократного, либо множественного сканирования.

Обычно при определении пористости методом однократного сканирования рассматриваются однородные образцы. Была показана корреляционная связь между томографическим числом и пористостью. Впрочем, флюидонасыщенность и изменения в минералогии должны быть известны заранее.

Так как образец керна состоит из скелета породы и порового флюида (нефть, газ, вода), на измеряемое томографическое число влияют параметры и породы, и пористости. Основным источником ошибки в данном методе являются неверные предположения касательно литологии и флюидонасыщенности.

В отличие от методов однократного сканирования, в методах двойного сканирования требуются повторные измерения в физически схожих участках с различной флюидонасыщенностью. Пористость каждого участка может быть определена точно только поточечным «вычитанием» двух образов и делением на калибровочную постоянную. Обычно сначала представляют измерения сухого вещества, а потом – насыщенного.

На этот метод не влияют изменения минерального состава, и информация о нем не требуется.

Два недостатка метода двойного сканирования – необходимость экстрагирования и сушки образца и дополнительное время для повторных измерений.

При сравнении значений пористости, полученных с помощью традиционных методов и методов двойного сканирования, обнаруживается хорошая согласованность.

Ранее измерение предполагало наличие одного компонента - жидкости или воздуха, заключенного в порах. Компьютерная томография позволяет различать воду и нефть, содержащиеся в пустотах. Добавление иодида калия к жидкой фазе увеличивает контраст и делает флюид более распознаваемым. В свою очередь,

контраст с органической фазой мог бы быть повышен с добавлением тетрахлорида углерода или других органических веществ с высоким атомарным числом.

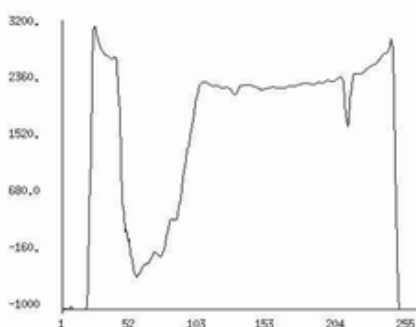
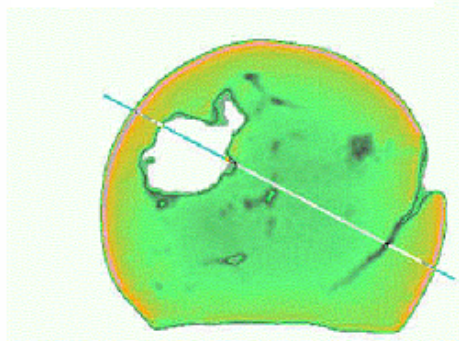
Возможно определение и двухфазной флюидонасыщенности в порах. Для этого требуется после двойной компьютерной томографии образца (однократной, если образец полностью насыщен одномольным раствором йодистого калия) провести другие, когда образец полностью насыщен нефтью. Тогда эти первоначальные измерения используются при подсчете изменяющейся флюидонасыщенности в течение эксперимента по насыщению.

Когда порода содержит три вида флюида, и насыщенность одного из них известна, сканирование позволяет определить насыщенности двух других. К примеру, эта процедура обеспечивает количественный подсчет водо- и газонасыщенности, когда остаточная нефтенасыщенность постоянна и известна из предшествующих (независимых) измерений.

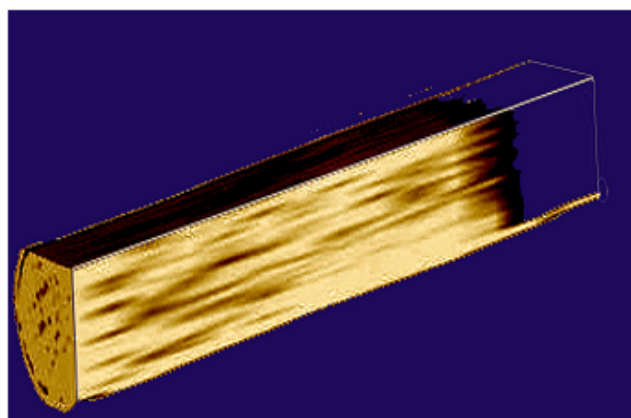
В рентгеновской томографии для сканирования керна используют компьютерный томограф третьего поколения Philips Tomoscan 60/ТХ, базовое программное обеспечение для медицинской компьютерной томографии и геотехническое программное обеспечение TerraTek CoreScan™ [9]. Это поколение сканеров использует систему сбора данных "rotate-rotate" («вращение-вращение»), в которой и источник рентгеновского излучения и матрица детекторов вращаются вокруг образца. Рентгеновская трубка смонтирована на аппаратурном кольце, напротив матрицы из 576 радиационных детекторов. Кольцо вращается на 360° вокруг сканируемого образца.

Базовое программное обеспечение для медицинской компьютерной томографии генерирует томографическое изображение. далее эти изображения поступают на рабочую станцию Sun SPARCstation, где они обрабатываются при помощи программного обеспечения CoreScan В качестве примера на Рис. 10.2 (цветная вкладка) приведены результаты исследований образцов.

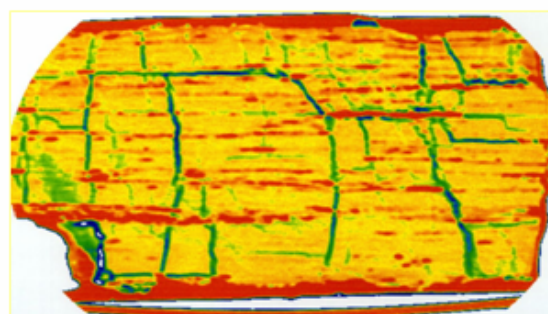
**Рентгеновская томография и относительные проницаемости.** Томограф позволяет проводить автоматические измерения относительной проницаемости в системах жидкость-жидкость или газ-жидкость на образцах керна стационарными или нестационарными методами в условиях пласта. При проведении исследований на автоматизированных рентгеновских установках нового поколения (типа AXRP-300) фиксируются мгновенные профили насыщения, записываемые при нестационарных течениях. Затем по этим данным вычисляют нестационарные кривые относительной проницаемости.



Поперечный разрез кавернозно-трещинного участка образца



Трёхмерный образ процесса формирования зацементированных углеводородов при обводнении



Томограмма внутренней структуры трещиноватого керна

*Рис.10.2 Результаты томографического сканирования керна*

Рентгеновская томография, применяемая при исследованиях относительных проницаемостей, позволяет изучать гетерогенность образцов горной породы, измеряемую как функция времени и расстояния, дискретные средние значения для насыщения, профиль насыщения, следить за фронтом потока и измерять краевые эффекты с контролем насыщения в реальном времени.

Применение методов компьютерной томографии в газонефтепромысловой области может быть охарактеризованы следующими разделами:

- геологические характеристики (литология, петрография, текстура, структура, минералогический анализ, соотношение глинистость-песчанистость, корреляция керновых данных с каротажем, идентификация глинистых частиц)
- выявление трещин и деформированных участков, литологических неоднородностей, тонких непроницаемых барьеров, глинистой корки, зон проникновения бурового раствора, газонасыщенных областей и типов разрушений

- базовые петрофизические свойства (объемная плотность, пористость, проницаемость и флюидонасыщенность).

### Список литературы к главе 10

1. Ананьев В. П., Потапов А. Д. Основы геологии, минералогии и петрографии. Учеб. для ВУЗов - М.: Высш. шк., 2005. – 398с.: ил.
2. Геологический словарь, т.1 – М., Недра, 1978.
3. Кузнецов В. Г. Методы исследования осадочных пород и обработки аналитических данных. Учебное пособие. М., 2005.
4. Кузнецов В. Г. Глинистые породы. Состав, строение, происхождение, методы исследования. Учебное пособие. М., 2005.
5. Пушаровский Д. Ю.. Рентгенография минералов. М., ЗАО Геоинформмарк, 2000, 296с.
6. Растровая электронная микроскопия и рентгеновский микроанализ (в 2-х книгах) т 1 - М., Мир, 1984 — 303 с.
7. Шлыков В. Г.. Рентгеновские исследования грунтов. М., Издательство МГУ, 1991.
8. . [www.terratek.com](http://www.terratek.com)

## 11 Растровая электронная микроскопия

Реальная разрешающая способность обычных оптических микроскопов, достигаемая при изучении шлифов, составляет 0,01-0,005мм. При этом необходимо учитывать, что это в несколько раз меньше толщины стандартного шлифа, то есть, отдельные частицы и кристаллы таких размеров практически уже не исследуются.

Для изучения тонкодисперсных пород, прежде всего, глинистых, а также некоторых других используются электронные микроскопы, увеличение которых достигает миллиона раз, а разрешающая способность составляет  $10^{-9} - 10^{-10}$  м [1].

Электронная микроскопия позволяет изучать частицы размером менее 0,001 мм, а также поверхности минералов и горных пород. Растровый электронный микроскоп (РЭМ) построен аналогично просвечивающему, но, в отличие от него, имеет подвижный исследовательский зонд - тонкосфокусированный пучок электронов. При этом используется телевизионный принцип развертки пучка в растр (в кадр). Отсюда и название - растровый электронный микроскоп. В англоязычных странах используется другое название - сканирующий электронный микроскоп (СЭМ),

имея в виду, что пучок электронов сканирует, то есть пробегает по некоторому участку поверхности образца.

В электронных микроскопах просвечивающего типа на экране видны контуры изучаемых частиц, что позволяет определять их размер и форму, а по ним иногда и минеральный состав.

Растровая электронная микроскопия имеет ряд преимуществ:

1. Возможность непосредственного наблюдения массивных образцов без специального их препарирования. Только в случае диэлектриков требуется напыление на образец проводящей пленки металла толщиной до 200 ангстрем, обеспечивающей отекание зарядов.

2. Возможность наиболее полной передачи характера структуры объемных образцов.

3. Большой диапазон постепенно возрастающих увеличений от светооптических (20 — 1000 раз) до электронно-микроскопических (100— 400 тыс. раз).

4. Достаточно большое поле зрения площадью образца  $10 \times 10 \text{ мм}^2$ .

5. Возможность проводить локальный электронно-зондовый химический анализ образцов.

Принцип работы растровых (сканирующих) электронных микроскопов – сканирование электронным лучом поверхности свежего скола породы, покрытого путем напыления тончайшей пленкой металла для отражения электронов, и передачи на экран монитора четкой, практически объемной, картины. Тем самым изучается размер и морфология, то есть структура фрагментов, и на этой основе – их минеральный состав. Благодаря возможности широко менять масштаб изображения можно изучать не только очень тонкодисперсные глинистые минералы, но и морфологию более крупных кристаллов, остатков раковин, характер поверхности аморфных выделений, структуру порового пространства, характер ее заполнения и пр. [3] (Рис. 11.1).

#### **Устройство и принцип действия растрового электронного микроскопа**

Растровый электронный микроскоп (Рис.11.2) состоит из следующих основных узлов: электронной пушки 1...3, эмитирующей электроны; электроннооптической системы 4...10, формирующей электронный зонд и обеспечивающей его сканирование на поверхности образца 12; системы, формирующей изображение 11...17. РЭМ имеет вакуумную камеру, которая служит для создания необходимого разряжения ( $\sim 10^{-3}$  Па) в рабочем объеме электронной пушки и электронно-оптической системы. Составными частями микроскопа являются механические

узлы (шлюзы, гониометрический стол и т.д.), обеспечивающие установку и перемещение образца.

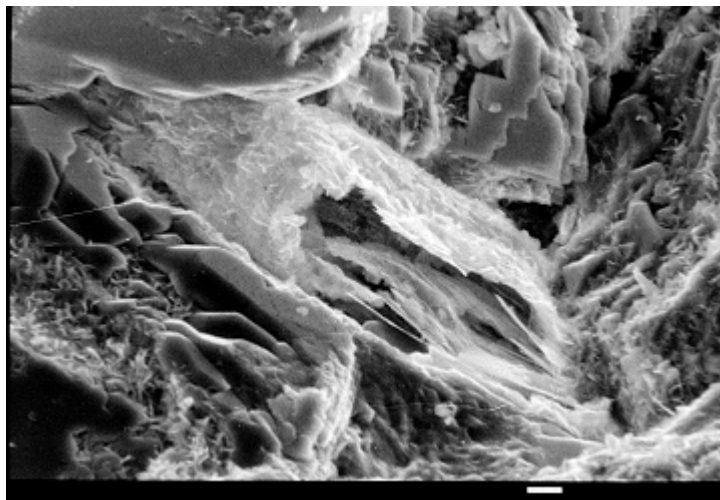


Рис.11.1 Фото под РЭМ образца породы из пласта БВ8-1Вань-Еганского месторождения.. Глубина отбора 2237,77 м. Длина маркера – 10 мкм.

Электронная пушка состоит из катода 1, цилиндра Венельта 2 и анода 3. Обычно в качестве катода используется вольфрамовая V-образная проволока, согнутая под углом, как это показано на рисунке.

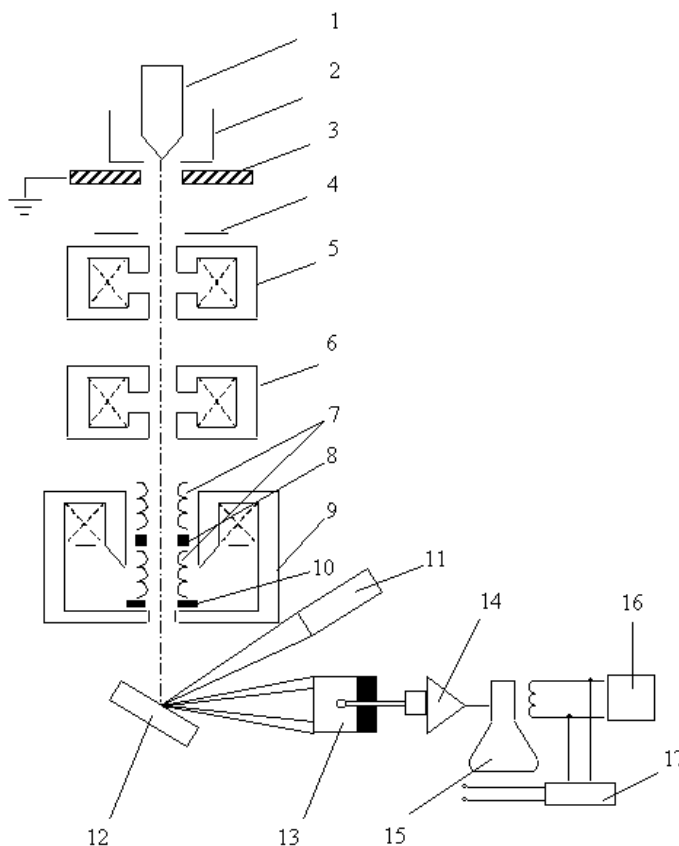


Рис. 11.2 Схема растрового электронного микроскопа. 1 – 3 - электронная пушка, 4 – 10 электроннооптическая система, 12 – образец, 11...17 - система, формирующая изображение [6]

При нагреве катода прямым пропусканием тока происходит термоэмиссия электронов. Электроны ускоряются напряжением, приложенным между катодом и анодом, которое можно изменять от 1 до 50 кВ. Цилиндр Венельта имеет высокий отрицательный потенциал и служит для регулировки потока электронов. Пучок электронов от пушки проходит через три электромагнитные линзы 5, 6, 9. Фокусировка потока электронов осуществляется магнитным полем, имеющим осевую симметрию. Оно создается электромагнитной линзой, которая представляет собой соленоид. Магнитное поле возникает при пропускании электрического тока через обмотку соленоида, концентрируется с помощью так называемого полюсного наконечника и воздействует на проходящий через него поток электронов. Фокусное расстояние линзы можно плавно регулировать путем изменения силы тока в обмотке соленоида. В системе имеются две диафрагмы 4, 10, ограничивающие расходимость пучка электронов.

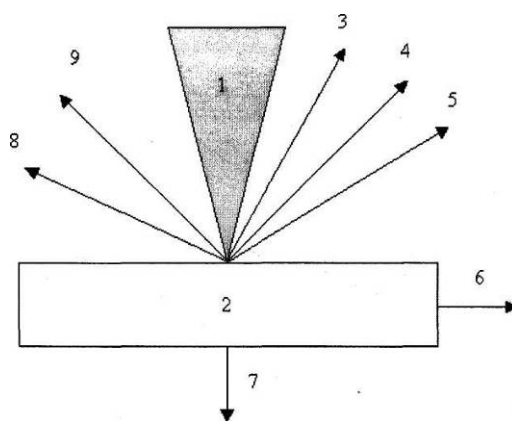
Образец 12 крепится на предметном столике, который может перемещаться в трех взаимно перпендикулярных направлениях, допускает наклон образца до  $90^\circ$  к электронно-оптической оси и вращение вокруг оси от  $0$  до  $360^\circ$ . Электронный пучок, сфокусированный на поверхности образца, вызывает появление отраженных, вторичных и поглощенных электронов, которые используются для получения изображения поверхности образца. Эти сигналы улавливаются специальными детекторами. На схеме РЭМ (рис.3) представлен только один из возможного набора тип детектора, используемый для регистрации вторичных электронов 13. В детекторе поток электронов преобразуется в электрический сигнал (ток). После прохождения тока через усилитель 14 модулируется яркость экрана.

В основе работы РЭМ лежит следующее физическое явление. При облучении поверхности объектов тонко сфокусированным пучком электронов - зондом в приповерхностной области формируется так называемая зона генерации сигналов, имеющая грушевидную форму [2] При этом из зоны генерации начинается эмиссия различных частиц, в том числе оже-электронов, вторичных электронов, отраженных электронов, характеристическое рентгеновское излучение и др (см рис. 11.3). [2]. Каждый из этих сигналов несет определенную информацию о составе и строении образца. Например, с помощью характеристического рентгеновского излучения можно определить, из каких химических элементов состоит образец; оже-электроны позволяют узнать химический состав тончайшего (до 10 ангстрем) поверхностного покрытия и т.д. Ученых, изучающих микроструктуру образцов, больше всего интересует сигнал вторичных электронов. Дело в том, что этот

сигнал, большая часть которого состоит из медленных электронов с энергиями до 50 эВ, несет в себе информацию о морфологии поверхности исследуемого образца. Энергия вторичных электронов пропорциональна углу наклона элементарной площадки на поверхности образца, из которой они вылетают. Собирая эти электроны и детектируя их по энергиям, можно получить изображение элементарной площадки в данной точке в виде пятна определенной яркости. Пучок электронов сканируется по поверхности образца, то есть дискретно построчно "обегаем" всю исследуемую поверхность.

Для получения изображения поверхности образца используются вторичные, отраженные и поглощенные электроны. Остальные излучения применяются в РЭМ как дополнительные источники информации.

Благодаря малой длине волны рентгеновского излучения, рентгеновский микроскоп может достигать дифракционного разрешения порядка нескольких десятков *нм*, тем самым, занимая промежуточное положение между оптическим и электронным микроскопами. Он позволяет изучить не только распределение общей плотности вещества, но и распределение плотностей отдельных химических элементов по их характеристическому рентгеновскому излучению (поглощению).



*Рис.11.3 Эффекты взаимодействия электронного луча с объектом. 1 - электронный луч, 2 - объект, 3 - отраженные электроны, 4 - вторичные электроны, 5 - Оже-электроны, 6 - ток поглощенных электронов, 7 - прошедшие электроны, 8 - катодолуминесцентное излучение, 9 - рентгеновское излучение*

По способу формирования изображения различают проекционный, контактный, отражательный и дифракционный рентгеновский микроскопы. По принципу регистрации рентгеновский микроскоп может быть изображающим, образующим действительное или теньевое изображение объекта, или сканирующим (растровым), который регистрирует излучение от одного элемента объекта, находящегося на оптической оси микроскопа, а полное изображение (растр) создается при последовательном перемещении объекта относительно оси микроскопа с по-



мощью прецизионного механизма. Преимущество последнего способа регистрации – независимость разрешения от полевых аберраций оптической системы и, следовательно, отсутствие ограничений на величину поля зрения.

### **Список литературы к главе 11**

1. Кузнецов В. Г. Методы исследования осадочных пород и обработки аналитических данных. Учебное пособие. М., 2005.
2. Кузнецов В. Г. Глинистые породы. Состав, строение, происхождение, методы исследования. Учебное пособие. М., 2005.
3. Геологический словарь, т.1 – М.: Недра, 1978.
4. Практическая растровая электронная микроскопия/Под ред. Дж. Гоулдстейна и Х. Яковица. М.: Мир, 1978. 656 с.
5. Растровая электронная микроскопия и рентгеновский микроанализ (в 2-х книгах) т 1 - М.: Мир, 1984 — 303 с.
6. [www.lab.bmstu.ru/rem](http://www.lab.bmstu.ru/rem)

Учебное издание

Иванов Михаил Константинович  
Бурлин Юрий Константинович  
Калмыков Георгий Александрович  
Карнюшина Евгения Емельяновна  
Коробова Наталья Ивановна

**Петрофизические методы исследования кернового материала  
(Терригенные отложения)**  
Книга 1

Подписано к печати 03.07.2008  
Формат 60x90 1/16      Гарнитура Arial  
Усл. печ. л. 10.0  
Тираж 200 экз.

Ордена «Знак Почета» издательство Московского университета,  
125009, Москва, Б.Никитская, 5/7

Отпечатано

Бесплатно