

Федеральное государственное бюджетное  
Образовательное учреждение высшего образования  
«Тюменский индустриальный университет»

На правах рукописи



Москаленко Наталья Юрьевна

**ПОВЫШЕНИЕ ДОСТОВЕРНОСТИ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ФИЛЬТРАЦИОННО-  
ЕМКОСТНЫХ СВОЙСТВ И НАСЫЩЕННОСТИ КОЛЛЕКТОРОВ СЕНОМАНА  
ПО КОМПЛЕКСУ КЕРН-ГИС НА ОСНОВЕ УСОВЕРШЕНСТВОВАННОЙ  
ТЕХНОЛОГИИ ИССЛЕДОВАНИЯ СЛАБОСЦЕМЕНТИРОВАННОГО КЕРНА**

Специальность 1.6.9. – Геофизика

Диссертация на соискание ученой степени  
кандидата геолого-минералогических наук

Научный руководитель:  
Кандидат геолого-минералогических наук,  
старший научный сотрудник Мамяшев В.Г.

Тюмень - 2022

## ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	4
ГЛАВА 1 ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА СЕНОМАНСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ И МЕХАНИЗМА УПЛОТНЕНИЯ .....	13
1.1    Общая характеристика объекта исследований и района работ .....	13
1.2    Физико-литологическая характеристика пород .....	17
1.3    Условия уплотнения и факторы, определяющие слабую сцементированность пород сеноманского возраста .....	29
1.4    Характеристика фильтрационно-емкостных свойств пород .....	36
ГЛАВА 2 АНАЛИЗ И УСОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИЙ ОТБОРА И ИЗГОТОВЛЕНИЯ ОБРАЗЦОВ КЕРНА СЛАБОСЦЕМЕНТИРОВАННЫХ ПОРОД .....	40
2.1    Основные этапы развития технологий петрофизических исследований слабосцементированных пород .....	41
2.2    Анализ современных технологий отбора керна слабосцементированных пород, его препарирования и изготовления образцов .....	44
2.3    Экспериментальные исследования влияния низкотемпературных технологий на состояние и фильтрационно-емкостные свойства песчано-глинистых пород .....	63
2.4    Усовершенствованная технология изготовления и подготовки образцов слабосцементированных пород к петрофизическим исследованиям .....	71
ГЛАВА 3 ПОВЫШЕНИЕ ДОСТОВЕРНОСТИ ОПРЕДЕЛЕНИЙ ФИЛЬТРАЦИОННО- ЕМКОСТНЫХ СВОЙСТВ И ПЛОТНОСТИ СЛАБОСЦЕМЕНТИРОВАННЫХ ПОРОД..	75
3.1    Анализ качества результатов определений пористости и плотности слабосцементированных пород по керну и данным ГИС .....	75
3.2    Анализ качества результатов определений абсолютной проницаемости слабосцементированных пород по керну и данным ГИС .....	97
3.3    Анализ качества результатов определений остаточной водонасыщенности и водоудерживающей способности рассматриваемых пород по керну и данным ГИС .....	103
3.4    Усовершенствованная технология исследований ФЕС слабосцементирован- ного керна .....	106
ГЛАВА 4 ПОВЫШЕНИЕ ИНФОРМАТИВНОСТИ И ДОСТОВЕРНОСТИ РЕЗУЛЬТАТОВ ИССЛЕДОВАНИЙ УДЕЛЬНОГО ЭЛЕКТРИЧЕСКОГО СОПРОТИВЛЕНИЯ КОЛЛЕКТОРОВ СЕНОМАНА .....	110
4.1    Современное состояние моделирования зависимостей параметров удельного электрического сопротивления слабосцементированных пород.....	110

4.2	Усовершенствование технологии моделирования удельного электрического сопротивления слабощементированных пород и методики определения коэффициентов объемной и остаточной водонасыщенности .....	116
4.3	Повышение достоверности определения характера насыщенности с учетом особенностей проведения экспериментов по ОФП в системе «нефть-вода» для слабощементированных пород .....	126
4.4	Особенности прогноза обводненности притока из пород сеноманского возраста по комплексу «керна-ГИС».....	131
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	134
	Перечень сокращений и обозначений .....	135
	Список литературы.....	138
	Список рисунков .....	152
	Список таблиц .....	157

## **ВВЕДЕНИЕ**

### **Актуальность темы исследования**

Комплекс терригенных осадочных отложений сеноманского возраста Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции содержит в себе уникальные по объемам запасы газа и нефти. Продуктивность этих отложений установлена на обширной её территории от северных районов Ханты-Мансийского автономного округа и практически на всей территории Ямало-Ненецкого автономного округа. В пределах этого комплекса выявлены десятки газовых и нефтяных месторождений среди них такие уникальные и гигантские как Уренгойское, Ямбургское, Медвежье, Юбилейное, Вынгапуровское, Тазовское, Заполярное, Мессояхское, Пяяхинское, Находкинское, Русское, Бованенковское, Харасавэйское, Комсомольское и др.

Залежи газа и нефти сеноманского осадочного комплекса приурочены к пластам ПК<sub>1-3</sub> покурской свиты, сложенным преимущественно слабосцементированными песчано-алевритовыми породами. Слабая цементация пород-коллекторов стала причиной серьёзных трудностей в изучении и освоении приуроченных к ним залежей и месторождений.

По мере развития технологий исследований и получения новой, более достоверной информации происходил пересмотр и уточнение геологических оценок уже открытых и эксплуатируемых месторождений. При этом нередко результаты петрофизических исследований и оценок, представляемые разными организациями и авторами, существенно различались между собой.

Однако до сих пор отсутствуют единые, общепринятые, регламенты на исследования слабосцементированного керна [153]. Каждая организация исходит из своих возможностей и представлений. Следствие этого является низкая сходимость результатов петрофизических исследований по одним и тем же или близким объектам. Наблюдаемые различия обусловлены особенностями методик и технологий лабораторных исследований в разных организациях. Поэтому важно установить факторы, снижающие достоверность результатов петрофизических исследований сеноманского керна, предложить усовершенствованные методики исключаящие или минимизирующие их влияние, обосновать критерии контроля качества результатов исследований и приведения их к единым условиям. Особенно актуально и важно это для новых разведываемых и вводимых в разработку месторождений, в частности, на территории Большехетской зоны и всего Гыданского полуострова.

### **Степень разработанности темы исследования**

Необходимость целенаправленных исследований слабосцементированных пород-коллекторов газа и нефти в нашей стране стала очевидной ещё в начале 70-х годов, в связи с открытием крупных и гигантских залежей газа в комплексе пород сеноманского возраста на севере Западной Сибири. Рассмотрение первых же отчетов по оценкам запасов,

представленных в середине 70-х годов прошлого века в государственной комиссии по запасам полезных ископаемых (ГКЗ) СССР, выявили проблемы в применяемых технологиях работ. Прежде всего, был отмечен крайне низкий вынос керна, в среднем составлявший около 30-35%, а также невозможность изготовления образцов из слабосцементированных песчаников.

Решением возникших проблем занимались не только подразделения Главтюменьгеологии (ТЦЛ, ЗапСибНИГНИ, ЗапСибВНИИГеофизика, ЗапСибБурНИПИ), но и отраслевые институты (ВНИИГаз, ВНИИБТ, ВНИИГеофизика, ВНИГНИ и другие). Они стали закономерным продолжением методик исследований слабосцементированных пород, заложенных в нашей стране работами М.К. Калинин, Ф.И. Котяхова, А.А. Ханина. Впоследствии эти исследования были продолжены работами предприятий: ООО «Арктик-ГЕРС», ФГБУ «ВНИГНИ», ООО «ЗапСибГЦ», ООО «Корэтест сервис», ЦИКиПФ ООО "ЛУКОЙЛ-Инжиниринг", РГУ имени И.М. Губкина, ООО «СИБКОР», АО «СибНИИИП», НПЦ «Тверьгеофизика», ЦИК ООО «ТННЦ», ООО "ТюменНИИгипрогаз" и другими. Наиболее известные результаты исследований, посвященные слабосцементированным породам сеноманского возраста приведены в работах В.Х. Ахиярова, Н.Н. Богданович, А.М. Будимирова, В.В. Бухтиярова, М.Ю. Зубкова, А.М. Верховского, К.В. Коваленко, В.Г. Мамяшева, Я.Р. Морозовича, В.В. Паникаровского, В.И. Петерсилье, Н.А. Пих, Е.А. Полякова, Е.А. Романова, С.Ю. Рудаковской, Г.В. Таужнянского, В.Г. Топоркова, В.В. Федорцова и др.

Существенное развитие работы по изучению сеноманского комплекса получили благодаря целевой программе строительства в Западной Сибири скважин специального назначения с применением «не фильтрующихся» растворов на углеводородной основе (РУО, РНО). Вынос керна в таких скважинах достигал 85-90%, повысилась его сохранность. В результате было установлено, что первоначальные оценки ФЕС пород-коллекторов сеноманских залежей (пластов ПК<sub>1-3</sub>), представленные в ГКЗ, были занижены. В частности, занижение средних значений коэффициента пористости составило от 3,5 до 5 % (абсолютных).

Следующий этап развития исследований слабосцементированных пород сеноманского комплекса был обусловлен, с одной стороны, разработкой и внедрением новых, изолирующих, технологий отбора керна, а с другой стороны, – применением технологий низкотемпературной заморозки при изготовлении образцов для исследований. Соответственно это позволило довести средний вынос керна из слабосцементированных пород до 95-98% и значительно повысить его петрофизическую изученность.

Несмотря на существенный прогресс, достигнутый отечественными и зарубежными специалистами (Core Laboratories Company, Exxon, California Research Corporation, Американский институт инженеров горной промышленности, Schlumberger и другими) в

развитии технологий отбора и исследования керна слабосцементированных пород, сохраняются разногласия в особенностях реализации этих возможностей, в оценке достоверности получаемых данных, в том числе в применимости исторических данных, полученных в разное время.

### **Цель**

Целью исследования диссертационной работы является повышение достоверности петрофизического обеспечения геологической интерпретации результатов геофизических исследований слабосцементированных пород сеноманского комплекса Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции.

### **Задачи**

1. Изучение особенностей литолого-петрофизических и геологических условий формирования пород сеноманского комплекса месторождений Большехетской зоны и причин их слабой цементации.

2. Критический анализ и усовершенствование современных технологий препарирования, изготовления и петрофизических исследований образцов слабосцементированного керна.

3. Оценка влияния низкотемпературной заморозки, экстракции и высушивания на состояние (механическую сохранность, размеры) и фильтрационно-емкостные свойства образцов с целью усовершенствования технологии петрофизических исследований.

4. Анализ факторов, снижающих достоверность петрофизического обоснования определений фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС), плотности, удельного электрического сопротивления образцов слабосцементированных пород по данным геофизических исследований скважин (ГИС); обоснование критериев оценки качества результатов петрофизических исследований.

### **Объект и предмет исследования**

Объектом диссертационного исследования являются слабосцементированные породы сеноманского возраста месторождений Большехетской зоны; предметом – технологии отбора и препарирования керна, подготовки образцов к исследованиям, факторы, влияющие на качество результатов петрофизических исследований и достоверность обоснования подсчетных параметров по данным ГИС.

### **Научная новизна**

1. Впервые, для песчано-глинистых пород неокомского возраста Большехетской зоны месторождений обоснованы константы соответствующих уравнений зависимостей пористости «чистых» песчаников и глин от глубины их залегания. Установлено, что характер этих зависимостей соответствует закону нормального уплотнения рассматриваемого типа пород. В соответствие с ним основным фактором, определяющим слабую сцементированность коллекторов сеноманского возраста, является приуроченность

их к начальной стадии диагенеза, характеризуемой низкими значениями эффективного давления, температуры и невысокой глинистостью коллекторов, а также практическое отсутствие в них карбонатного цемента.

2. Впервые экспериментально установлено, что в результате операций экстракции и высушивания образцов пород сеноманского возраста происходят деформации «усыхания», приводящие к уменьшению объемов образцов в среднем на 2,5 % относительно исходного объема зерна, извлеченного из скважины. Вследствие этого происходит занижение пористости на 1,5-2,0 %, в зависимости от глинистости пород, при определении ее методом гидростатического взвешивания при насыщении керосином и газоволюметрическим методом.

Также впервые установлено, что при однократной низкотемпературной заморозке зерна слабосцементированных пород с помощью жидкого азота объем зерна практически не изменяется, его деформации не превышают +0,2 %. Фильтрационно-емкостные свойства пород при этом сохраняются практически неизменными.

3. Обоснована необходимость учета вида и особенностей деформации образцов, по измерениям их размеров при каждой технологической операции лабораторных работ. Это условие в совокупности с разработанными методиками введения поправок в емкостные свойства и плотность образцов позволяет привести результаты измерений пористости, водонасыщенности и плотности к исходному, не нарушенному техногенным воздействием, состоянию образцов, а также осуществить отбраковку недостоверных данных, обусловленных влиянием необратимых деформаций зерна. Оно легло в основу предложенной усовершенствованной технологии петрофизических исследований слабосцементированного зерна.

#### **Теоретическая и практическая значимость работы**

Пористость и плотность пород пластов ПК1-3 покурской свиты Западной Сибири в первом приближении соответствует условиям нормального уплотнения песчано-глинистых пород. Для рассматриваемой части разреза установлены зависимости и соответствующие константы уравнений нормального уплотнения глин и песчаников с глубиной, а также – граничных значений пористости песчаников.

Установлено, что при однократной низкотемпературной «ударной» заморозке песчано-глинистых водонасыщенных пород жидким азотом объемные деформации их ничтожны, фильтрационно-емкостные свойства и плотность пород остаются практически неизменными. Экспериментально обоснована возможность применения технологий низкотемпературной заморозки зерна слабосцементированных пород при изготовлении образцов для петрофизических исследований.

Вместе с тем, установлено, что при операциях экстракции-высушивания рассматриваемых пород наблюдается значительное уменьшение их объемов. Это приводит

к занижению пористости исследуемых образцов при определении ее как по данным газовольюметрического метода, так и насыщением керосином. При последующих насыщениях образцов пластовой водой происходит обратное явление: увеличение их объемов и соответствующее завышение пористости на 0,5-3 %, в зависимости от глинистости коллекторов. Эти явления обусловлены, соответственно, дегидратацией – «усыханием» и гидратацией – «набуханием» глинистого цемента пород, тем более заметными, чем больше глинистость и содержание в ней набухающих глинистых минералов (монтмориллонита и смешанно-слоистых образований). Установленные особенности определения  $K_p$  пород-коллекторов являются основанием для анализа достоверности подсчетов запасов сеноманского нефтегазоносного комплекса Западной Сибири.

Обоснованы способы приведения разнородных по исполнению «исторических» результатов петрофизических исследований к единым сопоставимым условиям (с учетом отбраковки данных). Предложены способы приведения результатов лабораторных определений емкостных свойств и плотности образцов к их исходному состоянию, не искаженному операциями экстракции-высушивания или насыщения образцов пластовой водой.

С учетом выявленных и перечисленных выше особенностей влияния различных факторов на состояние и свойства (определение плотности, проницаемости, водонасыщенности и удельного электрического сопротивления) слабосцементированных пород предложена новая, усовершенствованная технология петрофизических исследований.

Получаемые таким образом уточненные петрофизические и флюидальные модели обеспечивают возможность повышения достоверности определений как исходных петрофизических данных, так и подсчетных параметров, определяемых по данным ГИС. Результаты, полученные в ходе выполнения данной диссертационной работы, были использованы при актуализации геолого-гидродинамических моделей в ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» и подсчете запасов Находкинского, Пякяхинского и других месторождений Севера Западной Сибири.

Выводы и предложения, представленные в данной диссертации, рекомендуются к использованию недропользователями, осуществляющими свою деятельность как в пределах месторождений Большехетской зоны, так и на аналогичных объектах Севера Западной Сибири. Кроме того, они могут рассматриваться в качестве основы для разработки единой стандартизированной технологии лабораторных петрофизических исследований керна, представленного слабосцементированными породами.

#### **Методология и методы исследования**

Решение поставленных задач осуществлялось посредством проведения экспериментальных исследований керна; анализа методик и результатов литолого-петрофизических исследований кернового материала; интерпретации материалов данных ГИС; комплексного анализа перечисленных данных с построением и обоснованием петрофизических зависимостей типа «кern–кern» и «кern–ГИС».

#### **Положения, выносимые на защиту**

1. Установленные зависимости и характер нормального уплотнения терригенных осадочных пород сеноманского возраста рассматриваемого объекта (месторождений Большехетской зоны Западной Сибири) позволяют повысить достоверность оценок пористости, плотности и других петрофизических характеристик опорных пластов «чистых» песчаников и глин. Они обеспечивают возможность отбраковки аномальных результатов лабораторных определений, а также возможность построения моделей разрезов в виде зависимости геофизических и петрофизических параметров опорных пластов от глубины их залегания.

2. Выявленное систематическое уменьшение объемов образцов рассматриваемых пород, происходящее при типовых операциях экстрагирования и высушивания образцов, приводит к значимому занижению пористости газоволюметрическим методом или при насыщении керосином в среднем на 1,5-2 %. Предложенная в диссертации операция контроля линейных размеров (объемов) образцов позволяет привести результаты определений пористости к исходному состоянию породы. Экспериментальное обоснование отсутствия изменения линейных размеров керна полностью и частично водонасыщенных слабосцементированных пород при низкотемпературной заморозке имеет принципиальное значение для практического применения этой технологии при отборе керна и его препарировании.

3. Предлагаемая в диссертации усовершенствованная технология петрофизических исследований слабосцементированного керна основана на обеспечении сохранности и механической целостности образцов путем исключения и замены или модификации операций, способных вызвать необратимые деформации образцов. В совокупности с разработанными методиками введения поправок за обратимые деформации она позволяет привести результаты измерений емкостных свойств и плотности к исходному, не нарушенному техногенным воздействием, состоянию образцов, а также осуществить отбраковку недостоверных данных. Это обеспечивает повышение качества петрофизического обоснования геологической интерпретации данных ГИС и улучшает сходимость результатов интерпретации с фактическими данными работы скважин.

#### **Степень достоверности и апробация результатов работы**

Достоверность полученных результатов подтверждается данными лабораторных исследований керна пяти месторождений, материалами опробований и испытаний пластов,

гидродинамическими исследованиями скважин. Предложенные методики введения поправок в результаты определений ФЕС и удельных электрических сопротивлений (УЭС), а также методики отбраковки некондиционных данных реализованы при актуализации геолого-гидродинамических моделей двух месторождений Большехетской зоны в рамках работ ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг». Методические разработки данной диссертации, использованные при обосновании подсчетных параметров Пяяхинского месторождения, одобрены экспертно-техническим советом Федерального бюджетного учреждения «Государственная комиссия по запасам полезных ископаемых».

Основные результаты работы докладывались и обсуждались на:

технической конференции SPE «Петрофизика XXI» (г. Тюмень, 2012 г.); совместном научно-практическом семинаре EAGE&SPE «Геолого-геофизический мониторинг процесса разработки» (г. Москва, 2013 г.); 6-ой международной конференции и выставке EAGE Геомодель «Геонауки – инвестиции в будущее» (г. Санкт-Петербург, 2014 г.); международной научно-практической конференции ЕАГО Тюмень «Современные технологии нефтегазовой геофизики» ТИУ (г. Тюмень, 2018 г.); III Ежегодной конференции по газовым проектам, Роснефть (г. Тюмень, 2020 г.); международной научно-практической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых «Новые технологии – нефтегазовому региону» ТИУ (г. Тюмень, 2020 г.); международном форуме «Современные методы исследования скважин и пластов для повышения эффективности разработки нефтегазовых месторождений» НОЧУ «МНГБ» (г. Москва, 2022 г.).

### **Публикации**

По теме диссертации опубликовано 15 печатных статей, в том числе 10 статей в изданиях, входящих в перечень ВАК РФ и в международные системы цитирования (Web of Science и Scopus).

### **Личный вклад**

Основу диссертации составили исследования, выполненные автором за время работы в ООО «Газпромнефть НТЦ», ООО «Корэтест сервис» и филиале ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени в период с 2010 по 2021 гг. Все основные положения диссертации разработаны с личным участием автора, в том числе: 1) выполнены экспериментальные исследования линейных и объемных деформаций, фильтрационно-емкостных свойств при низкотемпературной заморозке керна и после его оттаивания на коллекциях слабосцементированных пород пластов ПК<sub>1-3</sub>, (40 образцов) и сцементированных пород пластов МХ<sub>4-9</sub> малохетской свиты (40 образцов); 2) выполнена оценка линейных и объемных деформаций керна и соответствующих изменений пористости и плотности его при операциях экстракции–высушивания, а также насыщения водными растворами; 3) выполнена оценка качества и анализ результатов исследований керна (1376 образцов) по данным разных лабораторий; 4) исследовано влияние

технологических особенностей измерения удельного электрического сопротивления образцов слабосцементированных пород (термоусадочная пленка, материал и конструкция электродов, их крепление, условия прижима к образцам, методы моделирования частичной водонасыщенности и др.) в атмосферных и термобарических условиях; 5) выполнена обработка данных ГИС по 34 разведочным скважинам в нефтенасыщенной части разреза.

#### **Фактический материал**

Решение поставленных задач осуществлялось путем обработки материалов ГИС группы месторождений Ямальского района по 34 разведочным скважинам, вскрывшим интервалы пластов ПК<sub>1-3</sub>. Часть скважин была пробурена на водных растворах (РВО), а часть - с применением РНО. В открытом стволе всех скважин выполнен типовой комплекс ГИС, дополненный в отдельных скважинах специальными методами.

Использованы результаты петрофизических исследований, полученные в Тюменской центральной лаборатории «Главтюменьгеологии» (ТЦЛ), отделе петрофизических исследований АО «СибНИИ НП», ООО «Корэтест сервис», НПЦ «Тверьгеофизика», ЗАО «Нефтеком», департаменте керновых исследований ООО «ТННЦ», ООО «НПЦ Тюменьгеофизика» и других. Автором лично выполнены эксперименты за время работы в «Корэтест сервис» и за время обучения в аспирантуре, в ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет».

При проведении исследований был использован керн, отобранный из разрезов 22 скважин. Общий метраж изученного керна по этим скважинам по пласту ПК<sub>1-3</sub> составил 706 м, из них 582 м керна были исследованы с применением технологии заморозки его в жидком азоте, а 124 м керна – в естественном состоянии. По двум скважинам со 100 % выносом керна были выполнены специальные исследования керна в незамороженном состоянии, затем в цикле «заморозка–оттаивание». Всего в диссертационной работе были проанализированы результаты стандартных исследований 1376 образцов керна. Кроме того, были использованы выборки данных из 82 потоковых экспериментов и из 96 опытов по изучению капиллярных характеристик горных пород разными способами (центрифугирование, метод полупроницаемой мембраны).

#### **Соответствие диссертации паспорту научной специальности**

Область диссертационного исследования включает изучение особенностей литологического состава и фильтрационно-емкостных свойств слабосцементированных пород сеноманского возраста (пласт ПК<sub>1-3</sub>), а также технологий проведения экспериментов на керне для таких коллекторов.

Указанные направления соответствуют паспорту специальности 1.6.9. «Геофизика», а именно п.13, 16, 20 и 24 в перечне:

- Лабораторное изучение физических свойств геологического вещества для решения геофизических задач. Теоретическое и экспериментальное изучение физических, деформационных и прочностных свойств горных пород. Физика деформирования и

разрушения горных пород. Теория ядерно-геофизических методов изучения элементного состава горных пород (п. 13 в перечне направлений исследований);

- Методы обработки и интерпретации результатов измерения геофизических полей, в том числе применительно к геофизической разведке (п. 16 в перечне направлений исследований);

- Интегрированный анализ больших объемов многомерной, многопараметровой и разнородной информации, включающей геофизические данные. (п. 20 в перечне направлений исследований);

- Теоретическое и экспериментальное исследование связей физических свойств горных пород с результатами измерения геофизических полей. Цифровая петрофизика, методы определения физических и фациальных характеристик по данным компьютерной томографии и комплекса лабораторных методов (п. 24 в перечне направлений исследований).

### **Структура и объем работы**

Диссертация состоит из введения, четырех глав, заключения и списков литературы, рисунков и таблиц. Текст изложен на 157 страницах машинописного текста, иллюстрирован 11 таблицами и 80 рисунками, список литературы включает 218 наименований.

### **Благодарности**

Диссертация подготовлена под научным руководством кандидата геолого-минералогических наук, старшего научного сотрудника кафедры прикладной геофизики Тюменского индустриального университета Мамяшева Венера Галиуллиновича, которому автор выражает огромную благодарность за консультационную поддержку, критическую оценку и анализ результатов исследований, уточнение их информативности, обоснование дополнительных экспериментальных исследований, ценные практические и теоретические замечания и рекомендации.

Работа выполнена при научном консультировании кандидата геолого-минералогических наук Гильмановой Натальи Вячеславовны, вклад которой с учетом полученных автором теоретических и практических советов трудно переоценить.

В период работы над диссертацией автором получены полезные практические советы, замечания от В. С. Дручина, Т. Ф. Дьяконовой, М. Д. Заватского, Г. А. Калмыкова, В. Е. Касаткина, А. Н. Никитина, И. В. Новосадовой, Е. А. Романова, Е. А. Савинова, Д. В. Сулимова, Р. С. Шульги и др.

Всем перечисленным коллегам автор выражает признательность и благодарит за оказанное содействие.

## ГЛАВА 1 ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА СЕНОМАНСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ И МЕХАНИЗМА УПЛОТНЕНИЯ

Значительные разведанные и перспективные запасы нефти и газа в Западной Сибири приурочены к слабосцементированным породам, преимущественно сеноманского возраста. Низкая прочность слабосцементированных пород создает трудности в изготовлении образцов и в обеспечении их лабораторными петрофизическими исследованиями. Оценка подсчетных параметров в них, как по методам геофизических исследований скважин (ГИС), так и по керну вызывает большие затруднения.

### 1.1 Общая характеристика объекта исследований и района работ

Территория Большехетской зоны месторождений расположена в северной части Западно-Сибирской равнины. В административном отношении относится к Тазовскому району Ямало-Ненецкого автономного округа Тюменской области РФ. В соответствии с морфоструктурным районированием Западно-Сибирской равнины территории лицензионных участков Большехетской зоны (с газовыми и газонефтяными месторождениями [108, 118]) приурочены: Хальмерпаютинский и Пякяхинский лицензионные участки (ЛУ) к Хеттской возвышенности, Варейский ЛУ к границе Мессояхской и Танамской возвышенности, Находкинский и Южно-Мессояхский ЛУ к Мессояхской низменности, Западно- и Восточно-Мессояхский ЛУ к Мессояхскому горсту. В морфологическом отношении описываемый район представляет собой пологоволнистую и плоскую ступенчатую равнину в зональной области междуречья рек Таз и Мессояха.

В соответствии со схемой нефтегазогеологического районирования Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции изучаемые месторождения расположены в пределах пяти нефтегазоносных районов (НГР): Мессовского Гыданской нефтегазоносной области (НГО), Большехетского, Сузунского, Тазовского Пур-Тазовской НГО и Уренгойского Надым-Пурской НГО (рисунок 1.1). Границы НГР проведены по существенному изменению этажа нефтегазоносности, заметной смене состава флюидов выявленных и прогнозируемых залежей и с учетом структурного фактора (целостности структур I порядка) [218].

Научно обоснованный поиск и оценка перспективности объектов всех уровней детальности (вплоть до отдельных залежей УВ [76]) опирается на разделение осадочного чехла на нефтегазоносные комплексы. По А.А. Бакирову /1973/ это стратиграфические подразделения, характеризующиеся региональной нефтегазоносностью в пределах обширной территории, охватывающей несколько крупных геоструктурных элементов рассматриваемой провинции. По И.И. Нестерову /1975/ к этому следует добавить еще и сходство фациальных условий накопления осадков, и содержание однотипного органического вещества. В итоге, в «Методическом руководстве по количественной и

экономической оценке ресурсов нефти, газа и конденсата России. М., 2000г.» понятие нефтегазоносного комплекса (НГК) определено как «ассоциация близких по строению и положению в разрезе нефтегазоносных пластов, имеющих региональное распространение и перекрытых региональной покрывкой. НГК характеризуется определенным составом пород и типами природных резервуаров, своими особенностями размещения залежей, гидрогеологическими условиями и геохимической характеристикой нефти, газа и конденсата».



Рисунок 1.1 - Схема нефтегазоносного районирования Большехетской зоны [218]

Покурская свита ( $K_{1-2pk}$ ) представлена породами континентального и прибрежно-морского генезиса [4, 53]. Поздне-апт-альб-сеноманский возраст свиты установлен по спорово-пыльцевым комплексам и по положению в разрезе. По литологическим особенностям, электрокаротажной характеристике и данным палеонтологических определений свита делится на три части.

Нижняя часть свиты, представлена песчаниками светло-серыми, реже серыми, в отдельных прослоях с зеленоватым оттенком, часто каолинизированными, чередующимися в сложном сочетании с глинами и алевролитами темно-серыми и зеленовато-буровато-серыми. Для пород этой части свиты, характерна разнообразная слоистость, обилие растительного детрита, линзовидных прослоев бурых углей, стяжений сидерита и зерен пирита, окатышей глин. Эта часть свиты включает пласты ПК<sub>19-23</sub>.

Средняя часть свиты сложена крупными пачками и пластами темно-серых углистых глин и глинистых алевролитов, перемежающихся со светло-серыми песчаниками с

глинистым, реже глинисто-карбонатным цементом. Слоистость пород горизонтальная, реже косая и волнистая. Характерен растительный детрит, остатки растений, сидерит и единичные пласты бурых углей. Подсвета объединяет пласты ПК<sub>6-16</sub>. На основании палеонтологических определений по подошве пласта ПК<sub>16</sub> проводится граница аптского и альбского ярусов, а по подошве пласта ПК<sub>6</sub> - граница альбского и сеноманского ярусов.

Верхняя часть покурской свиты, обособляемая в составе пластов ПК<sub>1-5</sub>, сложена серыми и зеленовато-серыми песчаниками и алевролитами, неравномерно чередующимися с невыдержанными прослоями и пластами глин алевролитистых, серых и темно-серых, углистых с растительным детритом. Характерной особенностью этой части свиты является обилие обугленного растительного детрита, присутствие многочисленных линзовидных пластов и отдельных пропластков бурового угля. Текстура пород, в основном, волнистая, пологоволнистая, горизонтальная, крупная косая, отмечается комбинированная рябь волнения и течения. Иногда нарушена ходами бентосных организмов (преимущественно ихнофагии *Skolithos* и *Cruziana*), углефицированными корешками растений и конседиментационной деформацией (текстуры оползания, конволютная слоистость). Толщина верхней части покурской свиты порядка 250 - 300м, при общей толщине свиты 1000 м.

Верхнемеловые осадки, перекрывающие отложения сеномана, формировались в условиях длительной морской трансгрессии, длившейся в турон-маастрихтское время [98]. Региональная глинистая покрывка туронского возраста состоит из глины алевролитистой тонкоплитчатой темно-серой.

Сводный геолого-геофизический разрез территории Большехетской зоны для Тазовского типа разреза приведен на рисунке 1.2 [218].

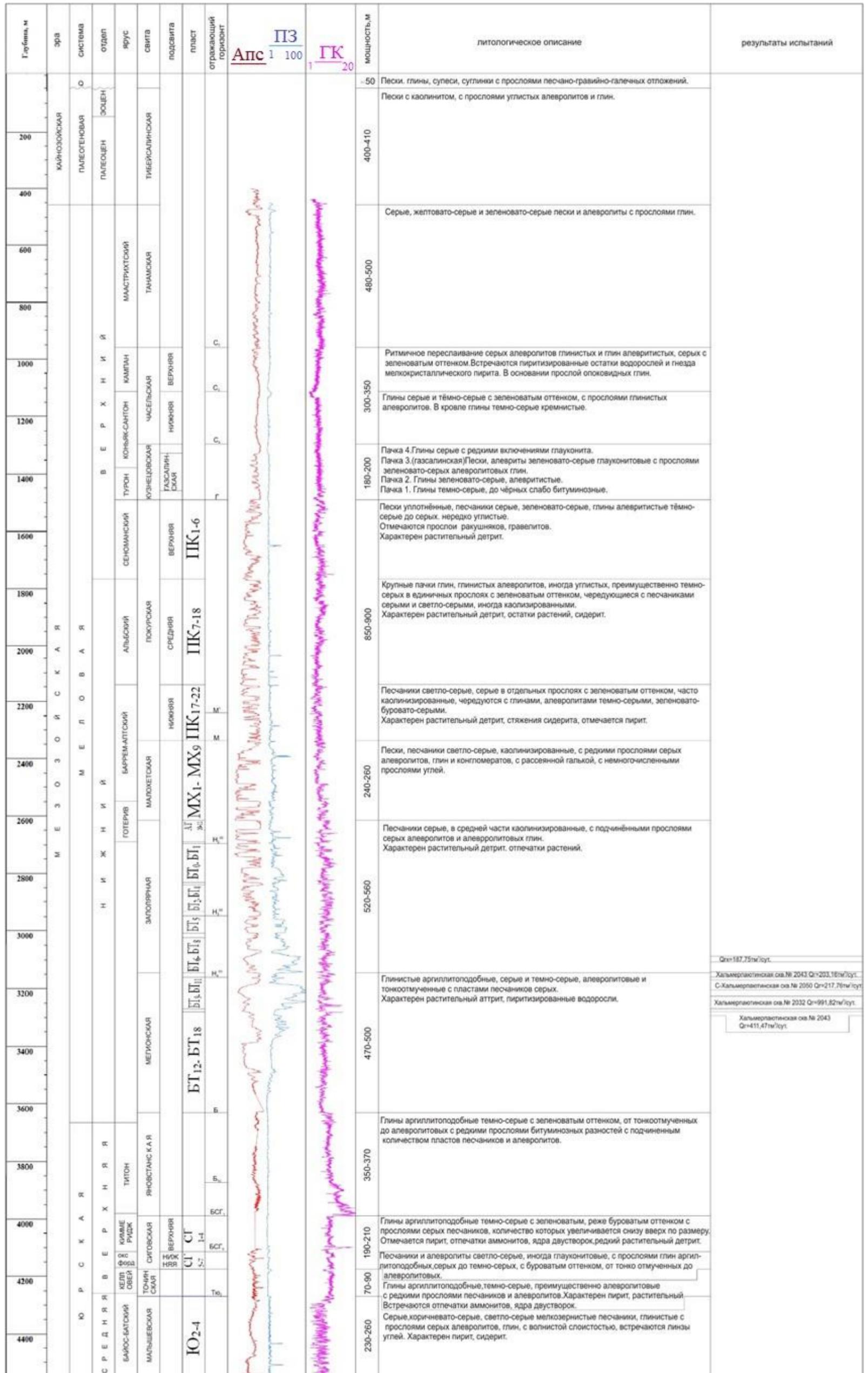


Рисунок 1.2 - Сводный геолого-геофизический разрез центральной территории Большехетской зоны (Тазовский тип разреза) [218]

В работе рассматривается сеноманский НГК, где под региональной глинистой покрывкой туронского возраста (кузнецовская свита), в группе продуктивных пластов ПК<sub>1-3</sub> открыты как газовые, так и газонефтяные залежи, в которых сосредоточены основные запасы месторождений. По типу залежи относятся к массивным, тектонически экранированным. По фазовому соотношению отмечается газовое, газонефтяное, нефтяное насыщение. Суммарные эффективные нефтегазонасыщенные толщины от порядка 6 м до 50 м и более.

## 1.2 Физико-литологическая характеристика пород

По результатам литолого-петрофизических исследований в верхней части покурской свиты, в пластах ПК<sub>1-3</sub>, в северной части Западно-Сибирской равнины и, в частности, в рассматриваемом районе Большехетской зоны месторождений, выделены укрупненные литотипы пород, которые можно объединить в следующие три группы:

*1. Песчаники от крупно-среднезернистых до мелкозернистых, алевритовые, слабо глинистые, слоистые.*

По данным гранулометрического анализа содержание песчаной фракции составляет 53÷56 %, алевритовой – 24÷40 %, глинистой – 6,9÷11 %. Медианный диаметр зерен – 108÷114 мкм. Сортировка хорошая. Суммарная карбонатность составляет в среднем около 2,45 %.

*2. Алевриты мелко-крупнозернистые, слабо глинистые, глинистые, слоистые, биотурбированные.*

По данным гранулометрического анализа содержание алевритовой фракции составляет 55÷83 %, песчаной – 10÷35 %, глинистой – 7÷17 %. Медианный диаметр зерен – 50÷86 мкм. Сортировка хорошая и средняя.

Минеральный состав глинистого цемента песчано-алевритовых пород коллекторов пласта ПК<sub>1-3</sub> глинистый, реже карбонатный и составляет 7÷17 % (массовое содержание), иногда 35 % для слоистых глинистых разностей. Тип цемента поровый, пленочно-поровый, контактовый и сгустковый. В составе карбонатного материала цемента по всему разрезу присутствует сидерит и кальцит.

В целом, для коллекторов основная глинистая составляющая представлена каолинитом (53÷92 %) и гидрослюдистыми (30÷45 %) минералами (рисунок 1.3 а), при ухудшении коллекторских свойств по данным РСА (рисунок 1.3 б) отмечается увеличение доли хлорита и монтмориллонита. Аналогичный вывод был получен в работе [152].

При увеличении карбонатности выше 5 % и глинистой компоненты выше 16-20 % (зона неоднозначности с 11 до 27 % для слоистых разностей) песчано-алевритовые породы не содержат углеводороды (УВ) и не являются коллекторами.

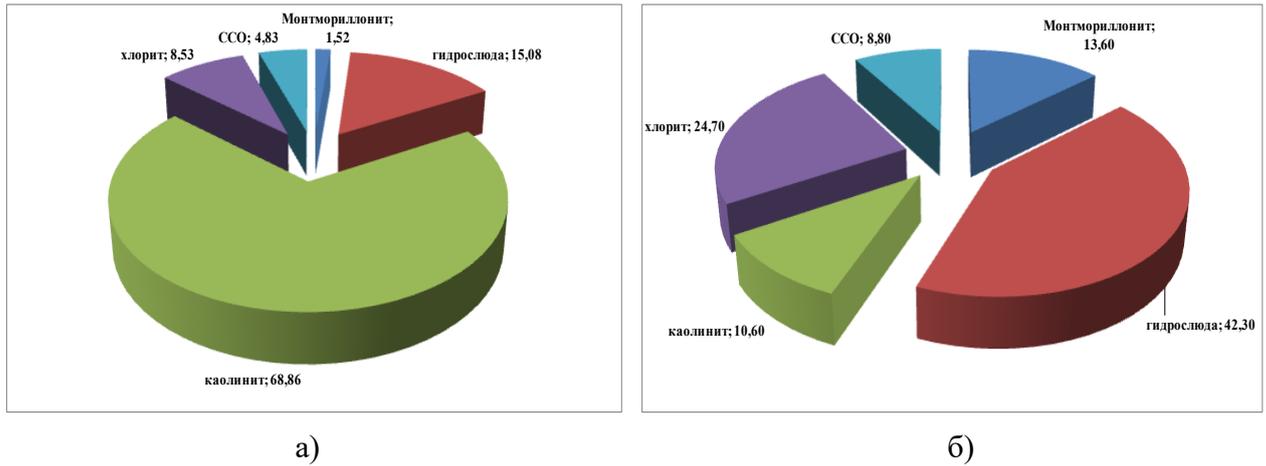


Рисунок 1.3 - Среднее содержание глинистых минералов в цементе песчано-алевритовых пород-коллекторов: а) с повышенным содержанием каолинита, б) с пониженным содержанием каолинита

3. *Глины* - с линзами и прослоями алевролитов. Размеры обломков в алевритовых прослоях и линзах изменяются в пределах 0,01 - 0,125 мм. Глинистый материал в основном гидрослюдистого состава с небольшим содержанием монтмориллонита и примесью пелитоморфного сидерита. Органические остатки встречаются в виде многочисленных углистых обрывков или рассеянного тонкого удлиненного углистого детрита.

В целом, коллекторами в сеноманских отложениях являются песчаники мелкозернистые алевритовые и алевролиты мелко-крупнозернистые песчаные. Так как породы неоднородны, наблюдается значительное изменение гранулометрического состава (рисунок 1.4).

Количество обломочного материала в песчано-алевритовых породах колеблется от 75-95 % (на западе) до 60 - 90 % (на востоке территории).

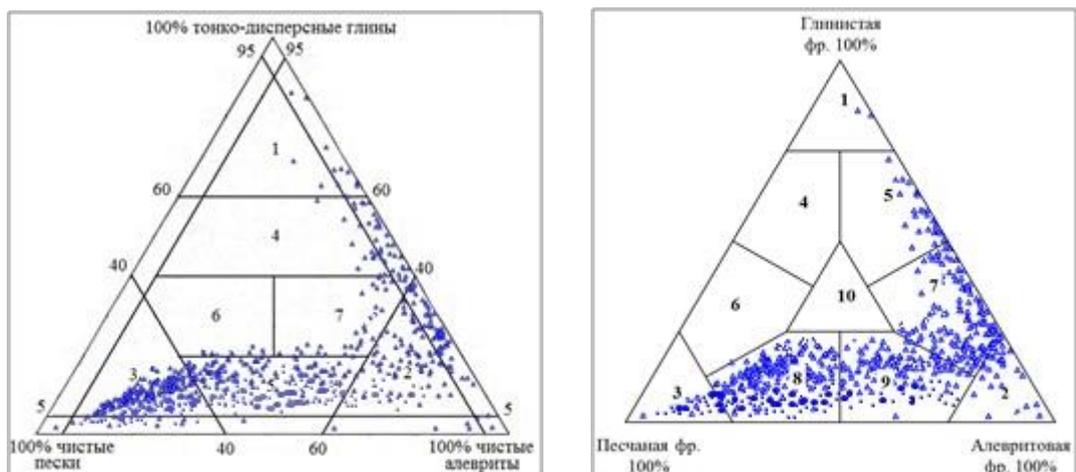


Рисунок 1.4 - Гранулометрический состав пород: а) по классификации Л.Б. Рухина [129]; б) по классификации Ф. Шепарда: 1 – аргиллит, 2 – алевролит, 3 – песчаник, 4 – песчанистый аргиллит, 5 – алевритовый аргиллит, 6 – глинистый песчаник, 7 – глинистый алевролит, 8 – алевритовый песчаник, 9 – песчанистый алевролит, 10 – песчано-алевритовый аргиллит

По минеральному составу обломочной части коллекторы относятся к граувакковой группе (кварцево-полевошпатовые граувакки или, по другой классификации – породы полимиктового состава) и имеют следующую характеристику: количество кварца  $35\div 65$  %, полевого шпата  $25\div 55$  %, обломков пород  $10\div 25$  % и слюдистых минералов  $0,5\div 5$  %. Преобладающий размер обломков 50 - 110 мкм. Зерна породообразующих минералов, угловатые и полуугловатые, значительно реже – полуокатанные и окатанные. Типичный пример, фотографии шлифа слабосцементированного песчаника приведен на рисунке 1.5. Из него следует, что плотность упаковки зерен скелетной (породообразующей) компоненты, определяемая по О.А. Черникову (1981 г.) через отношение числа контактов зерен к общему количеству зерен, пересекаемых линейной шкалой окуляра микроскопа, в рассматриваемых породах существенно меньше единицы. Это свидетельствует об очень слабой степени упаковки «скелета» пород и, соответственно их слабой консолидации.

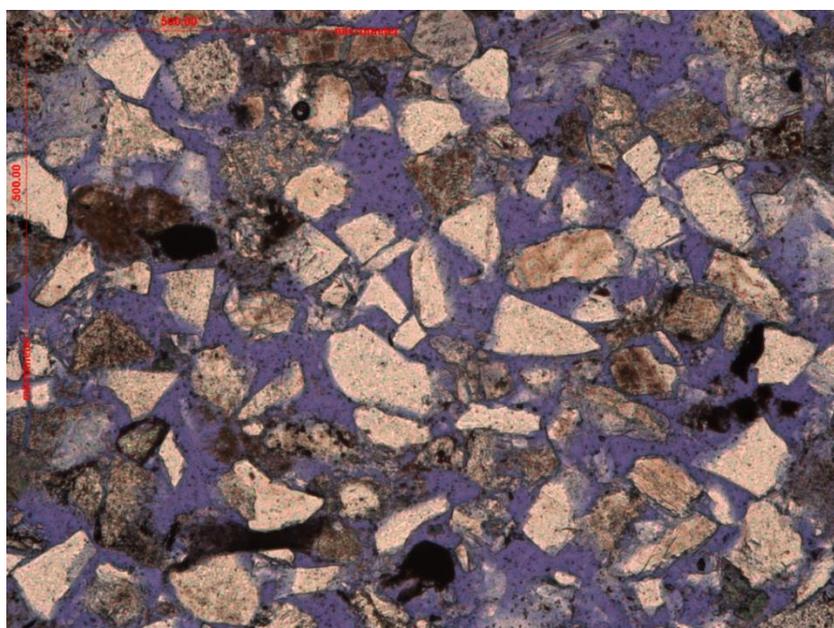


Рисунок 1.5 - Фото шлифа слабосцементированного песчаника (скв. № 1000, глубина отбора 995,27 м), без анализатора. Поровое пространство образца пропитано окрашенной смолой.

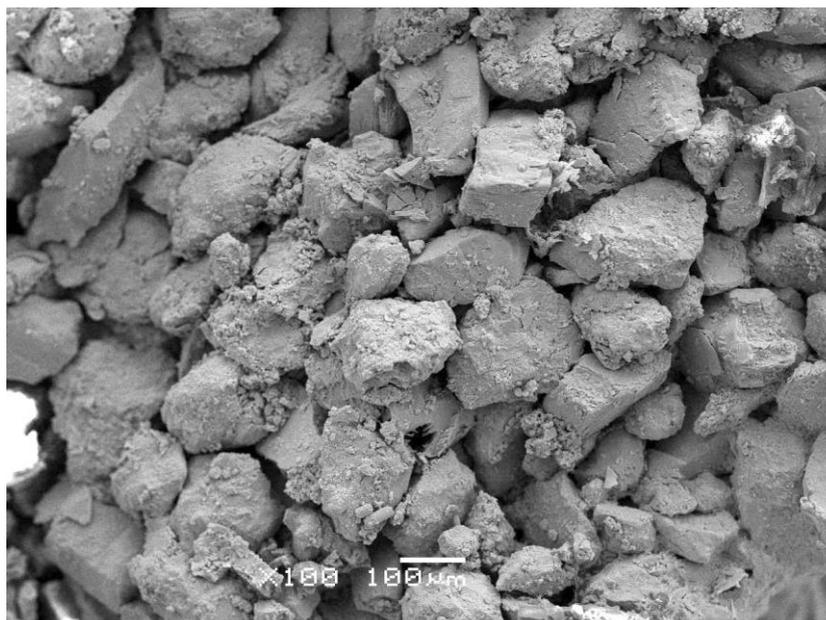
Другой значимой особенностью пород-коллекторов является то, что обломочные зерна имеют точечные контакты практически без инкорпорации. Явления регенерации кварца и полевых шпатов не прослеживаются.

В образце, приведенном на рисунке 1.6. цемент контурный по количеству, островной и точечный по распределению. Зерна кварца и полевых шпатов не подвержены регенерации. На поверхности единичных зерен отмечаются слабо выраженные и точечные по распределению глинистые пленки хлоритового состава.

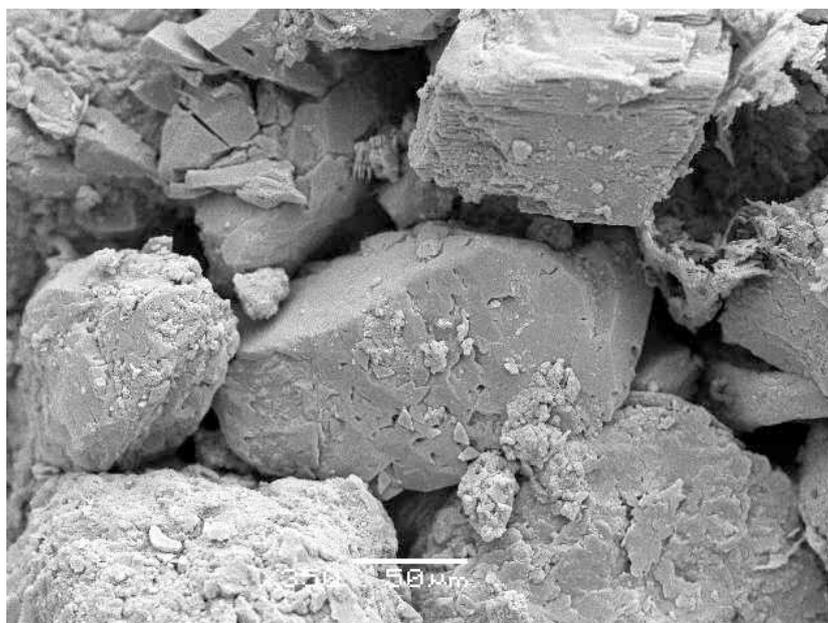
В слабосцементированных породах – коллекторах содержание глинистого материала не превышает 5-8% (см. ниже). В приведенном примере, преобладают, контурный, реже контактовый типы нахождения глинистого материала и точечный характер его распределения. С

увеличением глинистости коллекторов возрастает доля контактового и сгусткового (порового) типов цемента, соответственно возрастает степень цементации пород.

Эти особенности пород подтверждается на снимках по данным растрового электронного микроскопа (РЭМ), приведенных на рисунках 1.6-1.7, для образцов с разной сортировкой материала. Они же позволяют получить представление об отмеченных особенностях характера распределения глинистого материала в поровом пространстве пород. Кроме того, из рисунка 1.8 видно, что дополнительная цементация осуществляется за счет пропитки глинистого материала высоковязкой нефтью.

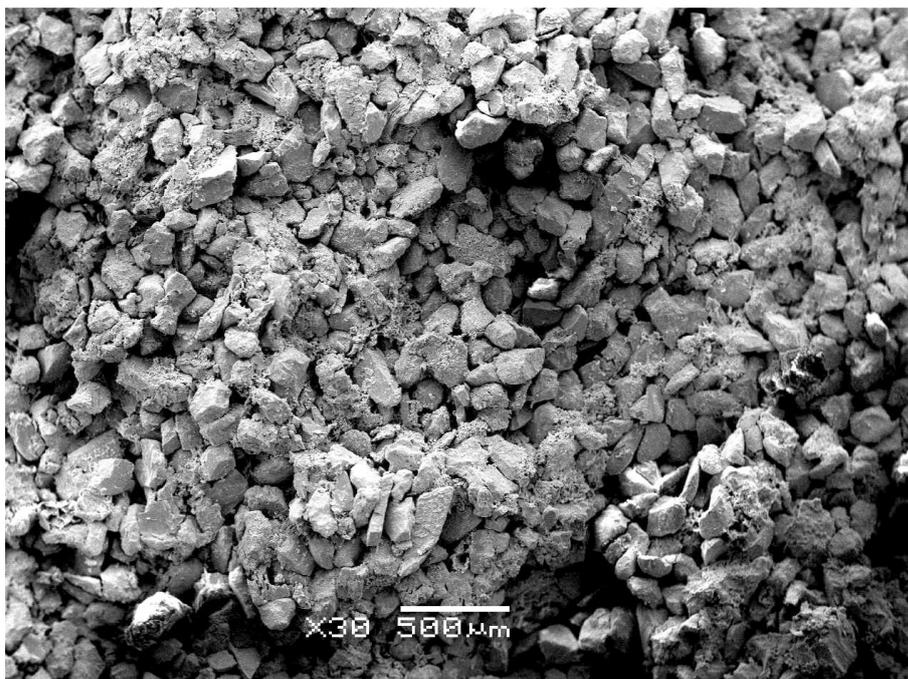


а)

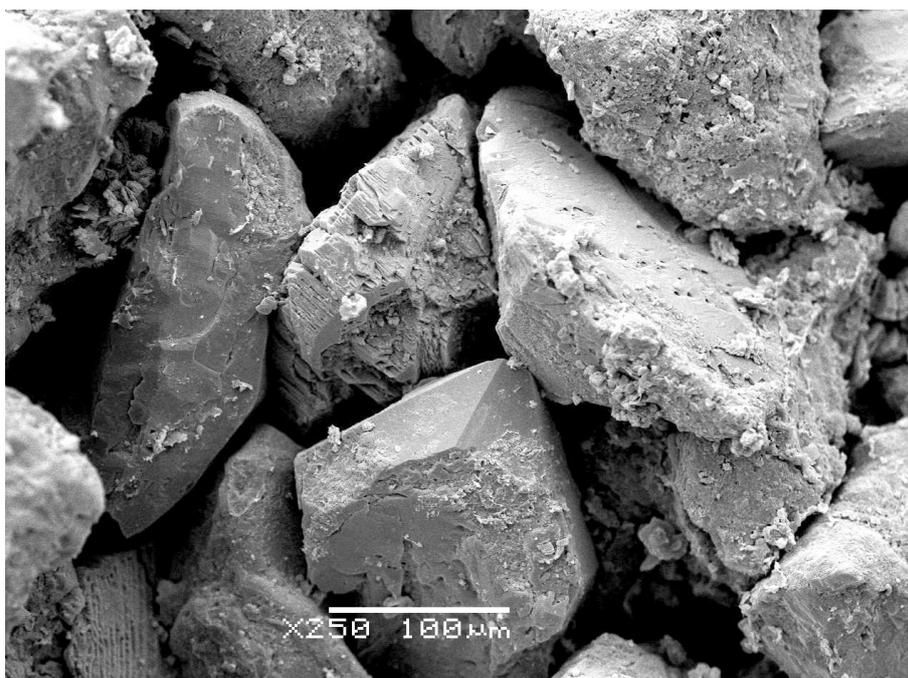


б)

Рисунок 1.6 - Пример образца с хорошей сортировкой (скв. № 1001). Снимки общего строения породы и особенностей структуры порового пространства по данным РЭМ; а и б – увеличение 100х и 350х, соответственно



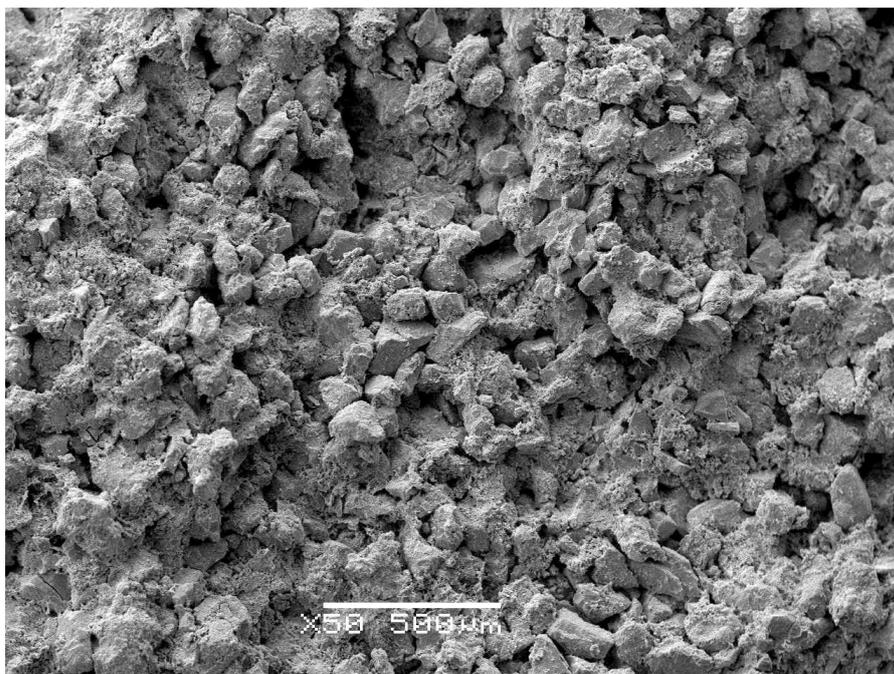
а)



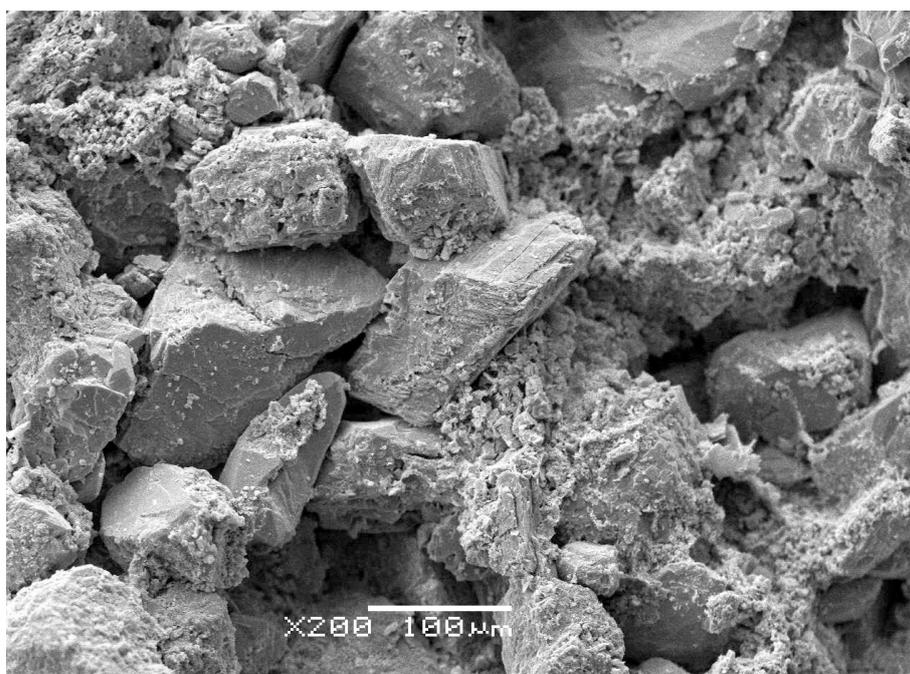
б)

Рисунок 1.7 - Пример образца с хорошей сортировкой (скважина 1002). Снимки, по данным РЭМ, общего строения породы и особенностей структуры порового пространства; а и б – увеличение 50х и 200х, соответственно

В данном образце цемент порового типа, островной и пятнистый, реже точечный по распределению. Зерна кварца и полевых шпатов регенерированы в слабой степени. На поверхности редких зерен отмечаются слабо выраженные и точечные по распределению глинистые пленки хлоритового и каолинитового состава.



а)



б)

Рисунок 1.8 - Пример образца со средней сортировкой (скважина 1003). Снимки, по данным РЭМ, общего строения породы и особенностей структуры порового пространства; а и б – увеличение 30х и 250х, соответственно

Текстура образца однородная. Цемент порового, реже контурного типа. Зерна кварца и полевых шпатов частично слабо регенерированы. На поверхности зерен глинистых пленок не отмечено. Поровый цемент мелко-микрзернистой структуры. Часть глинистого материала пропитана высоковязкой нефтью, которая образует на поверхности частиц незначительные по

размеру оторочки.

Аутигенные минералы песчано-алевритовых пород пластов ПК<sub>1-3</sub> представлены единичными зернами пирита, сгустками пелитоморфного сидерита, кристаллами кальцита, сидерита, и примазками лейкоксена.

Среди акцессорных минералов в песчано-алевритовых разностях встречены: циркон, турмалин, апатит, сфен, рутил, эпидот, гранат. Следует учитывать, что содержание отдельных видов естественных радиоактивных элементов (ЕРЭ) в цирконе, сфене и ряде других минералов превышает общий фон содержания их остальных минералах песчано-глинистых пород более чем в тысячу раз. Поэтому даже незначительные содержания указанных акцессорных минералов в породах и вызывает затруднения при интерпретации диаграмм гамма-каротажа (ГК) в частности, осложняет литологическое расчленение разреза по данным ГК и оценку глинистости пород, в отложениях сеноманского возраста.

В целом для интервала ПК<sub>1-3</sub> характерен тренд уменьшения зернистости вверх по разрезу и увеличение влияния моря к кровле интервала. В литературных источниках большинство авторов условно делят пласт на три интервала: верхний, средний и нижний. Предполагается, что отложения начали формироваться за счет деятельности мощной системы меандрирующих рек, наблюдаемых в нижнем интервале. Затем меандрирующая система меняется на обстановку дельтовой равнины, что диагностируется в среднем интервале. Кровельная часть пластов представляет собой фронтальную часть дельты. При этом, если в среднем интервале в дельте преобладают флювиальные процессы, то к моменту образования верхнего интервала доминирующая роль переходит к приливно-отливным и волновым процессам.

Отложения нижнего интервала представлены фациями временно заливаемых участков пойм и аккреционных комплексов, образовавшихся в условиях аллювиальной равнины. В области действия активного русла образовывался пояс меандрирования, в котором можно выделить центральную и краевую части в зависимости от мощности и связанности песчаных тел. В непосредственной близости к поясу меандрирования находятся области распространения пойм, где песчаные тела имеют эпизодический характер распределения. По сравнению с вышележащими отложениями нижний интервал характеризуется большей связанностью песчаных тел за счет слияния каналов и русловых отмелей и меньшего количества пойменных отложений, что легло в основу предположения о том, что в этом интервале наблюдаются отложения аллювиальной равнины [152]. Условия осадконакопления и набор фаций аллювиальной равнины схожи с условиями и набором фаций надводной дельтовой равнины, поэтому следует рассматривать надводную дельтовую равнину как альтернативную обстановку осадконакопления для нижнего интервала пласта ПК<sub>1-3</sub>.

Между нижним и средним интервалом прослеживается глинистый слой, который ранее оценивался как трансгрессивные морские (прибрежные) глины, разделяющие два этапа накопления речных осадков в периоды регрессии. Однако в скважинах, вскрывших эти

отложения, признаков морских глин (таких как ходы илоедов и обилие органики, наличие глауконита) не наблюдается. Глинистые отложения данного интервала характеризуются наличием корневой биотурбации и каолинита, что характерно для континентальных условий формирования. Кроме того, рассматриваемые глины имеют не повсеместное распространение, поэтому они могут быть отнесены к пойменным отложениям в составе среднего интервала [152]. Сам средний интервал представлен отложениями дельтовых каналов и пойм, заполняющих межканальное пространство (внутридельтовые заливы). По генетическим признакам, выделенным в керне, данный интервал образовывался в условиях надводной дельтовой равнины.

Формирование дельты из русловой системы, наблюдаемой в нижнем интервале, могло быть обусловлено различными факторами: повышением уровня моря, ослаблением источника сноса из-за климата или тектонических подвижек. Как следствие, песчаные тела среднего интервала обладают меньшими мощностями по сравнению с низезалегающими, они являются менее связанными между собой. Здесь встречается большое количество пойменных отложений.

Между отложениями среднего и верхнего интервала можно провести условную поверхность затопления, диагностируемую по таким признакам, как уменьшение корневой деятельности, резкое появление биотурбаций *Cylindrichnus*, *Arenicolites*, приуроченных к обстановкам с приливно-отливным воздействием. Данная поверхность свидетельствует о дальнейшем смещении границ фациальных ассоциаций в сторону моря и накоплении осадков под воздействием приливно-отливной деятельности. Наблюдается резкое уменьшение количества каолинита и увеличение количества монтмориллонита [152]. На рисунке 1.9 приведено распределение глинистых минералов по разрезу пласта ПК<sub>1-3</sub> в песчано-алевритовых породах.

По литературным данным, монтмориллонит – это глинистый минерал из подкласса слоистых силикатов с переменным химическим составом, для которого характерно большое расстояние между пачками слоев, что приводит к набуханию глинистого цемента при смачивании образцов горной породы водой [11, 100]. Основные представления о массообменных процессах в глинистых породах изложены, в частности, в работах Б.В. Дерягина [42]. Присутствие его в составе смешано-слойных минералов глин также проявляется в эффектах набухания и усыхания объемов глин в процессах гидратации и дегидратации пород.

Вариации гранулометрической характеристики и минерального состава цемента отражаются и на характере порового пространства пород, что прослеживается по данным растровой электронной микроскопии.

На рисунке 1.10 приведен пример распределения карбонатно-глинистого цемента в виде шаровидных включений. В породе отмечается относительно равномерное распределение открытых пор.

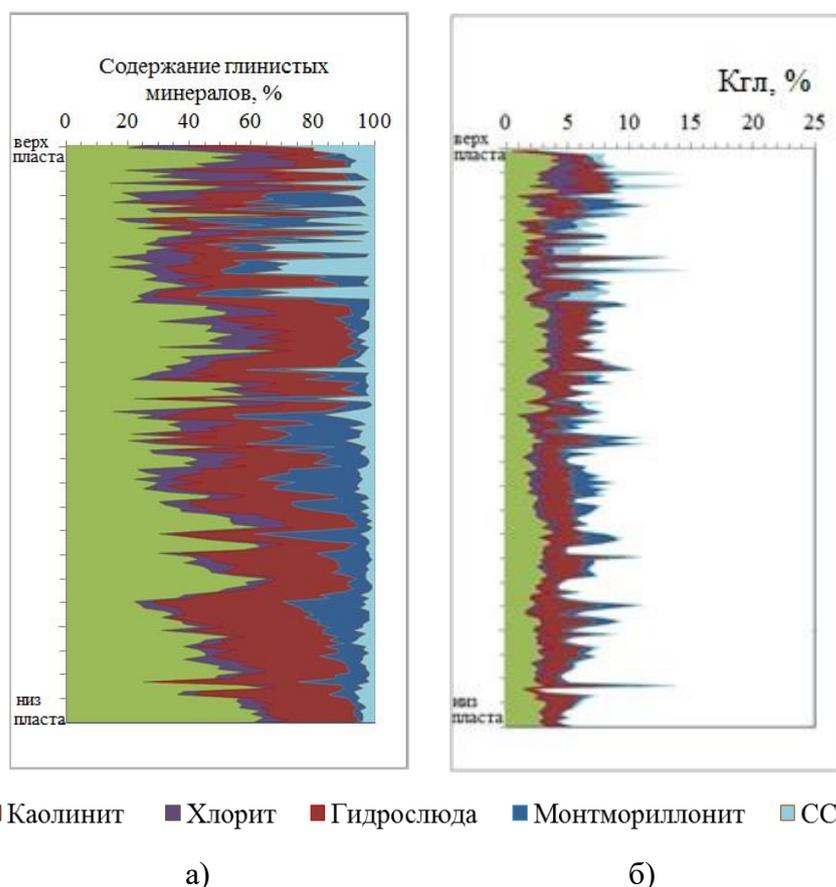


Рисунок 1.9 - Минеральный состав песчано-алевритовых пород пласта ПК<sub>1-3</sub>: а) относительное содержание глинистых минералов (в %) во фракции  $<0.01\text{ мм}$ ; б) распределение объемной глинистости и минеральных составляющих её по разрезу пласта

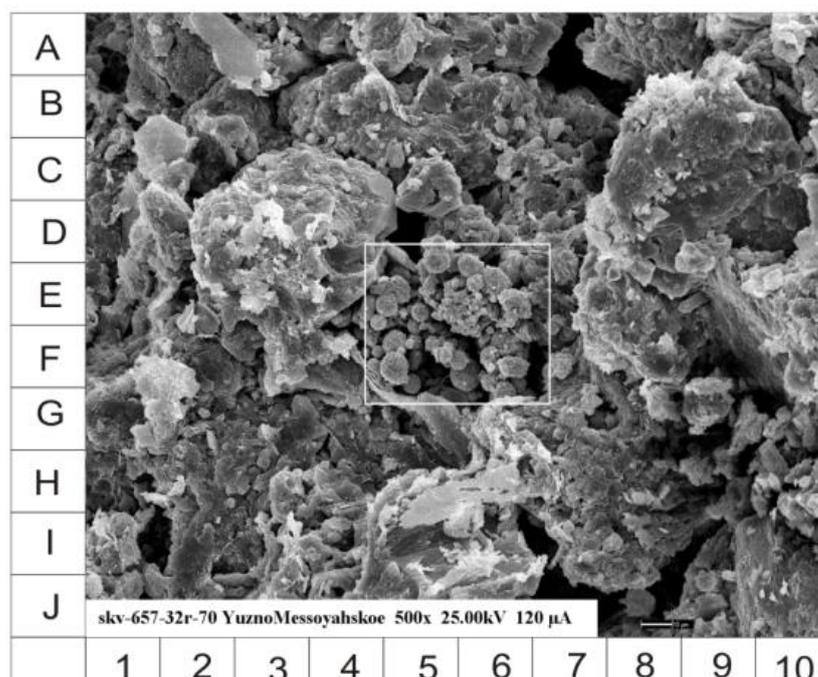


Рисунок 1.10 – Характеристика порового пространства алевролита мелко-крупнозернистого, слабо песчанистого, слюдяного с глауконитом, по данным РЭМ. Карбонатно-глинистый цемент представлен в виде шаровидных включений (скв. № 1004)

На рисунке 1.11 приведен пример распределения глинистого цемента, представленного каолинитом в виде шестигранников. В породе отмечается относительно равномерное распределение открытых микропор.

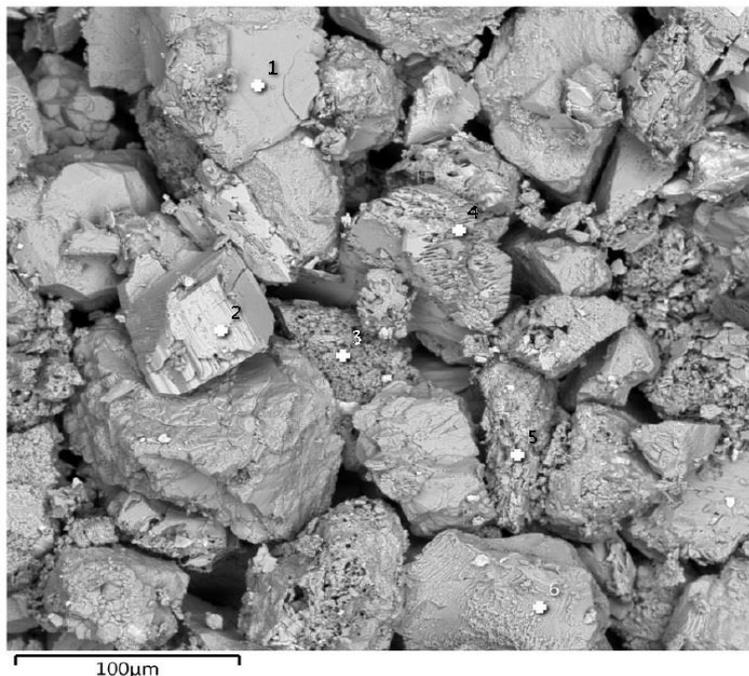


Рисунок 1.11 – Характеристика порового пространства по данным РЭМ (скв. № 1005). Цемент глинистый, представлен гидрослюдой (5) и каолинитом (3), распределен неравномерно

Листовато-чешуйчатые микроагрегаты гидрослюды (иллита) частично заполняют межзерновое пространство и образуют мелкие пленки на поверхности зерен. Каолинит неравномерными участками заполняет межзерновое пространство в виде разрушенных кристаллов.

На рисунке 1.12 приведен пример распределения глинистого цемента, представленного гидрослюдами. Отметим, что присутствие гидрослюды увеличивает содержание связанной (остаточной) воды в породах. В этом образце цемент порового типа, островной, отдельными участками пятнистый, представлен преимущественно глинистым материалом хлорит-каолинитового, хлорит-гидрослюдистого состава, с примесью гидрослюдисто-смешанно-слойного материала.

На рисунке 1.13 приведен пример породы с глинистым цементом, представленным монтмориллонитом (распределение монтмориллонита в виде пластинок). Цемент хлорит-гидрослюдистого состава. В породе отмечается преобладание межмикроагрегатно-зерновых микропор преимущественно суженной щелевидной формы.

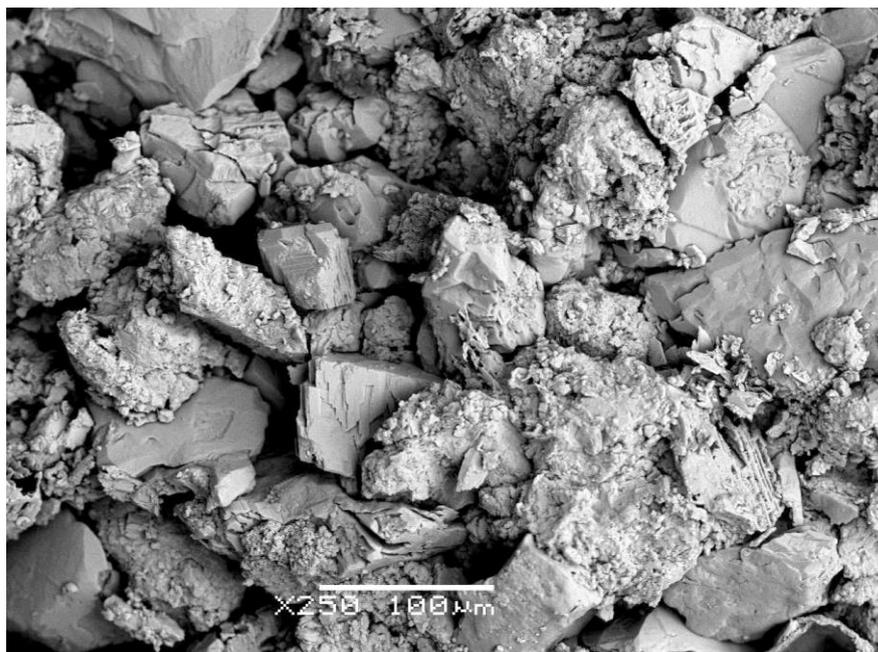


Рисунок 1.12 – Характеристика порового пространства по данным РЭМ (скважина 1006)

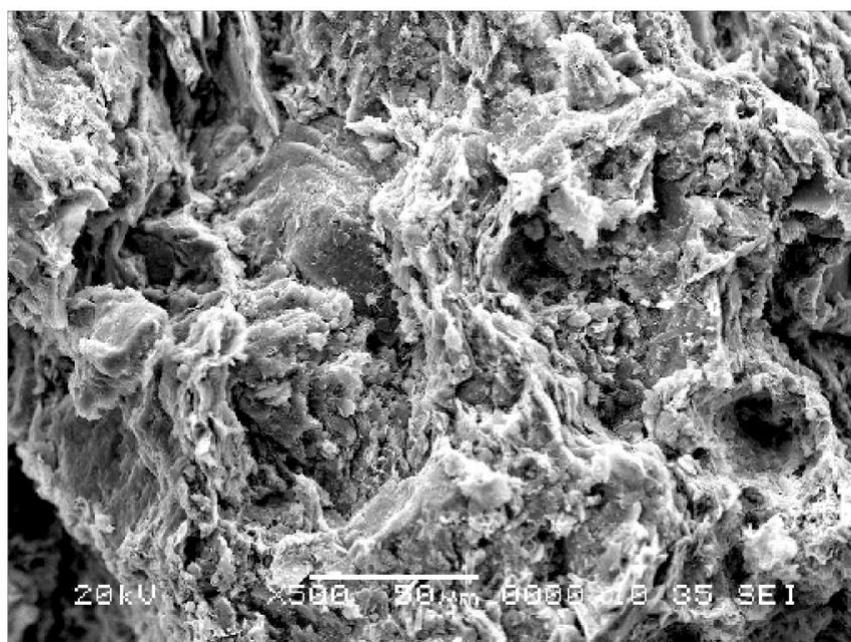


Рисунок 1.13 – Характеристика порового пространства по данным РЭМ (скважина 1007)

Представляют интерес результаты анализа взаимосвязи гранулометрического состава, степени цементированности с емкостными свойствами пород пласта ПК<sub>1-3</sub> (см. рисунки 1.14-1.15). Характеристика степени цементированности пород выполнена в соответствие с методическими рекомендациями по исследованию пород-коллекторов нефти и газа физическими и петрографическими методами (Москва, 1978г.). Классификация степени сортировки песков приведена в таблице 1.1. В качестве коэффициента сортировки ( $S_o$ ) используется отношение первого ( $Q_1$ ) и третьего квартилей ( $Q_3$ ), то есть размеров фракций, соответствующих 25- и 75-

процентному содержанию их (в исследуемой пробе). Значения  $Q_1$  и  $Q_3$  находят по кумулятивной кривой грансостава как абсциссы точек пересечения кривой с ординатами, соответствующими 25 и 75 процентам.

Таблица 1.1 - Классификация песков по степени сортировки

Степень сортировки песков	$S_0 = \frac{Q_3}{Q_1}$	$S_0 = \sqrt{\frac{Q_3}{Q_1}}$
Хорошо отсортированы	1,0 - 2,5	1,0 - 1,58
Средне отсортированы	2,5 - 4,5	1,58 - 2,12
Плохо отсортированы	> 4,5	> 2,12

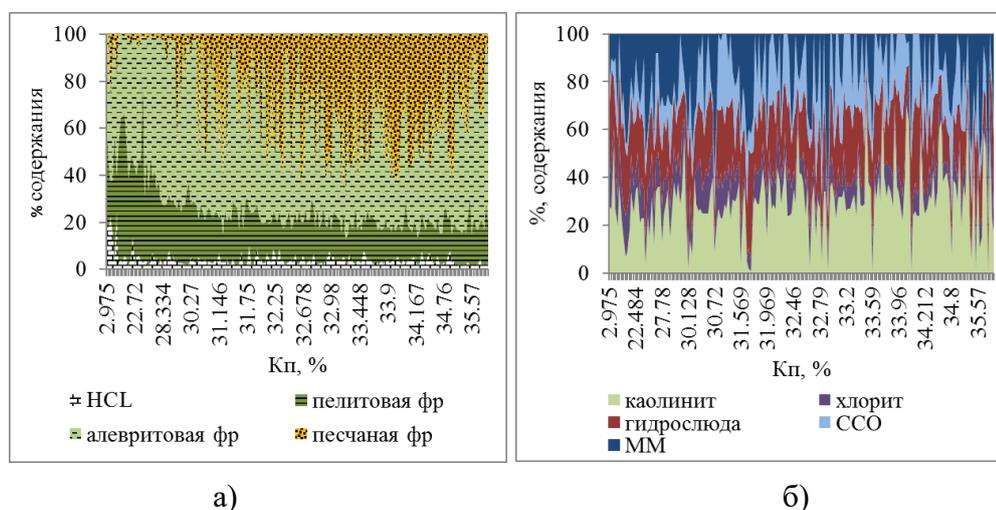


Рисунок 1.14 – Сопоставления фракционного состава пород (а) и «долевого» содержания глинистых минералов в цементе (б) со значениями пористости пород пластов ПК<sub>1-3</sub>

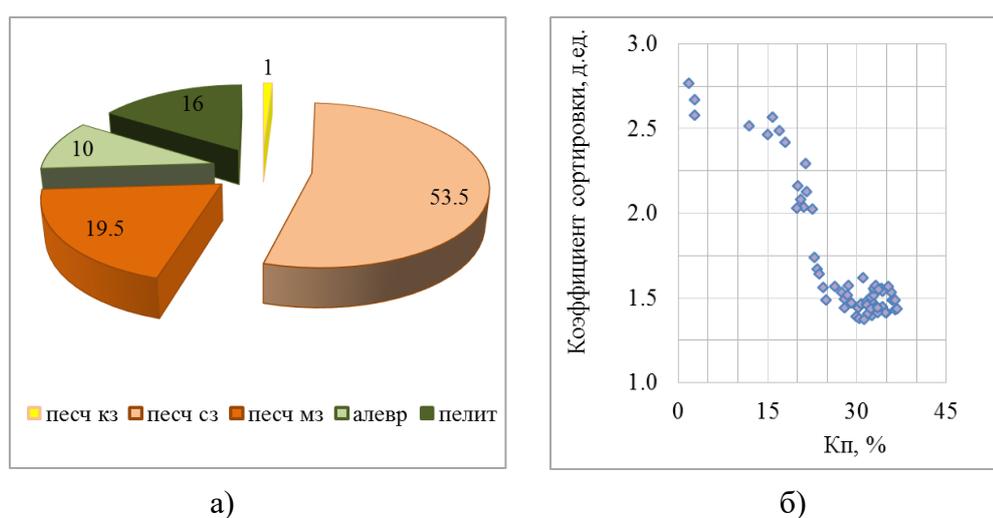


Рисунок 1.15 – Характеристика: а) фракционного состава (степень зернистости) пород пластов ПК<sub>1-3</sub> и б) сопоставление коэффициента сортировки с их пористостью

Наблюдается закономерно уменьшение глинистости (пелитовой фракции) с ростом песчаной

(псамитовой) фракции и соответствующим ростом пористости. В потенциальных коллекторах массовая глинистость не превышает 20-22 %. В составе глинистого цемента коллекторов с ростом их пористости наблюдается тенденция к некоторому росту содержания доли каолинита и снижению доли гидрослюда и монтмориллонита.

С ростом пористости пород более 28-30 % и, соответственно с уменьшением степени их цементации, коэффициент сортировки пород ( $S_0=Q_1/Q_3$ ) снижается до 1,4-1,6; степень отсортированности обломочного материала пород возрастает. При снижении пористости менее указанных значения растет доля мелкоалевритовых и пелитовых фракций, при этом степень консолидации пород возрастает.

Таким образом, приведенная физико-литологическая характеристика рассматриваемых пород позволяет выделить основные факторы определяющих их слабую сцементированность, а также потенциальные особенности изменения их свойств в процессах гидратации и дегидратации.

### **1.3 Условия уплотнения и факторы, определяющие слабую сцементированность пород сеноманского возраста**

Понятия рыхлые, слабосцементированные и сцементированные породы входят в инженерно-геологическую классификацию обломочных пород по их связности (разной степени цементации), или по крепости и буримости. По степени связности горные породы разделяются на четыре основные группы: скальные, связные, рыхлые (сыпучие) и плавучие [151]. Скальные породы характеризуются различной, обычно высокой твердостью, обусловленной наличием между минеральными зернами молекулярных сил сцепления, которые после разрушения породы не восстанавливаются. Связные породы отличаются от скальных меньшей прочностью. Обычно это некоторые типы осадочных пород, в которых обломочный материал связан цементирующей массой иного состава или структуры. К ним, например, относятся различные песчаники. Рыхлые породы (сыпучие) представляют собой механическую смесь частиц минералов или пород, не связанных между собой. Плавучие породы обладают способностью к течению, это обычно разжиженные водой пески (плывуны), но к течению способны породы и в твердом состоянии, например, лед [26, 151].

Степень связности определяется качественно и характеризуется, например, следующими признаками: сцементированные - разламываются и дробятся лишь под ударами геологического молотка в ступе; слабосцементированные - легко раздавливаются и рассыпаются при легком ударе молотком; рыхлые - неустойчивые, крошатся, разрыхляются пальцами. Данные критерии отличия с разной степенью цементации приведены в таблице 1.2, взятой из Атласа текстур и структур осадочных горных пород под редакцией А.В. Хабакова [143] (учитывая аналогичные предложения Садецкого-Кардош и других авторов). В петрофизической литературе встречается практически идентичная классификация, приведенная в зарубежной литературе

(консолидированные, слабоконсолидированные и неконсолидированные породы).

Таблица 1.2 - Степень цементированности пород из Атласа текстур и структур осадочных горных пород под редакцией А. В. Хабакова

Класс породы	Связность	Признаки, определяющие степень связности
0	Рыхлые (сыпучие)	Несцементированные, легко крошатся руками
1	Слабосцементированные	Распадаются на первичные обломки при легком ударе молотком
2	Сцементированные	Распадаются на куски и дробятся лишь под ударом молотка
3	Крепкосцементированные	Под ударом молотка не распадаются или распадаются с трудом
4	Скальные	Колются с трудом под ударами молотка

Слабосцементированный керн в целом характеризуется недостаточной или отсутствующей литификацией (сцементированностью) [116]. Уплотнение является одним из основных процессов, определяющих изменения физических свойств осадочных пород в ходе их погружения [106]. Закономерности этих изменений изучались многими исследователями в различных аспектах [18, 20, 71, 149]. В частности, для различных районов построены петрофизические разрезы с закономерностями изменения фильтрационно-емкостных свойств с глубиной, кривые уплотнения и других свойств для песчано-алевритовых разностей.

С физической точки зрения слабосцементированные породы являются одним из наиболее простых объектов среди всего разнообразия осадочных пород. Их можно представить, как зернистую среду, состоящую из слабо связанных, упруго-деформируемых неразрушающихся зерен преимущественно выпуклой формы [110, 128]. Для сеноманских отложений Западной Сибири тектонические условия их формирования можно также считать идеальными (скорость погружения осадка монотонная, горизонтальные тектонические напряжения равны нулю).

В рыхлой породе величина среднего нормального напряжения на контактах зерен определяется как числом контактов в единице объема, так и средней площадью контактных площадок, т.е. непосредственно связана со средним размером, отсортированностью и формой частиц. Известные из литературы многочисленные данные о влиянии на коэффициент пористости неглубоко залегающих пород этих гранулометрических характеристик показывают, что изменение любой из них, в том числе совместное, приводящее к увеличению среднего нормального напряжения на контактах зерен, вызывает увеличение пористости [68]. Наоборот, уменьшение размерности зерен и ухудшение сортировки приводят к уменьшению пористости пород [214].

Градиент изменения пористости прямо пропорционален площади контактов зерен в единичном сечении или числу контактов в единице объема и обратно пропорционален

коэффициенту трения. Таким образом, именно эти параметры определяют деформируемость несвязанных пород при указанном механизме уплотнения. Иными словами, отличия в пористости подобных пород (сеноман Западной Сибири), не претерпевших существенных диагенетических изменений, могут быть объяснены прежде всего различием этих параметров. Отметим, что величины площади контактов зерен и коэффициента трения между ними непосредственно не измеряются, а гранулометрические характеристики, определяемые обычными методами, могут дать только грубую оценку, поскольку не учитывают многообразие форм, состояние поверхности и состав зерен.

Существует обширная литература об изменении свойств пород с глубиной, а вопрос об отличии законов уплотнения для сцементированных и несцементированных песчаников освещается неоднозначно [49, 57, 8].

В работе дополнительно проанализированы различные законы уплотнения пород с глубиной. На основе обобщения данных по Прикаспийской впадине Б.К. Прошляков [49, 124] указывает, что «уплотнение за счет механической перегруппировки частиц в обломочных породах без цемента или с низким его содержанием (до 5-10 %), по-видимому, завершается на глубине 1000-1500 м. В породах с большим количеством цемента оно происходит и на больших глубинах (до 2000-2500 м)». Ниже указанных глубин «уплотнение пород под действием литостатического давления продолжается, но механизм его существенно меняется», поскольку на контактах обломочных зерен «достигается критическое давление».

Следует учитывать, что при малых нагрузках (не превышающих эффективное давление, соответствующее глубине залегания породы) их деформации происходят в соответствии с законом Гука, т.е. пропорциональны напряжениям и являются обратимыми [78, 131]. Вышеописанный механизм уплотнения, соответствующий несвязному состоянию песчано-алевритовых пород, действует до таких глубин их погружения, на которых начинаются процессы разрушения, растворения и срастания зерен [192, 200].

В рамках концепции глубинного происхождения нефтегазовых углеводородов предполагается вертикальная миграция их, в частности, миграция газа. В качестве одной из возможных причин образования слабосцементированных пород предполагается воздействие глубинных газовых потоков, врывающихся в пласт. Следствием чего, по мнению сторонников этой концепции, может быть повышение пластового давления и «разуплотнение» пород, что может рассматриваться как причина их слабой цементации. С целью оценки возможности влияния этого фактора автором рассмотрены закономерности уплотнения пород Западно-Сибирского осадочного комплекса в пределах выявленных нефтегазоносных объектов, включающих слабосцементированные породы, и объектов не продуктивных.

Рассмотрены обобщенные сопоставления фильтрационно-емкостных свойств осадочных пород с глубиной их залегания, в типовых разрезах Западной Сибири, приведенные в работах Н.А. Ирбэ, в частности в соответствующем альбоме, составленном в «ЗапСибНИИГеофизике»

под её руководством [71, 109, 136].

На рисунке 1.16а приведены сопоставления пористости песчано-глинистых пород с глубиной их залегания, для ряда нефтегазоносных районов и площадей Западной Сибири, с разделением пород по характеру насыщенности. На него нанесены данные по ряду нефтегазоносных районов Ямало-Ненецкого автономного округа (Мессояхскому, Большехетскому, Надымскому, Уренгойскому и Тазовскому), Ханты-Мансийского автономного округа (Самотлорское месторождение) и Тюменской области (Урненское месторождение и Западно-Ишимская площадь). Из этого сопоставления следует отсутствие какого-либо существенного влияния характера насыщенности на закономерности уплотнения пород (на пористость). Аналогичное сопоставление, получено с делением песчано-алевритовых пород по насыщению на газо-, нефте- или водонасыщенные пласты объектам (рисунок 1.16б). На него перенесены кривые уплотнения, приведенные на рисунке 1.16а.

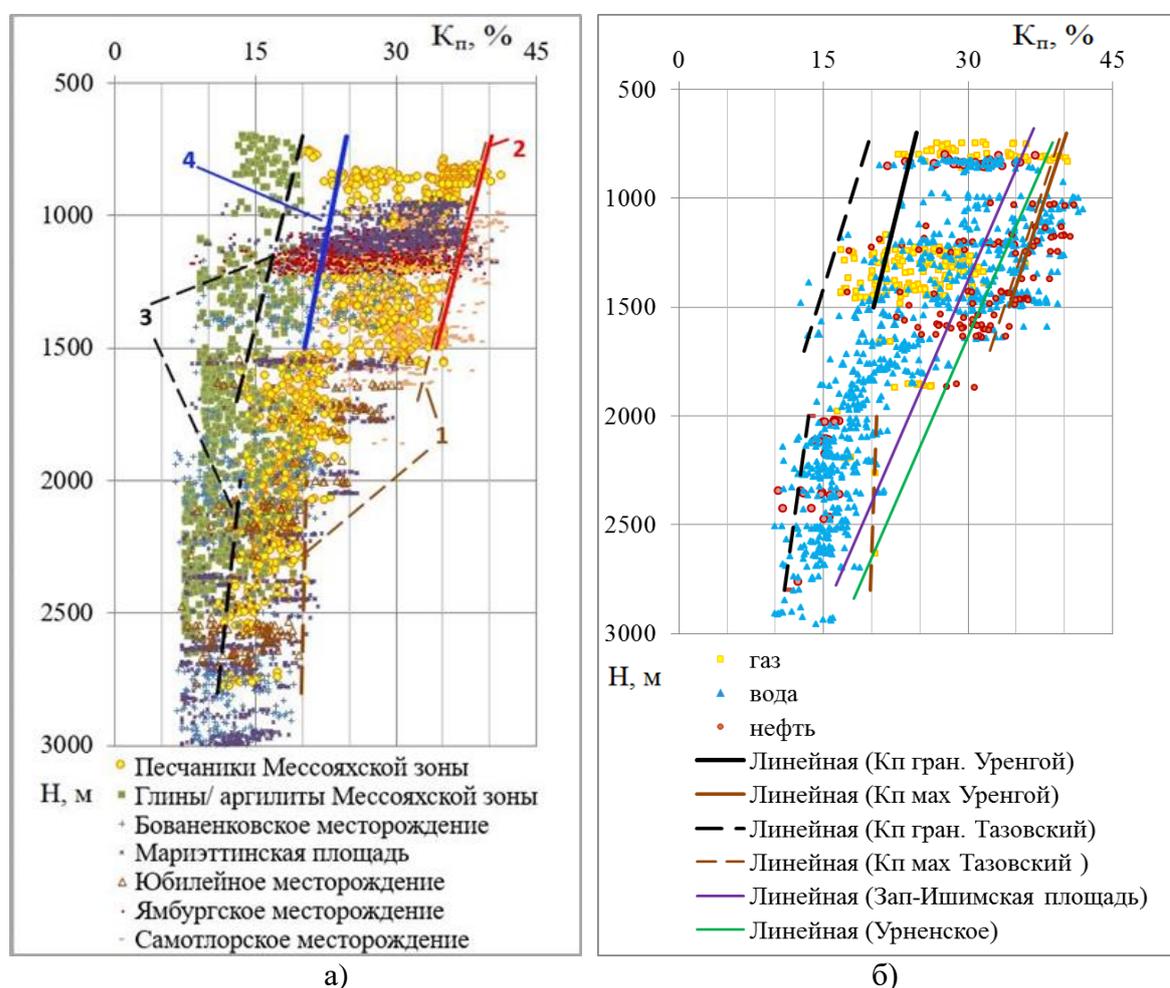


Рисунок 1.16 - Сопоставления коэффициента открытой пористости пород с глубиной залегания по данным керна поисково-разведочных скважин по месторождениям ЯНАО, ХМАО и Тюменской области: а) песчано-алевритовых пород и глин-аргиллитов месторождений по данным Н. А. Ирбэ 1 –  $K_{п\ макс}$  Тазовский, 2 –  $K_{п\ макс}$  Уренгой, 3 –  $K_{п\ гр}$  Тазовский, 4 –  $K_{п\ гр}$  Уренгой; б) песчано-алевритовых пород из интервалов газо-, нефте- или водонасыщенных пластов

Сопоставление этих данных также однозначно свидетельствует об отсутствии аномалий пористости, обусловленных характером насыщенности коллекторов. Следовательно, одним из факторов, определяющим емкостные (и другие взаимосвязанные) свойства рассматриваемых пород остается уплотнение их под действием эффективного давления или закон нормального уплотнения осадков. Также существенное влияние на ФЕС оказывает наличие глинистого цемента.

Необходимо обратить внимание на то, что для типовых разрезов Западной Сибири наблюдается особенность характера нормального уплотнения осадков с глубиной: изменение (скачек) градиента уплотнения в интервале глубин, примерно, от 1600 до 1800 метров. Эта особенность установлена в работах В.Х. Ахиярова и Ф.З. Хафизова (1982 г. и др.) и объясняется повышенной сжимаемостью полимиктовых пород-коллекторов по сравнению с мономиктовыми (кварцевыми) породами, обусловленной разрушением менее устойчивых (менее прочных) минералов полевых шпатов и слюд. Разрушение происходит при условии превышения напряжений, возникающих на контактах зерен с этими минералами, пределы их прочности (Хафизов Ф.З., 2012 г), т.е. при соответствующих значениях эффективных давлений.

Таким образом, до глубин порядка 1500-1600 метров характер изменения пористости осадков обусловлен преимущественно необратимым уплотнением пород под действием эффективного давления. При этом изменение объема пород обуславливается взаимным смещением зерен скелетной компоненты, и деформациями глинистого цемента пород. Изменение зерен скелетной компоненты ограничивается упругими деформациями. Ниже указанных глубин проявляется влияние неупругих деформаций зерен скелета пород, обусловленное разрушением «неустойчивых» минералов.

Наличие рассматриваемых особенностей уплотнения полимиктовых пород подтверждается данными ГИС, в частности, характером изменения плотности пород по гамма-гамма плотностному каротажу (ГГКп) с глубиной (рисунок 1.17а). На рисунке приведены попластовые значения плотности по данным ГГКп. Предварительно масштаб записи кривых ГГКп был уточнен по керновым данным; кривые плотности были приведенные к эталонному распределению (по методике Губермана). Для обеспечения достоверности результатов построений рассматривались интервалы водо- и нефтенасыщенных коллекторов толщиной более двух метров и значением относительной амплитуды СП  $\alpha_{сп} > 0,9$  отн. ед., характеризующиеся отсутствием каверн.

По этим же данным были выполнены определения коэффициента открытой пористости по ГИС с помощью петрофизической зависимости плотности водонасыщенных пород от их пористости и сопоставления её с глубиной залегания пластов (рисунок 1.17б). На рисунке дополнительно приведены уравнения аппроксимации кривых нормального уплотнения чистых песчаников ( $K_{пч}$ ), глин ( $K_{п гл}$ ) и граничных значений песчаников ( $K_{п гр}$ ) для изучаемого района:

$$K_{пч} = -0.2125 * H^2 - 6.1533 * H + 43.6, \quad (1.1)$$

$$K_{п\ гр} = 23.8 - 10 * \ln(H), \quad (1.2)$$

$$K_{п\ гл} = 21.5 - 10 * \ln(H), \quad (1.3)$$

где  $H$  – глубина залегания, км.

Впервые для изучаемого региона обоснованы константы уравнений зависимостей пористости «чистых» и глин от глубины их залегания (до порядка 1500 м). Коэффициенты  $a$ ,  $b$  и  $c$  для чистых песчаников Большехетской зоны месторождений составляют:  $a = -0,2125$ ,  $b = 6,1533$  и  $c = 43,6$ .

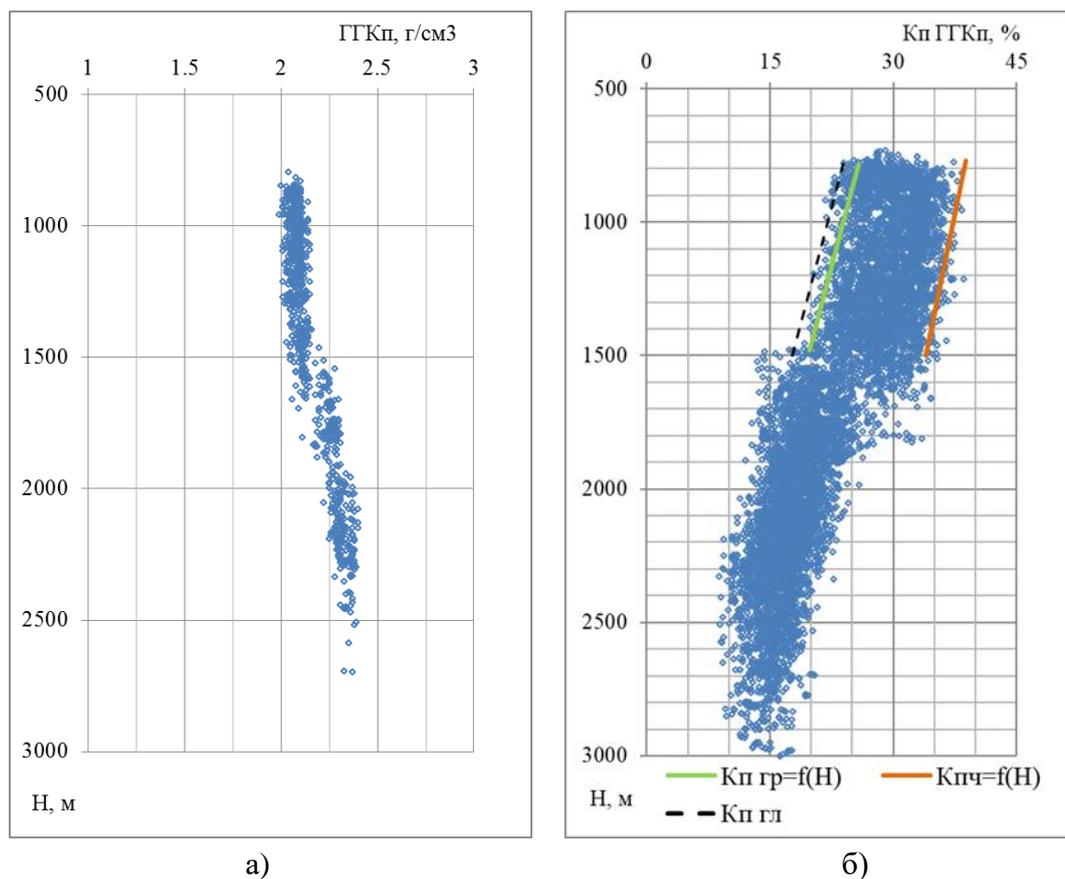


Рисунок 1.17 - Сопоставления с глубиной залегания пластов: а) плотности песчано-алевритовых пластов и б) коэффициента открытой пористости по данным ГИС (поисково-разведочные скважины месторождений Большехетской зоны) с нанесенными кривыми  $K_{п\ ч}$ ,  $K_{п\ гр}$  и  $K_{п\ гл}$

Приведенные на этих сопоставлениях (рисунках 1.16 и 1.17) данные представляют геологические разрезы разных нефтегазоносных районов, с разным характером насыщенности коллекторов и, тем не менее, имеют очень близкие диапазоны изменения фильтрационно-емкостных свойств с глубиной. Они охватывают интервалы разрезов от пластов ПК<sub>1-3</sub> и пород юрского возраста и, как уже отмечалось, отражают известные закономерности гравитационного уплотнения осадков с глубиной, включая особенности, обусловленные неупругими деформациями (разрушением зерен скелета), а также постдиагенетическими преобразованиями пород на глубинах, превышающих 1500-1800 м. До глубины порядка 1500 метров происходит

необратимое изменение пористости осадков, определяемое гравитационным уплотнением. При этом неупругие деформации (разрушения) зерен скелетной составляющей пород не проявляются.

С целью подтверждения этого были выполнены экспериментальные исследования изменения состояния образца слабосцементированного песчаника при воздействии на него всесторонним равномерным напряжением (давлением) соответствующим эффективному на глубине его залегания. С помощью метода рентгеновской микротомографии были выполнены снимки внутреннего строения образца с разрешением 10 и 27 мкм до и после воздействия на него всесторонним давлением. Пористость образца песчаника составила 35,0 %, коэффициент проницаемости  $2000 \cdot 10^3$  мкм<sup>2</sup>. Он был помещен в термопленку, на поверхности которой была нанесена разметка для строгой ориентации образца в процессе микротомографической съемки. Это обеспечивало возможность сопоставления результатов микротомографии до и после воздействия на образец всесторонним давлением сжатия. Было обеспечено воздействие на образец 5-ти ступенчатой нагрузкой, которая достигала пластового давления в 10,9 МПа. Совмещение результатов исследования до и после воздействия (нагрузки) позволяет установить появление или отсутствие в нем внутренних дефектов и, соответственно выявить характер деформации породы: упругий или не упругий. Полученные результаты приведены на рисунках 1.18 и 1.19.

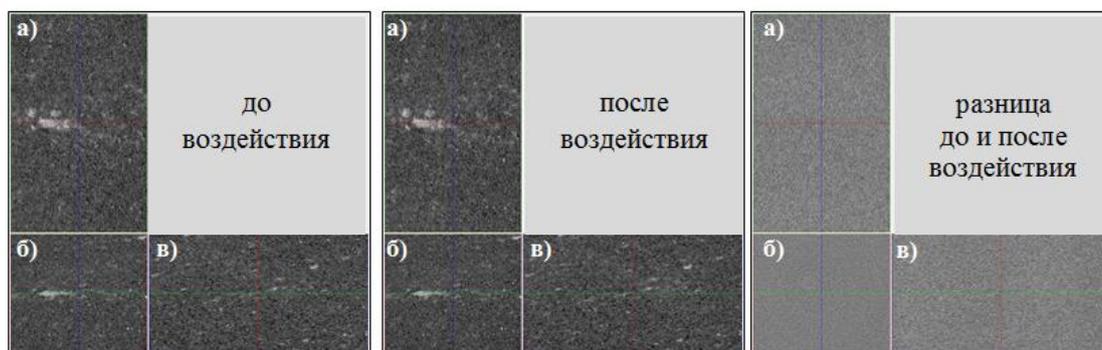


Рисунок 1.18 - Проекция изображения среза на керне методом рентгеновской микротомографии с разрешением 10 мкм: а) вдоль оси образца под условным углом 0 °С; б) перпендикулярно оси образца; в) под условным углом 90 °С градусов к проекции (а)

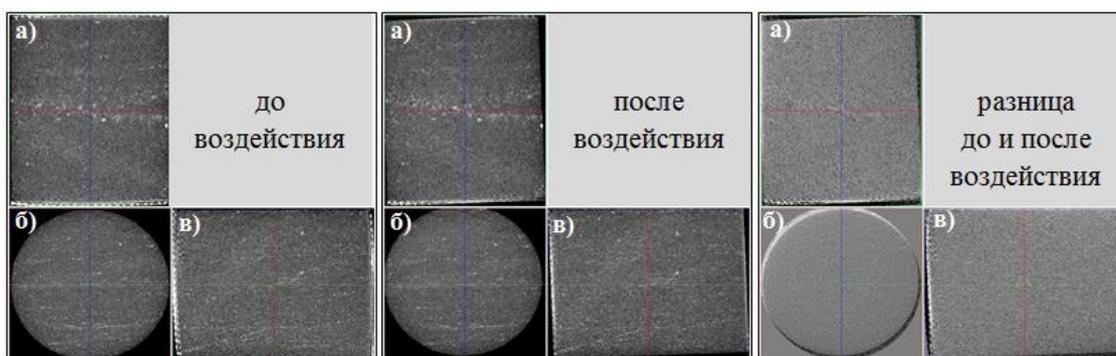


Рисунок 1.19 - Проекция изображения среза на керне методом рентгеновской микротомографии с разрешением 27 мкм: а) вдоль оси образца под условным углом 0 °С; б) перпендикулярно оси образца; в) под условным углом 90 °С градусов к проекции (а)

Таким образом, этот эксперимент подтверждает, что в пределах эффективных давлений, наблюдаемых в пластах ПК<sub>1-3</sub>, неупругие деформации не проявляются.

На образование слабосцементированных пород влияет низкое содержание цемента и слабая степень уплотнения горных пород.

#### 1.4 Характеристика фильтрационно-емкостных свойств пород

Фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) пластов ПК<sub>1-3</sub> изучены на 1376 образцах из 22 скважин. Коэффициент открытой пористости ( $K_n$ ) измерен на 1376 образцах. Общий диапазон измерений – от 0,2 до 40,2 %, с учетом карбонатизированных (плотных) и углистых разностей. Среднее значение пористости по керну составляет для песчаников – 30,19 %, для алевролитов – 22,73 %. На рисунке 1.20а приведены распределения коэффициента пористости с делением по укрупненным литотипам.

Для обоснования количественных критериев выделения коллекторов использовался петрофизический способ, который заключается в сопоставлении эффективной и динамической пористости, определенных по данным керна [81]. Граничное значение пористости пластов ПК<sub>1-3</sub> составляет 22,5 %.

Коэффициент абсолютной газопроницаемости ( $K_{пр}$ ) измерен на выборке из 1308 образцов. Общий диапазон от 0,001 до  $4694,5 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ . Среднее значение  $K_{пр}$  составляет для песчаников –  $681,1 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ , для алевролитов –  $5,5 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ . Коллекторы относятся к преимущественно высокой и очень высокой характеристике по проницаемости (I и II класс коллектора) по классификации Ханина [146]. Распределения  $K_{пр}$  с делением по укрупненным литотипам приведены на рисунке 1.20б, включая карбонатизированные (плотные) и углистые разности. Граничное значение  $K_{пр}$  для пластов ПК<sub>1-3</sub> составляет  $3 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ .

Коэффициент водоудерживающей способности ( $K_{вс}$ ) измерен на выборке из 542 образцов. Диапазон изменения  $K_{вс}$  для песчано-алевритовых пород составляет 9,9-84,9 % (в единичных образцах) со средним значением для песчаников 39,2 % и алевролитов 78,9 %. Максимальные значения  $K_{вс}$  в коллекторах относятся к уплотненным песчано-алевритовым разностям или углисто-слюдистым намывам. Распределения  $K_{вс}$  с делением по укрупненным литотипам приведены на рисунке 1.20в.

Распределения гранулометрических фракций по литотипам показывает практически полное перекрытие песчаников и алевролитов по массовой доле алевролитовой составляющей. Так как деление на группы выполнялось по литологическому описанию керна, возможны ошибочные оценки.

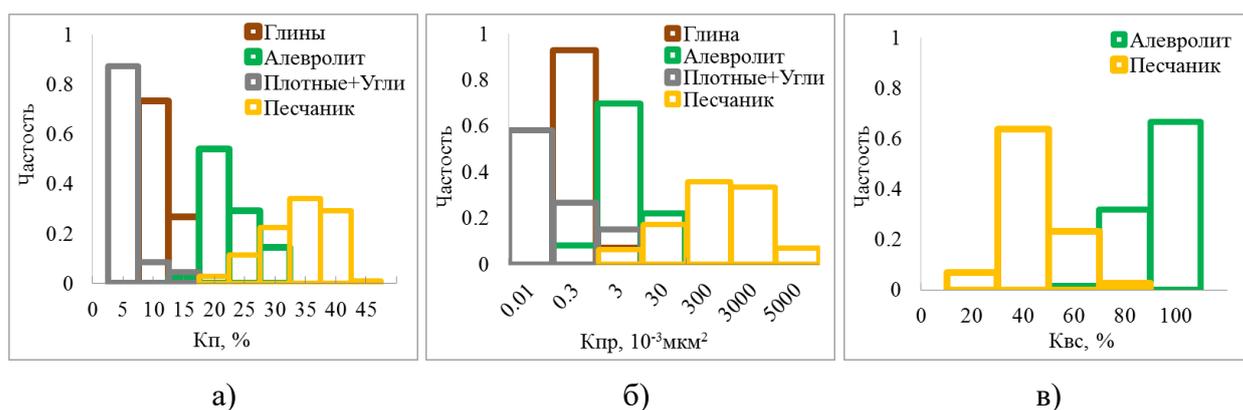


Рисунок 1.20 - Распределения фильтрационно-емкостных параметров по укрупненным литотипам: а) открытой пористости в атмосферных условиях; б) коэффициента проницаемости; в) коэффициента водоудерживающей способности

Для пластов ПК<sub>1-3</sub> была предпринята попытка анализа связей петрофизических характеристик с литологическими. В качестве литологических параметров были использованы массовые доли (С) песчаников, алевролитов и глин:  $C_{\text{песч}}$ ,  $C_{\text{алевр}}$ ,  $C_{\text{гл}}$ , соответственно. Согласно принятой в России шкале В.П. Батурина [32] для количественного определения  $C_{\text{песч}}$  суммировались фракции с размером частиц от 1 до 0,1 мм,  $C_{\text{ал}}$  – от 0,1 до 0,01 мм,  $C_{\text{гл}}$  – < 0,01 мм (рисунок 1.21 а-в). Из сопоставлений исключены образцы с содержанием карбонатного материала ( $C_{\text{карб}}$ ) более 5 %. Дифференциация сопоставлений выполнена по набухаемости (N) пород, определяемой содержанием набухающих минералов. Набухаемость - способность глинистых пород увеличивать объем в процессе взаимодействия с водой или водными растворами [133]. Как видно из представленных сопоставлений значимая дифференциация приведенных на них данных по набухаемости отсутствует. Изменение тренда зависимости для части алевролитов обусловлено увеличением глинистости, переупаковкой зерен, текстурной неоднородностью (рисунок 1.21г).

Устойчивые (статистически представительные) связи коэффициента пористости и литологических параметров отсутствуют, наблюдается лишь определенный тренд. Содержание песчаной фракции находится в прямой корреляционной зависимости с ФЕС пород, содержание алевритовой и глинистой фракциям – в обратной. При сопоставлении параметров  $C_{\text{песч}}$ ,  $C_{\text{алевр}}$ ,  $C_{\text{гл}}$ , с водоудерживающей способностью ситуация аналогичная. Дифференциации зависимостей по условиям осадконакопления не наблюдается.

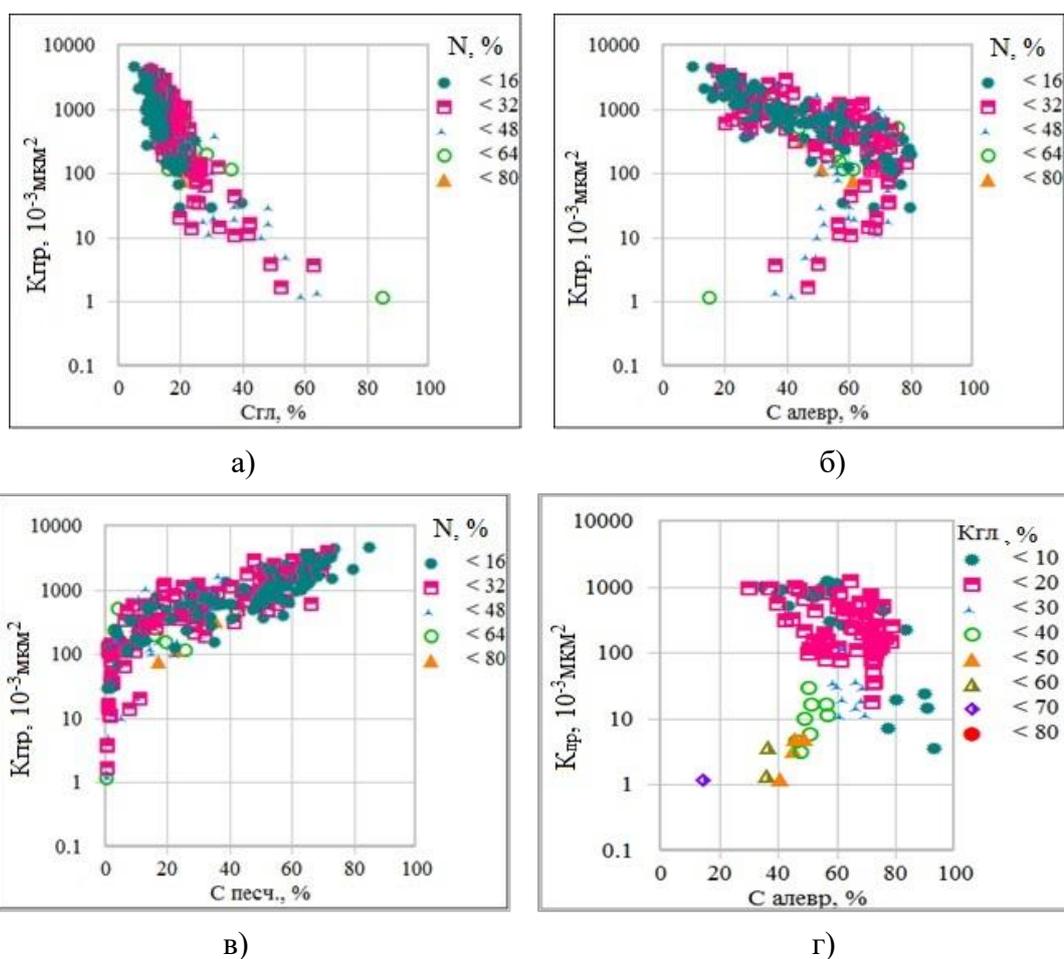


Рисунок 1.21 - Сопоставления гранулометрических характеристик с ФЕС: а)  $K_{пр}=f(C_{гл})$ ; б)  $K_{пр}=f(C_{алевр})$ ; в)  $K_{пр}=f(C_{песч})$  с шифром - набухаемость (N); г)  $K_{пр}=f(C_{алевр})$  с делением по коэффициенту глинистости

В дальнейшем, для интерпретации будет принята модель коллектора с межзерновым типом порового пространства, в которой изменение ФЕС коллекторов контролируется содержанием глинисто-алевритовой компоненты, содержание глинистой компоненты при этом невелико.

Сеноманские отложения (пласты ПК<sub>1-3</sub>) характеризуются близкими средними характеристиками ФЕС выявленных месторождений, открытых в разные годы и не зависимо от времени проведения их исследований. Значения емкостных свойств соответствуют зависимостям нормального уплотнения горных пород с глубиной (для небольших глубин залегания и эффективных давлений), с коэффициентами уравнений, скорректированных в настоящей работе.

Однако, сопоставления  $K_{п}=f(K_{пр})$ ,  $K_{п}=f(K_{во})$  имеют существенный разброс при использовании определений пористости [123]. Пример соответствующего сопоставления приведен на рисунке 1.22.

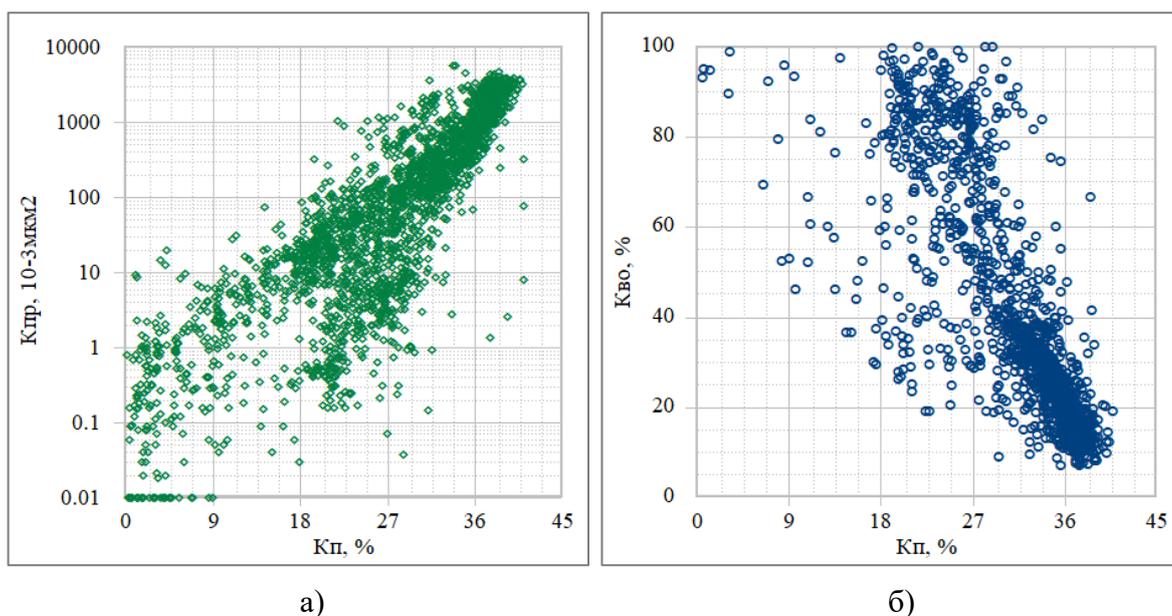


Рисунок 1.22 - Сопоставления: а)  $K_{пр}=f(K_{п})$ ; б)  $K_{пр}=f(K_{во})$  в сеноманских отложениях (пласт ПК<sub>1-3</sub>) Большехетской зоны месторождений

Зависимости параметра пористости ( $P_{п}$ ) от коэффициента пористости и параметра насыщенности ( $P_{н}$ ) от коэффициента водонасыщенности ( $K_{в}$ ) полученные в разное время и разными исполнителями, как правило, также отличаются (по значениям эмпирических постоянных « $a_{п}$ » и « $m$ », « $a_{н}$ » и « $n$ », соответственно). Эти особенности создают трудности в оценке достоверности рассматриваемых зависимостей и оценке достоверности результатов их применения при решении практических задач оценки геологических характеристик исследуемых объектов и обеспечении подсчета запасов.

Таким образом, на основе приведенного анализа фактических данных по Большехетской зоне месторождений установлено, что литолого-петрофизическая характеристика пластов ПК<sub>1-3</sub> покурской свиты сеноманского возраста и геологические условия их формирования принципиально не отличаются от характеристики этих отложений на территории Западной Сибири, с учетом вариации глубины залегания пород. Кроме того, установлено, что формирование слабосцементированных пород коллекторов пластов ПК<sub>1-3</sub> определяется тем, что соответствует начальной стадии диагенеза осадков и определяется законом нормального уплотнения пород под действием эффективных давлений, соответствующих глубинам залегания пород, а также слабой степенью цементации скелетной компоненты пород-коллекторов глинистым материалом, практическим отсутствием карбонатного материала.

## ГЛАВА 2 АНАЛИЗ И УСОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИЙ ОТБОРА И ИЗГОТОВЛЕНИЯ ОБРАЗЦОВ КЕРНА СЛАБОСЦЕМЕНТИРОВАННЫХ ПОРОД

Информативность лабораторных исследований пород, особенно слабосцементированных разностей, зависит от технологий и качества отбора керна.

Керн горной породы — это цилиндрический столбик горной породы, выбуриваемый из массива горных пород или штуфа [33]. Слабосцементированный керн – это цилиндрический монолит горной породы, полученный путем кольцевого разрушения забоя скважин при бурении в породах невысокой прочности, цементация которых не обеспечивает высоких прочностных свойств.

Керн является прямым и наиболее информативным источником данных о составе и свойствах горных пород, слагающих геологический разрез. Качественно отобранный керн во многом является залогом успешности программы лабораторных исследований керна и позволяет получать достоверные данные о пласте и обеспечить достоверность геологической интерпретации ГИС. На рисунке 2.1 приведен пример влияния технологии отбора на состояние керна.

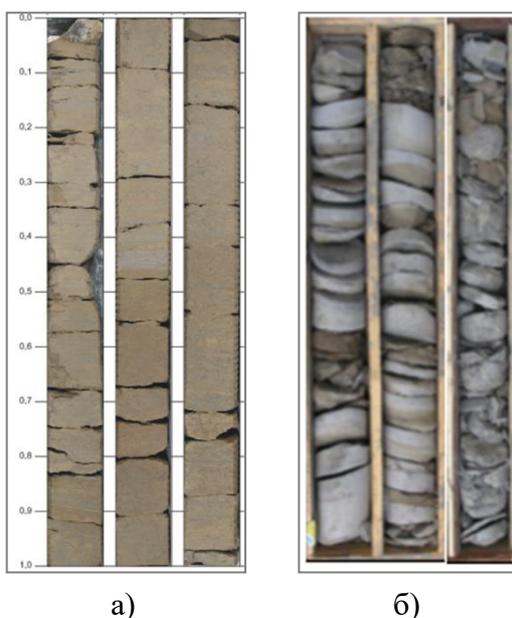


Рисунок 2.1 - Пример колонки слабосцементированного керна сеноманских отложений: а) при технологии отбора изолированного керна; б) при недостаточном качестве технологии отбора [105]

Анализ качества керна и процент его выноса из слабосцементированных пород показал, что керноотборные снаряды (КОС) типа «Недра» обладают существенными недостатками - низким средним выносом керна. Выносы керна удалось повысить в единичных скважинах до 100%, используя при отборе керна растворы на нефтяной основе (РНО). Кроме того, при сравнении пористости образцов, из скважин на РНО или РВО снарядами «Недра» получено снижение средней пористости для последнего на 3,5-5 % (абсолютных), что связано с тем, что на

поверхность не выносился керн с наилучшими свойствами, так как он обладал наименьшими прочностными свойствами [126].

## **2.1 Основные этапы развития технологий петрофизических исследований слабосцементированных пород**

В историческом плане можно проследить несколько этапов изучения слабосцементированного керна.

С открытием первых залежей в середине 70-х годов остро встал вопрос с технологией петрофизических исследований. До середины 80-х годов прошлого столетия средний вынос керна из этих объектов составлял всего 26 - 38 % (керноотборный снаряд «Недра») и керн большей частью имел нарушенную текстуру. Традиционные способы исследований были применимы только для более сцементированных участков пород, фильтрационно-емкостные свойства которых приближаются к граничным значениям. Преобладающий диаметр керна редко превышал 52-67 мм, что существенно сказывалось на выносе керна, особенно из рыхлых и слабосцементированных пород. В конце семидесятых годов стали появляться керноотборные снаряды, изготовленные в соответствии с ГОСТ 21949-76 [27] обеспечивающие отбор керна диаметром 80 и даже 100 мм, что давало определенные преимущества по выносу и сохранности керна (например, снаряд «Кембрий»). Наиболее известным из них стал колонковый снаряд КД11М-164/80 «Недра» конструкции ВНИИБТ [1].

Именно этим снарядом выполнен основной отбор керна с конца 70-х, до начала 90-х годов прошлого века. Принципиальное техническое отличие его от ранее применявшихся снарядов это не вращающаяся относительно забоя керноприемная трубка и повышенный диаметр керна (80 мм), кратно увеличивающий механическую прочность всей колонки керна. На этой технической и технологической базе в оценочных скважинах обеспечивался отбор керна с целью прямых определений пластовой водо- и нефтенасыщенности. В них в качестве промывочной жидкости применялись растворы на углеводородной (нефтяной) основе (РУО, РНО), имульсионно-битумные, инвертные. На территории Тюменской области данные работы выполнялись в Главтюменьгеологии и Главтюменьнефтегаз. С 1991г бурение скважин, с использованием РУО, было прекращено по причинам технологической (прежде всего пожарной) и экологической безопасности.

Таким образом, в 80 – 90-х гг вынос керна в специальных скважинах (на РУО) удалось повысить до 80 %. Однако, при нарушении задаваемых технологических параметров промывочной жидкости (повышенная водоотдача, песчанность и др.) а также технологических особенностях керноотборных снарядов (КОС) происходил затирание керна в керноприемной трубке, сопровождаемое его дискованием, вплоть до заклинивания керна. Вследствие этого керн становился похож на «чечевичные обломки». В целом, получено снижение средней пористости, связанное с тем, что отбор неповрежденного керна из более крупнозернистого песчаника и

изготовление кондиционных образцов часто были затруднены из-за отсутствия сцепления между зернами, в то время как более мелкозернистые породы обладают большей степенью сцепления зерен и потому лучше сохраняют свою структуру.

Соответственно первые оценки подсчетных параметров (особенно коэффициентов пористости и нефтегазонасыщенности) оказались существенно заниженными на 3,5 – 5 % (абсолютных). Затем, В.Х. Ахияровым были выполнены обобщающие работы по северу Западной Сибири, в которых средние значения пористости составляли 32 - 33%.

Примерно в то же время (конец 70-ых и начало 80-ых годов) в СССР была опробована технология заморозки керна, при отборе керна в зимний период времени. Происходила естественная заморозка керна в ящиках, размещаемых на открытых площадках хранения. С учетом этого была обеспечена доставка замороженного слабосцементированного керна в ЦЛ "Главтюменьгеологии" и в сектор петрофизических исследований «ЗапСибВНИИГеофизика» (Н.А. Пих, Будимиров, А.М. Ахияров В.Х., В.Г. Мамяшев, 1982 г.). Куски мерзлого полноразмерного керна, отобранные для изготовления лабораторных образцов, помещали в морозильные камеры при температуре хранения минус 18 - 20 °С. Из них различными доступными способами (высверливанием, вырезанием) изготавливали образцы, в том числе и правильной геометрической формы. Для последующего сохранения формы образцов их поверхность покрывали оболочками из клея (БФ-2) или эпоксидной смолы. Эти простые приемы позволили получить новые более высокие оценки коэффициентов пористости и проницаемости пород сеноманских залежей. Тем не менее, достоверность результатов была невысокая. Оценки фильтрационно-емкостных свойств оказались завышенными, что отмечено в работах А.М. Верховского [18].

Технологии, описанные выше, можно именовать, как «традиционные технологии отбора керна». Они массово применяются и сейчас при отборе керна из достаточно сцементированных, крепких пород. Общей особенностью «традиционной технологии отбора керна» является то, что в базовом варианте внутреннее пространство керноприемной трубы заполнено промывочной жидкостью, используемой при бурении скважин. В результате чего керн промывается фильтратом бурового раствора настолько, что на его поверхности возможно формирование глинисто-шламовой корки. На основании этого, по мнению ряда специалистов, текущая нефтенасыщенность определенная из образцов керна отобранных с помощью такой технологии равна остаточной нефтенасыщенности [85].

Созданию технологии отбора герметизированного керна в нашей стране предшествовали сформулированные в 1978г. директором «ЗапСибНИГНИ», членом корреспондентом АН СССР, профессором И.И. Нестеровым требования к разработке технологии отбора керна, с герметизацией его на забое скважины. Целью этих работ было исследование керна из отложений баженовской свиты. В результате работ в «ЗапСибНИГНИ» – «ЗапСибБурНИПИ» был разработан, изготовлен и опробован в производственных условиях специализированный

керноотборный снаряд и технология отбора керна. Предусматривалось заполнение внутренней полости керноприемной трубки изолирующей жидкостью (агентом) и герметизация внутренней полоски керноприемной трубки снаряда непосредственно на забое скважины, после завершения бурения с отбором керна. Испытания снаряда были завершены в 1981г. После чего этот снаряд использовали в опытных работах при изучении «нетрадиционных» отложений. Тем не менее, отбор герметизированного керна не нашел широкого применения из-за отсутствия аппаратуры и технологий петрофизических исследований керна, находящегося под давлением. При этом была отмечена высокая стоимость работ. Кроме того, по зарубежом литературным источникам отмечается повышенная аварийность [161, 180, 195] применяемой технологии извлечения керна из КОС.

Следующим этапом в развитии технологий отбора керна на основе герметизированного керна стала специализированная конструкция керноотборного снаряда, разработанная в институте «ЗапСибБурНИПИ». В последующем доработка и развитие этих технологий было продолжено в НПП «СибБурМаш». Главным итогом этих работ стала разработка предприятиями НПП «СибБурМаш», НПЦ «Тюменьгеофизика» и ЗАО «СибКор» методических рекомендаций по отбору керна с помощью изолирующих технологий. Эти рекомендации были утверждены в 1993 в ГКЗ РФ.

Суть технологии отбора изолированного керна заключается в заполнении внутренней полости керноприемной трубки изолирующим агентом, инертным по отношению к твердой фазе пород и к содержащимся в них поровым флюидам. С применением новых, изолирующих, технологий отбора керна средний вынос его из слабосцементированных пород уже к середине 90-х годов достиг 90 – 95 %, а в настоящее время составляет практически 100 %. Было установлено, что, несмотря на слабую цементацию пород-коллекторов, изолирующие технологии гарантируют представительность (практически полный вынос керна), сохранение геологической информативности и неискаженных петрофизических характеристик слабосцементированных пород.

Интерес в области технологий изготовления образцов нашел свое отражение в многочисленных исследованиях российских и зарубежных авторов [21, 13]. Однако не получил до нашего времени подробного освещения, т.к. часто технологии являются конфиденциальными и не представляются в отчетах по исследованиям керна. Представленный обзор выполнен в большей степени по схематическим описаниям и может носить лишь характер констатации доступных нам фактов. Технические вопросы требуют участия специалистов в области методическом обеспечении петрофизических лабораторий, прохождения через экспертный совет ФБУ ГКЗ РФ и создания соответствующих инструкций или ГОСТов.

Что касается влияния заморозки на физические свойства, то первые результаты исследований керна появились в открытой печати в 1947 году (Core Laboratories Company), позже в компании California Research Corporation и в Американском институте инженеров горной

промышленности (1965 г.), в монографии по отбору и анализу керна Г. Андерсона (1975г.). В СССР лабораторные исследования слабосцементированных пород начались примерно с 1963г. (М.К. Калинин). Оценка емкостных параметров (пористости) слабосцементированных коллекторов описана в работах А.А. Ханина и Ф.И. Котяхова, в частности в известной монографии его 1956 года.

В начале 80-ых годов развивается изучение насыпных моделей, завершившееся защитой диссертации по комплексным петрофизическим исследованиям слабосцементированных пород (А.М. Верховский, «ЗапСибНИИГеофизика» 1984г.).

В 1999г. предложена и научно обоснована отечественная низкотемпературная технология сохранения целостности и петрофизических исследований слабосцементированных и неконсолидированных пород (С.Ю. Рудаковская). Позднее получило свое развитие изучение влияния замораживания слабосцементированных пород на изменения в их структуре методом рентгеновской микротомографии в публикациях компании Шлюмберже.

Тем не менее, последовательность процедур при отборе и изготовлении образцов из слабосцементированного керна до сих пор является дискуссионной, как и материалы, используемые для обеспечения сохранности геометрии (объемов и размеров) образцов.

Таким образом, очевидно, что информативность лабораторных исследований пород, особенно слабосцементированных разностей, в существенной мере определяется применяемыми технологиями отбора керна.

## **2.2 Анализ современных технологий отбора керна слабосцементированных пород, его препарирования и изготовления образцов**

Разработки технологий отбора керна с целью повышения качества керна и процента выноса из горных пород III и IV категорий сложности по трудности отбора керна (ВНИИБТ) [1] продолжались с начала 80-х. В этот период силами ВНИИБТ велись конструкторские работы по созданию новых КОС. Выше уже было отмечено появление и применение КОС типа «Недра», позже были разработаны такие снаряды как «Силур» и «Кембрий», которые также оснащались стальными грунтоносками (керноприемными трубками) и отличались возможностью отбора керна диаметром больше 80 мм. С применением этих снарядов, вынос керна из слабосцементированных пород удалось повысить до 80% (см. выше). В литературе отмечается появление КОС типа «Плутоний», в котором слабосцементированный керн поступал в плотную эластичную оболочку и удерживался ею [74].

В начале 70-х годов в нашей стране и за рубежом были начаты разработки новых, специальных, технологий отбора керна, призванных повысить его информативность, прежде всего, при изучении остаточной водонасыщенности пород продуктивных отложений [155, 160]. Основные разработки продолжались до середины 90-х, и перечислены ниже в порядке создания [142]:

- Изолирующая технология – институт «ЗапСибНИГНИ» – «ЗапСибБурНИПИ», (СССР 1978 1985) и далее НПП «СибБурМаш», РФ (начиная с 1991 г.);
- HydroLift - Eastman Christensen Co, USA 1986.
- Low invasion coring – Eastman Christensen Co, USA, 1989;
- Gel Coring System - Baker Hughes INTEQ, USA 1995;

Суть технологий «Low Invasion» основана на использовании специально разработанных бурголовках типа PDC с промывочными отверстиями, расположенными таким образом, чтобы отводить поток бурового раствора от столбика керна [156].

Технологии отбора керна Gel Coring Systems были разработаны, главным образом, в качестве альтернативы традиционным системам отбора керна для сохранения неизменными его свойств [191, 211]. Использование геля может помочь сохранить естественные насыщение и физические свойства образцов резервуара, тем самым улучшив оценку основных петрофизических параметров. Экспериментальные работы с использованием гелей на самой разной основе, в том числе и на углеводородной (т.е. не гидрофильной) применялись и в «ЗапСибБурНИПИ». Однако, для слабосцементированного керна такая технология может нести дополнительный риск разрушения, поскольку вытеснение геля «на забой» обеспечивается под давлением на него выбуриваемого столбика керна. По опыту авторов, результаты работы Gel Coring Systems были неоднозначными, особенно с точки зрения покрытия гелем. Существуют также опасения по поводу эффектов добавок гелия в плане изменения внутренней смачиваемости керна и диффузия, капиллярное перераспределение и др.

В зарубежных публикациях [191] описаны керноотборные снаряды, предназначенные для отбора рыхлого и слабосцементированного керна системой с полным перекрытием типа «HydroLift», «Soft Pro» [204], PosiClose™ System, Full Closure System (FCS™) [167] и другие подобные системы. Аналогичные разработки, защищенные авторскими свидетельствами, имеются и в нашей стране. Однако широкого практического применения эти технологии в нефтегазовой сфере не получили, поскольку появившиеся новые технологии позволили довести вынос керна из рассматриваемого типа пород практически до 100%.

В рамках наших исследований нам были доступны и рассматривались результаты отбора керна из слабосцементированных пород только с помощью отечественных технологий. Изолированные технологии разработаны с целью минимизации и исключения проникновения фильтрата бурового раствора в керн, предотвращения повреждения и загрязнения керна вовремя и после выбуривания. Основные задачи этих технологий были определены как обеспечение выноса и представительности керна, его сохранности и адекватности по содержанию остаточной воды и ее минерализации. Пионерами в разработке технологий отбора изолированного керна в СССР были специалисты «ЗапСибНИИГГ» - «ЗапСибБурНИПИ». Как уже отмечалось, дальнейшее развитие технологий было продолжено ими в составе НПП «СибБурМаш» [144]. Основу этих технологий составляет керноотборный снаряд специальной конструкции; схема его

снаряда приведена на рисунке 2.2.

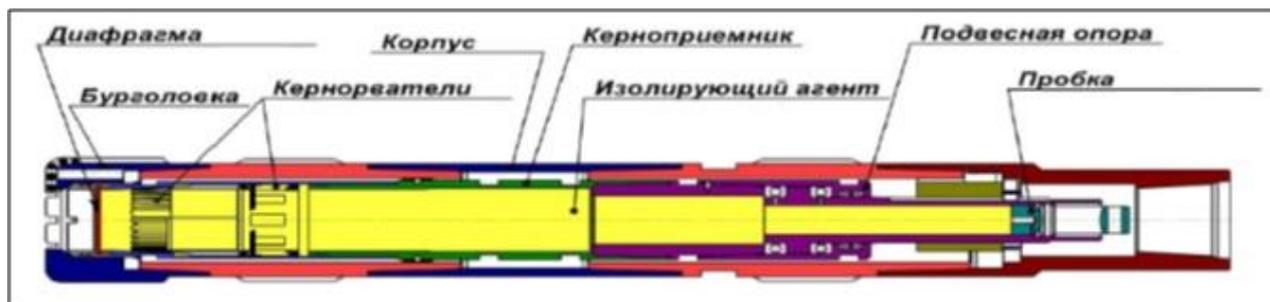


Рисунок 2.2 – Кернаотборный снаряд для отбора изолирующего керна (схема) [145]

Суть изолированной технологии отбора керна заключается в заполнении внутренней полости кернаприемной трубки КОС изолирующим агентом, инертным по отношению к поровым флюидам: нефти и воде. Плотность изолирующего агента меньше плотности промывочной жидкости. Это условие исключает ее поступление в кернаприемник при бурении и подъеме снаряда на поверхность. Эластичная диафрагма исключает вытеснение агента при спуске. Конструкция применяемых для отбора керна бурголовок обеспечивает подачу промывочной жидкости в направлении стенок скважины, исключая воздействие на керна.

Контакт керна с промывочной жидкостью на основе РВО происходит только во время выбуривания: на участке от забоя скважины до входа в кернаприемник, т.е. на расстоянии, не превышающем 30-35 мм. Интенсивный динамический режим фильтрации вблизи поверхности керна можно допустить только на расстоянии 6-8 мм от текущего забоя скважины. Определяется оно расстоянием между нижней режущей кромкой резцов бурголовки до отверстий, через которые происходит подача ПЖ на забой.

Это проникновение легко обнаруживается благодаря характерному свечению изолирующего агента (ИА) под источником ультрафиолетового излучения (УФ), см. кольцевую зону 2 на рисунке 2.3, толщина которой составляет до 2-3 мм.

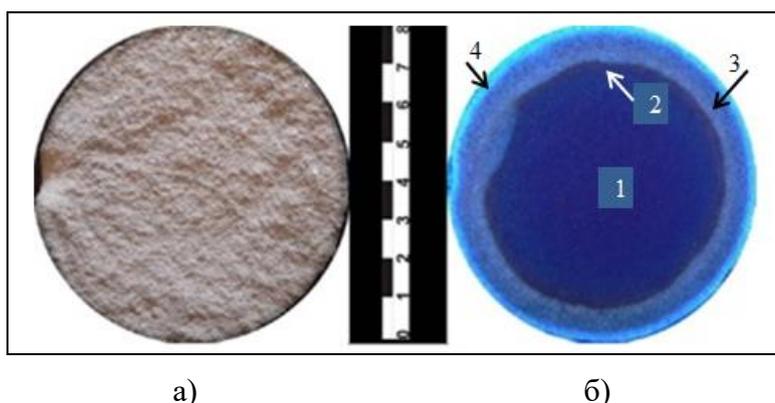


Рисунок 2.3 - Фотографии скола керна: а) в дневном свете; б) в ультрафиолетовом свете.

Обозначения: 1 - неизменная часть керна, 2 - кольцевая зона проникновения ИА, 3 - кольцевая зона проникновения фильтра РВО, 4 - зона загрязнения поверхности керна ИА [91]

В отличие от западных аналогов в разработанной технологии [91] применяется не менее двух типов индикаторов, с помощью которых обеспечивается визуальный контроль глубины проникновения фильтрата промывочной жидкости (ПЖ) в керн и оценка в зоне загрязнения керна доли фильтрата. Индикаторы вводят в систему циркуляции промывочной жидкости непосредственно перед отбором керна.

Проведенные оценки свидетельствуют о принципиальной возможности отбора керна в центральной части которого отсутствует проникновение фильтрата ПЖ. Для этого необходимо выполнение следующих, основных условий:

- Применение специального керноотборного снаряда, обеспечивающего заполнение керноприемной трубки изолирующим агентом;
- использование в качестве ИА жидкости инертной по отношению к нефти, воде и твердой фазе пород, при условии, что ее плотность меньше плотности ПЖ;
- увеличение диаметра отбираемого керна (от 80 мм и больше) по принципу: «чем больше, тем лучше»;
- применение бурголовок, режуще-скалывающего типа (новая разработка, типа PDC изготовленных по технологии «Low Invasion», обеспечивающих линейную скорость бурения с отбором керна менее 3-4 метров в час, а также оптимальные условия подачи ПЖ на забой скважины (в область ее стенок) или аналогичные бурголовки, выполненные и запатентованные в НПП «СибБурМаш» [145];
- соблюдение технологических режимов бурения по нагрузке на долото, по отсутствию «подрывов» бурового инструмента, по режиму «спуско-подъемных» операций, по параметрам ПЖ.

К особенностям разработанной технологии [91] отбора изолированного керна относятся:

- применение гладкопроходных фиброглассовых керноприемников, уменьшающих риск самопроизвольной заклинивания керна в снаряде;
- применение регистраторов захода керна в снаряд и кернорвателей, обеспечивающих «полное» перекрытие сечения керноприемника;
- жесткий контроль параметров бурения при подготовке и отборе керна;
- применение специальных технологий контроля глубины проникновения фильтрата промывочной жидкости в керн, а также степень возможного его загрязнения.

Реализация перечисленных мероприятий обеспечила отбор изолированного керна НПП «СибБурМаш» более чем из 600 скважин. Средний линейный вынос керна по ним составил 96,3%, по слабосцементированным породам - 94,1%. Механическая скорость выросла с 1,96 м/час до 7,93 м/час. Проходка с отбором изолированного керна за одну спуско-подъемную операцию была доведена до рекордных 78,93 м при выносе керна 100 %.

Применение изолирующей технологии отбора керна практически полностью исключило трудности и неопределенности, связанные с представительностью керна и избирательностью ее

выноса. Были обоснованы новые более достоверные значения пористости слабосцементированных пород-коллекторов газовых залежей сеноманского возраста Западной Сибири. Средние значения пористости в пластах ПК<sub>1-3</sub> возросли на 2,5-5,0 %, по отношению к первоначально утвержденным.

Дополнительная информативность изолированного керна, по отношению к традиционному, связана с возможностью решения следующих задач:

1. Прямые определения коэффициента остаточной водонасыщенности ( $K_{об}$ ) и коэффициента начальной нефтенасыщенности ( $K_n$ ) коллекторов в нефтяных залежах;
2. Обоснование зависимостей удельного электрического сопротивления (УЭС) нефтегазонасыщенных пород ( $\rho_n$ ) от их объемной остаточной водонасыщенности ( $W_{об} = K_n * K_{об}$ ) в рамках сопоставлений типа «кern-кern» и «ГИС-кern»;
3. Обоснование минерализации пластовой (остаточной) воды;
4. Максимальное сохранение и корректная оценка характера смачиваемости пород;
5. Прямые определения коэффициентов текущей нефтенасыщенности ( $K_{нт}$ ) коллекторов в разрабатываемых нефтяных залежах (в зонах заводнения) с обоснованием профиля коэффициента вытеснения нефти ( $K_{выт}$ ), в соответствии с существующими технологиями исследования керна;
6. Прямые определения коэффициента остаточной нефтенасыщенности ( $K_{но}$ ) в газовой части залежи.

Кроме того, существуют технологии отбора дискретно-изолированного керна, целью которых является учет потерь нефти и, возможно, воды, обусловленных влиянием выделения газа, растворенного в нефти, в процессе подъема керна на поверхность. Как известно, при поровом давлении меньшем, чем давление насыщения нефти газом, происходит ее дегазация. При этом газ вытесняет часть подвижной нефти; не исключается возможность вытеснения подвижной воды, а по некоторым предположениям, и часть остаточной воды. Вопрос этот приобрел актуальность в процессе анализа результатов отбора и исследований керна на РНО в Главтюменьгеологии, изложенных в фондовых работах 1976-1982 гг. с участием Н.А. Пих, В.Х. Ахиярова, В.Г. Мамяшева, А.М. Будимирова, В.В. Паникаровского. Этими исследованиями было установлено, что вытеснения остаточной воды практически не происходит. В последующем были сделаны исключения для керна, отобранного из переходных зон залежей, а также при проницаемости коллекторов менее  $3-5 * 10^{-3} \text{ мкм}^2$  [140].

На западе эта технология получила название «Liquid Trapper», в которой метровые сегменты керна изолируются друг от друга резиновыми пакерами. Так же имеется ее модификация, когда при отборе трехметрового керна в специальный сосуд высокого давления собираются пластовые флюиды, выделившиеся из керна, с одновременной записью данных о давлении и температуре. Обе системы отбора керна разработаны компанией «CorPro», UK (в настоящее время входит в состав Reservoir Group) [163].

В НПП «СибБурМаш» для аналогичных целей разработан специализированный керноотборный снаряд [144]. Соответствующая технология получила название отбор «дискретно-изолированного» керна. Отличие его от керноотборного изолирующего снаряда (КИС) заключается в наличии кольцевых резиновых уплотнителей, расположенных на внутренней поверхности керноприемной трубки. Участок, заключенный между двумя такими кольцами, образует одну секцию керноприемника, в которой происходит гравитационное разделение флюидов, вытесняемых из керна, в следующем порядке: вода - нефть - изолирующий агент - газ (снизу - вверх) [91, 88].

Технология отбора ориентированного керна актуальна при изучении геологического строения поисковых объектов; определения азимута простирания и угла наклона стратиграфических, тектонических или литологических границ (элементов). В определенных условиях представляет интерес изучение направления распространения текстурных особенностей пород (разного вида слоистости) [15].

В результате проведенного анализа все технологии отбора керна можно разделить на три категории [16]:

1. КОС с керноприемными трубами многократного использования;
2. КОС с одноразовыми стеклопластиковыми вкладышами;
3. Специальные системы отбора керна.

Эффективность технологии отбора керна оценивают с помощью следующих основных критериев: процент выноса керна; механическая сохранность и целостность; адекватность отобранного керна исходному пластовому состоянию пород по их флюидонасыщенности, составу флюидов и смачиваемости пород.

Для отбора керна повышенной информативности рекомендуется использовать КОС со стеклопластиковыми вкладышами, по «изолированной технологии». За базовый диаметр отбираемого керна, желателно принимать величину 100 мм, как наиболее оптимальную, обеспечивающую хорошее качество отбираемого керна. Интервал проходки не должен превышать 6-12 м. При наличии проблем с выносом слабосцементированного керна из-за невысокой прочности, рекомендуется увеличить диаметр отбираемого керна (110, 120 или 133 мм), а также сократить длину рейса до 6 м.

Немаловажное значение имеет величина зазора между поверхностью керна и керноприемной трубкой. Рекомендуется проводить отбор слабосцементированного керна с минимально возможной величиной этого зазора. Это необходимо обеспечивать для минимизации механических деформаций керна в процессе бурения (вибрации корпуса КОС) и в дальнейшем при извлечении КОС из скважины и подготовки секций с керном к транспортировке. Так, при номинальном диаметре керна 100,6 мм внутренние диаметры вкладышей могут меняться от величины 102 мм до 108 мм и более. Использование вкладышей с внутренним диаметром 102 мм предпочтительнее с точки зрения сохранности керна. Отмечается минимальное различие в

диаметрах керна и внутреннего диаметра вкладыша на фотографии слева (рисунок 2.4) и очень большое на фотографии справа.



Рисунок 2.4 - Кернаприемные трубы с различными внутренними диаметрами

Существующий в отечественной практике регламент отбора керна [91] предусматривает минимизацию объемной скорости потока промывочной жидкости при отборе керна слабосцементированных пород и устанавливает требования к нагрузке на долото, скорости проходки и прочее.

При несоблюдении скорости подъема керна из интервалов, содержащих нефть с высоким газовым фактором, может возникнуть взрывная декомпрессия, разрушающая керн. Дополнительным технологическим моментом, направленным на сохранение качества керна наряду с оптимальной скоростью подъема, является применение промежуточных остановок в процессе подъема.

По мнению некоторых исполнителей, для повышения сохранности керна и предотвращения разрушения структуры керна под действием расширения газа [191], необходимо использовать стеклопластиковые или алюминиевые внутренние керноприемные вкладыши с газоотводными отверстиями для стравливания газа после подъема керна на поверхность.

Необходимым условием качественных исследований является минимизация проникновения фильтрата бурового раствора в керн, особенно это касается растворов на водной основе, и обязательные промежуточные остановки для стравливания газа. Рекомендации на промежуточные остановки выдаются на основе прогнозируемых свойств пластовых флюидов и свойств горных пород. При отборе образцов на поверхности, обязательным условием является применение различных систем консервирования образцов (например, парафинирование).

При отборе слабосцементированного керна с помощью керноотборников с внутренними вкладышами, изготовленных из стеклопластика или другого материала недостаточной жесткости, спуск от стола ротора на приемные мостки должен проводиться при обязательном фиксировании труб с керном с помощью устройств, предотвращающих прогиб керна при спуске – «укладочная рама» или внешний стальной корпус керноотборного снаряда. Выполнение работ со стеклопластиковыми вкладышами с керном без фиксирующих устройств не рекомендуется.

Следующим этапом после подъема керна на поверхность является его стабилизация для

последующей транспортировки. Методы стабилизации предназначены для защиты и амортизации керна во внутреннем цилиндре и предотвращения повреждения керна при транспортировке, распиловке и вырезании образцов на буровой или в лаборатории. Все методы стабилизации керна, кроме заморозки, требуют наличия свободного пространства между керном и внутренней стенкой вкладыша, с обязательным сливом бурового раствора.

Заморозка применяется для слабосцементированных горных пород в тех случаях, когда кроме этого вида стабилизации нет альтернативы [172]. Заморозка керна применяется для чистых песчаников, у которых содержание глинистого материала незначительно (менее 10 %), для пород с большим содержанием глин рекомендуется использовать другие методы стабилизации [207]. Существующие теоретические положения позволяют предполагать, что основные структурные изменения керна зависят не столько от минимальной температуры, сколько от количества переходов через точку плавления (замерзания) основных компонентов флюида, заполняющего поры [216].

В ряде случаев, исходя из программы исследований и качества керна, практикуется использование нескольких видов стабилизации [170, 171, 173]. Например, при отборе неконсолидированного керна на месторождении Лоуэр Фарс [156, 162], стабилизация верха каждого распиленного отрезка керна проводилась пеной, а затем заморозка с помощью сухого льда в течение 15-18 часов, причем все действия по стабилизации выполняются на вертикально расположенных трубах.

Подобную технологию используют при отборе слабосцементированного керна в Казахстане, с тем отличием, что на первом этапе выполняют стабилизацию эпоксидной смолой, а затем керн замораживают при минус 25 °С [7]. При проведении сравнений технологий стабилизации керна (гипс, эпоксидная смола, пена полиуретановая, криотехнологии, силиконовый и др. типы гелей) отмечается много отрицательных моментов, которые сказываются на исходном состоянии керна. Например, стабилизаторы проникают в поровое пространство, расширяются (искажается исходное состояние керна), могут адсорбировать воду и нефть из керна и т.д. [17, 201]. Основная цель применения стабилизаторов - не допустить механического воздействия на керн при транспортировке.

Транспортировку рыхлого и слабосцементированного керна рекомендуется осуществлять в виброустойчивых контейнерах или контейнерах с сухим льдом, если керн заморожен [176, 198, 203, 166].

Таким образом, на основе выполненного анализа можно сделать вывод, что для качественного отбора слабосцементированного керна определяющим фактором является правильный выбор оборудования (керноотборный снаряд с керноприемной трубкой и вкладышем, специальной конструкции долот и эффективной системой кернорвателей). Кроме того, необходимо соблюдение оптимальных технологических параметров бурения при отборе керна, при его подъеме, а также организация работ на поверхности, обеспечивающая сохранность

состояния, свойств и флюидонасыщенности керна, в том числе и при транспортировке его.

Основные задачи при отборе керна из слабосцементированных пород следующие: а) обеспечение максимального выноса керна с сохранением его целостности и механических свойств, б) сохранение пластовой флюидонасыщенности (смачиваемости), в) минимизация влияния технологических факторов при извлечении керна из скважины (разгазирование керна) и препарирования на буровой, г) условия транспортировки керна. Этапу транспортировки керна в общей технологии исследований уделяется недостаточно внимания и часто он не фиксируется в сопроводительных документах. Вместе с тем, из опыта работ лабораторий следует, что керна, препарированный в стеклопластиковых тубусах (распиленный на метровые отрезки), герметизируемых резиновыми торцевыми заглушками, транспортируемый с минимальными механическими воздействиями (тряской, ударами) имеет лучшую сохранность. Особенно при фиксации его в тубусе - стабилизации.

Далее раздел содержит анализ технологий препарирования слабосцементированного керна и способов изготовления образцов, работ различных авторов по вопросу влияния заморозки на фильтрационно-емкостные характеристики образцов керна [54, 55] и не может быть рассмотрен в качестве инструмента для конкурентной борьбы.

В РФ изготовление образцов керна для проведения петрофизических исследований проводится в соответствии с требованиями ГОСТ 26450.0-85 «Породы горные. Общие требования к отбору и подготовке проб для определения коллекторских свойств» [28]. Данный ГОСТ рекомендует использовать станок вертикально-сверлильный с твердосплавными или алмазными коронками с внутренним диаметром 18-100 мм, каких-либо специальных требований по изготовлению образцов из слабосцементированных и рыхлых горных пород в тексте ГОСТа не указано. Также не существует российских стандартов (ГОСТ, ОСТ, РД), содержащих рекомендации по технологии заморозки керна горных пород с указанием оптимальных условий, а также оценки степени её влияния на коллекторские и петрофизические свойства.

Исследования слабосцементированного керна проводятся как на «свежем» керне (керна, не очищенный от углеводородов), так и на керне, прошедшем этап очистки (экстракции), а также при создании условий для восстановления естественной смачиваемости [210].

По данным международного стандарта API за базовый диаметр образцов рекомендуется принимать 38,1 мм (1,5 дюйма), как наиболее подходящий для изучения слабосцементированного керна: обладающий повышенными прочностными свойствами по сравнению с образцами меньшего диаметра; позволяющий повысить достоверность определения физических свойств для коллекторов со сложными структурно-текстурными неоднородностями. На рисунке 2.5 приведены рекомендуемые размеры для изготовления образцов по рекомендациям API и в РФ [158, 28].

Необходимо отметить, что для проведения экспериментов по определению относительных фазовых проницаемостей (ОФП) на образцах горных пород, изготовленных из

слабосцементированного керна, в мировой практике используются установки с контролем насыщения образцов методами гамма- или рентгеновского просвечивания [191, 197].

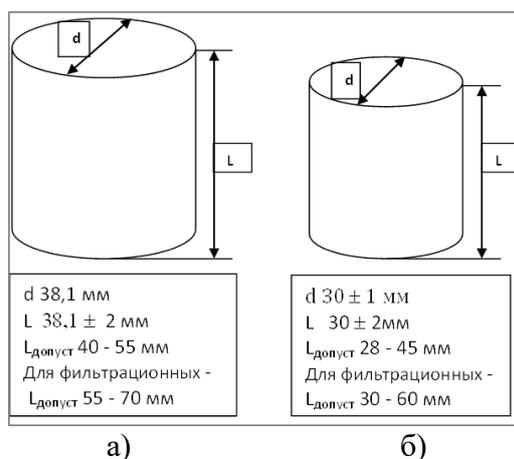


Рисунок 2.5 - Размеры для изготовления образцов: а) по данным международного стандарта; б) по данным РФ

Обусловлено это тем, что на установках, предписывающих определение насыщенности ( $K_v$ ) по результатам измерений удельного электрического сопротивления (ОСТ 39-181-85) [111], само выполнение таких экспериментов затруднено или невозможно, из-за наличия фторопластовой или алюминиевой манжеты на боковой поверхности образца, оценка насыщенности в этом случае методом УЭС возможна при использовании двух электродной системы измерения УЭС.

Кроме того, при проведении экспериментов на наборной модели из 3÷5 образцов [111] появляются дополнительные погрешности в результатах из-за наличия металлических сеток на торцах образцов, а также связанных с этим «концевых эффектов» (повышенная насыщенность смачивающей фазы на торцевом конце образца). На установках со сканированием Gamma-RAY и X-RAY имеется возможность проведения экспериментов по определению ОФП на единичных образцах, с оценкой концевого эффекта. Для таких экспериментов предпочтительнее использовать образцы максимальной длины, порядка 70 мм и диаметра не менее 30 мм (в зависимости от конструкции установки). При этом необходимо учитывать анизотропию проницаемости керна. Для изготовления подобных образцов рекомендуется использовать не распиленные (вдоль) тубусы с диаметром керна 100÷120 мм. Иначе, после распиловки керна, изготовление таких образцов будет невозможно (затруднительно).

В современной практике зарубежные компании и отечественные лаборатории для исследований фильтрационно-емкостных свойств слабосцементированных пород изготавливают образцы керна цилиндрической формы двумя способами: вдавливанием (врезанием) и выпиливанием (выбуриванием). Оба способа позволяют изготавливать образцы приемлемого для лабораторных анализов качества, при этом второй способ наиболее массовый.

Первый способ (вдавливание) применяется для предварительно не замороженной колонки керна. В ранних модификациях этого способа термоусадочную пленку не применяли. После

очистки керна от глинистой корки в случае неизолированного керна до поверхности образца в керн под давлением внедряют хорошо заточенный плунжер, который становится временной внешней оболочкой. Затем помещают плунжер в ванну с жидким азотом. Образец керна затвердевает и консолидируется, таким образом, становится возможным его извлечь. Далее образец выдавливают, а концы торцуют, используя дисковую пилу. Готовый образец керна цилиндрической формы помещается в пластиковый жесткий чехол.

В настоящее время наиболее совершенным устройством для таких работ, является оборудование фирмы “ErgoTech” (Великобритания). Отличительной его особенностью является отсутствие необходимости замораживать керн для изготовления образцов. В процессе погружения тонкостенного плунжера в керн, формируемый образец поступает в термоусадочный рукав (фторопластовая манжета), который затем обжимается вокруг образца. Подобная технология была разработана в ОАО «СибНИИИП».

Второй способ (выпиливание) изготовления образцов наиболее массовый и предназначен для всех остальных типов сцементированного керна или в случае, если керн содержит крупные зерна или маломощные сланцевые (глинистые) прослойки. Обычно применяют выбуривание «на сухую», если невозможно такое применение ввиду слабой цементации керна и вероятности его разрушения, то используют заморозку [174]. Чтобы полностью заморозить всю неповрежденную секцию (обычно метровый фрагмент) часть керноприёмной трубы с заглушками вместе с керном помещается в жидкий азот, где она выдерживается до достижения температуры минус 196 °С. Образцы цилиндрической формы выпиливаются коронкой с промывкой жидким азотом, который используется в качестве аналога бурового раствора [216, 217, 165]. При этом могут использоваться как обычные, так и специальные конструкции алмазных коронок. В специальных конструкциях коронок для выбуривания внутри коронки размещается фторопластовый контейнер, который в дальнейшем становится внешней оболочкой образца. Затем на фторопластовую манжету по торцам ставятся заглушки из латунной сетки.

Каждый из способов изготовления образцов имеет свои плюсы и минусы. Метод вдавливания имеет ограничения по применимости на неоднородных, слоистых участках керна, кроме того, при изготовлении неизбежно происходит уплотнение породы в торцевых участках образцов (степень уплотнения слабо поддается контролю) [115].

Воздействие заморозки на образцы горных пород рассмотрено в литературных источниках с разных позиций.

Первые результаты исследования влияния заморозки на физические свойства керна появились в открытой печати в 1947 году [212], когда Core Laboratories Company проводила научно-исследовательский проект по разработке метода для анализа только что отобранного керна с сохранением флюидов в поровом пространстве. При этом изучалось влияние заморозки на проницаемость, пористость и другие характеристики нефтегазоносных пород. По анализу 91 пары смежных по глубине образцов керна (4 скважины) было установлено, что в результате

заморозки могут возникать существенные изменения по проницаемости (до 50 %) полностью водонасыщенных образцов с проницаемостью менее  $10 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ . Во всех остальных случаях проницаемость увеличивается в среднем на 5 %. Наибольшее изменение пористости — до 2 %, также наблюдается у полностью водонасыщенных образцов. В 1953 году сотрудники данной лаборатории продолжили свои эксперименты по исследованию не только самого процесса заморозки на ФЕС, но влияния процесса донасыщения на пористость и проницаемость образца. Но при этом все испытываемые образцы не содержали большого количества глины [181]. Так как проведенные исследования показали увеличение средневзвешенных значений пористости и проницаемости на 2,5 % (относительная погрешность), авторы сделали вывод о том, что для практических задач влияние заморозки не представляется существенным.

Об успешном применении быстрой заморозки цилиндрических образцов керна в жидком азоте сообщила компания California Research Corporation в 1965 году [179, 168]. Специально проведенные научно-исследовательские работы не выявили свидетельств изменения пористости, проницаемости и насыщенности флюидами при низкой проницаемости в результате заморозки. В 1965 году в Американском институте инженеров горной промышленности было проведено исследование влияния быстрой заморозки путём погружения образца в сухую смесь льда и ацетона с температурой минус 82 °С [183]. В результате опытно-методических работ на 20 цилиндрических образцах керна несколько полностью водонасыщенных образцов растрескались в процессе погружения. Увеличение проницаемости по газу на образцах, насыщенных нефтью и водой одновременно, составило от 4 до 43 %, причём для всех цилиндров [216]. Авторы исследования приводили зависимости пересчета газопроницаемости, полученной для керна в естественных условиях, по отношению к керну, замороженному сухими льдом и смесью льда и ацетона.

В СССР лабораторные исследования слабосцементированных пород начались с 1963г [75]. Оценка емкостных параметров (пористости) слабосцементированных коллекторов описаны в работах А.А. Ханина и Ф.И. Котяхова [148, 87]. Однако эти методы были рассчитаны на керн, сохранивший естественную структуру. Пористость определялась преимущественно по кусочкам слабосцементированного керна способом Мельчера (способом парафинизации). Стоит отметить, что в свое время этот метод использовался массово для определения пористости слабосцементированных пород, например, на Бованенковском и Ямбургском месторождениях. В конце 70-ых годов начинается изучение уплотнения насыпных моделей с использованием кернавого материала слабосцементированных сеноманских пород (ЗапСибВНИИГеофизика). Экспериментальным путем было установлено, что емкостные свойства коллекторов в значительной степени определяются методикой уплотнения (при применении различных соотношений осевого и радиального давления, сухого или влажного состояния образца и т.д.). При одной и той же величине эффективного давления пористость одинаковых слабосцементированных образцов может отличаться на 30 – 40 % относительных [43, 216].

При анализе литературных данных замечено, что в одних публикациях указывается, что заморозка может приводить к не учитываемому, но существенному разрушению межзерновых контактов и «разрывать» керн ростом кристаллов льда [154, 164]. Другие исследователи отмечают, что заморозка существенным образом не влияет на текстурно-структурные характеристики горных пород. Так С. Ю. Рудаковская в своей работе использовала в качестве доказательства сохранности текстурно-структурных характеристик исследуемых пород при заморозке не изменившиеся релаксационные кривые (дифференциальные и интегральные кривые распределения порового пространства на ядерно-магнитном релаксометре (ЯМР) «CoreSpec-1000»), полученные до и после заморозки [126, 127, 94]. Вместе с тем, нельзя исключить возможность температурного «выветривания» керна при циклическом воздействии заморозки в жидком азоте в сочетании с горячей экстракцией и высушиванием керна в стандартных условиях при температуре 105°C. В результате такого воздействия возможно температурное растрескивание зерен породы [157, 189, 202].

По мнению Н.Н. Богданович минимальное значение температуры заморозки также является дискуссионным вопросом [216]. У иностранных компаний-операторов имеются свои требования по заморозке и хранению нецементированного керна. Например, компания Shell требует соблюдения двух температур для заморозки керна: минус 5 °C и минус 20 °C в зависимости от степени цементации исходного кернового материала. По прибытии керна в лабораторию специалисты компании рекомендуют помещать керн в ледник с температурой минус 34,4 °C [190, 187]. Тогда как, в рекомендациях Американского нефтяного института (API) [158] указано, что нефтенасыщенные слабоконсолидированные песчаники (пески), следует замораживать либо путем создания физического контакта с сухим льдом (минус 80 °C), либо погружения в жидкий азот (минус 196 °C), либо помещения в электрическую морозильную камеру (минус 20 °C). Согласно документу, заморозка строго противопоказана для глин (аргиллитов), угля, диатомита, трещиноватых пород по причине образования массивной сети микротрещин и внутреннего перераспределения влаги.

В монографии по отбору и анализу керна Г. Андерсона [157] отмечается, что при заморозке каменного материала лучше использовать сухой лед, при оттаивании необходимо исключить конденсацию из воздуха на поверхность керна, кроме того, следует учитывать и факт перераспределения флюидов в поровом пространстве при медленном оттаивании. В отечественной практике для этих целей преобладает применение жидкого азота.

Сотрудники Exxon в своей работе [189] приходят к выводу о том, что на образцах неконсолидированного керна, полученных методом заморозки в жидком азоте, можно проводить полный спектр анализов с помощью оборудования и методик, разработанных для консолидированных образцов. При этом отмечают, что лабораторные замеры проницаемости чувствительны к степени дезориентации и разрушения минеральных зёрен, а также могут иметь тенденцию к занижению относительно реальных значений по месторождению.

Существенное влияние на состояние и строение глинистого материала (цемента) оказывает их дегидратация [65]. Высушивание глин и сильно глинистых образцов приводит к их «рассыханию» с появлением сети трещин и трещиноватости. Особенно заметно это явление при повышенных температурах, в частности и при стандартных условиях высушивания, при температуре плюс 105 °С. Эти изменения затем накладываются на эффекты, происходящие при заморозке таких пород. Влияние низкотемпературного воздействия на глины и глинистые минералы достаточно подробно рассмотрено в работах Р.М. Злочевской [63]. Установлено, что упорядочение структуры порового пространства происходит при насыщении мономинеральных глин водой, т.е. в водных растворах глин, и образование текстурных дефектов на границах мономинеральных образований. Характер таких проявлений зависит от «... ионной формы поверхности глин».

Очевидно, что при заморозке водонасыщенных образцов происходит активация трещин «усыхания», возникших ранее в процессе высушивания. Большая часть описанных эффектов находит подтверждение в исследованиях изменений свойств пород «на микроуровне», описанных в работах [15, 102, 107, 144]. Исследования проводятся с помощью рентгеновской микротомографии, где авторы отмечают общие структурные типы изменений породы после заморозки: передвижение чатиц, растрескивание зерен, рост трещин и изменения межзерновых контактов, при этом отмечая минимальное влияние на фильтрационно-емкостные свойства изученных образцов (10 штук) и возможность существенного влияния на механические свойства породы [73, 182]. А значит, сохраняются неопределенности влияния этих эффектов на линейные параметры и, как следствие, на интегральные характеристики пород (коэффициенты пористости и проницаемости).

Тем не менее, необходимость анализа петрофизических исследований слабощементированного керна ни в коей мере не умаляет результаты работ, выполненных предшествующими отечественными исследователями: В.Х. Ахияровым, А.М. Будимировым, В.В. Бухтияровым, А.М. Верховским, Л.М. Задориной, В.Г. Мамяшевым, Я.Р. Морозовичем, Н.А. Пих, Е.А. Поляковым, В.Г. Топорковым и др., а также первопроходцами таких исследований – М.К. Калинко, Ф.И. Котяховым, А.А. Ханиным и др.

В связи с изложенным возникает необходимость в оценке качества лабораторных данных, получаемых разными технологиями в разных лабораториях. В диссертационной работе рассмотрены результаты исследований керна, полученные в пяти разных лабораториях.

Наиболее массовым способом изготовления образцов являлась технология выбуривания с использованием вертикально-сверлильных станков с твердосплавными или алмазными коронками с внутренним диаметром до 100 мм. Механическая обработка керна материала производилась согласно ГОСТ 26450.0-85 [28]. Обобщенная информация о технологиях изготовления образцов различными способами представлена в таблице 2.1.

Далее отметим ключевые особенности изготовления образцов для проведения исследований.

В ряде случаев при исследовании керна (пласты ПК<sub>1-3</sub>) использовались только те образцы, которые не разрушались при выбуривании и экстракции (преимущественно алевролиты, слабосцементированные песчаники и уплотненные разности).

Таблица 2.1 - Обобщенная информация о технологиях изготовления образцов различными способами

Изготовление образцов	Выпиливание (выбуривание) на керосине	Выпиливание (выбуривание) из замороженного в жидком азоте керна	Вдавливание (врезание) вручную или прессом. Резка ножом.	Выпиливание (выбуривание) «на сухую», и из замороженного в жидком азоте керна	Выпиливание (выбуривание) винтовым способом без заморозки
Материалы	Эпоксидная смола, для закрепления боковых стенок	Термоусадочный рукав из полиолефинов фторкаучуковая термоусадочная трубка марки ТТК 30/15 текстильные торцевые сетки	Термоусадочный рукав из политетрафторэтилена (PTFE) латунные торцевые сетки	Термоусадочный рукав из фторированного этиленпропилена (FEP) металлические/латунные торцевые сетки и фторопластовые планшайбы	Термоусадочный рукав из полиолефинов или политетрафторэтилена (PTFE), металлические торцевые сетки и планшайбы.
		Полиолефиновые трубки усаживаются при + 143 °С	Термоусадочный рукав из политетрафторэтилена (PTFE) усаживается при + 350 °С	Термоусадочный рукав из фторированного этиленпропилена (FEP) усаживается при + 110 °С либо + 220 °С, в зависимости от марки	Полиолефиновые трубки усаживаются при + 130 °С либо + 143 °С
Толщина сетки		0,5 ÷ 1,0 мм	0,38 ÷ 0,5 мм	0,25 ÷ 0,5 мм	

В случае если не удавалось изготовить цилиндрические образцы, то использовались куски керна, которые с помощью тонкого ножа обрезались до правильной формы и в дальнейшем использовались для определения пористости и плотности. В общем массиве фильтрационно-емкостных свойств, рассматриваемых в данной работе, такие образцы составляют порядка 7 % от общего объема керна. Преимущественно это скважины, пробуренные до 2000 - 2005гг. В большинстве случаев для изготовления образцов из этого слабосцементированного керна применяли низкотемпературную технологию с использованием жидкого азота. С использованием этой технологии было изготовлено порядка 74 % от общего объема исследуемого керна. Основной целью данной технологии было сохранение керна для исследований с ненарушенными структурно-текстурными особенностями, сложившимися в процессе седиментации.

Метровый отрезок керноприемной трубы с заглушками вместе с керном помещался в жидкий азот с температурой минус 196 °С и находился там не менее 30-45 минут. Это время обеспечивало полную заморозку керна. Далее производили вертикальную распиловку замороженной трубы с промывкой жидким азотом, что исключало, разогрев кернового материала. Время между продольной распиловкой, фотографированием и выбуриванием образцов составляло не более 10 минут, что исключало размораживание керна.

Для получения наиболее достоверных результатов при дальнейших исследованиях на образцах керна важнейшим этапом являлось изготовление стандартных образцов цилиндрической формы диаметром и высотой по 30 мм в соответствии с ГОСТ 26450.0-85 [28].

Выбуривание образцов производилось специальным алмазным инструментом с промывкой жидким азотом и помещением образца во фторопластовый контейнер. Масса и объем сеток и манжеты учитывались при получении конечных результатов по всем методикам исследования стандартных образцов керна.

Полученные образцы помещали в эксикатор с хлористым кальцием. Эксикатор снабжен специальной рубашкой, обеспечивающей медленное размораживание образцов.

Каждая из технологий обсадки образцов (пленки, сетки и т.д.) играет важную роль в процессе исследования керна и имеет свои положительные и отрицательные стороны. При изготовлении образцов с помощью термоусадочной пленки необходимо обеспечить плотный контакт между боковой стенкой образца и пленкой, плотную фиксацию торцевых фильтров, пленка должна быть инертна к использованию агрессивных жидкостей, использующихся при экстракции. Пример кондиционного образца для проведения лабораторных исследований правильной геометрической формы, с применяемой термоусадочной прозрачной пленкой, устойчивой к воздействию спирто-бензола и керосина, а также латунными торцевыми сетками, приведен на рисунке 2.6.

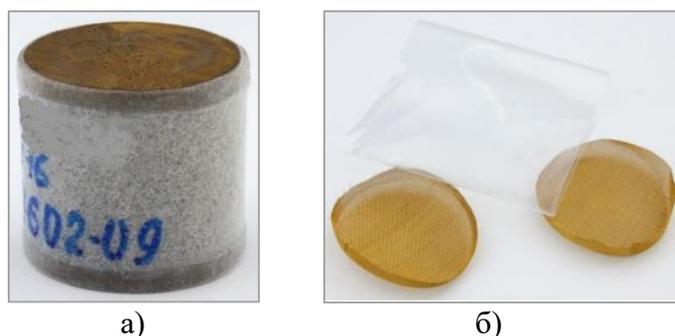


Рисунок 2.6 - Образцы в термоусадочной пленке DSG-Canusa: а) изготовленный кондиционный образец; б) используемые материалы

При отсутствии такой оболочки возможности проведения петрофизических исследований резко сокращаются. В этом случае в процессе работы с образцами, как минимум, происходит потеря твердой фазы, как в результате осыпания её с поверхности образцов, так и при операциях насыщения (особенно водными растворами). Высокопористые водонасыщенные образцы, как

правило, размокают, вплоть до потери начальной формы.

В целом, при изготовлении образцов различными исполнителями, отличие состоит в используемых материалах (сетках, пленках). Образец при этом не должен деформироваться, не должен иметь планшайбу, не должен разрушаться в керосине и спирто-бензольной смеси. Такие образцы считаются некондиционными и представлены на рисунке 2.7 [105]. При изготовлении образцов с помощью термоусадочной пленки необходимо обеспечить плотный контакт между боковой стенкой образца и пленкой, плотную фиксацию торцевых фильтров. Невыполнения данных требований продемонстрировано на рисунке 2.7г.

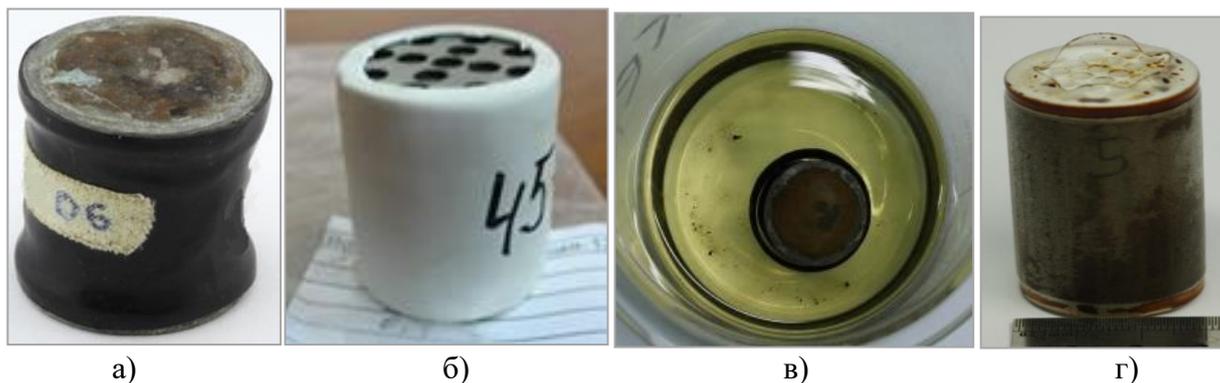


Рисунок 2.7 – Примеры некондиционно подготовленных образцов слабосцементированного керна: а) деформированный образец; б) образец с планшайбой; в) в оболочке из полиолефинов при воздействии спирто-бензольной смеси; г) плохой контакт термоусадочной пленки

Применение оптимальных типов термоусадочных оболочек (прозрачные оболочки) способствует сохранению механической целостности образцов, уменьшает образование трещиноватости и повышает достоверность лабораторного изучения слабосцементированных образцов керна. Вместе с тем, отдельные виды термооболочек способны вызвать визуально прослеживаемые механические деформации образцов. Поэтому «исходные» свойства образцов слабосцементированных пород оказываются искаженными. Наблюдаемые различия результатов петрофизических исследований образцов слабосцементированных пород, главным образом, обусловлены особенностями технологий крепления образцов с помощью термоусадочной пленки (включая ее технические характеристики) и армирующей сетки. Неправильный выбор материалов может привести к искажениям полученных результатов.

Образцы слабосцементированной или несцементированной породы предъявляют особые требования к подготовке и проведению экспериментов. Согласно ГОСТ 26450.0-85 [28] для определения коллекторских свойств горных пород образцы, содержащие углеводороды, должны быть очищены от них путем экстрагирования. В качестве растворителей используют хлороформ или спиртобензольную смесь в соотношении 1:2. Для традиционного аппарата Сокслета и спиртобензольной смеси температура в экстракционной камере составляет порядка 76 °С (ниже температуры кипения бензола и спирта, которая составляет 80,1 и 78,4 °С, соответственно). В настоящей работе экстракция образцов выполнялась в аппаратах Сокслета.

Экстракцию проводили круглосуточно в течение пяти суток с обязательной выдержкой образцов в растворителе на шестые сутки. Процесс экстракции считался законченным при отсутствии окраски растворителя в экстракционной камере аппарата, оставленного выключенным на 12 часов (образец должен находится под уровнем растворителя). При заметной окраске растворителя процесс экстракции продолжали. Часть образцов в пленке разрушалась.

Необходимым условием для создания кондиционных образцов слабосцементированного керна явилась устойчивость пленки к различного рода растворителям. Устойчивыми ко всем видам химического воздействия оказались пленки PTFE, FEP толщина которых составляет 0,38 мм и 0,25 мм, соответственно. Температура усадки от плюс 110 ÷ 220 °С до плюс 350 °С, в зависимости от марки.

После экстракции, высушивание слабосцементированных образцов с глинистостью больше 20-30 % проводилось в термощкафу с контролем влажности при температуре плюс 63 ÷ 70 ± 2 °С, или использовалась вакуумное высушивание. Тогда как сцементированные образцы необходимо сушить при температуре плюс 105 °С [28, 158].

Известно, что в практике лабораторных исследований контроль состояния образцов (структуры порового пространства) может осуществляться по данным рентгеновской томографии: по 3Д изображениям керна [126, 159, 175, 188, 19, 199].

Основной проблемой глиносодержащих пород является адсорбция воды на поверхности глинистых частиц, в результате которой происходит образование водных кристаллогидратов [62]. Как уже указывалось в главе 1, наиболее подвержены этим процессам глинистые минералы - монтмориллонит, иллит и хлорит [117]. Прогнозировать поведение глин при взаимодействии их с водой практически невозможно без экспериментальных исследований. Монтмориллонит, например, за счёт впитывания воды меняет структуру и увеличивает свой объём в шесть раз.

Для глиносодержащих пород рекомендуется применять экстракцию в аппарате Сокслета (статический метод), при котором установлено наименьшее воздействие на образцы, вследствие более низкого механического (гидродинамического) воздействия на положение глинистых частиц в породе [7]. В подтверждение этого заключения в этой работе приводятся фотографии (рисунок 2.8) пустотного пространства образцов, очищенных с применением разных технологий - в аппарате Сокслета (статический метод) и проточная экстракция (динамический метод).

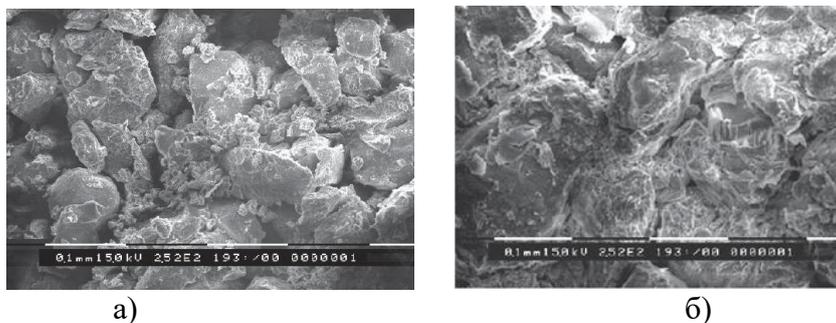


Рисунок 2.8 – Пример предположительного влияния технологии экстракции керна на состояние пустотного пространства: а) экстрагирование в аппаратах Сокслета, б) проточная экстракция по данным работы [7]

Были проведены собственные эксперименты по определению изменения размеров образцов до и после экстракции в аппарате Сокслета. Образцы слабосцементированных пород были изготовлены выбуриванием с обсадкой термоусадочной пленкой и металлическими сетками. Определение длины и диаметра выполнено на 21 образце (рисунок 2.9). В двух образцах произошло значительное уменьшение диаметра после экстракции, возможные «промахи» в измерениях. Вследствие этого они были исключены из статистики и из проведения дальнейших исследований.

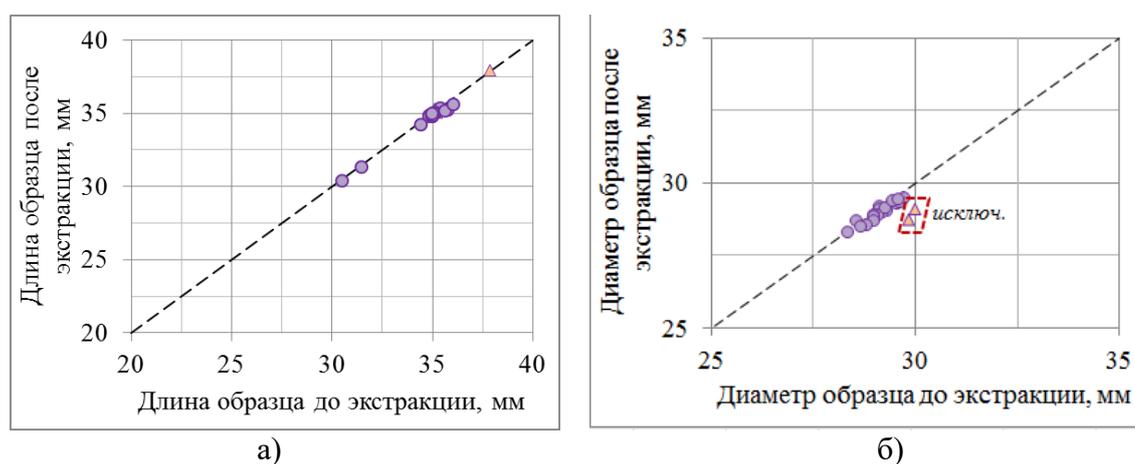


Рисунок 2.9 - Сопоставления до и после экстракции: а) длины, б) диаметра образцов сеноманских отложений

В процессе эксперимента зафиксированы изменения размеров образцов после экстракции (таблица 2.2). Длина и диаметр образцов после экстракции уменьшились в среднем на 0,15 и 0,13 мм соответственно.

Таблица 2.2 - Статистическая обработка результатов измерений длины и диаметра образцов пласта ПК<sub>1-3</sub> до и после экстракции

Описательная статистика	до экстракции		после экстракции	
	Длина, мм	Диаметр, мм	Длина, мм	Диаметр, мм
Среднее	34.71	29.11	34.56	28.99
Стандартная ошибка	0.32	0.09	0.31	0.08
Мода	34.97	28.98	нет данных	28.68
Стандартное отклонение	1.37	0.37	1.35	0.34
Дисперсия выборки	1.89	0.14	1.82	0.11
Минимум	30.48	28.34	30.38	28.30
Максимум	36.03	29.72	35.62	29.47
Счет	19	19	19	19

Стандартная оценка объема цилиндров выполнена по формуле:

$$\frac{\Delta V}{V_{\text{до}}} = \frac{(V_{\text{до}} - V_{\text{после}})}{V_{\text{до}}}, \quad (3.1)$$

где  $V_{\text{до}}$  - объем образца до экстракции,  $V_{\text{после}}$  - объем образца после экстракции.

В результате средняя погрешность в определении коэффициента пористости при экстракции (высушивании) образцов может достигать 1,25 % (абсолютных) в сторону уменьшения  $K_p$  (1,9 – 6,0 % относительных). Результаты расчетов представлены на рисунке 2.10, там же приведено уравнение изменения  $K_p$  до и после экстракции для анализируемой выборки. Из рисунка видно, что поправка в значения пористости увеличивается с уменьшением ФЕС.

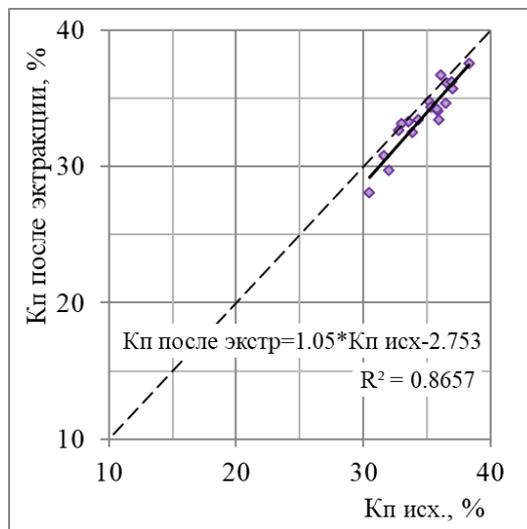


Рисунок 2.10 - Сопоставления коэффициента пористости образцов до и после экстракции

*Таким образом, влияние дополнительных факторов при подготовке образцов к исследованиям на размеры образцов и ФЕС было рассмотрено по результатам собственных экспериментов. Факт объемной деформации зерна при этих технологических операциях установлен и зафиксирован по изменениям линейных размеров образцов, что до настоящего времени не было отмечено в научных публикациях, приводились только теоретические предпосылки [65].*

### 2.3 Экспериментальные исследования влияния низкотемпературных технологий на состояние и фильтрационно-емкостные свойства песчано-глинистых пород

По результатам обзора и анализа, приведенного выше было принято решение о проведении соответствующих экспериментальных исследований с целью выяснения особенностей влияния низкотемпературных технологий на линейные размеры образцов и свойства слабосцементированных пород. Для проведения исследований подобраны коллекции из 40 образцов зерна слабосцементированных отложений, представляющих разрез покурской свиты (пласты ПК<sub>1-3</sub>), а также на 40 образцов зерна сцементированных пород, слагающих разрез малохетской свиты (пласты МХ<sub>4-9</sub>). Для слабосцементированных отложений зерн был отобран с применением изолирующей технологии по двум разным северным месторождениям Западной Сибири. Первая коллекция (20 образцов) представляла газовую залежь с предельным насыщением, вторая коллекция (20 образцов) – нефтяную залежь другого месторождения. Для двух коллекций одинаковым способом были изготовлены образцы цилиндрической формы,

диаметром и длиной по 30 мм. Образцы были ориентированы перпендикулярно к оси колонки керна (параллельно плоскости напластования). Высверливание было выполнено «на сухую» с охлаждением коронки воздухом от компрессора; торцы образцов были выровнены и обеспечена их параллельность. При этом часть образцов была разрушена при подготовке к экспериментам, в итоговую выборку попали по 15 образцов каждой коллекции. Для образцов цементированного керна изготовление образцов происходило по стандартной схеме [ГОСТ 26450-85] (неизолированный отбор керна).

Первая коллекция образцов изготовлена из керна с сохраненной водонасыщенностью («естественное» насыщение), соответственно экстракция образцов исключалась. Также было исключено закрепление образцов термоусадочной пленкой или другими материалами (фольгой, сетками и пр.). При этом часть образцов при подготовке их к исследованиям была разрушена. В результате, предстояло рассмотреть влияние заморозки на размеры и объем образцов пород с сохраненной (11 образцов, при  $K_{во}$ ) и полной водонасыщенностью (четыре образца, при  $K_v=100\%$ ). Коллекция была представлена песчаниками мелкозернистыми (13 образцов) и алевролитами мелкозернистыми, тонкослоистыми (два образца), вошедшими в выборку образцов с сохраненной водонасыщенностью.

Программа исследований включала: 1) фотографирование изготовленных образцов; 2) измерение длины и диаметра; 3) донасыщение четырех образцов моделью пластовой воды; 4) заморозка всей коллекции образцов в жидком азоте в течение 20 минут при температуре минус 196 °C; 5) измерение длины и диаметра после заморозки; 6) высушивание; 7) фотографирование образцов после их оттаивания. Измерения диаметра и длины образцов были выполнены с помощью цифрового штангенциркуля (точность отсчетов  $\pm 0,001$  мм). Фиксировалось среднее значение из замеров в двух разных его сечениях.

Осмотр образцов с сохраненной водонасыщенностью (при  $K_{во}$ ) не выявил явных дефектов и разрушений в ходе заморозки-оттаивания. Визуальная оценка состояния образцов показала, что большая часть из них не претерпела видимых изменений и дефектов. В остальной части коллекции (4 образца донасыщенных пластовой водой) были отмечены различные дефекты: от следов микротрещиноватости до частичных разрушений. Изменения отсутствуют в более плотных и цементированных породах, в частности, в алевролитах мелкозернистых и некоторых песчаниках. При этом размеры образцов либо не изменились совсем, либо изменились незначительно (рисунок 2.11а, 2.11б). В более чистых и менее цементированных разностях пород, как уже отмечено выше, проявляются различные дефекты, вплоть до образования микротрещин и раскрытых трещин (рисунок 2.11в, 2.11г), хорошо выделяемых при визуальном осмотре. Образец номер 9 на рисунке 2.11г специально повернут той стороной, где хорошо прослеживается трещина. До заморозки такие дефекты отсутствовали или проявлялись очень слабо, при изготовлении образцов происходит их активация.

По данным, приведенным в таблице 2.3, по всем образцам с сохраненной

водонасыщенностью, средние значения диаметров и длины образцов после заморозки возросли на 0,012 и 0,017 мм. Относительное изменение объема образцов с  $K_{во}$  составило в среднем около 0,136 %.

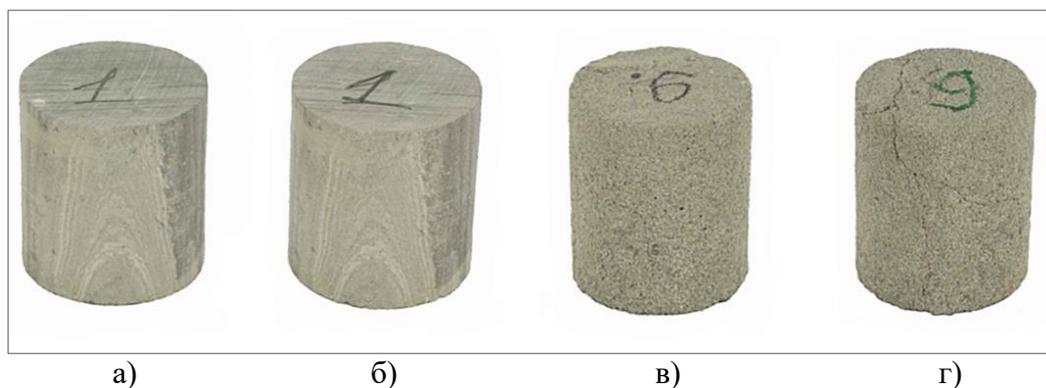


Рисунок 2.11 - Образцы с сохраненной водонасыщенностью: а и б) алевролит мелкозернистый, тонкослоистый, слабо песчанистый, до и после заморозки, соответственно; в и г) песчаник мелкозернистый, до и после заморозки, соответственно

Таблица 2.3 - Статистическая обработка результатов измерений диаметра и длины образцов до и после заморозки с сохраненной водонасыщенностью

Статистика	Параметр	До заморозки	После заморозки	Дельта
1	2	3	4	5
Среднее	Диаметр образца, мм	29.295	29.306	0.012
Стандартная ошибка		0.053	0.056	0.003
Медиана		29.220	29.220	0.000
Стандартное отклонение		0.176	0.187	0.011
Дисперсия выборки		0.031	0.035	0.004
Минимум		29.110	29.110	0.000
Максимум		29.660	29.710	0.050
Среднее		Длина образца, мм	33.335	33.353
Стандартная ошибка	0.972		0.978	0.007
Медиана	34.200		34.200	0.000
Стандартное отклонение	3.223		3.245	0.022
Дисперсия выборки	10.386		10.528	0.142
Минимум	28.960		28.960	0.000
Максимум	39.570		39.660	0.090

Более заметные изменения произошли в выборке полностью водонасыщенных образцов, состоящей из песчаников мелкозернистых. При заморозке в них произошло образование трещин, от микроскопических до открытых, отчетливо выделяемых визуально. Фотография одного из таких образцов, номер 11, сразу после его оттаивания приведена на рисунке 2.12. На боковой поверхности его темными пятнами выделяются более влажные участки породы. После сушки образца они пропали, но появились дополнительные трещины (рисунок 2.12в). Вследствие низкой прочности образцов были затруднены измерения, прежде всего, диаметров образцов.

Выполненные замеры свидетельствуют об увеличении диаметров образцов, любопытно, что длина их практически не изменилась (рисунок 2.13). Один образец, с максимальными значениями

длины (39,57 мм до заморозки и 39,66 мм после заморозки) не приведен на графике, для возможности максимального укрупнения рисунка.

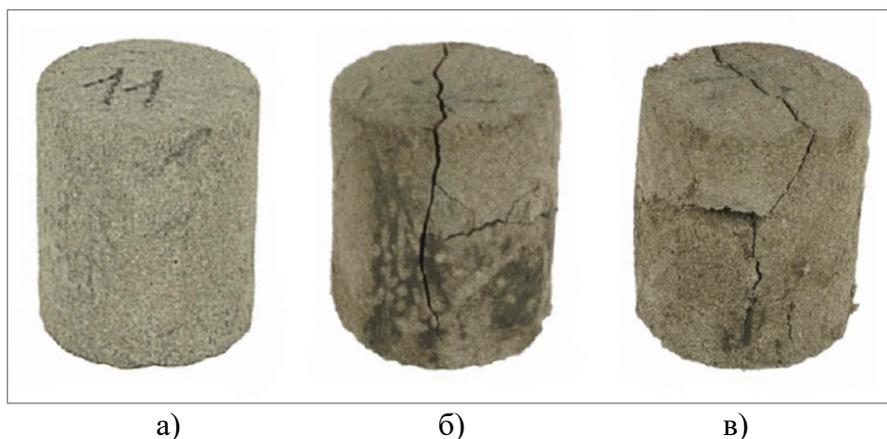


Рисунок 2.12 - Песчаник мелкозернистый (образец 11), полностью водонасыщенный: а) до заморозки, б) после заморозки-оттаивания (видны мокрые участки поверхности керна), в) после заморозки и просыхания

Различия в линейных деформациях образцов (длины и диаметра) являются следствием анизотропии прочностных характеристик, значительно проявляющихся при полной водонасыщенности образцов ( $K_v=100\%$ ).

Увеличение объема полностью водонасыщенных образцов (4 образца) в среднем составило около 0,75 % от объема породы, т.е. 0,75% в значениях  $K_p$ .

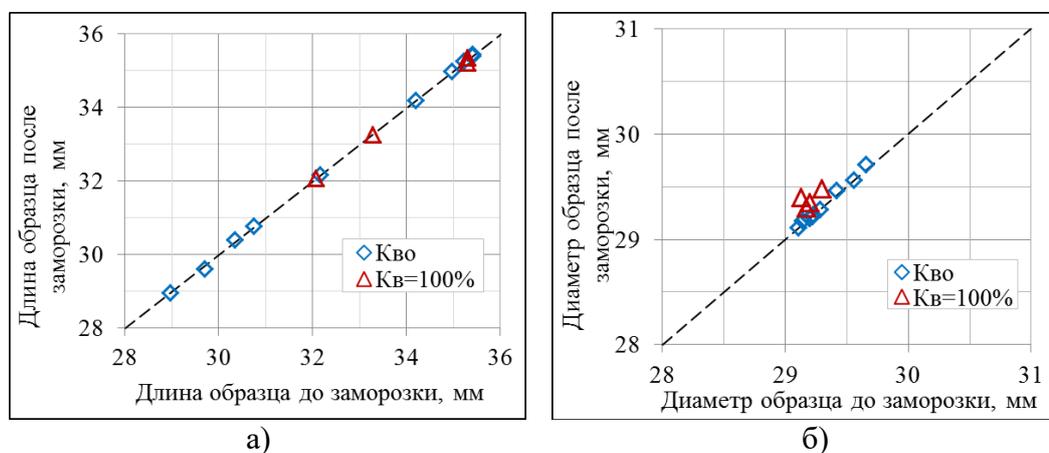


Рисунок 2.13 - Сопоставления до и после заморозки: а) длины, б) диаметра образцов пород с сохраненной ( $K_{vo}$ ) и полной ( $K_v=100\%$ ) водонасыщенностью

Таким образом, объемные деформации керна в результате заморозки-оттаивания в общем случае приводят к незначительному увеличению размеров образцов и, соответственно, их объемов. При этом активизируются микродефекты в кернах, соответственно ухудшается его прочность.

При полном насыщении слабосцементированных пород водой прочность заметно ухудшается и в процессе заморозки-оттаивания в них возникают механические дефекты (трещины). На ослабление их прочности дополнительное влияние оказывают механические

воздействия, возникающие при извлечении, транспортировке колонок керна и при изготовлении образцов, насыщении и сушке.

При исследовании второй коллекции образцов (нефтяная залежь) слабосцементированных пород потребовалась «горячая» экстракция керна. Температура экстракции, в зависимости от состава экстрагирующей жидкости, составляет от плюс 76 до плюс 110,6 °С, что может оказать дополнительное влияние на прочность керна.

Исследуемая коллекция, за исключением образцов, которые были разрушены при подготовке их к исследованиям, была представлена слабосцементированными песчаниками мелкозернистыми (14 образцов) и одним образцом аргиллита алевритистого. Образцы были изготовлены по типовой технологии: выбуривание «на сухую», с охлаждением коронки воздухом от компрессора. Исследования выполнены в следующем порядке: 1) закрепление образцов в термоусадочной оболочке, с установкой на торцы кругов из латунной сетки и фиксацией массы этих элементов; 2) экстракция образцов с помощью спирто-бензольной смеси (плюс 76 °С); 3) высушивание и определение массы образцов вместе с закрепленной на них оболочкой; 4) измерение размеров образцов; 5) определение пористости и газопроницаемости; 6) насыщение образцов моделью пластовой воды (минерализация 16 г/л); 7) моделирование водоудерживающей способности на выборке из восьми образцов; 8) заморозка всей коллекции образцов в жидком азоте в течение 20 минут; 9) оттаивание образцов в течение 16-20 часов; 10) высушивание и определение массы образцов; 11) повторное измерение размеров образцов; 12) повторное определение пористости и газопроницаемости пород.

Выполненные замеры представлены на рисунке 2.14.

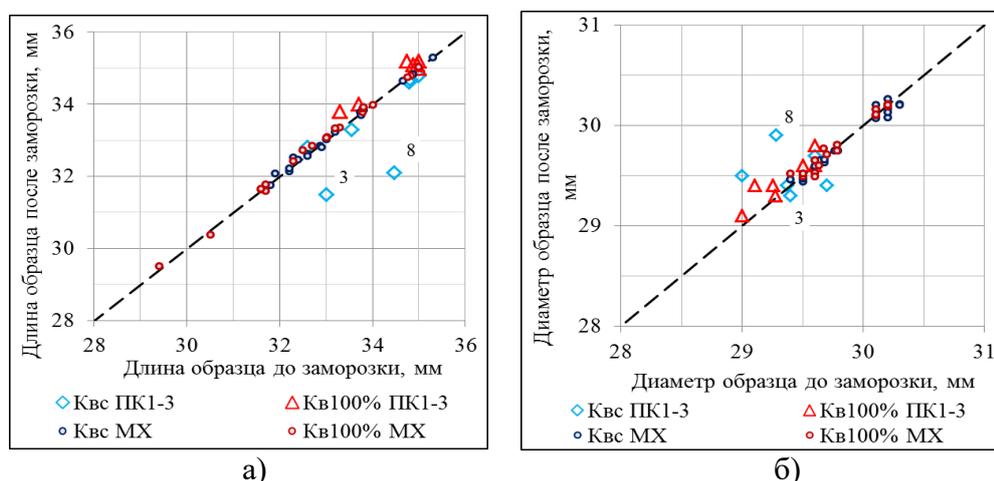


Рисунок 2.14 - Сопоставления до и после заморозки: а) длины, б) диаметра образцов пород с сохраненной ( $K_{вс}$ ) и полной ( $K_{в}=100\%$ ) водонасыщенностью для сеноманской (ПК1-3) и малохетской свиты (MX)

Максимальное уменьшение длины наблюдается у двух образцов №3 и №8. При этом у образца №8 уменьшение длины компенсируется увеличением диаметра, а изменения диаметра образца №3 соизмеримы с общей погрешностью измерений. Необходимо иметь ввиду, что

боковая поверхность образцов слабосцементированных пород не идеально цилиндрическая, так как при выпиливании образцов керна, например, зерна не распиливаются, а выкрашиваются. Это более значимо скажется на измерения диаметра образцов и результат измерения будет зависим от положения штангенциркуля. Инструментальная точность измерения размеров образцов керна штангенциркулем при заявленных  $\pm 0,001$  мм, может не превышать  $\pm 0,1$  мм (вероятного диаметра отдельного зерна).

Статистическая характеристика изменения размеров образцов до и после заморозки пласта ПК<sub>1-3</sub> приведена в таблице 2.4. Один образец слабосцементированного керна при  $K_{вс}$  в ходе проведения эксперимента был разрушен.

Очевидно, что моделирование водоудерживающей способности ( $K_{вс}$ ) способом центрифугирования также повлияло на состояние образцов: диаметр увеличился в среднем на 0,073 мм, что в шесть раз больше, чем для образцов первой коллекции; длина образцов при этом стала меньше, т.е. в процессе центрифугирования произошло переуплотнение. Во второй выборке (при  $K_{в}=100\%$ ) после заморозки–оттаивания увеличились и диаметр образцов возрос на 0,126 мм, и длина - на 0,261 мм.

Таблица 2.4 - Статистическая обработка результатов измерений диаметра и длины образцов ПК<sub>1-3</sub> до и после заморозки с сохраненной водонасыщенностью и при 100 % водонасыщенности

Статистика	Параметр	Условия	До заморозки	После заморозки	Дельта	Параметр	Условия	До заморозки	После заморозки	Дельта
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Среднее	Диаметр образца, мм	При $K_{вс}$	29.441	29.514	0.073	Диаметр образца, мм	При $K_{в}$ 100%	29.331	29.457	0.126
Стандартная ошибка			0.099	0.080	-0.019			0.091	0.087	-0.004
Медиана			29.400	29.400	0.000			29.270	29.400	0.130
Стандартное отклонение			0.261	0.212	-0.049			0.240	0.230	-0.010
Дисперсия выборки			0.068	0.045	-0.023			0.058	0.053	-0.005
Минимум			29.000	29.300	0.300			29.000	29.100	0.100
Максимум			29.740	29.900	0.160			29.600	29.800	0.200
Среднее	Длина образца, мм		34.030	33.400	-0.630	34.510		34.771	0.261	
Стандартная ошибка			0.366	0.506	0.140	0.267		0.228	-0.039	
Медиана			34.470	33.300	-1.170	34.870		35.100	0.230	
Стандартное отклонение			0.970	1.339	0.370	0.705		0.602	-0.103	
Дисперсия выборки			0.940	1.793	0.853	0.498		0.362	-0.135	
Минимум			32.600	31.500	-1.100	33.300		33.800	0.500	
Максимум			35.000	34.800	-0.200	35.000		35.200	0.200	

Таким образом, влияние заморозки при изготовлении образцов проявляется в разной степени не только в зависимости от литологии (прочности) образцов, но и от водонасыщенности. Следовательно, в ходе проведения лабораторных работ на каждом этапе необходимо выполнять контроль линейных размеров образцов.

Отметим, что аналогичные собственные исследования выполненные на коллекциях сцементированных пород малохетской свиты (МХ<sub>4-9</sub>) не выявили значимых линейных деформаций. Технология работ была идентична образцам керна пласта ПК<sub>1-3</sub>. Это позволяет сделать вывод о том, что процесс заморозки-оттаивания и другие факторы, включенные в стандартные операции при подготовке образцов к исследованиям, не влияют на линейные

размеры образцов цементированного керна.

В ходе собственных экспериментов подтверждено, что при изготовлении образцов из керна слабосцементированных пород линейные деформации при использовании только процедуры заморозки-оттаивания при изготовлении цилиндрических образцов заметно меньше, чем изменения в результате влияния дополнительных факторов (донасыщения, давления обжима, центробежной силы и других).

Изменение объема образцов при донасыщении практически не происходит, увеличение объема высушенных и затем полностью водонасыщенных образцов по отношению к их объему после донасыщения в среднем составляет 0,75 % от объема породы. Корректировка длин и диаметров образцов в процессе заморозки-оттаивания отдельно не производится, т.к. эти изменения будут учтены впоследствии при введении поправки в коэффициент открытой пористости.

Для уточнения влияния низкотемпературных технологий на фильтрационно-емкостные свойства пород были проведены собственные эксперименты на тех же двух коллекциях образцов слабосцементированных отложений, описанных выше, которые показали незначительное приращение коэффициента пористости пород после заморозки-оттаивания (первая коллекция). На образцах с сохраненной водонасыщенностью, экстракция и донасыщение которых исключалось, приращение составило в среднем на 0,1 %. При донасыщении образцов моделью пластовой воды увеличение пористости составило в среднем 0,55 % абсолютных (до 2% относительных) [29]. Значения приращений рассчитаны, исходя из изменений линейных размеров, носят приблизительный (оценочный) характер и могут не учитываться при оценке подсчетных параметров, так как находятся в пределах допустимых расхождений, на уровне погрешности измерений. Во второй коллекции образцов были выполнены лабораторные определения коэффициента пористости газоволюметрическим способом («по гелию»), газопроницаемость измерена при давлении обжима 5,5 МПа. На рисунке 2.15а представлено сопоставление параметров пористости до заморозки ( $K_{п\text{ дз}}$ ) и после заморозки-оттаивания ( $K_{п\text{ пз}}$ ) пласта ПК<sub>1-3</sub>, а также соответствующие им уравнения, аппроксимирующие эти сопоставления. Аналогичные сопоставления и уравнения для газопроницаемости пород, измеренных при давлениях бокового обжима, равных 5,5 МПа, приведены на рисунке 2.15б. Из рисунков следует, что «приращение» коэффициента пористости после заморозки в выборке образцов с  $K_{в}=100$  % составило всего  $0,2\div 0,3$  %, то есть слабо изменилось (при исключении двух «промахов», составивших плюс 2,7 % и минус 1,6 %). Среднее изменение  $K_{п}$  находится в пределах погрешности определения средних значений пористости в керновых выборках. «Приращение» пористости после заморозки в выборке образцов с  $K_{в}=K_{вс}$  оказалось более значимым, в среднем, около  $0,6\div 0,8$  %, что может быть обусловлено разуплотнением керна при центрифугировании.

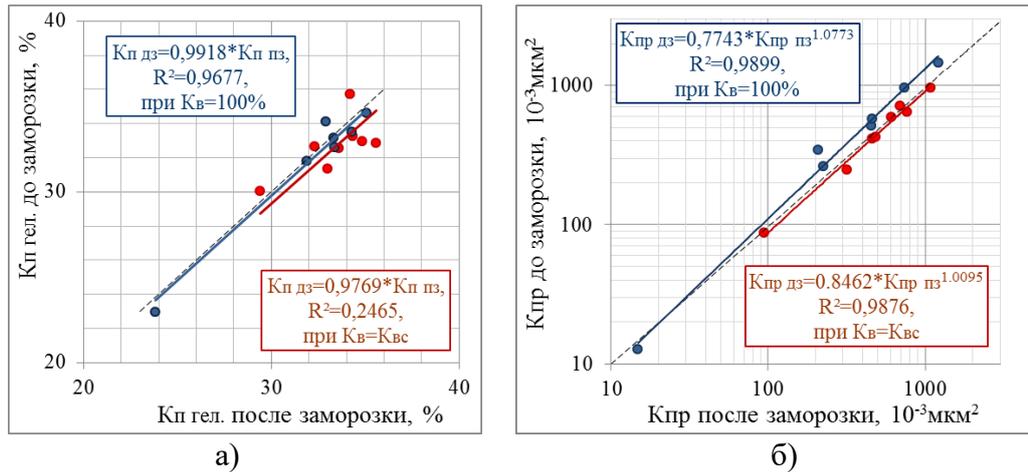


Рисунок 2.15 - Сопоставления параметров: а) пористости газовольеметрическим способом; б) проницаемости при сохраненной водонасыщенности ( $K_{в}=K_{вс}$ ) и 100 % водонасыщенности ( $K_{в}=100\%$ ) до и после заморозки-оттаивания

Проницаемость полностью водонасыщенных ( $K_{в}=100\%$ ) образцов после заморозки уменьшилась в среднем на 19-20 %. Такое изменение  $K_{пр}$  при некотором «приращении» пористости, скорее всего, обусловлено усложнением структуры каналов фильтрации.

В выборке образцов, в которой было выполнено моделирование сохраненной водонасыщенности ( $K_{в}=K_{вс}$ ) центрифугированием, после заморозки-оттаивания увеличились как пористость, так и проницаемость образцов. Очевидно, что эти изменения обусловлены влиянием центрифугирования на структуру порового пространства – некоторым разуплотнением зерна.

Отметим, что собственные исследования, выполненные на коллекции образцов цементированных пород малохетской свиты (пласты МХ), не выявили изменений  $K_{п}$  и  $K_{пр}$  (рисунок 2.16) в интервале коллекторов и глин до значений  $K_{п}=10\%$ .

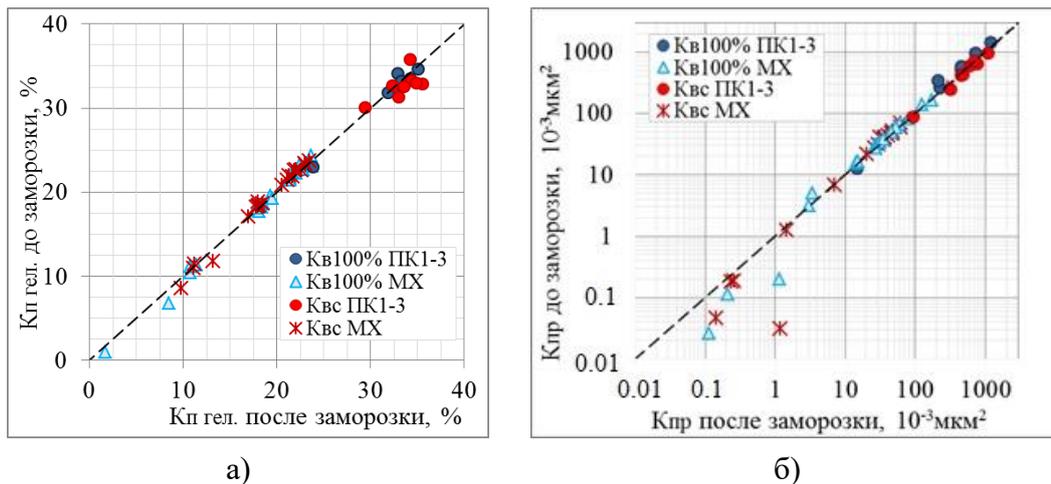


Рисунок 2.16 - Сопоставления параметров: а) пористости газовольеметрическим способом; б) проницаемости при сохраненной водонасыщенности ( $K_{в}=K_{вс}$ ) и 100 % водонасыщенности ( $K_{в}=100\%$ ) до и после заморозки-оттаивания для сеноманской (ПК1-3) и малохетской свиты (пласты МХ)

При  $K_p$  ниже 10 % (область неколлекторов) отмечается увеличение пористости после заморозки-оттаивания до 1,72%, что в целом укладывается в допустимые расхождения и обусловлено набуханием глинистых минералов. Аналогичное увеличение проницаемости до значений  $1,2 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$  после заморозки произошло для неколлектора, при граничных значениях  $3,0 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ . В остальном диапазоне средние значения  $K_{пр}$  до и после заморозки равны. Следовательно, операция заморозки–оттаивания сцементированных пород оказывает значительно меньшее влияние, как на линейные деформации, так и на ФЕС сцементированных пород, чем дополнительные техногенные факторы.

В итоге для образцов слабосцементированного керна однозначно установлено, что при изначальной 100% водонасыщенности образцов систематическое приращение коэффициента пористости газоволюметрическим способом (гелий, без давления обжима) после цикла заморозки-оттаивания составляет 0,2 – 0,3 абсолютных процента во всем диапазоне ФЕС (0,8 % относительных).

Более существенные погрешности зафиксированы для образцов, подвергшихся центрифугированию. Эта процедура подготовки образцов к исследованиям является одним из наиболее значимых источников искажения образцов, их механической деформации: уменьшения длины и увеличения диаметра. Систематическое увеличение коэффициента пористости в этом случае, включая цикл заморозки-оттаивания, составляет 0,6 – 0,8 абсолютных процента во всем диапазоне ФЕС (2,3 % относительных). На этом основании рекомендуется исключить центрифугирование из технологий исследований образцов, а значения остаточной водонасыщенности оценивать по данным полупроницаемой мембраны. Не исключается возможность разработки новой технологии применения центрифугирования.

Экспериментальное обоснование отсутствия объемных деформаций керна полностью и частично водонасыщенных слабосцементированных пород при низкотемпературной заморозке с помощью жидкого азота имеет принципиальное значение для практического применения этой технологии при отборе керна и, особенно, при его препарировании (изготовлении образцов). Важно и то, что эта операция не оказывает значимого влияния на ФЕС и петрофизические характеристики пород. Оптимальными условиями для проведения исследований является измерение линейных размеров образцов до и после заморозки.

#### **2.4 Усовершенствованная технология изготовления и подготовки образцов слабосцементированных пород к петрофизическим исследованиям**

Предлагаемые в диссертации усовершенствования касаются только операций, связанных с изготовлением образцов, предназначенных для проведения типовых петрофизических исследований ФЕС, плотности, моделирования зависимостей УЭС от пористости и водонасыщенности керна и капилляриметрии. По причинам, описанным выше, нами рассматривается керн, отбираемый с сохранением пластовой флюидонасыщенности, либо, по крайней мере, керн, изолированный от контакта с атмосферной непосредственно после

извлечения из скважины. Необходимым условием является определение мест отбора представительных образцов керна, исключая участки нарушения целостности механической сохранности полноразмерной колонки керна, а также участки пород с текстурной неоднородностью. Считается, что образец является представительным, если размеры (объемы) отдельных неоднородностей не превышают 10% от размеров (объема) изготавливаемого образца.

Это условие позволяет избежать необратимых изменений объема керна и структуры порового пространства пород под действием возможных явлений гидратации и дегидратации керна. По этой же причине препарирование керна и изготовление образцов должны выполняться до традиционных профильных исследований (фотодокументации, продольной распиловки, томографии полноразмерной колонки керна) при которых происходит контакт его с атмосферой.

В соответствие с обоснованным выше отсутствием влияния однократной низкотемпературной заморозки керна с помощью жидкого азота на объем и объемные деформации керна, а также на ФЕС пород предлагается основываться на применении этой технологии в традиционном виде. Изготовление (высверливание) образцов также должно выполняться с применением жидкого азота.

После этого (в зависимости от принятой схемы исследований) выполняется: «маркировка», взвешивание, измерение геометрических размеров изготовленных образцов и расчет их объема. Измерения размеров образцов должны выполняться с помощью электронного штангенциркуля с дискретностью отсчетов не более 0,01 мм. По этим данным рассчитываются исходные объемы образцов ( $V_{исх.}$ ).

Затем, обеспечивается фотографирование и упаковка изготовленных образцов (термоусадочная пленка, торцевые сетки и пр.). Измеряются масса и размеры «упакованных» образцов, рассчитываются масса и размеры «упаковки». Далее выполняются традиционные измерения (УЭС, плотности в «естественном» состоянии, вплоть до операции экстрагирования или определения водонасыщенности с помощью аппаратов Закса или аналогичных).

После экстрагирования и сушки повторяется измерение геометрических размеров высушенных образцов. Рассчитываются объемы сухих образцов за вычетом объема упаковки ( $V_{сух.}$ ) и изменение их по отношению к их исходным значениям:  $\Delta V = V_{исх.} - V_{сух.}$

Соответственно предлагается пересмотреть применяемые традиционные технологии работ и усовершенствовать их в соответствии с изложенным выше обоснованием (рисунок 2.17).

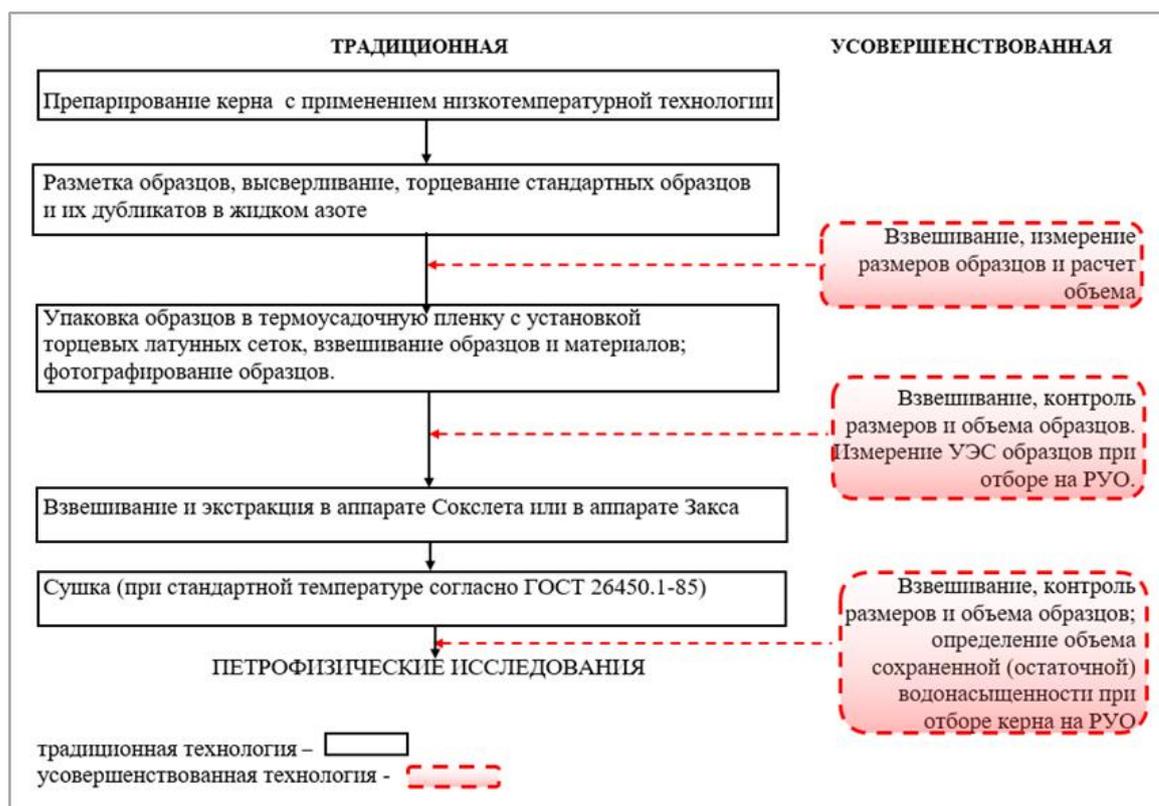


Рисунок - 2.17 Усовершенствованная технология подготовки образцов слабосцементированного керна для исследований

Взвешивание, измерение линейных размеров и объемов образцов, как элементы усовершенствованной технологии подготовки образцов слабосцементированного керна для исследований рекомендуется выполнять на каждом этапе работ: после препарирования и торцевания, упаковки образцов в термоусадочную пленку, а также после экстракции-сушки. Предлагаемый способ контроля – линейные размеры образцов, представляется впервые.

Наибольшей информативностью обладает керн, отобранный по изолированной технологии (в случае использования бурового раствора на водной основе) при полном соблюдении методических рекомендаций [91] и правильной организацией работ на поверхности и при транспортировке. Необходимо отметить, что отбор керна на РУО, РНО также позволяет решить все поставленные прямые задачи, однако требует специальных мероприятий по подготовке оборудования на буровой, при этом он является существенно более дорогостоящим, а также экологически и пожароопасным.

По ряду этапов традиционной технологии подготовки образцов к исследованию в случае отбора керна по изолированной технологии необходимо отметить следующее:

- измерение УЭС образцов после разметки и упаковки образцов при отборе изолированного керна на РУО.
- при отборе керна на РУО, а также изолированного, возможна экстракция в аппарате Закса (Дина-Старка), с оценкой сохраненной (остаточной) водонасыщенности после сушки, с целью

минимизировать риск разрушения образцов. Определение Кво возможно по объему воды, отогнанной в аппарате Закса, либо, для газонасыщенных объектов оценка по разности весов.

- взвешивание и экстракция в аппарате Сокслета в зависимости от состава экстрагирующей жидкости выполняется при температуре от плюс 76 °С (спиртобензольная смесь) до плюс 110,6 °С (толуол), что может оказать дополнительное влияние на прочность образцов керна, в том числе глинистых частиц.

- после экстракции керна при повышенных минерализациях пластовых вод рекомендуется добавить этап по отмывке образцов насыщением дистиллированной водой (только неглинистых образцов).

- для дополнительного контроля необходимо иметь образцы дубликаты для капилляриметрии, минуя УЭС (максимальная минимизация воздействия на образец).

Результаты исследований, представленных в данной главе, стали основой для выявления факторов, снижающих достоверность результатов лабораторных исследований и выработки критериев оценки качества результатов работ, полученных с помощью различных технологий и особенностей их реализации.

### ГЛАВА 3 ПОВЫШЕНИЕ ДОСТОВЕРНОСТИ ОПРЕДЕЛЕНИЙ ФИЛЬТРАЦИОННО-ЕМКОСТНЫХ СВОЙСТВ И ПЛОТНОСТИ СЛАБОЦЕМЕНТИРОВАННЫХ ПОРОД

Как уже было отмечено, одним из факторов, определяющих актуальность представляемых в работе исследований, является «...неоднозначность результатов, получаемых разными организациями и петрофизическими лабораториями и неоднозначность оценок достоверности этих результатов...». В главах 1 и 2 указывались причины этой неоднозначности и вытекающая из этих причин необходимость критического анализа результатов исследований и обоснования критериев оценки их достоверности, включая привлечение для этого информационных возможностей интерпретации данных геофизических методов исследования скважин [70].

В соответствии с этим возникает необходимость оценки достоверности результатов петрофизических исследований, выполняемых в настоящее время разными исполнителями и обоснование отбраковки недостоверных данных, а также, по возможности, учет и исключение влияния искажающих факторов на определения ФЕС, с целью получения сопоставимых результатов при построении основных петрофизических характеристик и связей.

С этой целью автором был выполнен анализ результатов лабораторных исследований керна из 22 скважин месторождений Большехетской зоны. Общий объем выборки составил 1376 стандартных образцов керна, по коллекциям, исследованным в разных лабораториях: ТЦЛ «Главтюменьгеологии», «СибНИИИМП», «Корэстест сервис», «Тверьгеофизика», «Нефтеком» и другие. Информация об особенностях и условиях проведения экспериментов была получена либо из открытых источников (большой частью фондовых), либо непосредственно от исполнителей (лабораторий). Кроме того, была выполнена интерпретация материалов ГИС, результаты которой, по мере возможности и обоснованности применения, также были привлечены для анализа достоверности результатов петрофизических исследований.

#### 3.1 Анализ качества результатов определений пористости и плотности слабосцементированных пород по керну и данным ГИС

Методические основы применяемых в настоящее время способов определения пористости и плотности образцов горных пород, в том числе и слабосцементированных, достаточно хорошо известны [34, 79, 80, 120 и др.]. В практике рассматриваемых лабораторных исследований преобладают два способа определений: методом гидростатического взвешивания (Преображенского или жидкостенасыщения) и газоволюметрическим методом (пористость «по гелию»). Третий известный метод – Мелчера – в настоящее время практически не применяется, в связи с известными его методическими ограничениями, приводящими к завышению результатов определений пористости, занижению их плотности и к «появлению закрытой пористости» пород [136].

Физическая суть метода жидкостенасыщения заключается в определении объема

пустотного пространства образца горной породы по разности масс сухого и насыщенного жидкостью образца, а его внешнего объема – по разности масс насыщенного жидкостью образца в воздухе и в насыщающей жидкости (с учетом плотности жидкости). Коэффициент открытой пористости рассчитывается делением объема пустотного пространства на объем образца; если взвешивание проводится в жидкости с такой же плотностью, что и насыщающая – то по отношению указанных разностей масс. В качестве рабочей жидкости применяют модель пластовой воды и (или) керосин.

Газоволюметрический метод основан на зависимости изменения объема газа от величины, действующего на него давления, в изотермических условиях сжатия определяемой законом Бойля – Мариотта. Этот метод позволяет определять объемы сплошных твердых тел или, как в нашем случае, объемы твердой фазы ( $V_{\text{тв.ф}}$ ) исследуемых образцов пород. Объем образцов может быть определен с помощью дополнительных газоволюметрических измерений: при помещении в герметичную изолирующую пленку и при заполнении ячейки насыпными средами с известной объемной плотностью. В практике исследований, применяемой в перечисленных лабораториях, объемы образцов рассчитывались по их геометрическим размерам. Соответственно, это требовало высокого качества изготовления образцов, расхождения в результатах измерений линейных размеров образцов (длины и диаметра) не должны были превышать 0,02мм. В качестве рабочего агента (инертного газа) возможно применение осушенного воздуха, азота или гелия. В практике работ западных компаний предпочтение отдается применению гелия, со ссылкой на то, что молекулы его обладают наименьшими размерами и, соответственно более высокой проникающей способностью в пористые среды. Результаты рассматриваемых исследований были получены при использовании гелия и, получили название: пористость «по гелию».

Существуют различные способы реализации газоволюметрического метода. Наиболее известный, обеспечивающий достоверность и простоту измерений, реализованный в практике рассматриваемых лабораторных исследований, предусматривает наличие двух идентичных по объему камер (т.е.  $V_1=V_2$ ). В одну из них помещается исследуемый образец правильной геометрической (в нашем случае цилиндрической) формы. В процессе измерений обеспечивается термостатирование измерительной установки. Принцип измерения основан на том, что при постоянной температуре объем идеального газа изменяется обратно пропорционально действующему на него давлению. Газ вводят в одну из камер (ячейку) установки объемом  $V_1$  при заданном давлении  $P_1$ . Затем эту камеру соединяют с камерой 2 и часть газа из нее поступает в камеру  $V_2$ , содержащую образец зерна. Объем этой камеры, который может быть занят газом составляет  $V_2 - V_{\text{тв.ф}}$ . В этом случае давление в системе из двух соединенных камер ( $P_2'$ ) оказывается больше, чем при отсутствии образца во второй камере (т.е. давления  $P_2$ ). Тогда объем твердой фазы образца можно определить, как  $V_{\text{тв.ф}} = V_2 - V_2'$  или, в соответствие с законом Бойля-Мариотта:

$$V_{\text{тв.ф.}} = (V_1 + V_2) * \left(1 - \frac{P_1}{P_2'}\right), \quad (3.1)$$

где  $P_1$  – давление газа в камере 1, до соединения её с камерой 2,  $P_2'$  – давление,

установившееся в камерах 1 и 2, соединенных друг с другом после помещения в камеру 2 образца.

Величина коэффициента пористости рассчитывается как:

$$K_{п} = \frac{V_{тв.ф.}}{V_{обр}}, \quad (3.2)$$

$V_{обр}$  - объем образца рассчитываемый по измерениям его длины и диаметра (точность изготовления образцов должна быть не хуже 0,01 мм), либо иным способом.

Методики проведения измерений всеми рассматриваемыми лабораториями опираются на ГОСТ 26450.1-85 [29], несмотря на то, что он предназначен для исследований цементированных горных пород. Особенности его практической реализации для слабосцементированных пород предусматривают, дополнительно, учет массы и объема оболочки образца (термоусадочных пленок и «торцевых» сеток). Различия в выполнении работ различными лабораториями заключались в способах изготовления образцов и в применяемой аппаратуре. В основном исследования в них были выполнены атмосферных условиях. Однако в ряде лабораторий были выполнены дополнительные исследования при термобарических условиях, моделирующих пластовые.

В рассматриваемых автором примерах исследований применялись разные типы газоволюметрических установок: ПИК-ПП компании «Геологика», AP-608 компании «Coretest systems». Особенностью этих установок является возможность проведения определений пористости при отсутствии и при создании всестороннего обжима давлением (горного давления) до 68,9 Мпа (10 000 psi) и порового давления до 1,8 МПа. При исследовании образцов помещенных в термоусадочную пленку и скрепленных торцевыми сетками учитывается их объем.

Отметим, что известна возможность применения установок другого типа: DHP-100 или UPP-300, в которых реализован метод двойной ячейки. По утверждению производителей [158] они обеспечивают наиболее щадящий способ измерения пористости слабосцементированных, включая исследование образцов неправильной формы.

В рассматриваемых лабораториях были выполнены определения коэффициента пористости слабосцементированных породы пласта ПК<sub>1-3</sub> как методом гидростатического взвешивания при насыщении моделью пластовой воды и керосином, так и газоволюметрическим методом «по гелию», в атмосферных условиях. Кроме того, в ряде лабораторий с помощью установок типа ПИК-ПП и AP-608, были выполнены определения пористости «по гелию» при воздействии на образцы различных значений давлений всестороннего обжима и порового давления. В этом случае возникает необходимость приведения всех данных к единым (по эффективному давлению) условиям измерений.

В вопросе применимости или предпочтительности применения результатов определений коэффициентов пористости, определенных разными способами: жидкостенасыщением (керосином или пластовая вода) или газоволюметрическим до сих пор не сформирована и не принята единая точка зрения. Не учитывается или же недостаточное внимание уделяется

влиянию условий проведения измерений, соответственно, это сказывается на оценках запасов газа в залежах сеноманского возраста. Например, в «Методических рекомендациях по подсчету геологических запасов...» [119] в пункте 5.2.1 оговорено, что «...исследования образцов глинистых, разбухающих и разрушающихся пород должны быть выполнены при насыщении образцов водным раствором хлористого кальция, смеси хлористого натрия и хлористого кальция или керосином...». Однако измерения пористости при насыщении образцов водным раствором хлористого кальция, смеси хлористого натрия и хлористого кальция в практике работ не применяются, т.к. впоследствии образцы должны быть использованы для измерений удельного электрического сопротивления при 100% насыщении моделью пластовой воды. Повторная экстракция образцов в таком случае нежелательна.

Из пункта 5.2.1 «Методических рекомендаций...», следует, что в них не дана оценка применимости газовольнометрического способа измерения пористости, поскольку в период формирования этих рекомендаций было выявлено занижения значений пористости ( $K_p$ ), получаемых с помощью установок АР-608 и ПИК-ПП вследствие влияния давления обжима образцов. Что касается рекомендаций по применению метода керосинонасыщения для определения пористость рассматриваемого типа пород [115], то они осложняются необходимостью повторной (после насыщения керосином) экстракции керна, а также тем, что петрофизическое моделирование удельного электрического сопротивления пород и «остаточной» водонасыщенности требуют насыщения образцов водными растворами. Известно, что результаты определений пористости керна «по воде» и «по керосину» различаются. Повторная экстракция, как и последующее насыщение слабосцементированного керна, чревато его разрушением.

Анализ достоверности имеющихся данных в какой-то мере облегчается тем, что ранее было установлено отсутствие существенного влияния способа изготовления образцов из слабо сцементированных пород (вдавливанием или выпиливанием) на их ФЕС и плотность. С учетом этого начнем с рассмотрения возможности приведения определений пористости «по гелию» к единым условиям по величине давления обжима образцов или, в данном случае, аналога эффективного давления. Доля таких данных в общей анализируемой выборке исследований керна составила порядка 25 % образцов. Исследования были выполнены с применением установок типа ПИК-ПП и АР-608, оснащенных соответствующими кернодержателями. Давление всестороннего обжима образцов при определениях пористости ( $K_{p \text{ гел}}$ ) составляло 5,5 МПа или 800 psi [43, 44, 92, 134].

На небольшой коллекции из 9 образцов, отражающих весь диапазон пористости коллекторов, автором было выполнено моделирование влияния всестороннего давления на результаты определений коэффициента пористости «по гелию». Эксперименты были проведены на образцах, представленных песчаниками крупно- и средне-мелкозернистыми и алевролитами песчаными, с примесями УРД и редких зерен сидерита. Результаты этого эксперимента

позволили оценить степень и характер влияния всестороннего давления на пористость пород и её изменение. На рисунке 3.1. они представлены в виде сопоставления изменения (уменьшения) пористости пород по данным газовольюметрического метода:  $\Delta K_{п} = K_{п \text{ гел}} - K_{п \text{ гел.Р}}$  с величиной давления обжима ( $P_{обж}$ ). Здесь  $K_{п \text{ гел}}$  и  $K_{п \text{ гел.Р}}$  – это пористости «по гелию», соответственно, при отсутствии и при воздействии обжима ( $P_{обж}$ ).

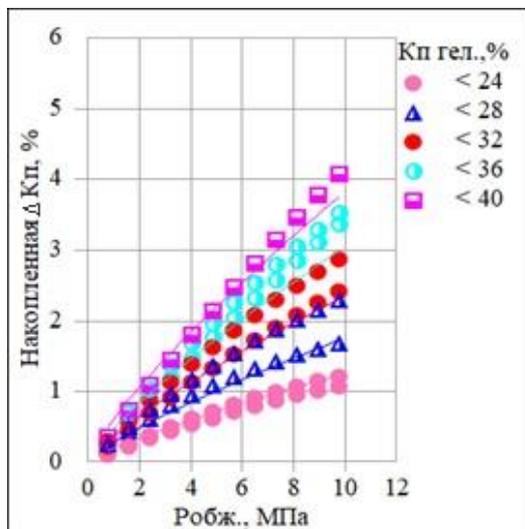


Рисунок 3.1 – Изменение пористость образцов ( $-\Delta K_{п}$ ) по данным газовольюметрического метода, в зависимости от величины давления обжима ( $P_{обж}$ ). Шифр точек – верхние пределы значений интервалов пористости «по гелию» при  $P_{обж}=0$

Сопоставление дифференцировано по величине пористости пород определенной при  $P_{обж}=0$  (шифр точек). По этим данным поправка в пористость пород пластов ПК<sub>1-3</sub> «по гелию» при воздействии давлением обжима может быть описана степенным уравнением вида:

$$\Delta K_{п} = 0,0002 * P_{обж}^{0,8} * K_{п \text{ гел}}^{2,174}, \quad (3.3)$$

где  $P_{обж}$  – давление обжима, МПа;  $K_{п \text{ гел}}$  – пористость, определенная газовольюметрическим способом при  $P_{обж}=0$ . С помощью этого уравнения величина коэффициента пористости, измеренная при некотором значении давления обжима ( $K_{п \text{ гел.Р}}$ ), может быть приведена к типовым условиям измерений, выполненным при отсутствии обжима:  $K_{п \text{ гел}} = K_{п \text{ гел.Р}} + \Delta K_{п}$ . Тем самым было обеспечено приведение всех имеющихся результатов измерений пористости «по гелию» к единым, «атмосферным» условиям.

На рисунке 3.2 приведены сопоставления коэффициентов пористости, определенных газовольюметрическим методом при давлении обжима равном  $P_{обж}=5,5$  МПа (рисунок 3.2а) и после приведения их к «атмосферным» условиям  $P_{обж}=0$  МПа (рисунок 3.2б) с результатами, определенных её при насыщении керосином. В первом случае пористость пород – коллекторов «по гелию» занижается по отношению к пористости «по керосину» в среднем на 1,0 – 1,6%. Во втором случае, после введения поправки в  $K_{п \text{ гел.Р}}$  за давление обжима, это различие не превышает 0,4 %, что вполне допустимо для слабосцементированных образцов.

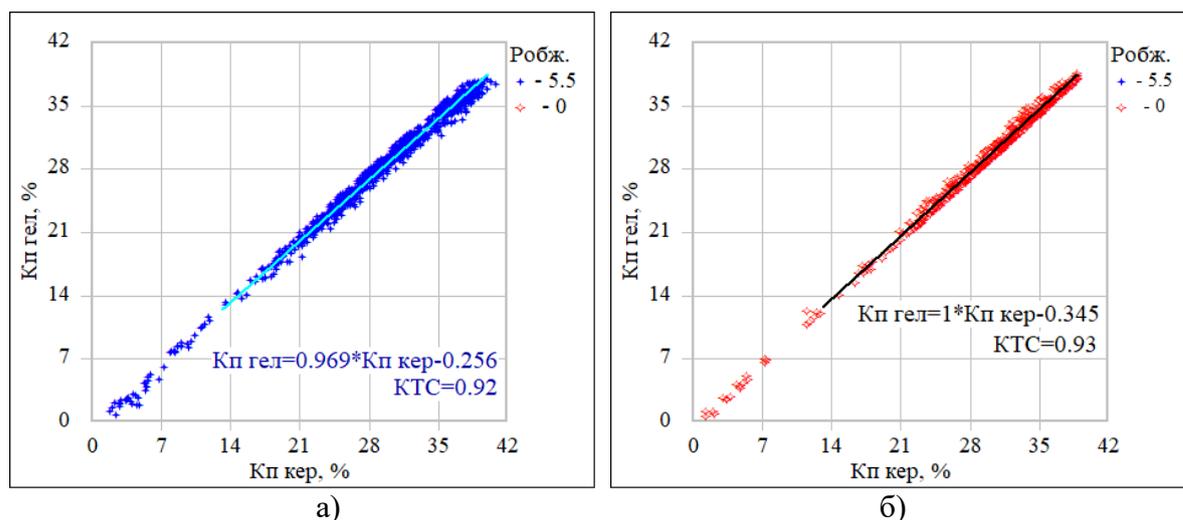


Рисунок 3.2 - Сопоставления результатов определений пористости «по гелию» при давлении обжима равном  $P_{обж.}=5,5$  МПа с пористостью «по керосину»: а) без учета поправки за давление  $P_{обж.}$  и б) с приведением пористости «по гелию» к атмосферным условиям

Таким образом, для приведения результатов определений пористости образцов слабосцементированных пород пласта ПК<sub>1-3</sub> «по гелию» к единым условиям можно воспользоваться либо палеткой, приведенной на рисунке 3.1, либо уравнением 3.3. При фиксированном значении давления равном  $K_{п\ гел.P}=5,5$  МПа, это уравнение упрощается:

$$K_{п\ гел} = 0,969 * K_{п\ кер} - 0,256, KТС=0.92 \quad (3.4)$$

Для разного типа аппаратуры величина поправки может отличаться.

Оценка характера связи в программном продукте «Geooffice Solver» выполнена с учетом критерия тесноты связи (КТС), который приведен в таблице 3.1 и оценивает соотношение остаточной дисперсии ( $\sigma_{ост}$ ) аппроксимации к исходной дисперсии функции ( $\sigma_{функции}$ ):

$$KТС = (\sigma_{ост} - \sigma_{функции}) / \sigma_{функции} \quad (3.5)$$

При необходимости критерий тесноты связи может быть переведен в коэффициент корреляции ( $R^2$ ) по формуле:

$$R^2 = KТС^{0,5} \quad (3.6)$$

Таблица 3.1 – Оценка характера связи с помощью критерия тесноты связи (КТС)

Величина КТС	Характер связи
До $\pm 0.3$	Практически отсутствует
От $\pm 0.3$ до $\pm 0.5$	Слабая
От $\pm 0.5$ до $\pm 0.7$	Умеренная
От $\pm 0.7$ до $\pm 1.0$	Сильная

Сопоставления результатов определений пористости газоволюметрическим способом и жидкостенасыщением (при насыщении моделью пластовой воды) по данным, полученным в разных лабораториях приведено на рисунке 3.3. За небольшим исключением, в диапазоне пористости коллекторов, для всех образцов наблюдается превышение значений пористости «по

воде» ( $K_{пв}$ ) над пористостью «по гелию» ( $K_{пгел}$ ).

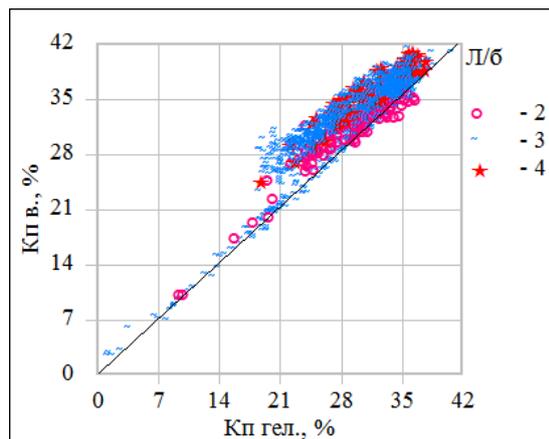


Рисунок 3.3 - Сопоставление пористости «по гелию» и «по воде», по данным разных лабораторий (шифр точек)

Превышение это разное для разных лабораторий и в области коллекторов может достигать 5,0 – 7,0 % (абсолютных). В глинах оно возрастает до 7,5 – 10,0 абсолютных процентов. В области более плотных, как правило, в разной мере карбонатизированных пород, различие уменьшается в среднем до 0,5 % (абсолютных).

Наблюдаемое различие результатов этих определений объясняется суммарным влиянием двух факторов: первого – уменьшением объемов образцов в процессе экстракции и высушивания и второго – увеличением их объемов при последующем насыщении водными растворами, включая пластовую воду или её модель. Влияние этих факторов рассмотрено во второй главе диссертации. Подчеркнем, что при экстракции и высушивании образцов под действием высокой температуры, составляющей, соответственно, плюс 76 °С (минимум) и плюс 105 °С, происходит дегидратация пород, в частности дегидратация глинистых минералов и «усыхание» – уменьшение объема – глинистого цемента пород. Часть глинистого цемента занимает место в области контактов зерен скелетных фракций, что и определяет объемные деформации пород, причем не только слабосцементированных. Определения пористости «по гелию» выполняются после экстракции и высушивания керна и, как уже подчеркивалось, опираются на значения объемов сухих образцов, рассчитанные по их размерам. Соответственно происходит занижение значений пористости, определяемой «по гелию», по отношению к исходному состоянию пород, содержащих остаточную воду и водонасыщенных. Занижение для рассматриваемых пород достигает 1,25 – 1,6 % в области граничных значений пористости и составляет около 0,2 – 0,4% в «чистых» песчаниках (см. главу 2). При последующем насыщении водными растворами происходит набухание глинистых минералов и внешний объем глинистого цемента увеличивается, «раздвигая» зерна «скелета». Соответственно возрастает объем образцов пород.

В процессе этих технологических воздействий объем твердой фазы образцов пород остается неизменным, следовательно, изменения объемов образцов полностью определяются

изменениями объемов их пустотного пространства. Степень «усыхания» при высушивании и последующего «набухания» при насыщении водой зависит от общей глинистости пород и содержания в ней набухающих минералов, в первую очередь, монтмориллонита и смешаннослойных образований и в меньшей мере – гидрослюд и хлорита.

Известно, что набухание глин возникает в результате ионообменных и осмотических процессов между глинистыми минералами и растворами электролитов [96]. Как уже отмечалось, наибольшей способностью к набуханию обладают глинистые минералы с подвижной кристаллической структурой (монтмориллонит и др.), а наименьшей – глинистые минералы с жесткой кристаллической структурой – каолинит. Набухание монтмориллонита вызвано отсутствием компенсации отрицательного заряда, существующего между слоями в его кристаллической структуре. Компенсация происходит за счет избыточного отрицательного заряда слоев при заходе в межслоевое пространство молекул воды, обладающих дипольным моментом. Показателем степени набухания может быть изменение межпакетного расстояния глин, для монтмориллонита оно составляет от 1,5 нм (сухой монтмориллонит) до 14,0 нм при полном набухании [150]. Кроме того, установлено, что при насыщении глин слабоминерализованными растворами (менее 20 г/л) происходит дезагрегация глин [169]. Следствием этого является снижение механической прочности породы (особенно слабосцементированной) и возможность внутренней кольматации поровых каналов коллекторов. Минерализация пластовых вод сеноманских отложений около 16 г/л, что не исключает вероятность такого процесса и его влияние.

Своеобразный характер имеют сопоставления пористости, определенной жидкостенасыщением: пористости «по воде» ( $K_{пв}$ ) и «по керосину» ( $K_{пкер}$ ). Примеры таких сопоставлений приведены на рисунке 3.4. В области «чистых» слабоглинистых песчаников с пористостью (не менее 33 – 34 %) значения пористости «по воде» и «по керосину» практически совпадают, при небольшом (до 0,5 %) превышении пористости  $K_{пв}$  над  $K_{пкер}$ . Однако по мере уменьшения пористости пород при переходе от пород – коллекторов к глинам, превышение пористости «по воде» достигает порядка 5 – 7 % (рисунок 3.4а). В области граничного значения пористости коллекторов, равного примерно 22,0 %, среднее значение разности  $K_{пв} - K_{пкер}$  не превышает 4 %, при максимальных расхождениях до 10 %. В более плотных породах различия погрешности определений минимальны.

Сопоставление, приведенное на вышерасположенном рисунке 3.4б подтверждает существенное влияние монтмориллонита на набухание пород и их пористость. Доля монтмориллонитовой составляющей в составе глинистого цемента увеличивается с ростом глинистости пород.

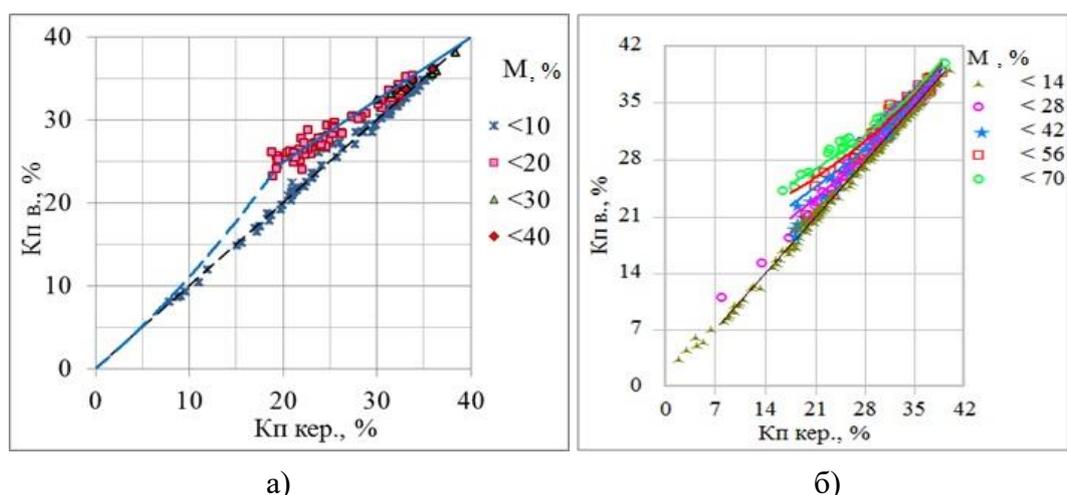


Рисунок 3.4 – Сопоставление пористости, определенной методом жидкостенасыщения «по керосину» и «по воде» (пластовая вода) с дифференциацией по содержанию монтмориллонита (в %) в составе глинистой фракции пород (по РСА):

а) обобщенное представление; б) представление в виде палетки с делением по содержанию монтмориллонита

Сопоставление, дифференцированное по доле монтмориллонита в глинистом материале породы ( $M$ , в %) может быть описано следующей зависимостью:

$$K_{п\text{ в}} = \frac{(-21353 + 3156 \cdot K_{п\text{ кер}} + 353 \cdot M)}{(1 + 149 \cdot K_{п\text{ кер}} + 3,067 \cdot M - 2,0731 \cdot K_{п\text{ кер}}^2 + 0,061 \cdot K_{п\text{ кер}} \cdot M + 0,0138 \cdot M^2)} \quad (3.7)$$

Отсюда можно получить обратную зависимость через дискриминант ( $D$ ):

$$K_{п\text{ кер}} = \frac{-(149 \cdot K_{п\text{ в}} + 0,061 \cdot K_{п\text{ в}} \cdot M - 3156) \pm \sqrt{D}}{(-2 \cdot 2,0731 \cdot K_{п\text{ в}}^2)}, \quad (3.8)$$

$$\text{где } D = B^2 - 4ac = (149 \cdot K_{п\text{ в}} + 0,061 \cdot K_{п\text{ в}} \cdot M - 3156)^2 + 4 \cdot 2,0731 \cdot K_{п\text{ в}} \cdot (K_{п\text{ в}} + 3,067 \cdot K_{п\text{ в}} \cdot M + 0,0138 \cdot K_{п\text{ в}} \cdot M^2 + 21353 - 353 \cdot M). \quad (3.9)$$

Упрощенное уравнение перехода от пористости «по воде» к пористости «по керосину» для пород-коллекторов пласта ПК<sub>1-3</sub>, полученное на основании обобщенного представления (по рисунку 3.4а) имеет следующий вид:

$$K_{п\text{ в}} = 0,756 \cdot K_{п\text{ кер}} + 9,756. \quad (3.10)$$

Отсюда можно получить значение  $K_{п}$  по керосину:

$$K_{п\text{ кер}} = (K_{п\text{ в}} - 9,756) / 0,756 \quad (3.11)$$

Поскольку в нашем случае пористость газоволюметрическим способом оказалась несколько больше, чем «по керосину» (в среднем  $K_{п\text{ гел}} = K_{п\text{ кер}} + 0,5$ ), то это необходимо учитывать при сопоставлениях результатов определений пористости, полученных разными способами. Кроме того, необходимо учитывать изменения объемов образцов, происходящих при технологических операциях экстракции и высушивания. Только в этом случае результаты определений пористости будут соответствовать исходной пористости породы ( $K_{п\text{ исх}}$ ), извлеченной в колонке керна на устье скважины. При этом предполагается, что свойства такого керна были сохранены вплоть до его распиловки в лаборатории. По данным, полученным на выборке образцов исследуемого керна, после экстракции-высушивания пористость уменьшилась от 0,6 % в «чистых» песчаниках

и до 1,6 в породах с граничной пористостью. Принимая, в первом приближении, линейный характер этих изменений от пористости, например, «по гелию», получим следующую зависимость:

$$K_{п\text{ исх}} = 0,925 * K_{п\text{ гел}} + 3,4 = 0,925 * K_{п\text{ кер}} + 3,9. \quad (3.12)$$

С помощью этого уравнения или аналогичных зависимостей и уравнений, обоснованных для конкретных объектов исследований, имеется возможность приведения результатов выполняемых лабораторных определений пористости к условиям, максимально приближенным к естественному состоянию пород в керне, вынесенном на устье скважины.

Результаты определения коэффициента пористости пород являются исходными для расчетов **объемной плотности и плотность твердой фазы пород** [29]. По отношению к физическому понятию плотности вещества, определение «объемная», с формальной точки зрения, излишнее. Однако в практике петрофизических исследований его иногда применяют, чтобы подчеркнуть различие между плотностью породы ( $\delta_p$ ) и плотностью её твердой минеральной составляющей ( $\delta_{тв.ф}$ ). Подчеркнем, что вода, нефть и газ также являются минеральными составляющими пород, но не принадлежат к твердой фазе. В дальнейшем применительно к породе будем пользоваться термином плотность (сухой, полностью или частично насыщенной породы), а в отношении твердой минеральной компоненты, будем пользоваться термином плотность твердой фазы.

Существуют классические лабораторные способы определения плотность твердой фазы пород: пикнометрический и гидростатического взвешивания. Они предназначены для всех типов пород, включая породы с закрытой пористостью, при условии, что породы не содержат минералы растворимые в применяемой рабочей жидкости. При отсутствии закрытой пористости в породах методика определений плотности твердой фазы существенно упрощается. Установлено отсутствие закрытой пористости в песчано-глинистых породах (см. выше), поэтому плотность твердой фазы может быть рассчитана как отношение массы исследуемой пробы или образца породы ( $m_{тв.ф}$ ) к объему её твердой фазы ( $V_{тв.ф}$ ):

$$\delta_{тв.ф} = \frac{m_{тв.ф}}{V_{тв.ф}} \quad (3.13)$$

Объем твердой фазы может быть получен непосредственно по данным газоволнометрического способа, либо по данным гидростатического метода: по взвешиваниям образцов в воде или керосине. Соответственно плотность твердой фазы может быть рассчитана с помощью уравнения 3.8 (по данным определения пористости «по гелию») по данным метода гидростатического взвешивания, как:

$$\delta_{тв.ф} = \frac{m_{тв.ф} * \delta_{ж}}{m_c - m_{жж} + \Delta}, \quad (3.14)$$

где  $\delta_{ж}$  - плотность рабочей жидкости (вода, керосин);  $m_c$  – масса сухого образца,  $m_{жж}$  – масса образца, насыщенного рабочей жидкостью при взвешивании в этой жидкости;  $\Delta$  - поправка на взвешивание (масса «лески»). При исследовании образцов слабосцементированных пород обязательным условием является учет влияния массы термоусадочной пленки и торцевых сеток при нахождении  $m_{тв.ф}$ ,  $m_c$ ,  $m_{жж}$  и объема образцов. Не корректность учета этого влияния

становится причиной ошибок определений плотности твердой фазы. По имеющимся фактическим данным невозможно оценить корректность учета объемов термоусадочной пленки и сеток.

В практике лабораторных работ предпочитают находить плотность твердой фазы пород расчетным путем, по результатам измерений коэффициента пористости и полученным значениям плотности сухой породы ( $\delta_{пс}$ ). Плотность сухой породы находят как:

$$\delta_{пс} = \frac{m_{тв.ф.} \delta_{ж}}{m_{ж} - m_{жк} + \Delta}, \quad (3.15)$$

где  $m_{ж}$  – масса образца, насыщенного рабочей жидкостью; очевидно, что масса твердой фазы равна массе сухого образца ( $m_{тв.ф.} = m_{с}$ ). Отсюда плотность твердой фазы можно рассчитать, как:

$$\delta_{тв.ф.} = \frac{\delta_{пс}}{1 - K_{п}}, \quad (3.16)$$

где величина  $K_{п}$  выражена в долях единицы.

Такой способ влечет за собой дополнительные погрешности, связанные с рассмотренными выше особенностями определений коэффициента пористости. По этой причине определения плотности, по данным газоволюметрического и гидростатического методов предпочтительнее.

Рассмотрим результаты определений плотности пород. Распределение плотности твердой фазы по образцам керна пластов ПК<sub>1-3</sub> разных исполнителей, проводивших измерения, приведенное на рисунке 3.5, свидетельствует об очень большой дисперсии получаемых результатов, априори превышающей допустимые значения её в рассматриваемых породах.

Тренд увеличения показаний плотности со снижением пористости обусловлен увеличением содержания карбонатного материала, а также при  $K_{п} < 20 - 22\%$  с повышением содержания гидрослюдных и хлоритовых глин [25]. Максимальная карбонатность в отложениях пласта ПК<sub>1-3</sub> для коллекторов не более 10 – 16 %, и 45,0 % - для неколлекторов. Среди карбонатных минералов в составе цемента наблюдается преимущественно сидерит (3,5 ÷ 18,7 %) со справочными значениями плотности 3,96 г/см<sup>3</sup>.

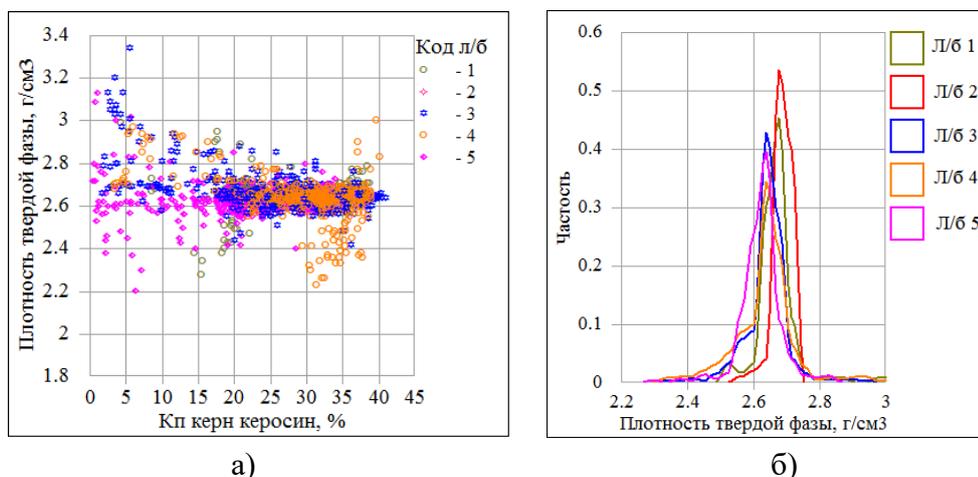


Рисунок 3.5 – Распределения плотности твердой фазы образцов разных лабораторий: а) кросс-плот; б) гистограмма. Цветовая палитра - различные исполнители

В таком случае максимальные значения плотности твердой фазы расширяются и могут достигать  $2,71 \text{ г/см}^3$  в зоне коллекторов и  $2,79 \text{ г/см}^3$  в не коллекторах. В подобных случаях необходимо в области неколлекторов использовать индивидуальные значения плотности твердой фазы при расчетах пористости [25].

На сопоставлении плотности твердой фазы с пористостью (рисунок 3.5а) в области коллекторов выделяются данные исполнителя под номером 4, характеризующиеся существенным занижением значений  $\delta_{\text{тв.ф.}}$ , по отношению к установившимся, традиционным оценкам её в породах неокомских отложений Западной Сибири. Такие же заниженные данные наблюдаются по данным других исполнителей и в области не коллекторов (с ростом глинистости объем твердой фазы возрастает). Одной из причин таких аномальных значений  $\delta_{\text{тв.ф.}}$  пород может быть влияние недонасыщенности образцов [29].

Для подтверждения данного предположения были проведены собственные специальные эксперименты по исследованию недонасыщенных образцов (на трех независимых выборках); рабочий флюид - пластовая вода. Результаты этих экспериментов в виде сопоставления пористости водонасыщением с плотностью твердой фазы и гистограммы распределения приведены на рисунке 3.6.

Очевидно, что при исследовании недонасыщенных образцов происходит занижение плотности твердой фазы и коэффициента пористости. Наиболее вероятен этот эффект при исследовании неколлекторов и глинистых разностей коллекторов. Влияние его приводит к смещению зависимости пористость-плотность в сторону занижения плотности пород.

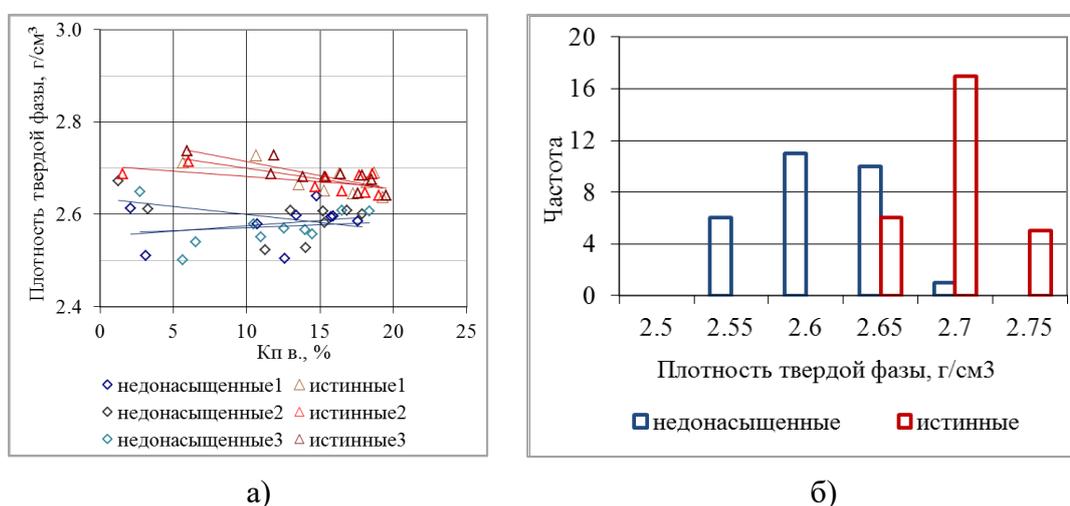


Рисунок 3.6 - Эксперименты по недонасыщенным образцам на трех независимых выборках: а) сопоставление пористости с плотностью твердой фазы; б) гистограмма распределения плотности твердой фазы

В интервале коллекторов низкая область значений плотности твердой фазы может соответствовать породам с примесью углисто-растительного детрита (УРД). В рассматриваемых породах содержание УРД достигает 3 – 5%. В частности, при таком объемном

содержании УРД, допустимое минимальное значение плотности твердой фазы такой породы составит  $2,59 \text{ г/см}^3$ . На этом основании значения  $\delta_{\text{тв.ф}}$  менее  $2,59 \text{ г/см}^3$  были исключены из рассмотрения. В результате, после такой отбраковки данных сопоставление « $\delta_{\text{тв.ф}} - K_{\text{п}}$ » было перестроено (рисунок 3.7). Из него следует, что среднее значение  $\delta_{\text{тв.ф}}$  в интервале коллекторов рекомендуется принимать равным  $2,65 \pm 0,01 \text{ г/см}^3$ , а в неколлекторах -  $\delta_{\text{тф}}$  равна  $2,69 \pm 0,01 \text{ г/см}^3$ .

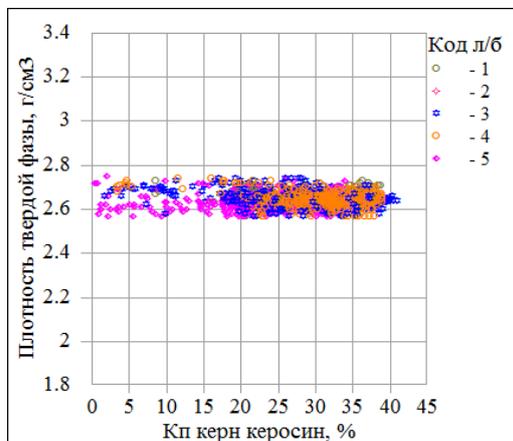


Рисунок 3.7 - Распределение плотности твердой фазы образцов разных лабораторий после отбраковки. Цветовая палитра - различные исполнители

Приведенные автором оценки подтверждаются данными прямых определений плотности твердой фазы, выполненными на дезинтегрированных пробах образцов, с помощью пикнометрического метода или метода гидростатического взвешивания. В ограниченном объеме такие измерения были выполнены пикнометрическим методом и только в интервале коллекторов (рисунок 3.8). Они полностью подтверждают приведенные выше оценки плотности твердой фазы пород. Незначительный тренд увеличения плотности твердой фазы по данным пикнометра при переходе к неколлектору обусловлен увеличением количества гидрослюдистых минералов в составе твердой фазы, которые имеют широкий диапазон изменений в зависимости от состава (плотность гидрослюды и хлорита около  $2,81 \text{ г/см}^3$  [25]).

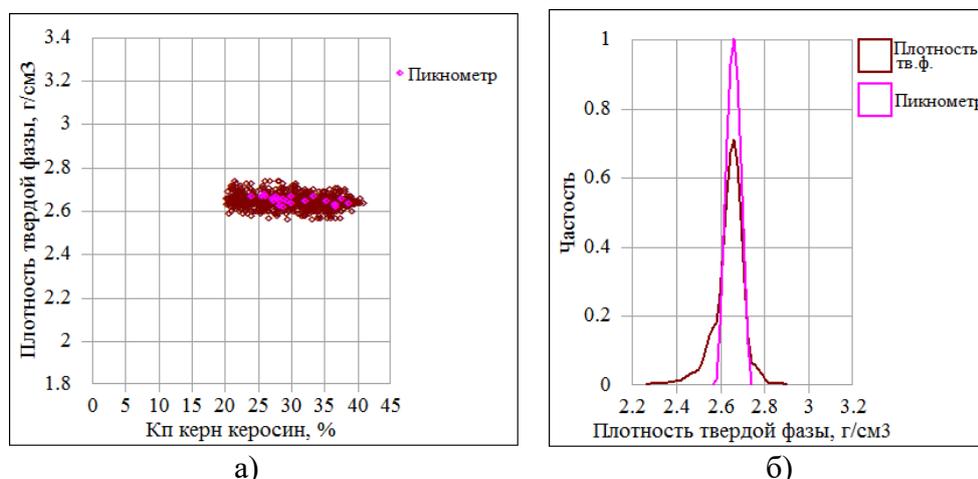


Рисунок 3.8 - Распределение плотности твердой фазы образцов в интервале коллекторов после отбраковки: а) график распределений; б) гистограммы распределения в зависимости от способа определения

Поэтому, кроме распределения плотности твердой фазы образцов для продуктивных отложений сеноманского возраста на рисунке 3.9 приведены сопоставления пористости и плотности насыщенных образцов пород по данным разных исполнителей. Отмечается широкий диапазон изменения плотности насыщенного образца для одних и тех же значений  $K_p$ .

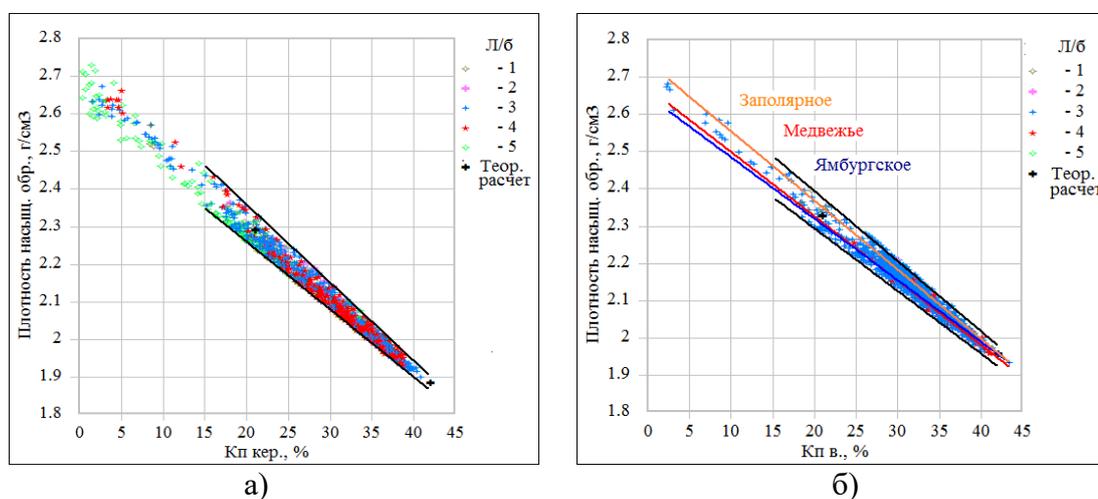


Рисунок 3.9 – Сопоставление плотности насыщенного образца с пористостью жидкостенасыщением для различных лабораторий: а) керосин; б) пластовая вода. Цветовая палитра - различные исполнители

Разброс точек обусловлен теми же причинами, что и по лабораторным определениям плотности твердой фазы. Автором предлагается в целях повышения достоверности данных, при построении регрессии проводить отбраковку экспериментов по относительной погрешности измерений согласно ГОСТ 26450.1-85. Для этого на рисунок выше нанесены интервалы погрешностей определения коэффициента пористости и расчета плотности (для средних значений). При  $K_p > 15\%$  погрешность составляет 2 %, при  $K_p < 15\%$  диапазон изменения суммарной относительной погрешности до 5 %. Дополнительно осуществляется контроль уравнения регрессии теоретическими расчетами.

Отбраковка данных составила порядка 10 – 12% от общего объема выборки. Данная операция является обязательной, т.к. в противном случае завышение коэффициента пористости при настройке петрофизических связей может достигать до 5 – 6 % (абсолютных), как уже указывалось выше.

Уравнения «плотность-пористость» по региону (образцы, насыщенные пластовой водой) подтверждают правомерность использования данного подхода, находясь в области допустимых расхождений с фактическими данными по объекту исследования.

Для получения дополнительных критериев оценки достоверности определений пористости и плотности были привлечены материалы ГИС в открытом стволе.

Для целей интерпретации данных ГИС изучаемых месторождений при сокращенном комплексе ГИС рекомендуется расчет коэффициента пористости выполнять по данным ГГКп, используя стандартную зависимость [95, 213]:

$$K_p = (\delta_{тв.ф} - \delta_p) / (\delta_{тв.ф} - \delta_{фл}), \quad (3.17)$$

где  $\delta_{\text{фл}}$  - плотность флюида в промытой зоне,  $\delta_{\text{тв.ф}}$  - плотность твердой фазы (минералогическая плотность).

Как было показано выше, в интервале коллекторов среднее значение  $\delta_{\text{тв.ф}}$  составило 2,65 г/см<sup>3</sup>, пикнометрическим методом. Отдельно оценивалось среднее значение плотности твердой фазы в интервале неколлекторов, по представительной выборке, которое составило 2,69 г/см<sup>3</sup>.

Плотность фильтрата бурового раствора в зоне исследования ГГКп оценивалась для нефте- и водонасыщенных коллекторов по формуле [93]:

$$\delta_{\text{фл}} = \delta_{\text{в}} - K_{\text{но}}(\delta_{\text{в}} - \delta_{\text{н}}), \quad (3.18)$$

где  $\delta_{\text{в}}$  - плотность воды, где  $\delta_{\text{н}}$  - плотность нефти.

Для полимерных растворов плотность фильтрата бурового раствора принята 1,0 г/см<sup>3</sup>, плотность нефти ( $\delta_{\text{н}}$ ) в пластовых условиях для изучаемого объекта составляет 0,925 г/см<sup>3</sup>, средние значения  $K_{\text{но}}$  по результатам экспериментов вытеснения нефти - водой - 34 %. В итоге, принятая к расчетам плотность флюида в промытой зоне составила 0,97 г/см<sup>3</sup>.

При сопоставлениях кернограмм и данных ГИС значения пористости жидкостенасыщением (пластовая вода и керосин) и газоволюметрическим способом учитываются в пластовых условиях [35, 39, 40, 41]. Для этого использованы эксперименты по всестороннему сжатию образцов [95], проведенные как в условиях насыщения пластовой водой, так и керосином (рисунок 3.10). Существенных отклонений при определении сжимаемости [194] для образцов с различной относительной глинистостью (до 0,2 – 0,3 д. ед.) не выявлено. Среднее значение поправки в пористость за эффективное давление для пластов группы ПК составило 2,0 %, включая образцы из альбского и сеноманского ярусов покурской свиты, со значениями  $K_{\text{п керн}}$  равными 16 – 22 %.

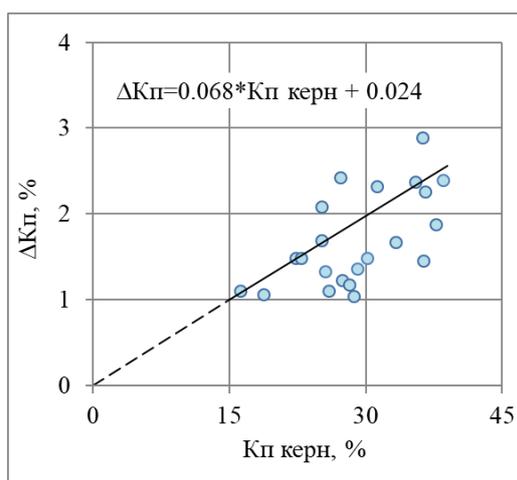


Рисунок 3.10 - Поправка в коэффициент пористости за эффективное давление

Уравнение имеет вид:

$$\Delta K_{\text{п}} = 0,068 * K_{\text{п керн}} + 0,024, R^2=0,4 \quad (3.19)$$

В итоге сопоставление кернограмм пористости керосинонасыщением и

газоволюметрическим способом в термобарических условиях с пористостью по ГГКп по скважинам, вскрывшим нефтенасыщенную зону (рисунок 3.11) подтверждает достоверность результатов выполненного анализа.

Каротаж ГГКп зарегистрирован в скважинах одним интервалом, хорошего качества, нормированию (введению аддитивной поправки) не подвергался. Единичные максимальные значения плотности не всегда подтверждаются кривой ГГКп, т.к. метод регистрирует интегральную характеристику в скважине.

Дополнительно выполнено попластовое сопоставление (рисунок 3.12, 3.13) пористости керосинонасыщением в термобарических условиях (ТБУ), пористости водонасыщением в термобарических условиях с:  $K_{п(ГГКп)}$ ;  $K_{п(ЯМР)}$  с сохраненной насыщенностью в ТБУ [141];  $K_{п}$  по ядерно-магнитному каротажу (ЯМК).

По анализируемой выборке попластовых сопоставлений расхождение среднеарифметических значений пористости  $K_{пГГКп}$  с  $K_{п}$  керосинонасыщением составило плюс 0,4 %, с  $K_{п}$  газоволюметрическим способом минус 0,6 %, с  $K_{п}$  с насыщением пластовая вода плюс 2,2 % (в сторону завышения  $K_{п}$  керн), без учета поправки за состав глинистого цемента. Проценты указаны абсолютные, относятся с систематической погрешности. В относительных процентах расхождения составляют: с  $K_{п\text{ кер}}$  – 1,3 %; с  $K_{п\text{ гел}}$  – 1,7 % и  $K_{п\text{ в}}$  – 7,3 % соответственно.

Среднеквадратическое отклонение ( $\sigma$ ) для анализируемых выборок пористости  $K_{пГГКп}$  с данными керн составило:  $K_{п}$  керосинонасыщением – 1,51 %;  $K_{п}$  газоволюметрическим способом – 1,64 %;  $K_{п}$  с насыщением пластовая вода – 2,15 %.

Аналогично, для сопоставления выборки пористости по керну жидкостенасыщением (керосин) в термобарических условиях с пористостью по керну ЯМР в ТБУ получено минимальное расхождение в среднем  $K_{п\text{ керосин\_тбу}} - K_{п\text{ ЯМР\_тбу}} =$  плюс 0,5% абсолютных (1,7 относительных); с  $K_{п}$  гелий нет систематической погрешности. Среднеквадратическое отклонение ( $\sigma$ ) для анализируемых выборок пористости составило:  $K_{п\text{ керосин}}$  в термобарических условиях – 1,2 %;  $K_{п}$  газоволюметрическим способом – 2,1 %.

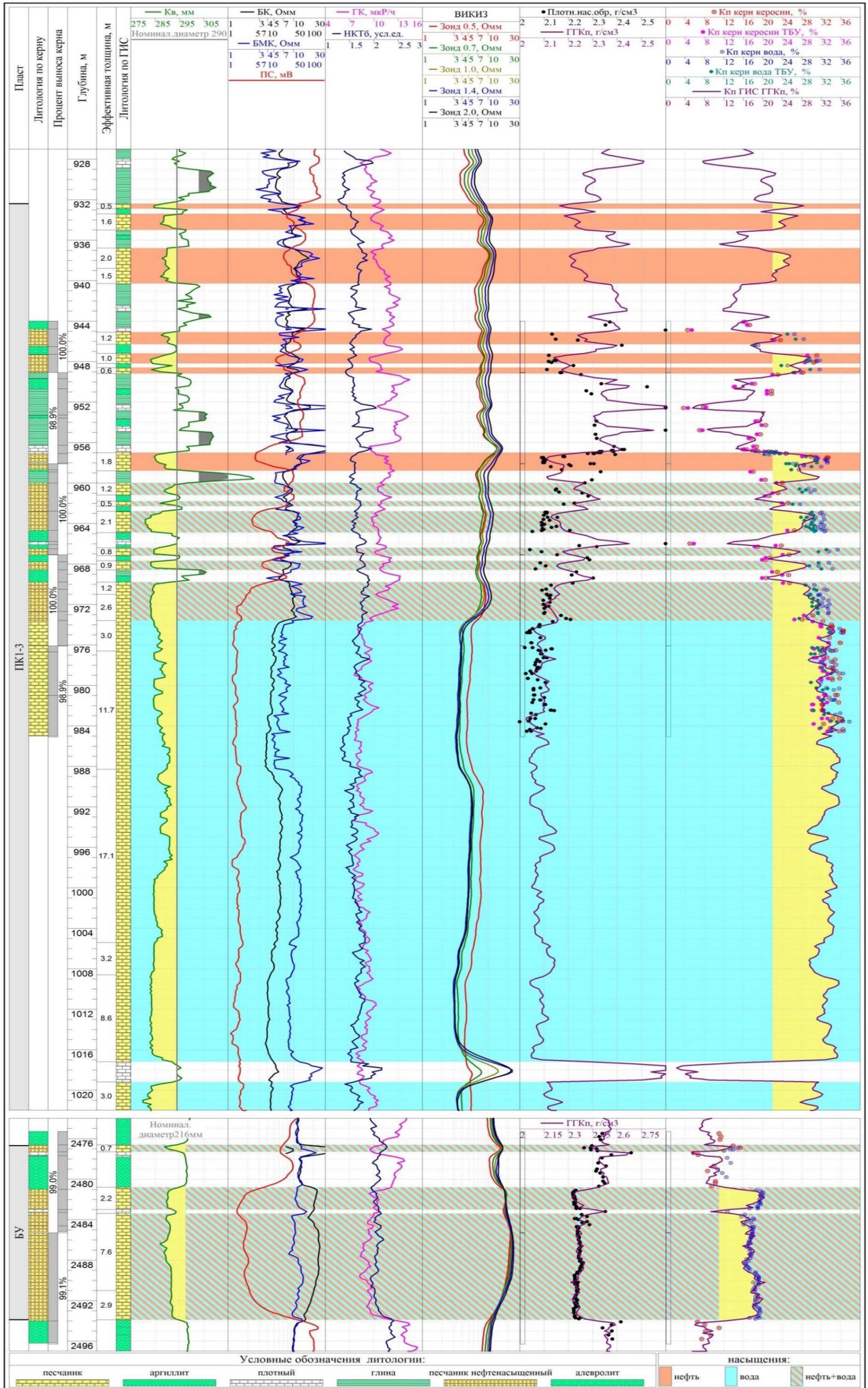


Рисунок 3.11 - Пример геолого-геофизической характеристики разреза скважины, вскрывшей отложения сеноманской и сортымской свит

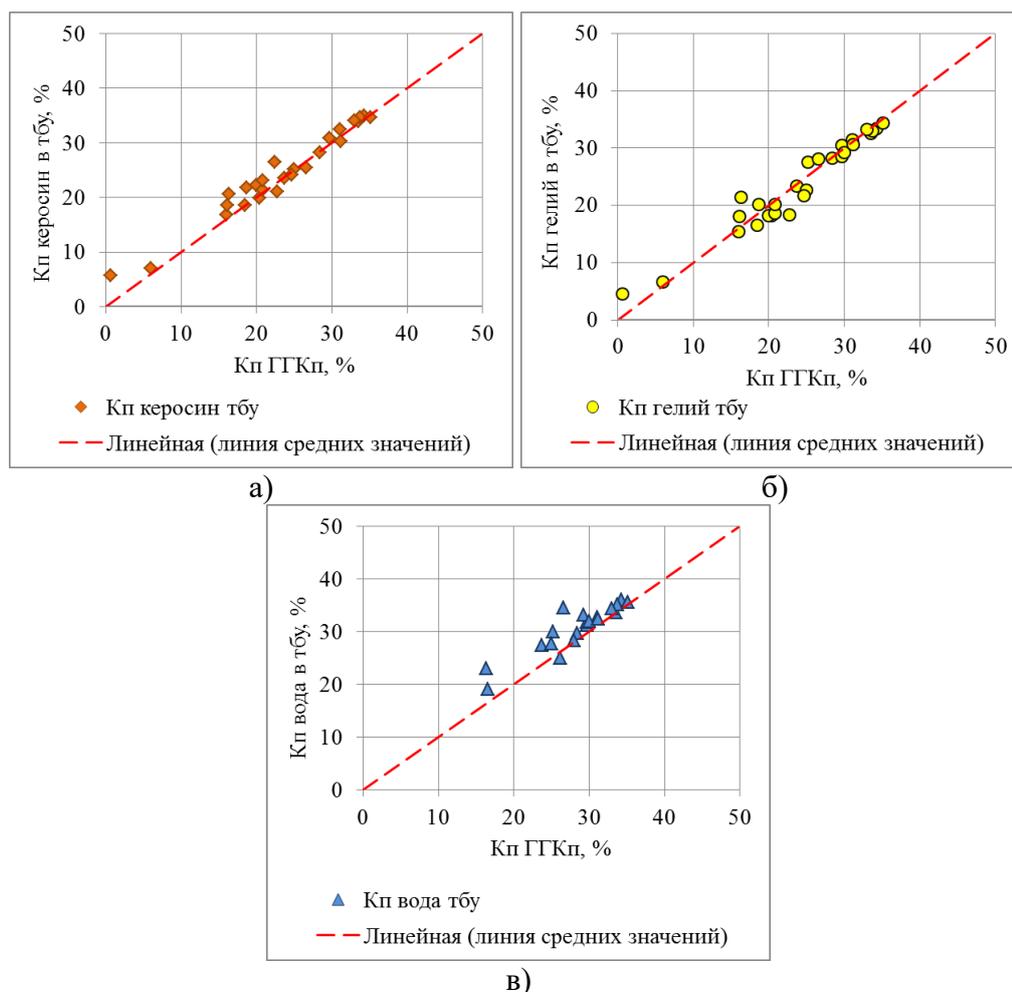


Рисунок 3.12 – Сопоставление типа «керна-ГИС» а) пористости керосинонасыщением б) газоволюметрическим способом и в) пористости водонасыщением в термобарических условиях с данными пористости по ГГКп

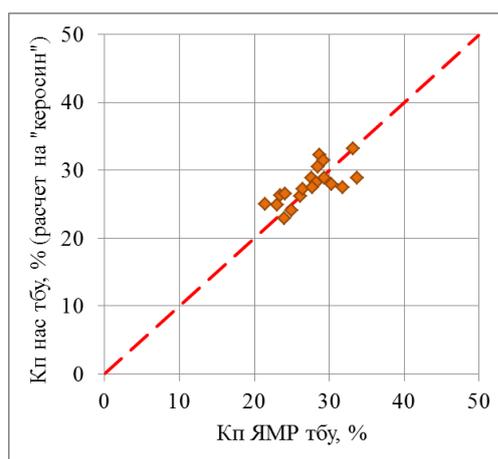


Рисунок 3.13 – Сопоставление типа «керна-керна» пористости керосинонасыщением с данными пористости по ЯМР в термобарических условиях

Методы, относящиеся в комплексе ГИС к альтернативным и позволяющие определить пористость практически напрямую в термобарических условиях [61], подтверждают отсутствие систематических изменений для пористости, определенной «по гелию» (рисунок 3.14).

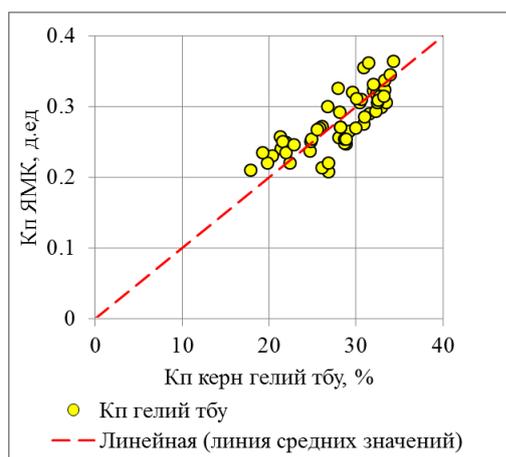


Рисунок 3.14 – Сопоставление типа «кern-ГИС» пористости газоволюметрическим способом в термобарических условиях с данными пористости по каротажу ЯМК

Из выполненного выше анализа и проведенных исследований следует, что результаты интерпретации данных ГИС хорошо согласуются с результатами лабораторных исследований с учетом выявленных автором особенностей оценки их достоверности для слабосцементированных пород пласта ПК<sub>1-3</sub>.

В условиях работы со сложными коллекторами, к которым относятся пласты ПК<sub>1-3</sub>, представленными слабосцементированным керном, а также существенными отличиями состава глинистого цемента по разрезу и латерали, задача «настройки» петрофизических сопоставлений типа «кern-ГИС» не может быть решена однозначно путем двумерных сопоставлений. В такой ситуации возможно только использование всего геофизического материала и определение фильтрационно-емкостных характеристик с использованием допустимого набора петрофизических зависимостей.

Набор петрофизических зависимостей с заданными коэффициентами представляет собой систему уравнений, решать которую можно либо последовательно (методом подстановки), либо совместно. При совместном решении всей системы петрофизических уравнений автоматически учитывается взаимовлияние различных искомых параметров, и создаются условия для определения оптимальных оценок, одновременно наилучшим образом удовлетворяющих комплексу всех геофизических данных [66]. Такой подход реализован в разных комплексах обработки данных ГИС, например, в «Geooffice Solver» (НПЦ «Тверьгеофизика»). Среди зарубежных можно отметить модуль Q-ELAN программного комплекса Techlog (Schlumberger) [119, 178].

Задание количества компонентов модели обусловлено как литологическим составом исследуемых отложений, так и полнотой выполненного комплекса ГИС. Взаимосвязь количества компонентов и количества методов ГИС очевидна: для определенности решения системы петрофизических уравнений количество неизвестных должно равняться количеству уравнений. Неизвестными являются содержание компонентов объемной модели породы, уравнениями -

петрофизические зависимости, описывающие связь между показаниями каждого отдельного метода каротажа и набором компонентов [36, 37]. Количество искомых параметров может быть на единицу больше количества используемых для интерпретации кривых ГИС, так как по умолчанию в систему включается уравнение баланса объемов - условие равенства суммы всех рассчитываемых компонентов единице.

$$V_{\text{породы}} = V_{\text{матр.}} + V_{\text{сух.глин.}} + V_{\text{пор.}} = V_{\text{матр.}} + V_{\text{сух.гл.}} + V_{\text{св.воды}} + V_{\text{своб.воды}} + V_{\text{ув}} \quad (3.20)$$

Одним из обязательных условий достоверности интерпретации является информативность используемого комплекса ГИС и его «чувствительность» к содержанию в разрезе тех или иных литологических разностей.

Стандартная линейная петрофизическая зависимость описывается следующим образом:

$$P_n = k_1 * V_1 + k_2 * V_2 + \dots + k_i * V_i, \quad (3.21)$$

где  $P$  - показания геофизического метода, исправленные за условия измерений;  $n$  - количество информативных методов ГИС, используемых для интерпретации;  $V_i$  - объемное содержание  $i$ -го компонента;  $i$  - количество рассчитываемых объемных компонентов породы;  $k_i$  - коэффициенты петрофизических зависимостей.

В процессе работы по заданной модели, комплексу ГИС и набору петрофизических коэффициентов количественно оценивается компонентный состав пород [178], включая и пластовые флюиды, а затем по полученным результатам рассчитываются (реконструируются) теоретические значения каротажных кривых - значения, которые должны были бы быть зарегистрированы в породах с таким компонентным составом. Анализ адекватности использованной модели и достоверности полученных результатов производится как посредством сопоставления результатов с данными керн и испытаний [48], так и с помощью сравнения исходных и реконструированных (восстановленных) кривых (визуально и по величине среднеквадратичного отклонения).

Очевидно, что описанная выше методика не может быть в полной мере реализована для сокращенного комплекса методов ГИС, представленного преимущественно: каротаж потенциалов самопроизвольной поляризации (ПС), гамма-гамма плотностной (ГГКп), нейтронный каротаж (НК), гамма-каротаж (ГК) и индукционный каротаж (ИК). Таким образом, количество уравнений (исходных кривых) значительно меньше количества искомых объемов. В этом случае в систему вводятся условия-ограничения (условия соотношения объемов минералов в модели, ограничение тех или иных объемов и т.п.).

Следует отметить и ряд технических трудностей при использовании указанного подхода:

- отсутствие табличных значений «отклика» от пород метода естественной радиоактивности в мкР/ч;
- не представляется возможным оценить объем остаточного флюида в условиях ограниченного комплекса ГИС;
- слабая дифференциация «отклика» акустического метода для пород матрицы и глинистой

компоненты коллекторов изучаемого разреза.

В настоящей работе на основании данных о минералогическом составе пород и глинистой компоненты коллекторов были рассчитаны средние значения «отклика» для глинистых минералов, соответствующих содержанию глинистых минералов в интервале интерпретации пласта ПК<sub>1-3</sub> [185] (Таблица 3.2).

Таблица 3.2 – Параметры объемной литолого-флюидальной модели, применяемые по данным [185]

	Кварц	Каолинит	Иллит	Хлорит	Монтмо-риллонит	Кальцит	Ортоклаз	Нефть*	Вода	Остаточная вода
НК (мЗ/мЗ)	-0.022	0.37	0.35	0.52	0.22	0	0.02	1	1	1
ГГКп (г/смЗ)	2.65	2.63	2.85	2.84	2.78	2.71	2.57	0.9	1	1
ГГКс (объемный фотоэп. фактор)	5	14	9.9	21.7	4.4	14.1	8.7	0.136	0.45	0.45
Кп общ. по ЯМК**	0	0.08	0.14	0.14	0.425	0	0	1	1	1
Содержание кремния, кг/кг	0.462	0.208	0.248	0.14	0.264	0.002	0.3	0	0	0
Содержание кальция, кг/кг	0.001	0.001	0.005	0.007	0.014	0.394	0.001	0	0	0
Содержание алюминия, кг/кг	0	0.204	0.105	0.096	0.091	0.001	0.099	0	0	0
Содержание железа, кг/кг	0	0.004	0.048	0.308	0.02	0.001	0.001	0	0	0
Содержание калия, кг/кг	0	0.001	0.045	0.004	0.00658	0	0.102	0	0	0

\* включая Кно / \*\* оценки соответствуют водородосодержанию твердой фазы данных минералов (примечание автора)

Выполненная интерпретация ГИС в нефтенасыщенной части разреза пласта ПК<sub>1-3</sub> по 34 скважинам показала хорошую сходимость определенных по ГИС значений пористости с керновыми данными (рисунок 3.15).

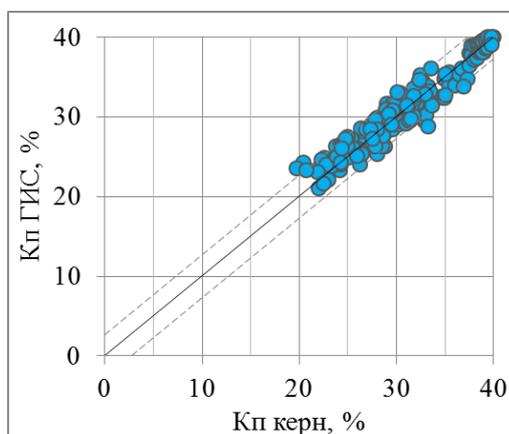


Рисунок 3.15 - Сопоставление К<sub>п</sub> керн - К<sub>п</sub> ГИС по пласту ПК<sub>1-3</sub>

Достоверность определения пористости по материалам ГИС оценивалась путем сопоставления с данными представительного керна в интервалах с выносом более 80 % и количеством образцов не менее 3 на метр разреза находится в пределах погрешности  $\pm 2,0 \div 2,5$  %.

Результаты представленного анализа качества определений пористости и плотности образцов для слабосцементированных отложений пласта ПК<sub>1-3</sub> разными исполнителями (лабораториями) подтвердили различие результатов определений пористости слабосцементированных пород разными методами: «по гелию», «по воде», «по керосину» и, соответственно, определений плотности пород и плотности твердой фазы.

Можно сделать следующие выводы:

- При определении пористости «по гелию» при атмосферных условиях и при воздействии давления обжима необходимо приведение их к единым, типичным условиям – атмосферным. По данным разных лабораторий занижение  $K_{п\ гел}$  при воздействии давлением обжима в 5,5 МПа составляет 1,5 % (абсолютных). С целью учета занижения пористости, на основании дополнительных экспериментов, предложена поправка за давление обжима.

- Из всех применяемых способов определения пористости на образцах правильной геометрической формы предпочтение может быть отдано определениям пористости «по гелию». Однако, при этом необходимо учитывать, что в процессах экстракции и высушивания образцов объем, и соответственно пористость, занижаются в среднем на 1,25 % по отношению к объему и пористости керна исходной присущей ему при извлечении из скважины.

- Значения коэффициентов пористости, определенной «по керосину» несколько превышают значения её «по гелию», в среднем это превышение составляет 0,5% абсолютных. Одной из возможных причин такой «систематики» могут быть трудности учета влияния оболочки, в которую помещается образец, в первую очередь при определениях пористости «по гелию». В итоге суммарное занижение пористости по керосину в среднем может составлять 1.75%. Очевидно, что необходимо учитывать эту поправку при подсчете запасов. Проведение определений пористости «по керосину» существенно осложняет общую технологию исследований слабосцементированного керна (дополнительные: экстракция и насыщение водой для замеров удельного электрического сопротивления) и не рекомендуется для типовых комплексов исследований.

- Подтверждено, что при определении пористости «по воде» происходит увеличение объемов образцов в результате набухания глинистого цемента. Имеющиеся экспериментальные данные позволили уточнить влияние содержания монтмориллонита на набухание пород и их пористость. В результате такого влияния пористость «по воде» оказывается завышенной по отношению к пористости «по гелию»; завышение её в коллекторах в среднем может составить до 6 % (абсолютных). По отношению к исходной пористости керна оно составит в среднем от 0 до 3,25 %.

- С учетом поправок, предложенных в работе, пористость «по воде» может быть приведена

к пористости «по керосину». Поправка в коэффициент пористости водонасыщением существенна при содержании монтмориллонита в составе глинистого цемента более 20% (или в породе коллектора более 1,0 – 1,4 %).

- В качестве критерия достоверности для определения плотности были использованы допустимые интервалы значений плотности твердой фазы коллекторов. Данные, не соответствующие обоснованному в работе диапазону плотности твердой фазы, были исключены из рассмотрения. Такая отбраковка данных позволила получить не искаженные петрофизические зависимости. При необходимости оценки плотности пород неколлекторов, требуется выполнять аналогичную отбраковку данных по условиям, обоснованным для неколлекторов, отдельно.

Ввод всех перечисленных корректировок в лабораторные определения для пласта ПК<sub>1-3</sub> и учет перехода в термобарические условия достаточно убедительно подтверждается результатами интерпретации данных ГИС.

### **3.2 Анализ качества результатов определений абсолютной проницаемости слабцементированных пород по керну и данным ГИС**

Фиксируемые расхождения значений коэффициента пористости, описанные выше, предопределяют изменения и расчетной проницаемости более чем на один порядок значений. Измерения проницаемости проводились на различных установках. Основное отличие методики измерений абсолютной проницаемости согласно ГОСТ 26450.2-85 [30] заключается в определении постоянной (стационарной) или переменной (нестационарной) скорости фильтрации газа через образец горной породы в линейном или радиальном направлении под действием разности давлений. При стационарной фильтрации скорость определяется известным объемом газа, прошедшим через образец за фиксированный отрезок времени при постоянной разности давлений; при нестационарной фильтрации скорость также определяется известным объемом газа, прошедшим через образец за фиксированный отрезок времени, но при переменной разности давлений на входе и выходе из образца.

Для оценки достоверности результатов петрофизических исследований, выполняемых разными исполнителями, отдельное внимание было уделено выполнению межлабораторного контроля результатов определений, однако объем таких данных оказался минимальным (режим стационарной фильтрации). Результаты исследований в режиме нестационарной фильтрации межлабораторному контролю не подвергались.

С целью выработки рекомендаций по совершенствованию применяемых методик, а также по возможности исключения влияния искажающих факторов на коэффициент абсолютной проницаемости, были выполнены сопоставления с коэффициентом пористости керосинонасыщением по данным разных исполнителей (рисунок 3.16). В том числе проанализированы образцы, подвергшиеся неоднократной заморозке керна, которая привела к необратимому изменению физических свойств (три цикла исследований, включая заморозку-

оттаивание и экстракцию-высушивание). На рисунке видно, что для основного массива наблюдается систематическое завышение проницаемости от пористости у исполнителя под шифром 5, которое существенно возрастает с ухудшением ФЕС пород и в области граничных значений. Завышение  $K_{пр}$  подтверждается приведенными зависимостями по месторождениям изучаемого региона [95], прошедшими экспертизу в ГКЗ (рисунок 3.16а). Сложившуюся ситуацию можно объяснить тем, что определения проницаемости проводились на разных режимах фильтрации (рисунок 3.16б) и такой диапазон расхождений обусловлен значительным перепадом давления при проведении экспериментов методом нестационарной фильтрации.

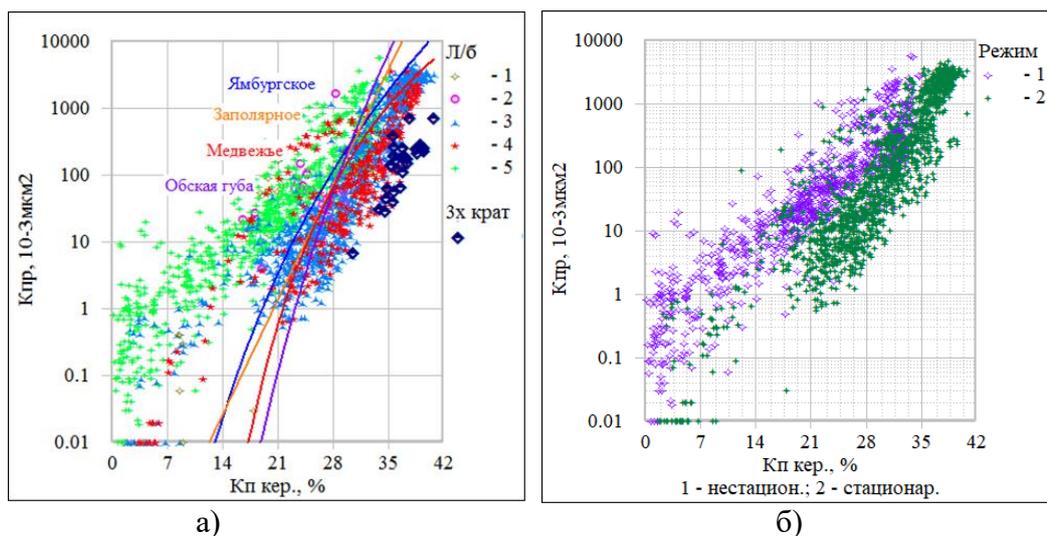


Рисунок 3.16 - Сопоставление абсолютной газопроницаемости с пористостью жидкостенасыщением – керосин: а) по лабораториям (цветовая палитра -различные исполнители), в том числе после 3-х кратных циклов лабораторных исследований на одних и тех же образцах; б) на режимах стационарной и нестационарной фильтрации

Рекомендуется для дальнейших исследований избегать создания переменной разности давлений на входе и выходе из образца и использовать режим стационарной фильтрации. В последних рекомендациях американского института нефти API RP40 также указано, что проводить измерения проницаемости следует на режиме стационарной фильтрации, т.к. он признан наиболее достоверным по сравнению с режимом нестационарной фильтрации в области высоких значений проницаемости. Для исключения дополнительных деформаций образцов надо избегать создания давлений больше эффективных.

Таким образом, по аналогии с измерениями пористости необходимо контролировать давление обжима, последнее должно быть минимальным.

При условии однотипности режима фильтрации (стационарный) в замерах проницаемости значимых расхождений, полученных в зависимости от способа изготовления образцов (вдавливанием или выпиливанием), в области коллекторов не получено (рисунок 3.17). Расхождения в области неколлекторов, а также в области граничных значений пористости обусловлены изменением объема образцов, которое зависит от состава глинистого цемента и

наличия в нем набухающих глинистых минералов.

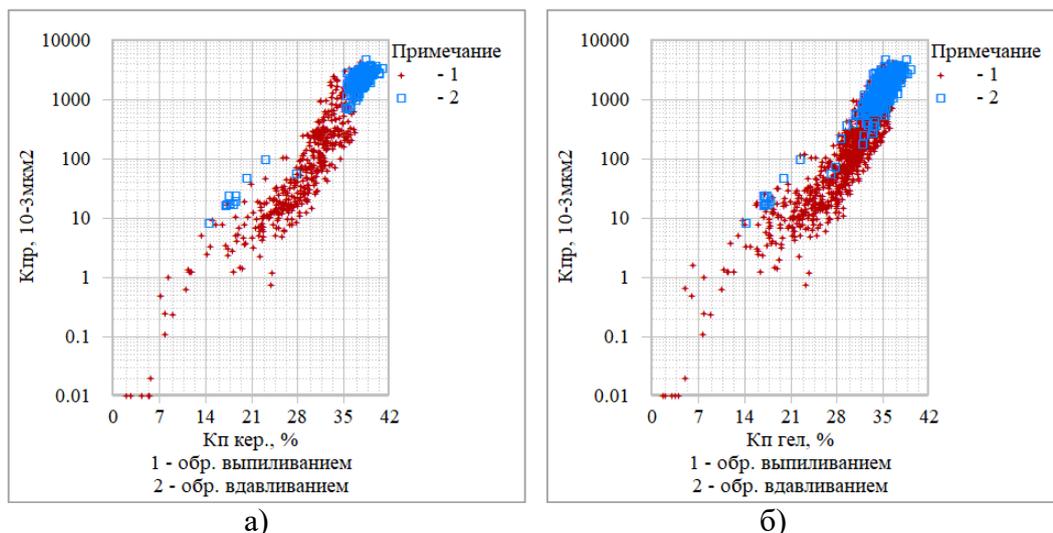


Рисунок 3.17 - Сопоставление коэффициента проницаемости при стационарном режиме фильтрации по способам изготовления образцов с пористостью: а) жидкостенасыщением - керосин; б) газоволюметрический

Для получения дополнительных критериев оценки достоверности определений  $K_{пр}$  автором были привлечены материалы ГИС по ядерно-магнитному каротажу (ЯМК) с учетом эффективной пористости [83] и результаты гидродинамического каротажа (ГДК) в процессе испытания скважин.

Принципиальное значение имеет выявленное различие значений коэффициентов проницаемости, по данным стационарной и нестационарной фильтрации. Было выполнено попластовое и поточечное сопоставление проницаемости по керну определенной методами стационарной и нестационарной фильтрации ( $K_{пр}$ ) с результатами определений её по данным ядерного магнитного, гидродинамического (ГДК) каротажей. Также, как и для рассмотренных выше свойств пород ( $K_{п}$ , плотности), для сопоставлений были использованы представительные данные по интервалам с выносом керна (в основном) не менее 80 % и плотностью анализов (исследованных образцов) не менее 3 на метр разреза.

В данном случае были использованы результаты замеров и обработки ЯМК, выполненных компаний Шлюмберже, представленных в виде кривых проницаемости ( $K_{пр}$ ). Методики обработка и расчетов проницаемости приведена в соответствующем руководстве этой компании [185]. Отметим, что в соответствии с этим руководством содержание свободной и связанной компонент поровых флюидов по ЯМК оценивалось по граничным значениям времён поперечной релаксации  $T_2$ , соответствующих различным механизмам удержания воды в порах. Из материалов обработки данных ЯМК в интервале пластов ПК<sub>1-3</sub>, выполненных компанией Шлюмберже, следует, что распределение времени поперечной релаксации  $T_2$  в них имеет бимодальный характер. Временная отсечка, разделяющая свободный флюид (воду и нефть) и связанную воду в этих пластах принимается равной  $T_2 = 80$  мс.

Коэффициент абсолютной проницаемости рассчитывался по уравнениям Тимура-Коутса и SDR (Schlumberger Doll Research) со стандартными коэффициентами.

Уравнение Тимура-Коутса:

$$K_{\text{пр тим}} = A \times 10^4 \times (K_{\text{п}})^B \times \left(\frac{K_{\text{пэф}}}{K_{\text{п}} - K_{\text{пэф}}}\right)^C, \quad (3.22)$$

где  $A=1 \cdot 10^{-3} \text{мкм}^2$ ,  $B=4$ ,  $C=2$ ,  $K_{\text{п}}$  и  $K_{\text{пэф}}$  в долях единицы.

Уравнение SDR:

$$K_{\text{пр sdr}} = A \times (K_{\text{п}})^C \times (T_{2\log})^B, \quad (3.23)$$

где  $A=4 \cdot 10^{-3} \text{мкм}^2$ ,  $B=2$ ,  $C=4$ ,  $K_{\text{п}}$  в долях единицы,  $T_{2\log}$  – среднее логарифмическое значение  $T_2$  в мс.

Следует заметить, что уравнение SDR для оценки проницаемости в данной работе не дало достоверных результатов из-за влияния присутствия вязкой нефти в коллекторах. Уравнение SDR ведёт расчёт проницаемости, разделяя свободный и связанный флюид по переменной отсечке  $T_{2\log}$ , являющейся средним логарифмическим распределения  $T_2$ . Но в коллекторах с вязкой нефтью отсечка  $T_{2\log}$  «не работает», так как сигнал от УВ частично попадает в область сигнала от связанного флюида. Таким образом, для сопоставлений использовалась проницаемость, оцененная по уравнению Тимура-Коутса, поскольку на него не оказывает влияния вязкость остаточной нефти. Кроме того, для подтверждения достоверности этих данных было выполнено сопоставление проницаемости по ЯМК с данными, полученными по материалам гидродинамического каротажа. Это сопоставление приведено в последней (правой) колонке на рисунке 3.18.

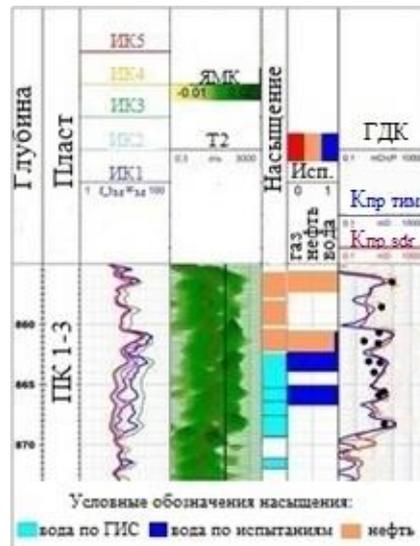


Рисунок 3.18 – Сопоставление кривой проницаемости по ЯМК (рассчитанной с учетом поправки на влияние термобарических условий) с данными ГДК (Пласты ПК<sub>1-3</sub>)

В целом наблюдается приемлемая сопоставимость данных по ГДК (черные точки) с  $K_{\text{пр}}$  по Тимуру-Коутсу, приведенной к термобарическим условиям (кривая  $K_{\text{пр.sdr}}$ ). На этом основании можно допустить возможность «прогноза» проницаемости образцов пород с помощью уравнения

Тимура-Коутса [139] по керновым данным (черная линия), с помощью уравнения 3.12, и прямых сопоставлений «прогнозной» проницаемости ( $K_{пр.sdr}$ ) с проницаемостью по керну полученной методами стационарной и нестационарной фильтрации. Такое сопоставление приведено на рисунке 3.19. Эта зависимость накладывается на поле точек по данным метода стационарной фильтрации, что ещё раз подтверждает предпочтительность применения этого метода при исследованиях образцов слабосцементированных пород.

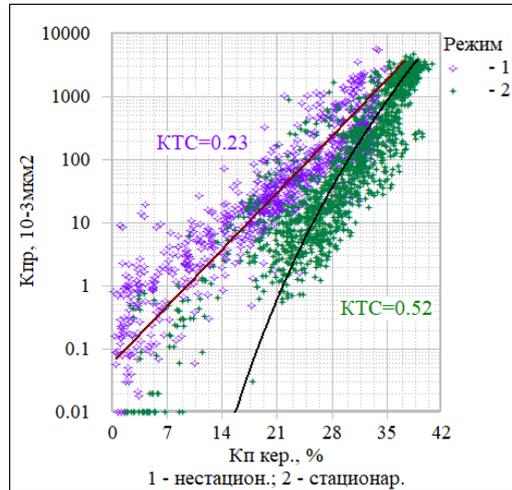


Рисунок 3.19 – Сопоставление результатов определений проницаемости керна методами стационарной (режим 2) и нестационарной (режим 1) фильтрации с проницаемостью, рассчитанной по керновым данным

Представляет интерес оценить влияние пластовых (термобарических) условий на проницаемость рассматриваемых пород. На рисунке 3.20 приведено сопоставление абсолютной проницаемости по воздуху ( $K_{пр.абс}$ ) в атмосферных условиях с проницаемостью по воде, измеренной при моделировании термобарических условий ( $K_{прв}$  (тбу)). Как и следовало ожидать, при моделировании ТБУ проницаемость пород уменьшается практически на порядок. При этом проведение исследований при фильтрации воды (растворов) вносит свой вклад в уменьшение абсолютной проницаемости пород.

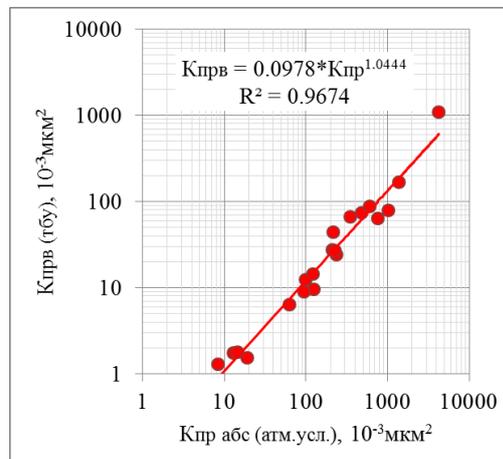


Рисунок 3.20 - Сопоставление коэффициента абсолютной проницаемости с проницаемостью в пластовых условиях при фильтрации флюида (пластовая вода)

Приведенное уравнение было использовано для сопоставления данных ГДК (проницаемости) водонасыщенных пластов с абсолютной проницаемостью по керновым данным и имеет вид:

$$K_{\text{прв}} = 0.0978 * K_{\text{пр}}^{1.0444} \quad (3.24)$$

Сопоставление с ГДК выполнено по 9 скважинам для двух способов расчета проницаемости (стационарной и нестационарной фильтрацией), приведенных ранее на рисунке 3.19. Значения абсолютной проницаемости по ГИС пересчитаны на проницаемость при фильтрации флюида в пластовых условиях (рисунок 3.21) [14].

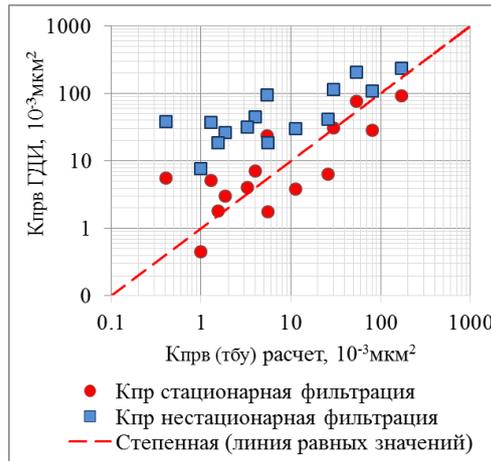


Рисунок 3.21 – Сопоставление коэффициента проницаемости по ГДК с проницаемостью в пластовых условиях при фильтрации флюида (пластовая вода) для режимов стационарной и нестационарной фильтрации на начальном этапе измерений абсолютной проницаемости

Из рисунка видно, что лучшее соответствие данным ГДК получено при использовании замеров проницаемости на режиме стационарной фильтрации.

После проведенного анализа сопоставлений коэффициента проницаемости по результатам исследований керна, данным ГИС и ГДК можно сделать следующие выводы:

- Наблюдается расхождение проницаемости, измеренной в режимах стационарной и нестационарной фильтрации, а именно завышение  $K_{\text{пр}}$  преимущественно в области граничных значений  $K_{\text{п}}$  и глин. Оно обусловлено влиянием переменного (высокого) давления, применяемого в методе нестационарной фильтрации, приводящим к деформации образцов керна. Для слабосцементированного керна рекомендуется использовать метод стационарной фильтрации и применение его при давлениях обжима, не превышающих эффективное давление.

- Влияние операций экстрагирования и высушивания образцов приводит к уменьшению их объема и пористости ( $K_{\text{п}}$ ), соответственно это не может не сказаться на определяемых значениях абсолютной проницаемости. Соответственно возникает необходимость разработки более корректной методики её определений.

Выполненный анализ сопоставлений проницаемости слабосцементированных пород по результатам исследований керна с данными ГИС однозначно подтвердил правомерность

использования  $K_{пр}$  только в режиме стационарной фильтрации для настройки стандартных петрофизических связей слабосцементированных отложений сеноманского возраста.

### 3.3 Анализ качества результатов определений остаточной водонасыщенности и водоудерживающей способности рассматриваемых пород по керну и данным ГИС

В геологическом словаре дается следующее определение термина «вода остаточная» - «вода свободная или связанная, локально сохранившаяся в порах коллектора после того, как он был заполнен нефтью и (или) газом» (Словарь по геологии нефти, А.Н. Федоров). Ш.К. Гиматудинов дает ей следующее определение – «воду, оставшуюся со времени образования залежи, называют остаточной» [22]. В этой же работе он утверждает: «вода, первоначально заполнявшая породу, не могла быть удалена полностью из пласта при образовании залежи. Часть ее осталась в виде погребенной воды». В учебнике В.М. Добрынина с соавторами дается следующее определение остаточной воды: «Суммарное содержание в породе капиллярно-удерживаемой и физически связанной воды определяют, как остаточную воду, характеризуя содержание ее в объеме пород коэффициентом остаточного водонасыщения» [47]. В последних «Методических рекомендациях по подсчету геологических запасов...» отсутствует определение термина «остаточная вода», но в качестве его аналога применяется другой термин – «неснижаемая водонасыщенность», имеется ввиду значение  $K_v$  при очень высоких значениях капиллярного давления ( $P_k$ ) [119]. Зубковым М. Ю. дано определение остаточной водонасыщенности, как воды оставшейся в углеводородной залежи после ее формирования [69]. Таким образом в существующей специальной справочной литературе наблюдаются различные трактовки данного термина, что ведет к получению неоднозначных и некорректных результатов.

В представляемой работе проанализированы результаты 96 лабораторных опытов по изучению капиллярных характеристик горных пород разными способами (центрифугирование, ультрацентрифугирование и метод полупроницаемой мембраны).

Значения водоудерживающей способности ( $K_{вс}$ ) по данным стандартных центрифуг при создании 5000-6000 об/мин не использовались для слабосцементированных отложений, т.к. в процессе центрифугирования происходит механическая деформация образцов, изменение их исходного состояния и как следствие оцениваемы параметров.

В качестве остаточной водонасыщенности приняты значения  $K_v$  при условии отличия водонасыщенности на последних ступенях кривой капиллярного давления (ККД) не более чем на 2 % [122]. Для пластов ПК<sub>1-3</sub> эта ступень наблюдается на давлениях 0,51-0,69 МПа [113], что соответствует максимальной высоте залежи.

Выполненные в небольшом объеме ртутно-порометрические исследования подтверждают данные полупроницаемой мембраны до давлений 1,22 МПа [177]. Изменения остаточной водонасыщенности в области коллекторов при увеличении давлений более чем 0,51 МПа практически не происходит, и кривая ККД выходит на асимптоту на давлениях 0,69 МПа (зона

предельного насыщения).

Результаты экспериментов по определению остаточной водонасыщенности для пластов ПК<sub>1-3</sub>, полученные разными исполнителями, приведены на рисунке 3.22 в виде гистограмм, из которого видно завышение  $K_{во}$  преимущественно по данным исполнителя 5. Завышенные значения характерны для измерений, ограниченных созданием перепада давления до 0,41 МПа и при этом кривая ККД не выходит на асимптоту. Такие эксперименты были забракованы.

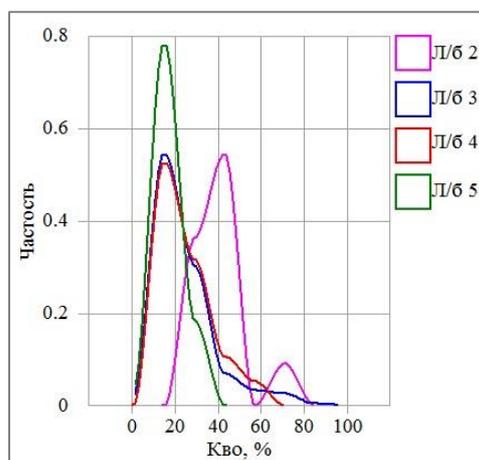


Рисунок 3.22 – Гистограмма распределения остаточной водонасыщенности по данным разных лабораторий. Цветовая палитра - разные исполнители

Контроль результатов необходимо осуществлять и по минимальным значениям  $K_{во}$ , которые для месторождений изучаемого региона не опускаются ниже 10 % для слабосцементированных пород пласта ПК<sub>1-3</sub> (коллекторы I и II классов по проницаемости) [147]. Занижение  $K_{во}$  при выполнении сопоставлений  $K_{во}(K_{пр})$  или  $K_{во}(K_{пр})$  связано с деформацией образцов (нарушением целостности) в процессе эксперимента и созданием дополнительных каналов фильтрации [209, 72].

Средние значения  $K_{во}$  в изучаемых коллекторах ПК<sub>1-3</sub> составляют от 19 % до 25 % и подтверждаются данными средних значений  $K_{во}$  по месторождениям севера Западной Сибири. Эти цифры по региону для коллекторов аналогичных пластов составляют около 25 % при близких фильтрационно-емкостных свойствах.

Проведенные исследования подтверждаются значениями сохраненной водонасыщенности, полученной по данным аппарата Закс в интервалах предельной насыщенности (отбор произведен с изолирующим агентом «масло»), рисунок 3.23.

Итоговое уравнение, соответствующее капиллярным давлениям более 0,51 МПа, для области коллекторов имеет вид:

$$K_{во} = 0.98 / (0.04 + 0.0062 * (K_{пр} * 0.1)) * 2.5 + 12, R^2 = 0.58 \quad (3.25)$$

Дополнительно для исключения влияния литологического фактора (глинистости) данные сопоставления ( $K_{во}-K_{пр}$ ) были дифференцированы с учетом деления по массовой глинистости ( $C_{гл}$ ) на рисунке 3.24а. Дифференциации зависимости не получено. Сопоставление образцов, изготовленных вдавливанием и выбуриванием, приведенное на рисунке 3.24б, не привело к

существенному смещению точек в области коллекторов.

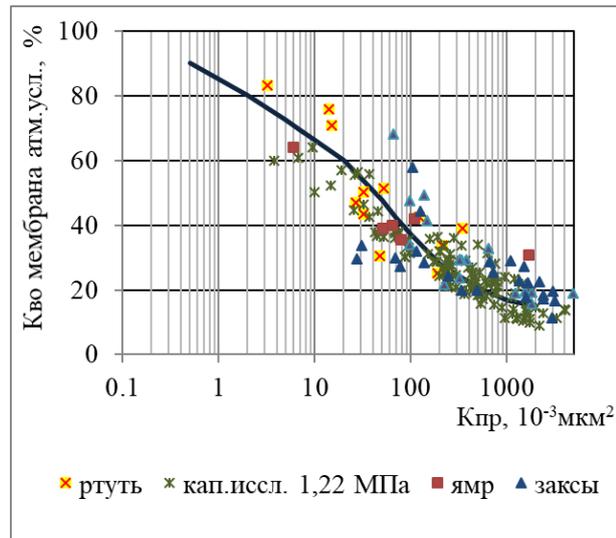


Рисунок 3.23 – Зависимость остаточной водонасыщенности от коэффициента проницаемости для пластов ПК<sub>1-3</sub>

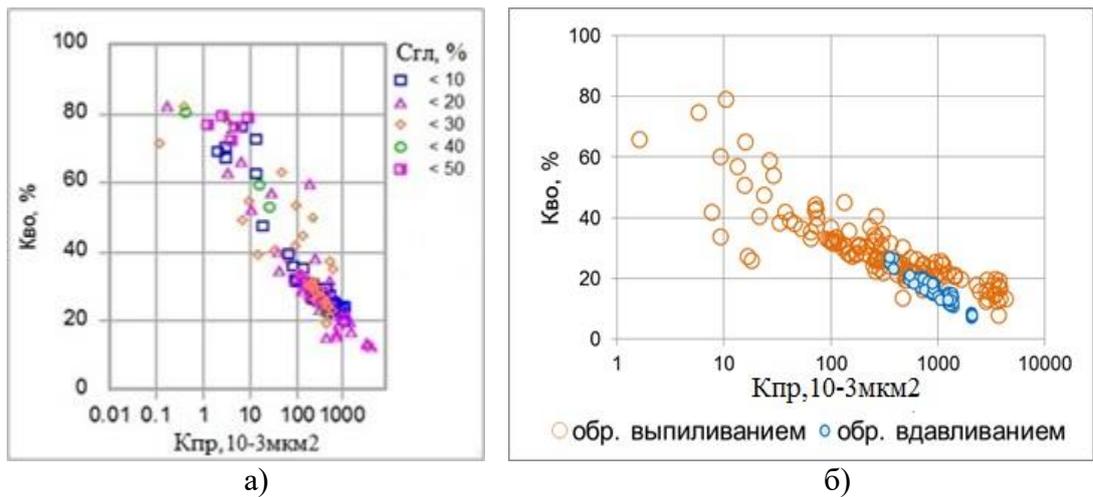


Рисунок 3.24 – Сопоставление остаточной водонасыщенности с коэффициентом проницаемости: а) с учетом массовой глинистости; б) по способу изготовления образцов

Таким образом подтверждено, что на лабораторные результаты оказывают более значимое влияние методики оценки остаточной водонасыщенности и процедуры подготовки образцов к исследованиям.

Для корректного сопоставления остаточной водонасыщенности по данным керна и ГИС требуется перевод в единые термобарические условия измерения.

Пересчет остаточной водонасыщенности в пластовые условия проводился по формуле:

$$K_{\text{во}тбу} = K_{\text{во}атм} \times \beta \times \left( K_{\text{патм}} \times \frac{1 - K_{\text{птбу}}}{K_{\text{птбу}} \times (1 - K_{\text{патм}})} \right), [130] \quad (3.26)$$

где  $K_{\text{во}тбу}$ ,  $K_{\text{птбу}}$ ,  $K_{\text{патм}}$ ,  $K_{\text{во}атм}$  - остаточная водонасыщенность и пористость в пластовых и атмосферных условиях, соответственно,  $\beta$  - объемный коэффициент для пластовой воды,

изменяющийся от 1,01 до 1,06 (принят средним 1,03).

Сопоставление остаточной водонасыщенности по данным керна и ядерно-магнитного каротажа ( $K_{во \text{ ЯМК}}$ ) приведено на рисунке 3.25. Систематические отклонения отсутствуют.

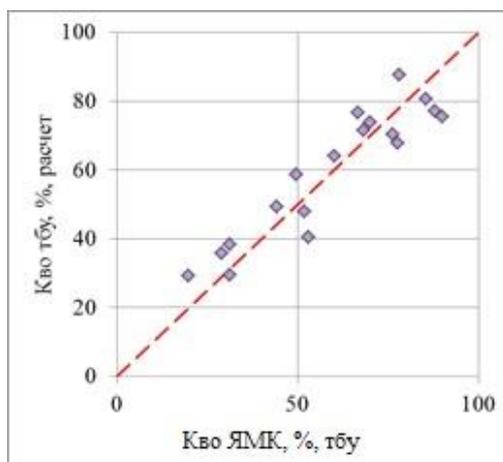


Рисунок 3.25 – Сопоставление остаточной водонасыщенности по керну с остаточной водонасыщенностью по данным ЯМК для пластов ПК<sub>1-3</sub>

Таким образом, значения остаточной водонасыщенности в настоящее время рекомендуется принимать по данным метода полупроницаемой мембраны (с учетом высоты залежи), поскольку применение метода центрифугирования приводит к изменению деформации образцов под действием центробежной силы, несмотря на наличие термоусадочной пленки. В таких случаях происходит искажение  $K_{вс}$  и кроме того, такие образцы не могут быть использованы для дальнейших петрофизических исследований. Преимущество метода капилляриметрии заключается ещё и в том, при использовании индивидуальных кернодержателей обеспечивается возможность измерения УЭС без извлечения образцов на промежуточных ступенях давления.

Соблюдение указанных условий позволяет получить достоверные значения  $K_{во}$  керн при сопоставлении с результатами сохраненной водонасыщенности (Закс) и интерпретации ГИС.

*В целом по главе выполнен анализ результатов определений пористости и плотности, проницаемости, а также остаточной водонасыщенности слабосцементированных пород позволил понять современное состояние петрофизического обеспечения, оценить погрешности измерений, учитывая различия в методиках проведения лабораторных экспериментов сервисными и добывающими компаниями. В качестве первоочередного критерия оценки достоверности лабораторных данных принята сохранность размеров, формы и объемов образцов в процессе исследований. Достоверность уточненных таким образом результатов лабораторных определений обоснована по сопоставлениям с данными ГИС.*

### **3.4 Усовершенствованная технология исследований ФЕС слабосцементированного керна**

В данном пункте обоснована усовершенствованная технология, основанная на учете

линейных и объемных деформаций слабосцементированного керна при определениях пористости и плотности, а также водонасыщенности пород, возникающих при типовых операциях высушивания и экстракции образцов [135].

Рекомендуется выполнять измерения размеров высушенных образцов. В результате чего можно рассчитать объемы сухих образцов за вычетом объема упаковки ( $V_{\text{сух.}}$ ) и изменение их по отношению к их исходным значениям ( $V_{\text{исх.}}$ ):

$$\Delta V = V_{\text{исх.}} - V_{\text{сух.}} \quad (3.27)$$

Аналогично, необходимо измерять размеры образцов после насыщения водными растворами и рассчитать изменение их объема:

$$\Delta V = V_{\text{исх.}} - V_{\text{в}}, \quad (3.28)$$

где  $V_{\text{в}}$  – объем водонасыщенного образца.

Объемные деформации керна и, соответственно, их влияние на ФЕС в этих операциях являются разнонаправленными:

- при оценке плотности и пористости газовольметрическим методом или жидкостенасыщением (керосин) происходит занижение пористости ( $K_{\text{п с}}$ ) и завышение объемной плотности ( $\delta_{\text{п с}}$ ). Тогда истинные значения плотности ( $\delta_{\text{п ист}}$ ) и пористости ( $K_{\text{п ист}}$ ) рассчитывают следующим образом:

$$\delta_{\text{п ист}} = (\delta_{\text{п с}} * V_{\text{сух.}}) / V_{\text{исх.}} = \delta_{\text{п с}} * (V_{\text{сух.}} / V_{\text{исх.}}) = a_{\text{с}} * \delta_{\text{п с}} \quad (3.29)$$

$$K_{\text{п ист}} = a_{\text{с}} * (K_{\text{п с}} - 1) + 1, \quad (3.30)$$

где  $\delta_{\text{п с}} = m_{\text{с}} / V_{\text{сух.}}$ ;  $m_{\text{с}}$  – масса сухого керна;  $V_{\text{исх.}}$  – объема исходного образца,  $V_{\text{сух.}}$  – объем сухого образца;  $a_{\text{с}} = V_{\text{сух.}} / V_{\text{исх.}}$ , в условных единицах;

- при оценке плотности и пористости методом гидростатического взвешивания при насыщении водой (водными растворами, моделью пластовой воды) наблюдается набухание образцов и, соответственно, происходит завышение значений пористости ( $K_{\text{п в}}$ ) и занижение плотности ( $\delta_{\text{п в}}$ ). С целью исключения влияния указанных техногенных воздействий необходимо учитывать изменения объемов образцов, тогда при исследовании водонасыщенных образцов, плотность сухого образца ( $\delta_{\text{п с}}$ ) рассчитывается как:

$$\delta_{\text{п с}} = a_{\text{в}} * \delta_{\text{п в}}, \quad (3.31)$$

где  $\delta_{\text{п в}} = m_{\text{с}} / V_{\text{в}}$ ,  $a_{\text{в}} = V_{\text{в}} / V_{\text{исх.}}$ .

Плотность водонасыщенного образца ( $\delta_{\text{п в}}$ ), при  $K_{\text{в}}=1$  рассчитывается как:

$$\delta_{\text{п в}} = \delta_{\text{п в}} + (1 - 1/a_{\text{в}}) * \delta_{\text{п в}}, \quad (3.32)$$

$$K_{\text{п}} = a_{\text{с}} * (K_{\text{п с}} - 1) + 1, \quad (3.33)$$

где коэффициент « $a_{\text{с}}$ » =  $V_{\text{в}} / V_{\text{исх.}}$ , в условных единицах.

Соответствующая поправка может быть введена при обработке данных капилляриметрии и определениях водоудерживающей способности.

Предлагается пересмотреть применяемую традиционную технологию определений ФЕС изменив её в соответствии с изложенным выше обоснованием (рисунок 3.26).

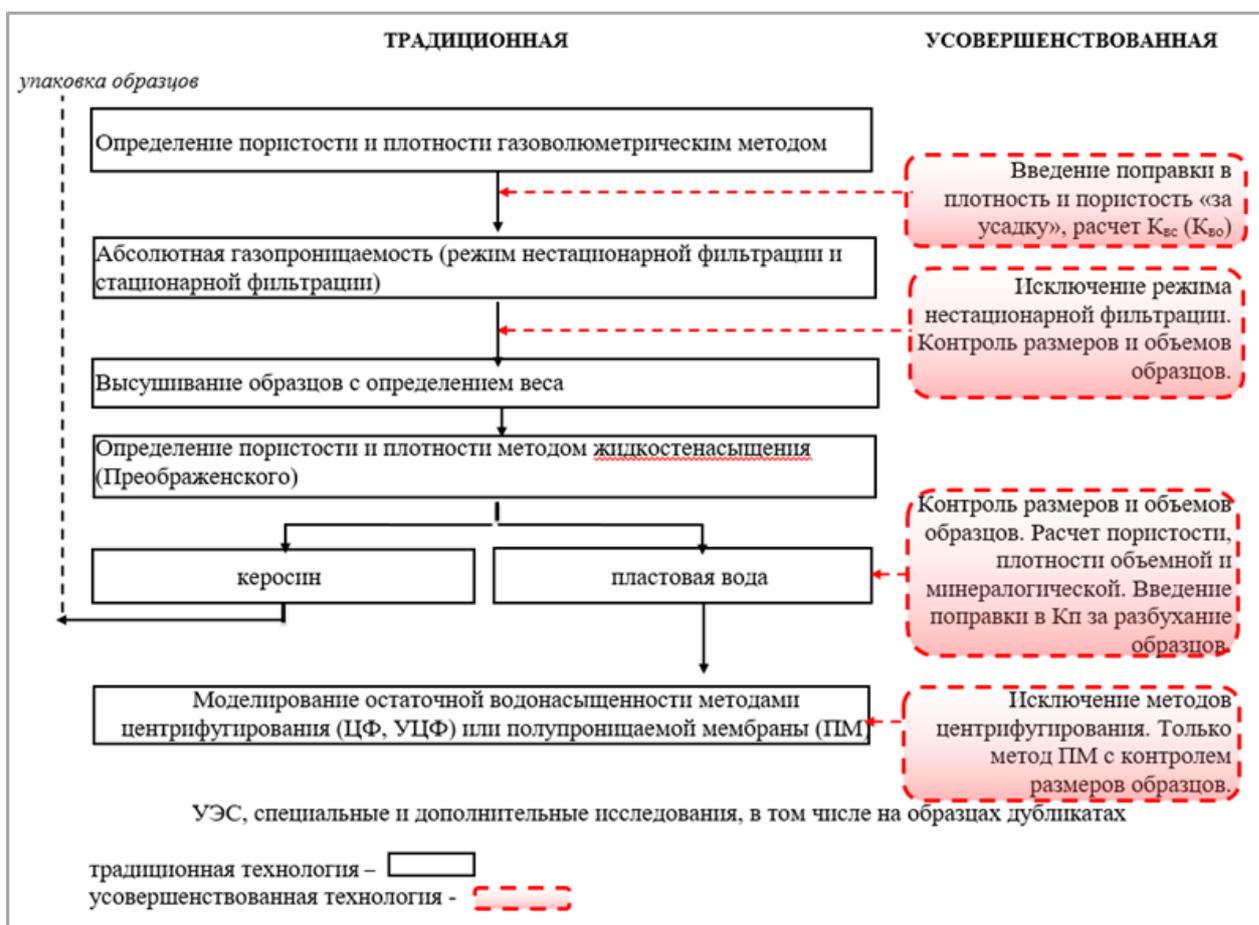


Рисунок 3.26 – Усовершенствованная технология петрофизических исследований ФЕС слабосцементированного керна

Усовершенствованная технология петрофизических исследований слабосцементированного пород керна, включая перечисленные ранее в диссертации особенности исследований, предполагает:

а) введение поправок в плотность и пористость сухой породы (при газовольюметрическом методе) «за усадку», т.е. за типовую операцию экстракции-высушивания в соответствии с уравнениями 3.29 и 3.30;

б) введение поправок в плотность и пористость при определении этих свойств на водонасыщенных образцах (поправка за разбухание) в соответствии с уравнениями 3.31 - 3.33; необходимость подобных поправок «за усадку» пород отмечалась ещё В.Н. Кобрановой, рекомендовавшей эмпирическое уравнение И.Х. Юдборовского для глинистых пород и глин [47].

в) исключение режима нестационарной фильтрации определения проницаемости при давлениях бокового обжима образцов для образцов коллекторов, приводящих к их необратимой деформации;

г) исключение операций и методик, ведущих к нарушению механической целостности образцов, в частности, метода центрифугирования или ультрацентрифугирования. Для

слабосцементированного керна рекомендован метод полупроницаемой мембраны с обязательным контролем размеров образцов.

При этом  $K_{во}$  определятся прямым методом на аппарате Закса или Дина-Старка (для парафинированных образцов из керна на РНО или изолированного керна), и достоверность остаточной водонасыщенности будет зависеть в том числе и от точности оценки пористости (объема пор). Таким образом контроль размеров образцов и введения поправки позволит точнее определять объем пор.

Дополнительно к элементам усовершенствованной технологии петрофизических исследований ФЕС в диссертации обоснованы поправки (по результатам проведенных исторических исследований сеноманских отложений Большехетской зоны месторождений) в результаты определений пористости, плотности, остаточной водонасыщенности пород, учитывающие особенности метрологии применяемых методик измерений.

Определение пористости газоволюметрическим методом, как приоритетного для оценки  $K_p$ , выполненное с учетом объемных деформаций образцов, позволяет исключить необходимость ее определений методом насыщения керосином или уменьшить эти объемы исследований. Тем более, что при оценке  $K_p$  методом керосинонасыщения потребуются двойная экстракция для оценки УЭС, а это крайне нежелательно для слабосцементированного керна.

Необходимо еще раз подчеркнуть, что наибольшей информативностью обладает керн, отобранный по изолированной технологии при полном соблюдении методических рекомендаций [91] и правильной организацией работ на поверхности и при транспортировке. Изготовление образцов должно выполняться с применением технологии заморозки жидким азотом, т.к. экспериментально, результатами контроля геометрических размеров и ФЕС исследуемого керна на серии собственных экспериментов, подтверждена возможность применения технологий низкотемпературной заморозки.

Реализация всех вышеперечисленных предложений обеспечивает повышение достоверности определения, как исходных петрофизических данных, так и достоверности определения подсчетных параметров по данным ГИС. С учетом установленных особенностей технологии исследований и учетом содержания в рассматриваемых породах набухающих глинистых минералов уточнены их объемная петрофизическая и флюидальные модели.

## **ГЛАВА 4 ПОВЫШЕНИЕ ИНФОРМАТИВНОСТИ И ДОСТОВЕРНОСТИ РЕЗУЛЬТАТОВ ИССЛЕДОВАНИЙ УДЕЛЬНОГО ЭЛЕКТРИЧЕСКОГО СОПРОТИВЛЕНИЯ КОЛЛЕКТОРОВ СЕНОМАНА**

Информационные возможности методов ГИС, предназначенных для определения удельного электрического сопротивления (УЭС), предполагают применение соответствующих данных для решения таких задач, как определение пористости водонасыщенных пород, водонасыщенности нефтегазонасыщенных пород-коллекторов, оценки характера насыщенности пластов-коллекторов, при литологическом расчленении разреза. Кроме того, измерения УЭС образцов пород в процессе лабораторных исследований фазовых проницаемостей обеспечивают контроль значений текущей и остаточной нефтенасыщенности образцов пород и позволяют прогнозировать обводненность притока.

Анализ результатов петрофизических исследований слабосцементированных отложений пласта ПК<sub>1-3</sub> выявил ряд особенностей, искажающих результаты как стандартных (удельного электрического сопротивления), так и специальных исследований (остаточной нефтенасыщенности и относительных фазовых проницаемостей). Эти особенности отражаются на характеристиках получаемых петрофизических зависимостей и на результатах их применения при решении практических задач подсчета запасов и гидродинамического моделирования (ГДМ) [36].

Представляемый автором анализ состояния петрофизического обеспечения интерпретации данных электрометрии (УЭС) скважин основывается на результатах лабораторных исследований керна, перечисленных в третьей главе диссертации по тем же 22 скважинам месторождений Большехетской зоны. Общий объем исследованной выборки образцов составил 976 определений удельного электрического сопротивления (включая данные в пластовых и атмосферных условиях) и 82 потоковых эксперимента. Достоверности результатов петрофизических исследований были оценены с привлечением результатов интерпретации материалов ГИС по 34 скважинам, вскрывшим нефтенасыщенную часть пластов ПК<sub>1-3</sub>.

### **4.1 Современное состояние моделирования зависимостей параметров удельного электрического сопротивления слабосцементированных пород**

Из имеющегося описания методик рассматриваемых в работе результатов лабораторных исследований следует, что измерения удельного электрического сопротивления (УЭС) выполнялись на образцах стандартных размеров и формы в соответствии с требованиями ГОСТ 25494-82 [31]. Они включали исследования как на полностью водонасыщенных образцах, так и при частичной водонасыщенности. Образцы насыщались моделью пластовой воды, минерализация которой соответствовала минерализации воды пластов ПК<sub>1-3</sub>. Измерения были выполнены преимущественно в атмосферных условиях, а также и в условиях, моделирующих

пластовые. В существующей практике петрофизического обеспечения интерпретации данных электрометрии скважин (УЭС) преобладают результаты измерений, выполненных в атмосферных условиях. Типовая методика обоснования определения коэффициентов водонасыщенности ( $K_B$ ) и нефтегазонасыщенности ( $K_{нг}$ ) основана на использовании петрофизических зависимостей: параметра пористости ( $P_n$ ) от коэффициента пористости ( $K_n$ ) – зависимость  $P_n=f(K_n)$ , и параметра насыщенности или коэффициента увеличения сопротивления ( $P_H$ ) от коэффициента водонасыщенности ( $K_B$ ) – зависимость  $P_H=f(K_B)$  [119, 56].

*Моделирование зависимостей вида  $P_n=f(K_n)$*  выполняется преимущественно в атмосферных условиях и реже в условиях, моделирующих пластовые термобарические: эффективное давление и пластовую температуру. Обычно на этой же коллекции полностью водонасыщенных образцов (или на её основе) проводятся исследования УЭС при последовательном уменьшении водонасыщенности образцов от  $K_B=1$  до  $K_B \sim K_{Bo}$ .

*Моделирование зависимостей вида  $P_H=f(K_B)$*  традиционно осуществляется в атмосферных условиях, поскольку установлено, что применительно к цементированным породам влиянием термобарических факторов на эту зависимость можно пренебречь [37].

В анализируемых данных, исследования УЭС рассматриваемых слабо цементированных пород во всех лабораториях проводились на образцах-цилиндрах стандартных размеров (30x30 мм). Все образцы помещали в термоусадочную пленку, на торцы устанавливались «заглушки» из латунной сетки. Края «заглушек» загибали на боковую поверхность образцов под термоусадочную пленку. После её нагрева термоусадочная пленка обжимала боковую поверхность образцов с прижатыми к ней краями «заглушек». При этом часть пленки заступала на торцы образцов.

Применялись двухэлектродные измерительные установки (как отечественные, так и зарубежные), реализующие «токовый» способ измерения с цифровой индикацией измеряемого электрического сопротивления ( $R$ ). Входное сопротивление установок предполагается не менее 1 МОм, частота тока в измерительной цепи типовая для петрофизических исследований, т.е. равная 1000 Гц. Использовали кернодержатели (керновые зажимы) открытого типа, обеспечивающие прижим электродов из нержавеющей стали к поверхности образца. Как правило, давление прижима не фиксировалось. Из приведенной характеристики следует, что «заглушки» из тонкой латунной сетки выступали в роли электродов, а ток к ним подводился с помощью плоских электродов из нержавеющей стали. В некоторых случаях (лабораториях) для улучшения электрического контакта между этими электродами и образцом на поверхность «заглушек» устанавливали прокладки из 2-х слоев фильтровальной бумаги, пропитанной тем же раствором, что и исследуемые образцы.

Все коллекции были исследованы при насыщении образцов моделью пластовой воды ( $\rho_B=0,35 \text{ Ом}^* \text{ м}$  при температуре 22 – 24 °С). Кроме того, часть исследований удельного электрического сопротивления была выполнена при всесторонних эффективных давлениях до

7,0 – 10,1 МПа, соответствующих пластовым условиям.

Из приведенного описания следует, что края электродов – «заглушек» из латунной сетки были загнуты на боковую поверхность образцов и плотно прижаты к ней с помощью термоусадочной оболочки (пленки). Соответственно это должно было сократить путь электрического тока между электродами (по отношению к длине образцов) и привести к занижению их электрического сопротивления. При термоусадке оболочки «заглушки», устанавливаемые на торцах образцов, могли деформироваться, ухудшая прилегание к поверхности образцов. Налегание термоусадочной пленки в виде узкого непроводящего кольца на торцевых поверхностях образцов могли создать дополнительное сопротивление электрическому току. Все эти факторы являлись источниками дополнительных погрешностей при лабораторном моделировании УЭС образцов пород. Установка прокладок из влажной фильтровальной бумаги между электродами и «заглушками» должна была снизить влияние контактного сопротивления и несколько «стабилизировать» погрешности измерений. Однако это не исключало влияние других перечисленных факторов.

Моделирование частичной водонасыщенности образцов осуществлялось, в основном, методом центрифугирования. Как было отмечено автором выше при рассмотрении результатов моделирования остаточной водонасыщенности, применение метода центрифугирования нередко приводило к деформированию образцов: уменьшению длины, при увеличении диаметра. В отдельных коллекциях частичная водонасыщенность создавалась с помощью метода капилляриметрии; замеры УЭС выполнялись на каждой из девяти ступеней давления вытеснения ( $P_k$ ), соответствующих текущей водонасыщенности образца (в интервале от  $P_k = 0$  до  $P_k = 1,22$  МПа).

Как уже отмечалось, часть исследований удельного электрического сопротивления образцов (при  $K_v=1$ ) была выполнена при всесторонних эффективных давлениях до 7,0 – 10,1 МПа, соответствующих пластовым условиям (они будут рассмотрены отдельно).

На рисунке 4.1 приведены результаты моделирования зависимости параметра пористости ( $P_n$ ) от коэффициента пористости ( $K_n$ ) для слабосцементированных пород пластов ПК<sub>1-3</sub> Мессояхской зоны месторождений (измерения в атмосферных условиях). Для сравнения на рисунок 4.1а нанесены аналогичные зависимости, представленные в ГКЗ РФ (и СССР) при подсчетах запасов в залежах сеноманского возраста ряда месторождений – аналогов севера Западной Сибири.

Прежде всего, наблюдаются значительная дисперсия результатов рассматриваемых лабораторных исследований по Мессояхской зоне месторождений. Линия аппроксимации зависимости  $P_n=f(K_n)$ , рассчитанная по этим данным, располагается «ниже» аналогичных линий для остальных месторождений, за исключением зависимостей для Русского и Медвежьего месторождений. Необходимо обратить внимание на то, что зависимость  $P_n=f(K_n)$  для Медвежьего месторождения является аномальной: значение показателя её степени « $m$ » меньше единицы, что

меньше теоретически допустимой величины равной 1 [2, 3, 132]. По этой причине её желательно исключить из дальнейшего анализа. Разброс линий аппроксимации остальных рассматриваемых зависимостей очень значителен. Так известные эмпирические коэффициенты зависимостей варьируют: для коэффициента «а» от 0,7 до 2,7, для «m» от 0,83 до 2.23.

Примечательной особенностью рассматриваемых зависимостей вида  $P_n=f(K_n)$  является изменение их характера при переходе от относительно высокопористых пород (преимущественно коллекторов) к породам с меньшей пористостью – неколлекторам. Проявляется это в изменение угла наклона рассматриваемых зависимостей. В частности, на рисунке 4.1б этот «перегиб» зависимости происходит в области пористости пород около  $K_n=20$  – 22 %, т.е. примерно в области граничной пористости ( $K_{n\text{ гр}}=22$  %). Такого рода зависимости можно описать с помощью модифицированных уравнений Арчи-Дахнова [99], либо описать их двумя самостоятельными зависимостями для области «коллекторов» и «неколлекторов». Каждая из них будет иметь свои значения коэффициентов – показателя степени «m» и коэффициента «а» (рисунок 4.1б).

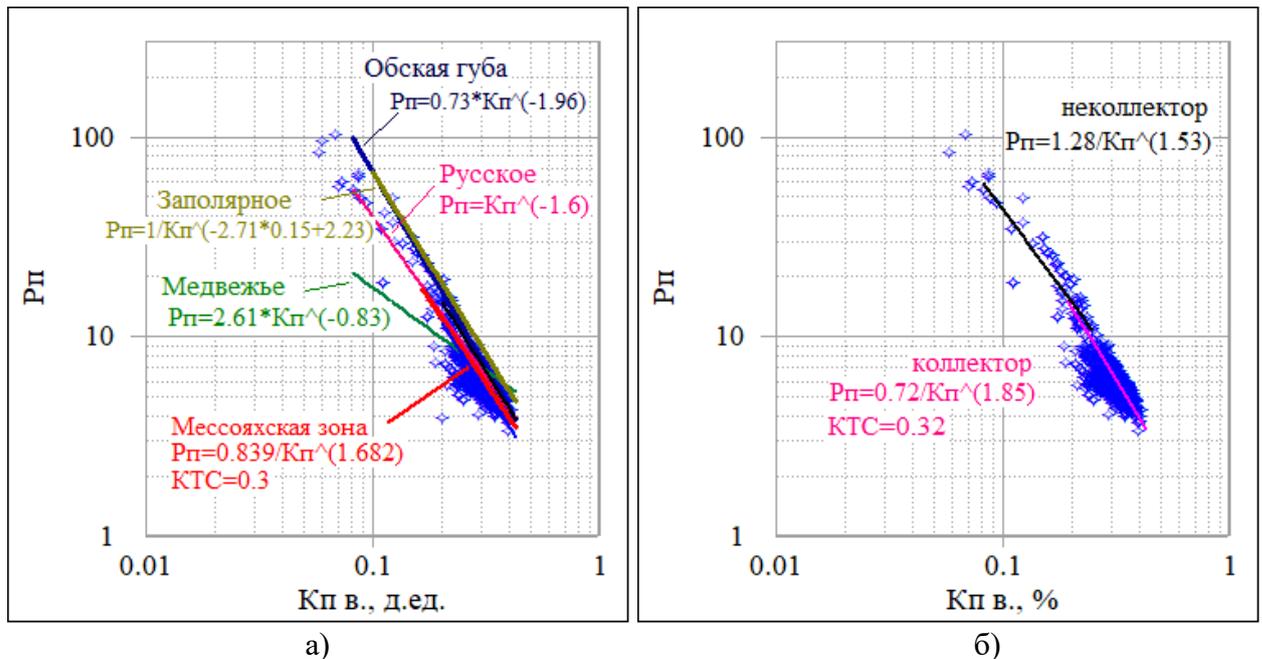


Рисунок 4.1 – Сопоставление зависимостей параметра пористости ( $P_n$ ) от коэффициента пористости ( $K_n$ ) по месторождениям Мессояхской зоны: а) с зависимостями по аналогичным объектам (пластам ПК<sub>1-3</sub>) других месторождений; б) дифференциация этой зависимости для области «коллекторов» и «неколлекторов»

Вариации значений  $P_n$  по уравнениям для Заполярного, Русского и Барсуковского месторождений, при постоянном значении пористости, например, при  $K_n=30$  %, составляют, соответственно 6,1, 8,4 и 12,0. Это означает, что различие значений  $P_n$  достигает почти 200 %. Объяснить его только различными условиями залегания пластов (температуры и минерализации вод) или особенностями структуры порового пространства невозможно и не очень убедительно

(таблица 4.1). Следовательно, возникают сомнения в качестве результатов лабораторных исследований, представленных разными исполнителями.

Таблица 4.1 – Температура и минерализация пластовых вод по газовым залежам в пластах ПК<sub>1-3</sub> ряда северных месторождений Западной Сибири

Месторождение	Температура, °С	Минерализация, г/л	Удельное эл. сопротивление, Ом*м
Арктическое	13	15,7	0,45
Ямбургское	28	17,0	0,32
Тазовское	27	17,8	0,31
Заполярное	34	17,1	0,30
Уренгойское	34	18,6	0,28
Медвежье	34	18,8	0,28
Русское	19	16,0	0,40
Губкинское	25	18,1	0,42
Комсомольское	30	16,8-20,7	0,28-0,31
Мессояхское	16	16,0	0,45

Прежде чем исследовать причины (источники) погрешностей моделирования зависимости месторождений Мессояхской зоны, массив данных приведенных на рисунке 4.1б был разделен по датам исследований на данные, полученным приблизительно до середины 90-ых годов прошлого века и после. Такое деление объяснялось тем, что именно в это время началось применение технологий низкотемпературной заморозки при изучении керна месторождений Мессояхской зоны. До этого времени лабораторные исследования основывались на изучении сохранившихся, преимущественно относительно сцементированных образцов. С переходом на технологии низкотемпературной заморозки и фиксации образцов с помощью термоусадочной пленки и латунных сеток появилась возможность исследований менее сцементированных и более пористых разновидностей пород.

На рисунке 4.2 приведено сопоставление результатов лабораторных определений, выполненных в разное время. Эксперименты с датой исследования до середины 90-х годов обозначены как «исторические», а после этой даты – как «новые». Примечательно, что наибольшие значения  $K_p$  для «исторических» данных не превышают 32-33 %, в то время как для «новых» данных пористость образцов достигает 38–40 %. Дисперсии зависимостей, полученных по «новым» исследованиям, несколько уменьшилась. Линия аппроксимации этой зависимости сместилась в сторону больших значений  $R_p$  в среднем на 23 % (относительных), что гипотетически может быть связано с ростом влияния контактного сопротивления в применяемых конструкциях крепления электродов. Коэффициент корреляции ( $R^2$ ) её возрос с 0,72 для «исторических» до 0,86 для «новых» данных. Очевидно, что зависимость, построенная по массиву «новых» данных, более представительна.

Повышение тесноты корреляции зависимости  $R_p=f(K_p)$  может быть обусловлено, как расширением диапазона пористости исследуемых образцов, так и накопленным опытом

лабораторных работ: более четкой реализацией технологий исследований.

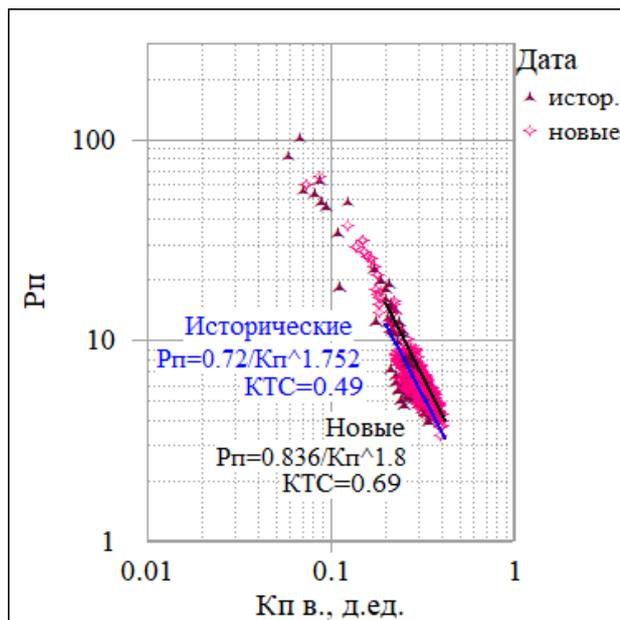


Рисунок 4.2 – Зависимости  $R_p=f(K_p)$  для пластов ПК<sub>1-3</sub> месторождений Мессояхской зоны, построенные по коллекциям, исследованным до (исторические) и после (новые) начала применения низкотемпературных технологий изготовления образцов

Приведенные на рисунке 4.3 результаты моделирования зависимости параметра насыщенности ( $R_n$ ) от коэффициента водонасыщенности ( $K_v$ ) для слабосцементированных пород пластов ПК<sub>1-3</sub> Мессояхской зоны месторождений (измерения в атмосферных условиях) имеют значительную дисперсию результатов рассматриваемых лабораторных исследований. Дополнительно на рисунок 4.5а нанесены аналогичные зависимости, представленные в ГКЗ РФ (и СССР) при подсчетах запасов в залежах сеноманского возраста ряда месторождений – аналогов севера Западной Сибири. Разброс линий аппроксимации рассматриваемых зависимостей значителен. Вариации показателя степени «n» составляют от 1,55 до  $1,79 \pm 0,03$  [10]. При этом для ряда зависимостей наблюдается отклонение зависимости от линейной (в билогарифмических координатах). Происходит завышение значений  $R_n$  при уменьшении водонасыщенности образцов, характерное для гидрофобных пород. Установлено, что причиной этого является резкое завышение контактного сопротивления (рисунок 4.3б) между электродом из сетки и поровой водой образцов (шунтирующее влияние), по мере уменьшения их водонасыщенности. Зависимость  $R_n=f(K_v)$  на рисунке 4.3б несколько загибается вверх, коэффициент тесноты связи при этом значительно увеличивается с 0,42 до 0,68.

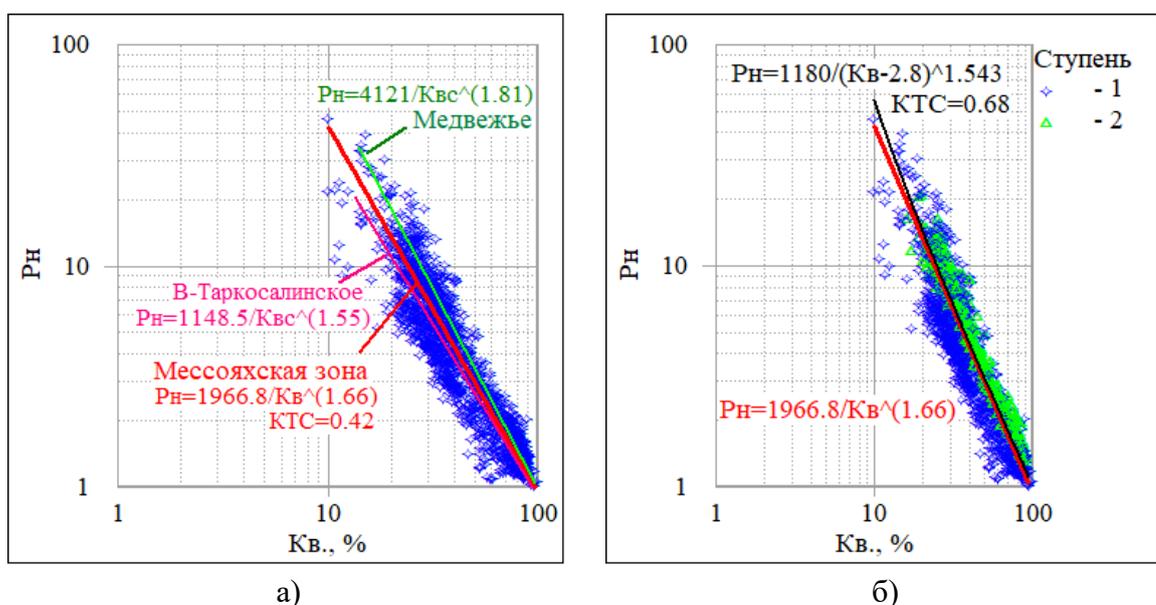


Рисунок 4.3 – Сопоставление зависимостей параметра насыщения ( $P_n$ ) от коэффициента водонасыщенности ( $K_v$ ) по месторождениям Мессояхской зоны: а) весь массив данных; б) дифференциация этой зависимости по ступеням

Контроль приведенной зависимости можно было бы осуществить при наличии замеров УЭС на ступенях по капилляриметрии. К сожалению, автор не располагал такими данными.

Тем не менее, отсутствие нормативно определенных требований проведения внутри- и межлабораторного контроля данных, а также отсутствие стандартизованной методики изучения (лабораторного моделирования) УЭС слабосцементированных пород сохраняет неопределенности в оценках достоверности получаемых лабораторных данных.

#### 4.2 Усовершенствование технологии моделирования удельного электрического сопротивления слабосцементированных пород и методики определения коэффициентов объемной и остаточной водонасыщенности

Объектом рассмотрения являются зависимости параметров удельного электрического сопротивления пород: параметра насыщения ( $P_n$ ) от водонасыщенности ( $K_v$ ) и параметра относительного сопротивления ( $P$  или  $P_0$ ) от объемной водонасыщенности ( $W_v$ ).

Для оценки погрешности измерений при моделировании УЭС была предпринята единственная попытка проведения межлабораторного контроля результатов удельного электрического сопротивления, выполненных на полностью водонасыщенных образцах, зависимость  $P_n=f(K_v)$ , выполненная двумя лабораториями на очень ограниченной выборке образцов. Измерения были проведены при насыщении образцов моделью пластовой воды с минерализацией соли NaCl равной 17 г/л и проводились они в атмосферных условиях. Сопоставление полученных результатов приведено на рисунке 4.4 и в таблице 4.2.

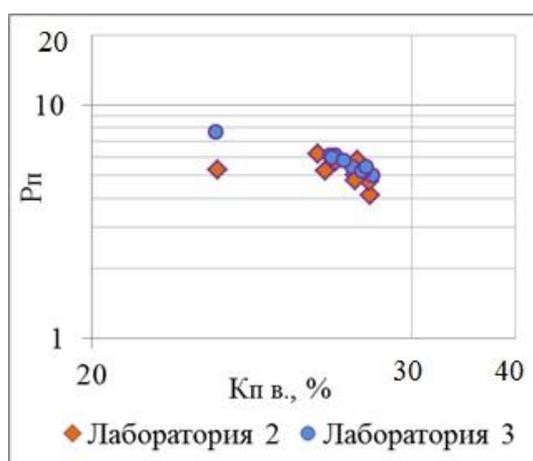


Рисунок 4.4 – Сопоставление результатов межлабораторного контроля моделирования зависимости  $P_{п}=f(K_{п})$

Расхождение значений коэффициентов пористости по данным этих лабораторий не значительное и в основном составляет менее 0,5% (абсолютных), т.е. укладывается в требования ГОСТ 25494-82. В двух образцах оно составляет около 0,7 и 0,9 %. Наибольшая относительная погрешность определений  $K_{п}$ , отнесенная к средней из двух определений пористости не превышает 1,9 %.

Различие результатов определений УЭС более существенно и наибольшее отклонения составляют 26,5 и 51 % (относительных), а по параметру пористости соответственно 28 и 31,4 % относительной погрешности. Такое соотношение погрешностей определений УЭС и  $P_{п}$  (с учетом систематики) означает, что фактическое УЭС насыщающего раствора во второй лаборатории было заметно завышено. Все это свидетельствует о низкой достоверности моделируемых зависимостей  $P_{п}=f(K_{п})$ .

Таблица 4.2 – Результаты межлабораторного контроля определений пористости и УЭС образцов пород

Образец	Параметры						Относительная погрешность, %		
	Кп в., %		УЭС, Ом*м		Рп		Δ Кп в. / Кп в.	Δ УЭС / УЭС	Δ Рп / Рп
	1	2	1	2	1	2			
1	35.41	35.13	2.00	2.26	5.00	5.45	-0.8	13.1	8.3
2	33.76	33.86	2.26	2.55	5.66	6.15	0.3	12.6	7.9
3	32.62	33.51	2.47	2.55	6.18	6.15	2.7	3.2	-0.5
4	33.17	33.61	2.10	2.49	5.24	6.00	1.3	18.8	12.8
5	33.91	34.52	2.29	2.41	5.73	5.81	1.8	5.2	1.5
6	26.29	26.17	2.11	3.19	5.27	7.68	-0.4	51.0	31.4
7	36.52	36.72	1.64	2.08	4.10	5.01	0.5	26.5	18.0
8	36.50	36.02	1.89	2.17	4.72	5.23	-1.3	15.0	9.9
9	35.36	35.87	1.91	2.17	4.78	5.24	1.5	13.7	8.8
10	35.54	36.20	2.32	2.26	5.80	5.46	1.9	-2.3	-6.1

Возможные источники погрешностей, вытекающие из приводимых описаний методик измерений в этих лабораториях, были перечислены выше. Необходимо отметить, что в ряде

серии собственных экспериментов опытным путем установлено, что влияние возможного не плотного прилегания «заглушки» из металлической сетки к торцам образцо можно минимизировать при обеспечении дополнительного «прижима» сеточных электродов к торцам образцов с помощью тонких дисков из нержавеющей стали (диаметр 23,0 мм, толщина 1,8 мм), так называемых «контактных пятак». При его отсутствии измеряемое УЭС в 80% исследуемых образцов возросло, поскольку часть торцевой поверхности образцов оказалась перекрытой термоусадочной пленкой, а также прилегание сеточных электродов к торцам образцов не было достаточно плотным.

На отдельной выборке образцов-цилиндров было рассмотрено влияние термоусадочной пленки и «заглушек» из сетки на УЭС образцов. Были выполнены сопоставления замеров УЭС на небольшой коллекции образцов при наличии термоусадочной пленки и «заглушек», с замерами, выполненными при наличии только термоусадочной пленки (при отсутствии «заглушек»), и с замерами при отсутствии, как термоусадочной пленки, так и «заглушек». При этом размеры «заглушек» не превышали диаметр образцов, кроме того, во всех замерах между электродами и «заглушками» из латунной сетки или между электродами и поверхностью образца помещали прокладки из фильтровальной бумаги, пропитанной раствором, насыщающим образцы. Замеры были выполнены при атмосферных условиях.

Результаты измерений приведены на рисунке 4.5. В соответствии с приведенным выше описанием выполненные замеры на этом рисунке обозначены как: «пленка+сетка+ контактный пятак», «без сетки» и «без сетки и пленки». Они свидетельствуют о достаточно хорошей воспроизводимости моделируемых зависимостей  $P_{\Pi}=f(K_{\Pi})$ .

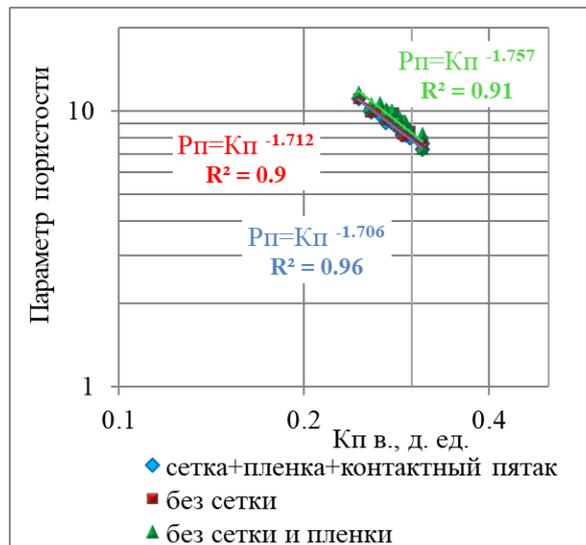


Рисунок 4.5 – Зависимость параметра пористости от коэффициента пористости в атмосферных условиях при различных применяемых материалах

Зависимости, построенные по результатам измерений в вариантах «пленка+сетка+ контактный пятак» и «без сетки» практически совпадают друг с другом; значения показателя

степени «m» этих зависимостей отличаются всего на 0,006. Данные при измерениях по варианту «без сетки и пленки» незначительно «завышены», показатель «m» возрастает на 0,05 ед.

Из этих данных следует, что наличие термоусадочной пленки, при данной конструкции электродной части, не оказывают значимого влияния на УЭС полностью водонасыщенных образцов, если между электродами и торцом образцов помещена прокладка из влажной фильтровальной бумаги (смоченной тем же раствором, которым насыщен образец) и торцевые «заглушки» из латунной сетки не загибают на боковую поверхность образцов, либо загиб минимален.

Аналогичные результаты были получены в «ЗапСибВНИИГеофизика» в 1979 г. В них отмечалось, что для образцов преимущественно мелкозернистых пород УЭС с «сеточным электродом» несколько занижается (2 – 8 %), а для крупнозернистых пород - примерно на эту же величину завышается, относительно образцов с прокладками из фильтровальной бумаги [215].

Более стабильные результаты в рассматриваемых керновых данных были получены только при проведении замеров УЭС в условиях, моделирующих термобарические (ТБУ). Проведенная серия экспериментов на образцах дублерах с использованием установки, оснащенной кернодержателем, моделирующим термобарические условия показала тесную сходимость при давлении 10 МПа (пластовые условия). Давление обжима 2 МПа гарантирует вытеснение воды из пространства между термоусадочной пленкой и самим образцом. При загрузке образца в кернодержатель, торцевые плунжеры прижимаются к торцам образца, давление обжима передавалось через резиновую манжету, устанавливаемую на боковую поверхность образца.

Собственные эксперименты по влиянию упаковки образцов на параметр насыщения ( $P_n$ ) от коэффициента водонасыщенности ( $K_v$ ) не проводились из-за трудностей с частичным насыщением образцов и их последующей сохранности. Однако, в работе ЗапСибВНИИГеофизики [215] при частичной водонасыщенности, во всем диапазоне измерения наблюдается уменьшение УЭС образцов при замерах с прокладками из фильтровальной бумаги относительно варианта с сеточными электродами, что объясняется ухудшением контакта сеточного электрода. При уменьшении водонасыщенности до 10 - 20 % разность значений УЭС измеренных с применением рассматриваемых электродов может достигать до 45 - 70 % относительных. Соответственно зависимость параметра насыщенности от коэффициента водонасыщенности будет «завышена», т.е. возрастет величина показателя степени «n» этой зависимости. Соответственно величина коэффициента водонасыщенности при использовании сеточных электродов оказывается завышенной. Завышение  $K_v$  может составить 10 – 12 %, на это же значение окажется заниженной величина коэффициента нефтегазонасыщенности ( $K_{нг}$ ).

Измерения удельного электрического сопротивления, выполненные на частично водонасыщенных образцах, осложняются влиянием искажающих факторов, возникающих при моделировании коэффициента водонасыщенности, например, при центрифугировании, а также рассмотренных выше условий измерений УЭС. Среди них наиболее значимым становится

возрастание контактного сопротивления, частично водонасыщенных образцов при использовании сеточных электродов.

На этом основании для практических целей образцы с дефектами прилегания термоусадочной «рубашки» и с нарушениями контакта с электродами, а также наличием механических дефектов (трещин) должны исключаться из рабочей коллекции, что часто не делается исполнителями лабораторных определений. Очевидно, что необходимо рекомендовать усовершенствование методики проведения лабораторных работ (формирование её выходит за рамки данной диссертации).

Сопоставление типовых петрофизических зависимостей, в частности зависимости  $P_{п}=f(K_{п})$ , применяемых при интерпретации данных методов удельного электрического сопротивления, по материалам подсчетов запасов (т.е. принятым ГЗК СССР и РФ) свидетельствует об очень большой неоднозначности (большом диапазоне вариации этих зависимостей).

По этим причинам, при определении коэффициента нефтегазонасыщенности для пластов ПК<sub>1-3</sub> основным способом оценки достоверности получаемых результатов является сопоставление коэффициента водонасыщенности по ГИС в зоне предельного насыщения со значениями остаточной водонасыщенности, полученной прямым методом по керну скважин, отобранному на безводной промывочной жидкости или по изолирующей технологии.

Для сопоставления результатов выполненного моделирования УЭС пород с данными, полученными на керне с сохраненной объемной водонасыщенностью ( $W_{в}$ ) [97, 125, 137], воспользуемся сопоставлениями вида  $P_0 = f(W_{в})$ . Такой подход минимизирует влияние УЭС пластовой воды или насыщающих растворов, применяемых при проведении исследований на образцах. Кроме того, он позволяет привлечь данные по соседним месторождениям и площадям (включая скважины, пробуренные на не фильтрующемся растворе) и минимизировать влияние вариаций минерализации пластовой воды.

Сопоставление результатов моделирования зависимости  $P_0=f(W_{в})$  в условиях, соответствующих термобарическим, приведено на рисунке 4.6. На нем же приведены точки, полученные по измерениям на образцах, отобранных по изолированной технологии, а также данные полученные сопоставлением  $P_{п}$  водонасыщенных пластов (по данным ГИС) с пористостью по керновым данным ( $K_{п в}$ ) [24]. Зависимость по изолированному керну смещена в сторону занижения  $P_0$  относительно атмосферных условий. Вместе с тем она достаточно хорошо совпадает с линией зависимости, для месторождений Ямала со скважинами, пробуренными на РНО (в частности, по скважине 110 Уренгойского месторождения).

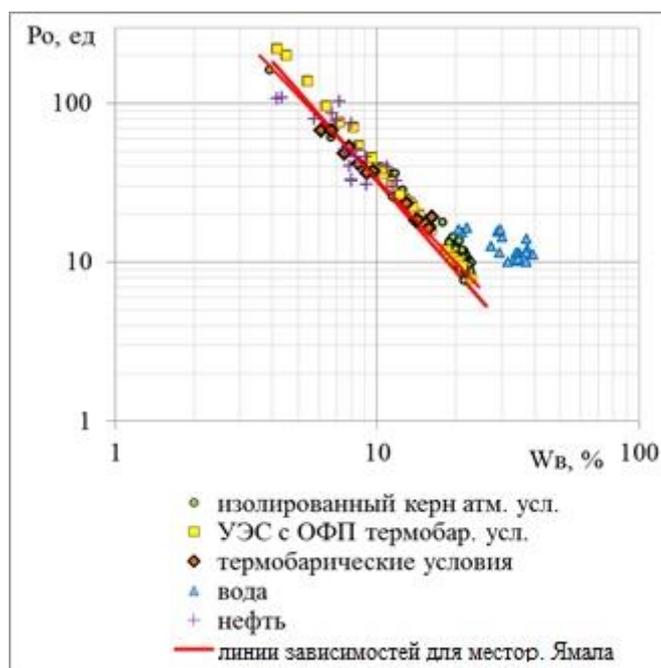


Рисунок 4.6 - Зависимость  $P_0=f(W_v)$  для сеноманских отложений с учетом данных термобарических условий Мессояхской зоны месторождений и зависимостей для месторождений Ямала

В качестве дополнительных данных для анализа УЭС в пластовых условиях были использованы результаты потоковых экспериментов [46]. Измерения УЭС центрального образца колонки в процессе проведения исследований относительных фазовых проницаемостей при вытеснении нефти водой в пластовых условиях позволяют найти относительное сопротивление ( $P_0$ ). Данные для изолированного керна месторождений Мессояхской зоны с сохраненной водонасыщенностью, в целом, повторяют данные при ТБУ.

Керновые исследования были проведены при минерализации воды 16 г/л (температура 16 – 20 °С,  $P_{пл}$  5,0 – 8,5 МПа), которая была принята как максимальная и соответствует внутриконтурной минерализации по нефтяной оторочке залежи. Современные исследования и отбор подтоварной воды подтверждают принятую минерализацию.

Добавленные на зависимость  $P_0=f(W_v)$  водонасыщенные по ГИС прослой позволяют скорректировать уравнение в ТБУ и не занижать значение коэффициента водонасыщенности в непродуктивной части пластов (рисунок 4.7), рекомендуемое уравнение имеет  $KTC = 0,5$ .

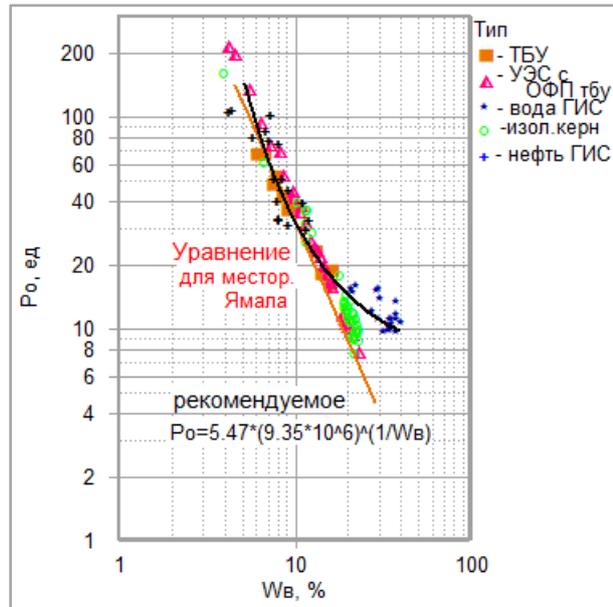


Рисунок 4.7 - Зависимость  $P_0=f(W_B)$  для сеноманских отложений с учетом данных ГИС

Необходимо учитывать, что для рассматриваемых нефтяных оторочек данные изолированного ядра «секут» зависимости, полученные при моделировании, а это значит, что УЭС поровой воды в ядре с естественной водонасыщенностью растет с увеличением объемной водонасыщенности. То есть, минерализация воды в нефтегазонасыщенных коллекторах в залежи выше, чем в водонасыщенной части её.

Для дополнительного контроля используемых зависимостей было выполнено прямое сопоставление УЭС [5] и пористости для прослоев неколлекторов, водонасыщенных и предельно нефтенасыщенных коллекторов (рисунок 4.8). На него сплошной красной линией нанесена зависимость УЭС водонасыщенного ядра (с приведением к пластовой температуре) от пористости или полученная пересчетом рассмотренной выше зависимости  $P_n=f(K_n)$ . В области неколлекторов УЭС с лабораторных исследований соответствует УЭС глин, прослой которых расположены внутри залежи. Водонасыщенные прослой по ГИС имеют УЭС выше расчетных. Это связано с тем, что в отложениях сеномана Западной Сибири для нефтяных оторочек ряда месторождений минерализация законтурной воды ниже остаточной [64, 119].

Минерализация законтурной (подвижной) воды ( $C_B$ ) была рассчитана по уравнению, предложенным Ф.С. Акбашевым:

$$C_{BO}=1,18 \cdot C_B + 2,5, \text{ где} \quad (4.1)$$

$C_{BO}$  – минерализация внутриконтурной (остаточной) воды, г/л.

В итоге, минерализация законтурной воды при значениях внутриконтурной минерализации ( $C_{BO}$ ) 16 г/л составила 11 г/л (пунктирная красная линия на рисунке 4.8). Выполаживающий характер зависимости УЭС водонасыщенных пластов –  $K_n$  с уменьшением пористости (ниже граничного значения) объясняется влиянием поверхностной проводимости [79] в области неколлекторов (а также, низкопористых песчаников) из-за более низкой минерализации пластовой

воды в глинах. УЭС в плотных прослоях (карбонатизированных разностях) в связи с их небольшой мощностью занижено.

Хотя в «Методических рекомендациях...» [119] учет разницы минерализаций пластовых вод не рекомендуется к использованию, автором на основе обработки данных ГИС установлено, что такая разница для изучаемых месторождений существует и составляет порядка 5 г/л [138].

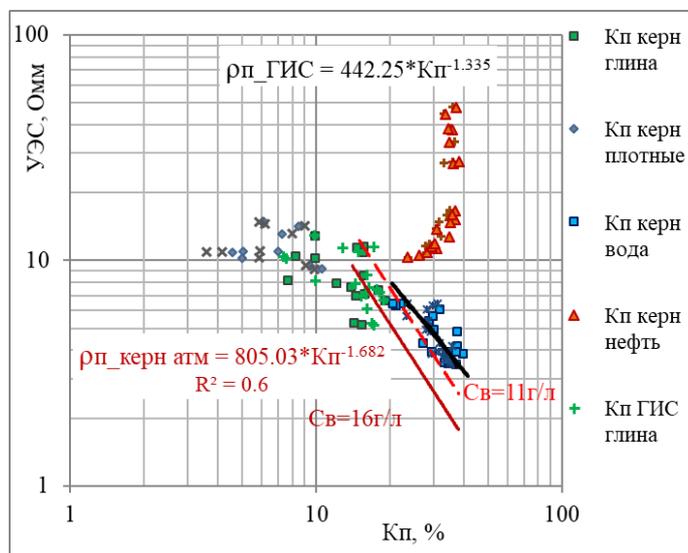


Рисунок 4.8 - Сопоставление УЭС -  $K_p$  по данным керна и ГИС

Расчетные значения УЭС при  $C_b=11$  г/л приближаются к фактическим значениям УЭС водонасыщенных прослоев, но незначительно не достигают их. Наиболее вероятно, что дополнительное влияние оказывает остаточное нефтенасыщение ( $K_{но}$ ) пластов [101]. Для сопоставления УЭС ( $K_p$ ) использованы водонасыщенные прослои, охарактеризованные кернавыми данными (ФЕС) и расположенные вблизи ВНК, т.к. в заведомо водонасыщенных пластах отбор керна не производился.

На вышерасположенном рисунке 4.8 виден «излом» зависимости УЭС -  $K_p$ , для линии водонасыщенные коллекторы - глина. Такой «излом» соответствует представлениям, описанным выше при рассмотрении связи  $P_p=f(K_p)$ , а также дополнительно подтверждает разницу минерализаций связанной воды для глинистых (неколлектор) и песчаных отложений. Таким образом, доказано, что зависимости УЭС, полученные при моделировании, могут быть скорректированы по данным ГИС в области водонасыщенных коллекторов и глин.

При отсутствии исследований керна в ТБУ рекомендуется введение поправок в УЭС путем совмещения зависимостей, полученных в атмосферных условиях, с данными ГИС [186].

Для построения зависимостей стандартных петрофизических связей необходимо учитывать изменение пористости при условии всестороннего равномерного напряженного состояния для слабосцементированного керна [23, 67]. Уравнение для расчета коэффициента пористости в термобарических условиях по данным собственных экспериментов было приведено в главе 3.

Оценка достоверности применяемого подхода, а именно, предлагаемой зависимости

$P_0=f(W_B)$ , выполнена по данным для зоны предельного насыщения. С этой целью выполнено сопоставление данных  $K_B(\text{ГИС})$  с  $K_{\text{во}}(\text{кern})$ . В сопоставлении участвовали пласты толщиной не менее 2 м, по которым имелись результаты капилляриметрических исследований керн (рисунок 4.9). Из рисунка следует хорошая сходимость результатов определений остаточной водонасыщенности по данным капилляриметрии и по данным ГИС при использовании зависимости вида  $P_0=f(W_B)$ . Применение же типовой методики, основанной на применении зависимостей  $P_{\text{п}}=f(K_{\text{п}})$ ,  $P_{\text{н}}=f(K_{\text{в}})$ , для обоснования коэффициента остаточной водонасыщенности (или  $K_{\text{нг}}$ ) приводит к систематическому завышению значений коэффициента водонасыщенности, т.е. к занижению коэффициента нефтегазонасыщенности.

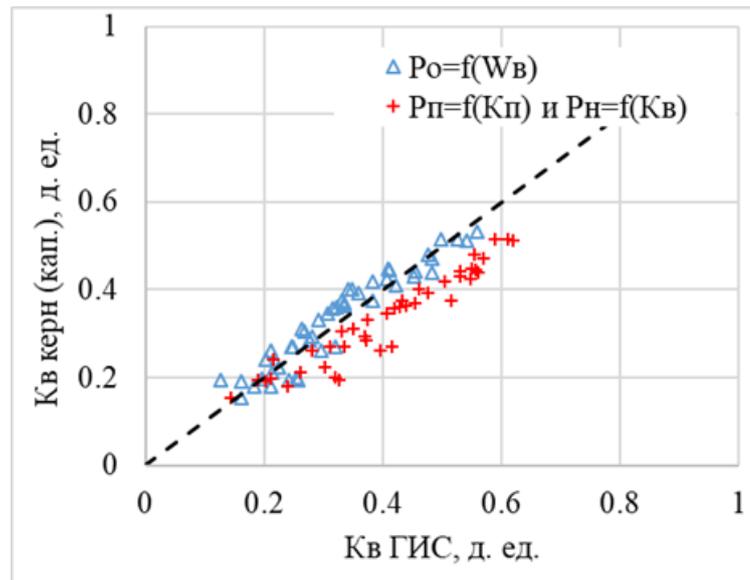


Рисунок 4.9 - Сопоставление попластовых значений коэффициента водонасыщенности коллекторов сеноманских отложений по данным керн и ГИС по типовой методике и зависимости вида  $P_0=f(W_B)$

Проведенные расчеты (сравнение зависимостей  $P_0=f(W_B)$  в термобарических и  $P_{\text{п}}=f(K_{\text{п}})$ ,  $P_{\text{н}}=f(K_{\text{в}})$  в атмосферных условиях) позволили оценить систематическое уменьшение  $K_{\text{нг}}$  при использовании атмосферных условий для уравнений  $P_{\text{п}}=f(K_{\text{п}})$  и  $P_{\text{н}}=f(K_{\text{в}})$  в 5,0 – 8,0 % абсолютных (7,1 – 11,4 % относительных) во всем диапазоне ФЕС коллекторов и УЭС от 10 до 24 Ом.

Таким образом, при проведении экспериментов по замерам УЭС в атмосферных условиях полученные результаты показали, что имеются не только различия в части проведения измерений (давление прижима электродов к образцу, конструкция электродов), но и неконтролируемые погрешности измерений, обусловленные применяемыми материалами для упаковки образцов. Погрешности замеров УЭС возрастают при использовании металлической сетки, заходящей на боковую поверхность образца. Наиболее устойчивые результаты в рамках работ были получены на собственных экспериментах по замерам УЭС, в которых использовалась упаковка цилиндрических образцов в прозрачную термоусадочную пленку, края пленки подрезались на торцах образцов, использовалась плоская латунная сетка (без загибов на края образцов), для

улучшения контакта между электродом и образцом использовался «контактный пятак», создавалось давление обжима в пределах  $1,0 \text{ кГс/см}^2$  (относительная погрешность  $2,0 \%$ ). Применяемые в настоящее время способы крепления торцевых сеток и использование их в качестве электродов при измерениях УЭС образцов приводит к искажению измеряемых сопротивлений и соответствующих петрофизических зависимостей (в частности величина  $R_p$  занижается, а  $R_n$  завышается из-за влияния контактного сопротивления). Усовершенствованная технология исследований слабосцементированных пород, включая перечисленные выше особенности исследований, предполагает изменение конструкции электродов при проведении измерений удельного электрического сопротивления образцов и минимизации осевой нагрузки на них (давление прижима) в процессе измерений, включая контроль размеров образцов и их массы при моделировании частичной и остаточной водонасыщенности пород-коллекторов (рисунок 4.10).

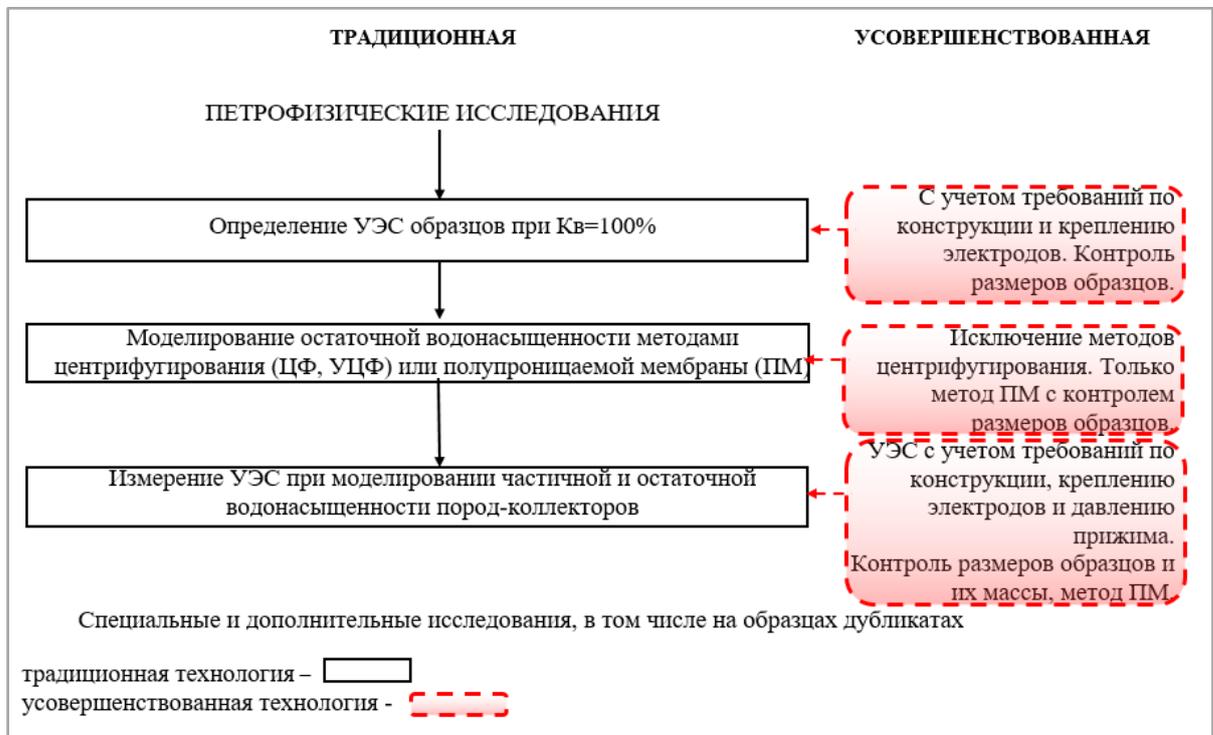


Рисунок 4.10 – Усовершенствованная технология измерения удельных электрических сопротивлений слабосцементированного керна

Накопленные (исторические) измерения УЭС образцов керна пород пластов ПК<sub>1-3</sub> требуют критической оценки и уточнения, в частности сопоставлением с результатами исследований в термобарических условиях и при установке прокладок из фильтровальной бумаги (ионопроводящих прокладок) на торцевые поверхности образцов. Использование результатов замеров УЭС в пластовых условиях для сеноманских отложений позволяет избежать систематического занижения  $K_{нт}$ , величина которого варьирует от  $3,0$  до  $8,0 \%$  (абсолютных) и более, в зависимости от района работ и минерализации пластовой воды.

Таким образом, анализ применяемого методического обеспечения и состояние

обоснованности его существующими петрофизическими данными подтвердили наличие существенных замечаний к качеству результатов лабораторных исследований. В этих условиях применение типовых методик и зависимостей, необходимых для их реализации, возможно только после детального анализа исходных данных, либо при проведении усовершенствованных исследований, исключающих влияние искажающих факторов (прежде всего контактного сопротивления, деформации формы и размеров образцов, и. т.д.).

*В качестве альтернативы результатам лабораторного моделирования зависимостей  $P_n=f(K_n)$  и  $P_n=f(K_e)$  рекомендуется применять зависимости  $P_o=f(W_e)$  приведенные к термобарическим условиям и получаемые по результатам исследований изолированного зерна или зерна, отобранного на РНО (РУО). Указанные зависимости могут использоваться в дальнейшем и для прогноза обводненности притока.*

#### **4.3 Повышение достоверности определения характера насыщенности с учетом особенностей проведения экспериментов по ОФП в системе «нефть-вода» для слабосцементированных пород**

Для повышения достоверности определения характера насыщенности необходимо проведение специальных экспериментов: относительных фазовых проницаемостей и вытеснения нефти водой.

Определение остаточной нефтенасыщенности пород-коллекторов проводилось в соответствии с ОСТ 39-195-86 [112, 193].

Измерения относительных фазовых проницаемостей (ОФП) в системе «нефть-вода» во всех лабораториях проводились согласно ОСТ 39-235-89 [114].

Непосредственно эксперимент по определению ОФП заключается в совместной фильтрации нефти и воды при различных соотношениях в потоке и постоянном суммарном расходе.

Отличие по исполнителям заключается в размерах используемых цилиндров и в подготовке образцов при создании остаточной водонасыщенности. Выявлено, что в ряде экспериментов значения остаточных водонасыщенностей на колонке ОФП гораздо ниже, или значительно выше, чем полученные ранее по данным капилляриметрии.

Наличие значений остаточной воды за пределами области допустимой погрешности (больше или меньше для данных отложений) приводит к смещению кривых ОФП [103]. Разные исполнители до сих пор пользуются ОСТ 39-235-89 [66, 114], что приводит к несоблюдению идентичности условий для подготовки образцов к экспериментам. Так при различной трактовке требований согласно пункту 4.12. упомянутого ОСТа – «создание остаточной водонасыщенности достигается вытеснением ее нефтью либо последовательным вытеснением высоковязким маслом, керосином и нефтью или путем капиллярной вытяжки». Кроме указанных способов создания остаточной водонасыщенности многие лаборатории в целях ускорения сроков проведения эксперимента, используют центрифуги для создания остаточной водонасыщенности,

как правило, типа РС-6 с максимальной частотой вращения 5000 об/мин, создающих капиллярное давление порядка 0,23 МПа.

Если сравнить профили остаточной водонасыщенности, созданные разными способами в образцах керна то, можно отметить, что вытеснение воды нефтью и центрифугирование создают неравномерный профиль насыщенности, в то время как метод полупроницаемой мембраны дает равномерный профиль насыщенности [59].

Как уже неоднократно указывалось, использование центрифуг для слабосцементированных образцов отрицательно сказывается на сохранности их структуры (растрескивание, смятие). Низкие частоты вращения и маленький радиус вращения обычных центрифуг типа РС-6 не позволяют моделировать капиллярные давления больше 0,23 МПа, что недостаточно для создания  $K_{во}$ , которое создается при давлениях выше 0,51 – 0,69 МПа.

Кроме того, для упомянутых исследований (подготовка образцов центрифугированием) характерно отсутствие изменения поведения кривых критических водонасыщенностей в широком диапазоне изменения пористости, что не соответствует теоретическим представлениям [22, 184, 206]. Таким образом, рекомендуется проводить отбраковку данных ОФП на основе сопоставления конечных точек с ОФП с результатами капиллярных исследований.

Вытесняя воду из образца моделью нефти, достичь значений  $K_{во}$ , соответствующих пластовым значениям, невозможно [196]. В этом случае остаточная водонасыщенность всегда на 10 - 15 % выше значений остаточной водонасыщенности, характерной для зоны предельного нефтенасыщения и рассчитывать коэффициент вытеснения ( $K_{выт}$ ) по таким значениям  $K_{во}$  некорректно [89].

Дополнительно было построено сопоставление фазовой проницаемости по нефти ( $K_{прн}$ ) или по воде ( $K_{прв}$ ) с эффективной газопроницаемостью ( $K_{пр.эф}$ ), измеренной в термобарических условиях в присутствии остаточной воды, когда после создания  $K_{во}$  осуществляют замер проницаемости (рисунок 4.11).

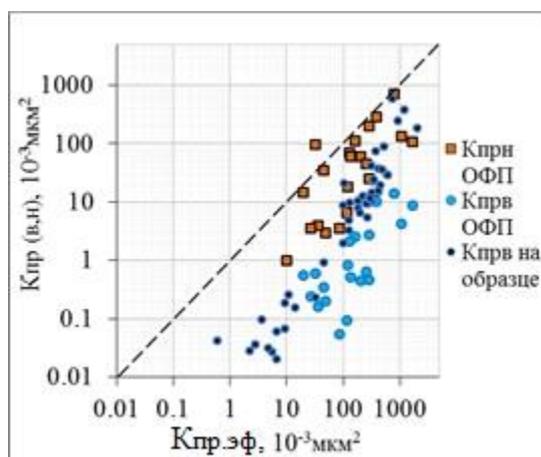


Рисунок 4.11 - Сопоставление фазовых проницаемостей по нефти ( $K_{прн}$ ) и по воде ( $K_{прв}$ ) с эффективной газопроницаемостью (в присутствии остаточной воды)

Согласно теоретическим представлениям, эффективная проницаемость по жидкости, инертной к твердой фазе горной породы (в случае гидрофильных коллекторов – это нефть), должна быть либо равной эффективной проницаемости по газу, либо быть незначительно ниже ее [208, 205]. Эффективная проницаемость по воде  $K_{прв}$  должна быть ниже, чем  $K_{прг}$  и  $K_{прн}$ . А проницаемость по воде с учетом остаточной нефтенасыщенности еще ниже [6, 9]. Эксперименты, конечные точки которых удовлетворяли данным условиям, были признаны кондиционными. Исследования, в которых  $K_{прн} > K_{прг}$  или  $K_{прн} = K_{прв}$  были забракованы, т.к. такое различие значительно влияет на форму кривых ОФП и корректное определение критической водонасыщенности.

При условиях использования результатов экспериментов с заниженной водонасыщенностью, начальная обводненность продукции не соответствует полученным результатам испытаний, а темп обводнения, получаемый в расчетах, оказывается заметно завышенным. В свою очередь, это влечет за собой завышение подвижности воды в большей части зоны двухфазной фильтрации.

В работе также проведено сопоставление результатов определения относительных фазовых проницаемостей на образцах керна чистых песчаников, изготовленных разными способами - вдавливанием и выпиливанием. Контроль осуществлялся по конечным точкам и точкам критических водонасыщенностей.

При описании ОФП использованы формулировки для значений водо-нефтенасыщенности на границе «нефтяного столба» по данным Л.М. Дорогиницкой, которые приведены в таблице 4.3 [51, 52].

Таблица 4.3 - Значения водо-нефтенасыщенности на границе «нефтяного столба» и их превышения над абсолютным ВНК [50]

Параметр	Пояснения к значению параметра
$K_v^*$	Соответствует однопроцентному обводнению притока, $f_v = 0,01$ . Рассчитывается по функции Леверетга.
$K_v^{кр}$	Водонасыщенность, для которой фазовые проницаемости по воде и нефти равны, ниже этой отметки коллектор работает преимущественно водой.
$K_v^{**} (K_{но})$	Определяет кровлю зоны остаточной нефти, подошва которой абсолютный ВНК. Определяется по нулевой фазовой проницаемости по нефти или рассчитывается по проницаемости.

Как видно из рисунка 4.12 расхождений в зависимости от способа изготовления образцов не наблюдается.

Таким образом, предлагается использовать два основных способа отбраковки данных по конечным точкам ОФП: по оси  $K_v$  (остаточная водонасыщенность) путем сопоставления с данными капилляриметрии, по оси  $K_{пр}$  сопоставления фазовой проницаемости с абсолютной.

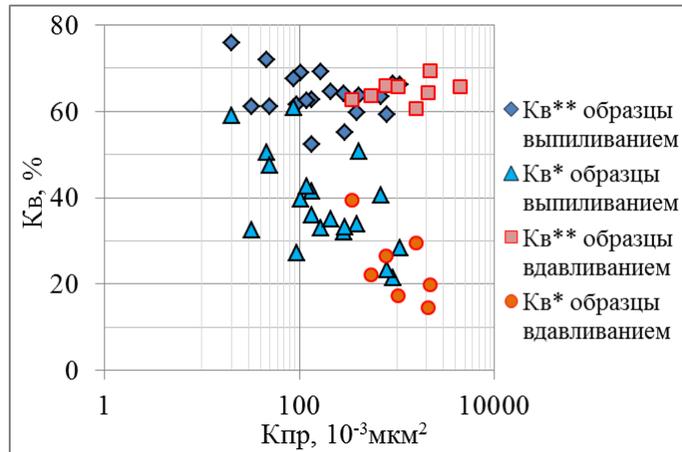


Рисунок 4.12 – Концевые точки на основе ОФП с учетом способа изготовления образцов (вдавливанием и заморозкой)

Кондиционные данные ОФП позволяют получить точки критических насыщенных ( $K_{в}^*$ ,  $K_{в}^{**}$ ) и достоверно прогнозировать характер насыщения и состав притока.

На основании петрофизического и литологического анализа образцов пород сеноманских отложений было выявлено, что большинство цилиндров, на которых проводились эксперименты по фильтрации нефти и воды, являются песчаниками тонко-мелкозернистыми алевритовыми с различным составом глинистого цемента. Анализируемая выборка была разделена на группы: песчаники с преимущественно каолиновым цементом и песчаники с увеличенным содержанием монтмориллонита – до 15 – 45 %.

Для образцов пород сеноманских отложений песчаных пород с увеличенным содержанием монтмориллонита была получена прямая зависимость набухаемости глинистого цемента от количественного содержания данного минерала (рисунок 4.13). Для измерения коэффициента набухания в данной работе использовался метод, основанный на результатах оценки линейного расширения порошковой пробы глинистой фракции при контакте с тестируемой жидкостью на специальной установке (измерительный модуль «Рубин-01.17»).

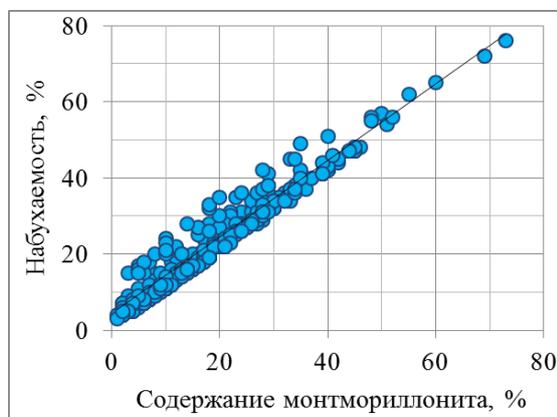


Рисунок 4.13 - Зависимость степени набухаемости глинистого цемента от содержания монтмориллонита

Проведенные собственные эксперименты по определению ОФП (рисунок 4.14) показали смещение концевых и равновесных точек ( $K_{прн} = K_{прв}$ ) в условиях приблизительно одинаковой глинистости, но разной набухаемости глинистого материала, зависящей от минерального состава цемента.

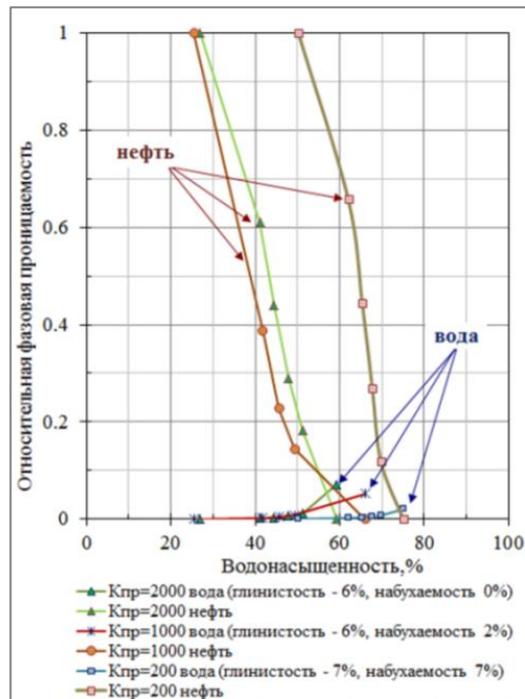


Рисунок 4.14 – Относительные фазовые проницаемости при различной набухаемости глинистого цемента

Зафиксированы следующие особенности: точки равных значений коэффициента проницаемости по нефти ( $K_{прн}$ ) и коэффициента проницаемости по воде ( $K_{прв}$ ) по оси коэффициента водонасыщенности ( $K_v$ ) смещаются вправо (в сторону больших значений) относительно образцов с преимущественно каолинистым цементом; уменьшение относительной фазовой проницаемости по воде для выборки образцов с повышенным содержанием монтмориллонита (за счет общего снижения проницаемости среды).

Эксперименты по относительным фазовым проницаемостям при набухаемости 10 – 20 % и выше провести не удалось, из-за практического отсутствия совместной фильтрации.

Таким образом, наличие монтмориллонита приводит к необходимости адресного использования зависимостей для ОФП и остаточной нефтенасыщенности в гидродинамическом моделировании [22, 82].

Резюмируя результаты, полученные при проведении экспериментов по относительным фазовым проницаемостям и вытеснению нефти водой, можно сделать, следующие выводы:

- Анализ данных потоковых экспериментов подтвердил сделанные ранее выводы, о том, что для различных способов изготовления образцов (вдавливание, выпиливание, заморозка) смещения ОФП и изменений коэффициента остаточной нефтенасыщенности не происходит;
- Смещение точки равновесной фильтрации по нефти и воде ( $K_{прн}=K_{прв}$ ) зависит от способа

создания в образце коэффициента остаточной водонасыщенности. Для проведения потоковых экспериментов рекомендуется создавать остаточную водонасыщенность методом полупроницаемой мембраны, т.к. при использовании центрифугирования происходит смещение точки равных значений  $K_{прн}$  и  $K_{прв}$  в сторону больших значений водонасыщенности;

- При наличии в составе цемента монтмориллонита происходит смещение концевых точек относительных фазовых проницаемостей, в большей степени по воде, а также смещение точки равных значений  $K_{прн}$  и  $K_{прв}$  в сторону больших  $K_v$ .

#### 4.4 Особенности прогноза обводненности притока из пород сеноманского возраста по комплексу «кern-ГИС»

Для того чтобы методы ГИС решали задачи, связанные с движением флюидов в пласте, необходимо предложить петрофизические модели, связывающие геофизические параметры, измеряемые в скважине, с показателями подвижности флюидов в поровом пространстве коллекторов и другими добычными характеристиками [12]. В целях гидродинамического моделирования необходимо выполнять расчет относительных фазовых проницаемостей и прогноз обводненности продукции.

Как уже указывалось ранее, отличие минералогического состава глинистого цемента требует индивидуального подхода к применению уравнений по УЭС, а также к определению остаточной нефтенасыщенности и ремасштабированию кривых ОФП [104].

С учетом указанных фактов для расчета теоретических фазовых проницаемостей во всем диапазоне ФЕС пласта ПК<sub>1-3</sub> применен способ построения многомерных петрофизических связей, дифференцированных по преобладающему составу цемента и коэффициенту проницаемости ( $K_{пр}$ ) [102].

Количественно развитие обводнения притока в процессе разработки описывается функцией Леверетта, предложенной им в 1940 г., выведенной также из обобщенного закона Дарси. Для каждого из интерпретируемых прослоев возможен расчет функции обводненности ( $f_v$ ) по стандартному уравнению [51]:

$$f_v = \frac{1}{1 + \frac{K_{прно} \cdot \mu_v}{K_{прво} \cdot \mu_n}} \quad , \quad (4.2)$$

где  $K_{прно}$  – относительная фазовая проницаемость по нефти;  $K_{прво}$  – относительная фазовая проницаемость по воде;  $\mu_v$  – вязкость воды;  $\mu_n$  – вязкость нефти.

На рисунке 4.15 показаны два подхода к интерпретации пласта ПК<sub>1-3</sub> – стандартный по обобщенным связям и второй, с учетом зависимостей, дифференцированных по составу цемента.

Применение ОФП, осредненных без учета состава цемента, приводит к созданию фильтрационной модели [58, 86] и модели насыщения («Модель» и «Фазовые  $K_{пр}$ »), по которым прогнозируется приток безводной нефти.

Применение подхода, предлагаемого в настоящей работе, с использованием УЭС в

термобарических условиях,  $K_{п\text{ кер}}$  и дифференциацией ОФП [84] с учетом состава цемента дает наилучшее соответствие фактическим данным (работа скважин, результаты испытаний [45]). Модель насыщения с применением данного (дифференцированного) подхода и данные ОФП («Модель  $M > 20\%$ » и «Фазовые  $K_{пр} M > 20\%$ ») соответствуют результатам испытаний. В кровле пласта был получен приток нефти с водой, с обводненностью продукции 60 %, при этом испытание выполнено без ГРП и ниже по разрезу получен безводный приток нефти. В интервалах коллекторов с содержанием монтмориллонита более 20 % в составе глинистого цемента по фазовым проницаемостям в притоке прогнозируется вода.

Из-за отсутствия в комплексе ГИС методов, позволяющих выполнить количественную оценку минералогического состава, прогноз содержания монтмориллонита и других глинистых минералов производился по данным исследований керна (РСА).

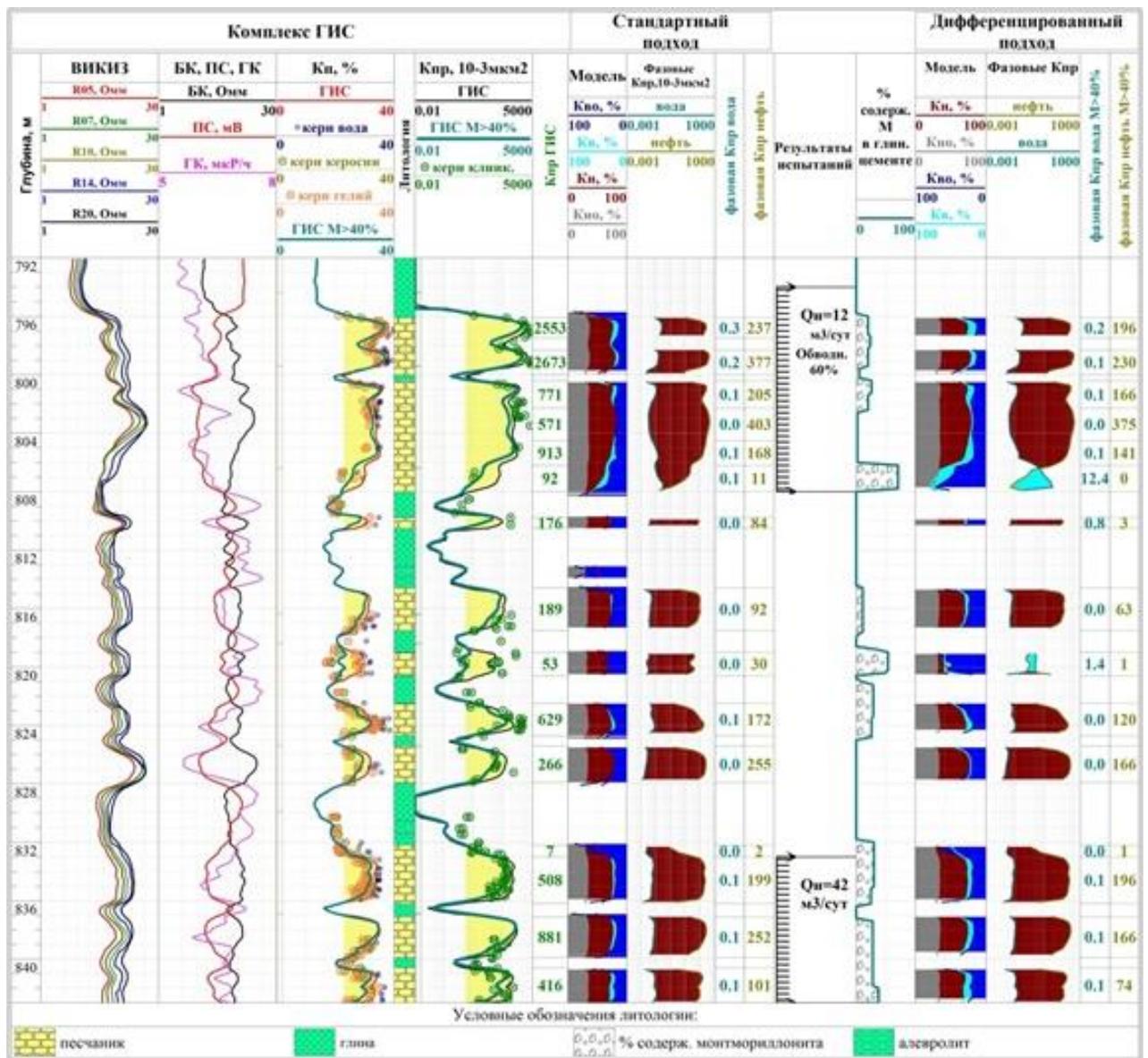


Рисунок 4.15 – Пример интерпретации ГИС нефтенасыщенного пласта ПК<sub>1-3</sub> двумя подходами: стандартный и с применением дифференциации по составу цемента (содержание монтмориллонита в составе цемента породы коллектора от 20%)

Для дальнейшего развития предлагаемого подхода необходимо проведение в скважинах расширенного комплекса ГИС, включающего импульсную нейтрон-гамма спектрометрию высокого разрешения и спектральный гамма-каротаж [77]. Данные методы позволяют определить весовую концентрацию химических элементов и количественную оценку минералогии в режиме реального времени, а также подобрать состав глинистого цемента.

Для детального анализа добывных возможностей и построения гидродинамической модели должна быть выполнена ранжировка по участкам [60, 90] с учетом геолого-геофизических характеристик (коэффициента проницаемости) и состава цемента для залежи (фаций) и выполнено адресное применение кривых ОФП. Адаптация скважин в таком случае осуществляется корректировкой поля проницаемости по ГИС и по ГДИ (Дюпюи), которая связывает продуктивные характеристики скважины (дебит, продуктивность) и фильтрационные свойства пласта (гидропроводность, проницаемость) [121] по выделенным зонам в зависимости от состава цемента.

Перечисленные выше характеристики позволяют прогнозировать состав притока пласта ПК<sub>1-3</sub> для выбора интервалов перфорации в эксплуатационных скважинах, рассчитывать кривые фазовых проницаемостей различных литолого-структурных типов коллекторов, с учетом особенностей слабосцементированных пород-коллекторов, для создания гидродинамических моделей залежей [60].

Таким образом, анализ применяемого методического обеспечения и состояние обоснованности его существующими петрофизическими данными подтвердили наличие существенных замечаний к качеству результатов лабораторных исследований. В этих условиях применение типовых методик и зависимостей, необходимых для их реализации, возможно только после детального анализа исходных данных, либо при проведении дополнительных исследований, исключающих влияние искажающих факторов (прежде всего контактного сопротивления, деформации формы и размеров образцов, и. т.д.). В качестве альтернативной методики определения  $K_{во}$ , предлагается обоснование зависимостей относительного сопротивления ( $P_0$ ) от объемной водонасыщенности ( $W_v$ ), с использованием результатов отбора и исследований керна по изолирующим технологиям или обоснования её с применением результатов моделирования  $K_{во}$  по данным капилляриметрии. Результаты определений  $K_v$  по петрофизическим связям  $P_0=f(W_v)$  подтверждаются данными по работе скважин, что свидетельствует о повышении достоверности результатов исследований УЭС.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В диссертации последовательно рассмотрены:

1. Литолого-петрофизические особенности объекта исследований – пород сеноманского комплекса месторождений Большехетской зоны, конкретизированы причины их слабой цементации и обусловленные этим сложности изучения петрофизических характеристик.

2. Обоснованные константы уравнений и характер нормального уплотнения чистых песчаников и глин от глубины их залегания позволяют осуществлять отбраковку аномальных результатов лабораторных определений и обосновывать модели разрезов в виде петрофизических параметров опорных пластов. Зависимость для средних значений граничной пористости песчаников позволяет получить оперативные оценки этого параметра на этапе геологоразведочных работ.

3. Проанализированы применяемые технологии петрофизических исследований керна слабосцементированных пород, начиная с его отбора и заканчивая лабораторными исследованиями. На основе выполненных автором экспериментов обоснована усовершенствованная технология исследований, опирающаяся на контроль размеров образцов в процессе выполнения работ.

4. Обоснована методика приведения пористости и плотности к исходному состоянию образцов. Рассмотрены возможности повышения информативности результатов исторически накопленных данных путем их приведения к единым условиям измерений.

5. С учетом выявленных особенностей влияния различных факторов на определения пористости, плотности, проницаемости, водонасыщенности и удельного электрического сопротивления слабосцементированных пород предложено дополнить традиционную технологию исследований новыми элементами (усовершенствованная технология).

С учетом указанных факторов это позволит повысить достоверность петрофизического обоснования геологической интерпретации данных ГИС, в том числе и при определении подсчетных параметров. В целом разведанные и оцененные запасы нефти и газа в сеноманских залежах Западной Сибири могут быть занижены в среднем на 1,5 – 2 % (абсолютных), что является основанием для их переоценки.

Одной из значимых составляющих дальнейшего совершенствования технологии петрофизических исследований слабосцементированного керна является применение метода компьютерной томографии с целью контроля качества отобранного керна и выбора мест отбора представительных образцов для петрофизических исследований. Также актуальна разработка технологий петрофизических исследований полноразмерных колонок керна, отбираемых с применением изолирующих технологий.

Основной рекомендацией, вытекающей из данной работы, является необходимость системного подхода к работе с керном слабосцементированных горных пород и создания, с этой целью, документа, регламентирующего все этапы работы с керном.

## ПЕРЕЧЕНЬ СОКРАЩЕНИЙ И ОБОЗНАЧЕНИЙ

- ГГКп – гамма-гамма плотностной каротаж
- ГДИ – гидродинамические исследования
- ГДК – гидродинамический каротаж
- ГДМ – гидродинамическое моделирование
- ГИС – геофизические исследования скважин
- ГК – гамма-каротаж
- ГКЗ – Государственная комиссия по запасам полезных ископаемых
- ГОСТ – государственный отраслевой стандарт
- ЕРЭ – естественная радиоактивность элементов
- ИА – изолирующий агент
- ИК – индукционный каротаж
- $K_B$  – коэффициент водонасыщенности
- $K_{вс}$  – коэффициент водоудерживающей способности
- $K_{выт}$  – коэффициент вытеснения нефти водой
- КИС – керноотборный изолирующий снаряд
- $K_n$  – коэффициент начальной нефтенасыщенности коллекторов
- $K_{нт}$  – коэффициент нефтегазонасыщенности
- $K_{но}$  – коэффициент остаточной нефтенасыщенности
- $K_{ов}$  – коэффициента остаточной водонасыщенности
- КОС – керноотборный снаряд
- $K_p$  – коэффициент открытой пористости
- $K_{p\ дз}$  – коэффициент открытой пористости до заморозки
- $K_{p\ гл}$  – коэффициент пористости глин
- $K_{p\ исх}$  – коэффициент пористости породы с учетом изменения объемов образцов (исходная)
- $K_{p\ пз}$  – коэффициент открытой пористости после процедуры заморозки-оттаивания
- $K_{пр}$  – коэффициент абсолютной газопроницаемости
- $K_{прв}$  – фазовая проницаемость по воде
- $K_{прн}$  – фазовая проницаемость по нефти
- $K_{пр.эф}$  – эффективная газопроницаемость
- $K_{п\ в}$  – коэффициент открытой пористости способом жидкостенасыщения (пластовая вода), «по воде»
- $K_{п\ гел}$  – коэффициент открытой пористости газовольметрическим способом, «по гелию»
- $K_{п\ кер}$  – коэффициент открытой пористости способом жидкостенасыщения (керосин), «по керосину»
- $K_{п\ гр}$  – граничное значение открытой пористости
- $K_{пч}$  – коэффициент пористости чистых песчаников
- ККД – кривые капиллярного давления
- КТС – критерий тесноты связи
- ЛУ – лицензионный участок
- М – содержание монтмориллонита в составе глинистого цемента, в %

НГК – нефтегазоносный комплекс  
 НГО – нефтегазоносная область  
 НГР – нефтегазоносный район  
 НК – нейтронный каротаж  
 ОСТ – отраслевой стандарт  
 ОФП – относительные фазовые проницаемости  
 ПЖ – промывочная жидкость  
 ПС – каротаж потенциалов самопроизвольной поляризации  
 РВО – раствор на водной основе  
 РД – руководящий документ  
 РНО – раствор на нефтяной основе  
 РСА – рентгено-структурный анализ  
 РУО – раствор на углеводородной основе  
 РЭМ – растровый электронный микроскоп  
 Скв. – скважина  
 ТБУ – термобарические условия  
 УВ – углеводороды  
 УРД – углисто-растительный детрит  
 УФ – ультрафиолетовое излучение (свет)  
 УЭС – удельные электрические сопротивления  
 ФЕС – фильтрационно-емкостные свойства  
 ХМАО – Ханты-Мансийский автономный округ  
 ЯМР – ядерно-магнитный релаксометр  
 ЯМК – ядерно-магнитный каротаж  
 ЯНАО – Ямало-Ненецкий автономный округ  
 $a$  – константа для изучаемого объекта  
 $C$  – массовая доля песчаников ( $C_{\text{песч}}$ ), алевролитов ( $C_{\text{алевр}}$ ), глин ( $C_{\text{гл}}$ )  
 $C_{\text{карб}}$  – массовая доля карбонатного материала  
 $C_{\text{в}}$  – минерализация законтурной (подвижной) воды  
 $C_{\text{во}}$  – минерализация внутриконтурной (остаточной) воды  
 $f_{\text{в}}$  – функция обводненности  
 $R_0$  – параметр относительного сопротивления  
 $R_{\text{н}}$  – параметр насыщения  
 $R_{\text{п}}$  – параметр пористости  
 $P$  – давление  
 $P_{\text{обж}}$  – давление обжима  
 $P_{\text{к}}$  – капиллярное давление  
 $m$  – показатель цементации  
 $Q_1, Q_3$  – первый и третий квартиль  
 $R^2$  – коэффициент корреляции  
 $R$  – электрическое сопротивление

$S_o$  – коэффициент сортировки

$V_{\text{сух.}}$  – объем сухого образца

$V_{\text{исх.}}$  – объем исходного образца

$V_{\text{тв.ф}}$  – объем твердой фазы

$V_v$  – объем водонасыщенного образца

$V_{\text{обр}}$  – объем образца

$W_{\text{ов}}$  – объемная остаточная водонасыщенность

$W_v$  – объемная водонасыщенность

$B_{\text{ост}}$  – остаточная дисперсия

$B_{\text{функции}}$  – дисперсия функции

$B$  – среднеквадратическое отклонение

$\delta_{\text{п}}$  – объемная плотность породы

$\delta_{\text{тв.ф}}$  – плотность твердой минеральной составляющей (фазы)

$\delta_{\text{п с}}$  – плотность сухой породы

$\delta_{\text{п в}}$  – плотность породы насыщенной

$\delta_{\text{фл}}$  – плотность флюида

$\delta_v$  – плотность воды

$\delta_n$  – плотность нефти

$r_v$  – удельное электрическое сопротивление пластовой воды

**СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ***Опубликованные издания*

1. Абрамсон, М. Г. Методическое руководство по бурению с отбором керн нефтяных и газовых скважин РД 39-2-399-80 / М. Г. Абрамсон, Л. Д. Баландина, И. И. Барабашкин и др. – Москва, 1982. – С. 115.
2. Авчан, Г. М. Влияние пластового давления на физические свойства песчаников. / Г. М. Авчан и др. // сборник «Разведочная геофизика», вып. 55. – М.: изд-во «Недра», 1969.
3. Авчан, Г. М. Временное методическое руководство по приведению физических и коллекторских свойств осадочных пород, определенных в лабораторных условиях на образцах, к пластовым термодинамическим условиям. / Г. М. Авчан, В. М. Добрынин, В. Н. Куликов. – М.: ВНИИГеофизика, 1980.
4. Агалаков, С. Е. Исследование нетрадиционных резервуаров в верхнемеловых отложениях Севера Западной Сибири. / С. Е. Агалаков, Г. Л. Розбаева // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2016 г. – №6. – С. 35–39.
5. Альбом палеток и номограмм для интерпретации промыслово-геофизических данных. – М: Недра, 1984.
6. Амикс, Дж. Физика нефтяного пласта / Дж. Амикс, Д. Басс, Р. Уайтинг. – М: Гостоптехиздат, 1962. – 572 с.
7. Амиров, С. К. Методические особенности лабораторного исследования слабосцементированных пород / С. К. Амиров // Геология, разработка, бурение, добыча нефти и газа, экология, обучение и повышение квалификации: сборник трудов вып. 1. – Актау, 2014. – С. 153–157.
8. Ахияров, В. Х. Разработка методики применения данных каротажа для выделения нефтегазонасыщенных отложений в полимиктовом разрезе (на примере месторождений Западной Сибири): дис. ... канд. геол. - мин. наук: 04.00.12 / Ахияров Влер Хатипович. – Москва, 1979. – 136 с.
9. Баренблатт, Г. И. Об упругопластическом режиме фильтрации. / Г. И. Баренблатт, А. П. Крылов // Изв. АН СССР, ОТН, № 2, 1955.
10. Берман, Л. Б. Влияние температуры на относительное сопротивление горных пород. / Л. Б. Берман, В. С. Нейман // сборник «Разведочная геофизика» вып. 14. – М: изд-во «Недра», 1966.
11. Бетехтин, А. Г. Курс минералогии / А. Г. Бетехтин. – М.: Геологическая литература, 1951. – 543 с.
12. Билибин, С. И. Особенности современного подхода к подсчету геологических запасов месторождений нефти и газа на основе трехмерных моделей / С. И. Билибин, Т. Ф. Дьяконова, Е. В. Гаврилова, Т. Г. Исакова, С. Б. Истомин, Е. А. Юканова // Нефтяное хозяйство. – 2006 г. – № 10. – С. 32–37.
13. Бриндзинский, А. М. Методические указания по оптимизации условий отбора керн и количества учитываемых образцов / А. М. Бриндзинский, Э. Р. Балаянц, Т. С. Джимбина и др. – М.: ВНИГНИ, 1983. – 24 с.
14. Бурлаков, И. А. Влияние температуры и общего давления на газопроницаемость горных пород. / И. А. Бурлаков, Н. С. Гудок // сборник «Газовое дело», №4. – М: ЦНИИТЭНефтегаз, 1965.

15. Буров, В. В. Способ ориентировки керна в пространстве: пат. 606151 СССР: УДК 550.834 (088.8) / Б. В. Буров, Ю. П. Балабанов, П. Г. Ясонов и др.; заявитель и патентообладатель Казанский ордена Трудового Красного Знамени Государственный университет им. В. И. Ульянова-Ленина. – № 2337385/25; заявл. 22.03.1976; опубл. 05.05.1978, Бюл. № 17. – 3 с.
16. Вахрушева, И. А. Новые подходы к изучению керна нефтематеринских пород. Отбор керна и ГТИ. / И. А. Вахрушева, Я. И. Гильманов // Технологии отбора и комплексные исследования керна баженовской и абалакской свит Западной Сибири: мат-лы конференции – Ханты-Мансийск, НАЦРН им. В.И. Шпилемана, 2015.
17. Верховский, А. М. Экспериментальное обоснование метода моделирования физических свойств слабосцементированных пород-коллекторов Западной Сибири. – Прикладная геофизика. – 1983. – Вып. 107. – С. 77–86.
18. Верховский, А. М. Методика и результаты комплексных петрофизических исследований слабосцементированных пород-коллекторов (на примере Западной Сибири): дис. ... канд. техн. наук: 04.00.12 / Верховский Александр Михайлович. – Тюмень, 1986. – 214 с.
19. Галкин, С. В. Применение метода рентгеновской томографии при петрофизических исследованиях керна нефтяных и газовых месторождений / С. В. Галкин, А. А. Ефимов, С. Н. Кривошеков, Я. В. Савицкий, С. С. Черепанов // Геология и геофизика, 2015, т. 56, № 5. – С. 995–1007.
20. Гальченко, А. И. Деформационная модель формирования давлений в порых осадочных пород / А. И. Гальченко // Эффективность геофизических исследований при разведке нефтяных и газовых месторождений Тюменской области: сборник трудов. – Тюмень, 1988. – С. 72–78.
21. Гильманов, Я. И. Опыт ООО "ТННЦ" по исследованию неконсолидированного и слабоконсолидированного керна / Я. И. Гильманов, Е. Н. Саломатин, И. А. Вахрушева // Каротажник. – 2019. – № 6 (300). – С. 14–22.
22. Гиматудинов, Ш. К. Физика нефтяного пласта / Ш. К. Гиматудинов. – М., Гостоптехиздат, 1963.
23. Глумов, И. Ф. Изменение удельного электрического сопротивления водонасыщенных пород под влиянием горного и пластового давлений / И. Ф. Глумов, В. М. Добрынин // сборник «Прикладная геофизика», вып. 33. – М: Гостоптехиздат, 1962.
24. Голецкая, В. И. Влияние минерализации насыщающего раствора на электрические параметры пород месторождений Среднего Приобья / В. И. Голецкая, Н. Н. Волкова, Г. Н. Шаравьева // Нефтяное хозяйство. – 2001. – №9. – С. 30–32.
25. Головацкая, И. В. Определение емкостных свойств и литологии пород в разрезах нефтегазовых скважин по данным радиоактивного и акустического каротажа / И. В. Головацкая, Ю. А. Гулин, Ф. Х. Еникеева и др. – Калинин: ВНИГИК, 1984. – 111 с.
26. Гольдштейн, М. Н. Механические свойства грунтов. / М. Н. Гольдштейн. – М.: Стройиздат, 1971. – 365 с.
27. ГОСТ 21949–76 Устройства керноприемные. Типы и основные размеры. – М.: Изд-во стандартов, 1976.
28. ГОСТ 26450.0–85 Горные породы. Общие требования к отбору и подготовке проб для определения коллекторских свойств [сборник]. – Введ. 1986–07–01. – М.: Изд-во стандартов, 1985. – С. 1–4.

29. ГОСТ 26450.1–85. Горные породы. Методы определения коэффициента открытой пористости жидкостенасыщением [сборник]. – Введ. 1986–07–01. – М.: Изд-во стандартов, 1985. – С. 5–12.
30. ГОСТ 26450.2–85. Горные породы. Метод определения коэффициента абсолютной газопроницаемости при стационарной и нестационарной фильтрации [сборник]. – Введ. 1986–07–01. – М.: Изд-во стандартов, 1985. – С. 13–28.
31. ГОСТ 25494–82 Методы определения удельного электрического сопротивления. – М.: Изд-во стандартов, 1983.
32. ГОСТ 6613–86 Сетки проволочные тканые с квадратными ячейками. – М.: Изд-во стандартов, 1986.
33. ГОСТ Р 50544–93 Породы горные. Термины и определения. – Введ. 1994–07–01. – М.: Изд-во стандартов, 1993. – С. 4.
34. Гудок, Н. С. Определение физических свойств нефтеводосодержащих пород Учебное пособие РГУ нефти и газа имени И. М. Губкина / Н. С. Гудок, Н. Н. Богданович, В. Г. Мартынов. – М.: Недра, 2007. – 592 с.
35. Дахкильгов, Т. Д. К вопросу влияния горного и пластового давлений на физические свойства горных пород / Т. Д. Дахкильгов // Изв. вузов, серия «Нефть и газ». – 1964. – № 5.
36. Дахнов, В. Н. Геофизические методы изучения нефтегазоносных коллекторов / В. Н. Дахнов, Л. П. Долина. – М.: Гостоптехиздат, 1959.
37. Дахнов, В. Н. Определение коэффициентов пористости, нефтенасыщения и проницаемости глинистых гранулярных коллекторов при подсчетах запасов нефти и газа / В. Н. Дахнов // «Геология нефти и газа». – 1968. – № 11.
38. Дерягин, Б. В. Вода в дисперсных системах / Б. В. Дерягин, Н. В. Чураев, Ф. Д. Овчаренко. – М.: «Химия», 1989. – 287 с.
39. Добрынин, В. М. Влияние горного и пластового давлений на пьезопроводность песчаных пластов / В. М. Добрынин // «Нефтяное хозяйство». – 1963. – № 8.
40. Добрынин, В. М. Влияние всестороннего давления на изменение коэффициента проницаемости горных пород / В. М. Добрынин // Тр. МИНХиГП, вып. 50. – М.: Изд-во «Недра», 1964.
41. Добрынин, В. М. Влияние давления на коллекторские свойства песчаников / В. М. Добрынин // «Геология нефти». – 1963. – № 1.
42. Добрынин, В. М. Деформации и изменения физических свойств коллекторов нефти и газа / В. М. Добрынин. – М.: изд-во «Недра», 1970. – 239 с.
43. Добрынин, В. М. Изменение коэффициента упругоёмкости песчаных пластов в зависимости от горного и пластового давлений / В. М. Добрынин // «Нефтяное хозяйство». – 1963. – № 2.
44. Добрынин, В. М. Изменение физических свойств песчаников под действием всестороннего давления / В. М. Добрынин // Тр. МИНХи ГП, вып. 41. – М.: Гостоптехиздат, 1963.
45. Добрынин, В. М. Определение упругих свойств коллекторов нефти применительно к условиям разработки месторождений / В. М. Добрынин // «Нефтяное хозяйство». – 1968. – № 3.
46. Добрынин, В. М. Определение проницаемости нефтенасыщенных песчаных коллекторов по электрическому сопротивлению / В. М. Добрынин, С. А. Султанов // Техн. бюлл. "Татарская

- нефть", Альметьевск. – 1958. – № 4.
47. Добрынин, В. М. Петрофизика: Учеб. для вузов / В. М. Добрынин, Б. Ю. Вендельштейн, Д. А. Кожевников. – М.: Недра, 1991. – 368 с.
  48. Добрынин, В. М. Подсчет начальных запасов нефти при водонапорном режиме с использованием упругих характеристик пласта / В.М. Добрынин // «Геология нефти и газа». – 1964. – № 1.
  49. Добрынин, В. М. Максимальная первичная пористость песчаников на больших глубинах / В. М. Добрынин // "Геология нефти и газа". – 1968. – №9.
  50. Дорогиницкая, Л. М. Актуальные вопросы петрофизики сложнопостроенных коллекторов / Л. М. Дорогиницкая, Б. Н. Еникеев, В. А. Ефимов и др. под ред. И. Г. Шнурмана. – Краснодар: «Просвещение –Юг», 2010. – 306 с.
  51. Дорогиницкая, Л. М. Количественная оценка добывных характеристик коллекторов нефти и газа по петрофизическим данным и материалам ГИС / Л. М. Дорогиницкая, Т. Н. Дергачева, А. Р. Анашин [и др.]. – Томск: STT, 2007. – 278 с.
  52. Еникеев, Б. Н. Петрофизика сложных коллекторов: проблемы и перспективы 2014. Сборник статей / Сост. Б. Н. Еникеев. – М.: ООО «ЕАГЕ Геомодель», 2014. – 366 с.
  53. Ермилов, О. М. Особенности геологического строения и разработки уникальных залежей газа крайнего севера Западной Сибири / О. М. Ермилов, Ю. Н. Карогодин, А. Э. Конторович, Ю. Г. Тер-Саакян, С. Е. Агалаков и др. // Новосибирск: изд-во СО РАН. – 2004. – 139 с.
  54. Ершов, Э. Д. Основы геокриологии. / Под ред. Э. Д. Ершова. — М.: Изд-во МГУ, 1996. — 399 с.
  55. Ершов, Э. Д. Физико-химия и механика мерзлых пород / Э. Д. Ершов. — М.: Изд-во МГУ, 1986. — 336 с.
  56. Ефимов, В. А. Обоснование коэффициента нефтенасыщенности на основе изучения керн и данных геофизических исследований скважин / В. А. Ефимов, А. В. Мальшаков, Е. А. Романов, М. А. Мордвинцев, О. В. Рогожнев // Нефтяное хозяйство. – 2005. – № 5. – С. 41–43.
  57. Желтов, Ю. П. Деформация горных пород / Ю. П. Желтов. М., изд-во «Недра», 1966.
  58. Желтов, Ю. П. Разработка нефтяных месторождений. — 2-е изд., перераб. и доп. / Ю. П. Желтов. — М.: Недра, 1998. — 365 с.
  59. Загоровский, А. А. Опыт ТННЦ по проведению фильтрационных экспериментов в системе нефть-газ на стенде НРНТ RPRig Gamma-ray / А. А. Загоровский, А. С. Комисаренко, М. Ю. Шашков // ЕАГО, «ГеоКрым-2015: Проблемы нефтегазовой геологии и геофизики» мат-лы конференции. – 2015.
  60. Закревский, К. Е. Геологическое 3D моделирование / К. Е. Закревский. – М.: ООО «ИПЦ “Маска”», 2009. – 376 с.
  61. Зарай, Е. А. Оценка влияния неопределенностей на прогноз коэффициента пористости при петрофизическом моделировании / Е. А. Зарай, Ю. А. Жижимонтова, И. Н. Жижимонтов, Я. И. Гильманов // Каротажник. – 2021. – № 8 (314). – С. 143–156.
  62. Злочевская, Р. М. Особенности строения, состава и физико-химических свойств моноионных образцов каолиновой и монтмориллонитовой глин / Связанная вода в дисперсных системах. – М.: Изд-во МГУ, 1972. Вып.2. – С. 5–25.
  63. Злочевская, Р. М. Связанная вода в глинистых грунтах / Р. М. Злочевская. – М.: изд-во МГУ,

1969. – 175 с.
64. Зосимов Ф. Н. Диффузионный слой и минерализация пластовых вод. / Ф. Н. Зосимов. – Тюмень, 1995. – 192 с.
  65. Зосимов, Ф. Н. Интерпретация данных геофизических исследований скважин в Западной Сибири / Под ред. Ф. Н. Зосимова, В. В. Хабарова. // Повышение достоверности петрофизических определений емкостных свойств глинистых пород. — Тюмень, 1992.
  66. Зосимов, Ф. Н. Эффективность геофизических исследований при разведке нефтяных и газовых месторождений Тюменской области / Под ред. Ф. Н. Зосимова, В. В. Ждановича. — Тюмень, 1988.
  67. Зубков, М. Ю. Закономерности изменения фильтрационно-емкостных свойств и структуры порового пространства образцов в результате воздействия на них эффективного давления при моделировании пластовых условий / М. Ю. Зубков, В. В. Колпаков, Р. В. Коваленко, Я. А. Пормейстер // пути реализации нефтегазового и рудного потенциала ханты-Мансийского автономного округа – Юргы. Десятая научная конференция Том 1. Ханты-мансийск Издат дом «ИздатНаукаСервис, 2007. С. – 391–405.
  68. Зубков, М. Ю. Моделирование процессов уплотнения идеального и неидеального гранулярных коллекторов / М. Ю. Зубков, А. А. Ишков // «Горные ведомости». – 2016. – №1–2 (138-144).
  69. Зубков, М. Ю. Остаточная водонасыщенность и капиллярное давление в углеводородной залежи / М. Ю. Зубков, В. В. Колпаков // «Горные ведомости». – 2010. – №7 (74).
  70. Иванов, М. К. Петрофизические методы исследования кернового материала. Учебное пособие в 2 книгах / М. К. Иванов, Г. А. Калмыков, В. С. Белохин и др. / Лабораторные методы петрофизических исследований кернового материала. – М.: МГУ, 2008.
  71. Ирбэ, Н. А. Закономерности изменения фильтрационно-емкостных свойств осадочных пород в типовых разрезах ЗСР/ альбом ЗапСибНИИГеофизика. – Тюмень, 1886.
  72. Исаков, Г. В. О деформациях нефтяных коллекторов / Г. В. Исаков // «Нефтяное хозяйство». – 1963. – №2.
  73. Казак, А. В. Рентгеновская микротомография как инструмент для петрофизических исследований пород-коллекторов / А. В. Казак, И. В. Якимчук, Н. Н. Богданович, И.А. Варфоломеев. – М.: ООО «ЕАГЕ Геомодель», 2014. – С. 99–133.
  74. Калинин, А. Г. Технология бурения разведочных скважин на нефть и газ / А. Г. Калинин, А. З. Левицкий, Б. А. Никитин // Учеб. для вузов. – М.: Недра, 1998.
  75. Калинин, М. К. Методика исследования коллекторских свойств кернов: научное издание / М. К. Калинин. – М.: Гостоптехиздат, 1963. – 224 с.
  76. Карымова, Я. О. Литолого-минералогические и промыслово-геологические критерии выделения продуктивных зон в сенонских отложениях / Я. О. Карымова, А. А. Дорошенко, В. В. Крекнин, В. В. Огибенин, Д. Б. Родивилов и др. // Газовая промышленность. – 2018. – № 8. – С. 34–41.
  77. Каталог интерпретационных решений - Москва: компания Шлюмберже, 2017 [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.slb.ru>.
  78. Кац, А. М. Теория упругости / А. М. Кац. – М.: Гостоптехиздат, 1956.
  79. Кобранова, В. Н. Определение физических свойств горных пород Учебное пособие / В. Н.

- Кобранова, Н. Д. Лепарская. – М.: Гостоптехиздат, 1957. – 160 с.
80. Кобранова, В. Н. Физические свойства горных пород / В. Н. Кобранова. – М.: Гостоптехиздат, 1962.
81. Кожевников, Д. А. Изучение коллекторов нефти и газа по результатам адаптивной интерпретации геофизических исследований скважин. / Д. А. Кожевников, К. В. Коваленко. – М.: РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2011. – 219 с.
82. Кожевников, Д. А. Прогноз фазовых проницаемостей коллекторов по данным ГИС для построения цифровых моделей залежей / Д. А. Кожевников, К. В. Коваленко, И.С. Дешененков // Бурение и нефть. – 2011. – № 10. – С. 12–14.
83. Коваленко, К. В. Определение проницаемости по данным геофизических исследований скважин на основе петрофизического инварианта / К. В. Коваленко, Н. Е. Лазуткина, О. М. Пономаренко, Л. Ф. Зарипова // Актуальные проблемы нефти и газа. – 2022. – № 2 (37). – С. 17–26.
84. Коваленко, К. В. Система петрофизического обеспечения моделирования залежей нефти и газа на основе эффективной пористости гранулярных коллекторов: дис. ... д-р геол.-минерал. наук: 25.00.10 / Коваленко Казимир Викторович. – Москва, 2015. – 358 с.
85. Котяхов, Ф. И. Об определении коэффициента водонасыщенности и нефтеотдачи пород по результатам анализа кернов / Ф. И. Котяхов, Ю. С. Мельникова, Г. Ф. Требин, А. В. Казакова // «Нефтяное хозяйство». – 1956. – № 6.
86. Котяхов, Ф. И. Основы физики нефтяного пласт / Ф. И. Котяхов. – М.: Гостоптехиздат, 1956.
87. Котяхов, Ф. И. Физика нефтяных и газовых коллекторов / Ф.И. Котяхов. – М.: Недра, 1977. – 288 с.
88. Кувагин, Х. Г. Порядок отбора, привязки, хранения, движения и комплексного исследования керна, и грунтов нефтегазовых скважин РД 39–0147716–505–85 / Х. Г. Кувагин, С. И. Дембицкий, О. И. Ильясов и др. – М.: ВНИИНГ, 1986.
89. Кузнецов, А. М. Методическое руководство «Лабораторное определение относительных фазовых проницаемостей и коэффициента вытеснения нефти водой» / А. М. Кузнецов – Москва: ООО «НТЦ Амплитуда», 2011.
90. Кулапова, М. В. Методика геолого-геофизического моделирования залежи, сложенной слабосцементированными коллекторами, по данным ГИС и сейсморазведки: дис. ... канд. геол. - мин. наук: 25.00.10 / Кулапова Мария Вячеславовна. – Москва, 2010.
91. Курбанов, Я. М. Методическое руководство по отбору и анализу изолированного керна / Я. М. Курбанов, Б. Ю. Хайруллин, В. Г. Мамяшев, В. В. Федорцов. – Тюмень: ЗАО «НПП «СибБурМаш», ООО «НПЦ «Тюменьгеофизика», ЗАО «Сибкор», 2001. – 34 с.
92. Кусаков, М. М. Влияние внешнего давления на фильтрационные свойства нефтесодержащих пород / М. М. Кусаков, Н. С. Гудок // «Нефтяное хозяйство». – 1958. – № 6.
93. Латышова, М. Г. Практическое руководство по интерпретации данных ГИС / М. Г. Латышова, В. Г. Мартынов, Т. Ф. Соколова. – М.: Недра, 2007. – 325 с.
94. Лебзин, Д. Е. Современные технологии отбора и анализа керна / Д. Е. Лебзин, В. Г. Топорков // Каротажник. – 2008. – № 12 (177). – С. 137–162.
95. Леонтьев, Е. И. Изучение коллекторов нефти и газа месторождений Западной Сибири геофизическими методами / Е. И. Леонтьев, Л. М. Дорогиничкая, Г. С. Кузнецов и др. – М.:

- Недра, 1974. – 238 с.
96. Мамяшев, В. Г. Петрофизические модели пород осадочного чехла Западно-Сибирской равнины. / В. Г. Мамяшев // Обоснование параметров подсчета запасов нефти и газа в отложениях Западной Сибири: материалы совещания-семинара – Тюмень, 2014.
  97. Мамяшев, В. Г. Способ определения электрического удельного сопротивления вод нефтегазосодержащих пластов / В. Г. Мамяшев, Ф. Н. Зосимов, В. С. Кудрявцев, Н. А. Пих // авторское свидетельство, 1984. SU 1249606 А1.
  98. Маринов, В. А. Строение комплекса верхнемеловых отложений Западной Сибири / В. А. Маринов, С. Е. Агалаков, Т. В. Глухов, А. И. Кудаманов, М. Ю. Новосёлова // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2021. – № 5. – С. 51–68.
  99. Марморштейн, Л. М. Изучение влияния состава цементирующего вещества и пористости на изменение электропроводности осадочных горных пород под давлением / Л.М. Марморштейн и др. // Сборник «Физические методы исследования осадочных горных пород и минералов». – М.: Изд. АН СССР, 1962.
  100. Милло, Ж. Геология глин (выветривание, седиментология, геохимия) / Жорж Милло под ред. А. Г. Коссовской. – Ленинград: «Недра», 1968. – 359 с.
  101. Михайлов, Н. Н. Остаточное нефтенасыщение разрабатываемых пластов / Н.Н. Михайлов // – М.: Недра, 1992. – 270 с.
  102. Москаленко, Н. Ю. Влияние содержания монтмориллонита в составе глинистого цемента сеноманских отложений на прогноз обводненности продукции / Н. Ю. Москаленко, П. А. Боронин // Каротажник. – 2018. – № 6. – С. 16–27.
  103. Москаленко, Н. Ю. Использование относительных фазовых проницаемостей для определения критических водонасыщенностей и темпа обводнения пласта на примере месторождений ООО «Газпром нефть» / Н. Ю. Москаленко, Н. В. Гильманова, С. В. Самороков, А. Г. Орлов // Нефтяное хозяйство. – 2011. – № 2. – С. 38–40.
  104. Москаленко, Н. Ю. Обоснование способов ремасштабирования ОФП с учетом состава цемента пород сеноманских отложений для целей гидродинамического моделирования / Н. Ю. Москаленко, Г. А. Смоляков, А. В. Сивкова // Горные ведомости. – 2018. – №4. – С. 56–60.
  105. Москаленко, Н. Ю. Проблемы технологий подготовки и исследований слабосцементированного ядра сеноманских отложений / Н. Ю. Москаленко, В. Г. Мамяшев // Современные технологии нефтегазовой геофизики: ТИУ. – 2018. – С. 93–111.
  106. Мухин, Ю. В. Процессы уплотнения глинистых осадков / Ю. В. Мухин. – М.: изд-во «Недра», 1965.
  107. Надеев, А. Н. Изучение изменений в структуре слабосцементированных горных пород методом рентгеновской микротомографии / А. Н. Надеев, А. В. Казак, И. А. Варфоломеев [и др.]. – Нефть. Газ. Новации. – 2013. – № 4 (171). – С. 23.
  108. Нежданов, А. А. Строение и перспективы газоносности сеноманских отложений севера Западной Сибири / А. А. Нежданов, В. В. Огибенин, С. А. Скрылев // Газовая промышленность, спецвыпуск «нетрадиционные ресурсы газа». – 2012. – № 676. – С. 32–37.
  109. Озерская, М. Л. Физические свойства осадочного покрова территории СССР / М. Л. Озерская, Н. В. Подоба. – М.: изд-во «Недра», 1967.

110. Орнатский, Н. В. Механика грунтов / Н. В. Орнатский. – М.: Изд. МГУ, 1962.
111. ОСТ 39–181–85 Нефть. Метод лабораторного определения пористости углеводородосодержащих пород. Введ. 1986–01–01. – М.: Миннефтепром, 1985. – 23 с.
112. ОСТ 39–195–86 Нефть. Метод определения коэффициента вытеснения нефти водой в лабораторных условиях. – Взамен ОСТ 39-070-86; введ. 1987–01–01. – М.: Миннефтепром, 1986. – 19 с.
113. ОСТ 39–204–86 Нефть. Метод лабораторного определения остаточной водонасыщенности коллекторов нефти и газа по зависимостям насыщенности от капиллярного давления. Введ. 1987–01–01. – М.: Миннефтепром, 1986. – 23 с.
114. ОСТ 39–235–89 Нефть. Метод определения фазовых проницаемостей в лабораторных условиях при совместной стационарной фильтрации. – Введ. 1989–07–01. М.: Миннефтепром, 1989. – 35 с.
115. Павлова, Н. Н. Экспериментальные исследования механических свойств горных пород при динамическом вдавливании / Н. Н. Павлова и др. // Сборник «Вопросы деформации и разрушения горных пород». – М.: ГОСИНТИ, 1961.
116. Павлов, В. А. Оценка влияния геомеханических эффектов на изменение фильтрационно-емкостных свойств в условиях слабосцементированного коллектора / В. А. Павлов, К. Г. Лапин, А. С. Гавришь, Н. Н. Иванцов, Е. Р. Волгин, К. В. Торопов // Территория нефтегаз. – 2019. – № 10. – С. 46–52.
117. Паникоровский, Е. В. Вскрытие сложнопостроенных коллекторов / Е. В. Паникоровский, В. В. Паникаровский. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2012. – 126 с.
118. Пережогин, А. С. Перспективы нефтегазоносности сенонских отложений севера Западной Сибири : дис. ... канд. г.-м. наук: 25.00.12 / А. С. Пережогин. – Тюмень, 2017. – 196 с.
119. Петерсилье, В. И. Методические рекомендации по подсчёту геологических запасов нефти и газа объёмным методом / В. И. Петерсилье, В. И. Пороскун, Г. Г. Яценко. Москва – Тверь: ВНИГНИ, НПЦ «Тверьгеофизика», 2003. – 261 с.
120. Петрунин, Г. И. Теплофизические свойства вещества земли (в 2-х книгах) Учебное пособие МГУ им. М. В. Ломоносова / Г. И. Петрунин, В. Г. Попов. – М.: Физический факультет МГУ, 2011. – 68 с.
121. Пирсон, С. Дж. Учение о нефтяном пласте / С. Дж. Пирсон. – М.: Гостопттехиздат, 1961. – 570 с.
122. Поляков, Е. А. Пертофизическая установка капиллярного вытеснения для определения остаточного водонасыщения нефтяных коллекторов / Е. А. Поляков, Д. Е. Поляков // Известия вузов. Геология и разведка. – 2011. – № 5. – С. 100–102.
123. Попов, С. Н. Влияние механохимических эффектов на фильтрационно-емкостные и физико-механические свойства пород-коллекторов / С. Н. Попов // Разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2015. – № 8. – С. 49–60.
124. Прошляков, Б. К. Зависимость коллекторских свойств от глубины залегания и литологического состава пород / Б. К. Прошляков // Геология нефти и газа. – 1960. – № 12. С. 24–29.
125. Родивилов, Д. Б. Оценка газонасыщенности нетрадиционных коллекторов сенонских отложений севера Западной Сибири / Д. Б. Родивилов, П. Н. Кокарев, В. Г. Мамяшев // НТВ

- «Каротажник». – 2018. – № 9 (291). – С. 18–25.
126. Рудаковская С. Ю. Разработка технологии петрофизического обеспечения интерпретации ГИС в разрезах, представленных слабосцементированными и неконсолированными терригенными отложениями: дис. ... канд. техн. наук: 04.00.12 / Рудаковская Светлана Юрьевна. – Тверь, 1999. – 144 с.
127. Рудаковская, С. Ю. Изучение свойств неконсолированного керна методом ЯМР в условиях, моделирующих пластовые / С. Ю. Рудаковская, В. Г. Топорков // Нефть. Газ. Новации. – 2014. – № 1 (180). – С. 52–56.
128. Руппeneйт, К. В. Введение в механику горных пород / К. В. Руппeneйт, Ю. М. Либерман. – М.: Госгортехиздат, 1960.
129. Рухин, Л. Б. Основы литологии / Л. Б. Рухин. – М.: Госгoptехиздат, 1961. – 781 с.
130. Ручкин, А. В. Изучение коллекторов по керну, отобранному при бурении на растворах с нефтяной основой / А. В. Ручкин, Л. И. Орлов, В. Г. Топорков, В. Г. Фоменко // Геология нефти и газа. – 1981. – № 11.
131. Саусвелл, Р. В. Введение в теорию упругости / Р. В. Саусвелл. – М.: ИЛ, 1948.
132. Семенов, А. С. Влияние структуры на удельное сопротивление агрегатов / А. С. Семенов // Сборник трудов ВНИИГеофизики, №12. – М.: Госгеолиздат, 1948.
133. Сергеев, Е. М. Грунтоведение / Е. М. Сергеев. — М.: Изд-во МГУ, 1959. — 335 с.
134. Стаховская, З. И. Изменение упругих параметров горных пород в зависимости от трехосного напряженного состояния / З. И. Стаховская // Тр. Института физики Земли им. О. Ю. Шмидта, вып. 37 (204). – М.: Изд-во «Наука», 1966.
135. СТП 50–28–200. Породы горные. Методы измерения плотности сухой и насыщенной породы, минеральной плотности, открытой и общей пористости. ООО «НПЦ «Тюменьгеофизика», 2002. – С. 17.
136. Стетюха, Е. И. Уравнение корреляционных связей между физическими свойствами горных пород и глубиной их залегания / Е. И. Стетюха. – М.: Изд-во «Недра», 1964.
137. Таужнянский, Г. В. Способ учета влияния термобарических условий при определении нефтенасыщенности однородных терригенных коллекторов // Геология нефти и газа. – 1986. – № 4. – С. 28–30.
138. Таужнянский, Г. В. Обоснование коэффициента нефтенасыщенности коллекторов месторождений Среднего Приобья / Г. В. Таужнянский, Л. Г. Петросян, В. И. Петерсилье // Геология нефти и газа. – № 11 (87), С. 46–50.
139. Тиаб, Д. Петрофизика: теория и практика изучения коллекторских свойств горных пород и движения пластовых флюидов / Джеббар Тиаб, Эрл Ч. Доналдсон под ред. В. И. Петерсилье – М.: ООО «Премиум Инжиниринг», 2009. – 838с.
140. Топорков, В. Г. Изменение водонасыщенности керна в процессе подъема его на поверхность с забоя скважины: Использование материалов геофизических исследований скважин при комплексной интерпретации и подсчете запасов нефти и газа. / В. Г. Топорков, В. И. Петерсилье // Сб. научных трудов. – М.: Недра, 1986. – С. 97–100.
141. Топорков, В. Г. Применение метода ЯМР при оценке петрофизических характеристик пород коллекторов нефти и газа» / В. Г. Топорков, С. Ю. Рудаковская // Нефть. Газ. Новации. – 2013. – № 4 (171). – С. 12–22.

142. Федорцов, В. В. Изолированный керн: преимущества, недостатки, лабораторные методы исследования и дальнейшее развитие. / В. В. Федорцов, Я. И. Гильманов, А. М. Фадеев // SPE «Petrophysics XXI»: мат-лы техн. конф. – Тюмень, 2014.
143. Хабаков, А. В. Атлас текстур и структур осадочных горных пород. Часть 1 Обломочные и глинистые породы / под руковод. М. Ф. Викуловой, А. В. Хабакова. – М.: ВСЕГЕИ, 1962. – 574 с.
144. Хайруллин, Б. Ю. Роль специальных технологий отбора керна в повышении достоверности петрофизического обоснования подсчетных параметров. / Б. Ю. Хайруллин, В. Г. Мамяшев, В. В. Федорцов / Обоснование параметров подсчета запасов нефти и газа в отложениях Западной Сибири: мат-лы совещания-семинара – Тюмень, 2014.
145. Хайруллин, Б. Ю. Бурголовка к керноотборному снаряду для отбора изолированного керна: пат. RU 2629179 / Б. Ю. Хайруллин, О. Л. Витязев, А. В. Секисов, В. Г. Мамяшев, И. Ф. Ашманов; заявитель и патентообладатель общество с ограниченной ответственностью «Научно-производственное предприятие «СибБурМаш». 17.06.2016 г.
146. Ханин, А. А. Основы учения о породах-коллекторах нефти и газа / А. А. Ханин. – М.: Изд-во «Недра», 1965.
147. Ханин, А. А. Остаточная вода в коллекторах нефти и газа / А. А. Ханин. – М.: Гостоптехиздат, 1963.
148. Ханин, А. А. Петрофизика нефтяных и газовых пластов / А. А. Ханин. – М.: «Недра», 1976. – 295 с.
149. Хафизов, Ф. З. Нефть и газ Тюмени. / Ф. З. Хафизов – Тюмень, 2012.
150. Чагиров, П. С. Теоретическое и экспериментальное исследование течения растворов электролитов в глинистых коллекторах // Диссертация на соискание ученой степени к.т.н., М., 2015.
151. Чуринов, М. В. Справочник по инженерной геологии. 2-е изд. перераб. и доп. / под общ. ред. М. В. Чуринова. – М.: Недра, 1974. – 408 с.
152. Чухланцева, Е. Р. Комплексование методов литофациального и геолого-геофизического моделирования в целях геометризации верхнесеноманских залежей мессояхской зоны нефтегазоаккумуляции: дис. ... канд. геол. - мин. наук: 25.00.16 / Чухланцева Елена Рафиковна. – Томск, 2016. – 208 с.
153. Шпуров, И. В. Роль лабораторных исследований в повышении достоверности геологической информации / И. В. Шпуров, Т. А. Коровина, Е. А. Романов, В. В. Шиманский // Недропользование XXI век. – 2018. – № 6 (76). – С. 176–186.
154. Ahmed, K. Characterizing Unconsolidated Heavy Oil Sands Using Cryogenic MicroCT – A Pilot Study from Kuwait / K. Ahmed, H. Ferdous, A. K. Jain, F. Ahmad, A. Golab, L. Deakin, B. Young, A. Mascini. // SPE 184979-MS, 2017.
155. Al-Hamad, A. Laboratory Challenges of Sand Production in Unconsolidated Cores / Al-Hamad, Khairyah, Jain Anil Kumar, Al-Haddad Ali Abbas, Kholosy Sohib, Ali Mohammad A.J., Abu Sennah, Heba Farag // SPE 163275-MS, 2012.
156. Al-Sammak, I. Coring unconsolidated formation – lower fars: a case study / Ibrahim Al-Sammak, K. Ahmed, Santanu De // SPE 119918, 2009.
157. Anderson, G. Coring and Core Analysis Handbook / Gene Anderson. — PennWell Corporation, June

1975. – 200 p.
158. API RP40 Recommended Practices for Core Analysis / American Petroleum Institute, 2nd edition. February 1998. – 232 p.
  159. Arns, H. Digital Core Laboratory: Reservoir Core Analysis from 3D Images / H. Arns, Averdunk, H., Bauget, F., Sakellariou, A. [and other] // 6th North America Rock Mechanics Symposium (NARMS). – 04–498 ARMA, 2004.
  160. Baraka-Lokmane, S. Preservation of core integrity: a comparative study of core stabilization products / Salima Baraka-Lokmane, Malcolm Wignell, Martin Smith<sup>1</sup> and Bas Schipper // International Symposium of the Society of Core Analysts. SCA2010–07, 2010.
  161. Bell, J. D. Novel Approach to Determining Unconsolidated Reservoir Properties: Fabric and Flow in Oil Sands / Julie Dee Bell, Kanad Kulkarni, Marsha P. Maraj // Unconventional Resources Technology Conference. URTEC 1581573–MS, 2013.
  162. Bigelow, E. L. Practical Analysis of Formation Strength Properties in Both Consolidated and Unconsolidated Reservoirs / E. L. Bigelow, Eddie P. Howell // Annual Technical Meeting. PETSOC–85–36–41, 1985.
  163. Bjorum, M. A new coring technology to quantify hydrocarbon content and saturation / Matt Bjorum / SPE Unconventional Resources Conference. SPE 167228–MS, 2013.
  164. Brancolini, A. X-Ray Ct Evaluation of Poorly Consolidated, Thin-Bedded Core / A. Brancolini, I.S. Mackenziei, F. Radaelli, F. Rossi / 36th Annual Logging Symposium, Paris. SPWLA – 1995 – CCC, 1995.
  165. Brignoli, M. Compaction of Unconsolidated Sands and Stress Path Effects: Laboratory Evidence / M. Brignoli, Di Federico // 6th North America Rock Mechanics Symposium, Houston. ARMA – 04 – 615, 2004.
  166. Core Lab Reservoir optimization. Procedures for proper handling of unconsolidated core material, 2010. / <https://www.corelab.com>.
  167. Coring Services Providing Excellence in Core Recovery and Core Data Analysis/ (Uniform Resource Locator) <https://www.halliburton.com>.
  168. Dalen, G. Desktop X-ray microtomograph. Instruction Manual. / G. van Dalen, M. Koster, J. Nijse, E. Boller, J. van Duynhoven // Belgium: SkyScan, 2005. – 54 c.
  169. Frank, O. Influence of Chemical Composition of Water on Clay Blocking of Permeability / O. Frank, J.R. Jones // JPT. April 1964, Pp. 441–446.
  170. Garcia, J-V. Laboratory assessment of the efficiency of core preservation techniques / Jean-Valery Garcia, Andrew Hurst, Colin Taylor // International Symposium of the Society of Core Analysts held in Calgary. SCA2007 – 58, 2007.
  171. Garcia, J-V. Well site core stabilization and packaging - the first step in acquiring undisturbed core / Jean-Valery Garcia, Julien Rousseau and David Dourel // The International Symposium of the Society of Core Analysts held in Halifax. SCA2010 – 35, 2010.
  172. Gidman, J. The Effects of Freezing on Tracer Distribution in Cores / J. Gidman, F. J. Conner // Proceedings of the Society of Core Analysts, Third European Core Analysis Symposium – Advances in Core Evaluation (EUROCAS III), London, United Kingdom, September 14–16, 1992.
  173. Gidman, J. Well-site Handling of Poorly Consolidated Core, Inglewood Field, Los Angeles Basin / June Gidman, A. E. Worthington, George H. Newman // Society of Exploration Geophysicists. –

- SEG, 1987. – P. 278–280.
174. Gilliland, R. E. Use of CT Scanning in the Investigation of Damage to Unconsolidated Cores / R. E. Gilliland, M. E. Coles // SPE Formation Damage Control Symposium, Louisiana. SPE 19408 – MS, 1990.
  175. Grachev, N. Digital core analysis – the future of petrophysics / Nikolai E. Grachev // SPE Russian Oil and Gas Exploration and Production Technical Conference and Exhibition, Russia. SPE 160499 – RU, 2012.
  176. Griffin, T.J. Core Analysis in Unconsolidated Reservoirs Using an Improved Consolidation Technique / T. J. Griffin, D. C. Bush // Annual Technical Meeting, Alberta. PETSOC–85–36–41, 1985.
  177. Han, G. Quantifying Rock Capillary Strength Behavior in Unconsolidated Sandstones / G. Han, M. B. Dusseault, J. Cook // SPE-ISRM Rock Mechanics Conference, Texas. SPE – 78170 – MS, 2002.
  178. Herron, S. Application and Quality Control of Core Data for the Development and Validation of Elemental Spectroscopy Log Interpretation / S. Herron, M. Herron, I. Pirie and other // Petrophysics. – Vol. 55. – P. 392–414.
  179. Jennings, H. Y. How to Handle and Process Soft and Unconsolidated Cores / Harley Y. Jennings, Jr. // World Oil. – June 1965. – P. 116–119.
  180. Johns, S. B. Improved Pressure Coring in Unconsolidated Sands / S. B. Johns, D. J. Lewis // 1981 – U SPWLA Conference Paper 1981.
  181. Kelton, F. C. Effect of Quick-Freezing Vs Saturation of Oil Well Cores / Frank C. Kelton // Petroleum Transactions. – AIME. – SPE 953312. – 1953. – Vol. 198. – P. 312–314.
  182. Korobkov, D. Freezing of poorly consolidated rock: method of stabilization or alteration? / Dmitry Korobkov, Alexander Nadeev, Andrey Kazak, Natalia Bogdanovich, Ivan Dimitriev, Svetlana Rudakovskaya et al. // SCA2013-093.
  183. Lebeaux, J.M. Some Effects of Quick-Freezing Upon the Permeability and Porosity of Oil Well Cores / Jacob M. Lebeaux // Journal of Petroleum Technology. –AIME, November, 1952. – Vol. 11, N. 4. – P. 19–20.
  184. Leverett, M. C. Flow of Oil–water Mixtures through Unconsolidated Sands / M.C. Leverett // SPE – 939149. – 1939. – 132 p.
  185. Log Interpretation Charts / Schlumberger: Sugar Land, Texas. – 2009 Edition. – 293 p.
  186. Lovell, M. A. Electrical resistivity measurements on unconsolidated core / M. A. Lovell, P. D. Jackson, P. K. Harvey, C. G. Williams [and other] // SCA – 9835, 1998.
  187. Macini, P. Non-Darcy Flow: Laboratory Measurements in Unconsolidated Porous Media / Paolo Macini, Ezio Nicola Mesini // EAGE Conference and Exhibition, Italy. SPE – 113772 – MS, 2008.
  188. Matiisen, A. An Overview of Computer-Enhanced Analysis of Core Data / Arne Matiisen, James E. Atwater // 84–03–07 PETSOC, 1984.
  189. Mattax, C. C. Core Analysis of Unconsolidated and Friable Sands / C. C. Mattax, R. M. McKinley, A. T. Clothier // Journal of Petroleum Technology. – Vol. 27, N. 12. – SPE 4986, 1975.– P. 1423–1432.
  190. McCollough, C. N. Innovations in Handling and Processing Unconsolidated Cores / C. N. McCollough // Journal of Petroleum Technology. –Vol. 24, N. 10. – SPE 3184. – P. 1191–1195.
  191. McPhee, C. Core analysis: a best practice guide / Colin McPhee, Jules Reed, Izaskun Zubizarreta //

Developments in Petroleum Science. – Vol. 64. – 829 p.

192. Montmayeur, H. Prediction of Static Elastic/Mechanical Properties of Consolidated and Unconsolidated Sands from Acoustic Measurements: Correlations / H. Montmayeur, R. M. Graves // SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Louisiana. SPE 15644 – MS, 1986.
193. Moreno, R. Z. Residual-Oil Saturation for a Very Long Unconsolidated Core, With Live Oil at Reservoir Conditions / Moreno Rosangela Zanoni, Bonet Euclides, Iatchuk Sergio, Vieira Raphael Augusto Mello, Correa Antonio Claudio Franca // 139322 – MS SPE, 2010.
194. Newman, G. H. Pore-Volume Compressibility of Consolidated, Friable, and Unconsolidated Reservoir Rocks Under Hydrostatic Loading / G. H. Newman // Journal Paper. – 3835 – PA SPE. – 1973.
195. Onyeji, J. A Coring Unconsolidated Formations under Challenging Drilling Conditions – A Case Study, Swamp- Niger Delta / J. A Onyeji, N. U Abdullahi, B Owoyemi [and other] // 193457 – MS SPE, 2018.
196. Poston, S. W. The Effect of Temperature on Irreducible Water Saturation and Relative Permeability of Unconsolidated Sands / S. W. Poston, S. Ysrael, A. K. M. S. Hossain, E. F. Montgomery // 1897 – PA SPE, 1970.
197. Robles, J. L. Cementing Unconsolidated Sandstone Formations with Coexisting Oil and Water / Jorge Luis Robles, Fernando Sapag, Leonardo Ariel Sanchez, Walter Morris [and other] // 152977 – MS SPE, 2012.
198. Rousseau, J. Freezing procedure, the key for a successful formation evaluation program - how to ensure core samples remain frozen during the entire processing and transportation stage / Julien Rousseau, Francois Ollivier, Scott Parker // International Symposium of the Society of Core Analysts, Texas. SCA2011 – 40, 2011.
199. Sales, E. S. Study of Skin Damage in Unconsolidated Sandstone by Computed Tomography / Erika da Silva Sales, Luis Carlos Baralho Bianco, S. A. Petrobras // 107832 – MS SPE, 2007.
200. Sawabini, C. T. Compressibility of Unconsolidated / C. T. Sawabini, G. V. Chilingar, D. R. Allen // 4058 – PA SPE, 1974.
201. Sincock, J. K. Major advance in sampling and preserving unconsolidated reservoir core / Kevan J. Sincock, Laszlo Lombos and Kenneth W. MacGregor // BP Research, Sunbury–On–Thames, Middlesex, UK. – SCA 1990 – 01.
202. Skopec, R. A. Coring and Core Analysis / Robert A. Skopec. – PetroSkills, 2003. – 573 c.
203. Skopec, R. A. Proper Coring and Wellsite Core Handling Procedures: The First Step Toward Reliable Core Analysis / Robert A. Skopec // Journal of Petroleum Technology. SPE, 1994. – Vol. 46, N. 4. P. 280 SPE 28153.
204. Soft Pro reliable drop ball activated full closure system. BR–COR–007. / A member of Reservoir Group / (Uniform Resource Locator) <https://www.corpro-group.com>.
205. Swanson, B. F. The Measurement of Petrophysical Properties of Unconsolidated Sand Cores / B. F. Swanson, E. C. Thomas // 1980 – VXXIN5A3 SPWLA, 1958.
206. Talash, A. W. Experimental Flooding Characteristics of Unconsolidated Sands / A. W. Talash, B. Paul // 36 – MS SPE, 1961.
207. Torsaeter, O. The effect of freezing of slightly consolidated cores / O. Torsaeter, B. Beldring // SPE formation evaluation 14300 – PA, 1987.

208. Ubani, C. E. Experimental Determination of Relative Permeability from Unconsolidated Core Samples of the Niger Delta / C. E. Ubani, M. O. Onyekonwu // 172478–MS SPE Conference Paper, 2014.
209. Ubani, C. E. Use of Centrifuge To Determine Connate Water and Capillary Pressure From Unconsolidated Cores / C. E. Ubani, B. A. Oriji // 172477 – MS SPE Conference Paper, 2014.
210. Unalmiser, S. Engineering Core Analysis / Servet Unalmiser, James J. Funk // 36780 – JPT SPE Journal Paper, 1998.
211. Whitebay, L. E. Improved Coring and Core-Handling Procedures for the Unconsolidated Sands of the Green Canyon Area, Gulf of Mexico / L. E. Whitebay // SPE Annual Technical Conference and Exhibition. – SPE 15385 – MS, 1986.
212. Wisenbaker, J.D. Quick Freezing of Cores. A Practical Method of Preserving the Fluid Content / John D. Wisenbaker // The Oil and Gas Journal. – January 25, 1947. – P. 275–281.
213. Worthington, A. E. Reservoir Petrophysics of Poorly Consolidated Rocks 1. Well-Site Procedures and Laboratory Methods / A. E. Worthington, J. Gidman, G. H. Newman // 1987 SCA Conference Proceedings. SCA1987–04, 1987.
214. Wyllie, M. R. J. Formation Factors of Unconsolidated Porous Media: Influence of Particle Shape and Effect of Cementation / M. R. J. Wyllie, A. R. Gregory // 223 – G SPE Journal Paper, 1953.
- Фондовые*
215. Отчет «Экспериментальные исследования физических свойств пород продуктивных отложений Севера Западно-Сибирской равнины для целей количественной интерпретации промыслово-геофизических данных» / В. Г. Мамяшев, С. И. Куваев. – Тюмень, 1979.
216. Отчет "Разработка технологии петрофизического обеспечения интерпретации данных ГИС для нефтегазовых месторождений Западной Сибири" / В. Г. Мамяшев Книга 1. ЗапСибНИИГеофизика. – Тюмень, 1990. – 202 с.
217. Отчет «Создание стратегии освоения Русского месторождения высоковязкой нефти». Специальные исследования «Шлюмберже Лоджелко, Инк.» «Исследование влияния замораживания породы на ее физические свойства» / Д. А. Петраков, У. Гавирия. Москва, – 2012. – 57 с.
218. Отчет о результатах работ по теме «Создание постоянно-действующего сейсмогеологического проекта по Большехетской зоне и сопредельным территориям с целью мониторинга ресурсной базы и уточнения проектных решений» / Л. В. Шемякина и др. – Тюмень, 2011г.

## СПИСОК РИСУНКОВ

Рисунок 1.1 – Схема нефтегазоносного районирования Большехетской зоны [218] .....	14
Рисунок 1.2 – Сводный геолого-геофизический разрез центральной территории Большехетской зоны (Тазовский тип разреза) [218] .....	16
Рисунок 1.3 – Среднее содержание глинистых минералов в цементе песчано-алевритовых пород-коллекторов: а) с повышенным содержанием каолинита, б) с пониженным содержанием каолинита .....	18
Рисунок 1.4 – Гранулометрический состав пород: а) по классификации Л.Б. Рухина [129]; б) по классификации Ф. Шепарда: 1 – аргиллит, 2 – алевролит, 3 – песчаник, 4 – песчанистый аргиллит, 5 – алевритовый аргиллит, 6 – глинистый песчаник, 7 – глинистый алевролит, 8 – алевритовый песчаник, 9 – песчанистый алевролит, 10 – песчано-алевритовый аргиллит .....	18
Рисунок 1.5 – Фото шлифа слабосцементированного песчаника (скв. № 1000, глубина отбора 995,27 м), без анализатора. Поровое пространство образца пропитано окрашенной смолой .....	19
Рисунок 1.6 – Пример образца с хорошей сортировкой (скв. № 1001). Снимки общего строения породы и особенностей структуры порового пространства по данным РЭМ; а и б – увеличение 100х и 350х, соответственно .....	20
Рисунок 1.7 – Пример образца с хорошей сортировкой (скважина 1002). Снимки, по данным РЭМ, общего строения породы и особенностей структуры порового пространства; а и б – увеличение 50х и 200х, соответственно .....	21
Рисунок 1.8 – Пример образца со средней сортировкой (скважина 1003). Снимки, по данным РЭМ, общего строения породы и особенностей структуры порового пространства; а и б – увеличение 30х и 250х, соответственно .....	22
Рисунок 1.9 - Минеральный состав песчано-алевритовых пород пласта ПК <sub>1-3</sub> : а) относительное содержание глинистых минералов (в %) во фракции <0.01 мм; б) распределение объемной глинистости и минеральных составляющих её по разрезу пласта	25
Рисунок 1.10 – Характеристика порового пространства алевролита мелко-крупнозернистого, слабо песчанистого, слюдяного с глауконитом, по данным РЭМ. Карбонатно-глинистый цемент представлен в виде шаровидных включений (скв. № 1004)	25
Рисунок 1.11 – Характеристика порового пространства по данным РЭМ (скв. № 1005). Цемент глинистый, представлен гидрослюдой (5) и каолинитом (3), распределен неравномерно .....	26
Рисунок 1.12 – Характеристика порового пространства по данным РЭМ (скважина 1006) ...	27
Рисунок 1.13 – Характеристика порового пространства по данным РЭМ (скважина 1007) ...	27
Рисунок 1.14 – Сопоставления фракционного состава пород (а) и «долевого» содержания глинистых минералов в цементе (б) со значениями пористости пород пластов ПК <sub>1-3</sub> .....	28
Рисунок 1.15 – Характеристика: а) фракционного состава (степень зернистости) пород пластов ПК <sub>1-3</sub> и б) сопоставление коэффициента сортировки с их пористостью .....	28
Рисунок 1.16 – Сопоставления коэффициента открытой пористости пород с глубиной залегания по данным керна поисково-разведочных скважин по месторождениям ЯНАО,	

ХМАО и Тюменской области: а) песчано-алевритовых пород и глин-аргиллитов месторождений по данным Н. А. Ирбэ 1 – $K_{п\ макс}$ Тазовский, 2 – $K_{п\ макс}$ Уренгой, 3 – $K_{п\ гр}$ Тазовский, 4 – $K_{п\ гр}$ Уренгой; б) песчано-алевритовых пород из интервалов газо-, нефте- или водонасыщенных пластов .....	32
Рисунок 1.17 – Сопоставления с глубиной залегания пластов: а) плотности песчано-алевритовых пластов и б) коэффициента открытой пористости по данным ГИС (поисково-разведочные скважины месторождений Большехетской зоны) с нанесенными кривыми $K_{п\ ч}$ , $K_{п\ гр}$ и $K_{п\ гл}$ .....	34
Рисунок 1.18 – Проекция изображения среза на керне методом рентгеновской микротомографии с разрешением 10 мкм: а) вдоль оси образца под условным углом 0 °С; б) перпендикулярно оси образца; в) под условным углом 90 °С градусов к проекции (а) .....	35
Рисунок 1.19 – Проекция изображения среза на керне методом рентгеновской микротомографии с разрешением 27 мкм: а) вдоль оси образца под условным углом 0 °С; б) перпендикулярно оси образца; в) под условным углом 90 °С градусов к проекции (а) .....	35
Рисунок 1.20 – Распределения фильтрационно-емкостных параметров по укрупненным литотипам: а) открытой пористости в атмосферных условиях; б) коэффициента проницаемости; в) коэффициента водоудерживающей способности .....	37
Рисунок 1.21 – Сопоставления гранулометрических характеристик с ФЕС: а) $K_{пр}=f(C_{гл})$ ; б) $K_{пр}=f(C_{алевр})$ ; в) $K_{пр}=f(C_{песч})$ с шифром - набухаемость (N); г) $K_{пр}=f(C_{алевр})$ с делением по коэффициенту глинистости .....	38
Рисунок 1.22 – Сопоставления: а) $K_{п}=f(K_{пр})$ ; б) $K_{п}=f(K_{во})$ в сеноманских отложениях (пласт ПК <sub>1-3</sub> ) Большехетской зоны месторождений .....	39
Рисунок 2.1 – Пример колонки слабосцементированного керна сеноманских отложений: а) при технологии отбора изолированного керна; б) при недостаточном качестве технологии отбора [105] .....	40
Рисунок 2.2 – Кernoотборный снаряд для отбора изолирующего керна (схема) [145] .....	46
Рисунок 2.3 - Фотографии скола керна: а) в дневном свете; б) в ультрафиолетовом свете. Обозначения: 1 – неизменная часть керна, 2 – кольцевая зона проникновения ИА, 3 – кольцевая зона проникновения фильтрата РВО, 4 – зона загрязнения поверхности керна ИА [91] .....	46
Рисунок 2.4 – Кernoприемные трубы с различными внутренними диаметрами .....	50
Рисунок 2.5 – Размеры для изготовления образцов: а) по данным международного стандарта; б) по данным РФ .....	53
Рисунок 2.6 – Образцы в термоусадочной пленке DSG-Canusa: а) изготовленный кондиционный образец; б) используемые материалы .....	59
Рисунок 2.7 – Примеры некондиционно подготовленных образцов слабосцементированного керна: а) деформированный образец; б) образец с планшайбой; в) в оболочке из полиолефинов при воздействии спирто-бензольной смеси; г) плохой контакт термоусадочной пленки .....	60
Рисунок 2.8 – Пример предположительного влияния технологии экстракции керна на состояние пустотного пространства: а) экстрагирование в аппаратах Сокслета, б) проточная экстракция по данным работы [100/6] .....	61

Рисунок 2.9 – Сопоставления до и после экстракции: а) длины, б) диаметра образцов сеноманских отложений .....	62
Рисунок 2.10 – Сопоставления коэффициента пористости образцов до и после экстракции	63
Рисунок 2.11 – Образцы с сохраненной водонасыщенностью: а и б) алевролит мелкозернистый, тонкослоистый, слабо песчанистый, до и после заморозки, соответственно; в и г) песчаник мелкозернистый, до и после заморозки, соответственно ....	65
Рисунок 2.12 – Песчаник мелкозернистый (образец 11), полностью водонасыщенный: а) до заморозки, б) после заморозки-оттаивания (видны мокрые участки поверхности керна), в) после заморозки и просыхания .....	66
Рисунок 2.13 – Сопоставления до и после заморозки: а) длины, б) диаметра образцов пород с сохраненной ( $K_{в0}$ ) и полной ( $K_{в}=100\%$ ) водонасыщенностью .....	66
Рисунок 2.14 – Сопоставления до и после заморозки: а) длины, б) диаметра образцов пород с сохраненной ( $K_{вс}$ ) и полной ( $K_{в}=100\%$ ) водонасыщенностью для сеноманской (ПК <sub>1-3</sub> ) и малохетской свиты (МХ) .....	67
Рисунок 2.15 – Сопоставления параметров: а) пористости газоволюметрическим способом; б) проницаемости при сохраненной водонасыщенности ( $K_{в}=K_{вс}$ ) и 100 % водонасыщенности ( $K_{в}=100\%$ ) до и после заморозки-оттаивания .....	70
Рисунок 2.16 – Сопоставления параметров: а) пористости газоволюметрическим способом; б) проницаемости при сохраненной водонасыщенности ( $K_{в}=K_{вс}$ ) и 100 % водонасыщенности ( $K_{в}=100\%$ ) до и после заморозки-оттаивания для сеноманской (ПК <sub>1-3</sub> ) и малохетской свиты (пласты МХ) .....	70
Рисунок – 2.17 Усовершенствованная технология подготовки образцов слабосцементированного керна для исследований .....	73
Рисунок 3.1 – Изменение пористость образцов ( $-\Delta K_{п}$ ) по данным газоволюметрического метода, в зависимости от величины давления обжима ( $P_{обж.}$ ). Шифр точек – верхние пределы значений интервалов пористости «по гелию» при $P_{обж.}=0$ .....	79
Рисунок 3.2 – Сопоставления результатов определений пористости «по гелию» при давлении обжима равном $P_{обж.}=5,5$ МПа с пористостью «по керосину»: а) без учета поправки за давление $P_{обж.}$ и б) с приведением пористости «по гелию» к атмосферным условиям .....	80
Рисунок 3.3 – Сопоставление пористости «по гелию» и «по воде», по данным разных лабораторий (шифр точек) .....	81
Рисунок 3.4 – Сопоставление пористости, определенной методом жидкостенасыщения «по керосину» и «по воде» (пластовая вода) с дифференциацией по содержанию монтмориллонита (в %) в составе глинистой фракции пород (по РСА): а) обобщенное представление; б) представление в виде палетки с делением по содержанию монтмориллонита .....	83
Рисунок 3.5 – Распределения плотности твердой фазы образцов разных лабораторий: а) кросс-плот; б) гистограмма. Цветовая палитра - различные исполнители .....	85
Рисунок 3.6 – Эксперименты по недонасыщенным образцам на трех независимых выборках: а) сопоставление пористости с плотностью твердой фазы; б) гистограмма распределения плотности твердой фазы .....	86

Рисунок 3.7 – Распределение плотности твердой фазы образцов разных лабораторий после отбраковки. Цветовая палитра - различные исполнители .....	87
Рисунок 3.8 – Распределение плотности твердой фазы образцов в интервале коллекторов после отбраковки: а) график распределений; б) гистограммы распределения в зависимости от способа определения .....	87
Рисунок 3.9 – Сопоставление плотности насыщенного образца с пористостью жидкостенасыщением для различных лабораторий: а) керосин; б) пластовая вода. Цветовая палитра - различные исполнители .....	88
Рисунок 3.10 – Поправка в коэффициент пористости за эффективное давление .....	89
Рисунок 3.11 – Пример геолого-геофизической характеристики разреза скважины, вскрывшей отложения сеноманской и сортымской свит .....	91
Рисунок 3.12 – Сопоставление типа «кern-ГИС» а) пористости керосинонасыщением б) газоволюметрическим способом и в) пористости водонасыщением в термобарических условиях с данными пористости по ГГКп .....	92
Рисунок 3.13 – Сопоставление типа «кern-кern» пористости керосинонасыщением с данными пористости по ЯМР в термобарических условиях .....	92
Рисунок 3.14 – Сопоставление типа «кern-ГИС» пористости газоволюметрическим способом в термобарических условиях с данными пористости по каротажу ЯМК .....	93
Рисунок 3.15 – Сопоставление $K_{п}$ kern - $K_{п}$ ГИС по пласту ПК <sub>1-3</sub> .....	95
Рисунок 3.16 – Сопоставление абсолютной газопроницаемости с пористостью жидкостенасыщением – керосин: а) по лабораториям (цветовая палитра -различные исполнители), в том числе после 3-х кратных циклов лабораторных исследований на одних и тех же образцах; б) на режимах стационарной и нестационарной фильтрации .....	98
Рисунок 3.17 – Сопоставление коэффициента проницаемости при стационарном режиме фильтрации по способам изготовления образцов с пористостью: а) жидкостенасыщением - керосин; б) газоволюметрический .....	99
Рисунок 3.18 – Сопоставление кривой проницаемости по ЯМК (рассчитанной с учетом поправки на влияние термобарических условий) с данными ГДК (Пласты ПК <sub>1-3</sub> ) .....	100
Рисунок 3.19 – Сопоставление результатов определений проницаемости керна методами стационарной (режим 2) и нестационарной (режим 1) фильтрации с проницаемостью, рассчитанной по кернавым данным .....	101
Рисунок 3.20 – Сопоставление коэффициента абсолютной проницаемости с проницаемостью в пластовых условиях при фильтрации флюида (пластовая вода) .....	101
Рисунок 3.21 – Сопоставление коэффициента проницаемости по ГДК с проницаемостью в пластовых условиях при фильтрации флюида (пластовая вода) для режимов стационарной и нестационарной фильтрации на начальном этапе измерений абсолютной проницаемости .....	102
Рисунок 3.22 – Гистограмма распределения остаточной водонасыщенности по данным разных лабораторий. Цветовая палитра - разные исполнители .....	104
Рисунок 3.23 – Зависимость остаточной водонасыщенности от коэффициента проницаемости для пластов ПК <sub>1-3</sub> .....	105
Рисунок 3.24 – Сопоставление остаточной водонасыщенности с коэффициентом проницаемости: а) с учетом массовой глинистости; б) по способу изготовления образцов .....	105

Рисунок 3.25 – Сопоставление остаточной водонасыщенности по керну с остаточной водонасыщенностью по данным ЯМК для пластов ПК <sub>1-3</sub> .....	106
Рисунок 3.26 – Усовершенствованная технология петрофизических исследований ФЭС слабосцементированного керна .....	108
Рисунок 4.1 – Сопоставление зависимостей параметра пористости ( $P_p$ ) от коэффициента пористости ( $K_p$ ) по месторождениям Мессояхской зоны: а) с зависимостями по аналогичным объектам (пластам ПК <sub>1-3</sub> ) других месторождений; б) дифференциация этой зависимости для области «коллекторов» и «неколлекторов» .....	113
Рисунок 4.2 – Зависимости $P_p=f(K_p)$ для пластов ПК <sub>1-3</sub> месторождений Мессояхской зоны, построенные по коллекциям, исследованным до (исторические) и после (новые) начала применения низкотемпературных технологий изготовления образцов .....	115
Рисунок 4.3 – Сопоставление зависимостей параметра насыщения ( $P_n$ ) от коэффициента водонасыщенности ( $K_v$ ) по месторождениям Мессояхской зоны: а) весь массив данных; б) дифференциация этой зависимости по ступеням .....	116
Рисунок 4.4 – Сопоставление результатов межлабораторного контроля моделирования зависимости $P_p=f(K_p)$ .....	117
Рисунок 4.5 – Зависимость параметра пористости от коэффициента пористости в атмосферных условиях при различных применяемых материалах .....	118
Рисунок 4.6 – Зависимость $P_0=f(W_v)$ для сеноманских отложений с учетом данных термобарических условий Мессояхской зоны месторождений и зависимостей для месторождений Ямала .....	121
Рисунок 4.7 – Зависимость $P_0=f(W_v)$ для сеноманских отложений с учетом данных ГИС .....	122
Рисунок 4.8 – Сопоставление УЭС - $K_p$ по данным керна и ГИС .....	123
Рисунок 4.9 – Сопоставление попластовых значений коэффициента водонасыщенности коллекторов сеноманских отложений по данным керна и ГИС по типовой методике и зависимости вида $P_0=f(W_v)$ .....	124
Рисунок 4.10 – Усовершенствованная технология измерения удельных электрических сопротивлений слабосцементированного керна .....	125
Рисунок 4.11 – Сопоставление фазовых проницаемостей по нефти ( $K_{прн}$ ) и по воде ( $K_{прв}$ ) с эффективной газопроницаемостью (в присутствии остаточной воды) .....	127
Рисунок 4.12 – Концевые точки на основе ОФП с учетом способа изготовления образцов (вдавливанием и заморозкой) .....	129
Рисунок 4.13 – Зависимость степени набухаемости глинистого цемента от содержания монтмориллонита .....	129
Рисунок 4.14 – Относительные фазовые проницаемости при различной набухаемости глинистого цемента .....	130
Рисунок 4.15 – Пример интерпретации ГИС нефтенасыщенного пласта ПК <sub>1-3</sub> двумя подходами: стандартный и с применением дифференциации по составу цемента (содержание монтмориллонита в составе цемента породы коллектора от 20%) .....	132

## СПИСОК ТАБЛИЦ

Таблица 1.1 – Классификация песков по степени сортировки .....	28
Таблица 1.2 – Степень сцементированности пород из Атласа текстур и структур осадочных горных пород под редакцией А. В. Хабакова .....	30
Таблица 2.1 – Обобщенная информация о технологиях изготовления образцов различными способами .....	58
Таблица 2.2 – Статистическая обработка результатов измерений длины и диаметра образцов пласта ПК <sub>1-3</sub> до и после экстракции .....	62
Таблица 2.3 – Статистическая обработка результатов измерений диаметра и длины образцов до и после заморозки с сохраненной водонасыщенностью .....	65
Таблица 2.4 – Статистическая обработка результатов измерений диаметра и длины образцов ПК <sub>1-3</sub> до и после заморозки с сохраненной водонасыщенностью и при 100 % водонасыщенности .....	68
Таблица 3.1 – Оценка характера связи с помощью критерия тесноты связи (КТС) .....	80
Таблица 3.2 – Параметры объемной литолого-флюидальной модели, применяемые по данным [185] .....	95
Таблица 4.1 – Температура и минерализация пластовых вод по газовым залежам в пластах ПК <sub>1-3</sub> ряда северных месторождений Западной Сибири .....	114
Таблица 4.2 – Результаты межлабораторного контроля определений пористости и УЭС образцов пород .....	117
Таблица 4.3 – Значения водо-нефтенасыщенности на границе «нефтяного столба» и их превышения над абсолютным ВНК [50] .....	128