

АЗЕРБАЙДЖАНСКАЯ РЕСПУБЛИКА

На правах рукописи

**ПРОГНОЗИРОВАНИЕ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ВЕРХНЕМИОЦЕН-
НИЖНЕПЛИОЦЕНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ЗАПАДНОЙ ЧАСТИ
АБШЕРОНСКОГО АРХИПЕЛАГА НА ОСНОВЕ ФАЦИАЛЬНОГО
АНАЛИЗА И МОДЕЛЕЙ КОЛЛЕКТОРОВ**

Специальность: 2521.01 – Геология, поиски и разведка нефтяных
и газовых месторождений

Отрасль науки: Науки о Земле

ДИССЕРТАЦИЯ

на соискание ученой степени

доктора философии

Соискатель:  **Шихова Лейла Фирудин гызы**

Научный руководитель:  доктор геолого-минералогических
наук, академик
Гулиев Ибрагим Саид оглы

Баку – 2020

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	4
ГЛАВА I. ИСТОРИЧЕСКИЙ ОБЗОР ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ ИЗУЧЕННОСТИ ОСАДОЧНЫХ ПОРОД АБШЕРОНСКОГО АРХИПЕЛАГА	9
1.1. Краткий обзор научно-исследовательских работ, посвященных изучению геологического разреза месторождений Абшеронского архипелага	9
1.2. Геологическая характеристика месторождений Абшеронского архипелага	11
1.3. Структурно-тектонические условия формирования осадочных пород Абшеронского архипелага	14
1.4. Стратиграфия разреза месторождений Абшеронского архипелага	18
1.5. Изученность территории геофизическими методами	24
1.6. Обзор петрофизических исследований нефтегазоносных коллекторов	26
ГЛАВА II. ПЕТРОФИЗИЧЕСКИЕ ПАРАМЕТРЫ ПОРОД В ГЕОЛОГИЧЕСКОМ РАЗРЕЗЕ ОТЛОЖЕНИЙ ПТ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ АБШЕРОНСКОГО АРХИПЕЛАГА	30
2.1. Изучение петрофизических параметров пород по лабораторному анализу кернового материала	30
2.1.1. Корреляционный анализ петрофизических параметров отложений ПТ	35
2.1.2. Изучение характера изменения петрофизических параметров с глубиной	43
2.2. Изучение параметров пористости, нефтенасыщенности, песчанности и эффективной, нефтенасыщенной мощностей по результатам интерпретации ГИС	52
ГЛАВА III. ФАЦИАЛЬНЫЙ АНАЛИЗ И УСЛОВИЯ ОСАДКОНАКОПЛЕНИЯ МИОЦЕН - НИЖНЕПЛИОЦЕНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ	61
3.1. Литолого-минералогические особенности нижнеплиоценовых пород	61
3.2. Литолого-фациальные модели залежей нефти месторождения Пираллахи по данным геофизических	

исследований скважин	73
3.3. Литолого-минералогические и стратиграфические особенности миоценовых пород	82
3.3.1. Петрографическое описание образцов по месторождению Пираллахи	92
3.3.2. Результаты микрофаунистического исследования верхне-миоценовых пород	94
3.3.3. Результаты исследования минералогического состава миоценовых пород	95
3.4. Условия формирования миоценовых отложений по данным геохимических исследований	100
3.5. Исследование миоценовых пород с помощью растрового электронного микроскопа	113
ГЛАВА IV. ВЫЯВЛЕНИЕ ПЕРСПЕКТИВНЫХ УГЛЕВОДОРОДНЫХ ОБЪЕКТОВ В РАЗРЕЗЕ ОСАДОЧНЫХ ПОРОД АБШЕРОНСКОГО АРХИПЕЛАГА	122
4.1. Оценка изменения коллекторских свойств пород Абшеронского архипелага в различных термобарических условиях	122
4.2. Моделирование коллекторов месторождения Пираллахи и уточнение пространственного распределения пластов перспективных по углеводородам	128
4.2.1. Построение карт распределения петрофизических и литологических параметров.....	129
4.2.2. Построение трехмерных петрофизических и литологических моделей	141
4.3. Интерпретация и корреляция данных ГИС по месторождению Пираллахи	152
ГЛАВА V. ПЕРЕОЦЕНКА ПЕРСПЕКТИВ ФИЛЬТРАЦИОННО-ЕМКОСТНЫХ ХАРАКТЕРИСТИК И НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ОТЛОЖЕНИЙ АБШЕРОНСКОГО АРХИПЕЛАГА ПО ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВЫМ ДАННЫМ	170
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	183
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ	185
ПРИЛОЖЕНИЕ 1	197
ПРИЛОЖЕНИЕ 2	202
СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ	207

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность и степень изученности темы

Южно-Каспийский бассейн в целом и Абшеронский архипелаг, в частности, несмотря на длительную историю разработки нефтегазовых месторождений, все еще обладает значительным углеводородным потенциалом. Различным вопросам изучения геологического строения, стратиграфии, литологии и нефтегазоносности Абшеронского архипелага были посвящены исследования ряда геологов – Г.В.Абиха, И.М.Губкина, А.А.Ализаде, Ш.Ф.Мехтиева, Б.К.Бабазаде, Э.Н.Алиханова, А.К.Алиева и многих других. В течение длительного времени здесь основными объектами поисков, разведки и разработки являлись отложения продуктивной толщи (ПТ) площадей Дарвинкюпеси, Пираллахи, Гюрганы-дениз, Чилов, Палчыг пильпиляси, Нефт Дашлары и др. Нефтегазонасыщенные отложения на месторождениях Абшеронского архипелага, в основном, приурочены к нижележащим свитам ПТ. Вместе с тем, поисково-разведочный интерес в настоящее время представляют и подстилающие их отложения миоцена. С этой точки зрения исследование условий осадконакопления, выявление новых зон песчаных пачек, анализ фильтрационно-емкостных свойств по отдельным объектам является приоритетной и актуальной задачей. Решение этой задачи позволит в дальнейшем не только выявить наличие резервуаров и определить их эффективность для разработки, но и оценить перспективность нефтегазоносности площадей исследуемого района.

Объект и предмет исследования

Объектом исследования является западная часть Абшеронского архипелага, предметом – изучение и моделирование условий осадконакопления, петрофизических и коллекторских свойств верхнемиоцен-нижнеплиоценовых отложений.

Цель и задачи исследования

Построение литофациальных и петрофизических моделей месторождений,

изучение палеоусловий осадконакопления и коллекторских свойств отдельных свит продуктивной толщи и миоценовых отложений на основе интерпретации данных геофизических исследований в скважинах (ГИС) и керновых материалов с целью прогнозирования их нефтегазоносности.

1. Выявление основных особенностей и закономерностей геологического строения сложнопостроенных коллекторов нефти и газа;

2. Определение типов литофаций на основе данных ГИС и керна для свит нижнего отдела продуктивной толщи;

3. Установление палеоусловий седиментации и оценка коллекторских свойств пород миоценового возраста по геохимическим и микроскопическим исследованиям керна скважин;

4. Построение литофациальных и петрофизических моделей и карт месторождения на основе интерпретации данных ГИС с целью прогнозирования перспектив нефтегазоносности отложений;

5. Установление закономерностей распределения петрофизических и литологических параметров отдельных свит ПТ в пределах Абшеронского архипелага.

Методы исследования

Поставленные задачи были решены путем применения инновационных технологий по геологической интерпретации данных ГИС, геохимического и микроскопического анализа кернового материала. Моделирование месторождения произведено с использованием программных комплексов Kingdom и DV-Seis Geo.

С целью выполнения исследований и апробации методик была создана информационная база данных по 482-м скважинам, пробуренным на северной и южной складках месторождения Пираллахи.

Основные защищаемые положения:

1. Палеомодели условий осадконакопления свит нижнего отдела продуктивной толщи и миоценовых отложений;

2. Двухмерные и трехмерные литофациальные и петрофизические модели

и карты сложнопостроенных нефтегазовых коллекторов.

Научная новизна исследования:

– по результатам анализа каротажного и кернового материалов выявлены типы литофаций и уточнены условия осадконакопления отложений свит нижнего отдела ПТ месторождения Пираллахи;

– по результатам анализа геохимических, минералогических и микрофаунистических исследований установлены палеоусловия седиментации некоторых горизонтов миоценовых отложений, а также детализирована информация по их литологическому составу и коллекторским свойствам;

– с применением методов комплексной интерпретации геолого-геофизической информации и параметрического моделирования созданы трехмерные модели петрофизических и литологических параметров (эффективная пористость, нефтегазонасыщенность, глинистость и песчанистость), построены структурные, петрофизические, литофациальные карты и карты эффективных и нефтенасыщенных мощностей, установлены граничные значения петрофизических параметров коллекторов по свитам нижнего отдела ПТ месторождения Пираллахи;

– впервые на исследуемой площади с использованием растрового (сканирующего) электронного микроскопа выполнен количественный анализ морфологических показателей минеральных частиц и порового пространства миоценовых отложений, дана оценка их коллекторских свойств;

– на основе статистических анализов керновых данных, а также результатов интерпретации геолого-геофизических данных по месторождениям Абшеронского архипелага уточнены закономерности изменения коллекторских и литологических параметров по свитам нижнего отдела ПТ.

Теоретическая и практическая значимость исследования

Апробированные методы могут быть использованы для создания карт, 2D и 3D петрофизических и литофациальных моделей геологической среды на других месторождениях, что позволит оперативно прогнозировать коллекторские свойства пластов и оценивать запасы углеводородов. Применение

трехмерной литофациальной модели в совокупности с петрофизическими исследованиями при последующей разработке месторождения позволит выделить и проследить участки с наиболее благоприятными коллекторскими свойствами и определить оптимальные условия для эффективного проектирования различных категорий скважин (нагнетательные, эксплуатационные и др.), обоснования параметров разработки и доразведки нефтегазовых залежей.

Апробация и применение

По теме диссертации опубликовано 22 научных трудов, из которых 9 статей, 1 материал конференции и 12 тезисов. Основные результаты и положения диссертационной работы докладывались и обсуждались на республиканских и международных конференциях: IV, V, VI, VII Международные Научные Конференции Молодых Ученых и Студентов (Баку, Азербайджан, 2011, 2013, 2015, 2018); 75th EAGE Conference and Exhibition incorporating SPE EUROPEC (London, UK, 10-13 June 2013); Baku World Forum of Young Scientists “New Challenges in the World Science: Joint Approaches of Young Scientists” (Baku, Azerbaijan, 26-31 May 2014); 76th EAGE Conference and Exhibition incorporating SPE EUROPEC (Amsterdam, Netherlands, 16-19 June 2014); 6th International Geosciences Student Conference (Prague, Czech Republic, 13-16 July 2015); International Conference “Increasing the knowledge about oil and gas reservoir” (Baku, Azerbaijan, 4-6 November 2015); International Youth Forum “Integration processes of the world science in the 21th century” (Ganja, Azerbaijan, 10-14 October 2016); 79th EAGE Conference and Exhibition incorporating SPE EUROPEC (Paris, France, 12-15 June 2017); International Conference "The Caspian Region: Peculiarities of the geology (the offshore and adjacent oil and gas areas)" (Baku, Azerbaijan, 1-3 November 2017); 5th Young Earth Scientists Congress (Berlin, Germany, 9-13 September, 2019).

Название организации, где была выполнена работа

Диссертационная работа выполнена в Институте Геологии и Геофизики НАНА.

Структура и объем работы

Диссертационная работа состоит из введения, пяти глав, выводов, списка литературы, включающего 103 наименования, двух приложений и списка сокращений. Работа изложена на 207 страницах, содержит 21 таблицу и 77 рисунков. Общий объем в символах составляет 229703, из которых введение – 8283, 1-ая глава – 34299, 2-ая глава – 42172, 3-я глава – 78424, 4-ая глава – 47422, 5-ая глава – 15916 и заключение – 3187.

Автор выражает искреннюю благодарность научному руководителю академику И.С.Гулиеву, руководителю отдела «Нефтегазовая геофизика» Института Нефти и Газа НАНА, д.г.-м.н. Н.П.Юсубову, ведущему научному сотруднику Института Геологии и Геофизики НАНА, к.г.-м.н. Э.Н.Эфендиевой за ценные советы, помощь и постоянное внимание на всех этапах выполнения диссертации.

Автор благодарит руководство Института Геологии и Геофизики НАНА за предоставленную возможность проведения лабораторных исследований, а также руководство ПО «Азнефть», ООО «AzLab» и компании BP-Azerbaijan за полученные первичные материалы для исследования.

ГЛАВА I. ИСТОРИЧЕСКИЙ ОБЗОР ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ ИЗУЧЕННОСТИ ОСАДОЧНЫХ ПОРОД АБШЕРОНСКОГО АРХИПЕЛАГА

1.1. Краткий обзор научно-исследовательских работ, посвященных изучению геологического разреза месторождений Абшеронского архипелага

Начало широких геологических исследований Абшеронского архипелага связано с работами Г.В.Абиха. Свои исследования в Каспийском море он начал в 1846 г., когда им были исследованы и описаны газовые и нефтяные выходы близ Баку, результаты исследований которых Г.В.Абих опубликовал в горном журнале в 1847 г. Впервые он обратил внимание на важное геологическое значение линейного поднятия морского дна в форме подводной горной цепи, пересекающей Каспийское море от Абшеронского полуострова до о.Челекен.

В 1892 г. Н.Шегрен дал описание геологического строения о.Пираллахи, а в 1895 г. Н.И.Лебедев собрал данные о нефтеносности морских участков, прилегающих к Бакинской бухте. Так, в 1901-1902 гг. Н.И.Лебедев дал геологическое описание площадей Нефт Дашлары, о.Пираллахи, о.Чилор и впервые предположил наличие здесь морских антиклинальных складок.

Геологическая съемка Д.В.Голубятникова на о.Пираллахи относится к ранним исследованиям морских нефтеносных участков Абшеронского архипелага. В результате проведения данной съемки в 1907 г. им была составлена детальная геологическая карта с подробным описанием разреза отложений, принимающих участие в строении острова и прилегающих морских участков [14, с.9-10].

В 1926 г. С.А.Ковалевкий описал геологическое строение месторождения Нефт Дашлары, а в 1933 г. А.А.Камладзе опубликовал статью, посвященную

геологическому строению и направлению разведочных работ на о.Пираллахи. В этом же году С.М.Апресов, обобщая накопленный за предыдущие годы фактический материал, дал тектоническую схему Абшеронского и Джейранкечмесско-Куринского архипелагов и в общих чертах охарактеризовал геологическое строение Южного Каспия [14, с.11].

История геологического изучения Абшеронского архипелага тесно связана с именем И.М.Губкина, который дал схему стратиграфии и тектоники Юго-Восточного Кавказа и впервые установил генетическую связь нефтяных залежей с явлениями диапиризма и грязевого вулканизма. Результаты исследований И.М.Губкина помогли геологам-нефтяникам выяснить многие вопросы геологического строения данной области и способствовали открытию ряда богатых нефтяных месторождений, как на суше, так и на море.

Н.М.Страхов в своих тектонических схемах подтвердил взгляды А.Д.Архангельского и высказал мнение о том, что Северный, Средний и Южный Каспий имели тенденцию длительного опускания, а Абшеронский порог испытывал длительное поднятие [14, с.12].

Многочисленные вопросы геологического строения и нефтеносности Абшеронского архипелага были также изучены рядом других геологов Азербайджана – А.А.Ализаде, Ш.Ф.Мехтиева, Б.К.Бабазаде, И.И.Потапова, А.Л.Путкарадзе, З.И.Зейналова, А.А.Нариманова, Д.Х.Бабаева, А.Н.Гаджиева, Т.Ю.Багарова, М.Т.Абасова, Л.А.Буряковского, Х.Б.Юсифзаде, И.С.Гулиева, Р.Р.Джафарова, А.А.Иманова, Ф.Г.Рагимханова, Н.П.Юсубова и др.

В научных трудах А.К.Алиева, Э.Н.Алиханова, Б.К.Бабазаде, Ф.И.Самедова отражены результаты их многолетних исследований на ряде морских структур, детально освещено геологическое строение почти всего Абшеронского архипелага, а также определено положение новых, перспективных предполагаемых поднятий.

Первые разведочные работы на нефть в пределах Каспия в районе Абшеронского архипелага были начаты на о.Пираллахи в конце XIX века. Они проводились вблизи выходов на поверхность пропитанных нефтью песков и

песчаников нижнего отдела продуктивной толщи. В 1900 г. на восточном крыле северной складки данного месторождения была заложена разведочная скважина №59, вскрывшая нефтяные пески и давшая приток нефти с водой [14, с.13].

Начиная с 1950 г. геологоразведочные работы на море достигли широкого развития. С этого периода акватория Абшеронского архипелага была исследована почти всеми видами геолого-поисковых, геофизических и разведочных работ [14, с.15].

1.2. Геологическая характеристика месторождений Абшеронского архипелага

Абшеронский архипелаг расположен в области юго-восточного погружения Главного Кавказского хребта и прослеживается по направлению к Красноводску на протяжении более чем 70 км в виде отдельных островов, камней и банок (рис.1.2.1).

Наряду с гидродинамическим воздействием моря, тектоническая активность играет немаловажную роль в создании рельефа дна моря архипелага. Антиклинальные складки, расположенные в области Абшеронского архипелага, выражены на дне моря отчетливыми поднятиями, а синклинальным прогибам соответствуют пониженные части рельефа дна. В результате размыва в сводовых частях поднятий обнажаются отложения продуктивной толщи и подстилающие отложения [19, с. 8].

Кратко опишем геологическую характеристику основных нефтяных месторождений Абшеронского архипелага.

Нефтяное месторождение Пираллахи расположено в западной части Абшеронского архипелага на одноименном острове, отделенном от северо-восточного побережья Абшеронского полуострова узким проливом СЗ-ЮВ простирания. Этот остров Абшеронского архипелага имеет длину более 10 км.

Ширина его в северной части составляет 4,5 км, а в южной части не превышает 1 км. Еще в конце XIX века остров Пираллахи привлекал внимание исследователей и предпринимателей своими обильными естественными проявлениями нефти [14, с.204].



Рис. 1.2.1. Схематическая карта расположения нефтегазовых месторождений Абшеронского нефтегазоносного района

Месторождение Дарвин кюпеси расположено в 6 км к северо-северо-западу от о.Пираллахи. Ширина этой площади составляет примерно 4-5 км. Издавна на месторождении Дарвин кюпеси были известны выходы естественного газа на поверхности моря. Первые работы, включающие морскую электроразведку, по изучению геологического строения данной площади были проведены в 1934-1938 гг. [14, с.197-198]

Нефтяное месторождение Гюрганы-дениз расположено в западной части Абшеронского архипелага. С западной части оно ограничивается восточным берегом Абшеронского п-ова, а с северо-запада – южной

оконечностью о.Пираллахи. Месторождение давно привлекает к себе внимание геологов своими многочисленными выходами горючего газа. В 1932-1934 гг. началось изучение геологического строения нефтяного месторождения Гюрганы-дениз [14, с.216].

Месторождение Чилов является вторым по величине островом Абшеронского архипелага. Оно расположено в 20-25 км к юго-востоку от о.Пираллахи и протягивается в направлении с СВ на ЮЗ. Длина острова составляет примерно 7 км, а ширина – 5 км. В 1932 г. на данном месторождении начали проводить геологические исследования. До этого времени были известны естественные выходы нефти в северо-восточной части острова, где обнажаются пески и песчаники подкирмакинской (ПК) свиты [14, с.230-231].

Месторождение Палчыг пильпиляси располагается в открытом море, в юго-восточной части Абшеронского архипелага, между о.Чилов и крупным нефтяным месторождением Нефт Дашлары. После открытия промышленных залежей нефти в разрезе ПТ на соседних площадях, в период 1950-1952 гг. начали заниматься исследованием геологического строения площади Палчыг пильпиляси. Первая разведочная скважина здесь была заложена в присводовой части юго-западного крыла складки [14, с.237].

Месторождение Нефт Дашлары расположено в юго-восточной части района Абшеронского архипелага. Месторождение представляет собой участок открытого моря, где над водой выступают отдельные пласты сцементированных песчаников ПТ высотой 2-3 м. Эти надводные выступы коренных пород протягиваются в направлении от северо-запада на юго-восток и очерчивают свод крупной брахиантиклинальной складки. В результате комплексных геологических исследований было установлено, что данный район является самостоятельным антиклинальным поднятием, отделяющимся от поднятия о.Чилов пологой седловиной. Также было доказано, что свод складки размыт до середины кирмакинской свиты (КС)

[14, с.240-242].

1.3. Структурно-тектонические условия формирования осадочных пород Абшеронского архипелага

Абшеронский архипелаг входит в состав Абшерон-Прибалханской подзоны, являющейся юго-восточным продолжением Большого Кавказа, и конкретно Говдаг – Сумгайытской зоны. В Абшеронском районе данная подзона охватывает территории южной прибрежной части приабшеронской акватории и Абшеронского полуострова. Отличительной особенностью структур является их веерообразное строение по верхнему плиоцену с разветвлением в периклиналях, что достаточно четко прослеживается в районе месторождения Нефть Дашлары. [34, т.4, с.384-385].

В общей схеме тектоники Большого Кавказа Абшеронский архипелаг занимает наиболее юго-восточное положение. Архипелаг подразделяется на две части – северная и южная.

В тектоническом отношении, в пределах Абшеронского архипелага выделяются 3 антиклинальные зоны: 1) Гоша Даш – Агбурун дениз – Абшерон кюпеси; 2) Дарвин кюпеси – Пираллахи – Гюрганы-дениз – Джануб; 3) Хали – Чиллов – Палчыг пильпиляси – Нефть Дашлары. Данные антиклинальные зоны разделяются синклиналями, заполненными, в основном, четвертичными отложениями. Антиклинальная зона Гоша Даш – Агбурун-дениз – Абшерон кюпеси является крупным тектоническим элементом почти широтного простирания и, по-видимому, является продолжением в море Тенгинско-Бешбармагского антиклинория. Другую зону поднятий составляют Дарвин кюпеси – Пираллахи – Гюрганы-дениз – Джануб, общее меридиональное направление которых, на юге переходит в юго-восточное. На западе зона граничит с глубоким синклинальным прогибом, заполненным мощными древнекаспийскими осадками, а на востоке с прогибом, выполненным

отложениями абшеронского яруса и разделяющим от поднятия Хали [19, с.49-50].

Месторождение Пираллахи является основным объектом наших исследований на территории Абшеронского архипелага. Оно располагается в пределах антиклинального пояса Дарвин кюпеси – Пираллахи – Гюрганы-дениз – Джануб. В 1931 г., после внедрения в практику бурения электрического каротажа, было начато детальное изучение структуры месторождения, а через год, геологом А.А.Камладзе, была построена первая структурная схема. В последующие годы, по мере получения новых геолого-геофизических данных, структурные карты были перестроены, с целью уточнения тектоники месторождения [67, с.31].

Структура месторождения подразделяется на две складки: северную и южную. Северная складка месторождения Пираллахи представляет собой брахиантиклиналь, ось которой протягивается в СЗ-ЮВ направлении. Северное поднятие осложнено несколькими продольными разломами, разделяющими складку на 3 основных тектонических блока: западный, центральный сводовый и восточный. Западный тектонический блок охватывает западное крыло складки и северо-западный синклинальный перегиб пластов, ось которого проходит в СЗ-ЮВ направлении. Согласно результатам анализа сейсморазведочных и промыслово-геофизических данных, установлено кулисообразное расположение юго-восточной периклинали месторождения Дарвин кюпеси и северной периклинали Пираллахи, отделяющиеся друг от друга узкой седловиной [41, с.21]. Соответственно, центральный сводовый блок ограничивается с севера узкой седловиной, а с юга – поперечным нарушением. В пределах центрального блока складка почти симметричная и характеризуется примерно одинаковыми величинами углов падения – 15-20° на восточном и 17-22° – на западном крыле [5, с.49; 67, с.35].

Для уточнения геологического строения и выявления нефтегазоносных пластов, в северо-восточной части месторождения были пробурены новые структурно-поисковые и разведочные скважины №491, 492, 493, 494 и 495. Полученные геологические данные позволили внести ясность в тектоническое

строение как северо-восточной складки месторождения Пираллахи, так и юго-восточной периклинали месторождения Дарвин кюпеси.

Согласно [67, с.211], южная складка месторождения Пираллахи представляет собой брахиантиклинальное поднятие, сильно осложненное надвигом. По данным [5, с.50-52; 67, с.37; 46, с.63-64], плоскость надвига разделила свод южной складки почти по осевой линии на юго-западное и северо-восточное крыло. Надвинутое юго-западное крыло сравнительно пологое, а поднадвиговое имеет более сложное строение и характеризуется очень крутым падением пластов. Свод складки разрушен, в основном силами трения, возникшими при надвигании юго-западного крыла на северо-восточное. При этом ось складки изменила свое направление на субширотное с тенденцией на северо-западное, в сторону антиклинали Мардакяны-дениз. Надвиговые нарушения разделяют южную складку на 2 тектонических блока: надвиговый и поднадвиговый. Плоскость надвигового нарушения на всем протяжении падает на юго-запад, амплитуда вертикального смещения которого колеблется в пределах 70-300 м, а максимальная амплитуда смещения надвига в южной части складки составляет 700 м. Углы падения на юго-западном крыле составляет 30° , тогда как на северо-восточном – $35-40^\circ$ [67, с.38; 14, с.211]. Северный конец осевой линии складки от северного поднятия протягивается в сторону складки Дарвин кюпеси. Южнее складок Пираллахи осевая линия протягивается к структуре Гюргяны – дениз.

Разрывное нарушение, разделяющее северную и южную складки месторождения Пираллахи, имеет региональный характер и является одним из наиболее крупных нарушений Абшеронской области. Оно протягивается в Ю-В направлении, пронизывая структуры антиклинальных поднятий Хали – Нефт Дашлары – Гюнешли – Кяпяз и является прямым отражением Абшеронско-Прибалханского разлома и связано с ним генетически [40, с.17; 63, с.167-205; 64, с.1-7].

В структурном отношении месторождение Дарвин кюпеси представляет собой крутую складку, где углы падения пород достигают $40-45^\circ$. Сводовая

часть структуры осложнена разрывом, который простирается вдоль оси складки. Протяженность складки составляет примерно 9 км. В южном направлении складка смещается на восток и к ней кулисообразно присоединяется северное поднятие месторождения Пираллахи [19, с.50].

Месторождение Гюрганы-дениз представляет собой плавное погружение структуры Пираллахи в юго-восточном направлении. Согласно Ф.М.Багир-заде, седловины между южной складкой и месторождениями Пираллахи и Гюрганы-дениз не обнаружено. В тектоническом отношении, особенностью является надвиговое строение структуры – пологое юго-западное крыло надвинуто на крутое северо-восточное. Амплитуда смещения пластов уменьшается в юго-восточном направлении и составляет 1100 м. Ввиду большой амплитуды, пласты нижнего отдела продуктивной толщи соприкасаются с пластами верхнего [19, с.52].

Структура месторождения Чиллов расположена в пределах 3-ей антиклинальной зоны и представляет собой крупную удлиненную антиклинальную складку протяженностью 25 км, простирающуюся в СЗ – ЮВ направлении. Шарнир складки образует 2 ундуляции: юго-восточную – Чиллов и северо-западную – месторождение Хали. Северо-восточное крыло складки является более крутым, тогда как северо-западная периклиналь имеет более пологие углы падения пластов – 10-20°. Амплитуда надвигового нарушения, где юго-западное крыло надвинуто на северо-восточное, составляет около 300 м [19, с.54-55].

Месторождение Палчыг пильпиляси в структурном отношении представляет собой поднятие, возникшее в результате ундуляции оси объединенной брахиантиклинальной складки Нефть Дашлары – Палчыг пильпиляси. Поднятие ориентировано в Кавказском направлении с северо-запада на юго-восток. Поднятие Нефть Дашлары расположено на юго-востоке от Палчыг пильпиляси и представляет ассиметричную брахиантиклиналь СЗ-ЮВ простирания. По данным бурения установлено местоположение и конфигурация седловины между месторождениями Нефть Дашлары и Палчыг

пильпиляси. Сводовая часть протягивается в виде узкого гребня. Складка ассиметрична и углы падения на юго-западном крыле составляют примерно 33-35°, а на северо-восточном – 40-50° [19, с.55-56].

1.4. Стратиграфия разреза месторождений Абшеронского архипелага

В геологическом строении месторождений Абшеронского архипелага принимают участие постплиоценовые, плиоценовые и миоценовые отложения (рис. 1.4.1). Породы более древнего возраста, были вскрыты отдельными скважинами на сводах поднятий.

На северной складке месторождения Пираллахи отложения ПТ вскрыты в нормальной стратиграфической последовательности и залегают на отложениях понтического яруса и миоцена. На южной складке, строение которой осложнено надвиговым нарушением, разрез ПТ повторяется дважды. Некоторыми скважинами были вскрыты существенные мощности отложений кирмакинской и подкирмакинской свит [67, с.25-31].

Из отложений постплиоценового возраста, наиболее широко распространены породы современного Каспия, представленные песками, сильно песчанистыми глинами, ракушняком, а также встречаются прослойки оолитовых песков. На месторождении Чилор к древнекаспийским отложениям относятся глыбы рыхлых известняков и плотно сцементированные конгломераты из обломков пород ПТ.

На месторождении Нефть Дашлары древнекаспийские отложения несогласно залегают на отложениях ПТ. В нескольких скважинах установлено наличие отложений бакинского яруса, литологически представленного глинами с прослоями песка [19, с. 13-14].

На месторождении Пираллахи древнекаспийские отложения представлены галечниками, конгломератами, песками.

Отложения абшеронского яруса широко распространены в пределах

Эра	Система	Отдел	Под-отдел	Регионарус	Под-ярус	Свита	Мощность, м	Литологическая колонка		
К а й н о з о й с к а я	четвертичная	голоцен		антропоген						
				новокаспийский						
				хвалынский	верхний					
		плейстоцен				хазарский	верхний			
						нижний				
						бакинский	верхний			
						нижний				
						тюрканский				
						абшеронский			1000	
						неогеновая	плиоцен	верх-ний		акчагыльский
	нижний	продуктивная толща	верхний	сураханская	30-100					
				сабунчинская	250-400					
				балаханская	450-860					
				перерыва	95-145					
			нижний	надкирмакинская глинистая	60-160					
				надкирмакинская песчанистая	20-70					
				кирмакинская	120-365					
				подкирмакинская	10-150					
	калинская	50-600								
	миоцен	верхний			понтический			63-102		
меотический							45			
сарматский							295			
средний					конкский			50		
					караганский					
					чокракский			110		
нижний					тарханский			40		
					коцахурский	верхний	майкопская	370		

Рис. 1.4.1. Литолого-стратиграфическая колонка разреза Абшеронского архипелага (условные обозначения – см. на рис. 3.1.3). При составлении колонки использованы литературные данные [1, с.101; 17, с.72-78]

Абшеронского архипелага и слагают синклинальные прогибы и седловины, а также далекие крылья антиклиналей. Ярус сложен, в основном, известняками [19, с.15]. Согласно [17, с.78] общая мощность отложений абшеронского яруса на Абшеронском архипелаге составляет в среднем 1000 м.

Отложения акчагыльского яруса окаймляют крылья и периклинали складок и выражены светлыми и темно-серыми глинами с тонкими прослоями песка и вулканического пепла. Мощность акчагыльского яруса в пределах 0 – 100 м [19, с.15].

Продуктивная толща. Верхний отдел ПТ отличается постепенным увеличением мощности песчаных объектов по мере увеличения стратиграфической глубины и по соотношению глин и песков разделяется на сураханскую, сабунчинскую и балаханскую свиты.

Отложения сураханской свиты представлены переслаиванием серых глин и песков, с преобладанием глин над песками и слагают далекие крылья и удаленную периклинали месторождения Нефт Дашлары, северо-западную периклинали Палчыг Пильпиляси и верхнюю часть структуры Джануб.

Отложения сабунчинской свиты выражены чередованием песчаных пачек с глинами почти в равном соотношении и слагают те же площади, что и вышележащая свита. Общая видимая мощность – 250-400 м.

В балаханской свите (БС) общий процент песчаности увеличивается, а количество и мощность глинистых пачек уменьшается. На Абшеронском архипелаге свита представлена V, VI, VII, VIIa, VIII, IX, X горизонтами, общая мощность которой варьирует от 450 до 860 м, увеличиваясь к востоку и юго-востоку. На месторождении Пираллахи свита сложена мелкозернистыми песками с редкими прослоями песчаников и плотных, жирных глин.

Свита перерыва (СП) на месторождении Пираллахи выражена светло-серыми, средне- и крупнозернистыми песками с включениями черной угловатой гальки и конкрециями пирита с прослоями песчаников и глин, мощностью не более 2 м. Общая мощность свиты варьирует в пределах 135-145 м [19, с.16-18].

Нижний отдел ПТ подразделяется на следующие свиты: надкирмакинская глинистая (НКГ), надкирмакинская песчаная (НКП), кирмакинская, подкирмакинская и калинская (КаС).

Надкирмакинская глинистая свита в пределах архипелага не является нефтеносной, за исключением месторождения Нефт Дашлары, где встречаются нефтенасыщенные алевриты. Литологически свита характеризуется, преимущественно, серыми и бурыми плотными глинами с преобладанием, в нижней части свиты, пропластков мелкозернистого песка. Свита НКГ является одной из основных опорных свит, кровля которой четко выделяется на диаграммах по резкому отклонению кривых ПС в положительную сторону. В пределах восточной части Абшеронского архипелага в разрезе увеличивается количество песчаных прослоев. Мощность свиты меняется от 60 до 160 м.

Надкирмакинская песчаная свита литологически представлена средне- и крупнозернистыми песками с редкими прослоями песчаных глин и плотного мелкозернистого песчаника. Мощность свиты НКП на месторождении Пираллахи варьирует в пределах 30-45 м. По всему архипелагу мощность меняется от 20 до 70 м. В юго-восточной части архипелага (месторождения Чилув, Нефт Дашлары) мощность свиты уменьшается до 20-30 м [19, с.19-20].

Кирмакинская свита является наиболее широко распространенной свитой нижнего отдела ПТ и довольно постоянна по мощности. Отложения КС были определены на площадях Нефт Дашлары, Палчыг Пильпиляси, Чилув, Хали, Пираллахи, Дарвин кюпеси и Джануб. В пределах большинства поднятий мощность свиты близка к 250 м, а в сводовых частях она уменьшается до 200 м. Свита представлена частым чередованием тонко-, мелкозернистых песков и глин. По всему разрезу Абшеронского архипелага отложения свиты подвержены резким литологическим изменениям. Глинистость свиты увеличивается в направлении от северо-запада на юго-восток [19, с.20-21]. На месторождении Пираллахи свиту раньше разбивали на семь эксплуатационных объектов, а позднее стали делить на два – нижний и верхний. Мощность свиты колеблется от 120-250 м на сводах, до 300-365 м на погружениях структур [17, с.74].

Подкирмакинская свита на Абшеронском архипелаге выражена преимущественно мелко- и среднезернистыми песками с включением угловатой черной гальки. Мощность свиты изменяется в больших пределах и на восточном крыле месторождения Пираллахи, ее мощность резко уменьшается. Наибольшая мощность свиты наблюдается на месторождении Гюрганы-дениз, где она доходит до 150 м. На остальных поднятиях мощность ПК колеблется в пределах 60-90 м [19, с.22]. Мощность ПК свиты на месторождении Пираллахи увеличивается к погружениям и составляет в среднем примерно 50 м.

Калинская свита. По данным бурения новых скважин и по результатам сейсмической интерпретации можно предположить локальное распространение данной свиты в пределах месторождений Дарвин кюпеси, Пираллахи (северная складка) и Мардакяны-дениз. В зоне погружения южной складки месторождения Пираллахи, свита вскрыта мощностью 200-270 м. Мощность колеблется от 50 м (Джануб) до 600 м (Палчыг Пильпиляси) [17, с.73]. Литологический состав отложений прибрежного происхождения, представлен песчано-глинистым чередованием, с заметным преобладанием песчано-алевритовых разностей и характеризуется несогласным залеганием на отложения понта [19, с.24].

Понтический ярус в пределах Абшеронского архипелага литологически представлен плотными серыми глинами с тонкими прослоями тонкозернистого песка и отличается наличием, характерной для этих отложений, микрофауны. Отложения понта отсутствуют на сводах ряда поднятий, а встречаются, в основном, на погружениях и крыльях антиклиналей. На месторождении Нефт Дашлары мощность яруса составляет примерно 80 м. Почти повсеместно понт подстилает отложения ПТ с угловым и азимутальным несогласием [17, с.72-73].

Диатомовая свита. Свита включает отложения верхнего и среднего миоцена, т.е. караганский, конский, сарматский и меотический ярусы. Свита представлена толщей глин, в основном, серого цвета, иногда с зеленоватым оттенком с очень тонкими прослоями песков. На Абшеронском архипелаге

диатовая свита вскрыта рядом скважин: скважины №100, 425, 435, 479, 1200, 1201 – на месторождении Пираллахи; скважины №32, 481 – на месторождении Нефт Дашлары. Отбивка границ понта и диатомовых слоев в скв. №100 месторождения Пираллахи, произведена по группе слюд и другим прозрачным минералам, свойственным тяжелой фракции диатомовых слоев [67, с.25-26].

Согласно [12, с.82], отложения сарматского возраста в Абшеронском районе представлены глинистой фацией и имеют широкое распространение. В разрезе отложений сармата юго-западного Абшерона, общей мощностью 95-108 м, встречаются частые прослои маломощных песчано-алевритовых пород, а в районе центрального и южного Гобустана аналогичные отложения, мощностью 690-1100 м, представлены песчано-глинистой и мергельно-глинистой фациями.

Общая мощность сарматских отложений, вскрытых в скважине №1200 месторождения Пираллахи, составляет 295 м.

Отложения конкского яруса, вскрытых неполной мощностью в скважине №1201 месторождения Пираллахи, составляют примерно 40 м. Согласно проведенным исследованиям [70, с.9] мощность конских отложений, вскрытых скважинами глубокого бурения на о. Пираллахи, составляет 50 м.

Чокракский ярус. Отложения этого яруса установлены на морских площадях – Нефт Дашлары, Абшерон кюпеси, Агбурун-дениз и др. по наличию в кернах большого количества микроскопических *Spiratella andrussovi tschokrakensis* (Zhizh.), *Quinqueloculina acneriana* Orb., *Loxoconchacarinata* Lnks [33, т.1, с.342].

Тарханский ярус. Мощность отложений данного яруса на месторождении Пираллахи составляет примерно 40 м и выражена переслаиванием глин, мергелей и песчаников.

Майкопская свита. Отложения свиты вскрыты в приосевой полосе складки Нефт Дашлары, на площадях Абшерон кюпеси, Гилавар, Чилон и представлены серым глинами с прослоями мелкозернистых песков и плотных песчаников. Максимальная видимая мощность свиты отмечена на

месторождении Абшерон кюпеси и составляет 995 м [17, с.72].

Мощность майкопских отложений, вскрытых в скважине №1200 месторождения Пираллахи, составляет примерно 370 м.

1.5. Изученность территории геофизическими методами

Геофизические методы поиска и разведки структур применялись в Азербайджане с начала 30-х годов прошлого столетия. Основными методами являлись – сейсморазведка, гравиразведка, электроразведка и магниторазведка. Апробация результатов исследований показала, что наиболее информативными являются методы отраженных волн – общей глубинной точки (МОГТ).

В 1937-1940 гг. на отдельных структурах Абшеронского полуострова проводились сейсморазведочные работы МОВ. Первые опытные работы с применением данного метода показали большие разведочные возможности для изучения геологического строения перспективных площадей. Применение МОВ позволило отобразить тектонику на профилях и структурных картах, составленных по различным условным сейсмическим горизонтам.

В период с 1944-1949 гг. сейсморазведочные работы проводились в прибрежной части Абшеронского полуострова, в районе о. Чилов и Нефт-Дашлары.

Начиная с 50-х годов прошлого столетия в Абшеронском нефтегазоносном районе расширился объем сейсморазведочных работ МОВ. С использованием донных сейсмических кос проводились сейсмические исследования в прибрежной акватории азербайджанской части Каспия. Одной из наиболее значимых разработок являлась разработка и применение методики и техники глубинных сейсмических зондирований [37, с.3, с.5, с.6].

С 1954 г. со стороны геофизического отдела АЗ НИПИ по добыче нефти на Каспии были проведены электроразведочные работы, в частности, разработаны и опробованы методики непрерывных дипольно-осевых зондирований и непрерывного дипольного и картировочного профилирования [37, с.18].

В тресте «Каспнефтегазгеофизразведка» проводились крупномасштабные работы, с целью анализа и обобщения результатов систематических региональных и детальных сейсмических, гравиметрических, магнитометрических и других геофизических исследований в южной, средней и северной акватории Каспия.

С 70-х годов прошлого столетия для решения геологических задач в сейсморазведке начали применять МОГТ, что позволило значительно повысить разрешающую способность и увеличить глубинность сейсморазведки в различных районах Азербайджана (Рагимханов Ф.Г., Эфендиев Ф.Ф., Тагиев Р.Д., Юсубов Н.П. и др.) Применение данного метода и цифровой обработки полевых материалов позволили выявить и подготовить под глубокое бурение большое количество структур [37, с.3-8].

В период с 1991 по 1995 г., азербайджанскими геофизиками в азербайджанском секторе Каспийского моря были проведены высокоразрешающие сейсмические работы с использованием современных методов и отработаны сейсмические профили общей протяженностью около 18 тыс. пог. км [37, с.9-10].

В целом, в пределах Абшеронского нефтегазоносного района было выявлено 92 локальных поднятия. В материковой части нефтегазоносного района было выявлено 28 поднятий и около 10-ти – в мелководной части посредством структурно-картировочного бурения. Другие структуры, в том числе открытые за последние годы нефтегазовые месторождения, были выявлены с помощью различных методов геофизической разведки, в первую очередь сейсморазведочными работами [37, с.182].

В 2016 г., совместно с иностранными фирмами, в мелководной части

Абшеронского архипелага проведены сейсморазведочные работы с применением современных методов (3D).

1.6. Обзор петрофизических исследований нефтегазоносных коллекторов

Значительный вклад в изучение петрофизических параметров нефтегазовых месторождений Азербайджана был сделан такими учеными, как М.Т.Абасов, А.А.Ализаде, Ш.Ф.Мехтиев, Т.М.Салехли, Л.А.Буряковский, Ш.А.Балакишибейли, А.А.Иманов, Р.Д.Джеваншир и др.

Петрофизические исследования в Азербайджане начали развиваться с 30-х годов прошлого столетия. Наиболее изученным объектом является продуктивная толща, к которой приурочены месторождения нефти и газа Абшеронского полуострова и акватории Каспия.

Впервые работы по изучению плотности пород третичного возраста были начаты на различных площадях Прикуринского и Шамахи-Гобустанского нефтегазоносного районов в 1932 г. со стороны Л.Шнерсона. Позднее, в 1942 г. со стороны А.Н.Корнева и В.С.Молдавского была изучена плотностная характеристика образцов пород по площадям Абшеронского полуострова, Прикаспийско-Губинского, Шамахи-Гобустанского и др. районов. Для исследования плотности было привлечено около 500 образцов пород мелового, третичного и четвертичного возрастов.

С 1950 г. на территории Азербайджана было начато изучение удельного веса и магнитных свойств горных пород, а с 1965 г. со стороны Т.М.Салехли, М.Б.Алиева, Д.Г.Суварова, Л.А.Султанова и др. началось комплексное изучение физических свойств пород в структуре Азфилиала ВНИИГеофизики [37, с.302].

В начале 60-х годов прошлого столетия со стороны Т.М.Салехли и

М.Б.Алиева было начато детальное изучение скорости распространения упругих волн в осадочных породах, а также на территории Азербайджана были проведены первые работы по изучению акустических свойств осадочных пород в условиях высокого всестороннего давления. С 1968 г. со стороны Д.Г.Суварова были начаты систематические исследования электрических свойств пород.

В 1971-1973 гг. в Южном филиале ВНИИГеофизики азербайджанскими учеными было проведено обобщение имеющихся материалов о физических параметрах пород и на основе этого составлены схематические карты физических параметров по нефтегазоносным областям суши Азербайджана и прилегающей акватории Каспийского моря [37, с.303].

В течение 1975-1988 гг. в петрофизической лаборатории Южного филиала ВНИИГеофизики были проведены комплексные исследования физических свойств кернов сверхглубокой Саатлинской скважины. В более чем 10 тыс. образцах пород были исследованы пористость, плотность, удельное электрическое сопротивление, скорости продольных волн и магнитные свойства [37, с.303].

В последующие годы, вначале в «Институте Физики Земли», а впоследствии в Институте Геологии Академии Наук со стороны Ш.А.Балакишибейли впервые были проведены исследования физических свойств магматических кристаллических пород в условиях высоких давлений и температур. Данные исследования позволили решить теоретические вопросы, связанные с глубинным строением земной коры и верхней мантии, классификацией физических свойств пород и выявлением связи между петрофизическими параметрами [21, с.111-115; 22, с.49-51].

В 70-е и 80-е годы в Институте проблем глубинных нефтегазовых месторождений АН Азербайджана была проведена серия исследований деформационно-прочностных и коллекторских свойств пород, в т. ч. в условиях высоких давлений и температур. А.А.Имановым была разработана установка АСИФ-1 для комплексного изучения механических и физических свойств

горных пород при высоких термобарических условиях [50, с.1-4].

В книге А.А.Иманова [49, с.19, с.34, с.75, с.178-179] представлены результаты комплексного исследования упругих изменений фильтрационно-емкостных и экранирующих свойств осадочных пород ПТ при высоких термодинамических параметрах, изучено влияние глубинных давлений и структурно-тектонических условий на процессы необратимых деформаций петрофизических параметров, а также оценена перспективность нефтегазоносности глубокопогруженных структур ЮКБ.

В работах Л.А.Буряковского [25, с.96-105; 26, с.69, с.137] разработан новый подход к моделированию параметров физических свойств пород. Получены аналитические модели с учетом влияния различных природных факторов на петрофизические параметры и обсчет этих моделей с помощью метода статистических испытаний (метод Монте-Карло) на ЭВМ. Даны оценочные классификации коллекторов нефти и газа и приведены результаты использования петрофизических связей при интерпретации материалов ГИС.

В научных исследованиях М.Т.Абасова и др. [48, с.92, с.133, с.148, с.162] представлены методические и практические подходы для изучения и прогнозирования параметров природных резервуаров нефти и газа в Южно-Каспийской впадине, а также установлены количественные закономерности распределения различных петрофизических параметров на региональном, субрегиональном и локальном уровнях.

В последние годы изучению петрофизических параметров и составлению математических моделей коллекторов продуктивной толщи нефтегазоносных месторождений ЮКБ посвящена работа А.Б.Гасанова и др. [4, с.16-21]

Выводы

В первой главе диссертационной работы представлен обзор научно-исследовательских и производственных работ, посвященных геолого-

геофизическому и петрофизическому изучению разрезов продуктивной толщи в пределах Абшеронского нефтегазоносного района. Описана геологическая характеристика, как всего Абшеронского архипелага, так и его основных нефтяных месторождений; рассмотрены структурно-тектонические условия формирования осадочных пород. В главе представлено описание пород по отдельным стратиграфическим интервалам с указанием особенностей изменения их мощностей и литологического состава.

Обобщение и анализ литературных и фондовых материалов показал, что несмотря на огромный объем геолого-геофизических исследований, проведенных на площадях Абшеронского архипелага, все еще не полностью решены вопросы, связанные с их петрофизическим и литофациальным моделированием, фильтрационно-ёмкостными особенностями коллекторов и выбором рациональной методики для дальнейших разведочных работ и эксплуатации залежей.

ГЛАВА II. ПЕТРОФИЗИЧЕСКИЕ ПАРАМЕТРЫ ПОРОД В ГЕОЛОГИЧЕСКОМ РАЗРЕЗЕ ОТЛОЖЕНИЙ ПТ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ АБШЕРОНСКОГО АРХИПЕЛАГА

За последние годы проведено значительное количество исследований петрофизических параметров пород продуктивной толщи Абшеронского архипелага, что позволяет более подробно описать отложения этого района.

Как указано в работе [65, с.3], петрофизические исследования выполняются с целью создания базы для количественной интерпретации результатов ГИС, которая проводится как на стадии оперативной обработки, так и на стадии подсчета запасов нефти и газа. При этом главный принцип заключается в выявлении петрофизических зависимостей типа керн-керн, когда коллекторские и физические свойства исследуются только на образцах пород, а также взаимосвязи типа керн – ГИС, когда коллекторские свойства определяются по керну, а физические – по данным ГИС.

2.1. Изучение петрофизических параметров пород по лабораторному анализу керна материала

Петрофизические свойства продуктивных свит месторождения Пираллахи Абшеронского архипелага, в основном, были изучены по данным около 150 керновых образцов, отобранных из 38 разведочных скважин. Керновые образцы были исследованы в лабораториях АзНПНИПИ, AzLab и ЦНИЛ ПО «Каспморнефтегазбур» [5, с.60; 67, с.95]. Из всего объема керновых образцов, 41% отобрано из свиты ПК, 43% – нижнекирмакинской и 16% – верхнекирмакинской подсвит. В результате лабораторных исследований керновых образцов по всему месторождению было проведено 149 определений гранулометрического состава, 39 – карбонатности, 132 – пористости и 28 –

проницаемости.

Согласно [5, с.61], значение глинистости в продуктивных пластах изменяется в пределах 7,3 – 48,6%. При этом, по ПК из всего объема керновых образцов, в 53% глинистость колеблется в пределах 10-25%, а по КС в 65% – глинистость варьирует в пределах 30-45%. (рис.2.1.1 а) Значение карбонатности изменяется в диапазоне 3-28%. Из всего объема образцов в более чем 78%, карбонатность составляет до 12% (рис. 2.1.1 б). Значение пористости по ПК и КС изменяется в пределах 5-34,7%.

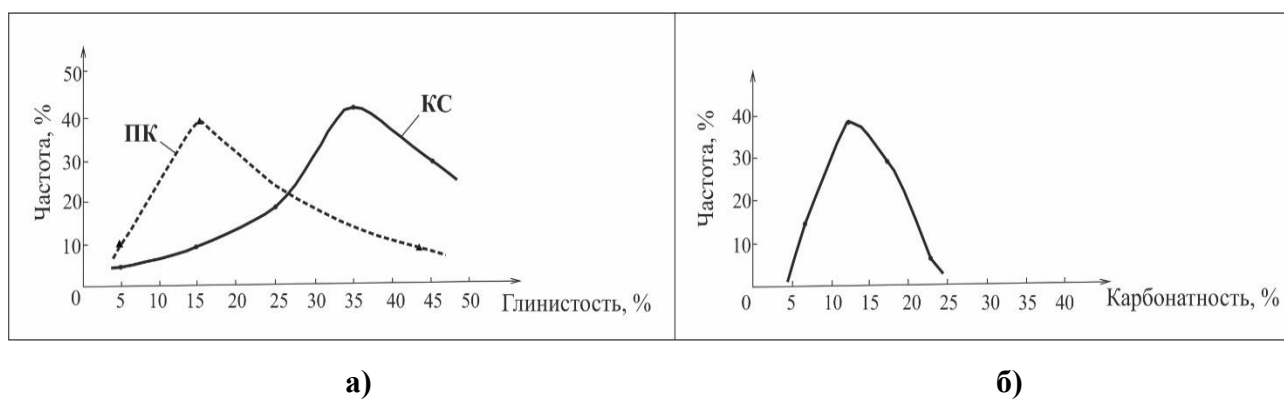
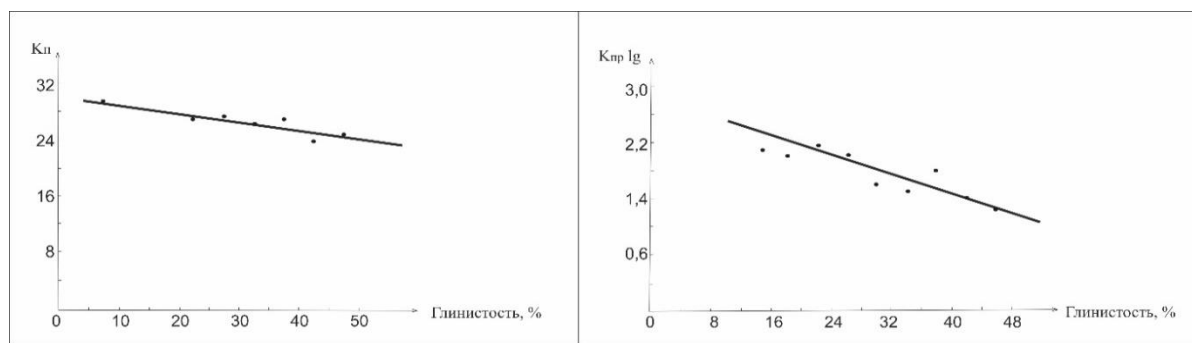


Рис. 2.1.1. Кривые распределения глинистости (а) и карбонатности (б) песчано-алевритовых пород ПТ месторождения Пираллахи [5, с.62]

По результатам ранее проведенных исследований [5, с.63], в связи с тем, что все определения проницаемости соответствуют значениям более 9 мД, по рядам распределения параметра отмечено затруднение в определении границы коллектора и не коллектора. Эта граница для отложений ПТ месторождений Азербайджана условно принимается 1 мД. Как следует из ряда распределения песчано-алевритовых пород нижне- и верхнекирмакинской подсвит, граничное значение пористости между коллекторами и не коллекторами соответствует 10%. Следовательно, граничными значениями пористости и проницаемости для разделения коллекторов и неколлекторов песчано-алевритовых продуктивных свит месторождения Пираллахи являются соответственно значения 10% и 1 мД.

Построенные по керновым данным зависимости пористости и проницаемости песчано-алевритовых пород ПТ от глинистости имеют линейный тренд (рис. 2.1.2).



а)

б)

Рис. 2.1.2. Кривые зависимости пористости (а) и проницаемости (б) песчано-алевритовых пород от глинистости по месторождению Пираллахи [67, с.114]

В таблицах 2.1.1 и 2.1.2 представлены среднеарифметические значения петрофизических параметров продуктивных горизонтов отдельно по свитам и по блокам месторождения Пираллахи [5, с.64].

Таблица 2.1.1

**Коллекторские свойства пород по свитам ПТ
месторождения Пираллахи**

Свита	Кол-во скважин	Глинистость, %			Карбонатность, %		
		Кол-во анализов	Пределы изменения	Среднее значение	Кол-во анализов	Пределы изменения	Среднее значение
КС _в	9	22	20,9-45,8	36,4	2	8,6-11,3	10
КС _н	19	65	5,4-48,9	35,5	6	5-10,4	8,3
ПК	23	62	5,5-45,8	23,3	31	3-13,4	7,2

Таблица 2.1.2

Свита	Кол-во скважин	Пористость, %			Проницаемость, мД		
		Кол-во анализов	Пределы изменения	Среднее значение	Кол-во анализов	Пределы изменения	Среднее значение
КС _в	9	22	19,5-32,8	27	7	9-337	75
КС _н	19	65	11,4-33,8	26	13	10-637	123
ПК	23	45	11,4-34,7	28	8	46-360	147

Согласно данным [5, с.63-67], коллекторские свойства подкирмакинской свиты были изучены в 54-х керновых образцах, отобранных из 23 скважин (18

скважин расположено на северной складке месторождения, а 5 – на южной). При этом, по гранулометрическому составу 69% керновых образцов относятся к глинисто-алевритовым пескам, а среднеарифметическое значение глинистой фракции составляет 23%. Карбонатность ПК изучена по результатам анализа 31-го кернового образца. Значение карбонатности изменяется в пределах 3-13% (в среднем 7%), а значение пористости варьирует в интервале 11,4-34,7 (в среднем 28%). Абсолютное значение проницаемости изменяется в пределах 46-360 мД и составляет в среднем по свите 147 мД.

В целом, распределение пористости и проницаемости по месторождению показывает, что 1-й тектонический блок обладает наилучшими коллекторскими характеристиками.

Пластовые параметры $KС_n$ месторождения Пираллахи изучены в 58-и керновых образцах, отобранных из 19-ти скважин. В процессе лабораторных исследований этих образцов было проведено 65 определений гранулометрического анализа, 6 – карбонатности, 65 – пористости и 13 – проницаемости. Установлено, что значение глинистой фракции изменяется в интервале 5-48% и составляет в среднем 35,5%, а среднее значение карбонатности – 8,3%. Наименьшее значение пористости пород составляет 11,4%, при среднеарифметическом – 26%. Значение проницаемости изменяется в диапазоне 10-637 мД и в среднем составляет 123 мД.

В 97% керновые образцы – коллекторы в $KС_v$, относятся к глинистым алевритам. Среднее значение глинистой фракции в них составляет 36%. Карбонатность этих пород изменяется в пределах 8-11%, а пористость – 19,8-32,8%. Максимальное значение проницаемости составляет 387 мД, при среднеарифметическом – 75 мД.

Для определения коллекторских свойств, был проведен лабораторный анализ керновых образцов месторождения Пираллахи, отобранных из пяти интервалов разведочной скважины №1200 (по материалам отчета AzLab).

В таблице 2.1.3 представлены результаты лабораторных исследований керновых образцов.

Результаты лабораторного анализа керновых образцов, отобранных из скважины №1200 месторождения Пираллахи

Интервал, м	Номер образца	Для полного прохождения газа через образец давление со стороны, равное 27 атм. (400 psi)			
		Проницаемость Кг, мД.	1/P	Пористость, %	Плотность зерен, г/см ³
740-745	1	36,1	0,900	24,7	2,64
787-792	2	6,35	0,854	17,9	2,63
836-838	3	1,03	0,758	12,4	2,63
855-856	4	15,8	0,828	16,2	2,64
871-874	5	23,4	0,895	20,4	2,64

Согласно исследованиям Л.А.Буряковского [26, с.49-50], средняя пористость пород-коллекторов Абшеронского архипелага составляет 23%, причем значительных отличий в пористости между нижним и верхним отделами ПТ не наблюдается. В северо-западной группе месторождений пористость уменьшается в направлении с северо-запада на юго-восток от 24,1 до 19,5%, а в юго-восточной наблюдается обратная последовательность, т.е. в этом же направлении пористость увеличивается от 21,4 до 24,4%. В целом, пористость первой группы месторождений немного выше (23,6%), чем второй (22,2%).

Среднее значение абсолютной проницаемости пород ПТ Абшеронского архипелага равно 187 мД (без учета проницаемости ниже 10 мД). Проницаемость пород верхнего отдела (237 мД) выше, чем нижнего (176 мД). Проницаемость пород северо-западных месторождений (204 мД) в целом выше, чем юго-восточных (169 мД). В пределах антиклинальных зон в направлении с СЗ на ЮВ происходит, хотя и не совсем закономерное увеличение проницаемости пород. По зоне Дарвин кюпеси – Джануб проницаемость увеличивается от 70-180 мД до 218-228 мД, а по зоне Хали – Нефт Дашлары – от 134-127 до 230-192 мД.

Глинистость является одним из основных параметров, оказывающих

влияние на пористость и проницаемость пород. Отмечается увеличение глинистости с северо-запада на юго-восток в пределах отдельных антиклинальных зон Абшеронского архипелага. При переходе от месторождения Дарвин кюпеси, к Пираллахи и далее к структуре Гюрган-дениз глинистость повышается от 28,6 до 30,2 и далее до 34,5%. В антиклинальной зоне месторождений по линии Хали – Чиллов – Палчыг Пильпиляси – Нефт Дашлары глинистость так же увеличивается от 24,9 до 28,1% в юго-восточном направлении. Другим, не менее важным параметром пород-коллекторов является карбонатность. В северо-западной группе месторождений (Дарвин Кюпеси, Пираллахи, Гюрган-дениз) карбонатность коллекторов меньше на 1,2% (8,8 и 10%), чем в юго-восточной (Хали, Чиллов, Палчыг Пилпиляси, Нефт Дашлары). [26, с.48-49].

По данным исследований [26, с.53] такие коллекторские свойства пород, как пористость и проницаемость практически не меняются в зависимости от насыщенности породы нефтью или водой. Вероятно, это связано с одинаковым содержанием глинистого и карбонатного цемента в поровом пространстве пород-коллекторов, как в контуре, так и за контуром нефтеносности.

Установлено [26, с.97], что для разных площадей с повышением содержания глинистой фракции в породе от 0 до 35-50%, пористость песков и алевроитов уменьшается от максимума к минимуму. Породы с содержанием глинистости более 50% не относятся к коллекторам и имеют низкую эффективную пористость.

2.1.1. Корреляционный анализ петрофизических параметров отложений ПТ

Изучение корреляционной зависимости между такими петрофизическими параметрами как, пористость и проницаемость представляет большой интерес. Впервые зависимость между этими параметрами, с учетом дополнительных

параметров таких как, диаметр пор и зерен, удельная поверхность пористой среды и извилистость поровых каналов была установлена экспериментально Э.Крюгером, а теоретически – Й.Козени, а затем П.Карманом. Позднее, эти зависимости были исследованы Ф.И.Котяховым, Л.С.Лейбензоном, К.Г.Оркиным, С.А.Султановым и др. [26, с.110].

Исследованиями установлено, что корреляционная связь между значениями пористости и проницаемости не может быть универсальной, т.к. данные параметры связаны и с другими характеристиками породы такими, как карбонатность и гранулометрический состав. Простая зависимость между этими параметрами, возможна лишь для пород однородной структуры, локализованных в пределах одного месторождения, а иногда даже одного пласта пород.

В результате корреляционного анализа керновых данных (всего 1526 определений), для месторождений Абшеронского архипелага автором диссертации были составлены зависимости проницаемости от пористости по отдельным свитам продуктивной толщи (кирмакинская, подкирмакинская и калинская свиты), по литологическим характеристикам (мелко- и среднезернистые песчаники, глинисто-алевритовые пески, алевролиты, хлидолиты, суглинки и супеси) и по содержанию флюидов (нефтеносные и водо-нефтеносные). При проведении корреляционного анализа по отдельным свитам были использованы данные 358-ми керновых образцов (112 – по подкирмакинской свите, 121 – по кирмакинской свите и 125 – по калинской свите) месторождений Пираллахи, Дарвин кюпеси, Гюрганы-дениз, Чиллов, Хали, Палчыг Пильпиляси и Нефт Дашлары [99, с.16].

Общая пористость пород установлена по методу Преображенского насыщением породы керосином и подсчетом по формуле, а проницаемость пород определялась путем пропускания через породу воздуха при определенных перепадах давления. Карбонатность пород установлена газометрическим методом, путем воздействия на породу соляной кислотой и измерением объема выделившегося при этом углекислого газа [11, с.19-20].

Так как месторождение Пираллахи является основным объектом наших исследований, то, в первую очередь, были составлены корреляционные зависимости по значениям пористости и проницаемости по данной площади, для отдельных свит продуктивной толщи (рис. 2.1.1.1). Несмотря на небольшое количество значений (38 образцов), величина достоверности аппроксимации (R^2) для свиты ПК имеет более высокое значение по сравнению с кирмакинской свитой и составляет 0,78. Выявлено, что зависимость подчиняется степенному закону. Для свиты КС величина $R^2 = 0,56$, но связь между пористостью и проницаемостью подчиняется экспоненциальному закону. Достаточно уверенная корреляция может говорить об относительной однородности пласта, т.е. о лучшей отсортированности и большей окатанности зерен пород свиты ПК по сравнению с отложениями кирмакинской свиты.

Уравнения регрессии $K_{пр}$ от $K_{п.о}$ по кирмакинской (2.1.1.1) и подкирмакинской (2.1.1.2) свитам ПТ записываются как:

$$K_{пр} = 0,153 \times e^{0,212 \cdot K_{п.о}} \quad (2.1.1.1)$$

$$K_{пр} = 9E - 0,6K_{п.о}^{4,888} \quad (2.1.1.2)$$

здесь, $K_{пр}$ – коэффициент проницаемости

$K_{п.о}$ – коэффициент общей пористости

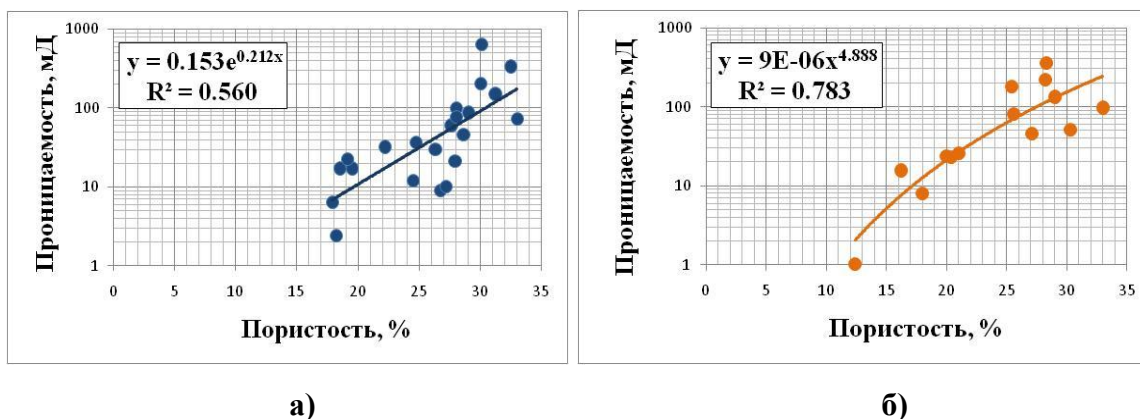


Рис. 2.1.1.1. Корреляционная зависимость значений пористости и проницаемости: а) кирмакинской и б) подкирмакинской свит месторождения Пираллахи

В целом, по полученным результатам корреляционного анализа было определено, что более тесная связь между пористостью и проницаемостью пород продуктивной толщи по северо-западной части Абшеронского архипелага установлена по месторождению Пираллахи, а в юго-восточной части – по месторождению Палчыг пильпиляси.

В то же время, корреляционный анализ для отдельных свит ПТ по семи вышеуказанным месторождениям Абшеронского архипелага не выявил тесной зависимости значений пористости и проницаемости. Однако, по калинской свите резко выделяются два тренда зависимости. Линии трендов подчиняются экспоненциальному закону, причем петрофизические параметры для 1-го тренда характеризуются повышенными значениями пористости и проницаемости, и пониженной карбонатностью, тогда как для 2-го – характерны более низкие значения пористости и проницаемости и повышенная карбонатность. 1-й тренд представлен, в основном, крупно- и среднезернистыми песчаниками и алевритистыми песками, тогда как 2-й – более плотными, сцементированными алевритисто-глинистыми породами и мелкозернистыми песчаниками.

Как известно [26, с.113], цементация пород также сильно влияет на изменение пористости и проницаемости и это влияние, наиболее ощутимо, если в качестве цементирующего вещества в породе выступает карбонатная составляющая. В этом случае, повышенная цементация значительно уменьшает или даже совсем уничтожает первоначальную цементацию песчаных пород. Согласно исследованиям Л.А.Буряковского, умеренная цементация может благотворно влиять на проницаемость, так как она удерживает на месте более мелкие частицы пород и предупреждает возможность закупоривания пор, т.е. первоначально, цемент локализуется в местах соприкосновения зерен, затем постепенно заполняет поры.

Общее количество образцов было разделено на 3 группы по содержанию в них карбонатной составляющей: от 0 до 10%, от 10 до 20% и от 20% и выше, и по каждой группе было определено среднее значение. Как видно из таблицы

2.1.1.1, по калинской свите с увеличением карбонатности в среднем до 14,4%, происходит незначительное увеличение проницаемости при почти постоянном значении пористости. Тогда как при содержании карбонатности в среднем почти до 25%, происходит резкое уменьшение, как проницаемости, так и пористости.

Таблица 2.1.1.1

Средние значения карбонатности, пористости и проницаемости по отдельным свитам ПТ

Свита ПТ	Пределы изменения карбонатности, %	Карбонатность, %	Проницаемость, мД	Пористость, %
калинская	0-10	8	140,4	22,8
	10-20	14,4	166	21,8
	>20	24,8	28,8	15,8
подкирмакинская	0-10	5,8	246,3	23,7
	10-20	15,7	167,2	21,2
	>20	26,8	73,7	16,2
кирмакинская	0-10	8,3	132,6	24,8
	10-20	13	106,9	25,4
	>20	27,4	10,5	21,9

Корреляционный анализ ПК свиты выявил экспоненциальную зависимость значений пористости и проницаемости. Свита ПК характеризуется более высокими средними значениями проницаемости (246 мД) и пористости (23,7%), по сравнению с калинской. Наблюдается закономерное уменьшение, как значений пористости, так и проницаемости с увеличением содержания карбонатной составляющей в породе до 26,8%.

Анализ, наиболее разнородной по составу, кирмакинской свиты также выявил экспоненциальную зависимость между пористостью и проницаемостью. Согласно осредненным значениям петрофизических параметров по вышеописанным трем группам с учетом карбонатности (0-10%, 10-20% и выше 20%), наблюдается закономерное уменьшение проницаемости от 132,6 до 10,5 мД, с увеличением содержания карбонатности от 8,3 до 27,4%. Среднее значение пористости почти не изменяется при вариациях содержания карбонатности до 13%, тогда как при увеличении карбонатности до 27,4%,

среднее значение пористости уменьшается до 21,9% [78, с.93].

В таблице 2.1.1.2 приведены данные средних значений петрофизических параметров по трем свитам ПТ – калинской, подкирмакинской и кирмакинской с различным содержанием карбонатной составляющей.

Таблица 2.1.1.2

Средние значения карбонатности, пористости и проницаемости по 3-м свитам продуктивной толщи

Количество образцов	Пределы изменения карбонатности, %	Карбонатность, %	Пористость, %	Проницаемость, мД
166	0-10	7,59	23,84	164,00
96	10-20	14,51	22,53	150,41
32	>20	25,77	16,33	45,87

Как видно из рассчитанных данных, значения пористости и проницаемости закономерно уменьшаются с увеличением содержания карбонатного цемента. Причем, высокое содержание карбонатного цемента (в среднем 26%) больше влияет на проницаемость, чем на пористость породы, снижая ее значение почти втрое.

Согласно математической статистике и теории вероятностей стохастическая связь между пористостью и проницаемостью подчиняется не степенному, а экспоненциальному закону. Данное положение исходит из того, что для распределения значений пористости, в основном, подходит нормальный закон, тогда как для проницаемости – логарифмически-нормальный.

Многие ученые, в том числе и Г.В.Чилингариан [89, с.71-75] доказали, что гранулометрический состав пород влияет на зависимость между пористостью и проницаемостью. Изучение данной зависимости необходимо для правильного понимания потока жидкости через пористую среду.

С целью изучения корреляционной связи между пористостью и проницаемостью, были составлены зависимости петрофизических параметров для различных литологических типов пород продуктивной тощи по

месторождениям Абшеронского архипелага, представленные на рис. 2.1.1.2.

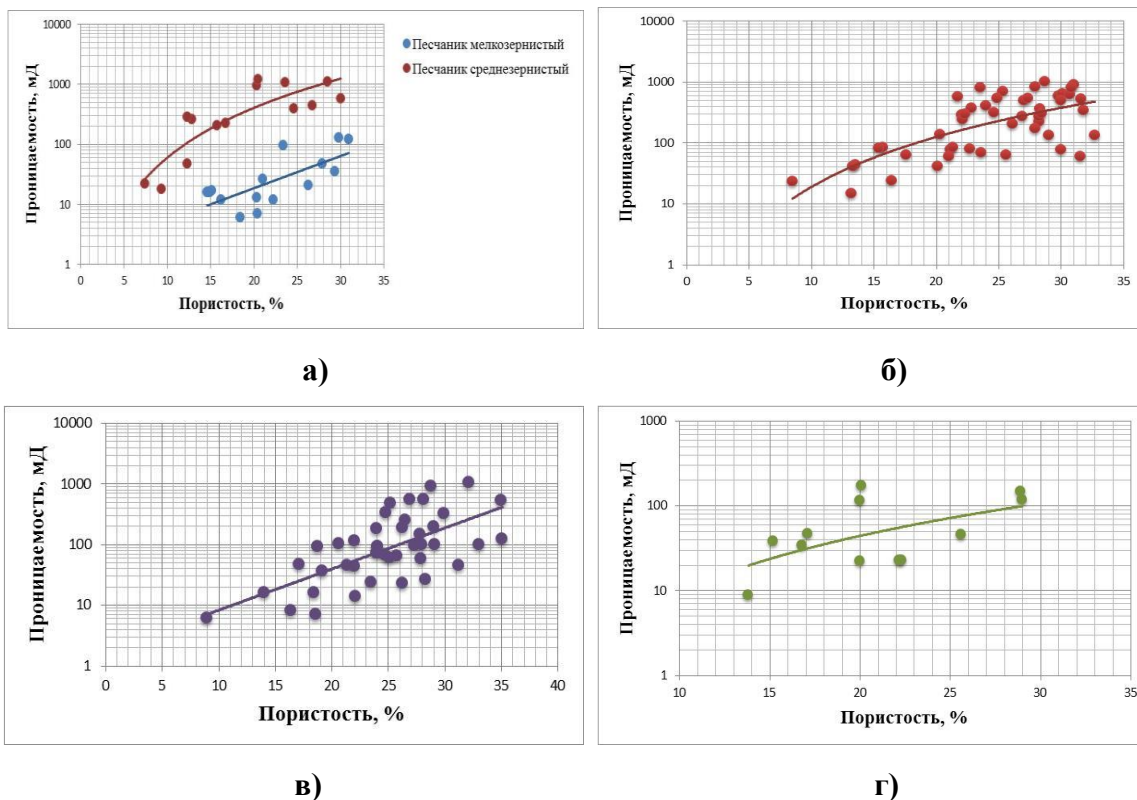


Рис. 2.1.1.2. Корреляционная зависимость значений пористости и проницаемости по различным литологическим типам пород ПТ Абшеронского архипелага: а) песчаник, б) глинисто-алевритистый песок, в) супесь, г) суглинок

Наиболее высокая зависимость между пористостью и проницаемостью установлена для песчаников, причем, для среднезернистых она относительно выше (2.1.1.3). Кроме того, для среднезернистых песчаников тренд подчиняется степенному закону, а для мелкозернистых песчаников с экспоненциальным трендом наблюдалась более слабая зависимость (2.1.1.4). Получены также степенные зависимости для глинисто-алевритистых песков (2.1.1.5), а экспоненциальная – для глинистой супеси (2.1.1.6).

$$K_{\text{пр}} = 0,105 K_{\text{п.о}}^{2,756} \quad (R^2 = 0,73) \quad (2.1.1.3)$$

$$K_{\text{пр}} = 1,581 e^{0,123 K_{\text{п.о}}} \quad (R^2 = 0,52) \quad (2.1.1.4)$$

$$K_{\text{пр}} = 0,036 K_{\text{п.о}}^{2,715} \quad (R^2 = 0,48) \quad (2.1.1.5)$$

$$K_{\text{пр}} = 1,755 e^{0,156 K_{\text{п.о}}} \quad (R^2 = 0,44) \quad (2.1.1.6)$$

Корреляционный анализ таких типов пород как, суглинки, хлидолиты, алевролиты (глинистые и песчано-глинистые) выявил низкую степень зависимости ($R^2 < 0,44$).

Ниже приведены пределы изменения петрофизических параметров для различных типов пород.

Песчаник (среднезернистый). Значения проницаемости колеблются в пределах 18-1221 мД, пористости – 7,4-30% и карбонатности – 0-29,2%.

Песчаник (мелкозернистый). Проницаемость варьирует в пределах 6-130 мД, пористость – 14,6-30,9% и карбонатность – 0-23,1%.

Глинисто-алевритистый песок. Значения проницаемости колеблются в пределах 15-1020 мД, пористости – 8,5-32,7% и карбонатности – 0-32,4%.

Алевролит (песчано-глинистый). Значения проницаемости колеблются в пределах 29-1248 мД, пористости – 16,7-36,5% и карбонатности – 0-19,4%.

Алевролит (глинистый). Проницаемость варьирует в пределах 2,4-431 мД, пористость – 0-33,6% и карбонатность – 3,7-23,8%.

Глинистая супесь. Проницаемость колеблется в пределах 6-1042 мД, пористость – 9-35,1% и карбонатность – 0-24,7%.

Хлидолит. Значения проницаемости варьируют в пределах 3,1-306 мД, пористости – 11,5-30,6% и карбонатности – 3,3-22,7%.

Суглинок. Проницаемость колеблется в пределах 8,8-172 мД, пористость – 13,8-29% и карбонатность – 0-32,5%.

В таблице 2.1.1.3 представлены средние значения карбонатности, пористости и проницаемости для отдельных типов пород. Наиболее повышенные значения проницаемости характерны для среднезернистого песчаника и глинисто-алевритистого песка, а наименьшие – для суглинков. Алевролиты и супеси характеризуются наиболее повышенными значениями пористости.

Осуществлена также детальная оценка коллекторских свойств нефтеперспективных интервалов с целью установления статистического тренда

для углеводородосодержащих и преимущественно водоносных горизонтов. При проведении анализа по 4-м месторождениям Абшеронского архипелага (Дарвин кюпеси, Гюрганы-дениз, Палчыг Пильпиляси и Нефт Дашлары) были отдельно отобраны интервалы значений пористости и проницаемости с процентным содержанием (преобладающее) в керне воды и нефти (41 образцов) и с содержанием только нефти (33 образца). Полученные статистические тренды не обладают высоким значением величины достоверности аппроксимации ($R^2 < 0,5$) и подчиняется степенному закону.

Таблица 2.1.1.3

Средние значения карбонатности, пористости и проницаемости по различным литологическим типам пород ПТ

Тип породы	Карбонатность, %	Пористость, %	Проницаемость, мД
Песчаник (среднезернистый)	17,83	17,98	456,60
Песчаник (мелкозернистый)	11,25	21,85	38,06
Глинисто-алевритистый песок	10,39	24,42	319,09
Алевролит (песчано-глинистый)	9,36	26,36	241,96
Алевролит (глинистый)	10,76	24,17	66,64
Хлидолит	11,16	21,20	79,07
Суглинок	11,38	20,92	66,07
Глинистая супесь	8,56	24,80	176,43

2.1.2. Изучение характера изменения петрофизических параметров с глубиной

Изучению изменения пористости и проницаемости горных пород с глубиной было посвящено множество научных работ и доказано, что эти параметры уменьшаются под действием статической и динамической нагрузки в соответствии со структурно-литологическим составом пород. Установлено, что хорошо отсортированные кварцевые песчаники являются наиболее устойчивыми

к воздействию нагрузки, а наибольшей изменчивости подвергаются более глинистые породы, что объясняется их пластической деформацией. Согласно проведенным экспериментальным исследованиям, статистические зависимости между пористостью и глубиной с достаточной точностью определены как линейные, но в общем виде данная зависимость соответствует экспоненциальному уравнению или логистической кривой [26, с.122].

С целью изучения влияния глубины на петрофизические параметры, были составлены зависимости распределения пористости и проницаемости от глубины отбора керна по отдельным свитам ПТ – калинской, подкирмакинской и кирмакинской, для месторождений Абшеронского архипелага – Пираллахи, Дарвин кюпеси, Гюрганы-дениз, Чилов, Хали, Палчыг Пильпиляси и Нефт Дашлары.

Проведенными ранее исследованиями [26, с.124, с.126], было установлено, что интенсивность изменения пористости глин в два раза больше, чем для песчано-алевритовых пород с низким содержанием глинистой составляющей. Вместе с тем, для образцов из разных глубин определены необратимые изменения в породе, вызванные как механическим уплотнением, так и эпигенетическими явлениями в порах породы. В результате экстраполяции полученных кривых зависимостей в сторону больших глубин, получен предположительный прогноз пористости коллекторов на глубинах более 6 км, составляющий 9-14%.

Было исследовано также изменение петрофизических параметров по их стратиграфической приуроченности, причем эти исследования проводились по отдельным свитам ПТ – калинской, подкирмакинской и кирмакинской. Поскольку проницаемость намного чувствительнее к изменениям порового пространства, чем пористость, то и ее отклонение от средней величины оказалось намного больше.

Калинская свита изучена по данным пяти месторождений – Чилов, Гюрганы-дениз, Хали, Нефт Дашлары и Палчыг Пильпиляси. Интервал глубин распределения этой свиты в геологическом разрезе Абшеронского архипелага

колеблется в среднем от 793 до 2033 м. Осредненные петрофизические значения (пористость, проницаемость и карбонатность) для месторождения Чилов были получены по 278 определениям, для Гюрганы-дениз – 68, Хали – 14, Нефть Дашлары – 114 и по месторождению Палчыг Пильпиляси – 155. Корреляционный анализ не выявил тесной зависимости между петрофизическими значениями и глубиной, а величина достоверности аппроксимации составила менее 0,5 (рис. 2.1.2.1 а, б, в). Наблюдается некоторое увеличение значений проницаемости и уменьшение карбонатности с глубиной.

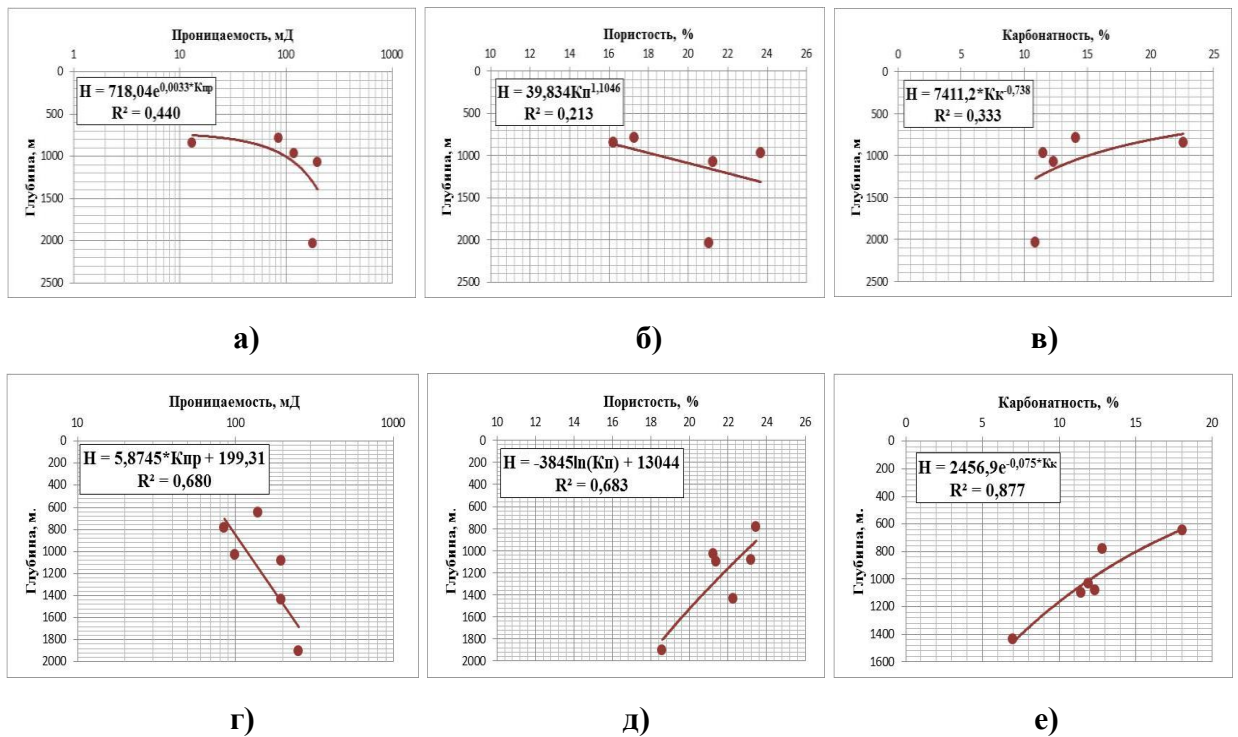


Рис. 2.1.2.1. Корреляционная зависимость значений проницаемости, пористости, карбонатности от глубины для калинской (а, б, в), подкирмакинской (г, д, е) свит ПТ

Подкирмакинская свита характеризуется наиболее повышенными корреляционными связями по сравнению с калинской и кирмакинской. Свита изучена по данным месторождений Дарвин кюпеси, Чилов, Гюрганы-дениз, Хали, Нефть Дашлары, Палчыг Пильпиляси и Пираллахи. Определены средние значения при следующем количестве проб: для месторождения Дарвин кюпеси – 33, Чилов – 137, Гюрганы-дениз – 74, Хали – 15, Нефть Дашлары – 116, Палчыг Пильпиляси – 65 и Пираллахи – 74. Средние значения глубин свиты ПК

варьируют в пределах примерно 645-1902 м. Средние значения проницаемости по шести месторождениям увеличиваются с глубиной по линейному тренду, тогда как пористость уменьшается по логарифмическому с величиной достоверности аппроксимации примерно 0,68 (рис. 2.1.2.1 г, д, е). Уменьшение карбонатности с глубиной происходит по экспоненциальному закону ($R^2=0,88$).

Кирмакинская свита также, как свита ПК, исследована по петрофизическим данным для семи месторождений. Интервал средних глубин свиты КС варьирует в пределах 589 – 1688 м. Количество определений для месторождения Дарвин кюпеси – 120, Чилов – 67, Гюрганы-дениз – 4, Хали – 86, Нефт Дашлары – 84, Палчыг Пильпиляси – 15 и Пираллахи – 120. В результате анализа средних значений не выявлено тесной зависимости между петрофизическими параметрами и глубиной.

Таким образом, по трем вышеописанным свитам ПТ установлено закономерное уменьшение средних значений карбонатности с глубиной, тогда как для проницаемости и пористости четкой закономерности нет. Сохранение достаточно хороших коллекторских свойств с увеличением глубины по свитам ПК и КаС, вероятно, связано с высоким содержанием песчаных пород ближе к подошве каждой свиты.

В таблице 2.1.2.1 представлены результаты средних петрофизических параметров по нижележащим свитам ПТ для отдельных месторождений.

В результате анализа зависимости петрофизических параметров от глубины по месторождению Пираллахи установлено, что в кирмакинской свите значения проницаемости, в основном, постепенно увеличиваются с глубиной. Такое же изменение наблюдается и для значений пористости. Для ПК свиты наблюдается обратная картина, т.е. с изменением глубины залегания от 631 до 943 м происходит постепенное уменьшение значений пористости и проницаемости (рис. 2.1.2.2).

Влияние глубины на значения пористости, проницаемости и карбонатности было изучено как по отдельным свитам ПТ, так и по приуроченности этих значений к гипсометрическим глубинам. Общее количество значений (632

определений) по семи месторождениям Абшеронского архипелага было разделено на пять групп по интервалам глубин: 0-500 (1), 500-1000 (2), 1000-1500 (3), 1500-2000 (4) и выше 2000 м (5) и были рассчитаны средние значения для каждой группы. Установлено, что полученные в результате корреляции кривые распределения пористости, проницаемости и карбонатности подчиняются экспоненциальному закону. Пределы изменения значений для каждой группы, следующие: **1 группа:** карбонатность – 2,7-34,9%, пористость – 5,1-32,7%, проницаемость – 5-1042 мД; **2 группа:** карбонатность – 0,5-40,7%, пористость – 5,8-35,3%, проницаемость – 0,08-1029 мД; **3 группа:** карбонатность – 1,7-39,4%, пористость – 2,7-36,5%, проницаемость – 3,1-1079 мД; **4 группа:** карбонатность – 0-35%, пористость – 6,9-31,7%, проницаемость – 5-1248 мД; **5 группа:** карбонатность – 0-24,7%, пористость – 7,4-27,8%, проницаемость – 6-1221 мД.

Таблица 2.1.2.1

Средние значения петрофизических параметров для отдельных свит ПТ

калинская свита				
Месторождение	Карбонатность, %	Пористость, %	Проницаемость, мД	Глубина, м
Гюрганы-дениз	10,9	21,0	181,4	2033,7
Хали	22,6	16,2	13,2	844,8
Чиров	14,1	17,3	86,3	792,9
Палчыг пильпиляси	12,3	21,2	198,2	1072,3
Нефт Дашлары	11,5	23,7	120,4	967,1
подкирмакинская свита				
Дарвин кюпеси	7,0	22,3	195,1	1435,5
Пираллахи	11,9	24,4	98	1032,3
Гюрганы-дениз	16,6	18,6	252,9	1902,5
Хали	11,5	21,4	537,8	1099,8
Чиров	18,1	15,8	140,6	645,7
Палчыг пильпиляси	12,8	23,5	85,2	784,8
Нефт Дашлары	12,4	24,2	195,4	1084,6
кирмакинская свита				
Дарвин кюпеси	8,7	25,2	195,9	1351,0
Пираллахи	9,1	24,9	70,6	785,3
Гюрганы-дениз	-	21,3	13,5	1688,5
Хали	11,3	21,0	62,9	972,6
Чиров	12,7	20,4	48,5	589,2
Палчыг пильпиляси	7,2	22,3	47,5	1018,0
Нефт Дашлары	10,3	23,4	89,4	753,0

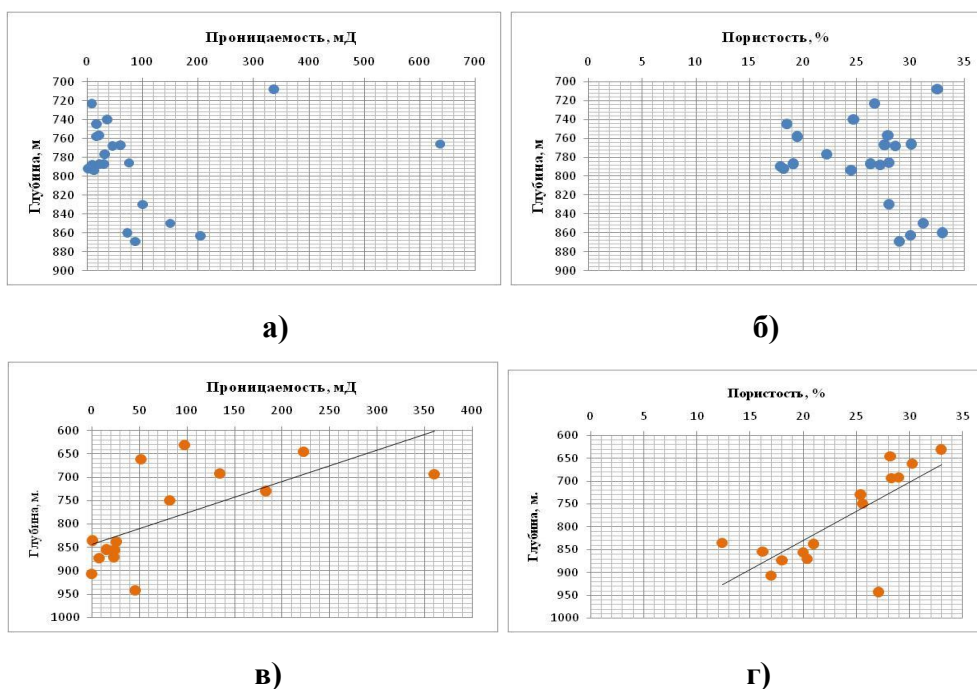


Рис. 2.1.2.2. Изменение значений проницаемости и пористости с глубиной по кирмакинской (а, б) и подкирмакинской свитам ПТ (в, г) месторождения Пираллахи

В таблице 2.1.2.2 представлены средние значения карбонатности, пористости и проницаемости, приуроченные к различным группам по глубине.

Таблица 2.1.2.2

Средние значения петрофизических параметров по трем свитам ПТ на различных гипсометрических глубинах

Количество определений	Пределы изменения глубины, м	Глубина, м	Карбонатность, %	Пористость, %	Проницаемость, мД
94	0-500	253,9	17,0	17,0	119,8
240	500-1000	784,1	12,4	21,3	102,8
186	1000-1500	1195,9	12,1	21,7	180,1
88	1500-2000	1742,9	10,5	22,1	215,1
24	>2000	2143,4	11,1	19,5	127,3

В результате корреляционного анализа данных, установлено постепенное увеличение пористости (на 5%) и проницаемости (на 95 мД) до глубины примерно 2000 м, тогда как на глубине более 2000 м отмечено резкое снижение этих значений (рис. 2.1.2.3).

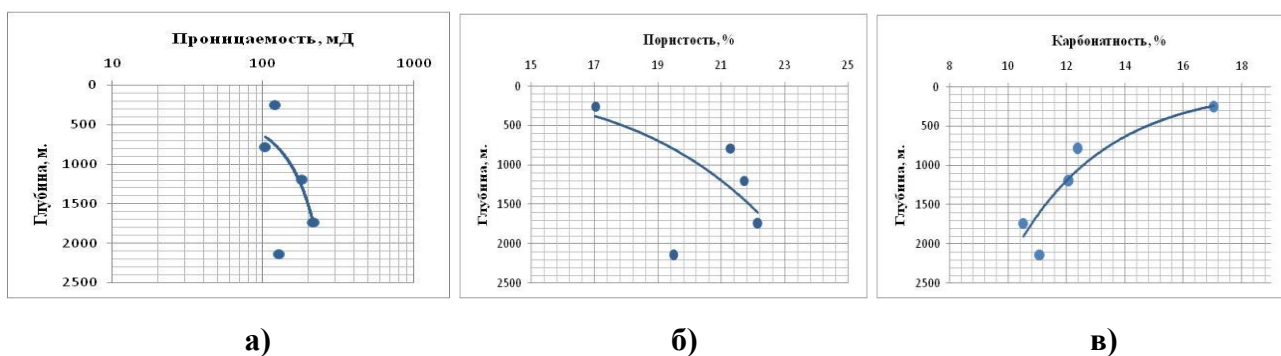


Рис. 2.1.2.3. Корреляционная зависимость значений а) проницаемости, б) пористости и в) карбонатности от гипсометрической глубины по трем свитам ПТ

Интервал глубин от 1500 до 2000 м (4-ая группа) характеризуется наиболее благоприятными коллекторскими свойствами. Отмечено закономерное снижение на 6% среднего содержания карбонатности с глубиной. Основным фактором, влияющим на уменьшение пористости и проницаемости на глубине более 2000 м, вероятно, является увеличение в породе глинистой составляющей. Для значений проницаемости не было определено тесной корреляционной зависимости с глубиной, тогда как для карбонатности выявлена довольно высокая величина достоверности аппроксимации – $R^2 = 0,94$ (2.1.2.1). Для значений пористости определена средняя величина – $R^2 = 0,5$ (2.1.2.2). Полученные корреляционные тренды изменения значений общей пористости и карбонатности (K_k) с глубиной подчиняются степенному закону.

$$K_k = 55,063 * H^{-0,216} \quad (R^2 = 0,94) \quad (2.1.2.1)$$

здесь, K_k – коэффициент карбонатности

$$K_{п.о} = 10,828 * H^{0,0908} \quad (R^2 = 0,5) \quad (2.1.2.2)$$

С целью изучения изменения петрофизических параметров с глубиной, для различных литологических типов пород был проведен статистический анализ значений пористости, проницаемости и карбонатности по всем свитам

ПТ [78, с.98]. Общее количество определений подразделено на две группы по их литологическим особенностям (табл. 2.1.2.3).

Таблица 2.1.2.3

Изменение средних значений петрофизических параметров по глубине для различных литологических типов пород

Глинисто-алевролитовые породы				
Кол-во определений	Глубина, м	Пористость, %	Проницаемость, мД	Карбонатность, %
18	0-500	25.0	65.1	11.2
86	500-1000	24.1	69.7	11.6
38	1000-1500	23.6	113.5	10.8
20	1500-2000	25.2	207.1	7.3
7	2000-2500	24.0	116.7	8.4
Песчаные породы				
Кол-во определений	Глубина, м	Пористость, %	Проницаемость, мД	Карбонатность, %
9	0-500	25.2	161.6	10.1
33	500-1000	23.1	169.3	10.9
33	1000-1500	24.8	401.3	11.7
17	1500-2000	20.7	279.0	11.8
11	2000-2500	18.3	176.2	11.7

В первую вошли глинисто-алевролитовые породы (песчано-глинистые алевролиты, глинистые алевролиты и алевриты, алевролиты), а во вторую – песчаные породы (глинисто-алевритовые пески и песчаники, средне- и мелкозернистые песчаники, хлидолиты и супеси).

Средние значения пористости с увеличением глубины на каждые 500 м для глинисто-алевролитовых пород почти не меняются, значение проницаемости, в некоторой степени увеличивается, по степенному тренду, а среднее значение карбонатности уменьшается по экспоненциальному закону.

В песчаных породах определена довольно тесная корреляционная зависимость изменения значений пористости с глубиной (рис. 2.1.2.4), т.е. пористость уменьшается с глубиной в среднем от 25 до 18%, что говорит о

влиянии механического уплотнения. Значение проницаемости увеличивается в некоторой степени, а среднее значение карбонатности почти не изменяется, составляя в среднем 10%.

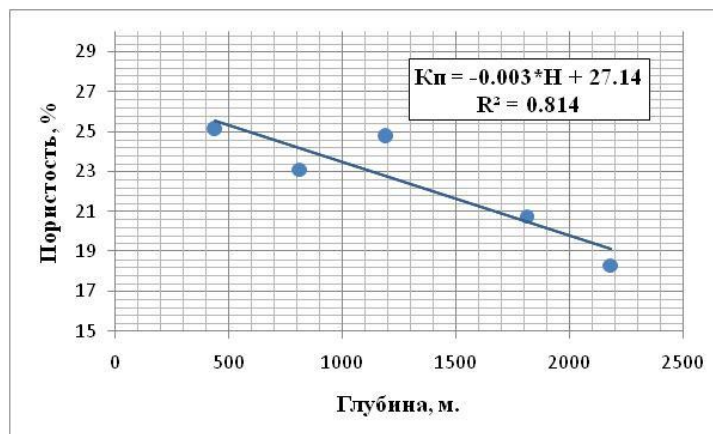


Рис. 2.1.2.4. Корреляционная зависимость средних значений пористости от глубины для песчаных пород

Для глинисто-алевролитовых пород интервал глубин в пределах 1500-2000 м характеризуется наиболее высокими значениями пористости и проницаемости, тогда как для песчаных пород – в пределах 1000-1500 м.

Так как большинство полученных зависимостей подчиняются экспоненциальному и степенному законам, то последующее изменение пористости и проницаемости происходит менее интенсивно.

Изучение естественного уплотнения гранулярных коллекторов говорит об ухудшении их коллекторских свойств на больших глубинах. Тем не менее, породы средних глубин обладают достаточно хорошими коллекторскими свойствами, чтобы содержать и отдавать при разработке значительное количество нефти и газа.

Полученные корреляционные связи петрофизических параметров могут быть использованы при проектировании и анализе разработки нефтяных и газовых месторождений и для прогнозирования коллекторских свойств на больших глубинах.

2.2. Изучение параметров пористости, нефтегазонасыщенности, песчаности и эффективной, нефтенасыщенной мощностей по результатам интерпретации ГИС

Значения коэффициентов пористости, нефтегазонасыщенности, глинистости, песчаности, эффективной мощности и эффективной нефтенасыщенной мощности определялись по результатам интерпретации данных электрического каротажа – кажущегося удельного сопротивления (ρ_k) и потенциала самопроизвольной поляризации (ПС).

Для оценки текущего состояния разработки месторождений, изучения изменений, происходивших в результате динамического процесса и выявления остаточного запаса в нефтегазовых залежах после длительной эксплуатации, была применена методика комплексной площадной интерпретации геолого-геофизической информации [32, с.4-5].

Данная методика апробирована на 13 месторождениях Азербайджана, в основном находящихся в поздней стадии эксплуатации, таких как Балаханы-Сабунчи-Раманы, Бинагади, Биби-Эйбат, Локбатан-Пути-Кушхана, Дуванное море – Сангачалы-море – о. Булла, Нефть Дашлары, Сураханы, Гарачухур, Пираллахи Абшеронского нефтегазоносного района и месторождений Мишовдаг, Кюровдаг, Кюрсянги, Нефтьчала Нижнекуринской впадины Прикуринского нефтегазоносного района.

В связи с отсутствием методики изучения геологического разреза скважин на старых месторождениях во время бурения, их разработка осуществлялась на низкой информационной основе. Однако, начиная с 1930-40 гг. постепенно появлялись новые виды изучения геологического разреза скважин, но комплексные геофизические исследования в Азербайджане начаты с 1950-60 гг. Поэтому, сведения о фильтрационно-емкостной характеристике коллекторов в геологическом разрезе пробуренных скважин, определялись, в основном, по керновым образцам пород путем лабораторного изучения

значений петрофизических параметров.

Следует отметить, что большинство месторождений – многопластовые и основным объектом эксплуатации является продуктивная толща неогеновых отложений Кайнозоя. В настоящее время на этих месторождениях отбор нефти в среднем составляет 35-40% от исходного геологического запаса и для них характерно наличие большого объема остаточного запаса углеводородов. Исходя из этого, первостепенной задачей нефтегазодобычи было определение текущего состояния разработки, изучение места скопления и оценка объема остаточных запасов. Учитывая созданные инфраструктуры на старых месторождениях, доработка этих залежей более выгодна и экономически обоснована по сравнению с освоением новых нефтегазовых месторождений.

Для создания информационной базы по данной методике, необходимо иметь следующие данные:

- результаты промысловой геофизики в пробуренных скважинах;
- накопленные геолого-промысловые показатели за период эксплуатации объекта разработки;
- данные по промыслово-геофизическим и гидродинамическим исследованиям скважин, с целью изучения динамического режима во время разработки объектов.

При этом производится сбор и анализ петрофизических и геофизических данных по пробуренным на объекте скважинам и в разрезе скважин определялись следующие параметры: коэффициент нефтегазонасыщенности ($K_{нг}$), коэффициент эффективной пористости ($K_{п.эф}$) эффективная ($H_{эф.}$) и эффективная нефтенасыщенная мощности ($H_{эф.н.}$).

Определение коэффициента нефтегазонасыщенности

Согласно [57, с.5] оценить продуктивность коллекторских пластов можно по значениям его удельного электрического сопротивления. С целью определения коэффициента нефтегазонасыщенности коллекторов, применялся имеющийся полный комплекс данных геофизических исследований в скважинах. На основе сопоставления определенных в разрезе значений истинного сопротивления пласта

(ρ_n) с измеренными стандартным зондом (N0,5M2A) значениями удельного электрического сопротивления в том же интервале, составлялись кривые зависимости перехода от кажущегося удельного сопротивления к истинному (рис. 2.2.1 а) и кривые зависимости значений истинного сопротивления от коэффициента нефтегазонасыщенности (рис. 2.2.1 б) [9, с.29; 32, с.10-12].

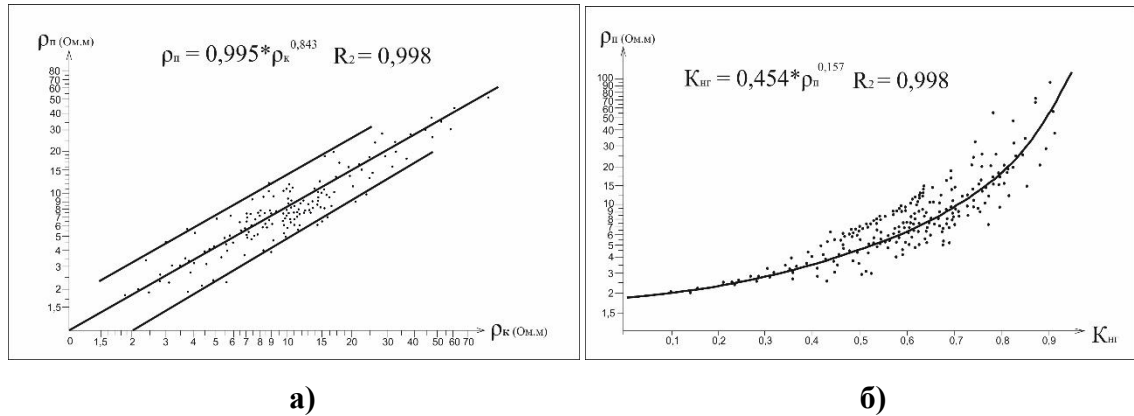


Рис. 2.2.1. Корреляционные зависимости: а) кажущегося удельного сопротивления от истинного сопротивления пласта; б) истинного сопротивления пласта от коэффициента нефтегазонасыщенности [32, с.11-12]

С использованием эмпирических уравнений (2.2.1, 2.2.2) по всему разрезу скважин с интервалом 1 м, были рассчитаны значения коэффициента нефтегазонасыщенности в программном комплексе DV-Seis Geo и в последующем этапе – созданы 3D петрофизические модели.

$$\rho_n = 0,995 * \rho_k^{0,843} \quad (2.2.1)$$

здесь, ρ_n – истинное сопротивление пласта

ρ_k – кажущееся удельное сопротивление

$$K_{нг} = 0,454 * \rho_n^{0,157} \quad (2.2.2)$$

здесь, $K_{нг}$ – коэффициент нефтегазонасыщенности

ρ_n – истинное сопротивление пласта

Определение коэффициента эффективной пористости

В современной практике нефтегазодобычи, с целью оценки коллекторских

свойств в разрезе скважин, пробуренных на объекте разработки, проводится совместный анализ лабораторных петрофизических и скважинных - геофизических материалов. По итогам этого анализа определяется корреляционная зависимость между значениями коэффициента пористости керновых образцов, полученных из интервалов разрезов пробуренных на объекте скважин и значений $\alpha_{пс}$, определенных по методу электрического каротажа, т.е. отношение значений кривой ПС к ее максимуму, полученных из тех же интервалов (рис. 2.2.2).

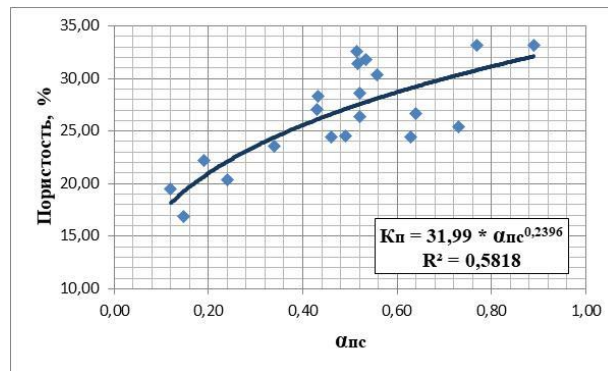


Рис. 2.2.2 Корреляционная зависимость значений общей пористости и $\alpha_{пс}$ по северной складке месторождения Пираллахи

Ввиду получения при корреляционном анализе низкой величины достоверности аппроксимации ($R^2 = 0,582$), при расчете значений эффективной пористости в разрезах скважин объекта исследований было использовано эмпирическое уравнение (2.2.3) с более высокой величиной достоверности аппроксимации и опробованное на различных месторождениях Абшеронского НГР [32, с.10].

$$K_{п.эф.} = 0,3 * \alpha_{пс}^{0,5} (R^2=0,975) \quad (2.2.3)$$

здесь, $K_{п.эф.}$ – коэффициент эффективной пористости;

$\alpha_{пс}$ – относительная амплитуда кривой ПС

Значение $\alpha_{пс}$ рассчитано по следующей формуле (2.2.4):

$$\alpha_{пс} = ПС_{зн.} / ПС_{макс.} \quad (2.2.4)$$

здесь, $ПС_{зн.}$ – значение кривой ПС;

$ПС_{\text{макс}}$ – максимальное отклонение кривой ПС

Определение эффективной мощности

Эффективная и эффективная нефтенасыщенная мощности вычислялись для верхне-, нижнекирмакинской подсвит и для подкирмакинской свиты ПТ. Из-за отсутствия данных инклинометрии, значение эффективной мощности определялось по вертикальным скважинам. Из общего количества скважин (473) было отобрано 374 вертикальные скважины. Как было указано в первой главе углы падения северной складки месторождения Пираллахи варьируют в пределах $17-22^\circ$ на западном крыле и $15-20^\circ$ – на восточном, что в среднем составляет примерно 20° . Как известно, в вертикальных скважинах измеренная по электрическому каротажу мощность равна вертикальной, поэтому для определения истинной мощности использована следующая формула (2.2.5) с учетом угла падения пласта:

$$N_{\text{ист}} = N_{\text{верт}} * \cos 20^\circ \quad (2.2.5)$$

здесь, $N_{\text{ист}}$ – истинная мощность пласта;

$N_{\text{верт}}$ – вертикальная мощность пласта;

$\cos 20^\circ$ – угол падения пласта

На основе сравнительного анализа материалов, полученных в результате изучения керновых образцов и данных ГИС, определено граничное значение $\alpha_{\text{пс}}$ равное 0,4. Эта величина использовалась для разделения коллекторов от неколлекторов. Также, в результате анализа выявлено, что значение $\alpha_{\text{пс}}$ для глинистых пород в среднем не превышает 0,3, значение $\alpha_{\text{пс}}$ песчано-глинистых алевролитов варьирует в пределах 0,3-0,75, а для алевролитовых песчаников и песчаных пород – 0,75-1 [96, с.189]. По составленной диаграмме распределения значений эффективной пористости, с учетом значений $\alpha_{\text{пс}}$ (рис. 2.2.3), установлено граничное значение $K_{\text{п.эф}}$, составляющее 0,125 и используемое для разделения коллекторов и неколлекторов. Данным методом, путем введения граничных значений эффективной пористости и $\alpha_{\text{пс}}$, в программном комплексе Kingdom были

рассчитаны значения эффективной мощности для верхне-, нижнекирмакинской подсвит и подкирмакинской свиты ПТ.

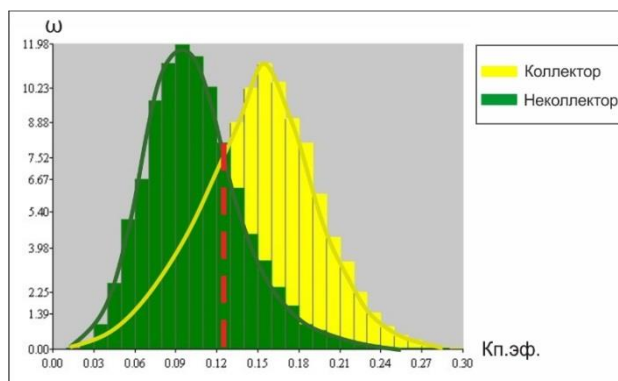


Рис. 2.2.3. Диаграмма распределения значений эффективной пористости по свитам ПТ северной складки месторождения Пираллахи

Относительная песчанистость ($K_{\text{песч.}}$) разреза рассчитана путем деления суммарной мощности песчано-алевритовых пластов (эффективной мощности) к общей мощности разреза для верхне-, нижнекирмакинской подсвит и подкирмакинской свиты ПТ и выражена в долях единицы.

Определение эффективной нефтенасыщенной мощности

Характер насыщения коллекторов обычно определяется по граничным значениям кажущегося удельного сопротивления, выше которого пласт является нефтенасыщенным, а ниже – водонасыщенным. Для установления граничного значения ρ_k , были построены дифференциальная и интегральная кривые распределения значений ρ_k (рис. 2.2.4) по данным опробования 38 скважин. В итоге определено граничное значение кажущегося удельного сопротивления, равное 10,3 Ом, с использованием которого, удалось уточнить положение водонефтяного контакта (ВНК) кирмакинской свиты в блоках, где не было проведено испытание скважин и построить карту эффективных нефтенасыщенных толщ. По результатам проведенных исследований [5, с.26] выявлено, что значение ρ_k для нефтенасыщенных коллекторов составляет по K_{C_B} и $K_{C_H} \geq 10$ Ом, а по свите ПК ≥ 12 Ом. Граничные значения для кирмакинской свиты, полученные на основе результатов опробования скважин, почти совпадают с результатами ранее проведенных исследований.

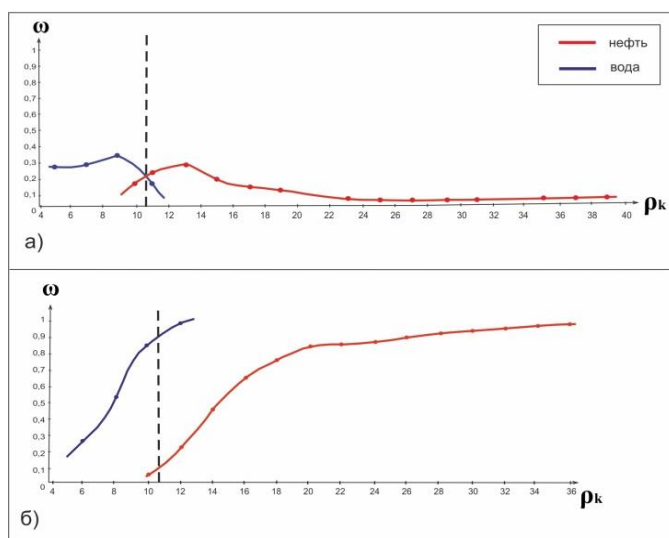


Рис. 2.2.4. Дифференциальные (а) и интегральные (б) кривые распределения ρ_k водоносных и нефтеносных пластов по кирмакинской свите ПТ северной складки месторождения Пираллахи по результатам опробования скважин

При сопоставлении граничных значений ρ_k со значениями коэффициентов нефтегазонасыщенности, рассчитанных по выше указанной формуле (2.2.2), определены граничные значения $K_{нг}$ по отдельным свитам ПТ. Значения $K_{нг}$ составили 0,53 и 0,54, соответственно для кирмакинской и подкирмакинской свит. На рис. 2.2.5 представлены графики зависимости значений ρ_k от коэффициента нефтегазонасыщенности для отдельных свит ПТ.

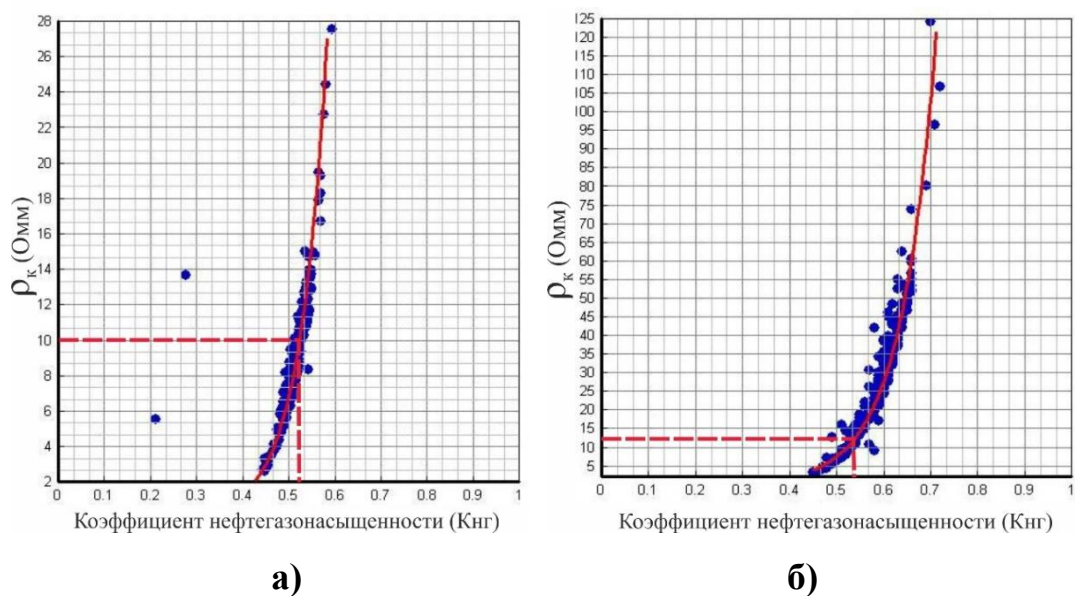


Рис. 2.2.5. Графики зависимости значений ρ_k и коэффициента нефтегазонасыщенности по кирмакинской (а) и подкирмакинской (б) свитам ПТ

Применяя рассчитанные граничные значения $K_{нт}$, с использованием программного комплекса Kingdom, были выделены нефтенасыщенные коллектора по свитам $KС_в$, $KС_н$ и ПК.

Выводы

Во второй главе подробно рассмотрены петрофизические параметры пород по геологическому разрезу отложений ПТ на месторождениях Абшеронского архипелага. Проведен детальный анализ результатов лабораторных исследования пористости, проницаемости, глинистости и карбонатности керновых материалов.

В результате анализа керновых данных выяснилось, что значения открытой пористости в кирмакинской, подкирмакинской и калинской свитах ПТ меняются в южном и юго-восточном направлениях Абшеронского архипелага по-разному. Так, по направлению антиклинального пояса Дарвин купеси – Гюрганы-дениз наблюдается закономерное уменьшение этого значения по трем рассмотренным свитам, тогда как по линии Хали – Нефт Дашлары происходит некоторое повышение пористости. Значения проницаемости по калинской и кирмакинской свите подчиняются той же закономерности при распределении, однако, по свите ПК на месторождениях Гюрганы-дениз и Хали отмечены довольно высокие показатели средних значений этого параметра.

Методом корреляционного анализа изучена зависимость значений проницаемости от пористости по отдельным свитам продуктивной толщи, по литологическим типам пород и флюидонасыщению и определены уравнения регрессий с высокой величиной достоверности аппроксимации. Наиболее тесная связь между пористостью и проницаемостью установлена для среднезернистых песчаников со степенным трендом ($R^2=0,73$), тогда как для хлидолитов и глинистых суглинков характерно наличие низкой величины достоверности аппроксимации. По свите ПК месторождения Пираллахи

отмечена наиболее высокая корреляционная связь ($R^2=0,78$).

Значения пористости и проницаемости закономерно снижаются с увеличением содержания карбонатного цемента. Высокое содержание карбонатного цемента (в среднем 26%) больше влияет на проницаемость, чем на пористость породы, снижая ее значения почти в три раза.

В результате изучения петрофизических параметров в зависимости от глубины, установлены основные закономерности изменений пористости, проницаемости и карбонатности по отдельным свитам ПТ и по литологическим типам пород.

В результате анализа изменений петрофизических данных с гипсометрической глубиной было установлено постепенное увеличение пористости (на 5%) и проницаемости (на 95 мД) до глубины около 2000 м, тогда как на глубине более 2000 м, было отмечено резкое снижение этих параметров. Содержание карбонатной составляющей в породах закономерно снижается с глубиной на 6% ($R^2=0,94$). В песчаных породах отмечена тесная корреляционная связь средних значений пористости с изменением глубин по отдельным интервалам ($R^2=0,82$). В пределах Абшеронского архипелага интервалы глубин 1500 - 2000 м для глинисто-алевритистых и 1000 - 1500 м – для песчаных пород характеризуется наиболее благоприятными коллекторскими свойствами.

Большинство корреляционных связей подчиняются экспоненциальным и степенным законам. Результаты исследований позволили с большей достоверностью обосновать прогнозные параметры на исследуемой территории.

В последней части главы представлены основные уравнения коэффициентов эффективной пористости и нефтегазонасыщенности, полученные по методике комплексной площадной интерпретации геолого-геофизической информации и использованные для последующего петрофизического моделирования, а также установлены граничные значения петрофизических параметров для выявления эффективной и нефтенасыщенной мощностей.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Обобщение и анализ результатов проведенных исследований позволяют сделать следующие основные выводы:

1. По результатам интерпретации и корреляции геолого-геофизических данных, с учетом новых каротажных материалов, уточнено геологическое строение месторождения Пираллахи, в частности, установлено постепенное затухание продольного разлома в сторону сочленения северного и южного поднятий и ступенчато-надвиговой характер структуры 4-го блока.

2. В результате фациального анализа установлены основные типы литофаций по свитам НКГ, НКП, КС и ПК, уточнены условия их осадконакопления и сопоставлены с петрофизическими параметрами. Согласно проведенному анализу выявлено, что основная роль в формировании объектов с достаточно хорошими коллекторскими свойствами, принадлежит фациям речных каналов.

3. По данным анализа результатов минералого-литологических, геохимических, микрофаунистических и геофизических исследований миоценовых отложений установлены фациальные особенности и палеоусловия седиментации мелководного шельфа. По результатам количественного анализа морфологических показателей минеральных частиц и порового пространства по растровым электронным изображениям определены коллекторские свойства пород и дана прогнозная оценка перспективности миоценовых отложений.

4. Методом корреляционного анализа рассчитаны уравнения регрессии петрофизических параметров по различным литологическим типам пород и отдельным свитам ПТ, а также их изменения с глубиной для месторождений Абшеронского архипелага. Наиболее тесная корреляционная связь пористости и проницаемости установлена для среднезернистых песчаников и по свите ПК месторождения Пираллахи.

5. Результаты интерпретации данных ГИС с учетом статистических исследований керновых материалов, показали, что в пределах Абшеронского

архипелага наблюдается некоторое улучшение коллекторских свойств пород (песчанистость и пористость) по подкирмакинской и калинской свитам в юго-восточном и их ухудшение – в южном направлениях.

6. На основе инновационных технологий интерпретации геолого-геофизических данных составлены карты распределения петрофизических и литологических параметров геологического разреза, а также структурные карты по свитам нижнего отдела ПТ, позволяющие предложить заложение новых скважин на месторождении Пираллахи.

7. Для решения задач прогнозирования нефтегазоносности и емкостных характеристик коллекторов созданы трехмерные литологические и петрофизические модели северной складки месторождения Пираллахи, указывающие на перспективность юго-восточной присводовой части северной складки (область стыковки 1-го и 2-го блоков), а также северо-восточного погружения месторождения. Сопоставление результатов моделирования с фактическими геолого-геофизическими данными свидетельствует об их применимости в промысловой практике.

8. Составленные фильтрационно-емкостные модели совместно с уточненными геолого-промысловыми данными позволяют повысить эффективность проводимых разведочных работ и разработки месторождения.

9. Проведена оценка перспектив нефтегазоносности новых объектов по нижней части кирмакинской свиты, а также по подкирмакинской и калинской свитам ПТ на месторождении Пираллахи.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Azərbaycanın stratiqrafiya kodeksi / Ə.B.Abbasov, Ş.Ə.Babayev, A.B.Məmmədov [və b.]. – Bakı: Nafta-Press, –1998. – 110 s.
2. Hacıyev, Ç.A., Məmmədov, T.E., Şıxova, L.F. Şimali Pirallahı yatağında 3D petrofiziki modelləşdirmə əsasında Qırməkialtı lay dəstəsinin işlənmə vəziyyətinin öyrənilməsi və neft ehtiyatının dəyərləndirilməsi // – Bakı: Azərbaycanda Geofizika Yenilikləri, – 2013. №3, – s. 20-27.
3. Hacıyev, Ç.A. Neft Daşları yatağı 1M №-li quyu kəsilişində Oligosen-Miosen çöküntülərinin neft-qazlılığının tədqiqi // – Bakı: Azərbaycan Neft Təsərrüfatı, – 2012. №10, – s. 3-8.
4. Həsənov, A.B. Süxurların petrofiziki parametrləri arasındakı əlaqənin riyazi modelinin tərtibi haqqında / A.B.Həsənov, X.F.Məlikov, V.M.Seyidov [və b.] // Azərbaycanda Geofizika Yenilikləri, – Bakı: – 2013. №1-2, – s. 16-22.
5. “Pirallahı adası yatağının neft və qaz ehtiyatlarının yenidən hesablanması 2000-2001-ci illər üçün 1694 sayılı hesabat (Bakı: 2000-ci il) // Azneft İB-nın Geoloji Fondu, kitab 1 – 288 s., kitab 2 – 205, kitab 3 – 99 s.
6. “Pirallahı neft-qaz yatağının Şimal qırışığının (quru-dəniz) Qırməkialtı lay dəstəsinin ilkin və carı ehtiyatlarının 3D geoloji modelləşdirilmə əsasında hesablanması və carı ehtiyatın aktiv işlənməyə cəlb edilməsi üzrə geoloji-texnoloji təkliflərin hazırlanması” mövzusunda elmi-tədqiqat işinin hesabatı (Bakı: 2012-ci il) // AMEA Geologiya və Geofizika Institutunun Fondu, –112 s.
7. “Pirallahı-Şimal qırışığında qazılmış struktur-axtarış və kəşfiyyat quyularının nəticələrinə əsasən sahəvi hesabatın tərtib olunması və gələcək kəşfiyyat işlərinin istiqamətlərinin müəyyənəşdirilməsi” mövzu üzrə hesabat (Bakı: 2008-ci il) // Azneft İB-nın Geoloji Fondu, –113 s.
8. Süleymanov, Ə.M. Abşeron arxipelaqının şimal-qərb hissəsinin neft-qazlılıq perspektivliyi // – Bakı: Azərbaycan Neft Təsərrüfatı, – 2017. №12, – s. 3-12.
9. Yusubov, N.P., Yusubov, X.N. Quyu geofiziki tədqiqatlar (QGT) əsasında

- Qalmaz qaz anbarının petrofiziki və hidrodinamik modellərinin proqnozlaşdırılması haqqında – Bakı: // Azərbaycanca Geofizika Yenilikləri, – 2010. № 3, – s. 28-32.
10. Алиева, Э.Г. Условия седиментации отложений нижнего отдела Продуктивной толщи и их естественная радиоактивность / Э.Г.Алиева, Ч.С.Алиев, Д.А.Гусейнов [и др.] // Стратиграфия и седиментология нефтегазоносных бассейнов, – Баку: – 2008. №1, – с. 91-110.
 11. Ализаде, А.А. Каталог коллекторских свойств Продуктивной толщи Азербайджана / А.А.Ализаде, Г.А.Ахмедов, В.Т.Аванесов; – Баку: Элм, – 1971. – 368 с.
 12. Ализаде, А.А. Научная оценка перспектив нефтегазоносности Азербайджана и Южного Каспия и направление поисково-разведочных работ / А.А.Ализаде, С.Г.Салаев, А.И. Алиев. – Баку: Элм, – 1985. – 252 с.
 13. Ализаде, Ак.А., Тагиева, Е.Н., Байрамова, Ш.Ш. Палиностратиграфия и условия формирования майкопской свиты Шамахи-Гобустанской области Азербайджана // – Пермь: Вестник Пермского Университета, – 2014. №4(25), – с. 8-21.
 14. Алиханов, Э.Н. Нефтяные и газовые месторождения Каспийского моря / Э.Н. Алиханов. – Баку: Азер. Гос. Изд, – 1964. – 382 с.
 15. Атлас литолого-палеогеографических, структурных, палинспатических и геоэкологических карт центральной Евразии [Карта] / Алматы: Научно-Исследовательский Институт Природных Ресурсов, ЮГГЕО, – 2002. – 132 с.
 16. Ахметьев, М.А. Новые данные по стратиграфии майкопских отложений Центрального Гобустана / М.А.Ахметьев, Н.И.Запорожец, Л.А.Головина [и др.] // Стратиграфия и седиментология нефтегазоносных бассейнов, – Баку: – 2007. №1, – с. 32-53.
 17. Бабаев, Д.Х. Глубинное строение и углеводородный потенциал бассейна Каспийского моря / Д.Х.Бабаев, А.Н.Гаджиев; – Баку: Nafta-Press, – 2006. – 305 с.

18. Багаров, Т.Ю. К вопросу формирования продуктивной толщи плиоцена Южно-Каспийского бассейна // – Баку: Азербайджанское нефтяное хозяйство, – 2013. №1, – с. 21-28.
19. Багир-заде, Ф.М. Геохимия нефтей и газов Абшеронско-Прибалханского порога / Ф.М.Багир-заде, Л.А.Буряковский, Ф.Р.Бабаев; Москва: Недра, – 1974. – 288 с.
20. Багир-заде, Ф.М., Касумова, Г.М. К литологии Калинской свиты Абшеронской нефтегазоносной области // – Баку: Азербайджанское нефтяное хозяйство, – 1954. №12, – с. 1-2.
21. Балакишибейли, Ш.А., Гасанов, А.Б. Некоторые аспекты изучения упругого состояния вещества земных недр // – Баку: Известия АН Азерб. ССР, Серия наук о Земле, – 1990. №2, – с. 111-115.
22. Балакишибейли, Ш.А., Гасанов, А.Б., Сафаров, И.Б. Изучение упругого состояния отдельных слоев литосферы // Материалы Симпозиума П-3 КАПГ. ГДР, Потсдам, – 1988, – с. 49-51.
23. Батурин, В.П. Палеогеография по терригенным компонентам / В.П.Батурин. – Баку; Москва: Аз ОНТИ, – 1937. – 292 с.
24. Будагов, Б.А. Палеогеоморфология Азербайджана / Б.А.Будагов. – Баку: Элм, – 2011. – 268 с.
25. Буряковский, Л.А., Джеваншир, Р.Д. Структура порового пространства Кайнозойских глин Азербайджана в связи с развитием в них аномально-высоких поровых давлений // – Москва: Литология и полезные ископаемые, – 1985. №1, – с. 96-105.
26. Буряковский, Л.А. Петрофизика нефтяных и газовых коллекторов Продуктивной толщи Азербайджана / Л.А.Буряковский. – Баку: Элм, – 1985. – 196 с.
27. Велиев, С.С., Тагиева, Е.Н. Палеогеография Каспийского моря в эпоху Продуктивной толщи // – Махачкала: Известия Дагестанского государственного педагогического университета, Естественные и точные науки, – 2009. № 4, – с. 87-92.

28. Вистелиус, А.Б., Миклухо-Маклай, А.Д. О палеозойских гальках из Продуктивной толщи Абшеронского полуострова // – Москва: ДАН СССР, т. 79, – 1951. №3, – с. 15-21.
29. Волков, И.И. Геохимия донных осадков / И.И.Волков. – Москва: Наука, – 1979. – 536 с.
30. Габдуллин, Р.Р. Астрономо-климатические циклы в разрезе верхнемеловых отложений Саратовского Поволжья / Р.Р.Габдуллин, Е.Н.Самарин, А.В.Иванов [и др.] // Вестник Моск. Ун-та, сер.4, Геология, – Москва: – 2014. №5, – с. 55-71.
31. Габдуллин, Р.Р. Самарин, Е.Н., Бадудина, Н.В. Фомин, Е.Ю. Генезис цикличности в разрезах кампанских и маастрихтских отложений Бахчисарайского района Крыма по геохимическим данным // IX научные чтения, посвященные памяти профессора М.В.Муратова «Проблемы региональной геологии северной Евразии». – Москва, 10-11 апреля, – 2014, – с. 13-15.
32. Гаджиев, Ч.А. Усовершенствованный метод площадной интерпретации на основе геофизических и геолого-промысловых информации по оценке состояния разработки нефтегазовых месторождений. Методическое пособие / Ч.А.Гаджиев. – Баку: Nafta-Press, – 2012. – 17 с.
33. Геология Азербайджана: [в 8 томах]. Стратиграфия. Часть вторая, Мезокайнозой / Гл. ред. Ак.А.Ализаде. – Баку: Nafta-Press, т. 1. – 2007. – 580 с.
34. Геология Азербайджана: [в 8 томах]. Тектоника / Гл. ред.: В.Е.Хаин, Ак.А.Ализаде. – Баку: Nafta-Press, т. 4. – 2005. – 506 с.
35. Геология нефтяных и газовых месторождений Азербайджана / А.А.Ализаде, Г.А.Ахмедов, А.М.Ахмедов [и др.]. – Москва: Недра, – 1966. – 384 с.
36. Геология, поиски и разведка нефти и газа: учебное пособие / Под ред. Л.П.Мстиславской, В.П.Филиппова. – 2-е изд., исправл. и допол. –

- Москва: ЦентрЛитНефтеГаз, – 2012. – 200 с.
37. Геофизические исследования в Азербайджане / Под. ред. К.М.Керимова. – Баку: Шарг-Гарб, – 1996. – 400 с.
38. Гусейнова, Ш.М. 3D геологическое моделирование в GOCAD (на примере месторождений Бакинского Архипелага) // – Баку: Новости геофизики в Азербайджане, – 2013. №3, – с. 32-38.
39. Джабарова, Х.С. Флора и растительность Западного Азербайджана в верхнемиоценовое время / Х.С.Джабарова. – Баку: Изд.-во АН Азерб. ССР, – 1967. – 87 с.
40. Джафаров, Р.Р., Гаджиев, С.С., Алимуратов, Ш.Е. Особенности геологического строения структур Абшеронского архипелага в свете новых данных // – Баку: Азербайджанское нефтяное хозяйство, – 2003. №12, – с. 14-18.
41. Джафаров, Р.Р., Гаджиев, С.С., Ибрагимов, Ф.С. О распространении Калинской свиты в пределах северо-западной части Абшеронского архипелага и перспективы ее нефтегазоносности // – Баку: Научные труды ГНКАР, – 2011. №1, – с. 19-26.
42. Ежова, А.В. Литология: Учебник. Изд. 2-е, перераб. и доп. / А.В.Ежова. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, – 2009. – 336 с.
43. Енгальчев, С.Ю., Панова, Е.Г. Геохимия и генезис песчаников восточной части Главного девонского поля на северо-западе Русской плиты // – Екатеринбург: Литосфера, – 2011. №5, – с. 16-29.
44. Жемжурова, З.Н. Практикум по геолого-геофизическому моделированию разрабатываемых залежей нефти и газа. Учебное пособие / З.Н.Жемжурова, В.А.Чекунова, В.Н.Черноглазов; – Москва: Издательский центр РГУ нефти и газа И.М.Губкина, – 2012. – 206 с.
45. Закревский, К.Е. Геологическое 3D моделирование / К.Е.Закревский. – Москва: ИПЦ «Маска», – 2009. – 376 с.
46. Зейналов, З.И. Геология, нефтеносность и экономическое развитие

- Артемовского района / З.И.Зейналов, М.К.Мамедов, А.П.Ушаков; – Баку: Азернешр, – 1963. – 166 с.
47. Золоева, Г.М. Геолого-геофизическое моделирование залежей нефти и газа / Г.М.Золоева, С.Б.Денисов, С.Н.Билибин; – Москва: Макс Пресс, – 2008. – 172 с.
48. Изучение и прогнозирование параметров сложных природных резервуаров нефти и газа Южно-Каспийской впадины / М.Т.Абасов, Ю.М.Кондрушкин, Р.Ю.Алияров [и др.]. – Баку: Nafta-Press, – 2007. – 217 с.
49. Иманов, А.А. Комплексная оценка свойств осадочных пород и нефтегазоносности Южно-Каспийского бассейна на больших глубинах / А.А.Иманов. – Баку: Элм, – 2011. – 256 с.
50. Иманов, А.А. Экспериментальные установки для комплексного исследования механических и физических свойств горных пород при высоких термобарических условиях // – Баку: АзНИИНТИ, – 1984. №8, – с. 1-4.
51. Касымов, А.А., Кац, Я.И., Лысова, Л.П. Геологическое строение и перспективы поисков новых залежей нефти и газа в калинской свите южной складки о. Артема // – Баку: Азербайджанское нефтяное хозяйство, – 1973. № 2, – с. 9-11.
52. Каталог минералов [Электронный ресурс] / URL: <http://www.catalogmineralov.ru>
53. Кривцова, Л.Д. Пособие по геологии [Электронный ресурс] / Рязанский государственный университет имени С.А. Есенина. – Рязань. URL:http://www.rsu.edu.ru/wordpress/wp-content/uploads/elearning/Krivcova_L_D_Posobie_po_geologii/MOLLUSCA.htm
54. Ларин, Г.В. Эффективный компьютерный инструментарий геолога и геофизика при изучении нефтегазового месторождения // – Москва: Геофизика, – 2010. №3, – с. 3-15.

55. Малышек, В.Л. Петрография нижнего отдела Продуктивной толщи, понтических и диатомовых слоев острова Артема // – Баку: Азербайджанское нефтяное хозяйство, – 1935. №7-8, – с. 31-36.
56. Мамедов, А.В., Тагиева, Е.Н., Годжаева, Р.А. Растительность территории Закавказья в сарматском веке // – Баку: Известия НАНА, Серия наук о Земле, – 1999. №3, – с. 56-65.
57. Мараев, И.А. Комплексная интерпретация результатов геофизических исследований скважин. Учебное пособие: [Электронный ресурс] / – Москва: МГРИРГГРУ, – 2013. – 95 с.
URL: <http://www.geokniga.org/bookfiles/geokniga-maraevintergis.pdf>
58. Мехтиев, Н.Ю. Перспективы поисков нефтегазовых залежей в отложениях нижнего отдела продуктивной толщи западного борта Южно-Каспийской впадины: / Дис. канд. геол.-минер. наук / – Баку, 1984. – 178 с.
59. Мехтиев, Ш.Ф. Проблемы генезиса нефти и формирования нефтегазовых залежей / Ш.Ф.Мехтиев. – Баку: Изд-во Академии Наук Азерб. ССР, – 1969. – 325 с.
60. Мехтиев, Ш.Ф. Распространение Калинской свиты в пределах северо-западной части Апшеронского архипелага и перспективы нефтегазоносности // – Баку: Азербайджанское нефтяное хозяйство, – 1972, – с. 6-8.
61. Муромцев, В.С. Электрометрическая геология песчаных тел – литологических ловушек нефти и газа / В.С.Муромцев. – Ленинград: Недра, – 1984. – 259 с.
62. Мустафаев, И.С. Литофации и палеогеография среднеплиоценовых нефтегазоносных отложений Каспийской впадины / И.С.Мустафаев. – Баку: Азернешр, – 1963. – 194 с.
63. Нариманов, А.А. Перспективы нефтегазоносности акватории Каспийского моря и рекомендации по направлению дальнейших поисковых работ. В

- кн. Геолого-геохимические особенности месторождений Каспийского моря // – Москва: Недра, – 1988. – с. 167-205.
64. Нариманов, Н.Р. Структурно-тектоническое развитие поднятий Абшероно-Прибалханской зоны и его влияние на характер нефтенасыщения // – Баку: Азербайджанское нефтяное хозяйство, – 1997. №8, – с. 1-7.
65. Орлов, Л.И. Петрофизические исследования коллекторов нефти и газа / Л.И.Орлов, Е.Н.Карпов, В.Г.Топорков; – Москва: Недра, – 1987. – 215 с.
66. Осипов, В.И. Глины и их свойства. Состав, строение и формирование свойств / В.И.Осипов, В.Н.Соколов; – Москва: ГЕОС, – 2013. – 576 с.
67. Пересчет запасов нефти и газа месторождения о.Артема. Отчет о научно-исследовательской работе (Баку:1984г.) // Геологический фонд ПО «Азнефть», книга 1 – 321, книга 2 – 234 с., книга 3 – 186 с., книга 4 – 72 с.
68. Практический курс геологического моделирования / Г.М.Золоева, З.Н.Жемжурова, В.И.Рыжков [и др.]. – Москва: Недра, – 2010. – 319 с.
69. Прогнозирование нефтегазоносности в регионах со сложным геологическим строением / В.Ю.Керимов, И.С.Гулиев, Д.А.Гусейнов [и др.]. – Москва: Недра, – 2015. – 404 с.
70. Распространение и условия образования опок и диатомитов эоцен-миоценовых отложений Абшеронского и Кобыстанского районов Азербайджана. Отчет о научно-исследовательской работе за 1993-1996 гг. (Баку:1996г.) // Геологический фонд Института Геологии и Геофизики НАНА, – 80 с.
71. Резников, А.Н. Железо-марганцевый коэффициент как показатель обстановки осадконакопления // – Тюмень: Известия вузов. Серия Нефть и газ, – 1961. №1, – с. 19-22.
72. Руководство пользователя программного обеспечения для количественного морфологического анализа структур по их изображениям «STIMAN 3D» Версия 1.1. – Москва: Геологический

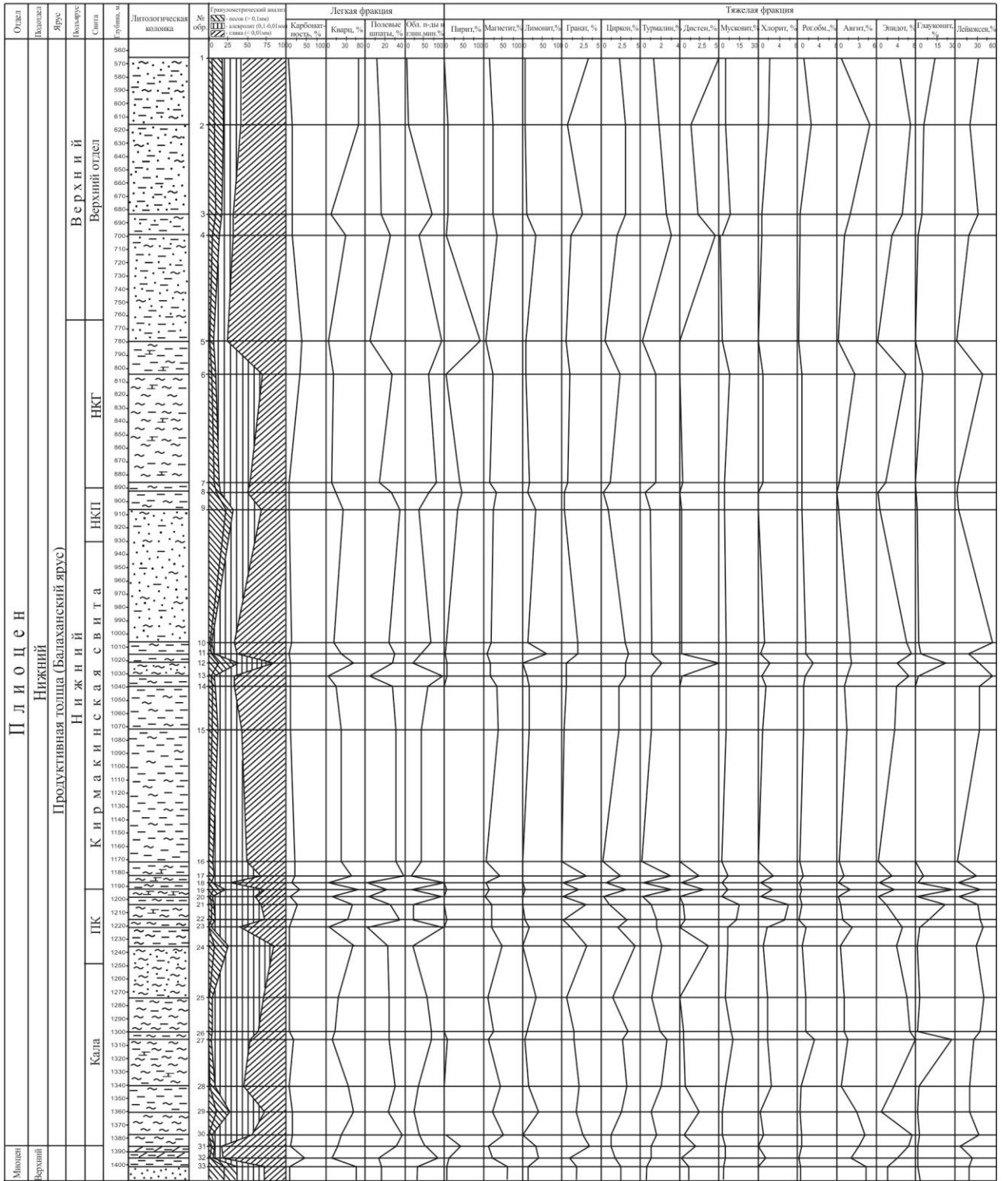
- факультет МГУ им. М.В.Ломоносова, – 2005. – 158 с.
73. Соколов, В.Н., Юрковец, Д.И., Разгулина, О.В. Исследование микроструктуры грунтов с помощью компьютерного анализа РЭМ-изображений // – Москва: Геоэкология. Инженерная геология. Гидрогеология. Геокриология, – 2008. №4, – с. 377-382.
74. Султанов, А.Д. Литология Продуктивной толщи Азербайджана / А.Д.Султанов. – Баку: Изд.-во АН Азерб. ССР, – 1949. – 184 с.
75. Фейзуллаев, А.А. Проблемы поиска и обнаружения углеводородов в миоцен-олигоценых отложениях Юго-Восточного Кавказа / А.А.Фейзуллаев, Ш.С.Кочарли, Д.А.Гусейнов [и др.] // Азербайджанское нефтяное хозяйство, – Баку: – 2018. №7-8, – с. 7-14.
76. Хаин, В.Е. Геологическая история и строение Куринской впадины / В.Е.Хаин, А.Н.Шарданов; – Баку: Изд.-во АН Азерб. ССР, – 1952. – 346 с.
77. Ширали, И.Я. Происхождение абшеронской фации Продуктивной толщи и её ареал в Южном Каспии / И.Я.Ширали, М.Г.Юсифов, М.А.Мамедова [и др.] // Азербайджанское нефтяное хозяйство, – Баку: – 2014. №2, – с. 3-11.
78. Шихова, Л.Ф. Закономерности распределения коллекторских свойств пород Продуктивной толщи месторождений Абшеронского архипелага // – Баку: Геолог Азербайджана, – 2018. №22, – с. 90-101.
79. Шихова, Л.Ф. Литолого-фациальные модели залежей нефти месторождения Пираллахи по данным геофизических исследований скважин // – Киев: Геофизический журнал, – 2017. 39(2), – с.126-136.
80. Шихова, Л.Ф. О литологических особенностях коллекторов Продуктивной толщи и их связь с петрофизическими параметрами // – Баку: Труды молодых ученых, – 2012. №6, – с. 46-53.
81. Шихова, Л.Ф. Оценка остаточного нефтенасыщения и анализ петрофизических параметров месторождения Пираллахи Абшеронского архипелага // – Баку: Труды молодых ученых, – 2015. №11, – с.107-110.

82. Шихова, Л.Ф. Петрофизические модели Кирмакинской свиты северной части месторождения Пираллахи / Л.Ф.Шихова, Ш.З.Ягубова, С.М.Гахраманлы [и др.] // Азербайджанское нефтяное хозяйство, – Баку: – 2017. №1, – с. 10-16.
83. Шихова, Л.Ф., Эфендиева, Э.Н. Миоценовые отложения западной части Абшеронского архипелага: литолого-минералогическое, геохимическое, геофизическое и микрофаунистическое исследования // – Воронеж: Вестник Воронежского Государственного Университета, серия Геология, – 2019. №4, – с.47-56.
84. Шихова, Л.Ф., Эфендиева, Э.Н. Условия осадконакопления и литолого-геохимические особенности миоценовых отложений месторождения Пираллахи Абшеронского архипелага // – Баку: Азербайджанское нефтяное хозяйство, – 2018. №2, – с. 3-12.
85. Юдович, Я.Э. Геохимические индикаторы литогенеза (Литологическая геохимия) / Я.Э.Юдович, М.П.Кетрис; – Сактывкар: Геопринт, – 2011. – 740 с.
86. Юсубов, Н.П., Гулиев, И.С. Литолого-фациальные модели месторождения Гарадаг, 8-Марта, Сангачал-дениз, Дуванны-дениз, Хара-Зира адасы и Булла-дениз, приуроченных к свите перерыва по данным ГИС // – Баку: Азербайджанское нефтяное хозяйство, – 2015. №5, – с. 3-8.
87. Abdullayev, N.R., Riley, G.W., Bowman, A.P. Regional controls on lacustrine sandstone reservoirs: the Pliocene of the South Caspian basin. In: Lacustrine sandstone reservoirs and hydrocarbon systems (Eds. O.W. Baganz, Y.Bartov, K.M.Bohacs, D.Nummedal) // – Tulsa: American Association of Petroleum Geologists Memoir 95, – 2012. p. – 71-98.
88. Cavero, J. Importance of conceptual geological models in 3D reservoir modelling / J.Cavero, N.H.Orellana, I.Yemez [et al.] // First Break, – 2016. 34 (7), – p. 39-49.
89. Chilingarian, G. V. Relationship between Porosity, Permeability and Grain

- Size Distribution of Sands and Sandstones. In: Deltaic and Shallow Marine Deposits (Ed. J.U. Van Straaten) // – New York, Amsterdam: Elsevier Science Publ. Co., – 1963. – p. 71-75.
90. SEM Scanning Electron Microscope A to Z. Basic knowledge for using the SEM [Electronic resource] / – Tokyo: Japan, – 32 p.
URL: https://www.jeol.co.jp/en/applications/pdf/sm/sem_atoz_all.pdf
91. Shikhova, L.F. 3D lithological and petrophysical modeling of Productive Series of the northern part of Pirallahi oil-gas field of Absheron archipelago // International Conference “Increasing the knowledge about oil and gas reservoir - accuracy of predicting production performance”, – Baku: – 4–6 November, – 2015, – p. 57-58.
92. Shikhova, L.F. 3D petrophysical modeling of Productive series of the northern part of Pirallahi oil-gas field of Absheron archipelago // – Baku: Azerbaijan geologist, – 2016. №20, – p. 79-86.
93. Shikhova, L.F. Correlation analysis of petrophysical parameters and 3D modeling of Productive series in Absheron archipelago field // International Youth Forum “Integration processes of the world science in the 21th century”, – Ganja: – 10–14 October, – 2016, – p. 163-164.
94. Shikhova, L.F. Definition of depositional environment of Productive Series based on well logging data // 79th EAGE Conference and Exhibition incorporating SPE EUROPEC, – Paris, France: – 12–15 June, – 2017.
95. Shikhova, L.F., Efendiyeva, E.N., Zamanova, A.H. Depositional environment and reservoir properties’ evaluation of Miocene deposits of Pirallahi oil field // 5th Young Earth Scientists Congress, – Berlin, Germany: – 9–13 September, – 2019, – p. 68.
96. Shikhova, L.F., Efendiyeva, E.N. The estimation of reservoir and lithological properties of Productive Series Kirmaky Suite of Pirallahi oil-gas field // The 6th International Geosciences Student Conference, – Prague, Czech Republic: – 13–16 July, – 2015, – p.188-189.
97. Shikhova, L.F., Hajiyeu, Ch.A. Method of estimation of hydrocarbon

- resources deposits at the late stage of development // 75th EAGE Conference and Exhibition incorporating SPE EUROPEC, – London, UK: – 10–13 June, – 2013.
98. Shikhova, L.F. Lithological properties and mineralogical composition of Productive Series deposits of Pirallahi oil-gas field // VI International Conference of Young Scientists and Students “Multidisciplinary approach to solving problems of geology and geophysics”, – Baku: – 12–15 October, – 2015, – p.134-136.
99. Shikhova, L.F. Reservoir characterization of Absheron archipelago fields // International Conference “The Caspian Region: Peculiarities of the geology (the offshore and adjacent oil and gas areas)”, – Baku: – 1–3 November, – 2017, – p. 16-17.
100. Shikhova, L.F., Seyidov, V.M., Mammadov, T.E., Volkov, T.E. The petrophysical parameters analysis of Pirallahi field of the Absheron archipelago // 76th EAGE Conference and Exhibition incorporating SPE EUROPEC, – Amsterdam, Netherlands: – 16–19 June, – 2014.
101. Shikhova, L.F. Study of Kirmaky suite of Productive series of Pirallahi oil-gas field on geophysical well logging data // Baku World Forum of Young Scientists “New Challenges in the World Science: Joint Approaches of Young Scientists”, – Baku: – 26–31 May, – 2014, – p.44-45.
102. Shikhova, L.F. Study of reservoir properties of Miocene deposits with the application of scanning electron microscope // VII International Scientific Conference of young scientists and students on "Information technologies in solving modern problems of geology and geophysics", – Baku: – 15–18 October, – 2018, – p. 56-57.
103. Singh, V. Integrated 3D reservoir interpretation and modeling: Lessons learned and proposed solutions / V.Singh, I.Yemez, J.Sotomayor // The Leading Edge, – 2013. 32(11), – p. 1340-1353.

Скважина №494

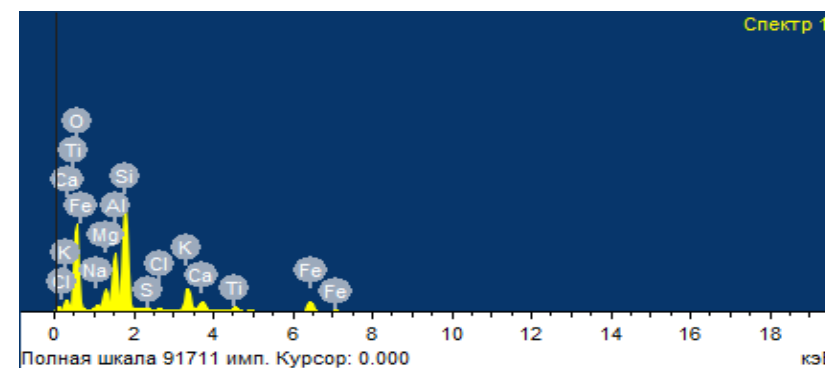
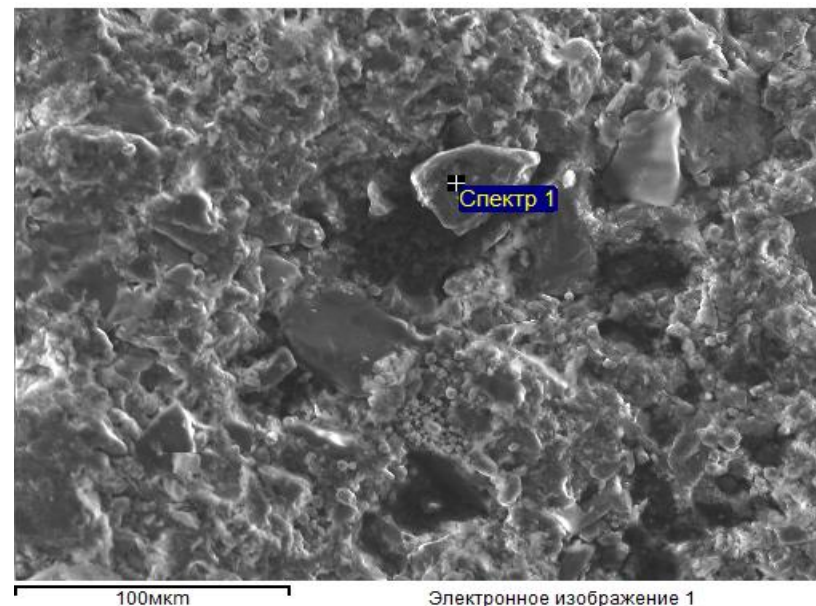


ПРИЛОЖЕНИЕ 2

Исследование миоценовых пород с помощью растрового (сканирующего) электронного микроскопа

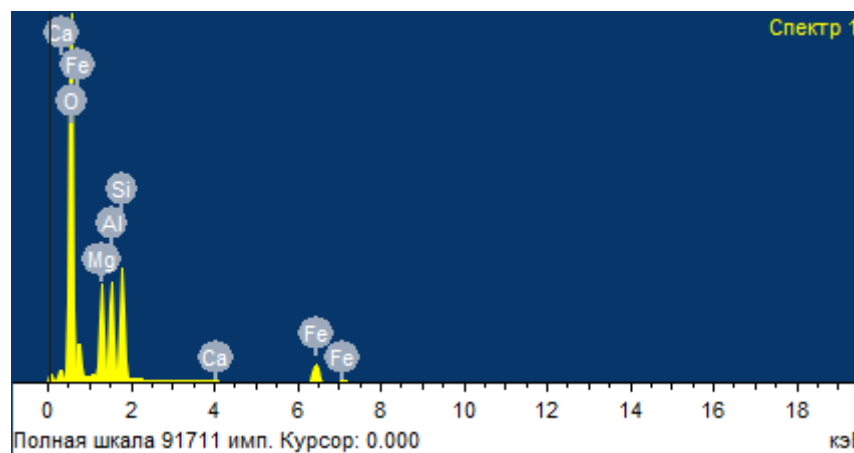
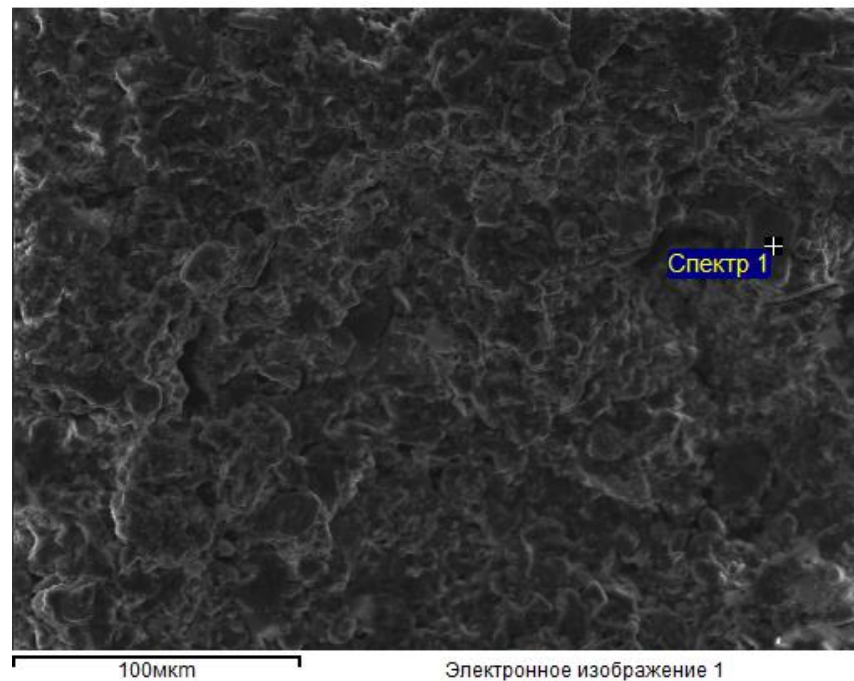
Образец №2 - алевритистая глина

Элемент	Весовой, %	Атомный, %	Соед. %	Формула
Na	1.46	1.38	1.96	Na ₂ O
Mg	4.70	4.23	7.80	MgO
Al	10.93	8.86	20.65	Al ₂ O ₃
Si	22.19	17.28	47.47	SiO ₂
S	0.26	0.18	0.65	SO ₃
Cl	0.22	0.13	0.00	
K	5.97	3.34	7.19	K ₂ O
Ca	2.50	1.37	3.50	CaO
Ti	1.36	0.62	2.28	TiO ₂
Fe	6.44	2.52	8.28	FeO
O	43.97	60.09		
Итого	100.00			



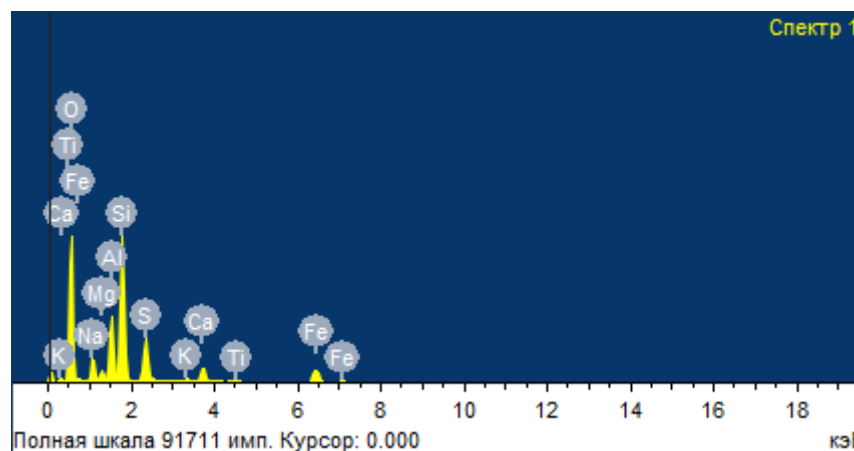
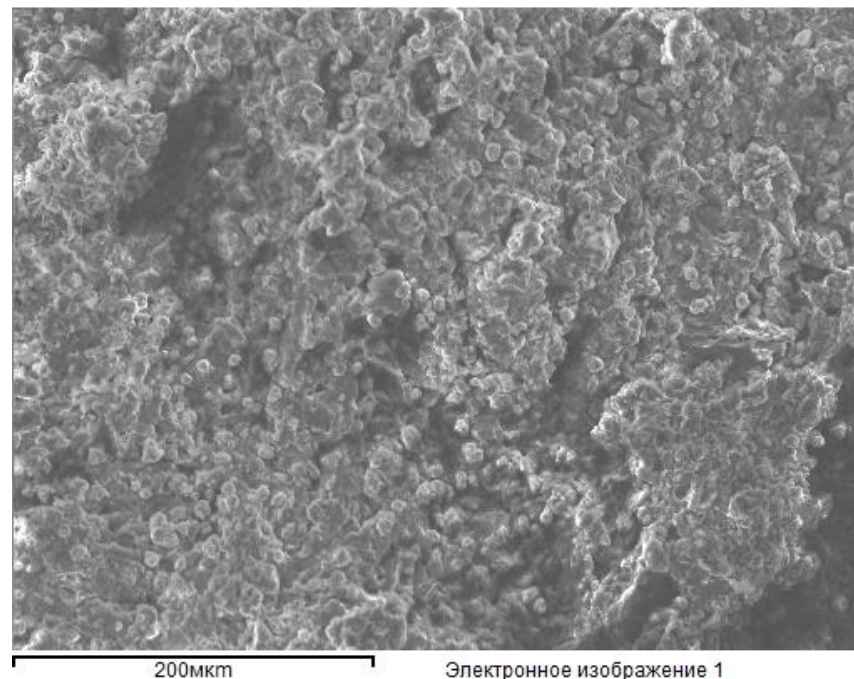
Образец № 21 – доломит

Элемент	Весовой, %	Атомный, %	Соед. %	Формула
Mg	14.12	12.38	23.41	MgO
Al	14.16	11.19	26.75	Al ₂ O ₃
Si	17.51	13.29	37.46	SiO ₂
Ca	0.17	0.09	0.24	CaO
Fe	9.43	3.60	12.14	FeO
O	44.60	59.44		
Итого	100.00			



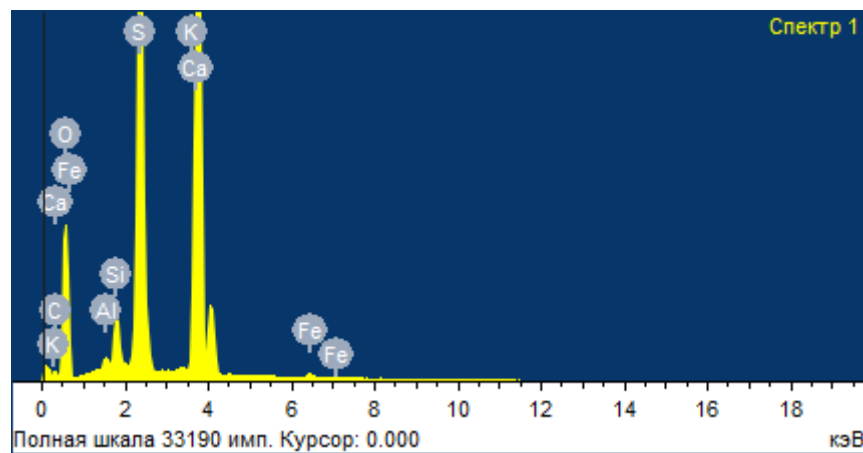
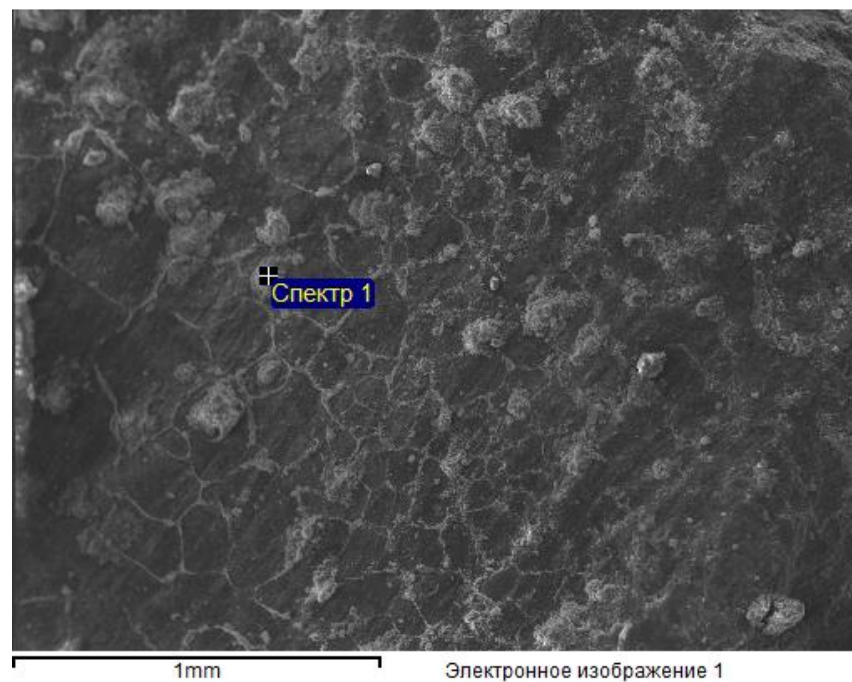
Образец №47 - известковистая глина

Элемент	Весовой, %	Атомный, %	Соед.%	Формула
Na	5.19	4.79	7.00	Na ₂ O
Mg	1.56	1.36	2.58	MgO
Al	8.69	6.83	16.41	Al ₂ O ₃
Si	20.17	15.24	43.15	SiO ₂
S	7.03	4.65	17.56	SO ₃
K	0.38	0.20	0.45	K ₂ O
Ca	2.84	1.51	3.98	CaO
Ti	0.35	0.16	0.59	TiO ₂
Fe	6.44	2.45	8.28	FeO
O	47.35	62.81		
Итого	100.00			



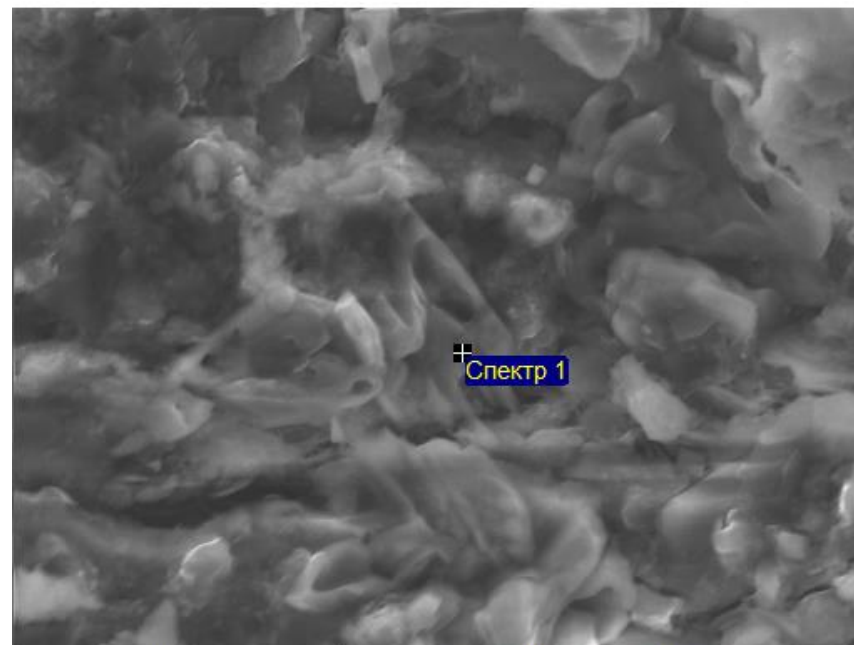
Образец №62 – известковая глина

Элемент	Весовой, %	Атомный, %	Соед. %	Формула
Al	0.63	0.53	1.19	Al ₂ O ₃
Si	2.28	1.84	4.87	SiO ₂
S	21.26	15.05	53.10	SO ₃
K	0.27	0.16	0.33	K ₂ O
Ca	28.64	16.22	40.07	CaO
Fe	0.35	0.14	0.45	FeO
O	46.57	66.06		
Итого	100.00			



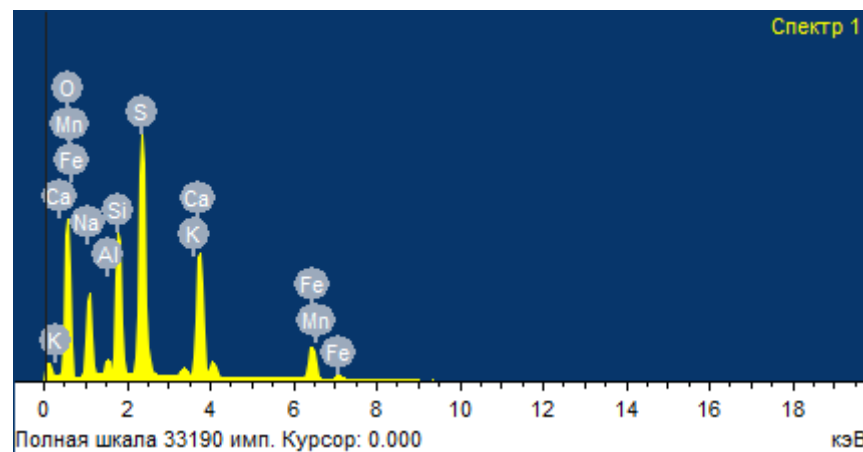
Образец №68 – кремнисто-глинистый сланец

Элемент	Весовой, %	Атомный, %	Соед. %	Формула
Na	14.31	13.41	19.29	Na ₂ O
Al	1.44	1.15	2.71	Al ₂ O ₃
Si	10.50	8.05	22.45	SiO ₂
S	14.63	9.82	36.52	SO ₃
K	0.66	0.36	0.79	K ₂ O
Ca	8.94	4.80	12.51	CaO
Mn	0.15	0.06	0.20	MnO
Fe	4.30	1.66	5.53	FeO
O	45.09	60.69		
Итого	100.00			



30мкм

Электронное изображение 1



Список сокращений

ВНК	– водонефтяной контакт
ГИС	– геофизические исследования скважин
КаС	– калинская свита
$K_{нг}$	– коэффициент нефтегазонасыщенности
КС	– кирмакинская свита
$КС_в$	– верхнекирмакинская подсвита
$КС_н$	– нижнекирмакинская подсвита
$K_{п.о.}$	– коэффициент общей пористости
$K_{п.эф.}$	– коэффициент эффективной пористости
$K_{пр}$	– коэффициент проницаемости
НКГ	– надкирмакинская глинистая свита
НКП	– надкирмакинская песчаная свита
ПК	– подкирмакинская свита
ПТ	– продуктивная толща
ПС	– каротаж потенциала самопроизвольной поляризации
РЭМ	– растровый электронный микроскоп
ЭДС	– энергодисперсионный спектрометр
ЮКБ	– Южно-Каспийский бассейн
$\alpha_{пс}$	– относительная амплитуда кривой ПС
ρ_k	– кажущееся удельное сопротивление
ρ_p	– истинное сопротивление пласта