

Казахский национальный исследовательский технический университет имени
К.И. Сатпаева

УДК 553.98(574)(043)

На правах рукописи

НИЯЗОВА АҚМАРАЛ ТЕМІРХАНҚЫЗЫ

**Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности юрских
отложений Северо-Устьюртской впадины по геолого-геофизическим
данным**

6D070600 – Геология и разведка месторождений полезных ископаемых

Диссертация на соискание степени
доктора философии (PhD)

Научный консультант:
Абетов А.Е. д.г-м.н., профессор,
член-корреспондент НАН РК

Зарубежный научный консультант:
Волож Ю.А. д.г-м.н.,
член-корреспондент РАН РФ

Республика Казахстан

Алматы, 2021

СОДЕРЖАНИЕ

НОРМАТИВНЫЕ ССЫЛКИ	5
ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ.....	6
ВВЕДЕНИЕ	7
1 Потенциальные геофизические поля	10
1.1 Районирование аномалий геомагнитного поля Северного Устья и их связь со структурой фундамента.....	10
1.2 Районирование аномалий гравитационного поля Северного Устья и их связь со структурой фундамента.....	14
1.3 Корреляция аномалий гравитационного и геомагнитного полей, поверхности фундамента в геоструктурах Северо-Устьинского региона	27
1.4 Объемное моделирование точек Эйлера для геоплотностных и геомагнитных моделей Северо-Устьинского региона в программном пакете Geosoft Oasis Montaj™	40
2 Глубинное строение земной коры Северо-Устьинского региона	49
2.1 Глубинное строение консолидированной коры	49
2.2 Корреляционный анализ региональных границ осадочного чехла	58
3 История геологического развития Северо-Устьинского региона.....	72
3.1 История геологического развития в палеозойское время.....	72
3.2 Геологическое развитие в триасе	79
3.3 Юрский этап в истории геологического развития	88
4 Нефтегазогеологическое районирование домеловых комплексов пород	99
4.1 Нефтегазогеологическое районирование верхнепалеозойского комплекса пород.....	100
4.2 Нефтегазогеологическое районирование триасового комплекса пород ..	102
4.3 Нефтегазогеологическое районирование юрского комплекса пород	104
5 Геолого-геофизическое моделирование месторождения нефти Арыстан с использованием современного программного обеспечения	109
5.1 Краткие геологические сведения о месторождении нефти Арыстан.....	110

5.1.1. Общие сведения о месторождении	110
5.1.2 Литолого-стратиграфический очерк	111
5.1.3 Тектоника	114
5.1.4 Нефтегазоносность.....	117
5.2 Петрофизическая модель пород месторождения	136
5.2.1 Освещенность керном юрской продуктивной толщи	136
5.2.2 Оборудование и методы лабораторного исследования керна	137
5.2.2.1 Комплекс стандартных исследований	137
5.2.2.2 Комплекс специальных анализов образцах керна	138
5.2.3 Литолого-петрографическая характеристика продуктивного разреза ..	138
5.2.4 Физико-литологические свойства пород	140
5.2.4.1 Соотношение проницаемость-открытая пористость пород	141
5.2.4.2 Минералогическая и объёмная плотность пород	142
5.2.4.3 Остаточная водонасыщенность, кривые капиллярного давления	144
5.2.5 Обоснование нижних пределов ёмкостно-фильтрационных свойств коллекторов	146
5.2.6 Петрофизическая основа оценки коэффициента нефтенасыщенности	146
5.2.7 Характеристика коллекторских свойств продуктивных горизонтов по керну и ГИС	147
5.3 Анализ применяемого комплекса геофизических исследований скважин	149
5.3.1 Комплекс методов ГИС	149
5.3.2 Методика выделения коллекторов, определения эффективных толщин и характера насыщения	149
5.3.3 Интерпретации методов ГИС в программе «Interactive Petrophysics» ..	151
5.3.3.1 Геофизическая характеристика продуктивного разреза	151
5.3.4 Интерпретационная модель обработки диаграмм геофизических исследований скважин.....	152
5.3.4.1 Петрофизическая характеристика пород коллекторов	152

5.3.5 Методика и результаты определения коэффициентов объемной глинистости, пористости и нефтенасыщенности	155
5.3.5.1 Методика и результаты определения коэффициента пористости	156
5.3.6 Определение характера насыщения	161
5.4 Обобщающая интерпретация геолого-геофизических данных	163
5.4.1 Результаты межскважинной корреляции продуктивных горизонтов ...	163
5.5 Построение 3D геологических моделей продуктивных горизонтов месторождения Арыстан в программном обеспечении Petrel.....	167
5.6 Структурный анализ по продуктивным горизонтам.....	175
5.7 Коллекторские свойства продуктивных горизонтов.....	183
5.8 Корреляционный анализ локальных и региональных структур на месторождении Арыстан	186
6 Рекомендации по проведению геологоразведочных работ по юрским отложениям Северо-Устьюртского региона	188
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	190
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	198

НОРМАТИВНЫЕ ССЫЛКИ

В настоящей диссертации использованы ссылки на следующие документы и стандарты:

- 1 Правила присуждения ученых степеней, утвержденных приказом МОН РК от 31 марта 2011 года No 127.
- 2 Государственный общеобязательный стандарт образования Республики Казахстан послевузовское образование. Докторантура. ГОСО РК 5.04.034 – 2011.
- 3 Правила присуждения ученых степеней от 31 марта 2011 года No 127; межгосударственные стандарты: ГОСТ 7.32-2001 (изменения от 2006 г.). Отчет о научно-исследовательской работе. Структура и правила оформления;
- 4 ГОСТ 8.417-81 Государственная система обеспечения единства измерений. Единицы физических величин.
- 5 ГОСТ 7.1-2003. Библиографическая запись. Библиографическое описание. Общие требования и правила составления.
- 6 ГОСТ 7.9-95 (ИСО 214 -74) Система стандартов по информации, библиотечному и издательскому делу Реферат и аннотация. Общие требования.

ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

УВ – углеводороды

ПСЭ - промежуточно структурный этаж

ГСЗ – глубинное сейсмическое зондирование

КМПВ - корреляционный метод преломленных волн

ММЗК - магмаметаморфическая земная кора

МОВ - метод отраженных волн

МОГТ – метод общей глубинной точки

ОГ – отражающий горизонт

НГО – нефтегазоносная область

РОВ – содержание рассеянного органического вещества

ФЕС - фильтрационно-емкостные свойства

ГИС – геофизические исследования скважин

ГК – гамма каротаж

БКЗ – боковое каротажное зондирование

ГГКП - гамма-гамма-каротаж плотностной

ПС- Каротаж потенциала собственной поляризации

КС - метод кажущихся сопротивлений

УЭС – удельное электрическое сопротивление

НК – нейтронный каротаж

АК – акустический каротаж

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность - необходимость наращивания ресурсной базы Республики Казахстан за счет открытия новых месторождений нефти и газа в Северо-Устьуртском регионе путем проведения переинтерпретации комплексных геолого-геофизических данных и количественных модельных построений в современном программном обеспечении.

Объект исследований - геофизические поля, история геологического развития и геологическое строение Северо-Устьуртского региона на региональном и локальном уровнях.

Методология - системный анализ геолого-геофизических данных, полученных в разные годы и различными организациями/компаниями на всех этапах геологоразведочных работ с применением современного программного обеспечения.

Инструменты исследований – программное обеспечение Geosoft (США, Geosoft Inc.), ArcGIS (США, Esri), Coscad 3D, Surfer, Didger (США, Golden Software), Petrel (Schlumberger), Interactive Petrophysics и т.д.

Цель - уточнение геологического строения путем построения количественных корреляционных зависимостей между распределениями аномалии потенциальных геофизических полей и структурными особенностями поверхностей Мохо, фундамента и опорных горизонтов осадочного чехла.

Научная новизна - впервые для Северо-Устьуртского региона с применением современных ПО выявлены количественные коррелятивные связи между потенциальными геофизическими полями и глубинным строением.

Практическая значимость - нефтегазогеологическое районирование с привлечением факторов глубинного строения на количественном уровне. Выявление новых нефтегазоперспективных объектов.

Геологические задачи:

- Районирование гравитационного и геомагнитного полей, решение обратных задач (определение точек Эйлера) и выявление коэффициентов корреляции между аномалиями этих полей;
- Структурный анализ опорных границ осадочного чехла и консолидированной коры;
- Выявление корреляционных связей между опорными границами земной коры и аномальными гравитационными, геомагнитными и тепловыми полями;
- История геологического развития в палеозое и триас-юрское время;
- Нефтегазогеологическое районирование по отложениям верхнего палеозоя, триаса и юры;
- Геолого-геофизическая изученность, тектоника, литология и нефтеносность нефтяного месторождения Арыстан;
- Применения комплекса методов ГИС, петрофизический анализ (в ПО Interactive Petrophysics) для выявления продуктивных горизонтов нижне-среднеюрских отложений;

- Методика построения 3Д геологических моделей продуктивных горизонтов в ПО Petrel;
- Структурный анализ продуктивных горизонтов. Распределение фильтрационно-емкостных свойств песчано-алевритовых коллекторов юрских отложений;
- Корреляционный анализ локальных и региональных структур на примере месторождения Арыстан.

Защищаемые положения:

1. Внутренние районы Северного Устья резко отличаются от линейных складчатых систем по его обрамлению по глубине погружения фундамента и разломной тектонике, характеру проявления в геофизических потенциальных полях, коррелируемости гравитационных и магнитных аномалий между собой и с поверхностью фундамента.

2. Результаты расчетов деконволюции точек Эйлера позволяют определить в геоплотностных моделях интервал перехода от меловых к юрским отложениям как резкую гравитовозмущающую границу, в геомагнитных полях - верхнюю кромку магнитовозмущающих масс, приуроченных к вулканогенно-осадочным отложениям пермо-триаса. Применение метода Эйлера может помочь скорректировать планы по дальнейшим геологоразведочным работам.

3. Во внутренних районах (впадинах) Северо-Устьюртского региона наблюдаются высокие значения коэффициентов корреляции поверхности фундамента и палеозоя, подошвы юры и мела.

По части тектонических элементов в линейных складчатых системах по обрамлению Северного Устья и в мобильных входящих углах наблюдается коррелируемость поверхности фундамента и палеозойских образований, подошвы юрских и меловых отложений, по другим - коэффициенты корреляции проявляются слабо или не проявляются совсем.

4. На протяжении большей части юры, триаса и позднего палеозоя границы распространения Северо-Устьюртского палеоседиментационного бассейна четко очерчивались по мобильным складчатым поясам представлявших собой области размыва, откуда терригенный материал поступал в прилегающие области осадконакопления.

Внутренние районы Северо-Устьюртского региона - неизменно выступали в виде прогнутой зоны, которая служила закономерным местом путей развития трансгрессий, размещения внутреннего внешнего шельфа при общем повышении уровня моря и длительного сохранения лагунных условий при регрессиях.

5. Локальный структурный план юрских продуктивных горизонтов определяют особенности региональных границ: поверхности и подошвы юрских отложений, палеозоя и фундамента.

Апробация – международные научно-практические конференции в г. Москва (2016, 2017 г.), г. Ташкент (2017 г., 2019 г.), Украина (2020 г.)

Фактографическая база – фондовые отчеты до 1991г. и после 1991г. (включая современные комплексные геофизические съемки, выполненные в разные годы ТОО «НПЦ «Геокен»), сведения, подчерпнутые из опубликованной

отечественной и зарубежной литературы.

В заключении считаю своим долгом выразить благодарность доктору геолого-минералогических наук, профессору, член-корреспонденту НАН РК Абетову А.Е., доктору геолого-минералогических наук, член-корреспонденту РАН РФ Воложу Ю.А., директору института геологических наук, доктору геолого-минералогических наук, академику АМР РК Жолтаеву Г.Ж., докторам геолого-минералогических наук Исаевой Л.Д., Быкадорову В.А., Сапожникову Р.Б., Абилхасимову Х.Б, кандидатам геолого-минералогических наук Ахметжанову А.Ж., Коврижных П.Н., Ахметову Е.М., генеральному директору ТОО «Производственная компания «Геотерм», кандидату геолого-минералогических наук Калитову Д.К., компании ТОО «НПЦ «Геокен» в лице её генерального директора Шагирова Б.Б., Петрищевой Е.В., Саурыкову Ж.Ж., профессорско-преподавательскому составу кафедры «Геофизики», директору института геологии нефти и горного дела им. К. Турысова Рысбекову К.Б., заведующей кафедры «ГСПиРМПИ» Бекботаевой А.А., председателю совета молодых ученых ИГНиГД Галиеву Д., ученому секретарю ДС Ауелхан Е.С. и другим коллегам за ценные консультации и советы по улучшению структуры и содержания диссертации.

1 Потенциальные геофизические поля

1.1 Районирование аномалий геомагнитного поля Северного Устья и их связь со структурой фундамента

При поисках и разведке скоплений УВ большую роль играет фактор глубинного строения земной коры. Интерес к нему связан с тем, что обоснованный прогноз месторождений углеводородов (УВ) должен основываться не только и не столько на изучении поверхностных особенностей разреза земной коры, а в большей степени опираться на глубинные нефтегазогенерирующие факторы.

При изучении глубинного строения земной коры используют широкий спектр геолого-геофизических методов, среди которых немаловажное место отводится магниторазведке, поскольку полученные данные несут в себе достоверную информацию о параметрах фундамента, определяющих направление и эволюцию осадочного чехла.

Магниторазведка на территории Северного Устья проводится с конца 50-х годов XX века с целью получения сведений о региональном строении фундамента и данных в помощь геолого-съёмочным работам и поискам различных полезных ископаемых. Масштаб исследований изменялся от 1:25 000 до 1:1 000 000.

В результате были получены новые сведения о геологическом строении Северного Устья, проведено районирование магнитного поля, даны рекомендации по поискам площадей, намечены перспективные участки для выявления локальных структурных поднятий, перспективных на нефть и газ, проведено геологическое истолкование аномалий геомагнитного поля, изучены магнитные свойства разреза.

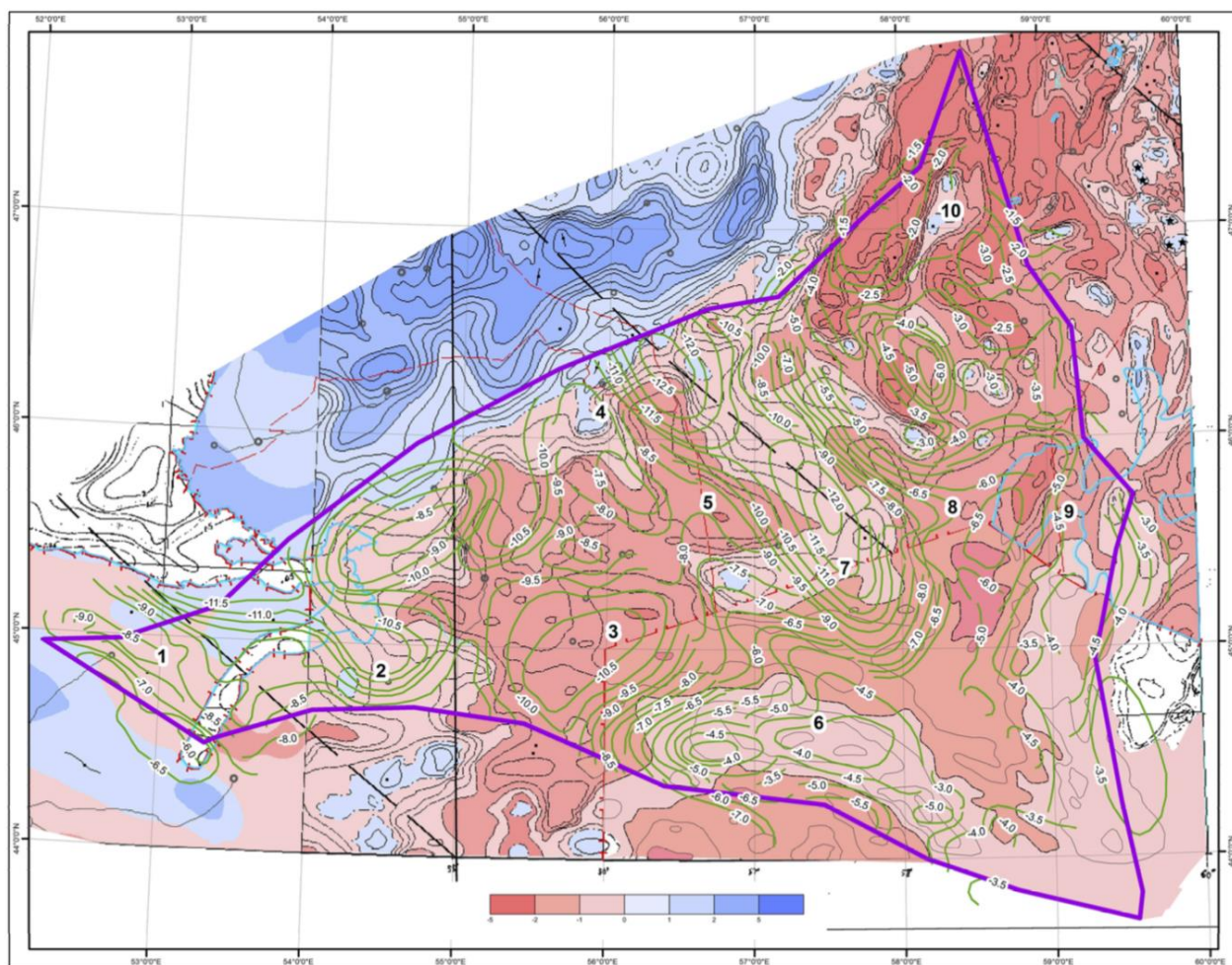
Магнитное поле Северного Устья знакопеременно, дифференцировано по напряженности и ориентации аномальных зон, а также отличается присутствием систем субизометричных и линейно-вытянутых аномальных зон (Рисунок 1.1), не всегда согласующихся с направлением простирания структур осадочного чехла и подстилающего его промежуточного структурного этажа.

Однако, несмотря на значительный объем полученных сведений некоторые вопросы глубинной тектоники Северного Устья, имеющей сложное строение земной коры, до сих пор остались неразрешенными. Поэтому, существенно значимым является получение новой информации о глубинном геологическом строении земной коры этого перспективного на нефть и газ региона.

Принимая во внимание вышеизложенное, задача изучения глубинного строения земной коры территории Северного Устья с использованием данных магниторазведки не утратила своей актуальности и по сей день.

В распределении изодинам Северного Устья центральное место занимает полигонально вытянутая система слабоотрицательных аномалий субмеридиональной ориентации, пространственно приуроченная (с севера на

юг) к Мынсуалмасской ступени, Северо Устьюртской системе прогибов, Арыстановской ступени, Центрально-Устьюртской системе дислокаций. Условно назовем её Арыстановско-Мынсуалмасской системой субизометричных минимумов геомагнитного поля. Напряженность последних в этой системе варьирует в интервале -1-5 нТл (Рисунок 1.1). При этом ориентация изодинам коррелируется с ориентацией структур по поверхности фундамента, которые, в целом, характеризуются отсутствием линейной складчатости.



Условные обозначения

- Изогипсы поверхности фундамента, км
- Изолинии (ΔT_a)

Рисунок 1.1 - Фрагмент карты аномального магнитного поля (ΔT_a) территории Республики Казахстан (под ред. Ужкенова Б.С., Нусипова Е.; 2003г.; масштаб 1:1 000 000), совмещенный с картой глубин по поверхности фундамента

Условные обозначения на карте. Тектонические элементы: 1 – Бузачинский свод; 2 – Южно-Бузачинский прогиб; 3 – Арыстановская ступень; 4 – Мынсуалмасская ступень; 5 – Северо-Устьюртская система прогибов; 6 – Барсакелмес-Судочья впадина; 7 – Актумсукский свод; 8 – Арало-Кызылкумская зона поднятий; 9 – Восточно-Аральская впадина; 10 – Чушкакульская зона поднятий.

По данным сейсморазведки фундамент, равно как и магнитовозмещающие массы в его составе, в этом секторе Северного Устьюрта залегает на больших глубинах. И, действительно, в пределах Арыстановско-Мынсуалмасской

системы геомагнитных аномалий глубина погружения фундамента варьирует в диапазоне 8,5-12,5 км. Отличительным признаком является несоответствие простирания этой системы геомагнитных аномалий со структурным планом перекрывающих комплексов осадочного чехла и промежуточного структурного этажа, имеющих северо-западную либо северо-восточную ориентации, что контрастным образом свидетельствует о наложенном характере последних.

По поводу возраста фундамента Северного Устьюрта единого мнения нет. Одни исследователи полагают, что фундамент Северо-Устьюртской впадины имеет палеозойский возраст [1-2]. Другие - считают, что, фундамент Северо-Устьюртской впадины сформировался в докембрии [3]. Еще одна группа авторов полагает, что фундамент Северо-Устьюртской впадины сформирован гетерогенными глыбами палеозойской и докембрийской консолидации [4].

Во внутренних районах Северо-Устьюртской впадины, на её северном и южном бортах под мезозой-кайнозойским осадочным чехлом залегают в разной степени дислоцированные комплексы пород верхнепалеозойского промежуточного структурного этажа (триас, пермь, карбон и верхний девон).

Еще одна система минимумов геомагнитного поля (с напряженностью от -1 до -5 нТл) обособляется на восточном фланге Северного Устьюрта, в полосе развития Урало-Оманского линиямента. Пространственно она приурочена к Арало-Кызылкускому валу и Чушкакульской зоне поднятий (Рисунок 1.1). Условно назовем её Арало-Чушкакульской системой магнитных минимумов. Аномалии геомагнитного поля здесь линейно вытянуты в субмеридиональном направлении.

Поверхность фундамента в этом секторе Северного Устьюрта погружена на минимальные глубины (3,5-6 км).

Можно предположить, что аномалии Арало-Чушкакульской системы магнитных минимумов связаны с приближением к дневной поверхности палеозойских и докембрийских образований, пронизанных основными интрузиями, чем вероятно можно объяснить относительно увеличенные значения напряженности магнитного поля (Рисунок 1.1).

Между этими региональными минимумами располагается зона слабо дифференцированных знакопеременных аномалий (от -2 до +2 нТл) геомагнитного поля, которая позиционируется с Актумсукской зоной поднятий и Барсакельмес-Судочьей областью прогибаний.

Глубина залегания фундамента на Актумсукском своде изменяется в широком диапазоне (от 7,5 км до 9-12,5 км) и отражает погребенное палеозойское складчатое основание. На востоке Актумсукский свод сочленяется с Арало-Кызыкумским валом (Рисунок 1.1).

В Барсакельмес-Судочьей области прогибаний палеозойские комплексы пород погружены от 3,2-4 км (Байчагыр-Яркимбайский выступ и Агыйнский свод) и до 7 км и более в Аланском прогибе.

К югу от Северного Устьюрта субмеридиональные системы аномалий магнитного поля срезаются Центрально-Устьюртской зоной максимумов, которая состоит из ряда линейно-вытянутых зон локальных максимумов, видимо,

связанных с основными интрузивными породами, внедрившихся по глубинным разломам большой протяженности. Напряженность геомагнитных аномалий на ряде площадей достигает 10 нТл и более. Ориентированы они в северо-западном направлении.

Центрально-Устьюртская система дислокаций по возрасту, по-видимому, является палеозойским [4] и связывать наблюдаемые здесь магнитные максимумы с минимумами Северного Устьюрта не представляется возможным. Глубина залегания складчатого основания на юго-востоке Центрально-Устьюртской системы дислокаций (в районе Айбугирской антиклинали) по сейсмическим данным определена в 1800-2000 м.

Западный фланг Северного Устьюрта (Бузачинское поднятие) отличается переменным, мозаичным интенсивным магнитным полем (от +2 до -2 Нтл), то есть чередованием отрицательных и положительных магнитных максимумов, без четкой их пространственной ориентированности и без очевидной зональной ориентации.

Характер сочленения Центрально-Устьюртского и Бузачинского палеозойских поднятий с Северо-Каратаусским межгорным прогибом также неоднозначен. Центрально-Устьюртское поднятие сопрягается с опущенной частью Северо-Каратаусского межгорного прогиба, а Бузачинское поднятие - с его приподнятой частью. Указанный характер сочленения крупных структур создал весьма сложный и запутанный тектонический узел на западном фланге Северного Устьюрта.

На северном обрамлении Северо - Устьюртской впадины и в прилегающих к ней структурных элементах выделяется крупная система положительных магнитных экстремумов, приуроченная к Южно-Эмбенской зоне палеозойских поднятий, ориентированных в северо-восточном направлении. В рельефе поверхности фундамента этой зоне соответствует глубокий прогиб (до 12 км).

По аналогии с Центрально-Устьюртской системой дислокаций субмеридионально вытянутые системы магнитных аномалий Северного Устьюрта срезаются Южно-Эмбенской системой максимумов магнитного поля. Напряженность линейных магнитных аномалий этой зоны достигает 10 нТл и более (Рисунок 1.1).

Связывать магнитные максимумы Южно-Эмбенской зоны с минимумами Северного Устьюрта не целесообразно.

В заключении представляется возможным говорить, что вышеперечисленные особенности морфологии геомагнитного поля Северного Устьюрта (по крайней мере его внутренних районов) свидетельствуют о формировании магнитовозмущающих масс в составе фундамента до образования основных структур осадочного чехла и промежуточного структурного этажа.

По обрамлению Северного Устьюрта обособляются линейные складчатые дислокации Центрально-Устьюртского, Арал-Кызылкумского и Южно-Эмбенского поднятий. Эти структуры образуют мобильное «обрамление» Северного Устьюрта и характеризуются системами линейных магнитных

максимумов, с различной глубиной погружения фундамента и разными направлениями геологической эволюции.

Можно предположить, что территория Северного Устья и прилегающие структурные элементы заключены в жесткую раму разломов, вдоль которых неоднократно происходило внедрение магнитовозмущающих масс.

В геомагнитном поле Северного Устья выделяются системы региональных магнитных экстремумов различных знаков и с дифференцированным характером напряженности, что свидетельствует о сложном характере истории геологической эволюции и поэтапном формировании фундамента на докембрийском (раннепалеозойском?) и палеозойском этапах развития этого региона.

Вместе с тем, крупным блокам во внутренних районах Северного Устья свойственно присутствие субизометричных и полигональных аномалий геомагнитного поля, отсутствие линейных магнитных экстремумов и линейных дислокаций фундамента.

По-видимому, формирование магнитных аномалий связано с жесткими массивами древней консолидации в той или иной мере вовлеченных в тектоно-магматическую активизацию на разных этапах геологического развития.

Важно отметить, что основные нефтегазопроявления и разведанные месторождения УВ в осадочном чехле приурочены к Мынсуалмас-Арыстановской и Арало-Чушкакульской системам минимумов геомагнитного поля.

Некоторая часть разведанных месторождений УВ и нефтегазопроявлений в осадочном чехле концентрируется на Бузачинском поднятии с субизометричным рисунком аномалий геомагнитного поля.

1.2 Районирование аномалий гравитационного поля Северного Устья и их связь со структурой фундамента

Гравиметрическая изученность. Гравиметрическая съемка Северо-Устьюртского региона выполнялась в разные годы и разными геологическими организациями. В масштабе 1:200 000 и 1:100 000 проведены на юге Устья (Эпштейн Н.В., 1957 г.) и на отдельных площадях Восточного Устья (Фомин В.М., 1967 г.). В результате этих работ составлены сводные карты изоаномал силы тяжести и выявлены ряд локальных аномалий в зонах увеличенных мощностей мезозой-кайнозойских отложений.

Высокоточные гравиметрические исследования масштаба 1:50 000 выполнены на Бузачинском своде (Денисенко О.Ф. и др.; 1974-1975 г.г.), Куаныш-Коскалинском и Тахтакаирском валах, в Судочьем и Барсакельмесском прогибах (Роз Н.К., 1994 г.), по результатам которых были выделены локальные структуры, связываемые с нефтегазоперспективными объектами, а также протрассированы зоны тектонических нарушений.

Кроме того, были сделаны положительные попытки комплексирования данных гравиразведки, электроразведки и газовой геохимической съемки (участками) при выявлении перспективных аномалий типа залежь и их увязки с поднятиями, закартированными сейсморазведкой на площади Каракудук и в северо-восточной части Бузачинского поднятия (Попов В.; 1973 г.).

В период 1998-2011 г.г. гравиразведочные работы на Бузачинском поднятии и в казахстанском секторе Каспийского моря выполнялись силами ТОО «НПЦ «Геокен».

В 2009-2011 г.г. группой исследователей из научно-исследовательских и производственных организаций и компаний (Акчулаков У.А., Ажгалиев Д.К., Коврижных Н.П. и др.) проведен анализ аномалий гравитационного поля Северного Устюрта (Казахстанская часть), по результатам которого выявлены связи с основными чертами глубинного строения Северо-Устюртского региона.

К настоящему времени по всей территории этого региона проведена гравиметрическая съемка и составлена сводная карта аномалий в редукции Буге (в масштабе 1:1 000 000), на которой контрастно проявляются крупные тектонические элементы, прослеживающиеся в осадочном чехле и фундаменте (под ред. Даукеева С.Ж., Бекжанова Г.Р., Шнейдер И.Ю.; 1997 г.).

Исходная база данных.

Для решения задач районирования аномалий гравитационного поля и выявления их связей со структурой фундамента потребовалось создание сводной цифровой модели локальных аномалий гравитационного поля Северо-Устюртского региона с увязкой разномасштабных карт гравитационных аномалий и приведение всех материалов к единому уровню.

Эта задача была решена с использованием модуля Gridknit в программном обеспечении OasisMontaj (GeosoftInc; США-Канада), который представляет собой универсальную технологию объединения массивов (сшивки) геофизических данных.

Кроме того, в целях геологической интерпретации аномалий гравитационного поля были привлечены априорные геолого-геофизические сведения из опубликованной литературы.

В соответствии с этими сведениями, слабо дислоцированные и относительно однородные по плотности мезозой-кайнозойские отложения платформенного чехла не могут создать крупные гравитационные аномалии. Резкий плотностной раздел ($\sigma = 0,3 \text{ г/см}^3$) существует лишь на границе мезозойских и пермо-триасовых отложений [4].

Вместе с тем, результаты наших расчетов (2017 г.) по деконволюции Эйлера показали, что основная плотностная граница расположена выше по разрезу в интервале перехода от юрских к меловым отложениям.

Подошва пермо-триасового комплекса пород в Северо-Устюртском регионе совпадает с размытой поверхностью палеозоя (опорный отражающий горизонт "б"). Породы этого комплекса уплотняются от $2,35 \text{ г/см}^3$ у поверхности до $2,55 \text{ г/см}^3$ вблизи подошвы глубоких прогибов.

Поверхность фундамента, по-видимому, не является гравиактивной границей. Плотность нижнепалеозойских отложений близка к $2,7 \text{ г/см}^3$ и практически совпадает с плотностью фундамента. Плотность вышележащих палеозойских отложений меняется в пределах $2,5\text{-}2,6 \text{ г/см}^3$ [5].

Фундамент Северо-Устьюртского региона разбурен единичными скважинами в районах его неглубокого залегания в Северо-Западном Приаралье (площади Кызылой, Базайская, Аккуловская, Жумагул), на Центрально-Устьюртском поднятии (Кокбахты, Айбугир) и Куаныш-Коскалинском валу (Коскала). Среди разбуренных пород присутствуют образования от нижнего протерозоя до девона [5].

Раннепротерозойские комплексы пород представлены силлиманит-биотитовыми гнейсами и амфиболитами (пл. Базайская, скв. 16), отложения позднего протерозоя - кристаллическими и метаморфическими породами (пл. Коскала, скв. 1; пл. Кызылой, скв. 1), раннего палеозоя - эффузивами и сланцами (пл. Аккуловская, скв. 7, 2; пл. скв. Сарыбулак, 1) и, наконец, силурийско-девонские карбонатно-терригенными (пл. Айбугир, скв. 213, 209; скв. Кокбахты, 1; Базайская, скв. 2) и эффузивными породами (юго-западная периферия Султан-Уиздагского поднятия).

Имеющиеся геологические данные допускают различные суждения о времени формирования фундамента Северо-Устьюртского региона. Неволин Н.В. (1958 г.) [4] полагает, что он сформировался в герцинскую эпоху тектогенеза. Акчулаков У. и др. (2011 г.) [5] считают, что континентальная кора Северо-Устьюртского региона образовалась в девонское время и подтверждается наличием ниже-молассовых и квазиplatformенных формаций в отложениях раннего карбона, слагающих нижний структурный этаж осадочного чехла. И, наконец, по представлениям Акрамходжаева А.М. и др. [1], Кунина Н.Я. и др. [6] в основании Северо-Устьюртского региона залегают стабильные глыбы докембрийской либо раннепалеозойской консолидации.

Результаты проведенных исследований.

Центрально-Устьюртская система дислокаций. Обособляется линейно-вытянутыми интенсивными максимумами гравитационного поля, ориентированными в северо-западном (герцинском) направлении. Напряженность локальных гравитационных аномалий здесь достигает 16 мГал (Рисунок 1.2).

Морфология структурных элементов фундамента соответствует ориентации гравитационных аномалий, а между глубиной залегания фундамента и значениями аномалий силы тяжести наблюдается прямая согласованность.

Центрально-Устьюртский гравитационный максимум связан с поднятием палеозойского складчатого основания и сокращением толщины пермo-триасовых образований (вплоть до выклинивания в сводовых частях положительных структур).

Отличительная особенность одноименной системы дислокаций (протяженностью свыше 70 км) – это отчетливая линейная вытянутость в запад-северо-западном направлении и осложненность структурного плана

валообразными поднятиями и прогибами [7].

Время образования Центрально-Устюртской системы дислокаций принято считать палеозойским. На его юго-востоке (в районе Айбугирской антиклинали) глубина залегания складчатого основания по сейсмическим данным определяется в 1800-2000 м. Далее, на юго-востоке, эта системы дислокаций сочленяется с хребтом Султануиздаг.

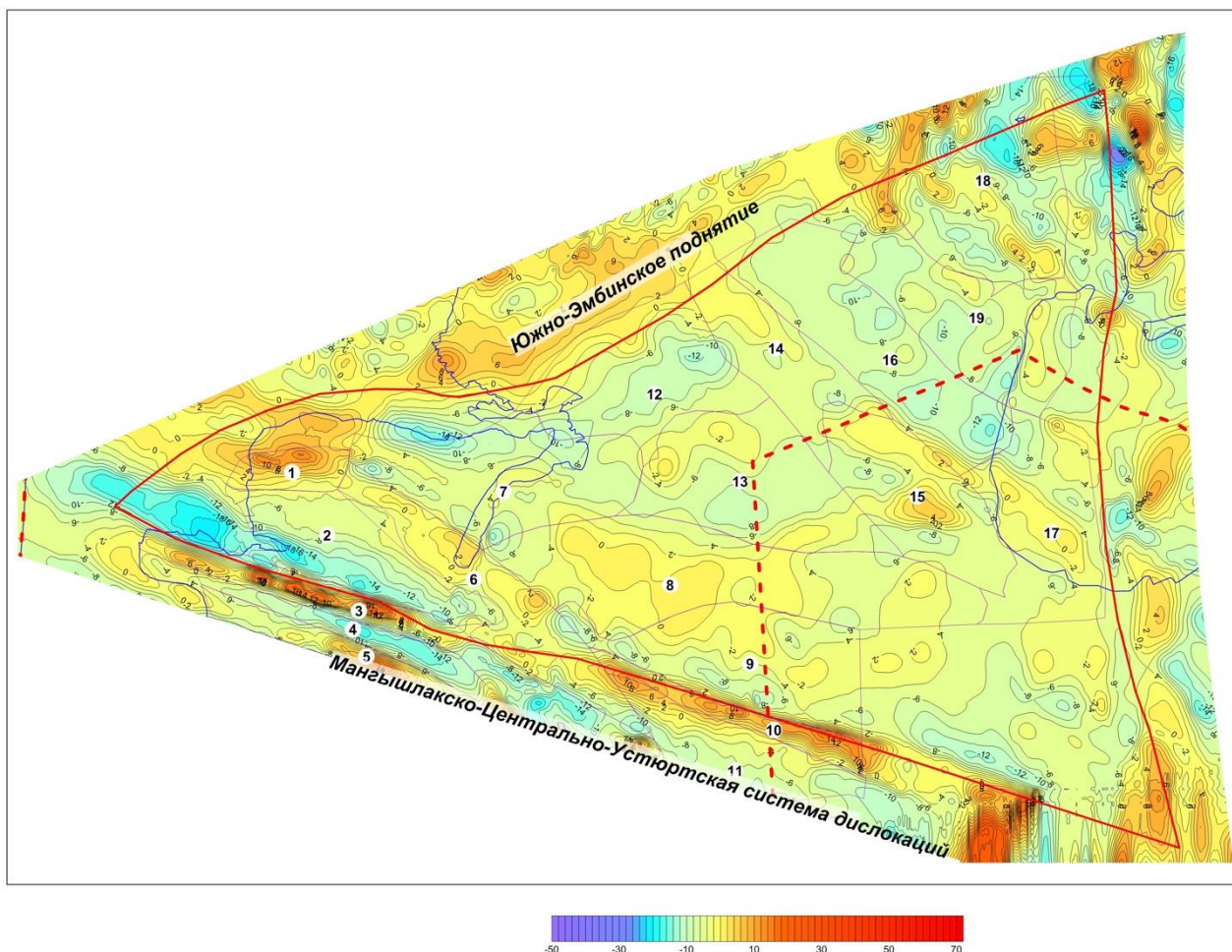


Рисунок 1.2 – Карта локальных гравитационных аномалий [2;5]

Условные обозначения на карте. Названия тектонических элементов: 1 – Бузачинское поднятие; 2 – Северо-Каратауская система; 3 – Тюбкараган- Каратауская мегантиклиналь; 4 – Чакырганский прогиб; 5 – Беке-Башкудукская мегантиклиналь; 6 – Кызан-Токубайское поднятие; 7 – Култукская впадина; 8 – Барсакельмесская впадина; 9 – Байчагырский выступ; 10 – Карабаурская мегантиклиналь; 11 – Центрально-Устюртская система; 12 – Жайылганское поднятие; 13 – Самская впадина; 14 – Аманжол-Шелуранский выступ; 15 – Актумсукское поднятие; 16 – Косбулакская впадина; 17 – Арало-Кызылкумская система; 18 – Челкарская впадина; 19 – Аккуловский выступ.

В южной части Центрально-Устюртской системы дислокаций, в районе Карашекского и Карамайнского поднятий, в ядрах которых обнажены перм-триасовые образования, отмечаются близнулевые и отрицательные гравитационные аномалии, связанные влиянием глубинных плотностных границ [7].

В платформенном мезозой-кайнозойском покрове (толщиной до 2 км), собственно, Центрально-Устьюртскому поднятию соответствует обширное щитовидное поднятие, осложненное Айбугирской и Кохбахтинской антиклиналями, а также более мелкими, по периметру ограниченные разломами.

На севере и северо-востоке Центрально-Устьюртская система дислокаций ограничивается соответственно Северо-Устьюртским и Барсакельмесским прогибами, на юге – Южно-Мангышлакской впадиной.

Западное продолжение этой системы поднятий все еще остается дискуссионным. Здесь обсуждаются два варианта. Согласно первому это поднятие имеет продолжение в районе Бузачинского свода, второй – предусматривает объединение Центрально-Устьюртской системы дислокаций и Горного Мангышлака (Тюбкараган-Каратаусская мегантиклиналь) в единую систему поднятий.

В пользу второго варианта свидетельствует линейный характер распределения гравитационных аномалий. Кроме того, на южном крыле Центрально-Устьюртского гравитационного максимума обособляется Карамаинский минимум аномалий силы тяжести. Аналогичная ситуация проявляется и к югу от Тюбкараган-Каратаусская мегантиклинали, где обособляется Чакыргинский гравитационный минимум, приуроченный к одноименному линейно-вытянутому прогибу (Рисунок 1.2).

Вместе с тем, объединению Центрально-Устьюртской системы дислокаций и Горного Мангышлака в единую систему поднятий противоречит строение геологического разреза. Для Центрально-Устьюртской системы дислокаций, в отличие от Мангышлака, характерен сокращенный разрез мезозой-кайнозойского комплекса. Здесь полностью отсутствуют или присутствуют незначительные по мощности отложения пермо-триаса, а также выпадают из разреза палеогеновые и верхнемеловые отложения.

Кроме того, такому объединению противоречит тот факт, что Центрально-Устьюртская система дислокаций не лежит на одной линии с Горным Мангышлаком, а несколько сдвинута на север [4], а в районе сора Кайдак эти крупные геоструктуры разделены прогибом и полосой пониженных значений аномалий силы тяжести, приуроченный, по-видимому, к глубинному разлому.

Вариант западного продолжения Центрально-Устьюртской системы дислокаций в район Бузачинского поднятия базируется на: 1) выраженности обеих поднятий гравитационными максимумами; 2) субширотной ориентации локальных структур, отмечающихся локальными гравитационными максимумами [4].

По нашему мнению, объединению Центрально-Устьюртской системы дислокаций и Бузачинского поднятия препятствует тот факт, что первой – в гравитационном поле соответствуют линейные аномалии, а в структуре фундамента – линейно-вытянутые элементы, тогда как второй – проявляется субизометричными гравитационными максимума и полигональными структурами в рельефе фундамента.

По-видимому, Центрально-Устьюртская система дислокаций, Горный

Мангышлак и Бузачинское поднятие в структурно-формационном и историко-геологическом аспектах – это разные тектонические элементы, не подлежащие объединению ни по одному из вышеописанных вариантов.

Бузачинский свод. Проявляется субизометричными либо слегка вытянутыми в субширотном направлении максимумами аномалий гравитационного поля напряженностью до 12 мГал (Рисунок 1.2). Причем по периметру этого свода наблюдаются высокоградиентные зоны смены знака гравитационных аномалий.

По мнению Акчулакова У. и др. (2011 г.) [5] в структуре фундамента Бузачинского свода выделяется ряд крупных и средних изометричных и сложной конфигурации поднятий и прогибов, хорошо проявляющихся в гравитационных полях и являющихся отображением интенсивных надвиговых деформаций, затронувших осадочный чехол и консолидированную кору.

По сейсмическим данным при средней глубине поверхности фундамента порядка 4,5-5 км, амплитуды отдельных положительных и отрицательных структур достигают 1-2,5 км (Рисунок 1.3).

Природа гравитационных аномалий может быть связана с магматогенными образованиями, продуктами вулканической деятельности (извержение лав основного состава), участвующими в формировании фундамента.

Горный Мангышлак. Проявляется линейно-вытянутыми максимумами аномалий гравитационного поля, генетически связанные с образованиями складчатого пермо-триаса большой мощности [4].

Между гравитационным полем и структурно-морфологическими элементами фундамента наблюдается прямое соответствие, т. е. направление гравитационных аномалий в целом совпадает с простиранием структур фундамента, а между глубиной залегания последнего и значениями аномалий силы тяжести наблюдается прямая корреляция - максимумы силы тяжести отвечают поднятиям, а минимумы - впадинам.

Так, Тюбкараган-Каратауское и Бекебашкудукское поднятия выражены гравитационными максимумами (интенсивностью +28+30 мГал), а разделяющий их Чакырганский прогиб - относительным минимумом (с интенсивностью до -18 мГал) с общим северо-западным простиранием (Рисунок 1.2). Все элементы гравитационного поля имеют линейную структуру.

Глубина залегания фундамента в Северо-Каратаусском и Чакырганском прогибах достигает 9,0-10,5 км при линейных размерах 250-350 км по простиранию и 25-50 км в поперечнике (Рисунок 1.3).

Поднятия обособляются в форме узких (порядка 20 км) и протяженных (до нескольких сот км) поднятий - мегантиклиналей.

Южно-Эмбинское поднятие. Обособляется на северном фланге Северо-Устюртского региона. Это узкая инверсионная структура (с размерами 25х35 км и протяженностью 250-280 км) простирается в северо-восточном направлении и разделяет Прикаспийскую впадину и Северо-Устюртский массив. В его осевой

части под отложениями юры с стратиграфическим и угловыми несогласием залегают верхнепалеозойские породы [8].

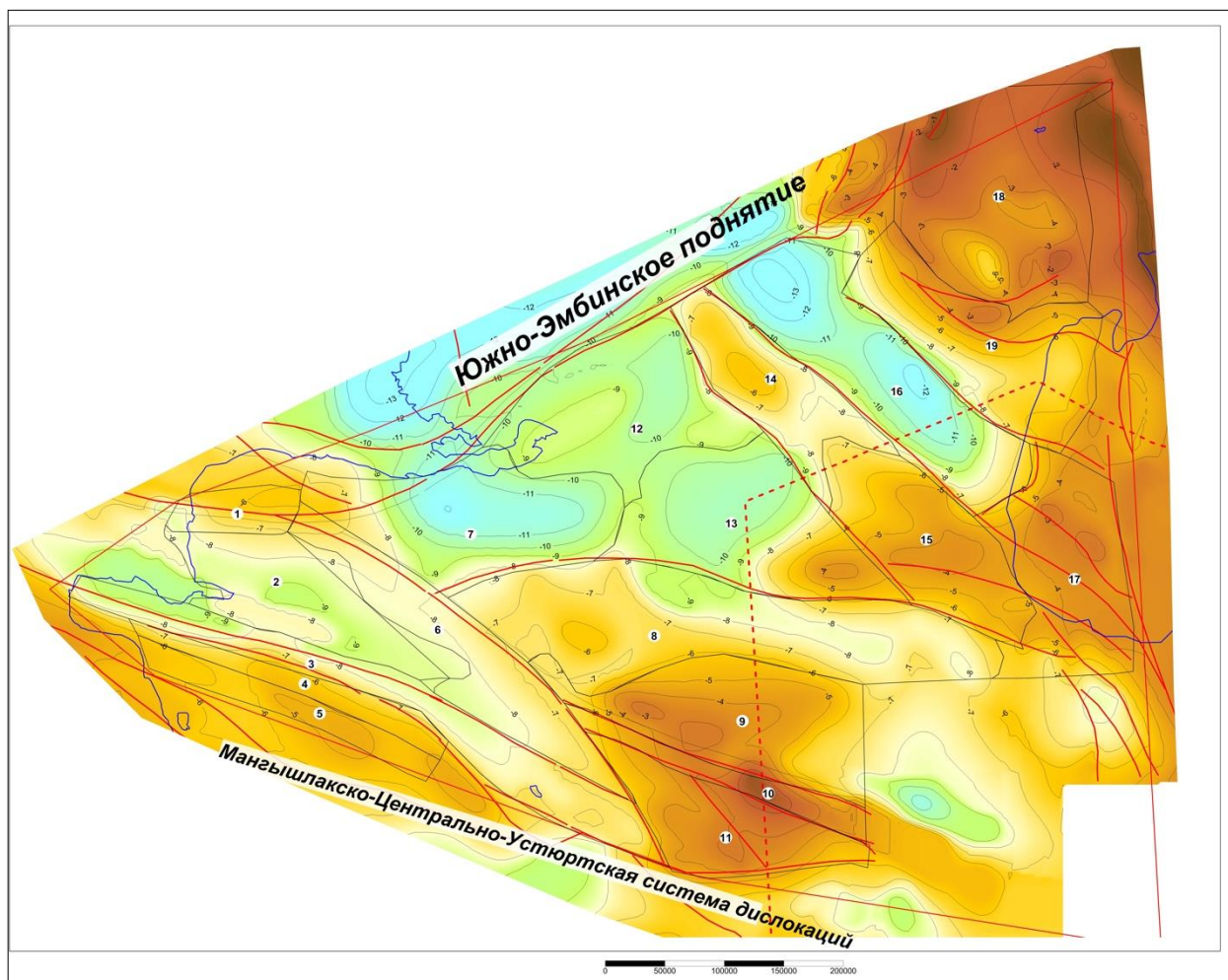


Рисунок 1.3 – Структурная карта по поверхности фундамента (Воцалевский Э.С., Пилифосов В.М., 1997 г.)

Условные обозначения на карте. Названия тектонических элементов: 1 – Бузачинское поднятие; 2 – Северо-Каратауская система; 3 – Тюбкараган- Каратауская мегантиклиналь; 4 – Чакырганский прогиб; 5 – Беке-Башкудукская мегантиклиналь; 6 – Кызан-Токубайское поднятие; 7 – Култукская впадина; 8 – Барсакельмесская впадина; 9 – Байчагырский выступ; 10 – Карабаурская мегантиклиналь; 11 – Центрально-Устюртская система; 12 – Жайылганское поднятие; 13 – Самская впадина; 14 – Аманжол-Шелуранский выступ; 15 – Актумсукское поднятие; 16 – Косбулакская впадина; 17 – Арало-Кызылкумская система; 18 – Челкарская впадина; 19 – Аккуловский выступ.

В поле силы тяжести Южно-Эмбинское поднятие проявляется в виде системы линейно-вытянутых гравитационных максимумов, напряженностью 2-8 мГал (Рисунок 1.2), ориентированных в северо-восточном направлении. Своим генезисом они обязаны широкому развитию в разрезе палеозоя массивами основных и ультраосновных пород (эффузивов силура – среднего девона и гипербазитов среднего девона). Однако, по мнению Кунина Н.Я. и Сапожникова Р.Б. [9], региональные аномалии этого поднятия имеют другую природу и

связаны со значительными поднятиями (на 3-4 км) поверхности верхней мантии и базальтового слоя.

В осевой части Южно-Эмбинского поднятия поверхность фундамента заглублена до 12-13 км, тогда как на флангах этого поднятия фиксируется на глубинах 9-10 км (Рисунок 1.3).

В современном тектоническом плане Южно-Эмбинское поднятие представлено северо-западной приподнятой зоной палеозойских отложений и юго-восточной зоной погребенных герцинид, где непосредственно под перм-триасовой толщей залегают древние доживетские складчатые образования, являющиеся юго-западным продолжением образований Уралтауской зоны [10].

Формирование Южно-Эмбинского поднятия связывается с образованием на ранней стадии развития байкальского этапа окраинных прогибов – зоны перикратонных опусканий (конец венда – ранний кембрий). Вдоль субширотных разломов возникла система рифтов, в которых накапливались осадочные и вулканогенно-осадочные отложения [8].

Со среднего карбона происходили движения сжатия, в результате чего в процессе герцинского тектогенеза сформировалось Южно-Эмбинское поднятие. Эти процессы сопровождались метаморфизмом пород и внедрением интрузивных тел.

Начиная с юры Южно-Эмбинское поднятие покрывается чехлом мезозой-кайнозойских отложений [8].

Арало-Кызылкумский вал (система поднятий). Расположен на восточном фланге Северо-Устюртского региона, в полосе развития Урало-Оманского линиамента, который рассматривается в качестве тектонического шва древнего заложения. В виде узкой (10-20 км) полосы поднятий Арало-Кызылкумский вал прослеживается по оси Аральского бассейна.

В пределах этого вала дислоцированы все отложения вплоть до неогена. Углы падения мезозой-кайнозойских пород составляют 10-30°, местами, по данным сейсморазведки и бурения установлены надвиги [5].

По плоскостям глубинных разломов, под влиянием глобальных плитно-тектонических процессов, в полосе Арало-Кызылкумского вала неоднократно от середины карбона до новейшего времени возобновлялись активные сдвигово-надвиговые движения, сопровождавшиеся формированием зон растяжения и сжатия и обусловившие современную структуру региона.

В целом, Арало-Кызылкумский вал отмечается линейно-вытянутыми в субмеридиональном направлении системой максимумов гравитационного поля (с напряженностью поля до 12 мГал) (Рисунок 1.2) и выходами меловых пород по линии Ходжейли – Муйнак-остров Возрождения.

Анализ современных геофизических материалов убедительно показывает, что этот вал по толще мел-кайнозойских отложений вырисовывается как типичное поднятие, а по триасовым и верхнепалеозойским – это прогиб который интенсивно прогибался в позднем палеозое и в позднем триасе-ранней юре [11].

Последнее, опровергает устоявшееся представление о герцинском возрасте консолидации фундамента Аральского бассейна. Мощность

квазиплатформенного комплекса палеозоя этого бассейна составляет порядка 5-6 км [11].

Обобщая сведения в научных публикациях можно говорить, что в пределах Аральского региона океаническая стадия развития земной коры завершилась в конце раннего карбона и с этого времени этот регион является частью материка Евразия.

Формирование современных поднятий Арало-Кызылкумского вала началось в раннем кайнозое. Причем, интенсивность инверсионных процессов убывает от северных и южных фрагментов вала к его центральным районам, где распространены зоны относительных погружений и поднятий.

Северо-Устюртская система прогибов. Образована Самским (с размерами 150x100 км и площадью около 15 тыс. км²) и Косбулакским (с размерами 200x150 км и площадью около 27 тыс. км²) прогибами, Култуковской и Челкарской впадинами. Общая протяженность на суше Северо-Устюртской системы прогибов более 600 км при ширине от 60 до 150 км; при широком разнообразии локальных структур в размерах, простираении, ограничений разломной тектоникой и т.п.

Обособление Самского и Култуковского прогибов достаточно условное, в зоне их сочленения намечаются малоамплитудные поднятия. Обособление Самского и Косбулакского прогибов достаточно контрастно и Аманжол-Шелуранский выступ; проводится по Аманжол-Шелуранскому выступу.

Эта система прогибов характеризуется увеличением мощности практически всех выделяемых по данным сейсморазведки и бурения комплексов пород, глубоким погружением фундамента и специфическим его составом. Отличается крутым погружением бортов, грабенообразным строением и четкими разломными ограничениями

В основании осадочного чехла этой системы прогибов залегают отложения промежуточного структурного этажа, сложенные терригенными и карбонатными отложениями нижней перми, карбона и верхнего девона.

Фундамент Северо-Устюртской системы прогибов, по всей вероятности, сформирован глыбами докембрийской или раннепалеозойской консолидации. Глубина его погружения достигает 10-12 км и более (Рисунок 1.3).

Наблюдаемая спокойная тектоника осадочного чехла и ПСЭ (промежуточного структурного этажа) свидетельствует о том, что Северо-Устюртская система прогибов не относится к области герцинской складчатости и, следовательно, возраст консолидации фундамента здесь более древний. По-видимому, эта система прогибов представляет собой глубокопогруженный срединный массив с дорифейским фундаментом или мегаплатформенный массив "жестких" блоков с добайкальским фундаментом [12].

Северо-Устюртская система прогибов достаточно отчетливо обособляется от окружающих структур слабоотрицательным мозаичным гравитационным полем (локальные аномалии имеют полигональные формы) и широким диапазоном изменения граничных скоростей (5,8-6,3 км/с) по поверхности фундамента и нормальной мощностью гранитного и базальтового слоев [5].

Отрицательные гравитационные аномалии наблюдаются в Жайылганском поднятии (-12 мГал), Байчагыр-Яркимбайском (-6 мГал) и Аккуловском выступе (-10 мГал), Култукском (-14 мГал), Самском (-8 мГал) и Косбулакском (-10 мГал) прогибах (Рисунок 1.2).

Расчеты показывают, что гравитационные депрессии Северо-Устьюртского массива можно объяснить влиянием мощной толщи рыхлых осадочных пород, выполняющих указанные прогибы, и глубоким погружением складчатого основания. Общая мощность только мезозой-кайнозойских платформенных осадков в депоцентрах этого региона, видимо, достигает 4 км.

Северо-Устьюртская система прогибов неизменно выступала в виде относительно прогнутой зоны, которая служила закономерным местом путей развития трансгрессий, размещения зон некомпенсированного прогибания при общем повышении уровня моря и длительного сохранения лагунных условий при регрессиях [12].

К югу фундамент Северо-Устьюртской системы прогибов по сложной системе крупноамплитудных разломов резко воздымается до глубин 6-8 км в Кызан-Токубайском поднятии и Актумсукской системе дислокаций, а также к западу - до 4-6 км на Бузачинском своде (Рисунок 1.3).

К северу в рельефе поверхности фундамента этой системы прогибов отсутствует физическая граница с Южно-Эмбенским поднятием. Структуры по поверхности фундамента Северо-Устьюртской системы прогибов без видимых осложнений прослеживаются в пределы этого вала.

Верхнепалеозойские комплексы пород северного борта данной системы прогибов характеризуются моноклиальным погружением в южном направлении. В морфологическом отношении поверхность палеозоя здесь представляет собой эрозионную депрессию, углубляющуюся с севера на юг; вследствие этого в южном направлении мезокайнозойские осадки непосредственно ложатся на все более древние палеозойские слои.

В целом, для бортовых зон Северо-Устьюртской системы прогибов переход от складчатых систем по отложениям верхнего палеозоя происходит постепенно и граница между ними достаточно условна. В связи с чем, предполагается увеличенная степень деформированности и дислоцированности верхнепалеозойских отложений бортовых зон этой системы прогибов.

Челкарский прогиб. Обособляется на северо-восточном фланге Северо-Устьюртского региона. В поле силы тяжести проявляется максимумами гравитационных аномалий интенсивностью 2-4 мГал, редко более (Рисунок 1.2).

В рельефе поверхности фундамента он вытянут в субмеридиональном направлении и протягивается на юго-запад от широты Челкар на 140—150 км при ширине 45—50 км. На севере ширина прогиба возрастает до 90 км.

На востоке Челкарский прогиб сочленяется со смежными выступами по разломам. Его западная граница с Чушкакульским поднятием проходит примерно по изогипсе поверхности фундамента -2 км (Рисунок 1.3). На юге границы Челкарского прогиба проведены по смене простираний структурных форм поверхности фундамента.

Глубина залегания фундамента в этом прогибе составляет 4-6 км. Суммарная мощность третичных и меловых отложений в осевой части прогиба, согласно сейсмическим данным, достигает 3200 м (800 м третичных и 2400 м меловых). Толщина юрских образований превышает 800 м.

Актумсукская система дислокаций. В поле аномалий силы тяжести выражена гравитационным максимумом, что по мнению некоторых исследователей отражает погребенное палеозойское складчатое поднятие (тяньшаниды) [9]. Напряженность аномалий гравитационного поля составляет здесь 4 мГал (Рисунок 1.2). Допускается, что гравитационные максимумы этого поднятия, возможно, связаны с массивами ультраосновных и основных пород доживетского комплекса [9].

Судя по гравитационным аномалиям, на западе Актумсукское поднятие слепо заканчивается в районе Самского прогиба, а на восток сочленяется с Куанаш-Коскалинским валом. С некоторыми оговорками эти тектонические элементы можно рассматривать как мобильные углы в теле Туранской платформы.

Актумсукская система дислокаций с юга, севера и запада граничит с Барсакельмесским, Косбулакским и Самским прогибами, а на востоке протягивается по акватории Аральского моря до Арало-Кызылкумского вала. Наличие субширотных структур в южной части Аральского моря, в частности, подтверждается соответствующим простиранием платформенных отложений на полуострове Муйнак.

Эта система дислокаций занимает площадь около 10 тыс. км² и вытянута широтно на 200 км, при ширине в центральной части до 70 км. Границы системы дислокаций проходят по разломам. Мощность всех секций разреза изменяется равномерно и плавно, постепенно увеличиваясь на склонах поднятия. Актумсукская система дислокации четко выделяется по юрским и более молодым образованиям платформенного чехла.

Барсакельмесский прогиб. Обособляется минимумом аномалий силы тяжести напряженность до -6 мГал (Рисунок 1.2). Ориентация аномалий гравитационного поля здесь не поддается зональному районированию.

С юга и севера Барсакельмесский прогиб ограничен соответственно Центрально-Устюртской и Актумсукской системами дислокаций, с востока и запада - Куанаш-Коскалинским и Байчагыр-Яркимбайским выступами. Предполагается, что фундамент этого прогиба сформирован докембрийскими породами и палеозойскими образованиями [7].

Платформенные образования (толщиной до 3500 м), выполняющие Барсакельмесский прогиб (с размерами 150x150 км и площадью 21 тыс. км²) аналогичны в основном осадкам Северо-Устюртской системы прогибов. Различие в разрезах состоит лишь в толщинах основных стратиграфических единиц.

По поверхности фундамента Барсакельмесский прогиб представляет собой сложно- построенную асимметричную отрицательную структуру с крутым северным и пологим южным бортами. Глубина залегания фундамента в

основном колеблется от 4 до 8 км, что обусловлено преимущественно изменением мощности доюрских отложений [7].

По поверхности фундамента здесь обособляются крупные положительные и отрицательные структуры. Большинство известных локальных структур чехла приурочено к зонам поднятий и выступов фундамента.

В погруженных зонах Барсакельмесского прогиба дислоцированность юрско-кайнозойских образований чрезмерно слаба, а амплитуды редких локальных поднятий составляют первые десятки метров.

Куаныш-Коскалинский вал. Выделяется в восточной бортовой части Барсакельмесского прогиба и размещается на единой меридиональной оси, формируя вдольбортовую приподнятую зону в восточной части Барсакельмесского прогиба [13].

В поле локальных аномалий гравитационного поля этот вал проявляется четкими, субмеридионально-вытянутыми слабо интенсивными (2-4 мГал) максимумами (Рисунок 1.2), природа которых, по-видимому, связана с девонскими осадочно-вулканогенными образованиями.

Фундамент этого вала погружен до глубин 4-6 км. В рельефе его поверхности характеризуется субмеридиональным простираем. Западный склон и центральная часть выступа фундамента осложнены тектоническими нарушениями северо-восточного и северо-западного простираения. Амплитуда нарушения по поверхности фундамента 300 м, по юре 50-60 м, по меловым и палеоген-неогеновым образованиям оно выражено флексурой [7].

Байчагыр-Яркимбайский свод. Крупный положительный элемент (площадью около 7 тыс. км²), ограничивающий Барсакельмесский прогиб с запада и обладающий массивной конфигурацией и незначительности структурных осложнений в структуре осадочных пород.

Локальные аномалии гравитационного поля вытянуты в северо-западном и северо-восточном направлениях. Их интенсивность составляет 0+4,0 мГал (Рисунок 1.2).

Южная, наиболее поднятая часть Байчагыр-Яркимбайского свода, протягивается на 120 км вблизи Центрально-Устюртского разлома. Здесь, строение Байчагыр-Яркимбайского свода осложнено узким (5-10 км шириной) приразломным прогиб с погружением фундамента до 4,0-4,5 км (Рисунок 1.3).

На большей части этого свода поверхность фундамента и всех вышележащих горизонтов моноклинально погружается к северу от 3 до 6,5 км на расстояние около 100 км, вплоть до его северного ограничения (Рисунок 1.3).

Итак, проведенные исследования по районированию аномалий гравитационного поля и выявлению их корреляционных связей со структурой фундамента дают основания для формулирования следующих **выводов**:

1. В локальном гравитационном поле Северо-Устюртского региона выделяются две системы аномалий силы тяжести: линейные и мозаичные (полигональной формы), для которых имеет место прямое соответствие со структурно-морфологическими элементами фундамента.

2. Крупные линейно-вытянутые максимумы гравитационного поля

связаны с подвижными блоками, широко развитыми в районах с герцинской складчатостью, по периметру обрамляющие Северо-Устьюртский массив. К ним с полным основанием можно отнести Центрально-Устьюртскую систему дислокаций, Южно-Эмбенский и Арало-Кызылкумский валы/системы поднятий.

Коррелируемые между собой и совпадающие в плане интенсивные положительные гравитационные аномалии соответствуют группе пород основного и ультраосновного состава реликтовой субокеанической коры.

3. Фундамент мобильных тектонических блоков Северо-Устьюртского региона сложен разноориентированными палеозойским и пермо-триасовым складчатыми комплексами пород. На западе этого региона (Горный Мангышлак, Бузачи) фундамент значительно приподнят, тогда как на востоке (Барсакельмесский прогиб и западная часть Аралморской впадины) он глубоко погружен и перекрыт мезозой-кайнозойским платформенным чехлом и отложениями промежуточного структурного этажа.

Мобильные тектонические блоки по обрамлению Северо-Устьюртского массива обладают инверсионной природой. Так, Южно-Эмбенское поднятия в структуре отложений верхнего палеозоя и мезозоя-кайнозоя представляет вал, тогда как по нижнепалеозойским отложениям и фундаменту – это глубокий прогиб. Арало-Кызылкумский вал в структуре отложений мел-кайнозоя, тогда как в строении юрских и доюрских комплексов пород проявляется как погруженная депрессия.

4. Внутренние районы Северо-Устьюртского массива выделяются мозаичным (дискретно-мозаичным) слабоотрицательным полем гравитационных аномалий полигональной формы, приуроченные к глыбам с раннепалеозойским или докембрийским возрастом консолидации, с глубиной погружения фундамента до 13 км. Минимумы аномалий гравитационного поля можно объяснить влиянием мощной толщи рыхлых осадочных пород. Общая мощность только мезозой-кайнозойских платформенных осадков в депоцентрах этого региона, видимо, достигает 4 км.

Эти массивные, стабильные глыбы характеризуется увеличением мощности практически всех выделяемых по данным сейсморазведки и бурения комплексов пород, глубоким погружением фундамента и специфическим его составом. Отличаются крутым погружением бортов, грабенообразным строением и четкими разломными ограничениями

В основании осадочного чехла этой системы прогибов залегают отложения промежуточного структурного этажа, сложенные терригенными и карбонатными отложениями нижней перми, карбона и верхнего девона.

5. Северо-Устьюртский массив неизменно выступал в виде относительно прогнутой зоны, которая служила закономерным местом путей развития трансгрессий, размещения зон некомпенсированного прогибания при общем повышении уровня моря и длительного сохранения лагунных условий при регрессиях.

В целом, для бортовых зон Северо-Устьюртского массива переход от

складчатых систем по отложениям верхнего палеозоя происходит постепенно и граница между ними достаточно условна. В связи с чем предполагается увеличенная степень деформированности и дислоцированности верхнепалеозойских отложений бортовых зон этой системы прогибов.

6. Южное, западное и восточные ограничения Северо-Устьюртского массива в рельефе поверхности фундамента происходят по сложной системе крупноамплитудных разломов. К северу в рельефе поверхности фундамента этой системы прогибов отсутствует физическая граница с Южно-Эмбенским поднятием. Структуры по поверхности фундамента Северо-Устьюртской системы прогибов без видимых осложнений прослеживаются в пределы этого вала.

7. В отдельных секторах Северо-Устьюртского массива раннепалеозойской или докембрийской консолидации наблюдаются мобильные углы, глубоко проникающие вглубь этого массива (Актумсукская система дислокаций, Байчагыр-Яркимбайский выступ и т.п.). Наблюдаемые здесь положительные максимумы гравитационного поля интерпретируются как результат внедрения интрузивных тел основного-ультраосновного составов и их эффузивных аналогов.

1.3 Корреляция аномалий гравитационного и геомагнитного полей, поверхности фундамента в геоструктурах Северо-Устьюртского региона

Магнито-и гравиметрические съемки в Северо-Устьюртском регионе выполнялись в разные годы, в различных масштабах и разными геологическими организациями. Региональные грави-и магнитометрические исследования (масштаба 1:200 000 и 1:100 000) проводились с конца 50-х годов XX века с целью получения сведений о геологическом строении фундамента.

В результате этих исследований были получены новые сведения о геологическом строении Северного Устьюрта, в том числе: а) составлены сводные карты изоаномал силы тяжести и выявлен ряд локальных аномалий гравитационного поля в зонах увеличенных мощностей мезозой-кайнозойских отложений; б) проведено районирование аномалий геомагнитного поля, проведено их геологическое истолкование, изучены магнитные свойства разреза, намечены перспективные участки для выявления локальных структурных поднятий, перспективных на нефть и газ, даны рекомендации по поискам площадей.

Позже, высокоточные гравиметрические исследования масштаба 1:50 000 были проведены на Бузачинском своде, Куаныш-Коскалинском и Тахтакаирском валах, в Судочьем и Барсакельмесском прогибах, по результатам которых были выделены локальные структуры, связываемые с нефтегазоперспективными объектами, а также протрассированы зоны тектонических нарушений.

Кроме того, были сделаны успешные попытки комплексирования данных гравиразведки, электроразведки и газовой геохимической съемки (участками)

при выявлении перспективных аномалий типа залежь (на отдельных участках в северо-восточной части Бузачинского поднятия и Арыстановской ступени) и их увязки с поднятиями, закартированными сейсморазведкой.

В 2009-2011 г.г. группой исследователей из научно-исследовательских и производственных организаций и компаний (Акчулаков У.А., Ажгалиев Д.К., Коврижных П.Н. и др.) проведен анализ аномалий гравитационного и геомагнитного полей Северного Устья (Казахстанская часть), по результатам которого выявлены связи с основными чертами глубинного строения этого региона [5].

Однако, несмотря на значительный объем полученных сведений, некоторые вопросы глубинной тектоники Северного Устья до сих пор остались не решенными. В связи с чем, получение новой информации о глубинном геологическом строении земной коры этого перспективного на нефть и газ региона является значимым направлением исследований, среди которых важная роль отводится выявлению корреляционных зависимостей между аномалиями гравитационного и геомагнитного полей, глубиной погружения фундамента.

При этом, коэффициенты корреляции могут быть как положительными, так и отрицательными. Отрицательными, если при увеличении значения одной величины происходит уменьшение значений другой величины и положительными, в случае, когда увеличение значений первого объекта наблюдения приводит к увеличению значения второго объекта.

Принимая во внимание вышеизложенное, цель настоящего раздела – анализ коррелируемости аномалий гравитационного и геомагнитных полей, структурных элементов по поверхности фундамента Северо-Устьертского региона.

Для достижения поставленной цели потребовалось создание сводных цифровых моделей потенциальных полей Северо-Устьертского региона с увязкой разномасштабных карт и приведение всех материалов к единому уровню. Эта задача была решена с использованием модуля Gridknit в программном обеспечении OasisMontaj (GeosoftInc; США-Канада), который представляет собой универсальную технологию объединения массивов (сшивки) геофизических данных.

Задачи геологического районирования и картирования, расчета коэффициентов корреляции аномалий гравитационного и геомагнитного полей, глубины погружения фундамента были решены в программном обеспечении COSCAD 3D [Москва; 2010].

Вместе с тем, в целях оптимизации геологического истолкования коэффициентов корреляции по тектоническим элементам Северо-Устьертского региона, в данном разделе основное внимание сфокусировано на анализе максимальных значений этого параметра. При всех недостатках подобный подход отличается объективностью, учитывая геолого-геофизическую изученность этого региона.

Результаты проведенных исследований

В целях геологической интерпретации полученных результатов были привлечены априорные геолого-геофизические сведения из опубликованной литературы, включая распределение плотности и намагниченности в вертикальном разрезе осадочного чехла и промежуточного структурного этажа.

Обобщая сведения из опубликованной литературы, представляется возможным говорить о различных суждениях о времени формирования фундамента Северо-Устьюртского региона.

Неволин Н.В. (1958 г.) полагает, что он сформировался в герцинскую эпоху тектогенеза [4]. Акчулаков У.А. и др. (2011 г.) считают, что континентальная кора Северо-Устьюртского региона образовалась в девонское время и подтверждается наличием ниже-молассовых и квазиплатформенных формаций в отложениях раннего карбона, слагающих нижний структурный этаж осадочного чехла [5]. И, наконец, по представлениям Акрамходжаева А.М. и др. (1974 г.), Кунина Н.Я. и др. (1984 г.) в основании Северо-Устьюртского региона залегают стабильные глыбы докембрийской либо раннепалеозойской консолидации [1; 6]. Во внутренних районах, на северном и южном бортах Северо-Устьюртской впадины под мезозой-кайнозойским осадочным чехлом залегают в разной степени дислоцированные комплексы пород верхнепалеозойского промежуточного структурного этажа.

Центрально-Устьюртская система дислокаций обособляется на южном фланге Северо-Устьюртского региона и характеризуется линейно-вытянутыми интенсивными максимумами гравитационного поля, ориентированными в северо-западном (герцинском) направлении с напряженностью локальных гравитационных аномалий до 16 мГал (Рисунок 1.2), генезис которых, по-видимому, связан с поднятием палеозойских образований и сокращением толщины пермо-триасовых комплексов пород, вплоть до выклинивания в сводовых частях положительных структур.

В геомагнитном поле здесь выделяются линейно-вытянутые в северо-западном направлении зоны локальных максимумов с интенсивностью до 10 нТл (Рисунок 1.1) и более, видимо, связанные с основными интрузивными породами, внедрившихся по глубинным разломам большой протяженности и глубины заложения.

Морфология структурных элементов по поверхности фундамента соответствует ориентации гравитационных и магнитных аномалий, а между глубиной залегания фундамента и значениями аномалий геофизических потенциальных полей наблюдается прямая согласованность. Коэффициенты корреляции между аномалиями геомагнитного поля и фундамента (0,8), аномалиями гравитационного поля и фундамента (0,7) достигают здесь экстремально высоких величин (Рисунок 1.4). Коэффициент корреляции между аномалиями гравитационного и магнитного полей составляет 0,5 (Рисунок 1.5).

Это однозначно свидетельствует в пользу того, что положительным формам в рельефе поверхности фундамента соответствует увеличение напряженности гравитационных и геомагнитных аномалий. Вместе с тем, не во всех случаях рост напряженности гравитационных аномалий сопровождается

увеличением интенсивности магнитных аномалий, что свидетельствует в пользу того, что грави-магнитовозмущающие объекты не во всех случаях пространственно совпадают друг с другом.

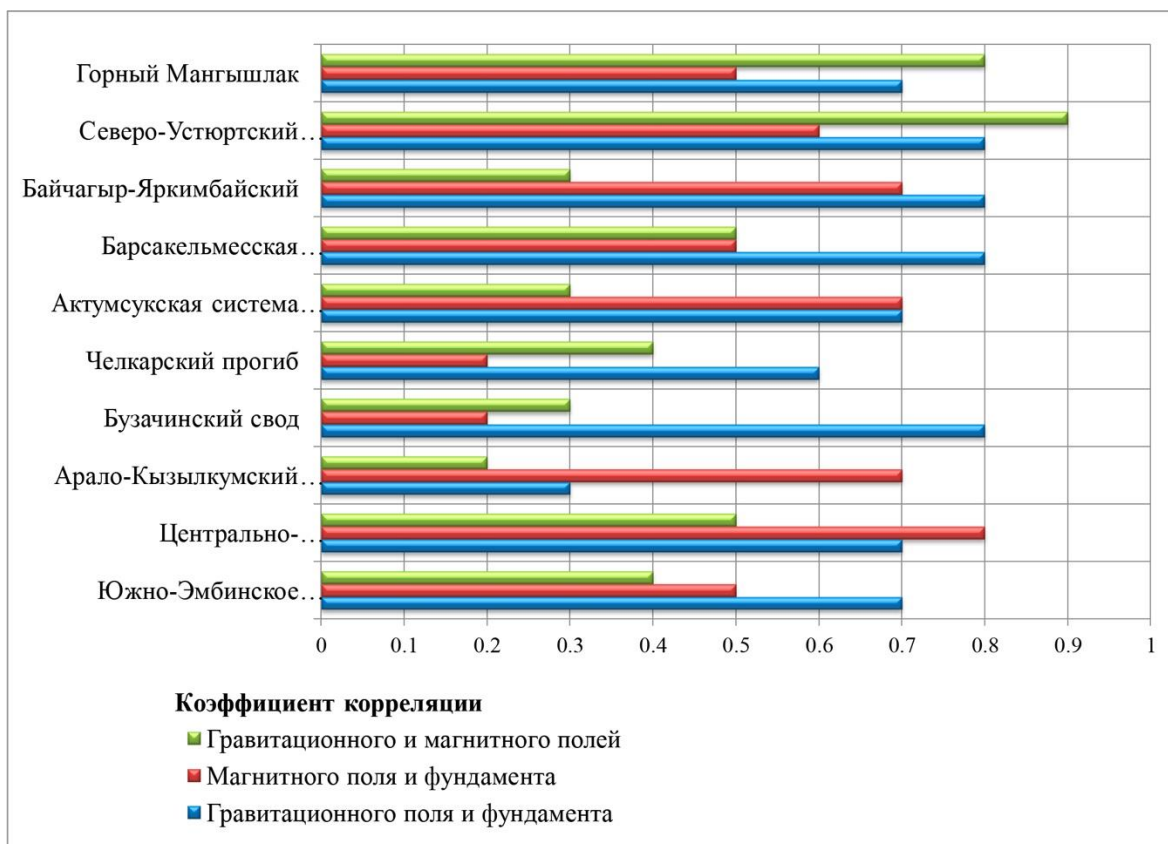


Рисунок 1.4 - График коэффициента корреляции по максимальным значениям

Отличительная особенность Центрально-Устьюртской системы дислокаций (протяженностью свыше 70 км) – это отчетливая линейная вытянутость в запад-северо-западном направлении и осложненность структурного плана валообразными поднятиями и прогибами [7].

Время образования этого тектонического элемента принято считать палеозойским [4; 14]. На её юго-востоке (в районе Айбугирской антиклинали) глубина залегания складчатого основания по сейсмическим данным определяется в 1800-2000 м. Далее, на юго-востоке, эта системы дислокаций сочленяется с хребтом Султануиздаг.

В платформенном мезозой-кайнозойском покрове, собственно, Центрально-Устьюртскому поднятию соответствует обширное щитовидное поднятие, осложненное Айбугирской и Кохбахтинской антиклиналями, а также более мелкими, по периметру ограниченные разломами.

На севере и северо-востоке Центрально-Устьюртская система дислокаций ограничивается соответственно Северо-Устьюртским и Барсакельмесским прогибами, на юге – Южно-Мангышлакской впадиной.

Западное продолжение этой системы поднятий все еще остается дискуссионным. В литературе обсуждаются два варианта. Согласно первому - это поднятие имеет продолжение в районе Бузачинского свода, второй -

предусматривает объединение Центрально- Устьюртской системы дислокаций и Горного Мангышлака (Тюбкараган-Каратаусская мегантиклиналь) в единую систему поднятий.

Опуская подробности анализа этих вариантов, не являющихся целью настоящего раздела, по-видимому, Центрально-Устьюртская система дислокаций, Горный Мангышлак и Бузачинское поднятие в структурно-формационном и историко-геологическом аспектах – это разные тектонические элементы, не подлежащие объединению ни по одному из вышеотмеченных вариантов.

Бузачинский свод выделяется на западном фланге Северо-Устьюртского региона и проявляется субизометричными либо слегка вытянутыми в субширотном направлении максимумами аномалий гравитационного поля напряженностью до 12 мГал. Причем по периметру этого свода наблюдаются высокоградиентные зоны смены знака гравитационных аномалий, являющихся отображением интенсивных надвиговых деформаций, затронувших осадочный чехол и консолидированную кору. По сейсмическим данным при средней глубине поверхности фундамента порядка 4,5-5 км, амплитуды отдельных положительных и отрицательных структур достигают 1-2,5 км (Рисунок 1.3).

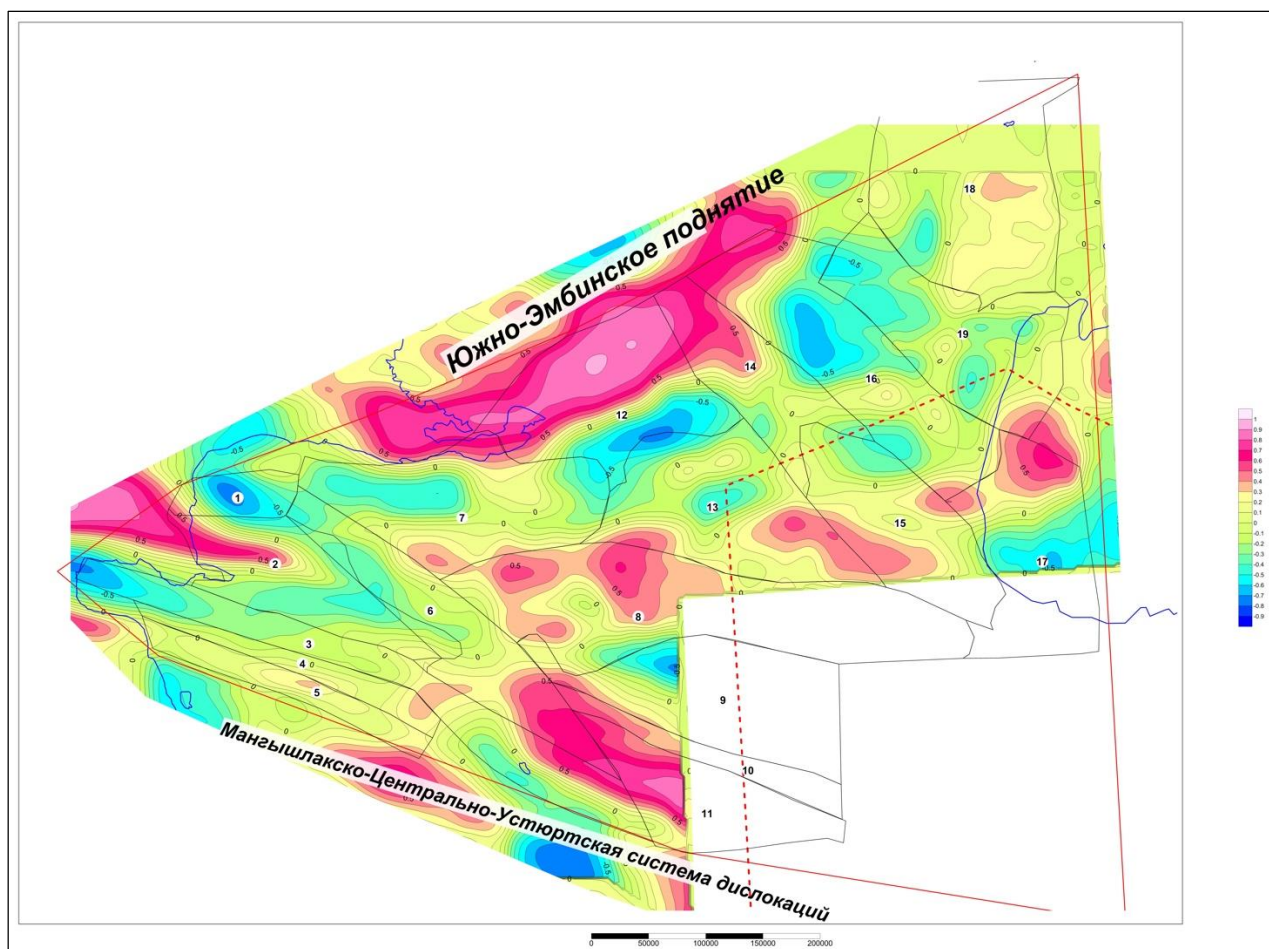


Рисунок 1.5 - Схема коэффициента корреляции гравитационного и магнитного полей

Условные обозначения на карте. Названия тектонических элементов: 1 – Бузачинское поднятие; 2 – Северо-Каратауская система; 3 – Тюбкараган- Каратауская мегантиклиналь; 4 – Чакырганский прогиб; 5 – Беке-Башкудукская мегантиклиналь; 6 – Кызан-Токубайское поднятие; 7 – Култукская впадина; 8 – Барсакельмесская впадина; 9 – Байчагырский выступ; 10 – Карабаурская мегантиклиналь; 11 – Центрально-Устюртская система; 12 – Жайылганское поднятие; 13 – Самская впадина; 14 – Аманжол-Шелуранский выступ; 15 – Актумсукское поднятие; 16 – Косбулакская впадина; 17 – Арало-Кызылкумская система; 18 – Челкарская впадина; 19 – Аккуловский выступ.

Природа гравитационных аномалий может быть связана с магматогенными образованиями, продуктами вулканической деятельности (извержение лав основного состава), участвующими в формировании фундамента.

Геомагнитное поле Бузачинского свода характеризуется чередованием мозаичных отрицательных и положительных магнитных максимумов (с интенсивными аномалиями от +2 до -2 Нтл), без четкой их пространственной ориентированности и без очевидной зональной ориентации.

Бузачинский свод выделяется минимальными для всего Северо-Устюртского региона значениями коэффициентов корреляции между интенсивностью гравитационных и магнитных аномалий и глубиной погружения фундамента.

Коэффициент корреляции между распределением магнитных аномалий и положением поверхности фундамента составляет всего 0,2 (Рисунки 1.4; 1.6), тогда как этот коэффициент между распределением гравитационных аномалий и глубиной залегания фундамента составляет 0,3 (Рисунки 1.4; 1.7). Можно предположить, что большая часть локальных грави-и магнитовозмущающих масс Бузачинского свода находятся не в составе фундамента.

Горный Мангышлак. Обособляется в форме узких (порядка 20 км) и протяженных (до нескольких сот км) мегантиклиналей. В гравитационном поле Горного Мангышлака проявляются линейно-вытянутые положительные экстремумы (интенсивностью +28+30 мГал), генетически связанные с образованиями складчатого пермо-триаса большой мощности [4; 15].

Между гравитационным полем и структурно-морфологическими элементами фундамента наблюдается прямое соответствие (с коэффициентом корреляции 0,7), т. е. направление гравитационных аномалий в целом совпадает с простираемостью структур фундамента, а между глубиной залегания последнего и значениями аномалий силы тяжести наблюдается прямая зависимость - максимумы силы тяжести отвечают поднятиям, а минимумы - впадинам.

В соответствии с этим распределением коэффициент корреляции между аномалиями гравитационного и магнитного полей увеличен до 0,8 (Рисунки 1.4; 1.5). Следовательно, можно говорить о пространственном совпадении гравитационных и магнитных аномалий, а также о прямых корреляционных связях между увеличением напряженности аномалий гравитирующих масс и воздыманием рельефа фундамента.

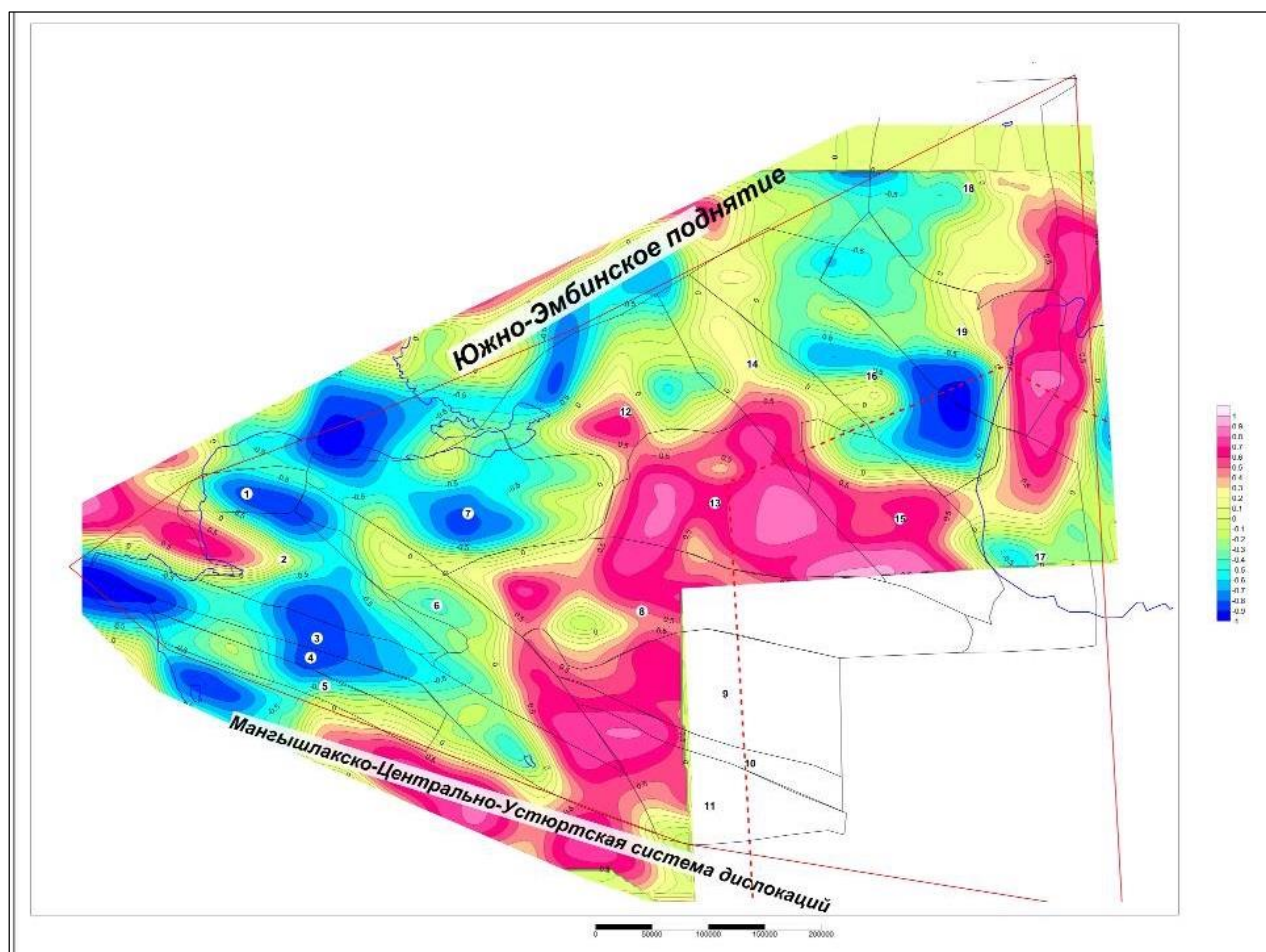


Рисунок 1.6 - Схема коэффициента корреляции магнитного поля и поверхности фундамента

Условные обозначения на карте. Названия тектонических элементов: 1 – Бузачинское поднятие; 2 – Северо-Каратауская система; 3 – Тюбкараган- Каратауская мегантиклиналь; 4 – Чакырганский прогиб; 5 – Беке-Башкудукская мегантиклиналь; 6 – Кызан-Токубайское поднятие; 7 – Култукская впадина; 8 – Барсакельмесская впадина; 9 – Байчагырский выступ; 10 – Карабаурская мегантиклиналь; 11 – Центрально-Устьюртская система; 12 – Жайылганское поднятие; 13 – Самская впадина; 14 – Аманжол-Шелуранский выступ; 15 – Актумсукское поднятие; 16 – Косбулакская впадина; 17 – Арало-Кызылкумская система; 18 – Челкарская впадина; 19 – Аккуловский выступ.

Коэффициент корреляции между напряженностью геомагнитных аномалий и поверхностью фундамента снижен до 0,5 (Рисунки 1.4; 1.6), что индицирует вероятное размещение части магнитовозмущающих объектов выше пород фундамента.

Южно-Эмбинское поднятие. Обособляется на северном фланге Северо-Устьюртского региона. Это узкая инверсионная структура простирается в северо-восточном направлении и разделяет Прикаспийскую впадину и Северо-Устьюртский массив. В его осевой части под отложениями юры с стратиграфическим и угловыми несогласием залегают верхнепалеозойские породы [8; 16].

В осевой части Южно-Эмбинского поднятия поверхность фундамента заглублена до 12-13 км, тогда как на флангах этого поднятия она фиксируется на глубинах 9-10 км (Рисунок 1.3).

В современном тектоническом плане Южно-Эмбинское поднятие представлено северо-западной приподнятой зоной палеозойских отложений и юго-восточной зоной погребенных герцинид, где непосредственно под пермотриасовой толщей залегают древние доживетские складчатые образования, являющиеся юго-западным продолжением образований Уралтауской зоны [10].

Южно-Эмбинское поднятие в гравитационном и геомагнитном полях проявляется в виде системы линейно-вытянутых экстремумов, ориентированных в северо-восточном направлении. Напряженность аномалий гравитационного поля 2-8 мГал (Рисунок 1.2). Интенсивность магнитных аномалий здесь достигает 8-10 нТл и более (Рисунок 1.1).

Своим генезисом гравитационные и магнитные аномалии обязаны широкому развитию в разрезе палеозоя массивов основных и ультраосновных пород (эффузивов силура – среднего девона и гипербазитов среднего девона) [9].

Вместе с тем, коэффициент корреляции между магнитовозмущающими объектами и глубиной погружения фундамента снижен до 0,5 (Рисунки 1.4; 1.6) и убедительным образом свидетельствует, что часть этих объектов расположена в составе северо-западной, приподнятой зоной палеозойских отложений.

Коэффициент корреляции между напряженностью гравитационных аномалий и поверхностью фундамента увеличен до 0,7 (Рисунки 1.4; 1.7), что свидетельствует в пользу глубокого погружения гравитирующих масс, во всяком случае глубже поверхности фундамента.

Коэффициент корреляции между напряженностью гравитационных и магнитных аномалий снижен до 0,4 (Рисунки 1.4; 1.5) и указывает на генетическое различие в расположении грави-и магнитовозмущающих масс.

Арало-Кызылкумский вал расположен на восточном фланге Северо-Устюртского региона, в полосе развития Урало-Оманского линиамента - тектонического шва древнего заложения. Этот вал отмечается линейно-вытянутой субмеридиональной системой максимумов гравитационного поля с напряженностью аномалий до 12 мГал (Рисунок 1.2).

В геомагнитном поле здесь выделяются линейно-вытянутые в субмеридиональном направлении отрицательные аномалии с напряженностью от -1 до -5 нТл, по всей видимости связанные с приближением к дневной поверхности палеозойских и докембрийских образований, пронизанных основными интрузиями. Этот вывод также находит подтверждение в увеличенных значениях коэффициента корреляции (0,7) между напряженностью аномалий геомагнитного поля и поверхностью фундамента (Рисунки 1.4; 1.6).

В структуре мел-кайнозойских отложений Арало-Кызылкумский вал вырисовывается как типичное поднятие, а по триасовым и верхнепалеозойским — это прогиб, который интенсивно прогибался в досреднеюрское время [11].

Видимо этим фактором можно объяснить сокращенные значения коэффициента корреляции (0,3) между напряженностью аномалий

гравитационного поля и глубиной погружения фундамента (Рисунки 1.4; 1.7), а также минимальными для всего Северо-Устьюртского региона значениями (0,2) корреляции гравитационных и магнитных аномалий (Рисунок 1.5).

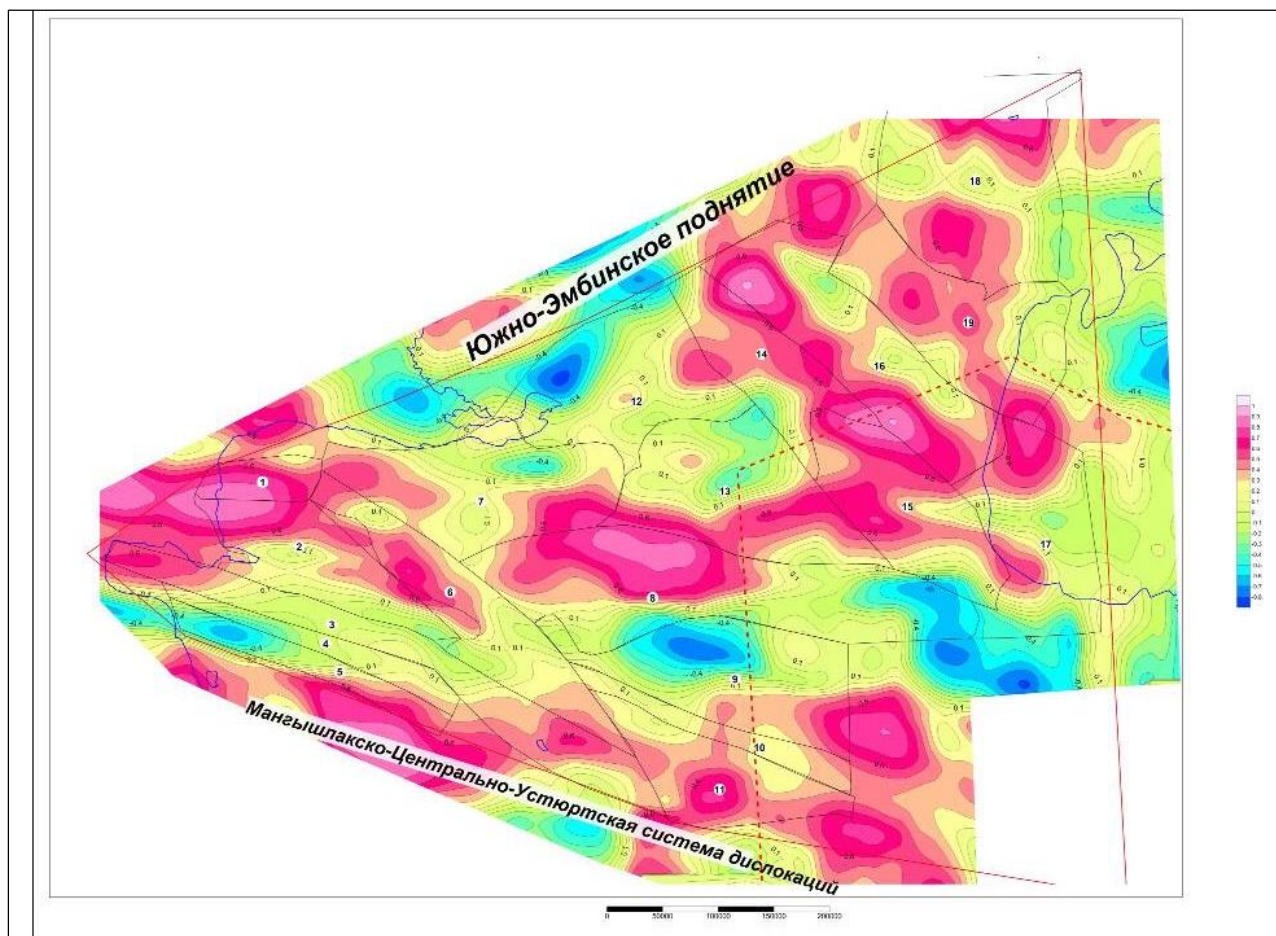


Рисунок 1.7 - Схема коэффициента корреляции гравитационного поля и поверхности фундамента

Условные обозначения на карте. Названия тектонических элементов: 1 – Бузачинское поднятие; 2 – Северо-Каратауская система; 3 – Тюбкараган- Каратауская мегантиклиналь; 4 – Чакырганский прогиб; 5 – Беке-Башкудукская мегантиклиналь; 6 – Кызан-Токубайское поднятие; 7 – Култукская впадина; 8 – Барсакельмесская впадина; 9 – Байчагырский выступ; 10 – Карабаурская мегантиклиналь; 11 – Центрально-Устьюртская система; 12 – Жайылганское поднятие; 13 – Самская впадина; 14 – Аманжол-Шелуранский выступ; 15 – Актумсукское поднятие; 16 – Косбулакская впадина; 17 – Арало-Кызылкумская система; 18 – Челкарская впадина; 19 – Аккуловский выступ.

Северо-Устьюртская система прогибов образована Самским и Косбулакским прогибами, Култукской впадиной, при широком разнообразии локальных структур в размерах, простираии, ограничений разломной тектоники и т.п.

Эта система прогибов характеризуется увеличением мощности практически всех выделяемых по данным сейсморазведки и бурения комплексов пород, глубоким погружением фундамента и специфическим его составом; отличается крутым погружением бортов, грабенообразным строением и четкими

разломными ограничениями.

В основании осадочного чехла этой системы прогибов залегают отложения промежуточного структурного этажа, сложенные терригенными и карбонатными отложениями нижней перми, карбона и верхнего девона.

Фундамент Северо-Устьюртской системы прогибов, по всей вероятности, погружен до глубины 10-12 км и более. Наблюдаемая спокойная тектоника осадочного чехла и промежуточного структурного этажа свидетельствует о том, что Северо-Устьюртская система прогибов представляет собой глубокопогруженный срединный массив, представленный глыбами докембрийской или раннепалеозойской консолидации [12].

Данный вывод косвенно подтверждается экстремально высокими для Северо-Устьюртского региона значениями корреляции напряженности гравитационных и магнитных аномалий (0,9) (Рисунок 1.4), интенсивности гравитационных аномалий и глубины погружения фундамента (0,8) (Рисунок 1.4), напряженности аномалий геомагнитного поля и поверхности фундамента (0,6) (Рисунок 1.6).

Северо-Устьюртская система прогибов достаточно отчетливо обособляется от окружающих структур слабоотрицательным мозаичным гравитационным полем (локальные аномалии имеют полигональные формы интенсивностью -6 - 14 мГал).

Напряженность аномалий геомагнитного поля варьирует в интервале -1-5 нТл (Рисунок 1.1). При этом ориентация изодинам коррелируется с ориентацией структур по поверхности фундамента, которые, в целом, характеризуются отсутствием линейной складчатости.

Отличительным признаком является несоответствие простирания этой системы геомагнитных аномалий со структурным планом перекрывающих комплексов осадочного чехла и промежуточного структурного этажа, что свидетельствует о наложенном характере последних.

К югу от Северо-Устьюртской системы прогибов, по сложной системе крупноамплитудных разломов фундамент резко воздымается до глубин 6-8 км в Кызан-Токубайском поднятии и Актумсукской системе дислокаций, а также к западу - до 4-6 км на Бузачинском своде (Рисунок 1.3).

К северу структуры по поверхности фундамента Северо-Устьюртской системы прогибов без видимых осложнений прослеживаются в пределы Южно-Эмбенского вала.

В целом, для бортовых зон Северо-Устьюртской системы прогибов переход от складчатых систем по отложениям верхнего палеозоя происходит постепенно и граница между ними достаточно условна. В связи с чем, предполагается увеличенная степень деформированности и дислоцированности верхнепалеозойских отложений бортовых зон этой системы прогибов.

Челкарский прогиб вытянут в субмеридиональном направлении и обособляется на северо-восточном фланге Северного Устьюрта. В рельефе поверхности фундамента он вытянут в субмеридиональном направлении и имеет размеры 140-150х45-50 км. На севере ширина прогиба возрастает до 90 км.

На востоке он сочленяется со смежными выступами по разломам. Его западная граница с Чушкакульским поднятием проходит примерно по изогипсе поверхности фундамента -2 км. На юге границы Челкарского прогиба проведены по смене простираций структурных форм поверхности фундамента.

Глубина залегания фундамента в этом прогибе составляет 4-6 км (Рисунок 1.3). Суммарная мощность третичных и меловых отложений в осевой части прогиба достигает 3200 м.

В поле силы тяжести Челкарский прогиб проявляется максимумами гравитационных аномалий (2-4 мГал, редко более).

Коэффициент корреляции между напряженностью геомагнитного поля и глубиной залегания поверхности фундамента здесь минимальный (0,2) (Рисунок 1.6), что, фактически, свидетельствует о их слабой корреляции, обусловленной, по-видимому неточностью определения положения фундамента либо тем, что часть магнитовозмущающих масс расположена выше поверхности фундамента.

Коэффициент корреляции напряженности аномалий гравитационного и геомагнитного полей составляет 0,4 (Рисунок 1.5), что рассматривается как критерий слабой зависимости плотностного разреза от внедрения магматогенных тел – источников магнитных аномалий. Коэффициент корреляции напряженности аномалий гравитационного поля и фундамента увеличен до 0,6 (Рисунок 1.7), что свидетельствует о внедрении плотных гравитирующих тел в осадочный чехол, либо о недостаточно корректном положении поверхности фундамента.

Актумсукская система дислокаций на юге, севере и западе соответственно граничит с Барсакельмесским, Косбулакским и Самским прогибами, а на востоке протягивается по акватории Аральского моря до Арало-Кызылкумского вала.

Эта система дислокаций вытянута широтно на 200 км, при ширине до 70 км и ограничена глубинными разломами. Мощность всех секций разреза изменяется плавно, постепенно увеличиваясь на склонах поднятия. Актумсукская система дислокации четко выделяется по юрским и более молодым образованиям платформенного чехла. Глубина залегания фундамента здесь изменяется в широком диапазоне (от 7,5 км до 9-12,5 км) и по мнению отдельных исследователей [1] отражает погребенное палеозойское складчатое основание.

С некоторыми оговорками этот тектонический элемент можно рассматривать как мобильный угол в теле Туранской платформы.

Актумсукская система дислокаций в поле аномалий силы тяжести выражена гравитационным максимумом с напряженностью до 4 мГал (Рисунок 1.2). Интенсивность аномалий геомагнитного поля Актумсукского поднятия варьирует в широких пределах и изменяется в пределах 0-10 нТл (Рисунок 1.1).

Допускается, что гравитационные максимумы и геомагнитные минимумы этой системы дислокаций связаны с массивами ультраосновных и основных пород доживетского комплекса [10]. В наглядной форме это демонстрируется увеличенными значениями коэффициентов корреляции (0,7) между аномалиями

напряженности гравитационного и геомагнитных полей и глубиной погружения поверхности фундамента (Рисунок 1.5).

Барсакельмесский прогиб с юга и севера ограничен соответственно Центрально-Устьюртской и Актумсукской системами дислокаций, с востока и запада - Куаныш-Коскалинским и Байчагыр-Яркимбайским выступами. Предполагается, что фундамент Барсакельмесского прогиба сформирован докембрийскими породами и палеозойскими образованиями [1].

Платформенные отложения (толщиной до 3500м), выполняющие этот прогиб, аналогичны осадочному чехлу Северо-Устьюртской системы прогибов. Различие в разрезах состоит лишь в толщинах основных стратиграфических единиц.

По поверхности фундамента Барсакельмесский прогиб представляет собой сложно- построенную асимметричную отрицательную структуру с крутым северным и пологим южным бортами. Глубина залегания фундамента колеблется от 4 (Агыйнский свод) до 7 км (Аланский прогиб), что обусловлено изменением мощности доюрских отложений [7].

Барсакельмесский прогиб обособляется минимумом аномалий силы тяжести напряженность до -6 мГал (Рисунок 1.2). Ориентация аномалий гравитационного поля здесь не поддается зональному районированию.

Коэффициент корреляции напряженности аномалий гравитационного поля и поверхности фундамента увеличен до 0,8 (Рисунок 1.7), что объективно позиционирует последнюю в геологическом разрезе Барсакельмесского прогиба.

Коэффициент корреляции аномалий гравитационного и геомагнитных полей составляет 0,5 (Рисунок 1.5), что указывает на частичное несовпадение в ориентации грави-и магнитовозмущающих масс. Коэффициент корреляции напряженности аномалий геомагнитного поля и поверхности фундамента также составляет 0,5 (Рисунки 1.4; 1.6), что показывает, что поверхность фундамента не во всех случаях контролирует расположение магнитовозмущающих объектов.

Байчагыр-Яркимбайский выступ - крупный положительный элемент, ограничивающий Барсакельмесский прогиб с запада и обладающий массивной конфигурацией и незначительными структурными осложнениями в структуре осадочных пород.

Южная, наиболее приподнятая часть Байчагыр-Яркимбайского свода, протягивается на 120 км вблизи Центрально-Устьюртского разлома. Здесь, строение Байчагыр-Яркимбайского свода осложнено узким (5-10 км шириной) приразломным прогибом с погружением фундамента до 4-4,5 км (Рисунок 1.3). На большей части этого свода поверхность фундамента и всех вышележащих горизонтов моноклинально погружается к северу.

Локальные аномалии гравитационного поля вытянуты в северо-западном и северо-восточном направлениях. Их интенсивность составляет 0+4,0 мГал.

Распределение коэффициентов корреляции напряженности аномалий геомагнитного поля и поверхности фундамента (0,7) (Рисунки 1.4; 1.6), а также напряженности аномалий гравитационного поля и фундамента (0,8) (Рисунок 1.7) свидетельствует о преимущественном развитии грави-и

магнитовозмущающих масс в составе фундамента. Коэффициент корреляции напряженности гравитационных и магнитных аномалий снижен до 0,3 (Рисунок 1.4; 1.5), что указывает на несовпадении пространственного положения грави-и магнитовозмущающих масс.

Проведенные исследования по корреляции аномалий гравитационного и геомагнитного полей по структурным элементам, выделяемым по поверхности фундамента, дают основание для формулирования следующих **выводов**:

1. Центральнo-Устюртская и Актумсукская системы дислокаций, Горный Мангышлак и Южно-Эмбенский вал, Байчагыр-Яркимбайский выступ – эти крупные линейно-вытянутые подвижные блоки с герцинской складчатостью в гравитационном и геомагнитном полях обособляются экстремумами с увеличенной напряженностью.

Коэффициенты корреляции аномалий гравитационного и магнитных полей с поверхностью фундамента аномально увеличены, тогда как коррелируемость аномалий гравитационного и магнитного полей снижена. Генетически подобное распределение коэффициентов корреляции, по-видимому, обусловлено интегральным эффектом от различной глубины погружения фундамента и разными направлениями геологической эволюции, а также связано с группой пород основного и ультраосновного состава реликтовой субокеанической коры, прорывающих дислоцированные и метаморфизованные комплексы осадочного чехла и промежуточного структурного этажа. В отношении нефтегазности эти блоки слабо- и бесперспективны.

2. На Бузачинском своде, Арало-Кызылкумском валу коэффициенты корреляции между интенсивностью гравитационных и магнитных аномалий и положением поверхности фундамента минимальны для всего Северо-Устюртского региона. Можно предположить, что большая часть локальных грави-и магнитовозмущающих масс этих тектонических элементов может быть связана с продуктами вулканической деятельности (извержение лав основного состава).

Бузачинский свод проявляется субизометричными либо слегка вытянутыми субширотными максимумами аномалий гравитационного поля, в геомагнитном поле - характеризуется мозаикой отрицательных и положительных магнитных максимумов. Арало-Кызылкумский вал отмечается линейно-вытянутыми субмеридиональными системами максимумов гравитационного поля и минимумами геомагнитного поля.

Причем по периметру этих тектонических элементов наблюдаются высокоградиентные зоны гравитационных и магнитных аномалий, являющихся отображением интенсивных надвиговых деформаций, затронувших осадочный чехол и консолидированную кору. Перспективы нефтегазоносности этих тектонических элементов нуждаются в дальнейшем изучении.

3. Внутренние районы Северо-Устюртского региона (одноименная система прогибов, Барсакельский прогиб) выделяются увеличенной глубиной погружения фундамента (до 13 км), мощной толщей рыхлых осадочных пород и промежуточного структурного этажа, приуроченных к стабильным глыбам с

раннепалеозойским или докембрийским возрастом консолидации. Эти районы достаточно отчетливо обособляются от окружающих структур слабоотрицательным мозаичным гравитационным полем (локальные аномалии имеют полигональные формы). При этом ориентация изодинам коррелируется с ориентацией структур по поверхности фундамента, которые, в целом, характеризуются отсутствием линейной складчатости.

Отличительным признаком является несоответствие простирания этой системы геомагнитных аномалий со структурным планом перекрывающих комплексов осадочного чехла и промежуточного структурного этажа, что свидетельствует о наложенном характере последних. Данный вывод косвенно подтверждается экстремально высокими для Северо-Устьюртского региона значениями корреляции напряженности гравитационных и магнитных аномалий и глубины погружения фундамента.

Результаты проведенных исследований по выявлению корреляционных связей между напряженностью гравитационных и магнитных аномалий и глубиной погружения фундамента свидетельствуют, что грави-и магнитовозмущающие объекты внутренних районов Северо-Устьюртского региона выделяются в составе фундамента, погруженного на значительные глубины и перекрытого мощными толщами слабодислоцированных комплексов осадочного чехла и промежуточного структурного этажа, что рассматривается в качестве благоприятного фактора при анализе перспектив нефтегазоносности этого региона.

В отдельных секторах Северо-Устьюртского региона раннепалеозойской или докембрийской консолидации наблюдаются мобильные углы, глубоко проникающие вглубь этого массива (Актумсукская система дислокаций, Байчагыр-Яркимбайский выступ и т.п.).

1.4 Объемное моделирование точек Эйлера для геоплотностных и геомагнитных моделей Северо-Устьюртского региона в программном пакете Geosoft Oasis Montaj™

Изучением морфологии, напряженности и глубины залегания аномалеобразующих объектов в гравитационных и геомагнитных полях Северо-Устьюртского региона в разные годы занимались Абетов А.Е., Бабаджанов Т.Л., Башаев В.Н., Гарецкий Р.Г., Закиров А.Ш., Коврижных П.Н., Кунин Н.Я., Лук-Зильберман В.И., Макарова З.А., Матусевич А.В., Неволин Н.В., Фузайлов И.А., Таль-Вирский Б.Б., Шрайбман В.И. и др.

Вместе с тем, число работ, посвященных количественному моделированию потенциальных полей Северо-Устьюртского региона, крайне ограничено. Среди них можно назвать диссертационное исследование Закирова А.Ш., посвященная моделированию Узбекской части Северо-Устьюртского региона (2011 г.) [17].

Количественное моделирование геофизических потенциальных полей Северо-Устьюртского региона до настоящего времени не проводилось.

В целях предварительной оценки глубины залегания аномалеобразующих объектов в геомагнитном и гравитационном полях Северного Устьюрта авторами настоящей работы выполнена пространственная деконволюция Эйлера, которая базируется на анализе амплитудного спектра этих полей в скользящих окнах.

В основу данного метода положена зависимость однородной плотности или намагниченности от глубины [18-20].

Деконволюция Эйлера или способ локализации особых точек, впервые была предложена американцем Д. Томпсоном в 1982 г. в профильном варианте. В 1990 г. Рэйдом А. и др. разработан ее трёхмерный вариант, нашедший широкое практическое применение. Основой методики является так называемое уравнение Эйлера для однородных функций [21].

Надо отметить, что способ деконволюции Эйлера является достаточно эффективным и легко реализуемым на современных компьютерах, что и послужило причиной его широкого распространения для решения разнообразных геологических задач [21].

Данный метод позволяет получить оценки местоположения и глубины эквивалентных источников (эйлеровых решений) аномалий потенциальных геофизических полей. Все расчеты реализованы в модуле Grav/Mag Interpretation пакета Geosoft Oasis Montaj™.

Результаты расчетов точек Эйлера (лентообразной формы) визуализированы в виде цветных точек, цвет которых характеризует глубину источника.

При этом особые точки гравитационного и магнитного полей приурочены к изломам поверхности магнитоактивных объектов, контактам блоков пород с разной намагниченностью и дифференциацией плотностных масс.

Положительным фактором при построении интерпретационных моделей способом деконволюции Эйлера можно считать эффективность технологии при минимуме априорной информации о параметрах среды.

Полученные результаты свидетельствуют, что источники гравитационного и магнитного полей расположены в разных структурно-формационных этажах и на разных глубинах.

При этом, одной из основных задач, требующих решения при геологической интерпретации, является задача разделение полей от разных источников по глубине. Именно привязка аномалеобразующих объектов по глубине остается все еще наиболее критичным фактором в деконволюции Эйлера и требует дополнительного осмысления.

На первом этапе исследований глубины эквивалентных источников (эйлеровых решений) были рассчитаны для Северо-Устьюртского региона в целом, а полученные результаты носят интегрированный характер.

При этом расчеты точек Эйлера были выполнены в диапазоне глубин 0,5-13 км (максимальная глубина погружения фундамента) с шагом через 500 м (Рисунок 1.8).

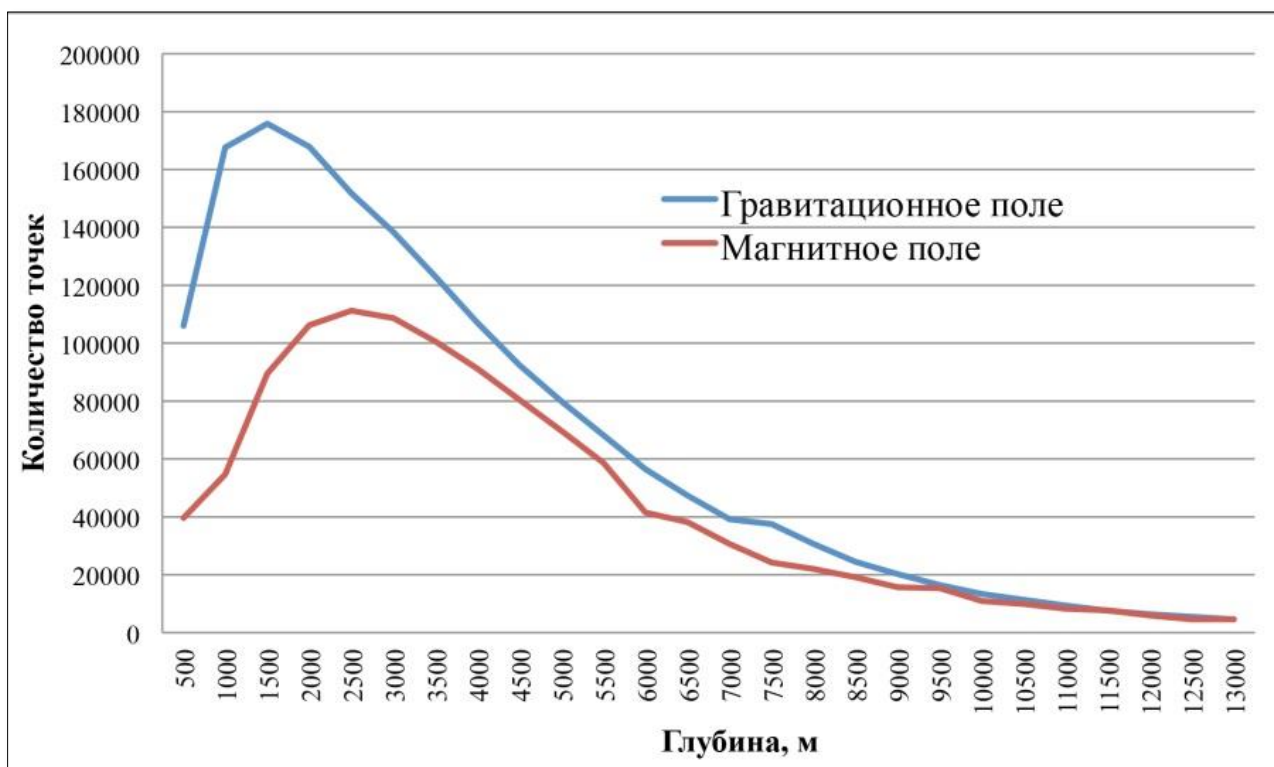


Рисунок 1.8 - Диаграмма распределения количества точек Эйлера с глубиной в гравитационном и магнитном полях

Наибольшее количество точек Эйлера в магнитном поле приходится на интервал глубин 2000-2500 м, тогда как в гравитационном поле они концентрируются на глубинах 1500-2000 м. Следовательно, можно предположить, что в Северо-Устьюртском регионе в интегрированном виде верхние кромки магнитовозмущающих масс не совпадают с «геоплотностными максимумами».

Далее, по мере заглубления характер изменения количества точек Эйлера для магнитного поля уменьшается по непрерывно-градиентной или ступенчатой зависимости, тогда как для гравитационного поля эта зависимость носит «квазилинейный», более сглаженный характер (Рисунок 1.8).

На этом фоне градиент уменьшения с глубиной точек Эйлера в гравитационном и геомагнитном полях резко различаются между собой до диапазона глубин 5500-6000 м (Рисунок 1.9). В геологических разрезах приподнятых блоков Северного Устьюрта этим глубинам соответствуют образования фундамента [1; 3; 22].

Глубже, характер распределения точек Эйлера в гравитационном и геомагнитных полях принимает близкие значения и на глубинах 10500 м и более соответствующие им кривые практически не отличаются друг от друга (Рисунок 1.9).

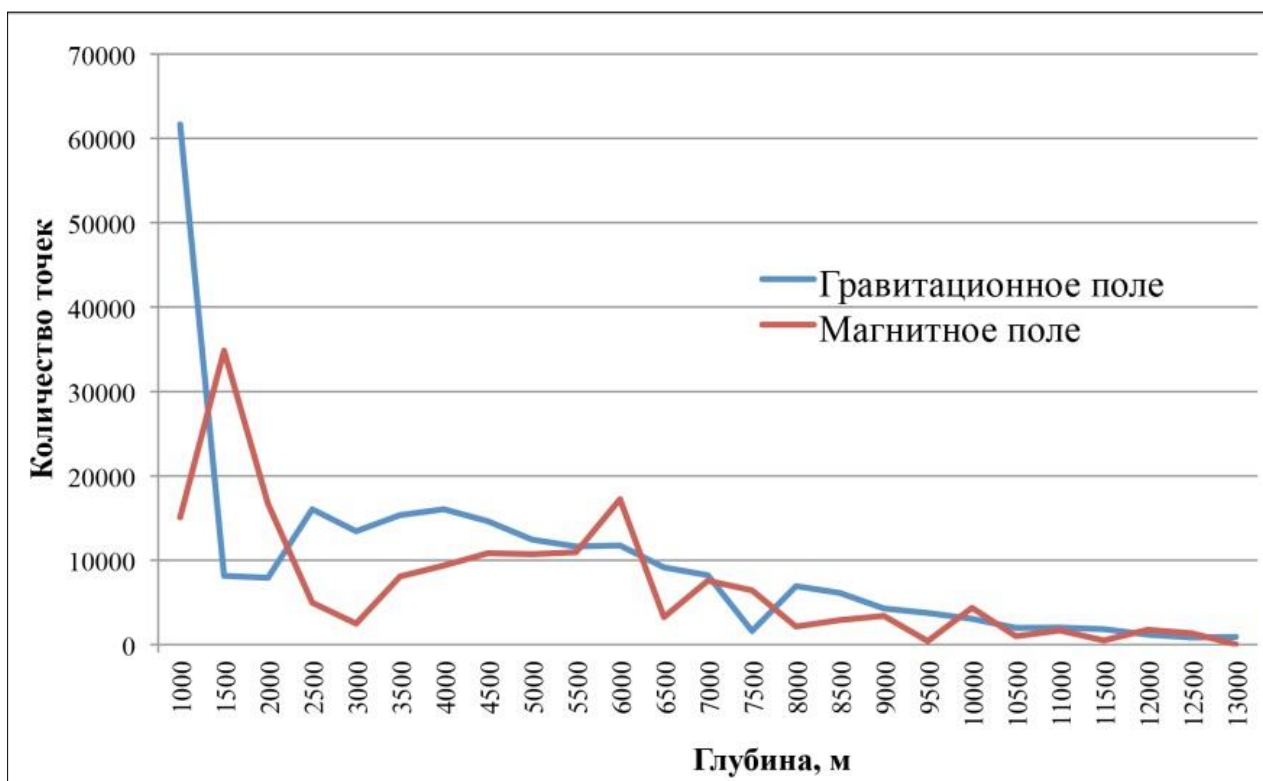


Рисунок 1.9 – Градиент изменения количества точек Эйлера с глубиной

Таким образом, результаты расчетов деконволюции Эйлера (в интегрированном виде) позволили оценить местоположение и глубины аномалий потенциальных геофизических полей увязать их с геологическим строением Северного Устья.

На втором этапе исследований территория Северного Устья условно была разделена на три области, исходя из принципа глубины залегания фундамента.

Область 1 включила следующие тектонические элементы: Барсакельмесский и Челкарский прогибы, Байчагырский, Актумсукский, Аккуловский и Аманжол-Шелуранский выступы, Карабаурский и Арало-Кызылкумский валы, Центрально-Устьюртскую систему дислокаций, площадь которых составила 174492 км² (Рисунки 1.10; 1.11). Глубина погружения фундамента здесь варьирует в интервале 2-7 км.

Область 2 охватывает Бузачинское, Тюбкараган-Каратауское, Беке-Башкудукское и Кызан-Токубайское поднятия, Северо-Каратаускую систему прогибов и Чакырганский прогиб с общей площадью 70297 км² (Рисунки 1.10; 1.11). Фундамент здесь погружен на глубины 6-9 км.

Область 3 включает Култухскую, Косбулакскую и Самскую впадины, Жайылганское поднятие, общая площадь которых составила 65827 км² (Рисунки 1.10; 1.11), а фундамент здесь заглублен до 9-13 км и более.

Моделирование точек Эйлера в геоплотностных и геомагнитных моделях показало их резкую дифференциацию по количеству на разных срезах глубин.

В первую очередь обращает на себя внимание максимальная концентрация точек Эйлера в геоплотностных моделях на глубинах 1000-1500 м во всех вышеописанных областях (таблица 1.1; Рисунок 1.12). На геологических разрезах Северного Устюрта этот диапазон глубин отвечает области перехода от слабо консолидированных и не консолидированных отложений мела-неогена к более уплотненным отложениям верхней юры [3; 23].

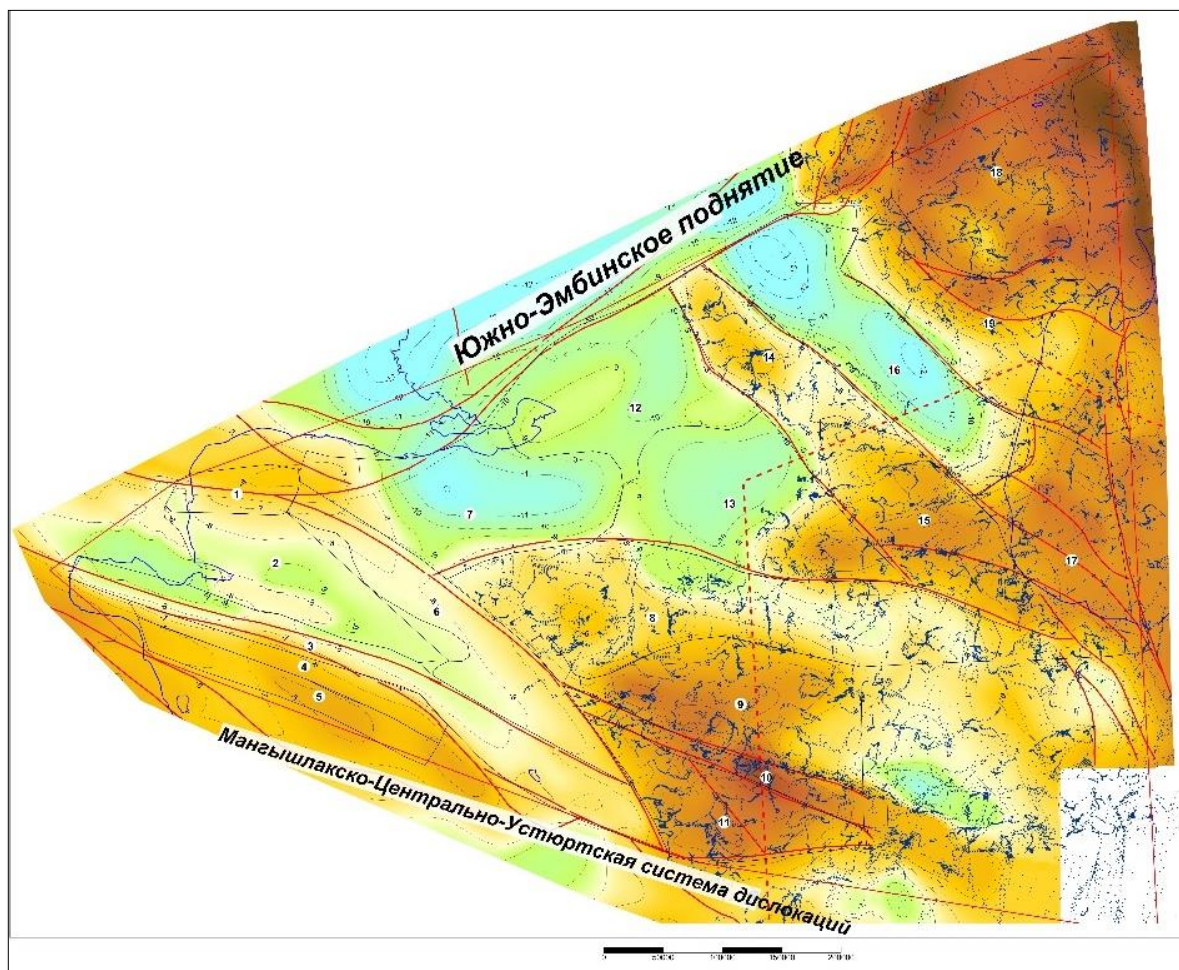


Рисунок 1.10 – Карта положения особых точек геоплотностной модели
Условные обозначения на карте. Названия тектонических элементов: 1 – Бузачинское поднятие; 2 – Северо-Каратауская система; 3 – Тюбкараган- Каратауская мегантиклиналь; 4 – Чакырганский прогиб; 5 – Беке-Башкудукская мегантиклиналь; 6 – Кызан-Токубайское поднятие; 7 – Култукская впадина; 8 – Барсакельмесская впадина; 9 – Байчагырский выступ; 10 – Карабаурская мегантиклиналь; 11 – Центрально-Устюртская система; 12 – Жайылганское поднятие; 13 – Самская впадина; 14 – Аманжол-Шелуранский выступ; 15 – Актумсукское поднятие; 16 – Косбулакская впадина; 17 – Арало-Кызылкумская система; 18 – Челкарская впадина; 19 – Аккуловский выступ.

В связи с этим стоит отметить, что до настоящего времени в научных публикациях превалировало мнение, что основные геоплотностные границы расположены в подошве юрских отложений и на контакте палеозойских образований с фундаментом.

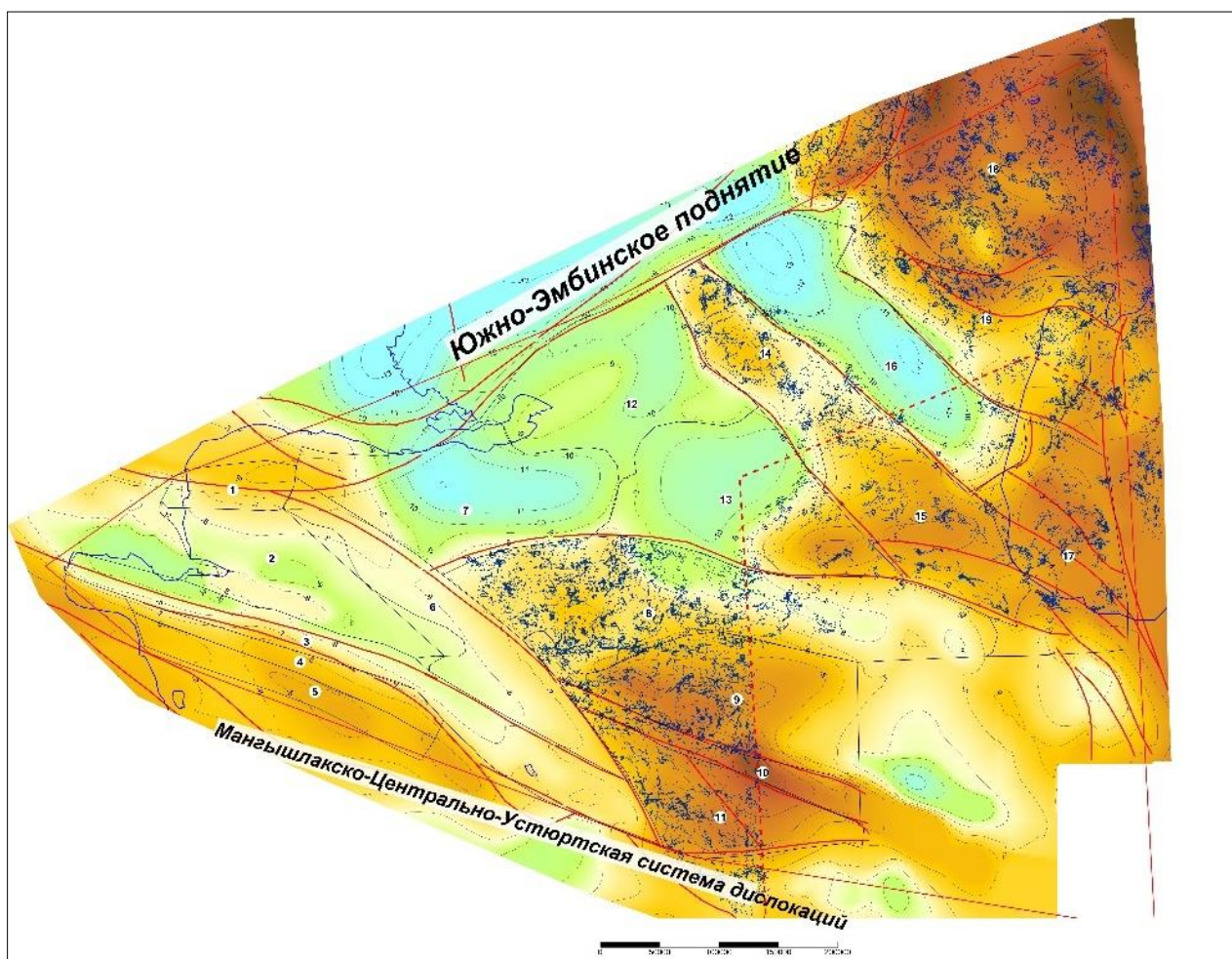


Рисунок 1.11 – Карта положения особых точек геомагнитной модели

Условные обозначения на карте. Названия тектонических элементов: 1 – Бузачинское поднятие; 2 – Северо-Каратауская система; 3 – Тюбкараган- Каратауская мегантиклиналь; 4 – Чакырганский прогиб; 5 – Беке-Башкудукская мегантиклиналь; 6 – Кызан-Токубайское поднятие; 7 – Култукская впадина; 8 – Барсакельмесская впадина; 9 – Байчагырский выступ; 10 – Карабаурская мегантиклиналь; 11 – Центрально-Устьюртская система; 12 – Жайылганское поднятие; 13 – Самская впадина; 14 – Аманжол-Шелуранский выступ; 15 – Актумсукское поднятие; 16 – Косбулакская впадина; 17 – Арало-Кызылкумская система; 18 – Челкарская впадина; 19 – Аккуловский выступ.

Распределение точек Эйлера в геомагнитном поле показало максимальную концентрацию в диапазоне глубин 3000-3500 м во всех вышеописанных областях. В геологических разрезах Северного Устьюрта на этих глубинах залегает зона перехода от юрских отложений к пермотриасовым образованиям.

В связи с вышеизложенным надо сказать, что относительно повышенные значения магнитной восприимчивости характерны для алевролитов и глинистых пород верхнего палеозоя и нижнего триаса, среднее значение которой $k = (25-30) \times 10^{-5}$ ед. СИ, увеличиваясь до 300×10^{-5} ед. СИ в отдельных пропластках глинистых пород [23-24].

Подобный характер распределения особых точек Эйлера в геомагнитных полях требует дополнительного осмысления. Поскольку, в научных публикациях распространено суждение, в соответствии с которым магнитные

аномалии в десятки - сотни нТл могут быть связаны с магмо-метаморфическими породами кристаллического фундамента, либо вулканогенными образованиями в составе промежуточного этажа, представленными, возможно, интрузивными, но более вероятно, жерловыми фациями, лавовыми и туфовыми потоками, покровами среднего и основного состава [23].

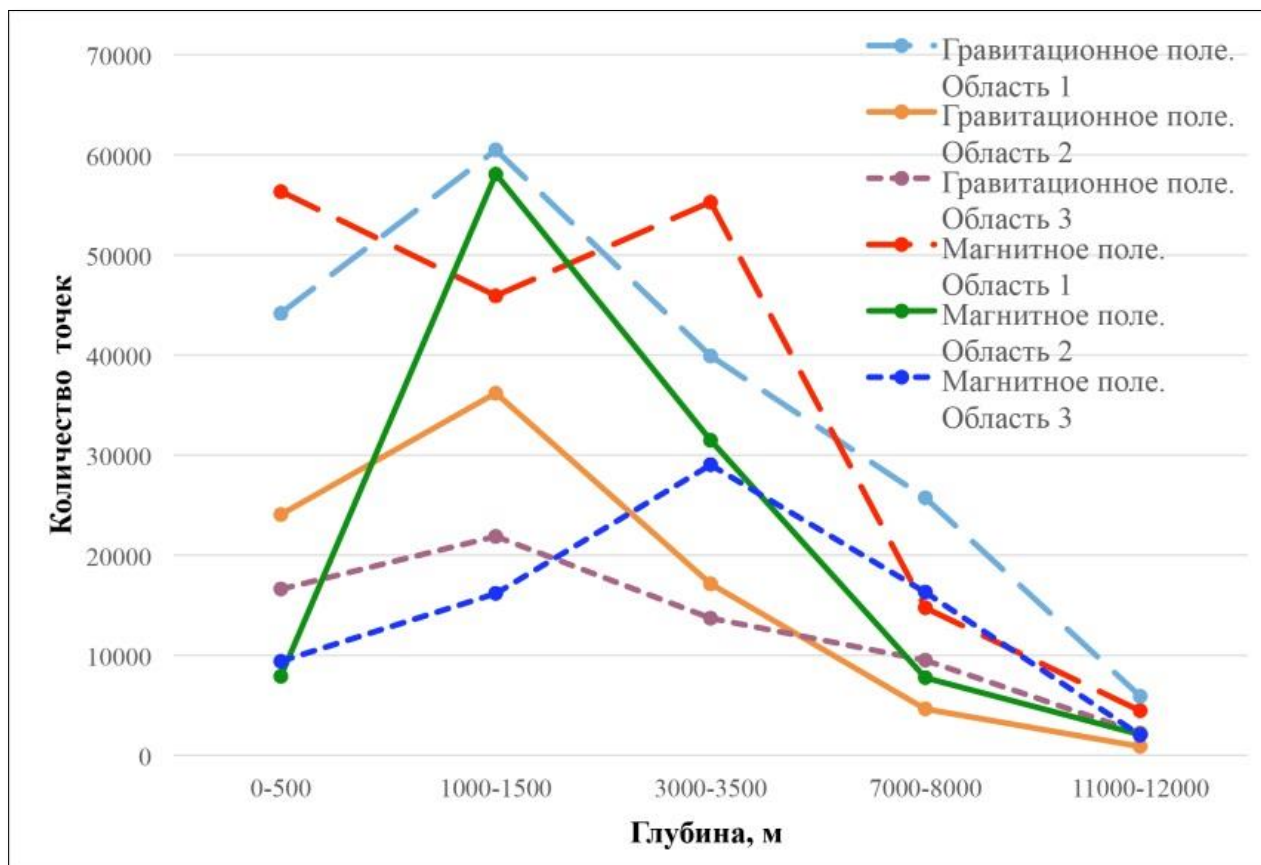


Рисунок 1.12 - График распределения особых точек Эйлера по областям в геоплотностных и геомагнитных моделях

Таким образом, можно говорить, что в первом приближении, на региональном этапе исследований можно применить моделирование точек Эйлера для определения положения основных границ раздела в образованиях осадочного чехла.

Безусловно, этот подход может быть применен только при условии строгой дифференциации для каждого тектонического элемента.

Градиент изменения точек Эйлера с глубиной еще один важный параметр при геоплотностном и геомагнитном моделировании.

В геоплотностных моделях для областей 1 и 3 при небольших вариациях наблюдается общий тренд - плавное уменьшение количества точек Эйлера с глубиной. Близкий характер проявляет кривая зависимости концентрации точек Эйлера от глубины в геомагнитной модели для 3 области (Рисунок 1.12).

Не лишним будет сказать, что тектонические элементы области 1 испытали тектонические деформации, но палеозойский магматизм здесь сведен к минимуму.

Таблица 1.1 – Распределение количества точек Эйлера по глубинам в геоплотностных и геомагнитных моделях

Глубина, м		Количество точек	
		Гравитационное поле	Магнитное поле
Область 1	0-500	44172	56353
	1000-1500	60491	45939
	3000-3500	39916	55275
	7000-8000	25719	14725
	11000-12000	5887	4422
Область 2	0-500	24056	7898
	1000-1500	36205	58089
	3000-3500	17145	31471
	7000-8000	4608	7741
	11000-12000	865	2067
Область 3	0-500	16614	9394
	1000-1500	21879	16163
	3000-3500	13706	29020
	7000-8000	9501	16289
	11000-12000	2209	1991

В геомагнитных моделях для областей 1 и 2, а также для геоплотностной модели области 2 количество этих точек стремительно сокращается до глубин 7000-8000 м. И, далее, проявляет тенденцию к выполаживанию (Рисунок 1.12).

Излом в кривой распределения количества точек Эйлера с глубиной приходится на поверхность фундамента, закартированной по данным сейсморазведки.

Надо отметить, что в этих областях пермо-триасовые отложения отличаются увеличенной дислоцированностью. На отдельных участках и присутствием на отдельных участках палеозойских магматических тел.

Для области 3 градиент изменения количества точек Эйлера на разных глубинах подвержен не значительным/слабым изменениям. В связи с чем не лишним будет сказать, что тектонические элементы данной области обладали длительными и устойчивыми прогибаниями в фанерозое и отсутствием интенсивных тектоно-магматических дислокаций.

В заключении необходимо отметить, что расчеты деконволюции Эйлера для трехмерных геоплотностных и геомагнитных моделей Северного Устья показали их эффективность и геологическую значимость. Поскольку позволяют в первом приближении оценить глубину залегания грави-и магнитовозмущающих масс.

Так, в геоплотностных моделях основной гравитовозмущающей границей выступает зона перехода от меловых к юрским отложениям. В геомагнитных полях верхняя кромка магнитовозмущающих масс предположительно приурочена к вулканогенно-осадочным отложениям пермо-триаса [2].

Таким образом, результаты расчетов деконволюции Эйлера для трехмерных геоплотностных и геомагнитных моделей Северного Устья могут скорректировать планы по дальнейшим геологоразведочным работам в этом регионе.

2 Глубинное строение земной коры Северо-Устьюртского региона

2.1 Глубинное строение консолидированной коры

Небольшой исторический экскурс в историю геологического развития показывает, что до середины 70-х годов XX века представления о строении консолидированной коры Северо-Устьюртского региона базировались исключительно на интерпретации геофизических потенциальных полей [25].

С середины 70-х и в 80-ые годы XX века консолидированная кора этого региона активно изучалась модификациями сейсморазведки ГСЗ-МОВЗ и КМПВ-ОГТ. Только по Восточному Устьюрту общая протяженность профилей превысила 3000 км. Однако, несмотря на относительную информативность этих методов, финальные модели консолидированной коры Северо-Устьюртского региона не вышли за рамки плоско-параллельных сред [7; 26-27].

На определенной стадии развития геологических представлений по Северо-Устьюртскому региону эти модели, безусловно, сыграли свою положительную роль. Вместе с тем, решение насущных прикладных и фундаментальных задач нефтегазовой геологии обусловило необходимость в выявлении более тонких структурных и вещественных особенностей строения консолидированной коры или магмаметаморфической земной коры (ММЗК) в терминологии Кунина Н.Я. [28].

В этих целях в 1986-1989 гг. только на территориях Восточного Устьюрта и Юго-Западного Приаралья ГГП «Узбекгеофизика» были отработаны восемь профилей ГСЗ-ОГТ общей протяженностью свыше 800 км, пересекающие основные тектонические элементы этих регионов - Центрально-Устьюртскую систему дислокаций, Барасакельмеский прогиб, Куаныш-Коскалинский вал и Судочий прогиб. Результаты интерпретации этих профилей были дополнены материалами обработки и интерпретации профилей КМПВ-МГОВ [7].

Большой вклад в исследования глубинного строения Северо-Устьюртского региона был внесен Антоненко А.Н., Поповым А.А., Куниным Н.Я., Морозовым М.Д., Абдулиным А.А., Воцалевским Э.С., Пилифосовым В.М., Воложем Ю.А., Сапожниковым Р.Б., Быкадоровым В.А., Бабаджановым Т.Л., Рзаевой В.А., Вольвовскими Б.С. и И.С., Жолтаевым Г.Ж., Кононовым Ю.С., Абетовым А.Е., Неволным Н.В., Гарецким Р.Г., Липатовой В.В., Шрайбманом В.И., Акрамходжаевым А.М., Яншином А.Л., Дикенштейном Г.Х., Гринбергом И.Г., Дьяковым Б.Ф., Оздоевым С.М., Абилхасимовым Х.Б. и др.

По результатам проведенных исследований было установлено, что фундамент Северного Устьюрта сложен метаморфическими и интрузивными породами позднего докембрия-среднего палеозоя, образованными гнейсами, амфиболитами, кристаллическими сланцами, метаморфизованными карбонатными отложениями и мраморами, разбуренными редкими скважинами.

Докембрийские кристаллические и метаморфические породы обнаружены также в Юго-Западном Приаралье (Узбекистан) на площади Коскала (скв.1), где они сформированы графит – хлорит - мусковитовыми сланцами,

образовавшимися при метаморфизме вулканитов основного и среднего состава (в меньшей степени кислого состава) и осадочных обломочных пород [29].

Возраст пород в скважине-1 Коскала определен как 585 ± 25 млн лет [1].

К верхнему протерозою отнесены разбуренные глубокими скважинами амфиболиты (Г-16 Базайская), различные метаморфические и кристаллические сланцы (Г-1 Кызылой, Г-16 Базайская) [1].

Породы фундамента предположительно докембрийского и палеозойского возрастов вскрыты бурением по обрамлению Челкарского прогиба (Аккулковский вал, Базайское поднятие, Жумагульский выступ), где по аналогии с Уралом к палеозою (силур-девон) к ним условно, отнесены углисто-серицитовые сланцы, филлиты, базальтовые порфириты, серпентиниты (в скважинах Г-2 Аккулковская, Г-1 Сорбулак, Г-6 Жумагул) [1].

Вблизи границы с Северо-Аральским блоком в разрезе консолидированной коры появляются сильно метаморфизованные карбонатно-терригенные породы, вероятнее всего, раннепалеозойского возраста [15; 30-33].

Результаты исследований

Методическую основу выполненных нами исследований составил количественный корреляционный анализ поверхностей Мохо и фундамента в программном комплексе Coscad 3D, в котором рассчитаны коэффициенты корреляции (полный спектрально-корреляционный анализ геоданных).

Необходимо отметить, что программный комплекс Coscad 3D был разработан в Московском Государственном геологоразведочном Университете под руководством докторов физико-математических наук, профессоров Никитина А.А. и Петрова А. В [34-38].

На предварительном этапе структурные карты по поверхностям Мохо и фундамента были переведены в цифровой формат с помощью программных средств Didger, Surfer, ArcGIS, Geosoft.

В дополнении к этому результаты расчетов в программном обеспечении Coscad 3D были прокоррелированы на качественном уровне со схемами распределения теплового потока, аномалий гравитационного и магнитного полей Северо-Устьюртского региона.

В целом, в рельефе поверхности Мохо Северо-Устьюртского региона обособляются три области гипсометрических выступов – это Южно-Эмбенское поднятие, Центрально-Устьюртская система дислокации и Арало-Кызылкумский вал (Рисунок 2.1), в тектоническом плане образующие «мобильное обрамление» данного региона.

Генезис этих тектонических элементов увязывается с реликтами океанической либо субокеанической коры, сформированной группой пород основного и ультраосновного состава, что подтверждается присутствием здесь интенсивных линейно-вытянутых максимумов гравитационного поля [39-40].

Другим интересным фактом является отсутствие резких градиентных зон в аномальном геомагнитном поле между стабильными глыбами и мобильными поясами, обрамляющие Северо-Устьюртский регион. Минимумы аномалии ΔT_a

без видимых осложнений транслируются из Центрально-Устьюртской системы дислокации и Арало-Кызылкумского вала в пределы стабильных глыб Северо-Устьюртского региона [41].

Таким образом, не находят подтверждение сложившиеся представления о том, что южное, северное и восточные ограничения Северо-Устьюртского массива в рельефе поверхности фундамента происходят по сложной системе крупноамплитудных разломов.

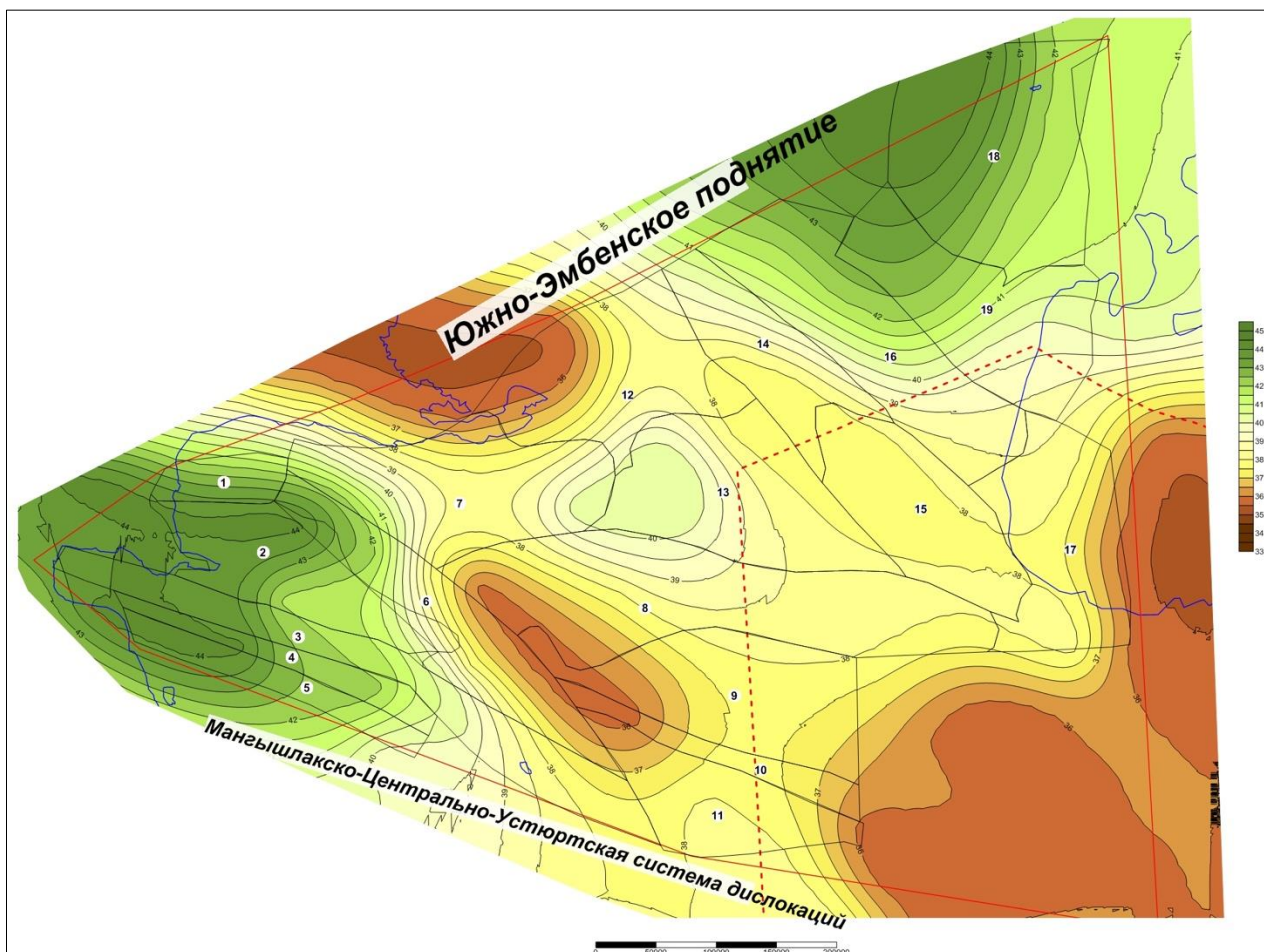


Рисунок 2.1 – Структурная схема поверхности Мохо

Условные обозначения на карте. Названия тектонических элементов: 1 – Бузачинское поднятие; 2 – Северо-Каратауская система; 3 – Тюбкараган- Каратауская мегантиклиналь; 4 – Чакырганский прогиб; 5 – Беке-Башкудукская мегантиклиналь; 6 – Кызан-Токубайское поднятие; 7 – Култукская впадина; 8 – Барсакельмесская впадина; 9 – Байчагырский выступ; 10 – Карабаурская мегантиклиналь; 11 – Центрально-Устьюртская система; 12 – Жайылганское поднятие; 13 – Самская впадина; 14 – Аманжол-Шелуранский выступ; 15 – Актумсукское поднятие; 16 – Косбулакская впадина; 17 – Арало-Кызылкумская система; 18 – Челкарская впадина; 19 – Аккуловский выступ.

Южно-Эмбинское поднятие. В виде узкой инверсионной структуры простирается в северо-восточном направлении и разделяет Прикаспийскую впадину и Северо-Устьюртский массив [42].

По мнению Милановского Е.Е. [12] Южно-Эмбинское поднятие сформировалось на месте авлакогеосинклинали (рифта). Структуры типа Южно-

Эмбинской зоны поднятий интерпретируются как погребенные вулканические дуги [43].

В поле аномалий силы тяжести здесь выделяются гравитационные максимумы, генетически связанные с океаническими рифтами, развитие которых было завершено в девоне [44-45].

В поле геомагнитных аномалий Южно-Эмбинское поднятие выделяется в виде крупной системы магнитных максимумов, ориентированных в северо-восточном направлении.

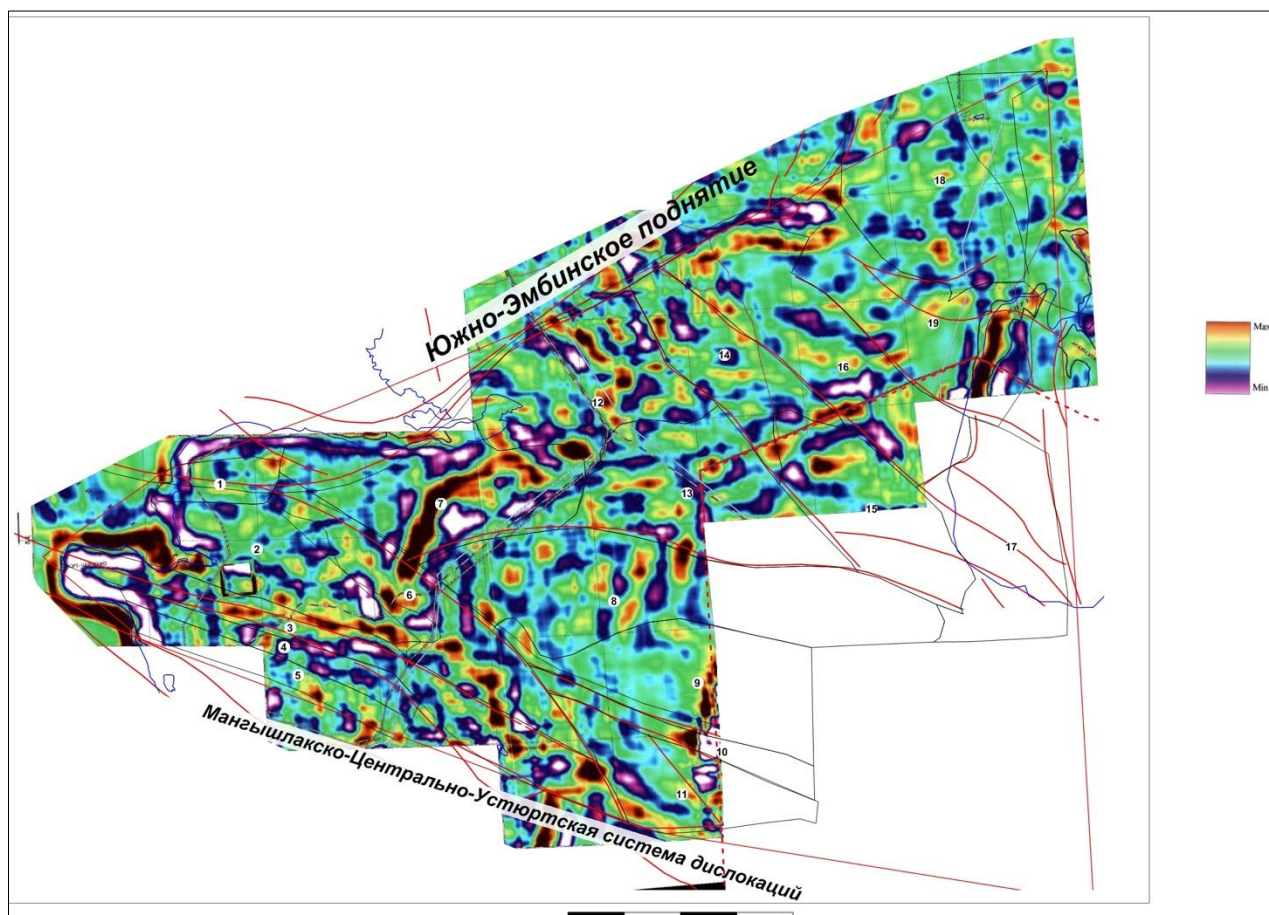


Рисунок 2.2 – Карта локальных аномалий теплового потока

Условные обозначения на карте. Названия тектонических элементов: 1 – Бузачинское поднятие; 2 – Северо-Каратауская система; 3 – Тюбкараган- Каратауская мегантиклиналь; 4 – Чакырганский прогиб; 5 – Беке-Башкудукская мегантиклиналь; 6 – Кызан-Токубайское поднятие; 7 – Култукская впадина; 8 – Барсакельмесская впадина; 9 – Байчагырский выступ; 10 – Карабаурская мегантиклиналь; 11 – Центрально-Устьюртская система; 12 – Жайылганское поднятие; 13 – Самская впадина; 14 – Аманжол-Шелуранский выступ; 15 – Актумсукское поднятие; 16 – Косбулакская впадина; 17 – Арало-Кызылкумская система; 18 – Челкарская впадина; 19 – Аккуловский выступ.

В геотермическом поле Южно-Эмбинское поднятие выделяется умеренными значениями тепловых потоков, чередующимися с участками их минимумов (Рисунок 2.2), что, возможно, связано с развитием здесь реликтов океанической коры с пониженной теплопроводностью горных пород 1,1-1,9 Вт/(м*К) [46-47].

В центральной части Южно-Эмбинского поднятия поверхность фундамента заглублена до 12-13 км, тогда как на северо-западном и юго-восточном флангах этого поднятия воздымается до глубин 9-10 км и менее (Рисунок 1.3).

В полном соответствии с рельефом фундамента в центральной части Южно-Эмбинского поднятия в рельефе поверхности Мохо наблюдается выступ (на глубинах до 35 км), в то время как на флангах этого поднятия искомая поверхность заглубляется до 42-44 км (Рисунок 2.1).

Таким образом, в центральной части данного поднятия наблюдается конформное залегание рельефов поверхностей фундамента и Мохо с аномально высокими значениями (до 0,9) коэффициентов корреляции (Рисунок 2.3), тогда как на его флангах эти региональные границы расположены антиформно по отношению друг к другу, образуя так называемые «корни гор». Здесь, поверхности фундамента и Мохо не коррелируются (со значениями от -0,1 до -0,7) (Рисунок 2.3).

Центрально-Устюртская система дислокаций. В рельефе поверхности фундамента отчетливо проявляется как контрастно выраженная линейная структура, вытянутая в запад-северо-западном направлении и осложненная валообразными поднятиями и прогибами более высоких порядков.

В гравитационном поле Центрально-Устюртская система дислокаций характеризуется линейно-вытянутыми интенсивными максимумами, ориентированными в северо-западном (герцинском) направлении, генезис которых связан с реликтами океанической коры.

На ранних этапах исследований Северо-Устюртского региона геологическая интерпретация линейно-вытянутых гравитационных максимумов связывалось с поднятием палеозойских образований и сокращением толщины пермо-триасовых комплексов пород, вплоть до выклинивания в сводовых частях положительных структур [48].

Центрально-Устюртская зона магнитных максимумов состоит из ряда линейно-вытянутых зон локальных максимумов, видимо, связанных с основными интрузивными породами, внедрившихся по глубинным разломам большей протяженности [49].

В юго-западной части Центрально-Устюртской системы дислокаций в поле тепловых потоков выделяется чередующиеся минимумы и максимумы, вероятно, связанное с повышенной проницаемостью земной коры. На остальных площадях этой системы зафиксированы умеренные значения тепловых потоков.

В осевой части Центрально-Устюртской системы дислокаций поверхность консолидированного фундамента залегает на глубинах 4-6 км (Рисунок 1.3).

В рельефе поверхности Мохо здесь установлен относительный выступ на глубинах 36,5-38 км, залегающий конформно к фундаменту и ориентированный в северо-западном направлении (Рисунок 2.1). Пространственно к этому выступу тяготеют Култуковская и Барсакельмесские впадины, Байчагырский выступ и

Карабаурский вал, где поверхность Мохо незначительно погружается (до 36-39 км) (Рисунок 2.1).

Коэффициент корреляции между фундаментом и поверхностью Мохо повсеместно здесь коррелируются высокими значениями (от 0,6 до 0,9) (Рисунок 2.3).

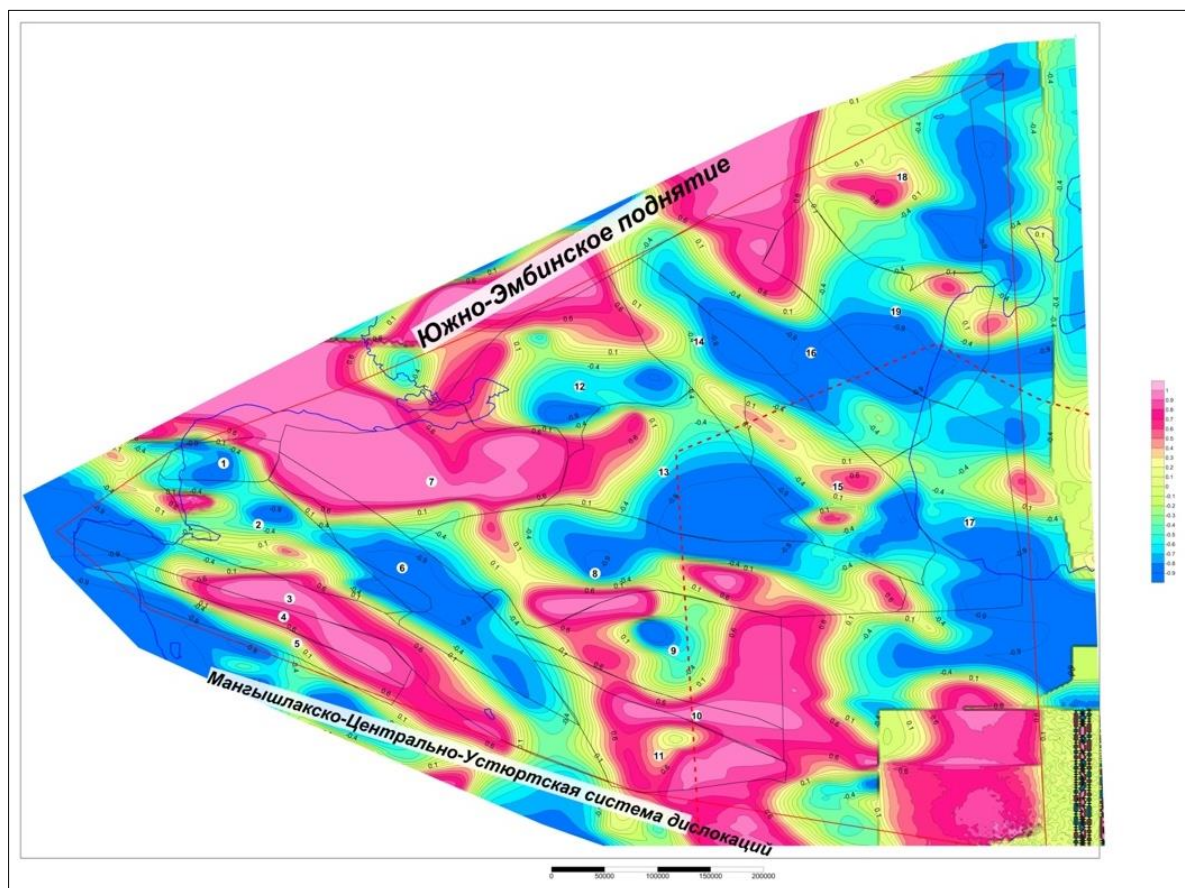


Рисунок 2.3 – Схема расчетов коэффициента корреляции поверхностей фундамента и Мохо

Условные обозначения на карте. Названия тектонических элементов: 1 – Бузачинское поднятие; 2 – Северо-Каратауская система; 3 – Тюбкараган- Каратауская мегантиклиналь; 4 – Чакырганский прогиб; 5 – Беке-Башкудукская мегантиклиналь; 6 – Кызан-Токубайское поднятие; 7 – Култукская впадина; 8 – Барсакельмесская впадина; 9 – Байчагырский выступ; 10 – Карабаурская мегантиклиналь; 11 – Центрально-Устьюртская система; 12 – Жайылганское поднятие; 13 – Самская впадина; 14 – Аманжол-Шелуранский выступ; 15 – Актумсукское поднятие; 16 – Косбулакская впадина; 17 – Арало-Кызылкумская система; 18 – Челкарская впадина; 19 – Аккуловский выступ.

Арал-Кызылкумский вал (система поднятий). Расположен на восточном фланге Северо-Устьюртского региона, в полосе развития Урало-Оманского линиамента - тектонического шва древнего заложения.

Линейно - вытянутые в субмеридиональном направлении аномалии Арало-Кызылкумской системы магнитных минимумов связаны с приближением к дневной поверхности палеозойских и докембрийских образований, пронизанных основными интрузиями, чем, вероятно, можно объяснить относительно увеличенные значения напряженности магнитного поля [41; 50].

В гравитационное поле здесь обособляются субизометричные, либо слегка вытянутыми в субширотном направлении максимумы, природа которых может быть связана с магматогенными образованиями, продуктами вулканической деятельности (извержение лав основного состава), участвующими в формировании фундамента [8; 51].

В рельефе поверхности Мохо Арало-Кызылкумский вал выделяется как крупная полигональная область выступов на глубинах 36-38 км (Рисунок 2.1).

В рельефе поверхности фундамента этот вал также проявляет себя как крупный полигональный массив с глубиной залегания фундамента до 6 км (Рисунок 1.3).

Поверхности фундамента и Мохо здесь практически не коррелируются (от 0,1 до -0,4) (Рисунок 2.3).

Крупные области прогибов в рельефе поверхности Мохо выделяются на западе и северо-востоке Северо-Устьюртского региона. На западе - в пределах Бузачинского свода и Горного Мангышлака, на северо-востоке - установлены в Челкарском прогибе, прилегающих районов Юго-Западных отрогов Мугодзар и Аккуловском выступе.

В пределах Бузачинского свода и Горного Мангышлака наиболее магнитоактивным является комплекс додевонских дислоцированных образований, переходящих в складчатый фундамент. При этом, интенсивные положительные аномалии магнитного поля связываются с проявлением активных магматических процессов в вулканической и/или интрузивной формах.

В гравитационном поле в формировании локальных аномалий положительного и отрицательного знака существенную роль играют отложения пермо-триаса, точнее, в создании аномалий участвует их кровля, характеризующаяся скачком плотности от 0,25 до 0,40 г/см³ [52].

Региональный положительный гравитационный эффект создают метаморфизованные отложения «C2+D» совместно с толщей додевонских дислоцированных осадочных образований с переходом их в складчатый фундамент.

Бузачинский свод и Горный Мангышлак (включая Тюб-Караган-Каратуская и Беке-Башкудукская мегантиклинории, Чакырганский прогиб) образуют крупную область прогибов в рельефе поверхности Мохо выделяющейся на глубинах 41,5-44 км (Рисунок 2.1). Фундамент залегает здесь на глубинах 6-7 км и более (Рисунок 1.3).

По всей территории Бузачинского свода поверхности фундамента и Мохо залегают антиформно и не коррелируются между собой (-0,4-0,8) (Рисунок 2.3).

Напротив, в пределах Горного Мангышлака фундамент и поверхность Мохо повсеместно залегают конформно с высоким коэффициентом корреляции (от 0,4 до 0,9) (Рисунок 2.3).

В поле тепловых потоков Бузачинский свод выделяется зоной низких значений, для которой характерна субмеридиональная упорядоченность, что, возможно, связано с развитием здесь консолидированной коры с пониженной

теплопроводностью горных пород 1,1-1,9 Вт/ (м*К) [46]. Остальные зоны Бузачинского свода и Горного Мангышлака проявляются умеренной прогремостью земных недр.

Как отмечалось выше на северо-востоке Северо-Устьюртского региона прогибы в рельефе Мохо установлены в *Челкарском прогибе, прилегающих районах Юго-Западных отрогов Мугоджар и Аккуловском выступе*.

В поле силы тяжести Челкарский прогиб проявляется максимумами гравитационных аномалий, что, по-видимому, свидетельствует о внедрении плотных гравитирующих тел в осадочный чехол.

В тепловом потоке преобладают умеренные значения с некоторыми мозаично распределенными зонами снижения этих значений.

Челкарский прогиб и прилегающие районы Юго-Западных отрогов Мугоджар и Аккуловский выступ характеризуются заглублением поверхности Мохо до 40-44 км (Рисунок 2.1).

Поверхность фундамента в пределах этого фланга Северо-Устьюртского региона залегает на глубинах от 2-3 км до 4-6 км и глубже (Рисунок 1.3).

Наблюдается снижение коррелируемости между поверхностями фундамента и Мохо с запада на восток (от 0,1 до -0,9) (Рисунок 2.3).

Актумсукская система дислокаций, Байчагыр-Яркимбайский выступ и т.п. - мобильные углы, глубоко проникающие в тело Северо-Устьюртского массива раннепалеозойской или докембрийской консолидации.

Наблюдаемые здесь положительные максимумы гравитационного поля интерпретируются как результат внедрения интрузивных тел основного-ультраосновного составов и их эффузивных аналогов [9].

Актумсукская система дислокаций и Куаныш-Коскалинский вал по поверхности фундамента обособляются на глубинах 5-7 км (Рисунок 1.3).

В рельефе поверхности Мохо эти тектонические элементы проявляют себя как поднятие полигональной формы с отметками глубин -36-38 км (Рисунок 2.1).

Наблюдается коррелируемость фундамента и Мохо в пределах Актумсукской системы дислокаций, где коэффициент корреляции приобретает положительные значения увеличиваясь к центральной части от 0,1 до 0,6.

На Куаныш-Коскалинском валу повсеместно фундамент и Мохо залегают антиформно и не коррелируются между собой (-0,8-0,9) (Рисунок 2.3).

О некотором снижении теплопроводности пород консолидированной коры свидетельствуют минимальные значения тепловых потоков.

Северо-Устьюртская система прогибов образована Самской, Косбулакской и Култукской впадинами и Жайылганским поднятием. Эта система прогибов характеризуется глубоким погружением фундамента (до 10-12 км и более) (Рисунок 1.3).

Крупным блокам во внутренних районах Северного Устьюрта свойственно присутствие субизометричных и полигональных аномалий геомагнитного поля и отсутствие линейных дислокаций фундамента [9].

Морфология геомагнитного поля внутренних районов Северного Устьюрта свидетельствует о формировании магнитовозмущающих масс в составе

фундамента до образования основных структур осадочного чехла и промежуточного структурного этажа [53].

По-видимому, формирование магнитных аномалий связано с жесткими массивами древней консолидации в той или иной мере вовлеченных в тектоно-магматическую активизацию на ранних этапах геологического развития.

В гравитационном поле здесь выделяются слабо интенсивные отрицательные аномалии полигональной, дискретно-мозаичной формы, приуроченные к массивным, стабильным глыбам с раннепалеозойским или докембрийским возрастом консолидации.

Слабо интенсивные отрицательные минимумы аномалий гравитационного поля можно объяснить влиянием мощной толщи рыхлых осадочных пород. Общая мощность только мезозой-кайнозойских платформенных осадков в депоцентрах этой системы прогибов, видимо, достигает 4000 м.

Тепловое поле в пределах Северо-Устьюртской системы прогибов распределено мозаично, лишь в пределах Култуковской впадины выделяется зона повышенных тепловых потоков субмеридионального направления.

Поверхность Мохо Северо-Устьюртской системы прогибов обособляются на глубинах 38-40 км (Рисунок 2.1).

Коэффициент корреляции между поверхностями фундамента и Мохо в Култуковской впадине коррелируются экстремально высокими значениями (0,9), а в пределах Самского и Жайылганского прогибов наблюдаются неконформное залегание этих поверхностей (снижены до -0,9) (Рисунок 2.3).

На основании выполненных исследований представляется возможным сформулировать следующие выводы:

В зависимости от глубины погружения поверхности Мохо тектонические элементы Северо-Устьюртского региона обособляются в три группы.

Первую группу образуют Южно-Эмбинское поднятие, Центрально-Устьюртская система дислокации и Арало-Кызылкумский вал с минимальными глубинами погружения поверхности Мохо. Генезис этих тектонических элементов увязывается с реликтами океанической либо субокеанической коры, сформированной породами основного и ультраосновного состава, что подтверждается присутствием здесь интенсивных линейно-вытянутых максимумов гравитационного поля, умеренными и пониженными значениями тепловых потоков.

Морфология аномалий геомагнитного поля (за небольшим исключением) не подтверждает сложившиеся представления о контактах по сложной системе крупноамплитудных разломов южного, северного и восточного ограничения Северо-Устьюртского массива.

В первой группе структур поверхности фундамента и Мохо залегают конформно с высоким коэффициентом корреляции. Исключение представляет Арало-Кызылкумский вала, где эти поверхности залегают антиформно и не коррелируются между собой.

Вторую группу структур образуют Северо-Устьюртская система прогибов, Актумсукская система дислокаций, Байчагыр-Яркимбайский выступ и Куаныш-

Коскалинский вал, где поверхность Мохо принимает промежуточные значения по глубинам.

Крупным блокам во внутренних районах Северного Устюрта свойственно присутствие субизометричных и полигональных аномалий геомагнитного и гравитационного полей, что свидетельствует о формировании магнито-и гравитовозмущающих масс в раннепалеозойское или докембрийское время консолидации.

В мобильных углов напряженность, морфология и знак гравитационных и магнитных аномалий формировались под влиянием интрузивных тел основного-ультраосновного составов и их эффузивных аналогов.

Тепловой поток тектонических структур второй группы распределен мозаично.

Наблюдается коррелируемость фундамента и Мохо в пределах Актумсукской системы дислокаций, в Косбулакской и Култуковской впадине. На Куаныш-Коскалинском валу, в пределах Самского и Жайылганского прогибов наблюдаются неконформное залегание поверхностей фундамента и Мохо.

Третья группа структур сформирована Бузачинским сводом и Горным Мангышлаком, Челкарским прогибом, прилегающими к нему районами Юго-Западных отрогов Мугоджар и Аккуловским выступом.

В поле силы тяжести здесь устанавливаются максимумы гравитационных аномалий, либо их чередующиеся максимумы и минимумы, интенсивные положительные аномалии магнитного поля, которые связываются с проявлением активных магматических процессов в вулканической и/или интрузивной формах.

Большое развитие здесь получила консолидированная кора с пониженной теплопроводностью горных пород, что подчеркивается линейными зонами пониженных тепловых потоков.

На территориях Бузачинского свода и Челкарского прогиба поверхности фундамента и Мохо залегают антиформно и не коррелируются между собой. Напротив, в пределах Горного Мангышлака фундамент и поверхность Мохо повсеместно залегают конформно с высоким коэффициентом корреляции.

2.2 Корреляционный анализ региональных границ осадочного чехла

Исследования по изучению геологического строения Северо-Устюртской впадины сейсмическими методами и бурением начались с середины XX века и проводились различными организациями Казахстана, Узбекистана, Туркмении, России. Начиная с 2000-х годов - рядом нефтяных компаний из дальнего зарубежья [7].

Первые сведения о геологии Северного Устюрта были получены в начале 50-х годов после проведения сейсмических работ МОВ и КМПВ. По результатам интерпретации полученных данных были уточнены старые и выявлены новые

структурные элементы, составлены карты тектонического районирования чехла и фундамента [4].

К концу 60-х годов XX века Турланской геофизической экспедицией были выполнены региональные работы КМПВ, направленные на изучение нижних горизонтов осадочного чехла и поверхности консолидированной коры. Эти работы позволили определить региональную структуру и характер изменения мощностей палеозойско-триасовых отложений, сделать обоснованные фактическим материалом, первые выводы о строении фундамента Устюртского региона [4; 54].

70-е и 80-е годы прошлого столетия характеризуются значительным ростом объемов геолого-геофизических работ, интенсивным накоплением данных о структуре, вещественном составе и стратиграфии мезозой-кайнозойских и палеозойско-триасовых отложений. В этот период были отработаны региональные и поисковые профили МОГТ [7].

В результате этих работ была выявлена зона нефтегазонакопления на п-ове Бузачи, где в юрских и меловых отложениях последующими работами были выявлены залежи нефти на месторождениях Каламкас, Каражанбас и Северный Бузачи.

К середине 90-х годов XX века практически на всей территории Северного Устюрта (в Казахской части) завершена отработка региональной сети сейсмических профилей КМПВ и МОГТ; выполнен большой объем поисковых и детальных сейсмических работ МОГТ по выявлению и подготовке локальных структур в юрско-палеогеновой секции разреза осадочного чехла [8].

Выявлены структуры Акшоки, Зап. Акшоки, Кыземшек, Зап. Кушата, Ю. Акжигит, Азамат, Елигажи, Жалгиз, Зап. Каратюлей, Киндыкты по ОГ «б» (поверхность палеозойск их отложений доартинского возраста), а также структуры Мухтар и Коныр по ОГ V1 [8].

В восточной части Северного Устюрта, у границы с Узбекистаном, выполнены поисковые сейсморазведочные работы МОГТ фирмой MSUP (с финансированием из США).

По Самскому прогибу, в том числе и по его северному борту, получены новые дополнительные сведения о геологическом строении. Доюрские отложения этого прогиба отнесены в разряд малоперспективных. При этом сделан вывод о том, что палеозойские отложения могли быть источником углеводородов для юрских отложений.

Более информативный материал, по разрешающей способности, при сейсморазведочных работах получен в 1995-2002 гг. на площадях, где эти исследования выполнялись за счет иностранных инвестиций с наиболее современной аппаратурой. Эти площади отработаны МОГТ- 2D Японской национальной нефтяной компании (ЯННК) и расположены на северо-западном побережье Аральского моря (1995-97 гг.), на акватории Аральского моря (2000-2001 гг.), на площади «Терескен» в зоне сочленения Прикаспийской впадины и Устюрта (1997-98 гг.) и на соре Кайдак (1999-2000 гг.) [10].

К настоящему времени вся территория Северо-Устюртского региона

покрыты региональной сетью сейсмических профилей КМПВ и МОГТ и площадными поисково-детальными исследованиями МОВ, а затем с 80-х годов МОГТ [7].

По результатам выполненных сейсмических исследований и с привлечением данных по геофизическим потенциальным полям установлены основные черты тектоники Устюрта, составлены карты тектонического районирования чехла и фундамента и выделены зоны, перспективные на нефть и газ, охарактеризованы породы фундамента.

Большой вклад в познание геологии и нефтегазоносности Северного Устюрта внесли статьи и монографии Бакирова А.А., Сапожникова Р.Б., Кунина Н.Я., Воложа Ю.А., Булекбаева З.Е., Акрамходжаева А.М., Гарецкого Р.Г., Быкова Р.И., Гаврилова В.П., Дальяна И.Б., Жолтаева Г.Ж., Калинина Н.А., Кирюхина Л.К., Абилхаимова Х.Б., Князева В.С., Оздоева, С.М., Абетова А.Е., Липатовой В.В., Васильева Ю.М., Гринберга И.Г., Дикенштейна Г.Х., Дьякова Б.Ф., Неволлина Н.В., Огородникова Я.М., Шрайбмана В.И., Яншина А.Л., Воцалевского Э.С. и др.

Вместе с тем, количественный корреляционный анализ основных геологических границ осадочного чехла и консолидированной коры до сих пор не выполнен. В целях, изучения структурных особенностей и взаимоотношений структурных поверхностей в программном комплексе COSCAD 3D рассчитаны коэффициент корреляции (полный спектрально-корреляционный анализ геоданных) серии структурных карт: по поверхности фундамента, палеозоя, доюрской поверхности, подошве мела Северо-Устюртской региона.

Необходимо отметить, что программный комплекс COSCAD 3D дает возможность провести полный спектрально-корреляционный и статистический анализ геоданных и была разработана в Московском Государственном геологоразведочном Университете под руководством докторов физико-математических наук, профессоров Никитина А.А. и Петрова А. В. [34].

Эти исследования были выполнены на базе данных Института геологических наук им. К.И.Сатпаева (Абдулин А.А., Воцалевский Э.С., Даукеев С.Ж., 1997 г.), которые были переведены в цифровой формат с помощью программных средств Didger, Surfer, ArcGIS, Geosoft.

В геологическом строении Северо-Устюртского региона выделяются стабильные глыбы, к которым относятся его внутренние районы и крупные линейно-вытянутые мобильные пояса (Центрально-Устюртская система дислокаций, Горный Мангышлак, Южно-Эмбенское поднятие и Арало Кызылкумский вал), расположенные в периферийных зонах и внутренних «мобильных углах» этого региона [9].

Центрально-Устюртская система дислокаций. Отчетливо выраженная линейная структура, вытянутая в запад-северо-западном направлении и осложненная валообразными поднятиями и прогибами более высоких порядков [11].

В центральной части этой системы дислокаций поверхность консолидированного фундамента залегает на глубинах 4-6 км (риунок 1.3).

Поверхность палеозоя, подошва юры и мела залегают здесь конформно фундаменту и с некоторыми вариациями идентифицируются в интервалах глубин 2,5-3,5 км (поверхность палеозоя) (Рисунок 2.4), 1,8-2 км (подошва юрских образований) (Рисунок 2.5) и 1,2-1,6 км (подошва меловых образований) (Рисунок 2.6).

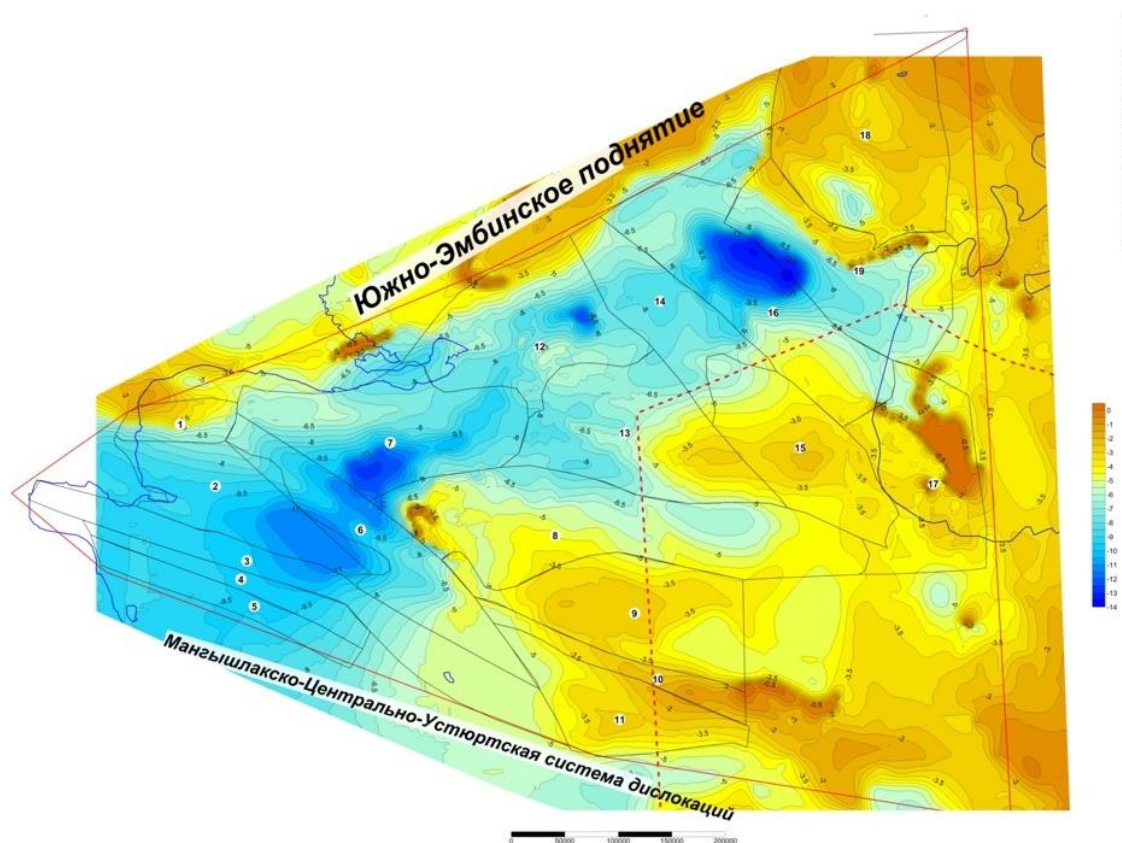


Рисунок 2.4 – Структурная карта поверхности палеозойских отложений
Условные обозначения на карте. Названия тектонических элементов: 1 – Бузачинское поднятие; 2 – Северо-Каратауская система; 3 – Тюбкараган- Каратауская мегантиклиналь; 4 – Чакырганский прогиб; 5 – Беке-Башкудукская мегантиклиналь; 6 – Кызан-Токубайское поднятие; 7 – Култукская впадина; 8 – Барсакельмесская впадина; 9 – Байчагырский выступ; 10 – Карабаурская мегантиклиналь; 11 – Центрально-Устюртская система; 12 – Жайылганское поднятие; 13 – Самская впадина; 14 – Аманжол-Шелуранский выступ; 15 – Актумсукское поднятие; 16 – Косбулакская впадина; 17 – Арало-Кызылкумская система; 18 – Челкарская впадина; 19 – Аккуловский выступ.

Коэффициент корреляции между фундаментом и поверхностью палеозоя повсеместно приобретает высокие значения (до 0,8-0,9) (Рисунок 2.9).

По поверхности фундамента и подошве юрских образований в западной части Центрально-Устюртской системы дислокаций наблюдается антиформное залегания с коэффициентом корреляции -0,4 - 0,6, на остальной части этой крупной геоструктуры фиксируются высокие значения коррелируемости поверхности фундамента и подошвы юры до 0,8.

По поверхности фундамента и подошве меловых образований наблюдается схожая картина. В западной части Центрально-Устюртской

системы дислокаций выявлены отрицательные значения коэффициента корреляции (до -0,4). На остальной части этой геоструктуры значения коэффициента корреляции увеличиваются до 0,7.

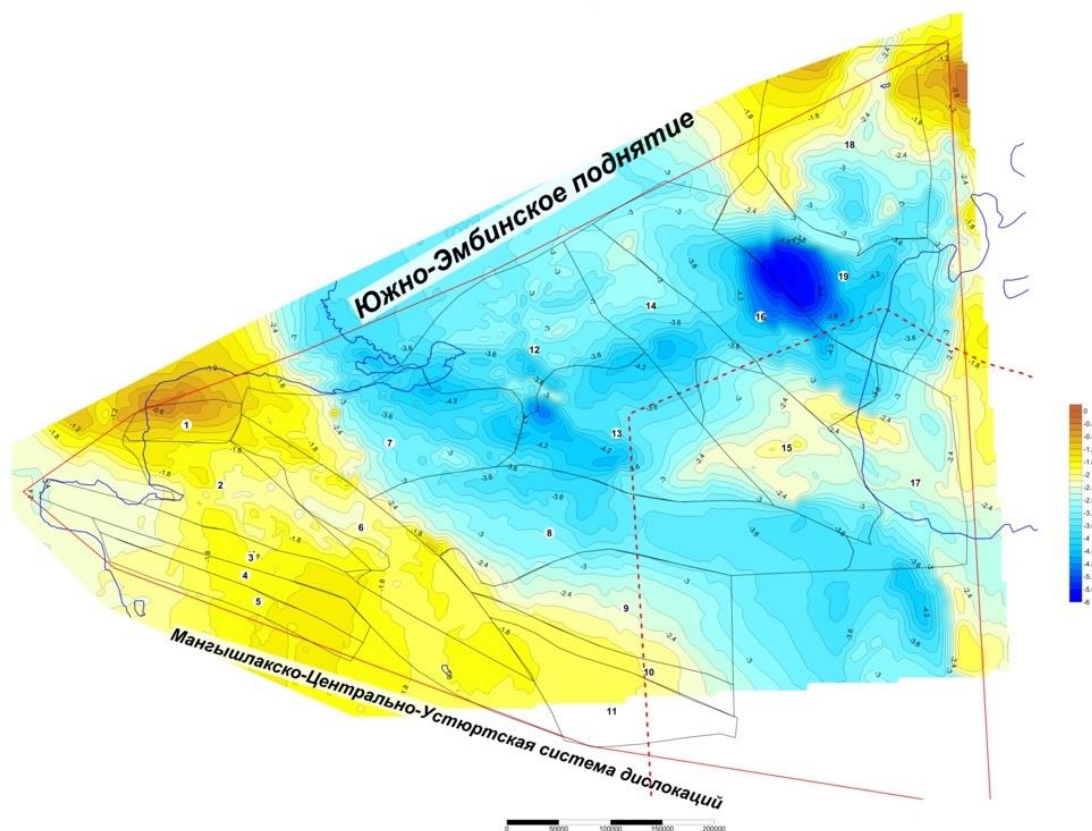


Рисунок 2.5 – Структурная карта подошвы юрских отложений

Условные обозначения на карте. Названия тектонических элементов: 1 – Бузачинское поднятие; 2 – Северо-Каратауская система; 3 – Тюбкараган- Каратауская мегантиклиналь; 4 – Чакырганский прогиб; 5 – Беке-Башкудукская мегантиклиналь; 6 – Кызан-Токубайское поднятие; 7 – Култукская впадина; 8 – Барсакельмесская впадина; 9 – Байчагырский выступ; 10 – Карабаурская мегантиклиналь; 11 – Центрально-Устьюртская система; 12 – Жайылганское поднятие; 13 – Самская впадина; 14 – Аманжол-Шелуранский выступ; 15 – Актумсукское поднятие; 16 – Косбулакская впадина; 17 – Арало-Кызылкумская система; 18 – Челкарская впадина; 19 – Аккуловский выступ.

Бузачинский свод. Выделяется в западном углу Северного Устьюрта и имеет продолжение в акваторию Каспийского моря.

На северо-западе Бузачинского свода кровля фундамента прослеживается на глубинах порядка 6-7 км, погружаясь до 8 км в южном и восточном направлениях (Рисунок 1.3).

В гипсометрически приподнятых участках этого свода фундамент слабо коррелируется с поверхностью палеозойских образований (0,2), тогда как в южном направлении этот коэффициент увеличивается до 0,6 (Рисунок 2.10).

Палеозойские комплексы пород здесь широко развиты. В своде Бузачинского поднятия поверхность палеозойских образований залегает на глубинах до 2,5 км и более, погружаясь до 6,5-7 км на южной и восточной периклиналях этого поднятия (Рисунок 2.4).

Подошва юрских отложений выделяется на глубинах до 0,6 км в северо-западной части Бузачинского свода, погружаясь к югу и востоку до 1,6 км (Рисунок 2.5). Диапазон глубин залегания подошвы меловых образований изменяется в пределах 0,6-1,2 км (Рисунок 2.6).

Наблюдается хорошая коррелируемость подошвы юрских и меловых отложений с поверхностью фундамента (0,6-0,7) (Рисунок 2.10).

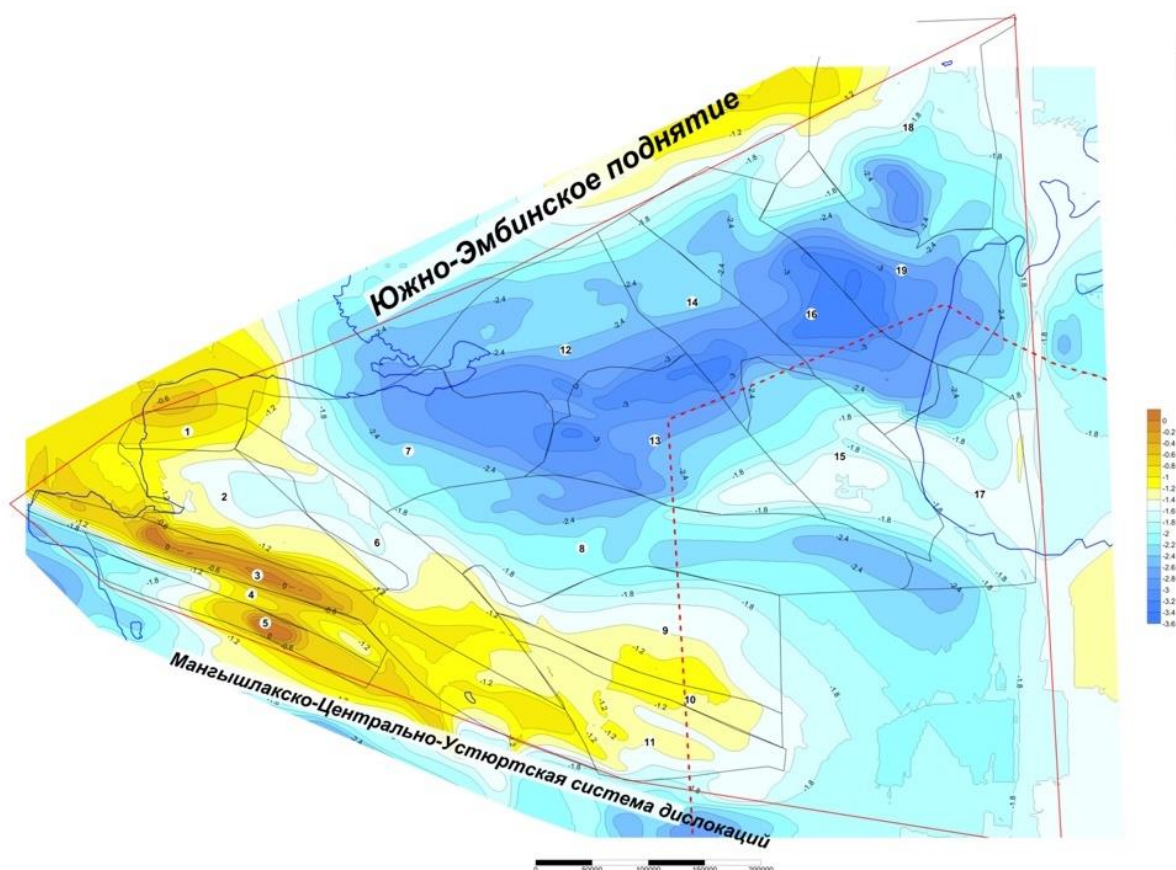


Рисунок 2.6 – Структурная карта подошвы меловых отложений

Условные обозначения на карте. Названия тектонических элементов: 1 – Бузачинское поднятие; 2 – Северо-Каратауская система; 3 – Тюбкараган- Каратауская мегантиклиналь; 4 – Чакырганский прогиб; 5 – Беке-Башкудукская мегантиклиналь; 6 – Кызан-Токубайское поднятие; 7 – Култукская впадина; 8 – Барсакельмесская впадина; 9 – Байчагырский выступ; 10 – Карабаурская мегантиклиналь; 11 – Центрально-Устьюртская система; 12 – Жайылганское поднятие; 13 – Самская впадина; 14 – Аманжол-Шелуранский выступ; 15 – Актумсукское поднятие; 16 – Косбулакская впадина; 17 – Арало-Кызылкумская система; 18 – Челкарская впадина; 19 – Аккуловский выступ.

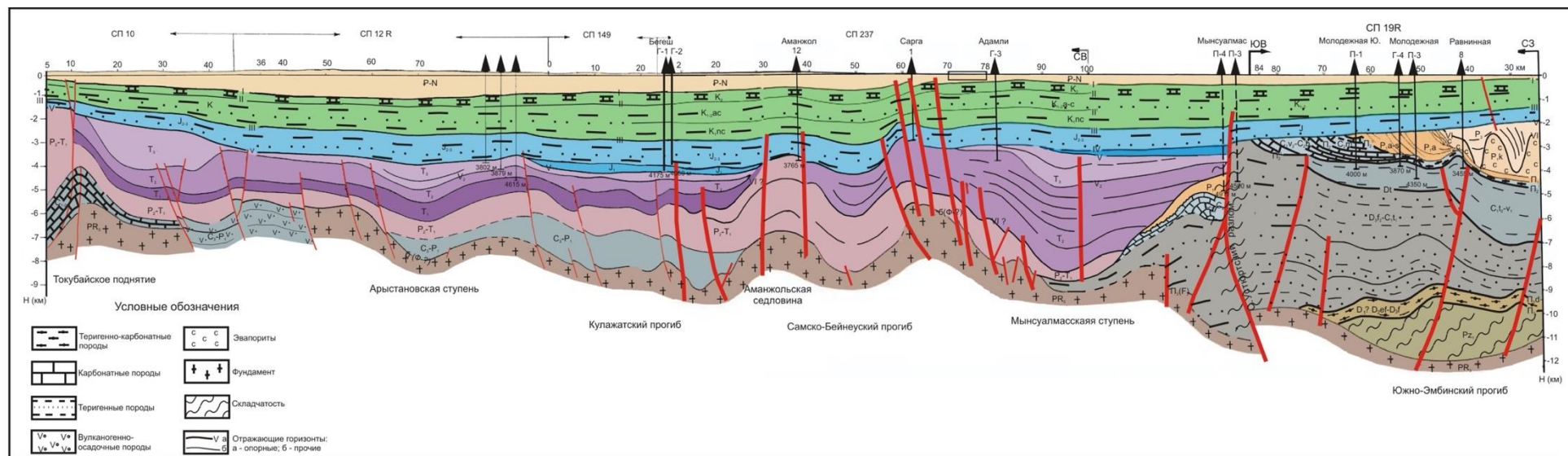


Рисунок 2.8 - Геологический разрез Северо-Устьюртской НГО [2]

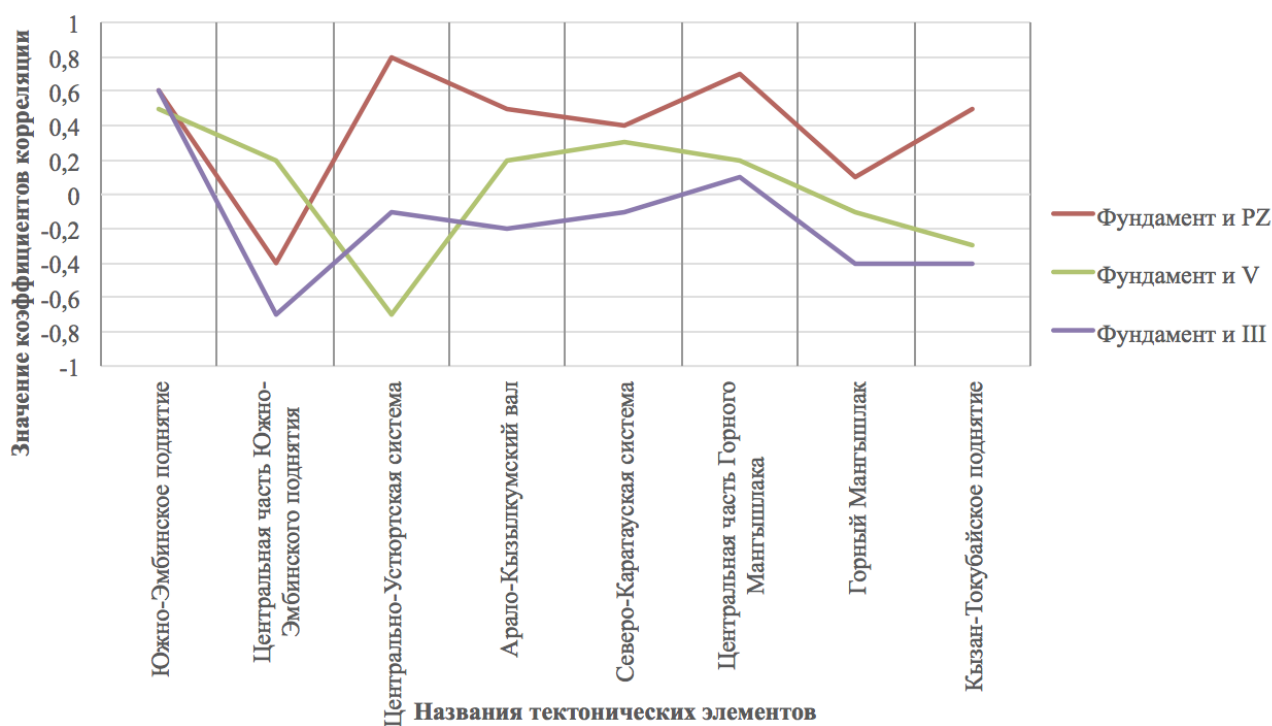


Рисунок 2.9 - График средних значений коэффициентов корреляции «мобильных углов» Северо-Устьюртского региона

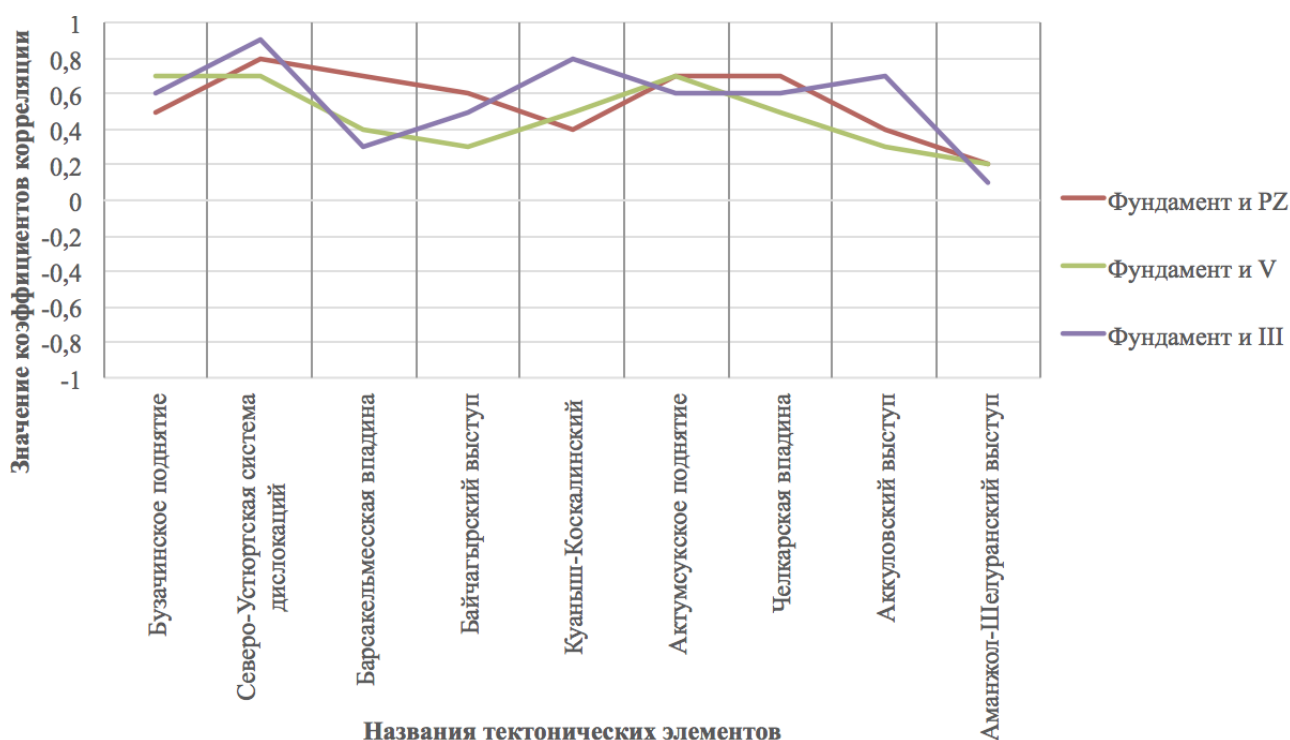


Рисунок 2.10 - График средних значений коэффициентов корреляции внутренних районов Северо-Устьюртского региона

Горный Мангышлак. Глубина залегания фундамента здесь повсеместно выдержана и принимает значения 6-7 км (включая Северо-Каратаусский и Чакрыганский прогибы). Поднятия Горного Мангышлака обособляются в форме

узких (порядка 20 км) и протяженных (до нескольких сот км) поднятий – мегантиклиналей [12].

Поверхность палеозоя Горного Мангышлака обособляется на глубинах 3-4,5 км и выше (Рисунок 2.4).

Коэффициенты корреляции фундамента и поверхности палеозоя принимают минимальные значения (от 0,1 до -0,6) на северо-западном и юго-восточном флангах. В центральной части Горного Мангышлака фундамент и поверхность палеозоя залегает конформно с высоким коэффициентом корреляции (до 0,8) (Рисунок 2.9).

В рельефе подошвы юрских отложений Горный Мангышлак обособляется в виде поднятия по абсолютным отметкам -1,6-2 км. Коэффициенты корреляции фундамента и подошвы юрских отложений распределяется аналогичным образом. Отсутствие корреляции этих границ наблюдается в северо-западной и юго-восточной частях (-0,3-0,1), тогда как на остальной территории Горного Мангышлака фиксируются их слабая корреляция (0,2-0,4) (Рисунок 2.9).

По подошве меловых отложений восточная часть Горного Мангышлака приподнята до 0 км, с погружением в северо-западном направлении до 2,0 км.

Подошва меловых образований залегает неконформно вышеописанным границам раздела и характеризуется отсутствием корреляции, значения которой достигают здесь экстремально высоких величин (до -0,9), что в свою очередь, дает основание предположить о значительной перестройке структурного плана на границе юры и мела.

Южно-Эмбинское поднятие. Разделяет Прикаспийскую впадину и Северо-Устьюртский массив и в виде узкой инверсионной структуры простирается в северо-восточном направлении [1].

В осевой части Южно-Эмбинского поднятия поверхность фундамента заглублена до 12-13 км, тогда как на северном и южном флангах этого поднятия воздымается до глубин 9-10 км и менее (Рисунок 1.3).

В рельефе поверхности палеозойских образований Южно-Эмбинское поднятие обособляется в виде крупного антиклинория с глубиной залегания поверхности палеозойского образования 1,5-4,5 км, на отдельных площадях воздымаясь до 0,5 км (Рисунок 2.4).

Поверхности фундамента и палеозойских отложений практически по всей территории Южно-Эмбинского поднятия залегают антиформно и не коррелируются между собой (-0,4 - 0,1) (Рисунок 2.9).

По глубине залегания подошвы юрских отложений Южно-Эмбинское поднятие условно можно разделить на три района. Наиболее прогнутое положение подошвы юрских образований зафиксировано в центральной части Южно-Эмбинского поднятия (3-3,2 км). Отсюда она воздымается до 0,6-2 км на его юго-западном фланге и до 1,2-1,6 км, соответственно на северо-восточном фланге (Рисунок 2.5).

Поверхность фундамента с подошвой юрских отложений коррелируется положительными значениями коэффициента (до 0,7), имея лишь в центральной части снижение этого коэффициента до 0,1, что свидетельствует об ослаблении

коррелируемости поверхности фундамента и подошвы юрских отложений (Рисунок 2.9).

Подошва меловых отложений имеет схожую картину по глубинам залегания. В юго-западной части Южно-Эмбинского поднятия она занимает гипсометрически приподнятое положение до 0,6 км (Рисунок 2.6). В северо – восточной части принимает промежуточное положение и в центральной части заглублена до 1,4-1,8 км (Рисунок 2.6).

Арало-Кызылкумский вал (система поднятий). По поверхности фундамента проявляет себя как крупный полигональный массив с глубиной залегания фундамента до 6 км (Рисунок 1.3).

В рельефе поверхности палеозоя на большей части своего простирания Арало-Кызылкумский вал проявляет себя как поднятие с нечетко выраженной линейной формой и глубиной погружения этой поверхности до 4,5-5 км (Рисунок 2.4).

Наблюдается уверенная корреляции между поверхностями фундамента и палеозоя (до 0,5-0,7), понижаясь до 0,1 в юго-восточной части этого вала (Рисунок 2.9).

Подошва юрских отложений залегает антиформно подстилающим отложениями и обладает трендом углубления в западном направлении от 1,8 до 3,4 км (Рисунок 2.5). Арало-Кызылкумский вал в рельефе этой поверхности приобретает четко выраженную линейную форму. Коэффициенты коррелируемости фундамента с подошвой юрских образований варьируют в диапазоне 0,1-0,6 (Рисунок 2.9).

Близкая тенденция проявляется в поведении поверхности меловых отложений Арало-Кызылкумского вала, которая также углубляется в западном направлении от 1,6 до 2,4 км [55].

Фундамент с подошвой меловых отложений практически не коррелируется (до -0,1-0,4). И только, на отдельных площадях на западном и восточном флангах Арало-Кызылкумского вала значения этого коэффициента увеличиваются до 0,5 (Рисунок 2.9).

Актумсукская система дислокаций и Куаныш-Коскалинский вал по поверхности фундамента обособляются на глубинах 5-7 км (Рисунок 1.3).

В рельефе поверхности палеозоя проявляют себя как поднятия [14] с гипсометрическими отметками глубин залегания в пределах 3,5-4 км. В центральной части Куаныш-Коскалинского вала установлено заглубление поверхности поверхности палеозойских образований до 5 км (Рисунок 2.4).

Коэффициент корреляции между поверхностями фундамента и палеозоя приобретает довольно высокие значения (до 0,6-0,8). В центральной части Куаныш-Коскалинского вала установлено снижение коррелируемости этих поверхностей раздела до 0,1 (Рисунок 2.10).

По подошве юры Актумсукский вал - это поднятие, обособляющееся в диапазоне глубин 2,2-2,6 км. Куаныш-Коскалинский вал отличается стабильными глубинами залегания подошва юрских отложений (от 2 до 2,4 км).

Между поверхностью фундамента и подошвой юрских отложений устанавливаются сильные корреляционные связи для Актумсукской системы дислокаций (до 0,7). На Куаныш-Коскалинском валу значения коэффициента корреляции снижаются до 0,5 (Рисунок 2.10).

По подошве меловых отложений Актумсукская система дислокации обособляется на глубинах 1,6-1,8 км [56], Куаныш-Коскалинский вал на 1,8-2 км [43]. Коэффициент корреляции достигают экстремально высоких значений 0,7-0,8 (Рисунок 2.10).

Челкарский прогиб. Обособляется на северо-восточном фланге Северо-Устьуртского региона. Борты этого прогиба осложнены поднятиями, группами структур, структурными террасами, антиклиналями и брахиантиклиналями [11].

На большей части прогиба глубина залегания фундамента установлена в диапазоне 2-3 км. В прогибе выделяются две мульды Кургантузская и Аррадунгская. Кургантузская мульда имеет простое строение и глубину залегания фундамента до 4 км. Аррадунгская - характеризуется сложным внутренним строением. Поверхность фундамента погружена здесь до глубины 6 км [11].

По поверхности палеозоя Челкарский прогиб обособляется по изогипсе - 1,5-2 км. В Аррадунгской мульде установлена его заглупление до 5 км. В Кургантузской мульде до 3,5 км (Рисунок 2.4).

Фундамент и поверхность палеозоя в Челкарском прогибе залегает конформно с высоким коэффициентом корреляции (0,6-0,8).

В рельефе подошвы юрских отложений в бортовых зонах Челкарского прогиба искомая поверхность выделяется на глубинах 1-1,4 км [53]. В депоцентрах этого прогиба она углубляется до 4,0 км в Аррадунгской мульде и до 2,4-2,6 км Кургантузской мульде [48].

Коррелируемость фундамента с подошвой юрских образований в Челкарском прогибе снижается до 0,4-0,7.

Подошва меловых отложений Челкарского прогиба обособляется на глубинах 0,8-1,2 км (Рисунок 2.6). Заглубляясь до 2,8 км в Аррадунгской мульде. Отмечается высокая коррелируемость подошвы меловых отложений и фундамента (0,6 - 0,8).

Барсакельмесский прогиб. По поверхности фундамента представляет собой сложно - построенную асимметричную структуру с крутым северным и северо-восточным (8-9 км) и пологим юго-западным (6-7 км) бортами [2; 39].

По поверхности палеозоя наблюдается тренд заглупления в северном направлении от 4 до 6,5 км (Рисунок 2.4). Коэффициенты корреляции достигают экстремально высоких значений 0,8-0,9 (Рисунок 2.10).

В рельефе подошвы юрских отложений большая часть Барсакельмесского прогиба обособляется в виде депрессии, ориентированной в северо - восточном (3-3,6 км) направлении, тогда как в западной, бортовой части наблюдается воздымание подошвы юрских отложений (2,4 км).

На большей части Барсакельмесского прогиба фиксируются высокие значения коэффициентов корреляции фундамента и подошвы юрских отложений

(0,6-0,8). Исключение представляют его западная и юго-восточная части, где эти границы не коррелируются (коэффициенты корреляции снижаются до -0,4-0,1) (Рисунок 2.10).

Тренд заглабления в северо-восточном направлении наблюдается и по подошве меловых отложений (1,8-2,4 км) [23]. Значения коэффициента корреляции между фундаментом и подошвой мела во внутренних районах прогиба достигают здесь экстремально высоких величин (до 0,8-0,9), понижаясь до -0,2, в западной и юго-восточной частях (Рисунок 2.10).

Байчагыр-Яркимбайский свод. Крупный положительный элемент, ограничивающий Барсакельмесский прогиб с запада и обладающий массивной конфигурацией и незначительным развитием структурных осложнений в осадочном чехле [57].

На большей части этого свода поверхность фундамента погружается к северу от 4 до 6 км (Рисунок 1.3).

В рельефе поверхности палеозойских образований Байчагыр-Яркимбайский свод обособляется на глубинах 3-3,5 км (Рисунок 2.4).

Поверхности фундамента и палеозойских отложений практически по всей территории этого свода залегают конформно и хорошо коррелируются между собой со значениями коэффициентов корреляции 0,6-0,8 (Рисунок 2.10).

Подошва юрских отложений Байчагыр-Яркимбайского свода воздымается в северо- восточном направлении от 2,2 до 3,0 км (Рисунок 2.5).

Установлена высокая коррелируемость фундамента с подошвой юрских отложений (до 0,7-0,8). И, только, в западной части Байчагыр-Яркимбайского свода наблюдается снижение коррелируемости этих поверхностей до 0,1.

Подошва меловых отложений имеет схожий тренд коррелируемости с поверхностью фундамента. В юго-западной части Байчагыр-Яркимбайского свода она занимает гипсометрически приподнятое положение (до 1,2 км), в северо – восточной части заглаблена до 1,8 км. Коэффициент корреляции здесь приобретает высокие значения (до 0,6-0,8) и только, на северо-восточном фланге этого свода значения этого коэффициента снижаются до -0,1 (Рисунок 2.10).

Северо-Устюртская система прогибов образована Самским и Косбулакским прогибами и Култукской впадиной. Эта система прогибов характеризуется глубоким погружением фундамента (до 10-12 км и более) [57].

К югу, по сложной системе крупноамплитудных разломов, поверхность фундамента резко воздымается до глубин 7-8 км в Кызан-Токубайском поднятии и до 6-7 км Актумсукской системе дислокаций (Рисунок 1.3).

К северу в рельефе поверхности фундамента этой системы прогибов отсутствует физическая граница с Южно-Эмбенским поднятием (12-13 км).

В рельефе поверхности палеозойских отложений Косбулакский и Самский прогибы обособляются на глубинах 5,5-6,5 км и 6,5-7,5 км, соответственно, и Култукской впадине до 7-8 км (Рисунок 2.4).

В Северо-Устюртской системе прогибов наблюдаются высокие значения коэффициента корреляции поверхности фундамента и палеозоя (до 0,8), который снижается к границе с Южно-Эмбинским поднятием до 0,1 (Рисунок 2.10).

Подошва юрских отложений на большей части Северо-Устьюртской системы прогибов обособляются на глубинах 3,6-4,2 км (Рисунок 2.5). Коэффициент корреляции между поверхностью фундамента и подошвой юрских отложений приобретают высокие значения (до 0,7), в некоторых местах достигая максимума (0,9).

В рельефе подошвы меловых отложений эта система прогибов обособляется на глубинах 1,8-3 км (Рисунок 2.6). Наблюдаются высокие значения коэффициентов корреляции до 0,8-0,9 (Рисунок 2.10).

Заключение

Проведенные исследования по выявлению корреляционных связей структурных элементов в пределах крупных геоструктур Северо-Устьюртского региона дают основания для формулирования следующих выводов:

В линейно-вытянутых подвижных системах и мобильных углах коррелируемость поверхности фундамента и палеозойских образований, подошвы юрских и меловых отложений проявляется слабо, либо не проявляется вовсе. Здесь, эти границы раздела зачастую залегают антиформно.

К примеру, Арало-Кызылкумская система поднятий в структуре поверхностей фундамента и палеозоя проявляет себя как вал, тогда как в строении юрских и меловых комплексов пород обособляется как погруженная депрессия.

Южно-Эмбенское поднятие в структуре отложений верхнего палеозоя и мезозоя-кайнозоя представляет собой вал, тогда как в рельефе поверхности фундамента проявляет себя как глубокий прогиб.

Конформное залегание поверхности фундамента и палеозоя и подошвы юрских отложений в виде выступов выявлено в Центрально-Устьюртской системе дислокаций, центральной части Горного Мангышлака [20-23]. Подошва меловых отложений не коррелируется или слабо коррелируется с вышеописанными границами раздела.

Исключение составляют Бузачинский выступ, Актумсукское поднятие, Куаныш-Коскалинский вал и Байчагыр-Яркимбайский свод, характеризующиеся экстремально высокими значениями коэффициентов корреляции, проявляют себя как крупные положительные структуры по всем анализируемым границам раздела.

Во внутренних районах Северо-Устьюртского региона (Северо-Устьюртская система прогибов, Челкарская и Барсакельмесская депрессии), характеризуются длительным и унаследованным прогибанием в фанерозое, наблюдаются прогнутое положение поверхности фундамента и палеозоя, подошвы юры и мела с высокими значениями коэффициента корреляции.

3 История геологического развития Северо-Устьюртского региона

3.1 История геологического развития в палеозойское время

В геологическом строении Северо-Устьюртского региона принимают участие шесть структурно-формационных комплекса, разделенные угловыми и стратиграфическими несогласиями – это докембрийский (фундамент), палеозойский, пермско-триасовый, юрский, меловой и неоген-четвертичный.

По строению и истории формирования нижних трех комплексов имеются различные точки зрения, что связано с дефицитом геолого-геофизических данных.

Изучением истории геологического развития, составлением схем и атласов фациально-палеогеографических обстановок в разные годы занимались разные исследователи [13; 43; 54; 58-74].

Обобщая сведения в публикациях этих авторов, с привлечением данных сейсморазведки МОГТ, глубокого бурения, грави- и магниторазведки представлены результаты анализа палеозойской истории геологического развития Северо-Устьюртского региона.

Допалеозойское время

С позднего докембрия согласно представлениям [43; 48; 53-54; 63; 66-71] Северный Устьюрт в составе единого Скифско-Туранского кристаллического блока земной коры входил в состав Восточно-Европейской платформы.

На протяжении всего фанерозоя Северо-Устьюртский блок развивался как перикратонная часть Восточно-Европейского, а затем (с перми) Евразийского континентов [43].

К востоку от него существовал Казахстанский континент, возникший в раннем палеозое (ордовик – силур) на месте континентальных докембрийских блоков и нижнепалеозойских островных дуг [54].

Палеозойское время

Ордовик

В соответствии с палеогеографическими реконструкциями, выполненными в работе [63], на протяжении большей части ордовика в Северо-Устьюртском бассейне седиментации аккумуляровались комплексы пород внутреннего шельфа. С востока этот шельф был обрамлен образованиями островодужного комплекса размещавшихся в пределах Аккуловского выступа, Челкарского прогиба, Мугоджар и далее к северу в направлении Урала.

К югу от оси Центрально-Устьюртская система дислокаций – Горный Мангышлак размещалась области континентального осадконакопления (Рисунок 3.1).

Уместным было бы отметить, что графический материал заимствован из «Атласа литолого-палеогеографических, структурных, палинспастических и геоэкологических карт Центральной Евразии» (под редакцией Быкадорова В.А., Воложа Ю.А., Али-Заде А., Федоренко О.А., Милетенко Н.В., 2002 г.) [62].

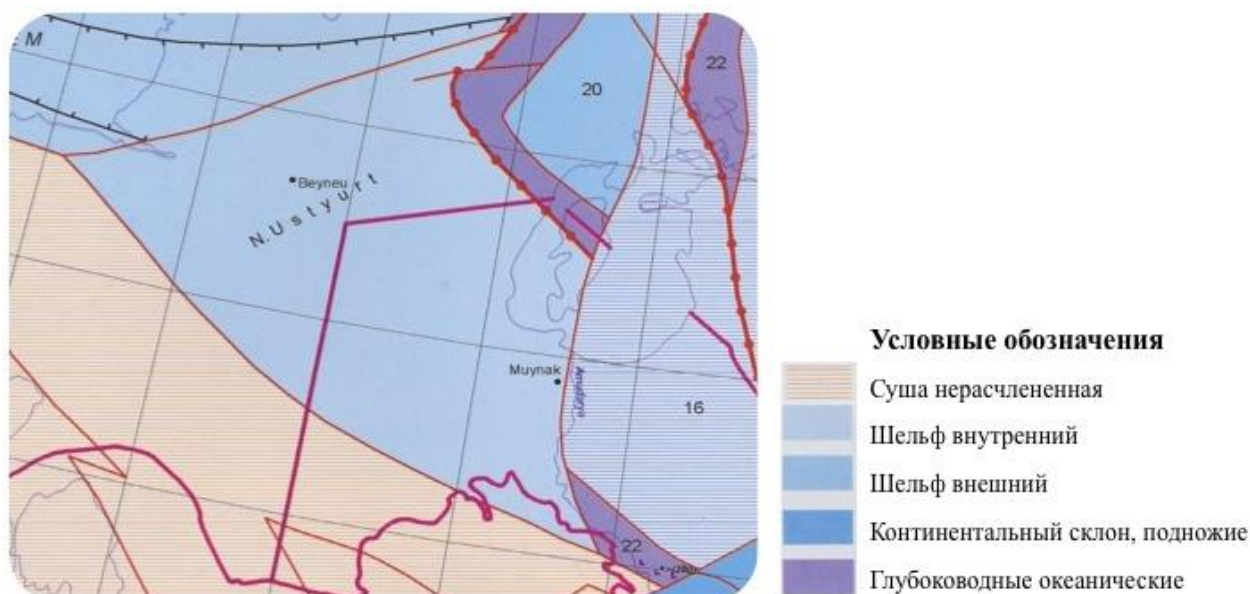


Рисунок 3.1 – Фациально-палеогеографическая ситуация позднего ордовика по данным [62]

Силур

Предположительно, отложения силур- и ниже-среднедевонского возраста вскрыты на Актумсукской системе дислокаций, Центрально-Устюртской зоне поднятий и на ряде площадей Куаныш-Коскалинского вала [13; 64-65]. Это темно-серые и зеленовато-серые, рассланцованные алевролиты и песчаники, хлорит-мусковитные, слюдисто-кварцевые сланцы; граниты и гранодиориты; туфы, диабазовые и трахиандезитовые порфириты. Местами в составе этих отложений появляются конгломераты и известняки сильно измененные и метаморфизованные, относящиеся к породам фундамента [66].

В силуре и девоне развитие Северо-Устюртского бассейна седиментации предопределили коллизионные процессы на северной периферии палеоокеана Тетис [67].

В силуре практически всю территорию Северо-Устюртского бассейна седиментации и Горного Мангышлака занимала область шельфа.

В пределах Южно-Эмбинского прогиба происходило развитие глубоководной впадины внутриконтинентальных и окраинных морей (Рисунок 3.2). В пределах Аккуловского выступа, Челкарского прогиба и Мугоджар. унаследованно с ордовике развивался внешний шельф.

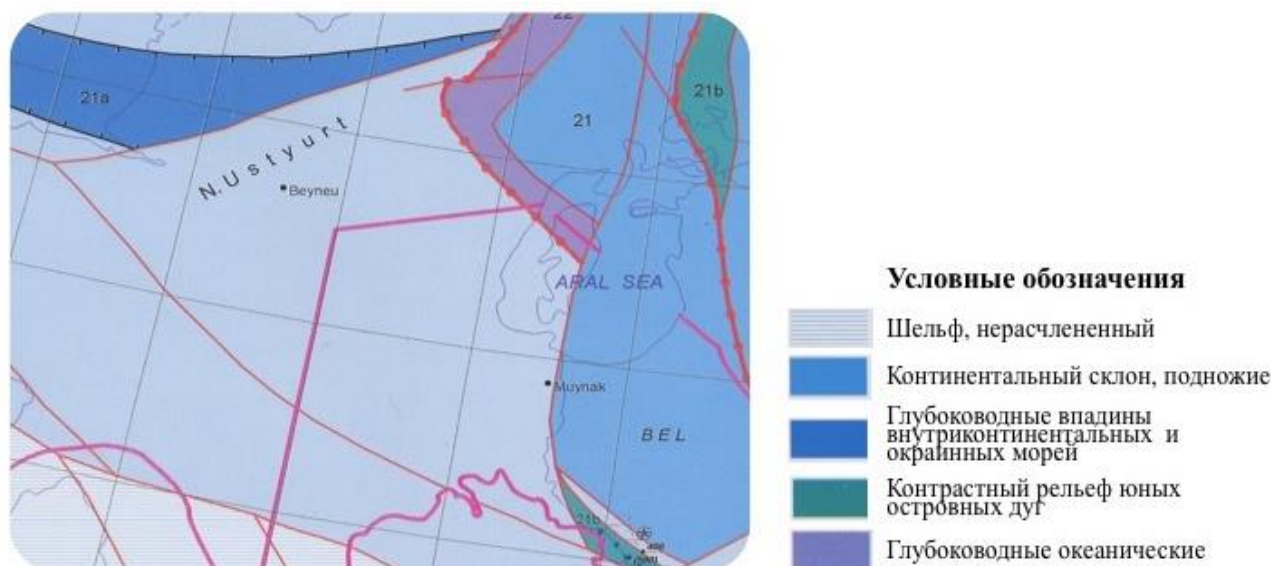


Рисунок 3.2 – Фациально-палеогеографическая ситуация позднего силура по данным [62]

Девон

Можно полагать, что в девонское время на территории Северного и Центрального Устюрта господствовали морские условия осадконакопления, что подтверждается мраморфизованными известняками и доломитами, в нижних горизонтах которых встречается пачка песчаников и конгломератов (площадь Кохбахты).

В фамене - раннем визе в приграничных районах Устюрта и Прикаспия существовал прогиб, формирование которого связано с древним разломом вдоль Южно-Эмбинского поднятия (Рисунок 3.3).



Рисунок 3.3 – Фациально-палеогеографическая ситуация раннего -среднего девона (эйфель) по данным [62]

По палинспастическим реконструкциям в этот период развития Северный Устюрт вместе с Восточной Европой находился вблизи экватора и был развернут на 90° на запад по отношению к современному положению [67].

По периметру Северный Устюрт окружали относительно глубоководные Прикаспийский и Мангышлакский внутриконтинентальные бассейны, океанические бассейны Уральский и Палеотетис (Рисунок 3.4) [68-69].



Рисунок 3.4 - Фациально-палеогеографическая ситуация позднего девона (фамен) по данным [62]

Границы Северного Устюрта с океаническими бассейнами были пассивными. Субдукция шла под Казахстанский континент.

Карбон

Карбон представлен широким диапазоном образований, среди которых преимущественное развитие получили морские карбонатные и глинистые образования. Песчано-алевритовые и эффузивные породы играют подчиненную роль.

Карбонатные разрезы получили развитие на Куаныш-Коскалинском валу (площади Каракудук, Южный Кошкаир и Байтерек), в Ассакеауданском прогибе (площадь Кубла –Ассакеаудан).

Вулканогенно-карбонатно-терригенные породы разбурены на площадях Байтерек, Сарытекиз, Куаныш, Тулей, Кибир, Аджибай.

Терригенный разрез вскрыт на площади Шахпахты.

К началу карбона территория Северного Устюрта начинает погружаться как крупная зона с близким режимом прогибания, где происходило накопление карбонатов, меньше - алевролитов, песчаников, глин с тонкими прослоями эффузивных пород (Рисунок 3.5).

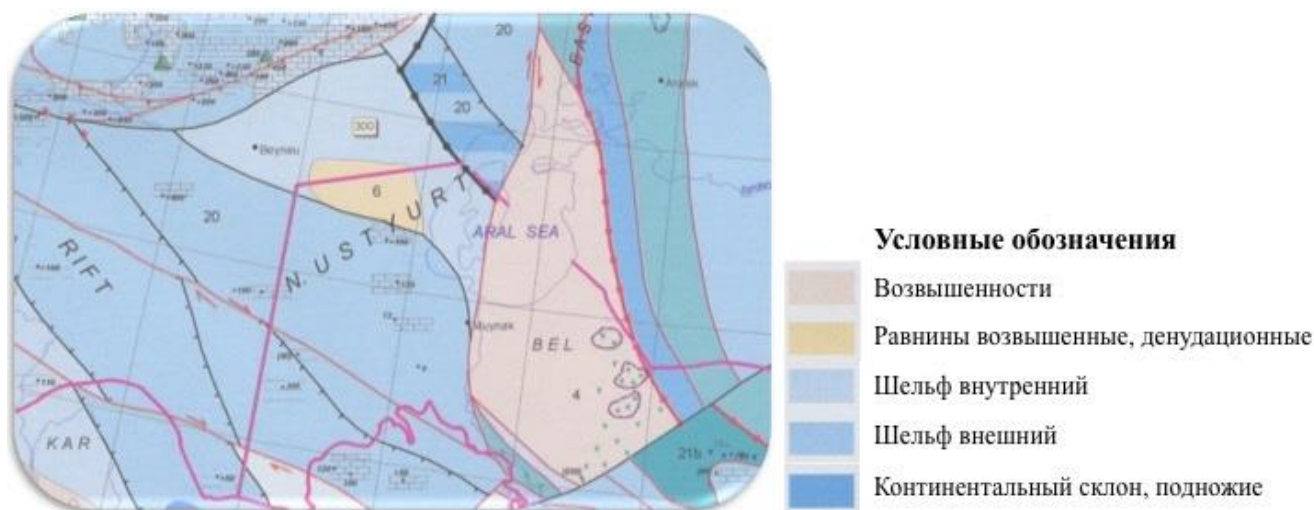


Рисунок 3.5 - Фациально-палеогеографическая ситуация раннего карбона по данным [62]

В раннем и среднем карбоне (местами вплоть до ранней перми) в осадочных бассейнах Северо-Устьуртского региона сформировались морские терригенно-карбонатные отложения мощностью до 2 км (Рисунки 3.5 и 3.6).

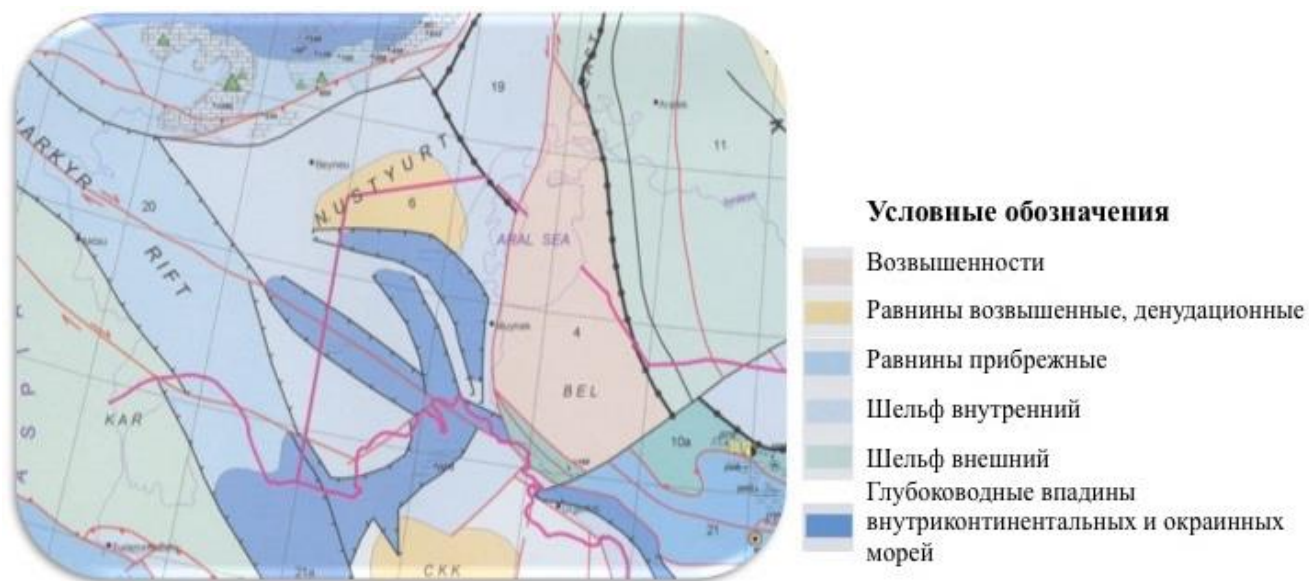


Рисунок 3.6 - Фациально-палеогеографическая ситуация среднего карбона по данным [62]

В позднем карбоне-ранней перми, вероятно, шельфовые условия с накоплением карбонатов сохранились только в северной части региона исследований, где в Южно-Эмбинском палеопрогibe продолжали накапливаться известняки.

На остальной части Северо-Устьуртского региона геодинамическая обстановка изменилась. Восточно-Европейский континент с Северным Устьуртом продвинулись на север на 8° . Собственно Северный Устьурт развернулся по часовой стрелке примерно на $40-45^\circ$ [70].

В результате произошло закрытие океанических бассейнов и столкновение (коллизия) с казахстанским континентом. Коллизия привела к формированию на юго-востоке Северного Устюрта орогенных систем с накоплением вулканогенно-осадочных морских и континентальных (на островах) пород с вулканитами разного состава (скважины Сарытекиз, Байтерек, Кушата, Ирдалы).

В артинско-позднепермское время эти отложения во многих местах Северо-Устюртского региона полностью или частично уничтожила эрозия.

Пермь

В конце каменноугольного периода или начале ранней перми произошла активизация тектонической деятельности земной коры, приведшая контрастным движениям блоков фундамента и образованию значительных поднятий и прогибов (грабенов).

На юге Северного Устюрта возникла гористая суша, с которой обломочный материал поступал в морской бассейн Северного Устюрта (артинское время).

Инверсия тектонического режима на юге Северного Устюрта связана с закрытием и воздыманием Донецко-Туаркырского рифта [70].

С кунгурского времени вся территория Северного Устюрта становится ареной континентального осадконакопления (Рисунок 3.7).

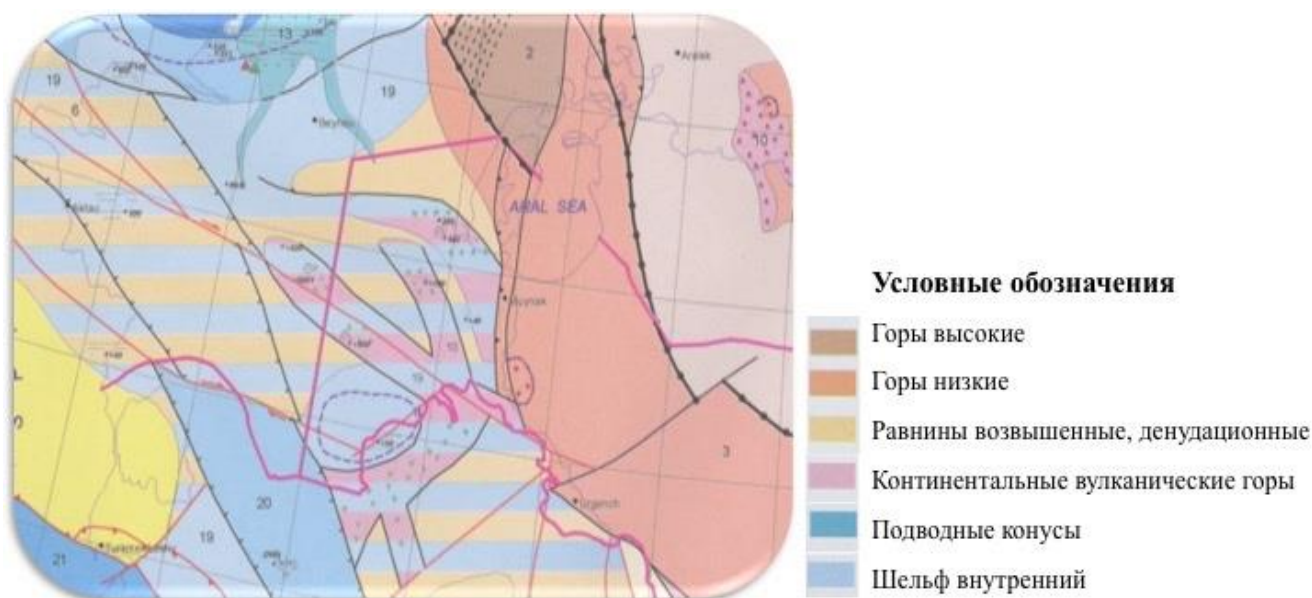


Рисунок 3.7 - Фациально-палеогеографическая ситуация ранней перми по данным [62]

В поздней перми и триасе постколлизийные процессы порождают интенсивные сбросо-сдвиги (Арало-Кызылумский, Северо-Устюртский и Эмбинский, Центрально-Устюртский, Каратауский, Такубайский и др.) и общее погружение Северного Устюрта при одновременном воздымании Южно-Эмбинского, Центрально-Устюртского и Казахстанского блоков.

Интенсивность погружения отдельных блоков Северного Устюрта была разной. В Косбулакском, Самском, Култуковском прогибах она достигала 3-5 км,

на поднятиях и ступенях 1-3 км. Осадконакопление происходило в континентальных озерно-аллювиальных и озерно-болотных условиях [71-73].

Морской мелководный бассейн находился западнее Северного-Устьярта.

В начале поздней перми эти грабены стали заполняться грубообломочным материалом, сносимым с близрасположенных возвышенностей.

Судя по современным останцам верхнепермских отложений, в пределах Южного Мангышлака существовали грабены, из которых наиболее крупными были Центрально-Мангышлакский, Беке-Башкудукский, Темирбабинский [58; 74].

По мере заполнения указанных депрессий грубообломочной красноцветной молассой, снижением базиса эрозии горных рек, бассейн седиментации расширялся и на обширной территории Северного Устьярта в обстановке мелководно-морского бассейна, в условиях сухого и жаркого климата начинают отлагаться песчано-глинистые осадки.

Оживление тектонических движений в конце перми привело к расчленению рельефа на отдельные блоки и последующему размыву приподнятых участков земной.

В результате этих подвижек на значительной территории Мангышлака и Устьярта верхнепермские отложения были размывы и сохранились лишь в наиболее погруженных (Центрально-Мангышлакский, Северо-Бузачинский и другие) или не испытывавших поднятия участках (Оймашинский блок).

В этот период развития интенсивные сдвиговые движения вдоль Южно-Эмбинского прогиба привели здесь к довольно интенсивной складчатости, воздыманию одноименного поднятия и резкому погружению Северного Устьярта.

Выводы

- Обособление Северо-Устьяртского бассейна седиментации предположительно произошло в раннем ордовике. На протяжении большей части ордовика и силура здесь аккумуляровались осадочные комплексы пород сначала внутреннего, а затем внешнего шельфа.

- На востоке Северо-Устьяртского бассейна седиментации образовалась островная дуга, размещавшаяся на месте Аккуловского выступа, Челкарского прогиба, Мугоджар и далее к северу в направлении Урала.

- К югу от оси Центрально-Устьяртская система дислокаций – Горный Мангышлак располагались области континентального осадконакопления. В пределах Южно-Эмбинского прогиба происходило развитие глубоководной впадины внутриконтинентальных и окраинных морей.

- В девоне в Северо-Устьяртом бассейне седиментации господствовали морские условия осадконакопления.

- В фане-раннем виле по периметру Северо - Устьяртского региона произошло заложение рифтов (на месте Южно-Эмбинского поднятия, Горного Мангышлака и Центрально-Устьяртской системы дислокаций) формирование которых связано с древними разломами.

- На протяжении большей части карбона и ранней перми Северо-Устьюртский регион начинает погружаться как крупная зона с близким режимом прогибания, где сформировались морские терригенно-карбонатные отложения (с тонкими прослоями эффузивных пород).
- В конце каменноугольного периода или начале ранней перми произошла активизация тектонической деятельности земной коры, приведшая к образованию значительных крупных поднятий и прогибов (грабен). На юге Северного Устьюрта возникла гористая суша, с которой обломочный материал поступал в морской бассейн Северного Устьюрта (артинское время).
- С кунгурского времени вся территория Северного Устьюрта становится ареной континентального осадконакопления.
- В поздней перми и триасе постколлизийные процессы порождают интенсивные сбросо-сдвиги и общее погружение Северного Устьюрта.
- В складчатом обрамлении Северо-Устьюртского региона происходили интенсивные процессы воздымания Южно-Эмбинского, Горно-Мангышлакского, Бузачинского, Центрально-Устьюртского и Казахстанского блоков. Отсюда прилегающие районы Северо-Устьюртского региона сносились грубообломочный материал.
- По мере заполнения указанных депрессий грубообломочной красноцветной молассой, снижением базиса эрозии горных рек, бассейн седиментации расширялся и на обширной территории Северного Устьюрта в обстановке мелководно-морского бассейна, в условиях сухого и жаркого климата начинают отлагаться песчано-глинистые осадки.

3.2 Геологическое развитие в триасе

В строении Северо-Устьюртского региона принимают участие шесть структурно-формационных комплексов пород, разделенные угловыми и стратиграфическими несогласиями – это докембрийский (фундамент), палеозойский, пермско-триасовый, юрский, меловой и неоген-четвертичный.

По строению и истории формирования нижних трех комплексов пород имеются различные суждения и точки зрения, что связано с дефицитом геолого-геофизических данных.

В частности, для доюрского времени изучением истории геологического развития, составлением схем и атласов фациально-палеогеографических обстановок в разные годы занимались разные исследователи [62].

Обобщая сведения в публикациях авторов, с привлечением данных сейсморазведки МОГТ, глубокого бурения, грави- и магниторазведки представлены результаты анализа истории геологического развития Северо-Устьюртского региона в триасе, имеющей большое значение для понимания нефтегазоматеринского потенциала сингенетичных отложений этого возраста, возможностей формирования пород-коллекторов и пород-покрышек.

Ранний триас

Территория Северо-Устьюртского региона в начале индского века представляла собой слабо наклоненную на запад и юг аккумулятивную низменную равнину, расчлененную эрозионно-тектоническими процессами на вытянутые в субширотном направлении плоские увалы и понижения [75].

Впоследствии, по мере выравнивания эрозионно-тектонического рельефа, в мелководно-морских условиях, при жарком и сухом климате происходило накопление мощной толщи монотонных красноцветных, часто тонко-дисперсных глин.

К югу от Северо-Устьюртского региона, в пределах современного Горного Мангышлака в начале триаса накапливались красноцветные глины, алевролиты, пески в обстановке мелководного, часто пересыхающего морского бассейна и прибрежной части шельфа [76].

По мере опускания этой палеогеографической области с юга и юго-запада начинают постепенно поступать морские воды. Осадконакопление происходило преимущественно в субаквальных условиях, в то время как окружающие участки седиментационного бассейна время от времени испытывали осушение (Рисунок 3.8).

Влияние морских вод сказалось на характере осадконакопления. В породах отмечается тонкая горизонтальная слоистость, иногда нарушенная ходами илоедов или следами взмучиваний. Окрас пород закономерно изменяется от интенсивно красноцветных к пестроцветным, затем зеленовато-серым и серым вверх по разрезу [77].

Породы индского яруса характеризуются низкими содержаниями органического углерода, высоким процентом обломочного железа (45-85% от валового железа), резким преобладанием оксидного железа над закисным, что, наряду с красноцветностью пород, свидетельствует накоплении осадков в условиях сухого, жаркого климата в преимущественно окислительной геохимической обстановке [79-80].

К концу инда мелководно-морской бассейн и лагуна Северо-Устьюртского бассейна седиментации с юга, запада, севера (соответственно Ассакеауданская депрессия, Бузачинский свод, Самско-Култуковская депрессия с переходом в Прикаспийскую впадину), юго-востока (Приаральская впадина, вплоть возвышенностей Центральных Кызылкумов) были обрамлены низменными аккумулятивными равнинами, в пределы которых временами, в периоды высоких эвстатических колебаний уровня моря, проникали морские воды [75].

Отложения данной фациально-палеогеографической области представлены чередованием красноцветных аргиллитов, алевролитов и песчаников, причем доля последних здесь заметно возрастает. В верхней части разреза этого комплекса иногда появляются прослой мергелей или сильно карбонатных пород.

Мощности осадков аккумулятивной равнины колеблются в широких пределах. В Ассакеауданской депрессии - составляют более 100 м, в Самско-Култуковской депрессии – увеличены до 400-500 м. В Арстановской зоне поднятий накопилось от 20-40 м песчано-глинистых красноцветных осадков. В восточном направлении их мощность увеличивается до 100-160 м [16].

Для Северного Устюрта терригенные породы привносились с горных кражей Южного Урала, а более тонкий материал поставляло, видимо, Южно-Эмбенская возвышенность. В Горном Мангышлаке активно накапливался терригенные осадки, сносимые с Карабогазской холмистой равнины.

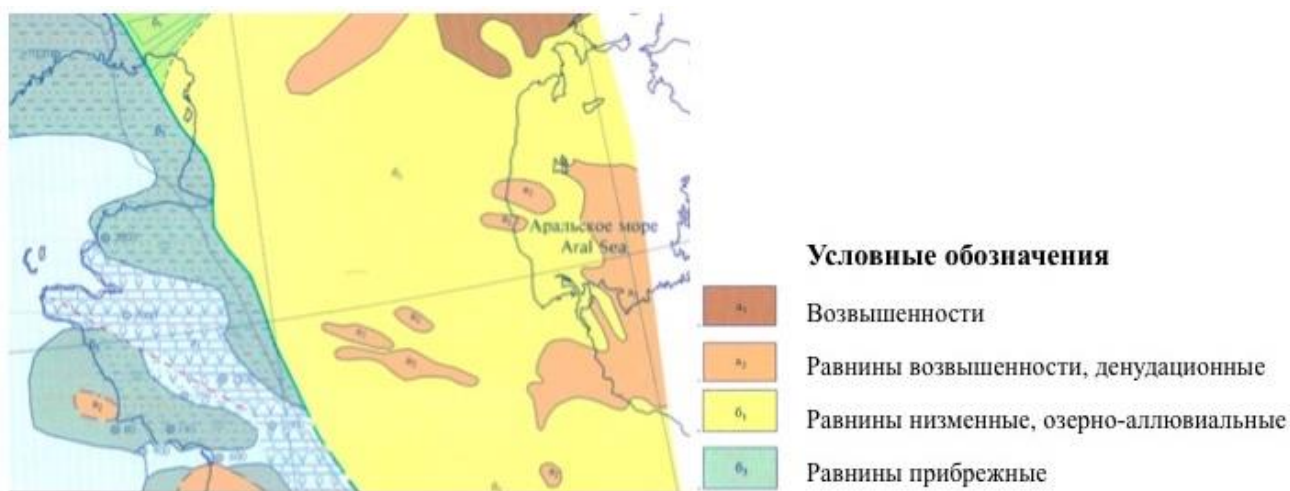


Рисунок 3.8 - Ранний триас по данным [78]

В конце индского века, благодаря более интенсивному прогибанию здесь сформировалась лагуна, заливаемая морем в периоды эвстатических колебаний уровня моря и максимальных приливов.

Можно предположить, что в Северо-Устюртском регионе к концу индского века благодаря морской трансгрессии сухой и жаркий климат становится более влажным.

Заметный расцвет органической жизни (планктон, водоросли) способствовал созданию более восстановительной обстановки в иловых водах [81]. Возникали условия, благоприятные для садки карбонатов или формирования мергелистых пород.

Наличие прослоев сероцветных пород, связанной с восстановительными условиями седиментации, указывает на смену сухого климата кратковременными относительно более влажными периодами, особенно к концу индского века связанное трансгрессией моря из Тетиса [82].

В целом, границы индского седиментационного бассейна наиболее четко очерчиваются по Южно-Эмбинскому Арало-Кызылкумскому и Центрально-Устюртскому поднятиям (Рисунок 3.8).

После непродолжительного перерыва в осадконакоплении и оживления тектонической деятельности, приведшей к некоторой структурной перестройке бассейна седиментации, началось накопление морских, прибрежно-морских и континентальных отложений **оленекского яруса**.

Трансгрессия из области Тетис захватила западную часть Северо – Устюртского бассейна седиментации, включая Бузачинский свод. практически весь Мангышлак. На границе с глубоководными зонами, по-видимому, могли формироваться баровые песчаники.

На Северном Устюрте размещалась низменная аккумулятивная равнина, где в типично континентальных аллювиально-озерных условиях накапливались в основном терригенные осадки – пестроцветные аргиллиты, алевролиты и песчаники.

На западе Северного Устюрта преобладающее развитие получили темно-коричневые, темно-серые иногда с фиолетовым оттенком аргиллиты (бузачинская свита) с редкими прослоями алевролитов и мелкозернистых песчаников. В породах встречаются остатки остракод, чешуи рыб, харофиты [81].

Территорию Горного Мангышлака, Чакырганского прогиба, Беке-Башкудукского вала занимало относительно глубоководное море (глубокая часть шельфа) с накоплением преимущественно тонкоотмученных глин с маломощными прослоями алевроитов, песков и пелитоморфных карбонатных илов [71].

В конце накопления пород оленекского яруса активизировались процессы кислого наземного вулканизма. Происходила садка терригенных или карбонатных пород с многочисленными прослоями пестрокрашенных туфов и туфогенных отложений.

О климате оленекского века можно судить по составу растительных сообществ, полученных на основании спорово-пыльцевых компонентов, и цвету осадков оленекского яруса.

По данным Виноградовой К.В. [81], в начале оленекского времени климат был сухой, жаркий. К концу века – сменился на умеренно влажный, теплый.

Состав глинистых минералов, характеризуется ростом монтмориллонита и смешаннослойных. Значительное сокращение содержания каолинита и гидрослюда свидетельствует о щелочных условиях осадконакопления.

Заметная гумидизация климата отразилась, видимо, и на увеличении роли химического выветривания в областях сноса, на что указывает улучшение сортировки материала и упорядоченный характер распределения химических элементов по петрографическому профилю [83].

Средний триас

Среднетриасовая эпоха характеризуется максимумом трансгрессии. В ее начальной фазе сформировалась мощная толща терригенных и карбонатных пород, которая на западе Северо-Устюртского региона сменилась формированием органогенно-детритовых, хемогенных известняков и, наконец, черными битуминозными относительно глубоководными глинами [84-85].

Непрекращавшаяся наземная и, возможно, подводная вулканическая деятельность, связанная с триасовым магматизмом, обогащала осадки пирокластическим материалом или создавала самостоятельные пласты туфов, туффитов.

По Оруджевой Д.С. и др. (1984 г.) в кровле среднего триаса отмечается пласт туфов мощностью 10-15 м, который знаменует собой, вероятно, конец трансгрессии и начало регрессивного цикла.

Подощва среднетриасовых отложений отбивается в основании мощной карбонатной пачки или по пачке пласта крупнозернистого песчаника, лежащего с размывом на различных горизонтах нижнего триаса и палеозоя [86].

Унаследованные с раннего триаса области сноса в среднетриасовую эпоху были сильно эрозированы. Осадконакопление в этот период развития происходило в условиях стабильного опускания. Скорость седиментации достигала 106 м/1 млн лет [71; 62].

В Самско-Култукской впадине мощность скопившихся отложений среднего триаса превысила 1000 м.

С востока и северо-востока Северо-Устьюртский седиментационный бассейн обрамлялся низменной холмистой равниной, где отлагались преимущественно терригенные песчано-алевролитовые разности, часто красноцветные, образуя шлейфы делювиально-пролювиальных осадков подгорно-верного пояса (Рисунок 3.9).

Горный Мангышлак был занят мелководным морем с садкой карбонатов и терригенных пород. На Бузачах – преимущественно карбонатных пород. Наряду с хемогенными известняками здесь получили развитие оолитово-обломочные разности, причем размеры обломков, зернистость уменьшается в восточном направлении [43; 54].



Рисунок 3.9 - Фациально-палеогеографическая ситуация среднего триаса по данным [62]

В целом, в Северо-Устьюртском регионе обстановка осадконакопления в бассейне седиментации среднетриасового моря была восстановительной или даже резко восстановительной, благоприятной для скопления и захоронения огромных масс органического вещества – источника нефтегазогенерации.

Дальнейшее опускание бассейна седиментации и наступление морских условий нормальной солености способствовало, по-видимому, пышному расцвету органического мира и формированию органогенно – детритовых известняков, развитых в основном в средних частях разреза среднего триаса.

Климат среднетриасовой эпохи был влажным и жарким, о чем говорит широкое распространение в растительном покрове прилегающей суши папоротникообразных и хвойных. Море населяли многочисленные двустворчатые моллюски, фораминиферы, остракоды [81].

Поздний триас

Восходящие движения в конце среднего триаса, приведшие к падению уровня моря и его уходу с территории Северного Устья, способствовали усилению эрозионной деятельности рек и возникновению контрастных форм рельефа в седиментационном бассейне.

Повсеместно в основании верхнетриасовой толщи залегает базальный пласт песчаника от средне- до крупнозернистого с галькой черных кремней или черных и темно-зеленых аргиллитов, свидетельствующих о размыве и переотложении подстилающих образований.

На водосборных площадях шла усиленная механическая и химическая денудация. Значительная часть областей сноса превратилась в низменную холмистую равнину, откуда реками выносился преимущественно тонкозернистый материал.

Руслowym осадкам верхнего триаса свойственны повышенные содержания оксидного железа, указывающие на окислительный характер среды осадконакопления, низкие значения органического углерода.

В начале поздне триасовой эпохи развития бассейна происходило накопление преимущественно песчано-глинистых осадков в обстановке типично континентальной аллювиально-озерной равнины (Рисунок 3.10).

Большая часть Северного Устья в позднем триасе являлась ареной умеренного прогибания, где мощности осадков не превышали 500 м. Скорость осадконакопления в этот период развития составляла около 70 м/1 млн. лет, что вполне отвечает скорости осадконакопления в платформенных областях [66].

Исключение составляли вытянутый в широтном направлении прогиб, располагающийся на месте современной Самской депрессии и восточная часть Култукской депрессии (в современном структурном плане), с мощностями накопившихся отложений до 2 км [86].

На западе Север-Устьюртского региона верхнетриасовые отложения вскрыты на Бузачинском своде, где разрез верхнего триаса представлен преимущественно черными или темно-серыми аргиллитами, с редкими прослоями алевролитов и песчаников [66].

Породы верхнего триаса окрашены в темно-серые, зеленовато-серые и серые тона. Аргиллиты темно-серые и черные, с тонкой горизонтальной слоистостью, обогащенные растительной органикой в виде обуглившегося детрита. Иногда встречаются гумусовые разности, имеющие буроватый оттенок [54].

Песчаники окрашены в серые, зеленовато-серые тона, обусловленные часто присутствием туфогенного хлоритизированного материала. В них отмечается мелкая косая или прерывистая горизонтально-волнистая слоистость,

подчеркнута либо изменением окраски слоев, либо скоплением обуглившегося растительного детрита по прослоению [43; 54; 62; 66].

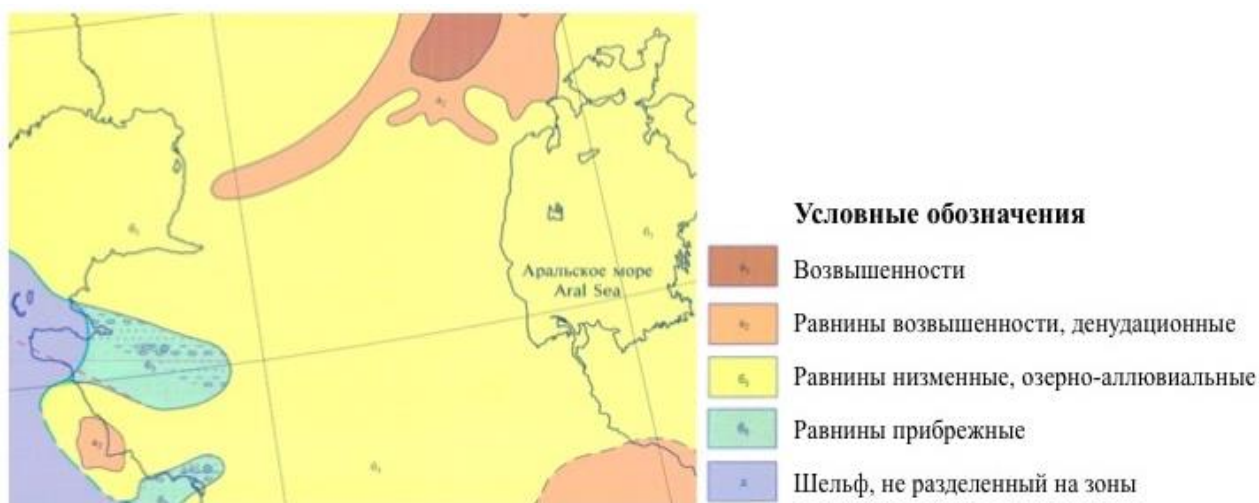


Рисунок 3.10 - Поздний триас по данным [78]

В отдельных фрагментах Северо-Устьюртского региона на протяжении всего позднего триаса активно действовали вулканы, выбрасывая значительные массы пирокластических пород, обогащавших верхнетриасовые отложения. По Флоренскому П. (1964 г.), Мстиславскому М.М. и др. (1966 г.) вулканы трещинного типа были приурочены к крупным глубинным разломам, активизация которых, по-видимому, началось уже в карнийское время.

В Горном Мангышлаке в основании верхнетриасовых отложений залегает монотонно толща переслаивающихся алевролитов и песчаников. Аргиллиты и особенно карбонатные породы имеют резко подчиненное значение, иногда встречаются тонкие (до 5-30 см, редко 2 м) прослои ракушников [53; 68; 70].

Вверх по разрезу они сменяются известняками с прослоями доломитов и маркирующим горизонтом кислого туфа. Мощность этой пачки увеличивается от 100 м на западе до 270 м на востоке за счет выклинивания карбонатов и расслоения их терригенными породами. Завершается разрез тонким чередованием аргиллитов и мелкозернистых песчаников мощностью около 1000 м [54].

В целом верхнетриасовые отложения Горного Мангышлака отличаются относительно высокими (максимальными для триаса) содержаниями органического углерода, достигающими в отдельных пробах 3-5%, низкими значениями железа, преобладанием закисных форм над окисными, присутствием сульфидного железа, свидетельствующими о восстановительной среде седиментации, слабой карбонатностью [54; 69; 87].

В Горном Мангышлаке после непродолжительного перерыва и слабых тектонических движений, приведших к незначительному угловому несогласию и размыву, началось поздне триасовое осадконакопление в обстановке обширной низменной приморской равнины, куда временами с запада трансгрессировало море, и аккумулятивной аллювиально-озерной равнины.

Мелководное море находилось лишь в наиболее погруженной зоне, в пределах Горного Мангышлака, где происходило накопление карбонатно – терригенных пород мощностью до 1810 м (Рисунок 3.10).

Темно-серая окраска пород, обилие рассеянной органики, наличие прослоев углистых пород, углей указывает на теплый и влажный климат позднего триаса. Данные палинологических исследований [81] свидетельствуют о широком развитии разнообразных папоротникообразных, цикадофитов, хвойных.

Выводы

В начале индского века в Северо-Устьюртском регионе в обстановке низменных равнин, осложненных вытянутыми в субширотном направлении плоскими валами, аккумуляровались чередующиеся красноцветные аргиллиты, алевролиты и песчаники

В конце индского века по мере выравнивания эрозионно-тектонического рельефа, в мелководные условия при жарком и сухом климате происходило накопление мощной толщи монотонных красноцветных, часто тонко-дисперсных глин, которые вверх по разрезу замещаются прослоями мергелей или сильно карбонатных пород.

В регионах, прилегающих к Северному Устьюту, характер седиментации был иным.

К концу инда Северного Устьюртский бассейн седиментации со всех сторон был обрамлен низменными аккумулятивными равнинами (Асакеевская депрессия, Бузачинский свод, Самско-Култукская депрессия, Приаральская впадина, вплоть до возвышенностей Центральных Кызылкумов).

В Горном Мангышлаке в начале триаса накапливались красноцветные глины, алевролиты, пески в условиях мелководного, часто пересыхающего морского бассейна и прибрежной части шельфа. В позднем триасе осадконакопление происходило преимущественно в субаквальных условиях.

В оленекский век трансгрессия из области Тетис захватила западную часть Северо – Устьюртского региона, включая Бузачинский свод, практически весь Мангышлак.

На западе Северного Устьюрта преобладающее развитие получили процессы накопления морских темно-коричневых, темно-серых иногда с фиолетовым оттенком аргиллитов с редкими прослоями алевролитов и мелкозернистых песчаников.

В его восточной части размещалась низменная аккумулятивная равнина, где в типично континентальных аллювиально-озерных условиях накапливались терригенные осадки – пестроцветные аргиллиты, алевролиты и песчаники.

Горный Мангышлак и территории к югу от него (Чакырганский прогиб, Беке-Башкудукский вал) развивались в ином тектоно-седиментационном режиме, где в глубоководно-морских условиях аккумуляровались преимущественно тонкоотмученные глины с маломощными прослоями алевроитов, песков и пелитоморфных карбонатных илов.

В целом, границы распространения раннетриасового Северо-Устьюртского седиментационного бассейна четко очерчивались по Южно-Эмбинскому Арало-Кызылкумскому и Центрально-Устьюртскому поднятиям, представлявших в то время области размыва и откуда терригенный материал поступал в прилегающие области осадконакопления.

Среднетриасовая эпоха характеризуется максимумом трансгрессии. Северо-Устьюртский бассейн седиментации условно разделился на две фациально-палеогеографические области.

В восточной фациально-палеогеографической области размещалась низменная холмистая равнина, где отлагались преимущественно терригенные песчано-алевролитовые разности, часто красноцветные, образуя шлейфы делювиально-пролювиальных осадков подгорно-верного пояса.

В западной - накапливались органогенно-детритовые, хемогенные известняков и, наконец, черные битуминозные относительно глубоководными глинами.

Горный Мангышлак был занят мелководным морем, где происходила садка карбонатов и терригенных пород.

В позднем триасе большая часть Северо-Устьюртского бассейна седиментации являлась ареной умеренного прогибания. В начале поздне-триасовой эпохи развития здесь происходило накопление преимущественно песчано-глинистых осадков в обстановке типично континентальной аллювиально-озерной равнины.

И только в широтном прогибе, располагавшимся на месте современной Самской депрессии и восточной части Култукской депрессии (в современном структурном плане) происходило интенсивное прогибание.

В Южно-Эмбенском поднятии, к юго-западу от Горного Мангышлака, ограничивавшими в поднеме триасе Северо-Устьюртский бассейн седиментации, шла усиленная механическая и химическая денудация.

В Горном Мангышлаке поздне-триасовое осадконакопление началось в обстановках аккумулятивной аллювиально-озерной и обширной низменной приморской равнин, куда временами с запада трансгрессировало море.

В целом, в Северо-Устьюртском регионе, на протяжении всего триасового периода происходила неоднократная смена палеогеографических обстановок – от континентальных в начале индского века до морских в оленекском веке и средне-триасовой эпохе и снова континентальных в позднем триасе.

Климат менялся постепенно – от относительно сухого, жаркого (пустынного) в инде. В конце оленекского века и в среднем триасе он становится менее жарким, более влажным и переходит в типично гумидный теплый, влажный субтропический в позднем триасе.

По геохимическим показателям и фациально-палеогеографическим обстановкам в Северо-Устьюртском бассейне седиментации наиболее благоприятными для генерации углеводородов являются морские терригенно-карбонатные и терригенные (преимущественно глинистые) относительно

глубоководные фации оленекского яруса и среднего триаса, а также прибрежно – морские отложения верхнего триаса.

Эти осадки формировались в восстановительных или резко восстановительных геохимических условиях (низкие значения содержания железа, преобладание закисных форм над оксидными, присутствием сульфидного железа) способствовавших накоплению и сохранению огромных масс органического вещества – источника нефтегазогенерации. с содержанием органического углерода в отдельных пробах до 3-5%.

В Северо-Устьюртском регионе в триасе выделяются несколько фаз активизации вулканической деятельности

В конце оленекского яруса происходила активизация кислого наземного вулканизма. В среднем триасе непрекращавшаяся наземная и, возможно, подводная вулканическая деятельность, связанная с триасовым магматизмом, создала самостоятельные пласты туфов, туффитов.

В позднем триасе в отдельных фрагментах Северо-Устьюртского региона активно действовали вулканы, выбрасывая значительные массы пирокластических пород. Вулканы трещинного типа были приурочены к крупным глубинным разломам, активизация которых, по-видимому, началось уже в карнийское время.

3.3 Юрский этап в истории геологического развития

Направление реконструкции юрских седиментационных бассейнов Северо-Устьюртского региона приобрело особую актуальность в связи с открытием залежей нефти и газа в юрских отложениях на ряде перспективных площадей Арстановской ступени, Куаныш-Коскалинского вала, Юго-Западного Приаралья, Култукской впадины и Бузачинского свода и др.

В исторической ретроспективе история геологического развития была предметом пристального внимания со стороны многих исследователей [79-80].

Авторы настоящей диссертации пошли по пути компеляции этих работ и разработки собственной концепции юрской истории геологического развития Северо-Устьюртского региона.

Обобщая сведения в публикациях этих авторов, с привлечением данных сейсморазведки МОГТ, глубокого бурения, грави- и магниторазведки в рамках настоящего раздела представлены результаты анализа юрской истории геологического развития Северо-Устьюртского региона.

В соответствие с авторской концепцией дифференцированные блоковые подвижки земной коры и последующие эрозионно-денудационные процессы в конце триаса значительно трансформировали дневную поверхность Северо-Устьюртского региона.

В нижней и средней юре здесь установилась длительная континентальная эпоха с накоплением аллювиально-озерно-болотных осадков.

Ранняя юра

Поверхностный рельеф Северо-Устьюртского бассейна седиментации представлял собой слаборасчлененную, наклоненную на запад низменную аллювиальную равнину, куда обломочный материал сносился реками с юго-востока (Центрально-Кызылкумское нагорье) и востока (Аральское нагорье), а также из расположенных в пределах седиментационного бассейна возвышенностей (Карабогазгольское, Центрально-Устьюртское и др.).

Юго-западный борт бассейна, примыкающий к Карабогазской возвышенности, был заметно круче, чем северный, который, полого поднимаясь, сливался со слабо холмистой низменной равниной и Южной Эмбы (Рисунок 3.11).

Крупная, относительно глубокая, вытянутая в северо-западном направлении впадина намечается в пределах современной Самско-Култуковской депрессии. В погруженных зонах впадины располагались вытянутые в субширотном или северо-западном направлении ложбины, выполненными аллювиальными осадками, и сопряженные с ними увалы (Рисунок 3.11).

По мере заполнения неровностей рельефа водный бассейн трансгрессировал на восток и на всей территории Северного Устьюрта, за исключением приподнятых участков, установился единый озерный режим, в который из окружающих низменных холмистых равнин привносился преимущественно тонкозернистый глинистый материал [48].

Временами, в результате кратковременной активизации тектонических движений в областях сноса, происходило оживление эрозионной деятельности рек и в бассейн седиментации выбрасывался более грубый песчаный материал, создававший прослой различной мощности в глинистой толще.

Мелководные участки водоема, береговые зоны или старицы рек часто, зарастая, становились торфяными болотами, которые впоследствии были преобразованы в прослой и линзы углей [85].

Высота отдельных увалов достигала 80-100 м, что, несомненно, создавало благоприятные условия для формирования в последующем ловушек неструктурного типа.

Значительное преобладание в низах разреза нижнеюрских отложений грубообломочных пород (конгломератов, песчаников) свидетельствует о достаточно расчлененном рельефе областей сноса, располагавшихся также в юго-восточных и северо-восточных частях Северо-Устьюртского бассейна седиментации в начале нижнеюрской эпохи.

К примеру, в Чушкакульской предгорной впадине, выполненной более 550-метровой толщей песчано-глинистых пород, скорость осадконакопления достигала более 25 м/млн лет, тогда как в пределах Северо-Устьюртского седиментационного бассейна она не превышала 14 м/млн лет [80].

В ином тектоно-седиментационном режиме развивались Горный Мангышлак и Ассакеауданская депрессии, испытывавших в лейасе интенсивное прогибание (Рисунок 3.11).

Таким образом, осадконакопление в лейасе протекало в режиме последовательного расширения площадей седиментации от небольших участков

в наиболее погруженных зонах до всей площади современного распространения этих отложений в пределах Северо-Устьюртской впадины.

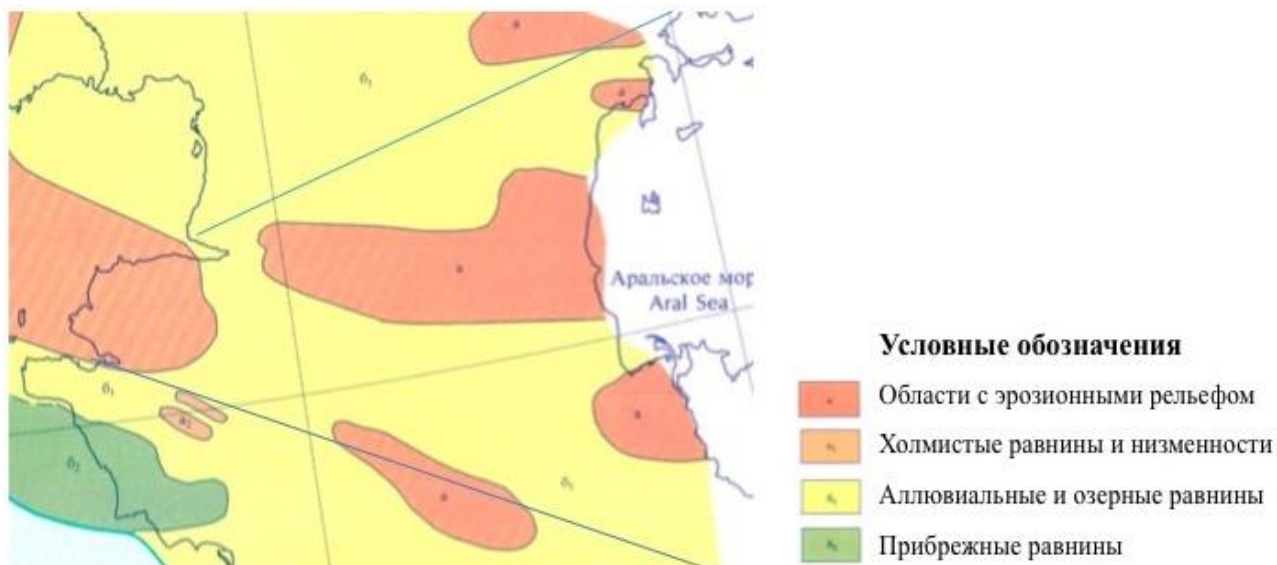


Рисунок 3.11 - Ранняя юра по данным [78]

Сформировавшаяся в конце лейаса (в тоарский век) почти стометровая толща монотонных глинистых осадков с незначительными прослоями песчаников [48], венчающая разрез нижнеюрских отложений, которая может служить региональной покрывкой для залежей углеводородов в последних.

Серая и темно-серая окраска пород, обилие рассеянной и коцентрированной органики, характерный минералогический состав глин (каолинит, гидрослюда) и другие признаки свидетельствуют о континентальном режиме осадконакопления при господстве гумидного климата.

Средняя юра

После непродолжительного перерыва в осадконакоплении и оживления тектонической деятельности на границе ранней и средней юры, приведшей к некоторой перестройке структурного плана, началась садка мощных ритмично-переслаивающихся осадков средней юры.

В первой половине среднеюрской эпохи сформировалась более 1000 метровая толща аллювиальных, озерных, болотных осадков, стратифицированных как тонашинская (аален-низы нижнего байоса) и карадиирменская (байос) свиты (Рисунок 3.12).

Тонашинская свита залегает на нижнеюрских образованиях с размывом. Сложена свита преимущественно грубообломочными породами (песчаниками, конгломератами) с подчиненными прослоями алевролитов и аргиллитов, доля которых несколько возрастает в верхней части разреза [69].

Одновременно в верхней части увеличивается количество и мощность угольных пластов.

Песчаники разномзернистые с четко выраженной косой однонаправленной слоистостью. Глинистые породы (алевролиты и аргиллиты) по своим

литогенетическим признакам являются типичными осадками озер, речных пойм [80].



Рисунок 3.12 - Фациально-палеогеографическая ситуация средней юры (аален-бат) по данным [62]

Отсутствуют отложения тонашинской свиты лишь в пределах Актумсукского поднятия и восточной части Карабаурского вала.

Без видимого перерыва осадки тонашинской свиты переходят в карадиирменскую свиту, мощностью 400-450 м, представляющую собой ритмично переслаивающуюся толщу аргиллитов, алевролитов и песчаников с пластами углей и углистых пород (толщиной 2-10 м) [80].

Мощность ааленских отложений изменяется от 60-80 до 350 м и более [80].

Угленосность и количество угольных пластов и прослоев увеличивается в восточном направлении (от северного склона Карабогазгольского поднятия на западе до Аккуловского поднятия на востоке).

Песчаники *байоса* полимиктовые, разномерные (Рисунок 3.13). Различаются два типа песчаников: 1) мелко- и тонкозернистые известковистые прибрежно-морские песчаники пляжей, отмелей и баров, хорошо отсортированные, с косоволнистой или полого-горизонтально-волнистой слоистостью, иногда с волноприбойными знаками; 2) более грубозернистые, менее сортированные с косой однонаправленной слоистостью.

Первый тип песчаников встречается только в западных районах Северо-Устьюртского региона, тогда как второй распространен широко в восточных областях в виде русловых отложений, связанных с кратковременными оживлениями эрозионной деятельности рек, или представляют собой аллювиальные осадки.

Характерной особенностью байосских отложений являются также частые выклинивания или замещения литологических разностей – результат латеральной миграции фаций [48].

Осадконакопление в начале средней юры, как и в лейасе началось с заполнения депрессионных участков грубозернистым материалом, в большом

количестве выносившихся с достаточно расчлененных областей, унаследованно располагавшихся на юго-востоке (Арало-Кызылкумское нагорье, юго-западная часть Приаралья) и северо-востоке (Уральская возвышенность) региона исследований.

Отсюда транзитными реками выносился в озерный водоем, располагавшийся в акватории Аральского моря, Барсакальмесского и Косбулакского прогибов и Актумсукского поднятия, преимущественно тонкопелитовый материал.

Значительное количество терригенного материала поставляло и Карабогозское поднятие, которое в начале доггера представляло собой возвышенную холмистую равнину (Рисунок 3.13).

Большая часть Северного Устюрта к началу байоса превратилась в обширную низменную аккумулятивную равнину со стабильным режимом опускания. Наиболее устойчивое погружение испытывала Култукская депрессия (Рисунок 3.13), что способствовало проникновению на территорию первой в конце байоса морских вод.

Мелкое море, в котором временами происходила садка карбонатов, окаймляется широкой полосой прибрежной равнины в юго-восточной, северо-восточной и западной перифериях Северо-Устюртского региона.

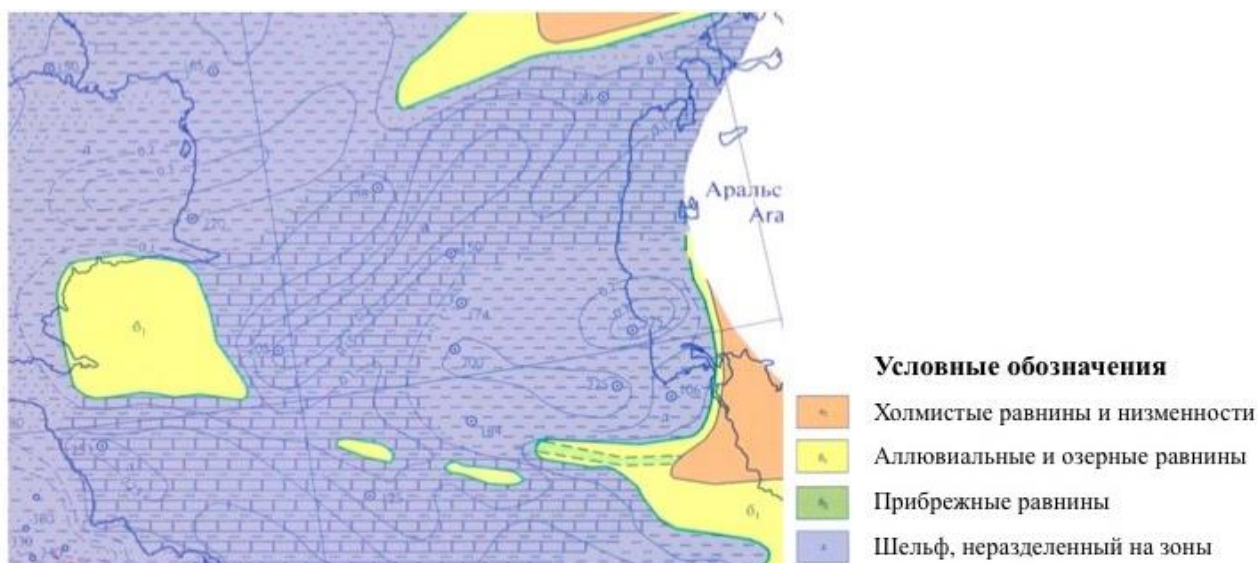


Рисунок 3.13 - Средняя юра (байос) по данным [78]

Периодически при максимальных приливах морем в этой зоне зачастую возникали условия, благоприятные для торфонакопления, которые впоследствии дали, по-видимому, наибольшее количество угольных пластов, обладавших значительной выдержанностью (паралический тип).

Теплый и влажный климат благоприятствовал обогащению осадков байоса рассеянным органическим веществом как гумусового, так и сапропелевого состава, а восстановительные геохимические условия седиментации способствовали массовому захоронению его, ставшего впоследствии источником генерации углеводородов.

После непродолжительного перерыва и оживления тектонических движений, приведших к незначительному размыву нижележащих отложений, начали формироваться осадки батского яруса.

В батском веке продолжилось общее опускание Северо-Устюртского региона, однако с меньшей амплитудой прогибания на что указывает сравнительно узкий интервал колебаний мощностей батских отложений (100-150 м) (Рисунок 3.14).

Литологически отложения батского яруса представлены разномерными песчаниками, алевролитами, аргиллитами, мергелями и известняками. Встречаются многочисленные пласты и прослои углей и углистых пород. Песчаники бата по своим литогенетическим признакам относятся к русловым, дельтовым, прибрежно-морским (пляжи, отмели) [48].

Дельтовые песчаники характеризуются крупной косо́й слоистостью, наличием следов размывов, погоризонтным скоплениям глинистой гальки и обугленных стеблей растений, в отдельных участках повышенной карбонатностью. Они встречаются в южных зонах, примыкающих к Карабогозгольскому поднятию [75].

Прибрежно-морские песчаники хорошо отсортированные, известковистые с тонкой косослоистой и перекрещивающейся слоистостью и волноприбойными знаками отмечаются в верхах разреза бата в Горном Мангышлаке.

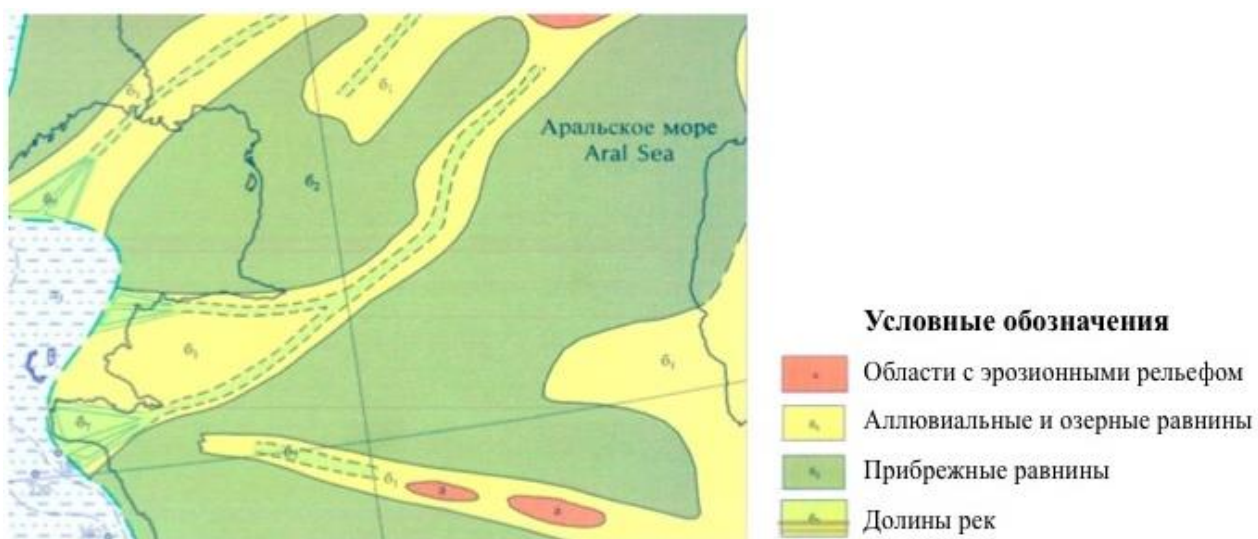


Рисунок 3.14 - Средняя юра (бат) по данным [78]

Центральные районы Карабогозской и Бузачинской низменных холмистых равнин представляли собой, по-видимому, высокие холмы и гряды, откуда периодически выносился относительно грубозернистый материал, который создавал вокруг склона суши шлейфы грубозернистых осадков (Рисунок 3.14).

Таким образом, с запада на восток происходит изменение фациально-палеогеографических обстановок от мелкого моря (внутреннего шельфа), прибрежной равнины, периодически заливаемой морем к континентальной низменной аккумулятивной равнине, в пределах которой располагалось

обширное пресноводное озеро, занимавшее значительную часть Северного Устья и акваторию Аральского моря и заполнявшееся преимущественно глинистыми осадками [48].

Климат батского века, судя по окраске пород, обилию органики, пластов углей и углистых пород был теплым и влажным. Лишь в конце батского века, видимо, произошла кратковременная аридизация климата, что устанавливается по появлению в верхах разреза тонких прослоев гипса [75] и пыльцы классополлис.

Поздняя юра

Начало позднеюрской эпохи знаменуется широкой трансгрессией морского бассейна, в котором происходило накопление в начале терригенных, затем - карбонатных и терригенно-карбонатных осадков.

В келловейском веке продолжилось общее опускание Северо-Устртского бассейна седиментации. Области сноса унаследованно располагаясь там, где они были в среднеюрскую эпоху, превратились в низменные холмистые равнины, откуда выносился реками преимущественно мелкообломочный материал [80].

Формирование келловейских отложений происходило в различных фациально-палеогеографических условиях. В начале века в Северо-Устртском бассейне седиментации существовали условия низменной аккумулятивной равнины с накоплением сероцветных и пестроцветных терригенных песчано-глинистых осадков.

С середины келловея море проникло в западные районы Северного Устья, захватив Мангышлак, когда в спокойной обстановке стали отлагаться глины, мергели, известняки. Состав фауны свидетельствует о нормальной солености моря.

Морской бассейн обрамлялся с востока обширной прибрежной равниной. Она глубокими языками вдавалась в пределах низменной аккумулятивной равнины, окружающей на западе холмистую денудационную равнину.

Эпизодически в прибрежную равнину проникали морские воды, способствовавшие повышению карбонатности осаждавшегося здесь терригенного материала или выпадению карбонатных илов, которые в виде прослоев глинистых известняков встречаются в разрезах отдельных скважин.

Климат келловейского времени был вначале теплым, влажным, что способствовало пышному расцвету растительной органики и торфонакоплению (угольные пласты на площадях Байтерек, Теренкудук); в конце века становится аридным, на что указывают преобладание в составе глинистых минералов набухающих компонентов, появление палыгорскита, а в спорово-пыльцевом комплексе пыльцы Classopollis [76].

После непродолжительного подъема территории в конце келловея, обусловившего незначительный размыв келловейских отложений, территория Северного Устья была вовлечена в новое более интенсивное погружение.

Наибольшему прогибанию подвергались Северо-Бузачинский прогиб и Барсакельмесская депрессия, где мощности оксфордских отложений достигают 150-200 м и более [75].

Горный Мангышлак и восточное продолжение Бузачинского нагорья, а также Южно-Эмбенская зона, включая северные участки Северного Устья, заметно отставали от общего погружения территории и в их пределах, за исключением западной части Южной Эмбы, сформировались небольшой мощности (35-70 м) терригенные и терригенно-карбонатные образования [70].

В оксфордское время в Северо-Устьюртском бассейне седиментации, в обстановке низменной прибрежной равнины происходило накопления песчано-глинистых осадков. Среди них иногда появляются прослои известняков или отмечается локальное повышение карбонатности, свидетельствуя о периодическом поступлении морских вод в пределы этой низменности.

Этот режим осадконакопления развит в пределах центральной части Южно-Эмбинского поднятия, Горного Мангышлака, Центрально-Устьюртской системы дислокации, на востоке охватывая акваторию Аральского моря, в восточной части которого располагался обширный озерный водоем.

Здесь накапливались песчано-глинистые осадки аллювиально-озерного генезиса, окрашенные зачастую в коричневые, фиолетовые, сиреневые, светло-серые и серые цвета, подчеркивая формирование их в условиях более засушливого климата и окислительной геохимической обстановки [85].

Типично-морские карбонатные и терригенно-карбонатные образования развиты к северу от Бузачинского поднятия (Рисунок 3.15) [70].

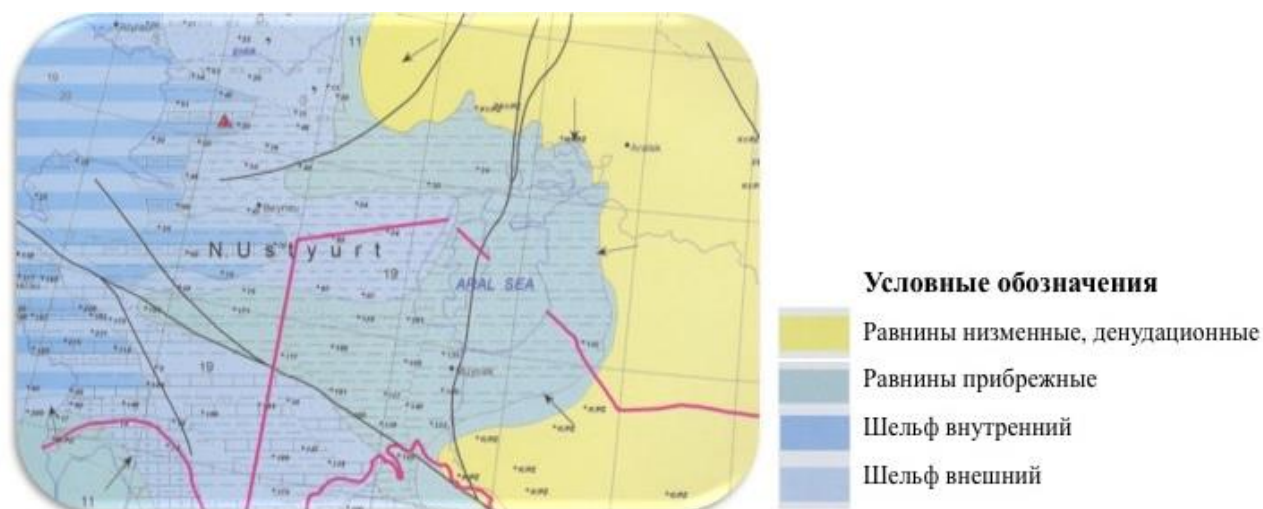


Рисунок 3.15 - Фациально-палеогеографическая ситуация поздней юры (оксфорд) по данным [4]

Известняки оксфорда серые, светло-серые, белые, иногда с сиреневым оттенком, микрокристаллические, плотные, участками битуминозные. Обилие фауны аммонитов, пелеципод, брахиопод, мшанок, лилий и других представителей, обитающих в обстановке мелководного бассейна, свидетельствуют о нормально-морских условиях седиментогенеза.

Относительно глубоководное море (внешний шельф) существовал, видимо, во внутренних районах Северного Устья, где накапливался преимущественно известняковый литолого-фациальный комплекс.

В пределах Бузачинского свода значительное развитие глинистых отложений (с небольшой примесью песчаных разностей) и хемогенных пород свидетельствует о том, что унаследованные с ранней юры области сноса превратились в низменную холмистую равнину.

Климат, как и конце келловейского века, продолжает оставаться аридным.

Кимеридж-титонскому седиментационному циклу предшествовал не-продолжительный перерыв в осадконакоплении, во время которого произошел незначительный размыв нижележащих отложений.

Кимерджинские отложения представлены широким набором фациальных комплексов. Наиболее распространенные - типично морские карбонатные отложения с незначительной примесью песчаного материала. Они занимают всю территорию Северного Устья.

На востоке последнего (Барсакельмесская депрессия) развиты в основном морские глинистые образования с редкими прослоями карбонатов, а в юго-восточном Приаралье лагунные накопления - доломиты, пестроцветные глины [79].

Видимо, с юго-востока мелководное карбонатное море окаймлялось довольно обширной лагуной, примыкавшей к Карабогазской низменной холмистой равнине.

В районе Байчагырского выступа (Токубай, Ирдалы) разрез кимериджа сложен преимущественно песчаниками (до 80%) с маломощными прослоями глин в верхней части и, по-видимому, представляют собой осадки подводных отмелей, которые далее протягиваются на восток к Айбугир-Шорджинскому поднятию [80].

Структурный план кимериджского времени остается таким же, как и в оксфорде. Наиболее прогнутыми участками, как и ранее, являются Южно-Мангышлакско-Устьуртский и Южно-Эмбенский; наиболее приподнятым - зона Центрально- Устьуртской дислокаций.

Титонский ярус на Северном Устьурте выделяется условно. Он представлен доломитами и доломитизированными органогенно - обломочными, реже тонкозернистыми известняками, с редкими прослоями черных битуминозных глин и светло-серых ангидритов, сформировавшихся в обстановке обширных лагун, являвшихся, вероятно, реликтами морского бассейна кимериджского времени.

На всей территории сохраняется типично аридный климат. К концу позднеюрской эпохи произошло резкое обмеление и уменьшение кимеридж-титонского бассейна.

Оживление тектонических движений привело к подъему отдельных блоков рассматриваемой территории и региональному размыву кровли верхнеюрских отложений. Некоторые исследователи [75] не исключают возможности конседиментационного подъема отдельных блоков, размыва слагающих их осадочных образований и синхронного их накопления в наиболее погруженных участках Северо-Устьуртского прогиба.

Выводы

В ранней юре в Северо-Устьюртском бассейне седиментации аккумуляровались аллювиальные отложения, выносимые реками с Центрально-Кызылкумского и Аральского нагорий, из Карабогазгольского, Центрально-Устьюртского и Южно-Эмбенского и др. возвышенностей.

В конце ранней юры в результате трансгрессии на большей части Северного Устьюрта установился единый озерный водоем, в который из окружающих низменных холмистых равнин привносился преимущественно тонкозернистый глинистый материал.

Сформировавшаяся в конце лейаса почти стометровая толща монотонных глинистых осадков с незначительными прослоями песчаников, может служить региональной покрывкой для залежей углеводородов в последних.

Среднеюрский период седиментации начался с садки мощных ритмично-переслаивающихся осадков, сформированных аллювиальными, озерными, болотными осадками (акватория Аральского моря, Барсакальмесский и Косбулакский прогибы, Актумсукское поднятие).

Областями денудации были расчлененные области, унаследованно располагавшиеся на юго-востоке (Арало-Кызылкумское нагорье, юго-западная часть Приаралья) и северо-востоке (Уральская возвышенность) региона исследований, а также Карабогосское поднятие, Актумсукское поднятие и восточная часть Карабаурского вала.

К началу байоса большая часть Северного Устьюрта превратилась в обширную низменную аккумулятивную равнину со стабильным режимом опускания, что способствовало проникновению в конце байоса морских вод с карбонатным режимом седиментации.

В юго-восточной, северо-восточной и западной перифериях Северо-Устьюртского региона размещалась широкая полоса прибрежной равнины, заливаемой периодически при максимальных приливах морем.

Теплый и влажный климат благоприятствовал обогащению осадков байоса рассеянным органическим веществом как гумусового, так и сапропелевого состава, а восстановительные геохимические условия седиментации способствовали массовому захоронению его, ставшего впоследствии источником генерации углеводородов.

В батском веке продолжилось общее опускание Северо-Устьюртского региона. С запада на восток происходит изменение фациально-палеогеографических обстановок от мелкого моря, прибрежной равнины к континентальной низменной аккумулятивной равнине с накоплением озерных преимущественно глинистых осадков.

Центральные районы Карабогосской и Бузачинской низменных холмистых равнин представляли собой области сноса, откуда периодически выносился относительно грубозернистый материал.

В келловейском веке продолжилось общее опускание Северо-Устьюртского бассейна седиментации. Области сноса унаследованно располагаясь там, где они были в среднеюрскую эпоху, откуда выносился реками преимущественно мелкообломочный материал.

В начале века в Северо-Устюртском бассейне седиментации существовали условия низменной аккумулятивной равнины с накоплением сероцветных и пестроцветных терригенных песчано-глинистых осадков.

С середины келловоя море проникло в западные районы Северного Устюрта, захватив Мангышлак, когда в спокойной обстановке стали отлагаться глины, мергели, известняки. Морской бассейн обрамлялся с востока обширной прибрежной равниной.

Горный Мангышлак и восточное продолжение Бузачинского нагорья, а также Южно-Эмбенская зона, включая северные участки Северного Устюрта заметно отставали от общего погружения территории и в их пределах сформировались небольшой мощности терригенные и терригенно-карбонатные образования.

В оксфордское время в Северо-Устюртском бассейне седиментации, в обстановке низменной прибрежной равнины происходило накопления песчано-глинистых осадков.

Среди них иногда появляются прослои известняков, свидетельствующие о периодическом поступлении морских вод в пределы этой низменности (центральная часть Южно-Эмбинского поднятия, Горный Мангышлак, Центрально-Устюртская системы дислокации, акватория Аральского моря)

Относительно глубоководное море (внешний шельф) существовал, видимо, во внутренних районах Северного Устюрта, где накапливался преимущественно известняковый литолого-фациальный комплекс.

В кимерджинское время на территории Северного Устюрта накапливались типично морские карбонатные отложения с незначительной примесью песчаного материала.

С юго-востока мелководное карбонатное море окаймлялось довольно обширной лагуной, примыкавшей к Карабогазской низменной холмистой равнине.

Структурный план кимериджского времени остается таким же, как и в оксфорде. Наиболее прогнутыми участками, как и ранее, являются Южно-Мангышлакско-Устюртский и Южно-Эмбенский; наиболее приподнятым - зона Центрально- Устюртской дислокаций.

Оживление тектонических движений, подъем отдельных блоков и некоторая перестройка структурного плана рассматриваемой территории и региональный размыв имели место на рубеже ранней и средней юры, в конце бата, келловоя и титона.

4 Нефтегазогеологическое районирование домеловых комплексов пород

Распределение нефтегазоносности контролируется строго определенными факторами, главными из которых являются очаговая генерационная система и её дифференцированный углеводородный потенциал, а также структурный и литологический факторы на региональном, зональном и локальном уровнях, обусловленные особенностями развития осадочных бассейнов.

Применительно к Северо-Устьюртскому региону, нефтегазогеологическое районирование и последующая оценка прогнозных ресурсов выполнялись неоднократно различными организациями/компаниями, коллективами и отдельными исследователями на базе структурных схем по III и V отражающим горизонтам, с привлечением литологического, геохимического, геотермического, историко-геологических и гидрогеологических факторов, которые определяют процессы генерации, миграции и аккумуляции углеводородов.

Результаты этих исследований позволили выделить в Северо-Устьюртской нефтегазоносной области (НГО) средне-верхнеюрский нефтеносный и палеогеновый газоносный комплексы, а также доюрский перспективный нефтегазоносный комплекс.

Северо-Устьюртская нефтегазоносная область (НГО) при нефтегазо-геологическом районировании всегда рассматривалась в качестве самостоятельной области с учетом особенностей геологического строения и нефтегазоносности.

Промышленная нефтегазоносность этой области связана с отложениями мезозой-кайнозойского возраста. Залежи УВ установлены почти во всех стратиграфических комплексах от нижне-среднеюрского до палеогенового на глубинах от 220 м до 3300 м и глубже (таблица 4.1).

По результатам ранее проведенных исследований выделяются Самско-Бейнеуский нефтегазоносный район с Култукско-Арыстановской нефтегазоносной зоной, а также Косбулакский газоносный район с Чумыштинской и Аккуловско-Базайской газоносными зонами. В качестве пограничной перспективной газоносной зоны рассматривается Арало-Кызылкумский вал (Рисунок 4.1).

Наряду с перечисленными районами и зонами, по нашему мнению, целесообразно выделить Куаныш-Коскалинскую газоносную зону, расположенную на территории Узбекистана.

Типы локальных структур в Северо-Устьюртской НГО – это антиклинальные и брахиантиклинальные складки с различной степенью нарушенности, расположенные в градиентных зонах (разломы, флексуры) между положительными и отрицательными структурами второго порядка.

Оценка же прогнозных ресурсов выполнялась различными методами, в том числе объемно-генетическим методом по всей толщине осадочного чехла. В связи с этим расхождения в оценках ресурсов Северо-Устьюртской НГО высоки и колеблются от десятков млн. т до двух млрд. т.

Таблица 4.1 – Стратиграфический диапазон нефтегазоносности по месторождениям Северо-Устьюртско-Бузачинского бассейна

		МЕСТОРОЖДЕНИЯ																			
		СЕВЕРНЫЙ УСТЬЮРТ																			
ГРУППА	СИСТЕМА	ОТДЕЛ	КАРАЖАНБАССКОЕ	КАЛАМКАССКОЕ	СЕВ. БУЗАЧИНСКОЕ	В. КАРАТУРУНСКОЕ	КОМСОМОЛЬСКОЕ	ЖАНАСУ	ТУРЕСАЙ	ЗАП. ТУРЛУН	КУЛТУКСКОЕ	НИКОЛАЕВСКОЕ	КАРАКУДУКСКОЕ	АРЫСТАНОВСКОЕ	КАМЕННОЕ	АСТАУЙ	АМАНЖОЛ	БЕГЕШ	ЖАЙЫЛТАН	ЧУМЫШТИНСКОЕ	ЧАТЫРЛИНСКОЕ
МЕЗОЗОЙСКАЯ-MZ	ЮРСКАЯ	J3				▲					▲		▲	▲				○			
		J2		△							▲	▲	▲	▲	●	○	○				
		J1																		○	
	ТРИАСОВАЯ	T3																			▲
		T2																			
		T1								○											
ПАЛЕОЗОЙСКАЯ-PZ	ПЕРМСКАЯ	P2																	○	○	
		P1																			
	КАМЕНН. О-УГОЛЬНАЯ	C3																			
		C2																			
		C1							●												
	ДЕВОНСКАЯ	D3						●													
		D2																			
		D1																			

Промышленные месторождения: ▲ нефти △ нефти и газа
Признаки нефтегазоносности: ● нефти ○ газа

Принимая во внимание структуру и содержание диссертации, а также учитывая необходимость и целесообразность выполнения дифференцированного нефтегазогеологического районирования по разрезам верхнего палеозоя, триаса и юры, основной акцент в диссертации поставлен на районирование домеловых комплексов пород.

4.1 Нефтегазогеологическое районирование верхнепалеозойского комплекса пород

Отложения верхнего палеозоя изучены недостаточно, что связано со значительными глубинами их залегания и сложным геологическим строением. Тем не менее, имеющиеся данные позволяют рассматривать эти отложения как возможно нефтегазоперспективные.

Вместе с тем, некоторые исследователи Казахстанской части Северного Устьюрта исключают этот комплекс из категории перспективных на нефть и газ, из-за высокой, по их мнению, степени метаморфизации палеозойского разреза [1; 85; 89].

Нефтегазогеологическое районирование верхнепалеозойского комплекса пород представляет большую трудность по причине его недостаточной изученности.

Описанные и далеко не однозначные сведения о возрастном диапазоне и вещественном составе этого комплекса по данным единичных скважин имеются в пределах:

- Бузачинского поднятия (площади Арман, Каратурун, Карагайлы, Сев. Бузачи и Сев. Каражанбас);
- Култукско-Ирдалинской моноклинали (площадь Елигажи);
- Байчагырского выступа (площадь Кушага);
- Базайско-Аккулковского поднятия (Аккулковская и Бизайская площади).

На Бузачинском поднятии отложения верхнего палеозоя сформированы неметаморфизованными песчаниками, аргиллитами, конгломератами и известняками, сложно дислоцированными и нарушенными густой сетью тектонических нарушений, с крутыми (до 80°) углами падения пород.

На площади Елигажи эти отложения образуют плотные известняки толщиной в нескольких сот метров, характеризующиеся отсутствием коллекторских свойств.

За пределами Казахстана имеются единичные данные по площадям Байтерек, Центральный Сарыкамыш, Каракудук, Центральный Кушкаир, Карачалак, Акчалак, Бештепа, Сургиль и Арал.

Характерной особенностью вышеперечисленных разрезов палеозоя являются высокая метаморфизация и дислоцированность пород.

Это, как правило, темно-серые и черные аргиллиты, мраморизованные известняки, темно-зеленые и черно-фиолетовые песчаники, гравелиты и конгломераты с галькой изверженных пород (незначительным развитием коллекторов с крайне низкими емкостно-фильтрационными свойствами), углисто-серицитовые сланцы и базальтовые порфириды, характерные для Базайско-Аккулковского поднятия и свода Актумсукского поднятия, а также для Центрального Устюрта и Байчагырского выступа.

На большинстве из перечисленных площадей возрастной диапазон вскрытой скважинами палеозойской толщи достоверно не определен и предполагается от «доверхнедевонского до позднекаменноугольного».

При этом указанная толща в районе свода Актумсукского поднятия, Байчагырского выступа, Центрального Устюрта и Аккулковско-Базайского поднятия достоверно относится всеми исследователями к фундаменту [85].

В то же время имеются и другие типы разреза, которые позволяют рассматривать палеозойский комплекс на отдельных участках Северного Устюрта в качестве слоистых, слабометаморфизованных отложений, перспективных для поисков месторождений нефти и газа.

Выводы:

Северо-Устюртский регион характеризуется достаточно четкой структурной дифференциацией на систему крупных положительных и

отрицательных структур, которые со структурных позиций могут рассматриваться в качестве нефтегазосборных и нефтегазогенерационных.

Северо-Устьюртский регион характеризуется, благоприятными параметрами геологического разреза, в том числе региональным развитием перспективных в отношении нефтегазоносности комплексов пород, наличием в них толщ-коллекторов с удовлетворительными и высокими емкостно-фильтрационными свойствами, а также набором достаточно надежных покрышек (флюидоупоров) разного ранга - региональных, зональных и локальных.

К числу благоприятных следует отнести также гидрогеологические параметры, главными из которых являются отсутствие активного гидродинамического режима - т.е. относительно застойный характер пластовых вод и связанный с этим их гидрохимический состав.

В целом благоприятными являются и геохимические показатели разреза, которые свидетельствуют о наличии в разрезе вероятных генерационных комплексов. В то же время по имеющимся данным о концентрациях органического вещества в указанных комплексах можно говорить об ограниченности углеводородного потенциала рассматриваемого региона и наибольшей вероятности открытия здесь мелких и средних по запасам газовых и нефтяных месторождений.

Палеотемпературные данные позволяют отнести к благоприятным для нефтегазонакопления районы прибортовых зон глубоких прогибов Северного Устьюрта: Самского, Косбулакского и Култукского.

4.2 Нефтегазогеологическое районирование триасового комплекса пород

Триасовый терригенный нефтегазоконденсатный комплекс в Северо-Устьюртской НГО образуют все три отдела триаса.

Вместе с тем, необходимо отметить, что на большей части этой области развиты только средне - и нижнетриасовые отложения. Верхний триас распространён лишь в наиболее погруженных районах.

Литологические особенности триасового терригенного нефтегазоконденсатного комплекса позволяют подразделить его на два подкомплекса: нижний – средне-нижнетриасовый (пустоцветный) и верхний (сероцветной).

Нижний триас на Северном Устьюрте сложен неравномерно переслаивающимися континентальными преимущественно красноцветными песчано-алевритовыми и глинистыми породами [5].

Среднетриасовые отложения представлены вулканогенно-аргиллитовыми, вулканогенно-доломитовыми и вулканогенно-известковыми породами с примесью туфогенного материала.

Породами- коллекторами в среднем триасе являются мелководно-морские и прибрежно-морские песчаники с пористостью до 22%.

Продуктивность среднетриасовых отложений установлена на площади Култук. Порода - коллектора представлены песчаниками, алевролитами с глинистыми прослоями. Пористость терригенных коллекторов составляет 9-12%, проницаемость 0,011, карбонатных коллекторов пористость 17%, проницаемость 0,74 мкм². Коллектора порового, смешанного, терригенно-карбонатного типа.

Верхнетриасовые отложения Северо-Устьюртского бассейна сложены сероцветными аргиллитами, алевролитами, реже песчаниками. Коллектора смешанного, порово-трещинного, смешанно-терригенного типа с пористостью 8,8-14%, проницаемость 0,015 мкм².

В качестве нефтегазоматеринских свит можно рассматривать верхнетриасовые отложения, в которых гумусовый тип органики будет преобладающим [5].

На западе Северо-Устьюртского региона общая мощность этих отложений достигает 1500 м.

Хорошие перспективы для поисков скоплений нефти и газа в отложениях юры и верхнего триаса имеются на участках дальнего погружения склонов Бузачинского поднятия. Степень преобразования ОВ этих отложений, как было сказано выше, достигает благоприятной для нефтеобразования длиннопламенной стадии.

К своду Бузачинского поднятия степень преобразованности РОВ и пород быстро снижается. В этом же направлении происходит резкое уменьшение мощности вплоть до выклинивания отдельных горизонтов юрских отложений,

Сероцветные отложения верхнего триаса, вскрытые на площадях Мурынсор и Култук, также рассматриваются в качестве нефтегазоперспективных. В зонах их выклинивания создаются благоприятные палеотемпературные и литолого-стратиграфические условия для формирования скоплений нефти и газа, что наглядным образом подтверждается нефтепроявлениями в отложениях триаса на площади Култук

В непосредственной близости от разведанного в ниже-среднеюрских отложениях месторождения Арыстановское, на площади Тепке при бурении первой разведочной скважины из отложения верхнего и нижнего триаса получен мощный фонтан нефти.

На нефтяном месторождении Дорис по верхнеюрским – нижнемеловым отложениям получены нефтепроявления из отложений триаса.

В заключении необходимо отметить, что верхне - нижнетриасовые терригенные толщи в силу ритмичности их строения характеризуются благоприятным сочетанием пары коллектор-покрышка локального типа.

Породами- коллекторами отложений нижнего триаса являются разнотерригенные, хорошо сортированные прибрежно- морские песчаники

4.3 Нефтегазогеологическое районирование юрского комплекса пород

Юрские отложения являются основным нефтегазоносным комплексом Северного Устья и являются наиболее детально изученными. Надежная структурно-тектоническая основа в сочетании с детальными данными об особенностях геологии и нефтегазоносности позволила уже в конце 60-х начале 70-х годов XX века осуществить нефтегазогеологическое районирование по этим отложениям [3; 7-9; 16; 51; 54; 64; 67; 70-75].

Как отмечалось выше, в Северо-Устьюртской НГО по юрским отложениям выделяются несколько нефтегазоносных и газоносных районов и зон, таких как Бузачинская, Арыстановская, Култукская, Чагырлы-Чумыштинская, Аккулсовско-Базайская, Куанышская (Рисунок 4.1).

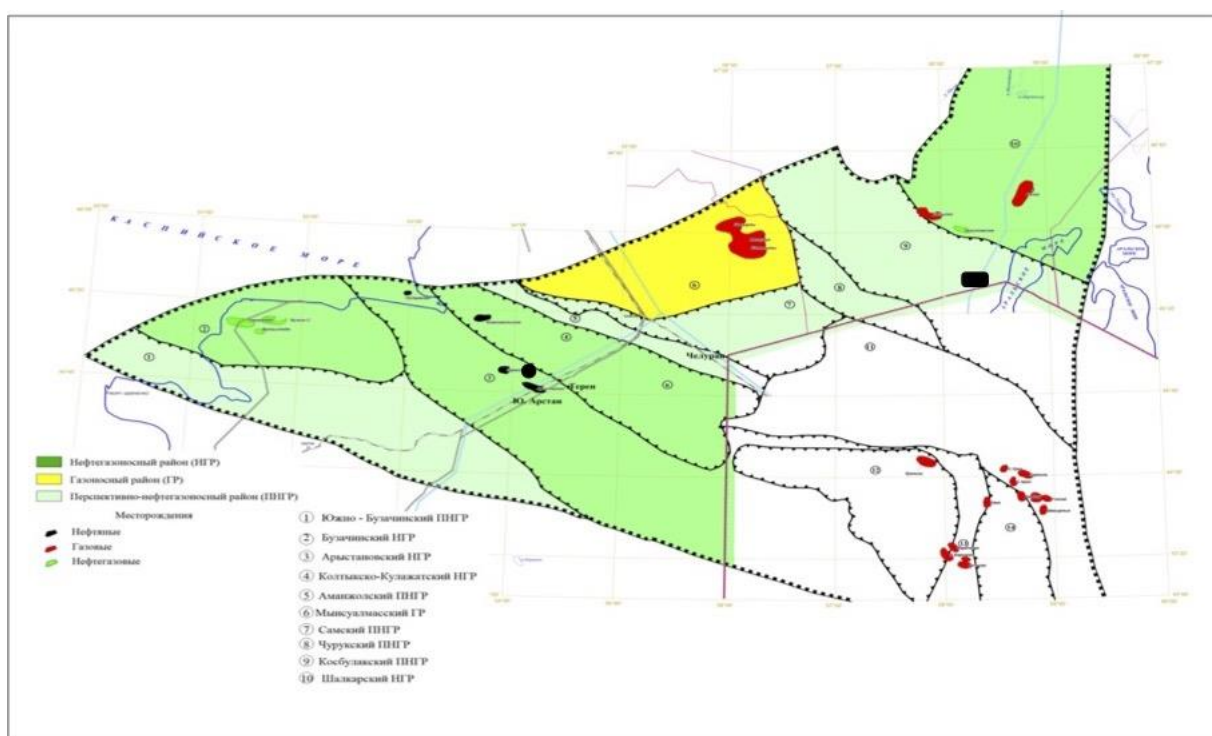


Рисунок 4.1 - Схема нефтегазогеологического районирования нижней-средней юры [5]

По характеру нефтегазоносности выделяются четыре типа разреза: «Бузачинский», «Култукский», «Арыстановский» и «Чагырлинский».

Первый тип разреза установлен на месторождениях Бузачинского свода и характеризуется нефтегазоносностью среднеюрской терригенной толщ.

В «Култукском» и «Арыстановском» типах разреза нефтеносными являются среднеюрские и келловейская толщ.

«Шагырлинский» тип разреза распространен на северо-востоке Устья и представлен группой газовых месторождений, приуроченных к юрскому терригенному комплексу.

Все разведанные месторождения имеют структурный контроль и связаны с антиклиналями, расположенными на поднятиях вблизи крупных прогибов.

Литологический контроль также имеет важное значение. Для юрских отложений характерна частая смена песчаных пластов глинами как по вертикали, так и по горизонтали. Для песчаных коллекторов свойственна высокая степень цементации глинисто-карбонатным цементом, что снижает качество резервуаров.

Наиболее выдержанные пласты песчаников имеются в келловее, когда осадконакопление шло в морских условиях. Эти пласты характеризуются удовлетворительным и хорошим качеством резервуаров. На северо-востоке качество резервуаров улучшается по всему разрезу юры.

С учетом геологических и геохимических особенностей нефтегазоматеринским комплексом для юрских нефтей, в первую очередь, являются разновозрастные отложения, представленные сероцветными аллювиально-озерными, болотными и прибрежно-морскими отложениями. Они характеризуются повышенным содержанием (до 2%) рассеянного органического вещества (РОВ), состоящего из остатков растительной органики.

В центральных и восточных районах Северо-Устьюртской НГО осадконакопление в ранней-средней юре происходило, в основном, в континентальных условиях. Наличие здесь месторождений газа и увеличенные мощности в отдельных прогибах (до 2,5 км) позволяют выделять в составе юрских отложений нефтегазопроизводящие, вероятно, преимущественно газоматеринские свиты.

В депоцентрах прогибов (Косбулакский и др.) возможно наличие сапропелевого органического вещества. В некоторых частях разреза содержания органического вещества за счет углистых прослоев достигает 7.0 и даже 24%.

Повышенные содержания РОВ установлено в глинах средней юры Арыстановского месторождения (1,8-4,2%).

В западной части Северо-Устьюртской НГО (Каракудук, Терен и т.п.) количество органического вещества в юрских отложениях возрастает до 4,5-10,8%, что обусловлено преимущественно морскими условиями их генезиса.

Таким образом, в качестве основных генерационных толщ Устьюртского бассейна обоснованно можно рассматривать ниже-среднеюрские (возможно частично верхнеюрские) отложения, в которых гумусовый тип органики является преобладающим [5].

Это удовлетворительно объясняется изменением фациального состава и условий накопления юрских отложений в рассматриваемом регионе в сравнении с пограничными западными районами Северо-Устьюртской НГО. Доля континентальных образований здесь возрастает, тип органики меняется, генерационный потенциал в сравнении с крайними западными районами снижается.

При анализе палеотемпературных условий размещения залежей нефти и газа и изменений физико-химических свойств УВ по разрезу юрских отложений Северо-Устьюртской НГО выявляется закономерная связь между нефтегазоносностью и палеотемпературами.

Особенности палеотемпературного режима юрских отложений и закономерностей размещения в них залежей УВ с учетом структурных, литолого-фациальных и других факторов намечается ряд районов, наиболее перспективных для поисков и обнаружения скоплений УВ в мезозой-кайнозойских отложениях Северного Устюрта.

Юрские отложения Култукской, Самской и Косбулакской впадин находятся, а частично уже прошли, на главном этапе нефтеобразования, отвечающем палеотемпературам 125-175 °С. Миграция нефтегазовых флюидов из наиболее прогретых частей впадины происходила, по-видимому, в сторону регионального подъема юрских пластов и быстрого ослабления палеотемпературного режима недр.

Среди них в первую очередь следует выделить Мынсуалмасскую ступень Актумсукское поднятие, где в юрских толщах происходит резкое снижение степени литификации пород и ОВ и отмечается оптимальная палеогеотермальная обстановка для генерации и накопления УВ нефтяного ряда.

На юго-востоке Северо-Устюртской впадины ОВ преобразовано наиболее значительно. Максимальные палеотемпературы в базальных горизонтах средней юры достигали значений 175-200 °С.

В этих температурных условиях возможно формирование залежей легких метановых нефтей и нефтегазоконденсатов. Породы, испытавшие воздействие температур более 200°С, перспективны на поиски главным образом скоплений газоконденсатов и газов.

Разрез юрских отложений каракалпакской части Северного Устюрта характеризуется высоким палеогеотермическим градиентом, достигающим 76 °С на 1 км. Мощность среднеюрской толщи в этом районе более 400-700 м, следовательно, максимальные палеотемпературы в ее кровле были на 30-50 °С ниже, чем в основании, и не превышали 140-170 °С.

Нефти Северного Устюрта в отличие от нефтей Бузачинского свода малосернистые (до 0,2%), что может указывать на их генерацию терригенными породами.

Геохимические данные, в том числе по составу биомаркеров показали, что нефти месторождений Каракудук формировались за счет растительных органических веществ в субаквальных условиях.

Нефти месторождения Култук по геохимическим особенностям более характерны для морских терригенных нефтематеринских отложений и сходны с нефтями месторождения Тасым, принадлежащему Прикаспийской впадине.

На площади Нижний Сургиль, расположенной в юго-западном Приаралье в Республике Узбекистан выявлены пласты природного газа в нижнеюрских отложениях. Промышленные запасы газа и газоконденсата обнаружены на глубине 3600 метров.

На нефтяном месторождении Дорис разведанном в Северном Приаралье, выявлены два нефтоносных интервала. Нижний интервал представляет собой карбонатную толщу верхней юры, тогда как верхний – песчаные коллектора

нижнего мела. Нижний интервал содержит нефть с невысоким содержанием серы - 46 градусов по API, верхний - 37 градусов по API.

Песчаники нижнемелового возраста обладают улучшенными фильтрационно-емкостными свойствами и имеют проницаемость более 1,0 Дарси.

В пределах разведочного блока Кул-Бас в Северном Приаралье, на участке Климене, по данным сейсморазведки и глубокого бурения из отложения мелового и юрского возраста получены нефтепроявления. Интервалы проявления последних коррелируется с продуктивными интервалами нефтяного месторождения Дорис (расположенным в 60 км к востоку). Важно отметить что размеры участка Климене в 10 раз превышают площадь нефтяного месторождения Дорис

В пределах Арстановской ступени открыты два нефтяных месторождения – Арстановское и Каракудукское, расположенные в благоприятной для нефтеобразования и накопления УВ зоне.

На Арыстановском месторождении продуктивными являются среднеюрские отложения. На глубинах 2900-3100м показатель отражения витринита меняется здесь от 0,8 до 0,82% R°, палеотемпературы – от 145 до 150 °С.

На месторождении Каракудук залежь приурочена к средне- и верхнеюрским отложениям, показатель отражения витринита на глубинах от 2300 до 2850 м изменяется от 0,64 до 0,73% R°, палеотемпературы – от 125 до 140 °С.

Таким образом, уже в верхних горизонтах среднеюрских отложений и выше по разрезу палеотемпературная обстановка была благоприятной для процессов формирования и сохранения залежей жидких УВ.

Притоки нефти, близкой по качеству к нефтям Арыстановской ступени, получены при опробовании среднеюрских отложений площади Култук в интервале глубин 3168-3178 м, что подтверждает высокие перспективы этого нефтегазоносного района.

На Бузачинском своде открыт ряд нефтяных и нефтегазовых месторождений в отложениях средней юры. Породы, вмещающие залежи, преобразованы слабо – до стадии O₂ (R_o = 0,35-0,4%).

Максимальные температуры в них не поднимались выше 70-75°С. В этих термобарических условиях РОВ пород еще не достигло зрелости, обеспечивающей начало процессов нефтеобразования.

Нефть месторождений Бузачинского поднятия тяжелая, плотностью до 0,94 г/см³ с содержанием серы 2,1%, парафинов 2,6%, с высоким содержанием смол до 22%.

По физико-химическим свойствам нефть Бузачинского поднятия резко отличается от юрских нефтей Арстановской террасы, которые характеризуются меньшей плотностью, малым содержанием серы (0,03-0,04% против 2,1%) и высоким содержанием парафинов (18,8-22,1% против 2,6%).

Резюмируя, вышеизложенное следует отметить следующие важные положения:

- Юрские терригенные толщи в силу ритмичности переслаивания характеризуются благоприятными условиями для развития пород-коллекторов и пород-покрышек.
- Породами- коллекторами в юрских отложениях выступают осадочного чехла являются преимущественно песчано-алевритовые осадки различного генезиса.
- Наиболее вероятными очагами генерации углеводородов, главным образом газообразных, следует рассматривать три крупных прогиба: Косбулакский, Самский и Култукский.
- Благоприятно оцениваются также генерационная возможность юрских отложений западных склонов Арало-Кызылкумской системы поднятий. Однако, здесь источниками газа также могут быть и палеозойские отложения.
- Сокращение толщин прогнозных генерационных комплексов с увеличением песчано-алевролитовых пород в пределах поднятий и ступеней позволяет достаточно обоснованно говорить о локализации этих генерационных комплексов в стабильно развивавшихся депрессиях. Последние в палеогеографическом плане могли соответствовать полуизолированным водоемам озерного типа, благоприятным для накопления органических остатков.
- Источником углеводородов для юрских отложений могут являться и сероцветные континентальные и прибрежно-морские (на западе) породы верхнего триаса мощностью до 1500 м, а также отложения верхнего палеозоя.
- Особо благоприятными для этого были северо-западный район и район Шикудукской седловины.

Целью моделирования стало определение геологической неоднородности и коллекторских свойств сложно построенных юрских терригенных отложений преимущественно алевритового состава и трещиноватых.

5.1 Краткие геологические сведения о месторождении нефти Арыстан

5.1.1. Общие сведения о месторождении

Арыстановское поднятие было впервые подготовлено к глубокому бурению детальной сейсморазведкой МОВ в 1965 году, которые носили маршрутный и рекогносцировочный характер.

Более детальные изучения строения нижнесреднеюрского комплекса и промежуточного структурного этажа проводились с 1971 года методом общей глубинной точки (МОГТ).

Проводились региональные систематические и комплексные геолого-геофизические исследования - ВНИГРИ, сейсмическими партиями Гурьевской геофизической экспедиции (ГГФЭ) треста «Казахстаннефтегеофизика» (КНГФ), Казахским геофизическим трестом (Турланской геофизической экспедицией ТГФЭ), Илийской (Управление Казнефтегазразведка) ГФЭ, Мангышлакской геофизической экспедицией (МГФЭ) «Казгеофизтреста».

По результатам съемок были получены общие сведения об особенностях глубинного строения территории, составлены первые крупномасштабные геологические карты региона, схемы тектонического районирования территории Северного Устюрта, были уточнены и детализированы строения Арстановской структуры. На основании этих материалов были составлены, сделаны предположения о нефтегазоносности мезозой-кайнозойских отложений этой территории, построены структурные карты по V_1 (размытая поверхность доюрских отложений) и VI (кровля верхней перми) отражающим горизонтам (ОГ), а также структурная схема по отражающему горизонту «б»?, приуроченному к размытой поверхности допермского палеозоя.

С приходом нового недропользователя геологоразведочные работы на Арыстановской площади возобновились, полевые работы были проведены компанией НПФ «ДАНК» в 2006 году по методике пространственной сейсморазведки МОГТ 3Д.

В 2006, 2008 и 2011 гг. ТОО «PGD Services» выполнила дополнительную интерпретацию и переинтерпретацию сейсмических исследований 3Д на месторождении Арыстановское, с учетом данных бурения новых скважин.

Результаты этой интерпретации представили современную структурно-тектоническую модель продуктивных юрских горизонтов. Были построены уточненные структурные карты по ОГ продуктивной среднеюрской толщи (по Ю-V, Ю-VII–Ю-X горизонтам) и нижнеюрскому Ю-XI горизонту, уточнилось положение отдельных ранее выявленных тектонических нарушений.

5.1.2 Литолого-стратиграфический очерк

На месторождении Арыстановское вскрыты отложения триасовой, юрской (Риснок 5.2), меловой, палеогеновой и неогеновой систем. Степень их изученности различна. Керном и палеонтологическими определениями сравнительно лучше охарактеризованы осадки юры.

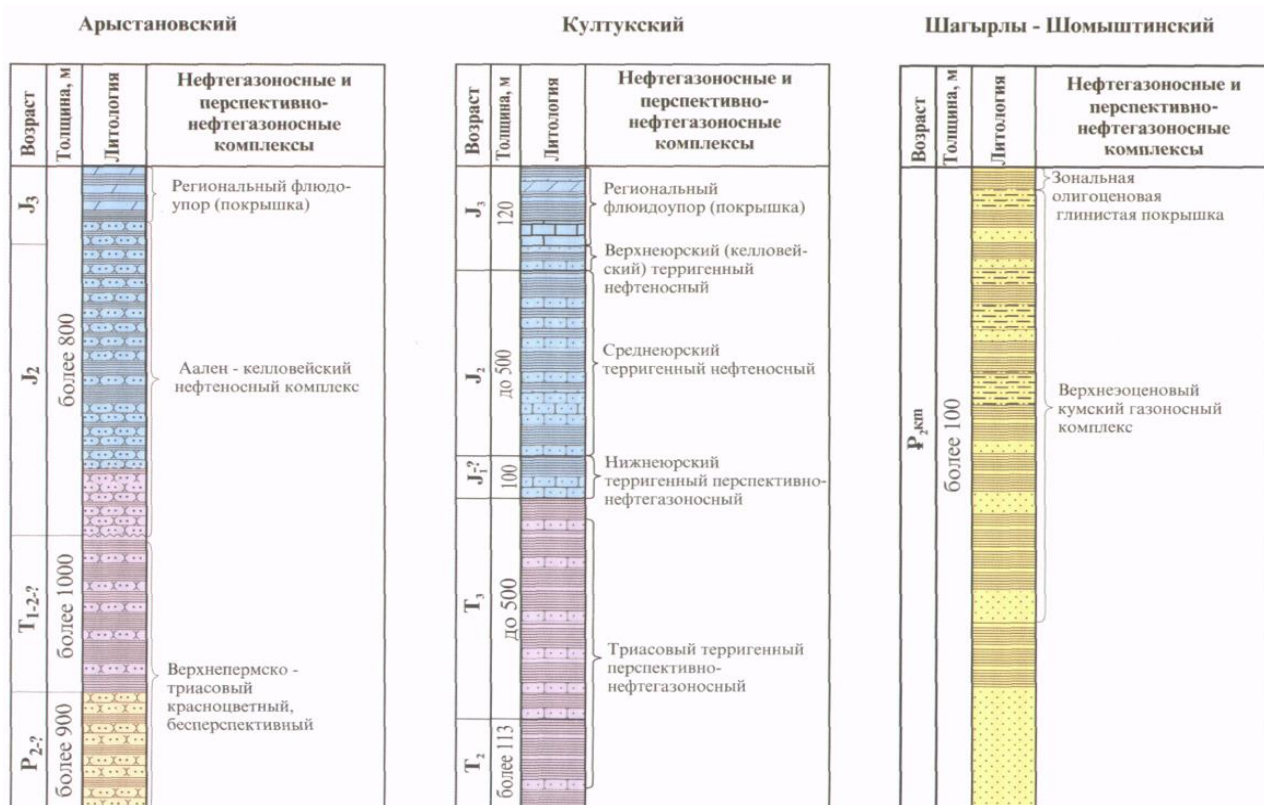


Рисунок 5.2 - Схематизированные типовые разрезy Северо-Устрюртского региона [2]

Триасовая система (Т)

Триасовая часть разреза сложена переслаиванием песчаников, алевролитов, аргиллитоподобных глин и аргиллитов, окрашенных в бурые, серые, темно-серые, коричневые, буровато-коричневые, зеленовато-серые, шоколадно-коричневые цвета.

Песчаники мелкозернистые, крепкоцементированные, известковистые, глинистые, слюдястые с прожилками кальцита.

Алевролиты песчанистые с пойкиллитовым карбонатным и глинистым базально-поровым цементом, плотные.

Глины очень плотные, известковистые с многочисленными зеркалами скольжения. Аргиллиты алевроитовые и алевроитистые.

По описаниям шлифов, проведенным начиная с глубины 3300 м, в составе пород появляются туффиты, метокристаллокластический кислый туф крупнопесчаной размерности, доломитизированная кислая эффузивная порода,

ожелезненная туфолава на фоне переслаивания их с песчаниками, алевролитами и туфогенными алевролитами.

Возраст описываемых отложений установлен находками остракод и харовых водорослей. Вскрытая толщина колеблется от 22 м до 198 м. Максимальная вскрытая толщина триаса достигает 929 метров.

На электрокаротажных диаграммах кровля триасовых отложений в большинстве скважин проводится достаточно уверенно по характерному увеличению диаметра скважин и изменению кривой ПС по сравнению с юрской частью разреза и своеобразной окраске пород.

Юрская система (J)

Юрские отложения на площади Арыстановская пройдены всеми скважинами. Они залегают на подстилающих породах со стратиграфическим и угловым несогласием. В разрезе юры по палеонтологическим и каротажным данным выделяются три отдела: нижний, средний и верхний.

Нижний отдел (J₁)

Нижнеюрские отложения литологически представлены переслаивающимися глинами, песчаниками и алевролитами. Выделены во всех скважинах за исключением нескольких, в которых породы средней юры залегают непосредственно на образованиях триаса.

Песчаники серые, светло-серые, крепкоцементированные, мелкозернистые, известковистые, слюдистые с включением обуглившихся растительных остатков.

Глины темно-серые с зеленоватым оттенком, плотные, известковистые.

Нижнеюрские отложения выделяются по электрокаротажным диаграммам и данным палинологического анализа. Верхняя граница описываемых отложений проведена со значительной долей условности (ввиду ограниченного отбора керна и малочисленности возрастных определений) – нижняя определена достаточно уверенно.

Толщина яруса изменяется от 0 до 88 м.

Средний отдел (J₂)

Среднеюрские отложения представлены континентальными и прибрежно-морскими терригенными породами, залегающими несогласно на нижнеюрских, а также на триасовых отложениях. В составе среднеюрской толщи выделяются нерасчлененный аален-байосский, батский и келловейский ярусы. Продуктивные горизонты I и II приурочены к келловейскому ярусу средней юры, к батскому ярусу приурочены III и IV горизонты, V, VI, VII, VIII, IX и X (Рисунок 1.3-1.4) горизонты байос-ааленскому ярусу.

Ааленский-байосский ярусы (J_{2a} + b_j)

Отложения аален-байосса залегают на нижележащих со стратиграфическим и угловым несогласием. На исследуемых площадях они представлены чередованием песчаников, алевролитов и глин. Причем алевролиты имеют подчиненное значение.

Песчаники серые и светло-серые, мелкозернистые, крепкоцементированные, известковистые, слюдистые. Алевролиты светло-

серые, тонкозернистые, слюдистые, глинистые, известковистые с включениями обуглившихся растительных остатков. Глины темно-серые, черные, иногда серые с буроватым оттенком, местами плотные.

Электрокаротажная характеристика описываемых отложений мало отличается от пород батского и нижнеюрского возраста.

Толщина отложений варьирует в пределах от 339 до 389 м.

Батский ярус. (J₂ bt)

Осадки батского яруса залегают на нижележащих без видимого несогласия. Литологически они представлены песчаниками, алевролитами переслаивающимися с глинами. Верхняя часть яруса сложена в основном глинами. Нижняя часть представлена преимущественно песчаными породами с маломощными прослоями алевролитов и глин.

Песчаники серые, темно-серые, крепкие, слюдистые, известковистые, мелкозернистые. Глины темно-серые, алевролитистые и алевроитовые, плотные, слюдистые, известковистые. Алевролиты серые, темно-серые, плотносцементированные, слюдистые, известковистые с обилием обуглившихся растительных остатков.

На электрокаротажных диаграммах верхняя глинистая часть яруса характеризуется положительной аномалией кривой ПС и незначительным увеличением диаметра скважин. Нижняя – отрицательной аномалией на кривой спонтанной поляризации и диаметром скважин близким к номинальному значению.

Толщина батских отложений изменяется от 108 до 131 м.

Верхний отдел (J₃)

Отложения верхней юры согласно залегают на нижележащих и представлены осадками оксфордского и волжского ярусов. Нижняя граница отдела проводится по кровле глинистой пачки, которая четко прослеживается во всех скважинах.

Оксфордский ярус (J_{3ox})

Отложения оксфорда сложены в основном глинами, мергелями и редкими прослойками песчаников и алевролитов. В нижней части преобладают глины, а в верхней – мергели. По окраске породы оксфордского яруса однотипны.

Глины, мергели и редкие прослойки песчаников, алевроитов имеют серый, светло-серый иногда зеленоватый оттенки.

Мергелистая часть яруса на каротажных диаграммах характеризуется более высоким сопротивлением КС, а на кавернограмме близостью диаметра скважин к номинальному значению.

Мощность яруса изменяется от 42 до 82 м.

Волжский ярус (J_{3v})

Керновым материалом охарактеризован слабо. Представлен он толщей глинистых известняков с прослоями доломитов, мергелей и глин.

Глины серые, алевролитистые, известковистые, часто с включениями остатков фауны. Известняки серые, нередко трещиноватые и пористые, местами содержат обломки раковин двустворок. Доломиты серые, темно-серые,

скрытокристаллические, местами глинистые с неровным изломом и матовым блеском.

На каротажных диаграммах волжский ярус характеризуется высоким сопротивлением на кривых КС, а на кавернограммах диаметр скважин близок к номинальному. Кривая КС в нижней части яруса недифференцирована.

Мощность волжских отложений изменяется от 92 до 133 м.

Меловые и кайназойские отложения не являются предметом диссертационных исследований и поэтому рассмотрены не будут.

5.1.3 Тектоника

В тектоническом плане месторождение Арыстановское относится к Северо-Устьюртской впадине. Непосредственно месторождение расположено в центральной части Арыстановской тектонической ступени (Рисунок 5.3).

Представление о тектоническом строении территории по мезозойским отложениям основано на результатах интерпретации материалов 3Д сейсмических исследований, проведенных на месторождении Арыстановское в 2006 г. компанией НПФ «ДАНК».

Работы по обработке и интерпретации геолого-геофизических данных выполнены ТОО «PGD Services» по результатам, которой в платформенном чехле исследуемого района прослеживаются отражающие горизонты III (подошва неокома), V (подошва средней юры), V₁ (подошва нижней юры),

В 2008 и 2011 гг. ТОО «PGD Services» выполнила дополнительную интерпретацию и переинтерпретацию сейсмических исследований 3Д, где были проинтерпретированы горизонты продуктивной толщи: Ю-III, Ю-IV, Ю-V, Ю-VI, Ю-VII, Ю-VIII, Ю-IX. Отличительной особенностью от предыдущей интерпретации 2006 года является наличие большого количества малоамплитудных тектонических нарушений, в связи, с чем месторождение представлено со сложным мелкоблоковым строением.

На структурной карте по V₁ отражающему горизонту (подошва рэт-лейаса, Ю-XI продуктивный горизонт) Арыстановское поднятие представлено довольно крупной брахиантиклинальной складкой юго-восток-северо-западного простирания (Рисунок 5.4). По оконтуривающей изогипсе -2900 м общие размеры составляют 13,8 x 4,2 км, при амплитуде около 110 м складка осложнена серией тектонических нарушений различной протяженности и, в большинстве своем незначительной амплитуды, имеющих преимущественно северо-восточное направление.

Под воздействием дизъюнктивной тектоники в пределах поднятия локализовалось два свода: Западный и Восточный.

Наиболее крупный – Западный свод в контуре замкнутой изогипсы -2850 м имеет размеры 8,0 x 3,0 км, амплитуду – до 70 м. Свод представлен вытянутой складкой северо-западного простирания и осложнен малоамплитудными тектоническими нарушениями, и за счет этого имеет мелкоблоковое строение,

разбит на девять тектонических блоков. На Западном своде сосредоточены практически все пробуренные на месторождении скважины.

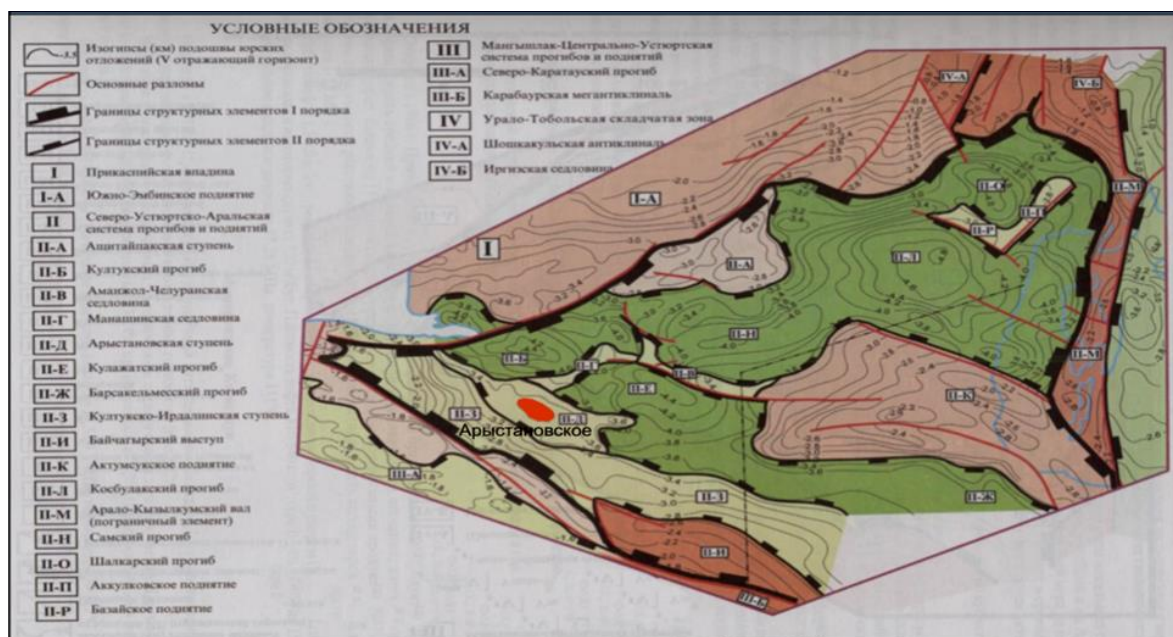


Рисунок 5.3 -Тектоническая схема [2]

Меньших размеров Восточный свод, контролируемый с запада протяженным тектоническим нарушением, амплитудой около 10 м. Свод представлен изометричным куполом размерами 3,7 x 3,2 км по замкнутой изогипсе -2850 м.

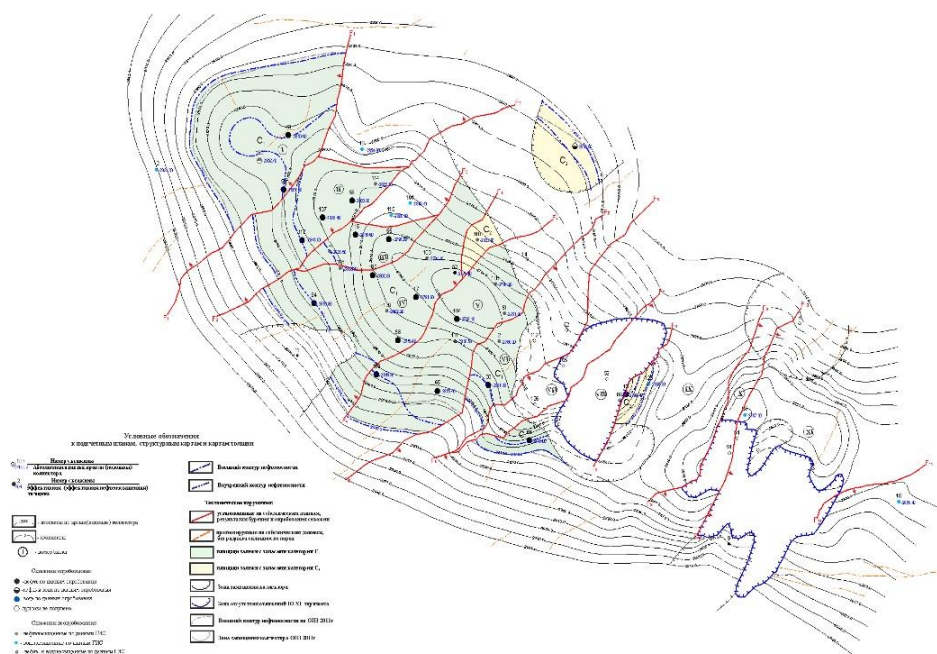


Рисунок 5.4 – Структурная карта по кровле коллектора «Ю-XI»

По кровле V отражающего горизонта, приуроченному к кровле Ю-IX продуктивного горизонта структурный план месторождения совпадает, но

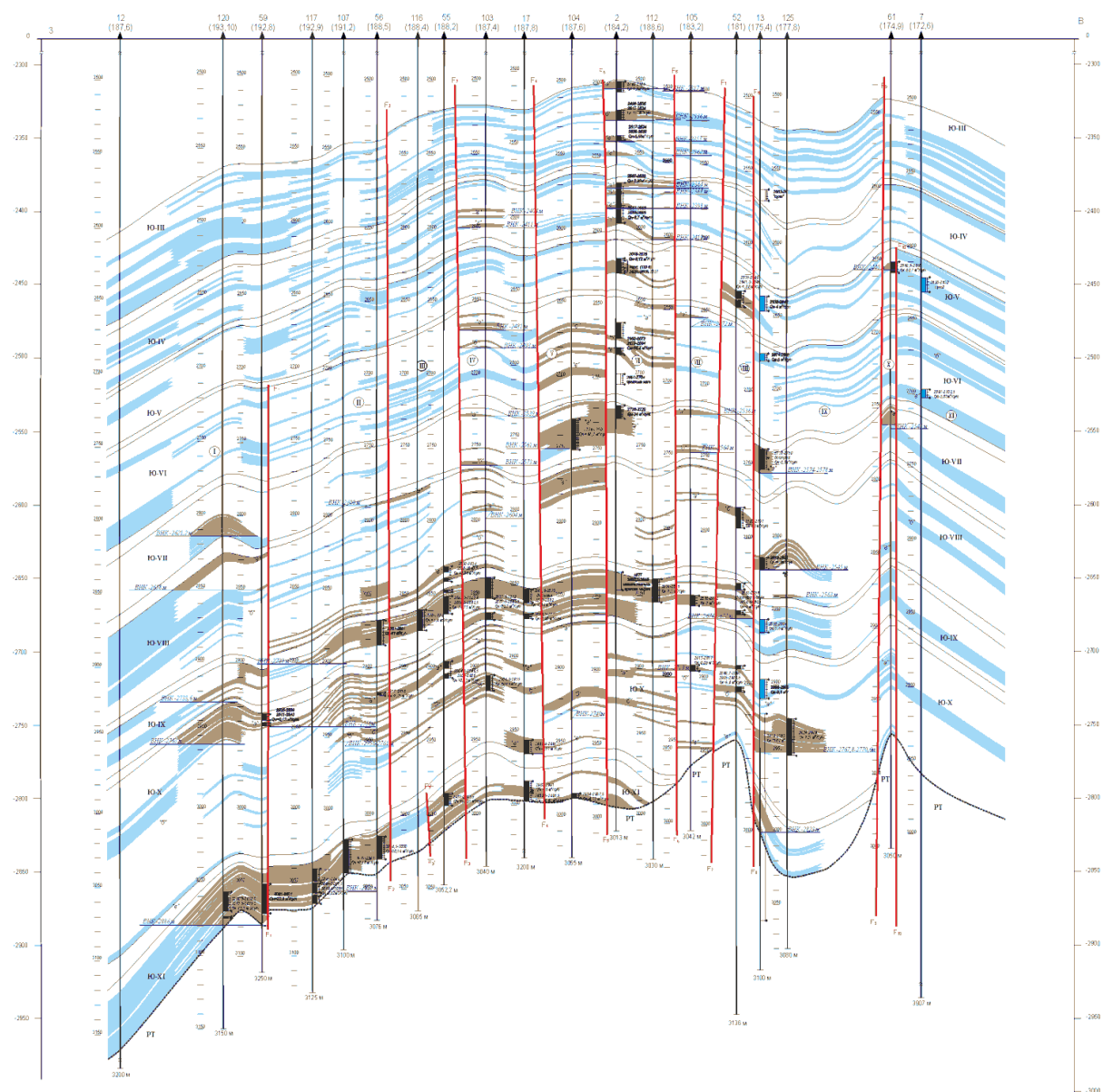
5.1.4 Нефтегазоносность

Промышленная нефтеносность оцениваемой площади установлена в июле 1968 г. опробованием интервала 2720-2729 м (среднеюрский горизонт Ю-VII) в скважине 2, из которого был получен фонтанный приток нефти дебитом 33 м³/сутки на 9 мм штуцере. Это был первый нефтяной фонтан, как на самой площади, так и в пределах Северо-Устьюртского региона в целом.

В январе 1971 г. на соседней разведочной площади Каракудук, расположенной на одной осевой линии с оцениваемой структурой и отделенной от нее ундуляцией шарнира, был получен промышленный приток нефти дебитом 24 м³/сутки на 5 мм штуцере при опробовании верхнеюрского (келловей) горизонта Ю-I в скважине 1.

Последующим поисково-разведочным бурением на Арыстановской площади установлена нефтеносность средне- и нижнеюрских отложений. Верхнеюрские горизонты Ю-I и Ю-II, содержащие промышленные залежи нефти на Каракудукской площади, оказались водоносными на оцениваемой площади, что подтверждено опробованием скважин 2, 3 и 10, а также результатами интерпретации материалов ГИС.

В юрских отложениях по совокупности результатов опробования скважин и переинтерпретации материалов ГИС выделено девять продуктивных горизонтов, стратиграфически приуроченных: III и IV – к батским; V, VI, VII, VIII, IX, X – к байос-ааленским и XI – к нижнеюрским отложениям. Ниже приводится характеристика нефтеносности по горизонтам и каждой залежи.



Условные обозначения:



Рисунок 5.6 – Схема водонефтяных контактов по профилю I-I

Таблица 5.1 - Характеристика залежей нефти месторождения Арыстановское

№№ п/п	Индекс горизонта пласта	Местоположение залежи	Глубина пласта в своде, м	Абсолютная отметка ВНК, м	Размеры залежей			Площадь нефтеносности, тыс.м ²			Пределы эффек. толщ., м знач. средневзвешенных нефтенасыщенных толщин, м	Типы залежей
					длина, км	ширина, км	высота, м	общая	НЗ	ВНЗ	общая	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Ю-III горизонт												
1	Ю-III а	блок I	2497	-2318	3,18	0,75	7	1393	887	506	2,0-4,4/2,0	пластовый сводовый, литологически ограниченный
2	Ю-III б	блок I	2518	-2340	2,56	1,1	8,5	2300	1623	677	2,0-6,1/3,3	пластовый сводовый, литологически ограниченный
3	Ю-III в	блок I	2535	-2355	3,1	0,6	6,5	1405	926	479	2,0-4/1,8	пластовый сводовый, литологически ограниченный
4	Ю-III г	блок I	2545	-2365	2,85	0,6	5,9	1367	736	631	2,0-2,7/2,2	пластовый сводовый
	значение средневзвешенной нефтенасыщенной толщины по Ю-III горизонту										7	

Продолжение таблицы 5.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Ю-IV горизонт												
5	Ю-IV а	блок I	2568	-2388	2,1	0,55	6,3	1025	624	401	2,0-2,4/1,9	пластовый сводовый, литологически ограниченный
6	Ю-IV б	блок I	2573	-2393	2,1	0,55	6,5	933	637	296	1,2-2/1,7	пластовый сводовый, литологически ограниченный
7	Ю-IV в	блок I	2581	-2402- 2404	3,75	0,6	7,8	1892	1577	315	1,3-2,0/1,3	пластовый сводовый, литологически ограниченный
8	Ю-IV г	блок I	2590	-2411	3,85	0,5	6,8	1853	1242	611	2,0-4,1/3,2	пластовый сводовый, литологически ограниченный
9	Ю-IV г	блок III район скв.7		-2412,4	0,9	1,1	7,4	828	342	486	2,0-4,1/2,7	пластовый сводовый, тектонически экранированный

Продолжение таблицы 5.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Ю-V горизонт												
10	Ю-V	блок I район скв.50	2619	-2479	2,75	1,45	45,5	3580	2076	1504	2,0-11/4,3	пласт. сводовый, литологически и тектонически экранированный
11	Ю-V	блок II район скв.13		-2460	1,01	0,9	20	1071	138	933	2,0-12/4,5	пласт. сводовый, литологически и тектонически экранированный
Ю-VI горизонт												
12	Ю-VI а	блок I район скв.51	2666	-2481	0,55	1,1	3,5	1051	690	361	1,8-4,0/1,5	пластовый сводовый, литологически ограниченный
13	Ю-VI а	блок I район скв.50		-2504	0,63	0,9	14	1051	854	197	1,4/1,3	пласт. сводовый, литологически и тектонически экранированный
14	Ю-VI а	блок III район скв.7		-2495	1,05	1,5	10	1353	151	1202	2,0-4,0/3,6	пластовый сводовый, тектонически экранированный
15	Ю-VI б	блок I	2671	-2517,4	2	1,6	33	3909	3324	585	1,3-3,2/1,4	пласт. сводовый, литологически и тект.экранированный
16	Ю-VI в	блок I	2679	2504	3,5	1	11	2168	1708	460	1,5-2,0/1,7	пластовый сводовый, лито.ограниченный
	значение средневзвешенной нефтенасыщенной толщины по Ю-VI горизонту										2,5	

Продолжение таблицы 5.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Ю-VII горизонт												
17	Ю-VII а	блок I район скв.2, 50	2721	-2584	2,3	1,5	50	3580	2358	1222	5,0-15,2/11,8	пласт. сводовый, литологически и тектонически экранированный
18	Ю-VII а	блок II район скв.13		-2574- 2578,5	1,2	1,6	44	2286	1294	992	5,0-18,5/10,5	пласт. сводовый, литологически и тектонически экранированный
19	Ю-VII б	блок I район скв.53	2754	-2580	0,6	2	15	1563	637	926	3,0-6,4/4,9	пласт. сводовый, литологически ограниченный
Ю-VIII горизонт												
20	Ю-VIII а	блок I район скв.53	2791	-2605,4	1,2	0,5	15	591	460	131	2,0-2,4/1,8	пласт.сводовый литологически ограниченный
21	Ю-VIII б	блок I район скв.50	-	-2661	0,7	2,5	41	3416	2102	1314	4,0-15,8/7,3	пласт. сводовый, литологически и тект.экранированный
22	Ю-VIII б	блок II район скв.13, 52		-2644,6	1,2	1,3	45	1208	972	236	4,0-12,7/5,7	пласт. сводовый, литологически и тект. экранированный

Продолжение таблицы 5.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Ю-IX горизонт												
23	Ю-IX	блок I район скв.2	2830	-2712	7,8	3,9	72	26669	####	####	4,0-25,9/11,9	пласт. сводовый, лит. и тект.экранированный
24	Ю-IX	блок II район скв.52		-2677	0,9	1,9	27	1905	394	1511	4,0-9,8/9,2	пласт. сводовый, тект.экранированный
Ю-X горизонт												
25	Ю-X а	блок I район скв.2, 56	2888	-2740 -2767,7	6,5	2	740	11824	8704	3120	4,0-16,2/8,2	пласт. сводовый, тект.экранированный
26	Ю-X б	блок I район скв.51, 53	2929	-2790	1,9	2,63	49	4775	3757	1018	1,4-12,5/8,0	пласт. сводовый, литол. ограниченный
27	Ю-X б	блок I район скв.50	-	-2824	1,5	0,4	34	617	512	105	2,0-3,0/1,2	пласт. сводовый, лит.ограниченный
Ю-XI горизонт												
28	Ю-XI	блок I район скв.2, 56	2964	-2852	6,4	2	77	12337	9854	2483	1,8-18,8/7,1	пласт. сводовый, литологически и тектонически экранированный
29	Ю-XI	блок I район скв.3		-2888	1,5	1	18	1143	617	526	1,9/3,4	стратиграфический экранированный

Ю-III продуктивный горизонт

Горизонт выделен в верхней части батского яруса среднеюрского отдела. В объеме горизонта толщиной 60-70 м по данным ГИС выделяется от 2 до 7 песчаных пластов коллекторов толщиной 1-6 м, изолированных между собой непроницаемыми глинистыми породами толщиной от 7 до 14 м.

Горизонт опробован в трех скважинах (2, 3, 10), расположенных на различных гипсометрических уровнях залегания горизонта. Нефть получена в одной, самой высокой из них, скважине 2. По материалам интерпретации данных ГИС в разрезе скважины 2 выделены четыре пласта (сверху вниз) с положительными характеристиками продуктивности: IIIа, IIIб, IIIв и IIIг. Опробованием охвачены верхние три пласта в следующих сочетаниях и последовательности:

- 1) пласты IIIб и IIIв – совместно, с перфорацией интервалов 2517-2524, 2535-2538 м;
- 2) пласты IIIа и IIIб – совместно, с изоляцией пласта IIIв цементным мостом и перфорацией интервалов 2498-2505, 2517-2524 м;
- 3) пласт IIIа – с изоляцией нижних пластов и перфорацией интервала 2498-2505 м.

Во всех трех случаях были получены слабые притоки нефти и высокоминерализованной пластовой воды плотностью 1,111-1,117 г/см³. Общие дебиты нефти и воды по данным прослеживания уровня составили, соответственно: 5,5 м³/сут при среднединамическом уровне 786 м; 4,3 м³/сут при среднединамическом уровне 612 м; 1,8 м³/сут при среднединамическом уровне 768 м. Согласно данным, приведенным в материалах испытания скважины, дебиты нефти составляли 30-40% от общего дебита жидкости. Во втором случае замерен дебит перелива нефти, составивший 0,88 м³/сут. Слабый перелив нефти отмечался также при испытании пласта IIIа.

Анализ данных испытания и результатов интерпретации материалов ГИС по скважине 2 позволяет сделать следующие выводы:

1. Во всех трех объектах опробования скважины 2 пластовая вода, вероятнее всего, поступала из вышезалегającego Ю-II водоносного горизонта по заколонному пространству, из-за негерметичности цементного кольца в интервалах залегания Ю-II, Ю-III и, возможно, Ю-IV горизонта, характеризующихся по данным кавернометрии резко выраженной неровностью и размывом ствола скважины, особенно в интервалах, разделяющих Ю-II и Ю-III горизонты, а также пласты “а”, “б” Ю-III горизонта. В таких интервалах весьма высока вероятность низкого качества цементажа колонны.
2. Все три пласта в процессе испытания давали нефть, что следует из сравнения коэффициентов продуктивности и дебитов, полученных в трех последовательно опробованных интервалах.
3. Дебиты нефти опробованных пластов существенно занижены вследствие водопритока из вышезалегającego горизонта.

На основании изложенного продуктивность пластов “а”, “б” и “в” Ю-III горизонта следует считать доказанной опробованием, что позволяет представлять запасы нефти по ним по категории С₁.

Пласт IIIг, залегающий в нижней части горизонта, опробованием не охвачен. По геофизическим характеристикам он практически не отличается от вышележающих, и вполне обоснованно может быть включен в число подсчетных объектов наравне с остальными пластами, но с представлением запасов по категории С₂.

Ниже приводится обоснование ВНК и характеристика залежей нефти, приуроченных к выделенным пластам.

Пласт Ю-IIIа

Пласт прослежен в разрезах всех присводовых скважин (17, 53, 55), кроме скважины 51, где он замещен глинистыми породами. Он прослежен также в ближайших скважинах, расположенных на крыльях структуры (4, 14, 50) и в переклиальной части (52). По данным ГИС рассматриваемый пласт характеризуется как водонасыщенный во всех перечисленных скважинах, кроме скважины 2, давшей нефть при опробовании. При этом наиболее высокие отметки залегания водонасыщенного коллектора установлены в скважинах 17 (-2320,8 м) и 55 (-2320,6 м), а подошва нефтенасыщенного коллектора в скважине 2 отбита на отметке -2316,5 м.

Из этого следует, что положение ВНК ограничено отметками -2316,5 - 2320,6 м. Небольшая разница между указанными уровнями позволяет достаточно уверенно принять ВНК на отметке -2318 м. Внешний контур нефтеносности определен на структурной карте, составленной по кровле коллектора в соответствии с принятой отметкой ВНК, а внутренний – с учетом толщины пласта. В районе скважины 51 выделена зона отсутствия коллектора по линии, проведенной условно посередине расстояния между скважинами 2-51, 51-53.

В принятых границах залежь характеризуется размерами 3,18х0,75 км высотой 7 м (таблица 5.1). Тип залежи – пластовый, сводовый, литологически ограниченный.

Толщина пласта в залежи равна 5,4 м, а в приконтурной зоне меняется от 1,0 м (скважина 53) до 2,8 м (скважина 55).

Эффективная и нефтенасыщенная толщины в скважине 2 совпадают и равны 4,4 м, а в приконтурной зоне эффективная толщина меняется от 1,0 м в скважине 53 до 1,8 и 2,8 м в скважинах 17 и 55 соответственно.

Пласт Ю-IIIб

Продуктивность данного пласта, как и вышележающего, связана с основным сводом структуры (блок I), который по рассматриваемому пласту осложнен двумя малоамплитудными куполами. Залежь нефти приурочена к более высокому куполу в районе скважины 2. Кроме скважины 2, где нефтенасыщенность пласта подтверждена опробованием, с положительной геофизической характеристикой продуктивности пласт выделен в разрезе скважины 51. В скважинах 17 и 53, по материалам интерпретации данных ГИС рассматриваемый пласт характеризуется как водонасыщенный.

Ближние отметки подошвы нефтенасыщенного коллектора в скважине 2 (-2337,6 м) и верхних отметок водонасыщенного коллектора в скважинах 17 (-2342,4 м) и 53 (-2342,6 м) позволяют достаточно надежно определить положение

ВНК, который принят на отметке -2340 м, соответствующей середине указанного интервала между уровнями водо- и нефтенасыщенности.

Внешний контур нефтеносности проведен по изогипсе -2340 м кровли коллектора, внутренний – с учетом толщины пласта, которая меняется в пределах залежи от 2 до 6,1 м.

В принятых границах залежь нефти характеризуется размерами 2,65x1,1 км, высотой 8,5 м. Тип залежи – пластовый, сводовый. Эффективная толщина в залежи колеблется в пределах 2-6 м. Средневзвешенная нефтенасыщенная толщина составляет: в нефтяной зоне – 3,7 м, в водонефтяной - 2,5 м.

Полная характеристика всех залежей приведена в таблице 5.1

Пласт Ю-IIIв

Данный пласт выделен в пределах основного свода структуры в скважинах 2, 17 и 53. В скважинах 50, 51, 55 он замещен глинистыми породами. Нефтенасыщенность пласта установлена только в разрезе скважины 2. В скважинах 17 и 53 по геофизическим характеристикам пласт оценивается как водонасыщенный.

ВНК определен с незначительными возможными погрешностями на отметке -2355 м, соответствующей середине между нижней отметкой нефтенасыщенного коллектора в скважине (-2352,2 м) и верхней отметкой водонасыщенного коллектора в скважине 53 (-2358,1 м).

Контур нефтеносности определен на структурной карте кровли коллектора: внешний – проведен по изогипсе -2355 м; внутренний – с учетом толщины пласта. Граница зоны отсутствия коллектора проведена условно посередине расстояния между скважинами 2-51 и 51-53. Тип залежи – пластовый сводовый, литологически ограниченный.

Пласт Ю-IIIг

Пласт прослежен повсеместно в сводовой части основного купола и везде по данным ГИС характеризуются как водонасыщенный, кроме скважины 2, вскрывшей пласт на самой высокой отметке. С учетом наиболее высокого уровня водонасыщенного коллектора в скважинах 51 (-2367 м) и отметки подошвы нефтенасыщенного коллектора в скважине 2 (-2362,2 м) ВНК принят вблизи середины указанного интервала возможного его положения – на отметке -2365 м.

Контур нефтеносности проведены на структурной карте по кровле коллектора: внешний – по изогипсе -2365 м, внутренний – с учетом толщины коллектора в скважине 2 (3,1 м) и ближайших законтурных скважин 51 (2,1 м) и 53 (2,3 м), на удалении (по вертикали) от внешнего контура, принятом равным 2,5 м, то есть на глубине -2362,5 м.

Характеристика залежи приведена в таблице 5.1.

Ю-IV продуктивный горизонт

В разрезе скважины 2, единственной давшей нефть при опробовании этого горизонта, по данным ГИС выделены 4 разобщенных глинистыми породами пласта (сверху вниз): «а», «б», «в» и «г» с кондиционными значениями пористости и нефтенасыщенности. При опробовании интервала 2567-2583 м, охватывающего пласты «а», «б» и, частично, пласт «в», получен приток нефти

дебитом 2,32 м³/сут при средне динамическом уровне 522,5 м, при переливе дебит нефти составил 1,15 м³/сут. После дострела пластов «в» и «г» в интервале 2583-2595 м замеренный дебит при среднем уровне 919,5 м составил 3,7 м³/сут. Однако, близкие значения коэффициента продуктивности (0,0029 м³/сут в первом случае и 0,0026 м³/сут во втором) свидетельствуют об отсутствии притока из дополнительно перфорированного интервала.

Из сравнения параметров коллекторов видно, что пласты «в» и «г» характеризуются пониженными величинами открытой пористости (0,136 и 0,132) относительно пластов «а» и «б» (0,196 и 0,167).

Из приведенных данных следует, что при опробовании скважины 2 как в первом, так и во втором случаях, работали пласты «а» и «б», что позволяет представлять запасы по категории С₁. По пластам «в» и «г», продуктивность которых опробованием не подтверждена, запасы могут быть представлены только по категории С₂.

Геометризации залежей, приуроченных к Ю-IV горизонту основного свода структуры, выполнена отдельно по пластам по аналогии с Ю-III горизонтом.

Отметки ВНК по всем пластам приняты посередине между нижними отметками нефтенасыщенных коллекторов в скважинах 2, 53 и верхними отметками водонасыщенных коллекторов в ближайших законтурных скважинах по соответствующим пластам: «а» - скважине 51; «б» - скважине 52; «в» - скважине 51, 55; «г» - скважине 55. ВНК по выделенным пластам определены на отметках (сверху вниз): -2388; -2393; -2402-2404 м; -2411 м.

Все четыре залежи являются пластово-сводовыми, литологически ограниченными.

На юго-восточном куполе структуры (блок III), в разрезе скважины 7 по материалам ГИС выделен пласт «г» в интервале 2583,7-2591,3 м (-2408,3 – 2415,9 м), который характеризуется как продуктивный до глубины 2587,8 м (-2412,4 м), а ниже – как водонасыщенный. Таким образом, скважиной пересечен ВНК на отметке -2412,4 м. Тип залежи пластовый сводовый, тектонически экранированный.

Характеристика выделенных залежей приведена в таблице 5.1.

Ю-V продуктивный горизонт

В разрезе Ю-V горизонта общей толщиной 35 - 50 м проницаемые песчаники распространены крайне неравномерно. Относительно однородные песчаники с улучшенными фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС) толщиной до 21 м прослежены в южной части оцениваемой площади, район скважин 2, 50, 13, 19, 7, 9, 6. В центральной части площади в районе скважин 17, 51, 11, 52 выделена относительно узкая зона замещения коллекторов глинистыми породами, служащая литологическим экраном для южной зоны распространения продуктивного коллектора. К северу от этой зоны в объеме горизонта выделяется от 3 до 7 пропластков (скважины 4, 53, 55, 56) коллекторов, характеризующихся как водонасыщенные и только в разрезе скважины 53 отмечается пласт толщиной 1,4 м с положительной геофизической характеристикой, причем он выделен в глинистой пачке толщиной 20 м, которая является разделом между Ю-V и Ю IV горизонтами (2600-2620 м). Этот пласт имеет ограниченное

распространение по площади и представляет собой небольшую линзу, и как подсчетный объект не выделен.

Промышленная нефтеносность Ю-V горизонта в южной зоне установлена опробованием в скважинах 2 и 50. Скважина 2 дала слабо переливающий приток нефти (дебит перелива $0,72 \text{ м}^3/\text{сут}$). Расчетный дебит при среднединамическом уровне 1339 м составил $3,12 \text{ м}^3/\text{сут}$. Этот же пласт, опробованный в скважине 50, дал $52,2 \text{ м}^3/\text{сут}$ на 7 мм штуцере.

Продуктивный резервуар, вскрытый скважинами 2 и 50, приурочен к юго-восточному погружению блока I и ограничен разрывным нарушением F₁. ВНК на дату оперативного подсчета запасов не установлен, и к подсчету запасов принят условный контур нефтеносности на отметке минус 2479 м, соответствующей подошве нефтенасыщенного коллектора и нижним перфорированным отверстиям в скважине 50 (2663 м).

На сопряженном участке блока II, представляющем собой юго-восточную переклиналь основного свода структуры, скважинами 13 и 19 вскрыта (по данным ГИС, а также опробования скважины 13) водонасыщенная часть продуктивного резервуара. Несмотря на это, здесь на более приподнятом участке, не освещенном бурением, нами выделяется предполагаемая нефтяная залежь тектонически и литологически экранированного типа по аналогии с основными продуктивными горизонтами (Ю- VII, VIII, IX, X и XI) с доказанной опробованием нефтеносностью. ВНК принят на отметке -2460 м, что на 0,4 м выше отметки кровли водонасыщенного коллектора в скважине Т 9.

Ю-VI продуктивный горизонт

В составе данного горизонта выделяется от 2 до 4-х пластов песчаников с кондиционными ФЕС. Распространение их по площади и разрезу крайне не равномерное. Промышленная продуктивность установлена опробованием в скважине 2 (интервал перфорации 2679-2684 м) пластов «б» и «в» (совместно), давших фонтан нефти дебитом $17,7 \text{ м}^3/\text{сут}$ на 7 мм штуцере. Скважина 51, в которой совместно опробованы пласты «а», «б» и «в» с общей нефтенасыщенной толщиной 4,6 м, дала слабый приток нефти с максимальным дебитом $3,57 \text{ м}^3/\text{сут}$ при среднединамическом уровне 830,5 м. Сопоставление материалов ГИС и перфорированных интервалов (2665,5-2667; 2680-2681; 2689-2690,5 м) показало, что при идеальной привязке последних с данными ГИС вскрытая эффективная толщина составила бы всего 2,7 м. Это обстоятельство дает основание полагать, что добывные возможности опробованных пластов занижены. Тем более, что опробование этой скважины проводилось в холодный период года (в начале января), когда из-за низкой температуры мог кристаллизироваться парафин, существенно затрудняя приток нефти.

В составе VI горизонта выделены три продуктивных пласта («а», «б» и «в»). В пласте «а» выделены три залежи, из которых две (в районе скважин 50 и 51) – приурочены к основному своду структуры (блок I), а третья - к полусводу блока III (район скважины 7).

Залежь VIa в районе скважины 51 выделена по данным ГИС этой скважины, согласно которым интервал 2665,7 – 2668,7 (-2477,5 –2479,6) м характеризуется как продуктивный. ВНК принят посередине между подошвой

нефтенасыщенного коллектора в скважине 51 (-2479,6 м) и кровлей водонасыщенного коллектора в ближайшей законтурной скважине 17 (-2482,6), на отметке -2481 м. При этом возможная ошибка не превышает $\pm 1,5$ м. Таким образом, ВНК по данной залежи определен достаточно надежно.

В соответствии с принятым ВНК, контуры нефтеносности в северо-восточной и юго-западной частях залежи проведены по изогипсе минус 2481 м. На северо-западе и юго-востоке залежь ограничена зонами замещения коллектора глинистыми породами.

Залежь VIa в районе скважины 50 выделена по материалам ГИС этой скважины, согласно которым интервал 2685,9-2687,8 (-2501,9-2503,8) м характеризуется как продуктивный. ВНК принят условно на отметке подошвы нефтенасыщенного пласта – 2504 м.

Залежь ограничена с севера – зоной замещения коллектора; с юга – изогипсой минус 2504 м; с востока – разрывным нарушением F₁.

Залежь VIa в районе скважины 7 выделена по материалам ГИС этой скважины, согласно которым в пласте «а» вскрыт ВНК на глубине 2668,0 (-2492,6) м при общей толщине пласта 11,2 м (интервал 2663,7-2674,9 м; абс. отметки -2488,3-2499,5 м). В соответствии с этой отметкой проведен внешний контур нефтеносности на структурной карте кровли коллектора. Внутренний контур проведен с учетом толщины пласта, принятой равной 11,2 м в пределах всей залежи. Тип залежи пластовый сводовый, тектонически экранированный.

Залежь VIб

Продуктивность пласта установлена опробованием скважин 2, 51, а также положительной геофизической характеристикой скважины 50. Залежь приурочена к юго-восточной части основного свода структуры и ограничена разрывным нарушением F₁ на юго-востоке, зонами замещения коллектора на западе и востоке.

ВНК на дату подсчета запасов не вскрыт. Для определения контуров нефтеносности ВНК условно принят на отметке подошвы нефтенасыщенного коллектора в скважине 50 –2517,4 м.

Пласт VIв

Продуктивный пласт, подтвержденный опробованием скважин 2 и 51, распространен в пределах апикальной части основного свода структуры, за исключением района скважины 53, где коллектор отсутствует, а также юго-восточного участка, где предполагается замещение коллектора.

ВНК определен на отметке минус 2504 м, соответствующей середине между нижним уровнем нефтенасыщенности в скважине 51 (-2502 м) и верхним уровнем водонасыщенности в скважине 17 (-2506,5). Тип залежи пластовый сводовый, литологически экранированный.

Ю-VII продуктивный горизонт

В разрезе данного горизонта выделены два песчаных пласта «а» и «б», распространенных в двух разных зонах.

Нижний пласт «б» толщиной 10 м выделен в скважинах 4 и 53; распространен в узкой полосе субширотного простирания шириной 0,6 км в сводовой части структуры.

Верхний пласт «а» толщиной от 10 до 28 м выделен в разрезах скважин: 2 (20 м), 50 (23 м), 13 (20 м), 19 (10 м), 6 (28 м), 7 (15 м), 16 (11 м), 5 (9 м).

В разрезах остальных скважин (17, 51, 52, 11, 12, 10, 3, 8, 9) пласт замещен глинистыми породами.

Из приведенных данных следует, что зона распространения пласта «а» значительно шире по сравнению с зоной распространения пласта «б».

По характеру распространения в плане, толщине и относительной однородности литологии оба пласта рассматриваются нами как палеорусловые песчаники, врезанные во вмещающие, преимущественно глинистые породы, среди которых спорадически встречаются ограниченные по площади распространения и толщине линзы проницаемых песчаников, гидродинамически не связанных с продуктивными резервуарами.

Пласт VIIa по данным ГИС характеризуется как продуктивный в скважинах 2 и 50, расположенных в I блоке, и в скважине 13, расположенной на сопряженном участке блока II.

На дату подсчета запасов рассматриваемый пласт опробован в скважинах 2 и 13. Скважина 2 дала фонтан нефти дебитом $33 \text{ м}^3/\text{сут}$ на 7 мм штуцере.

Скважина 13 также подтвердила нефтенасыщенность пласта, хотя и дала незначительный приток нефти с максимальным дебитом до $2,4 \text{ м}^3/\text{сут}$ при среднединамических уровнях 1549 и 1458 м в интервале опробования 2736-2742 м (кровля пласта «а»).

Дострел нижней части пласта эффекта не дал. Более того, максимальный дебит нефти $2,3 \text{ м}^3/\text{сут}$ был получен при среднединамическом уровне 1682 м, т.е. при большей депрессии на пласт. Данные прослеживания уровней в обоих случаях, приведенные в актах опробования и выписках из журнала опробования скважины 13, указывают на низкое качество опробования, обусловленное значительной загрязненностью пристволенной зоны пласта.

ВНК для района скважин 13 и 19 определен исходя из нижней отметки нефтенасыщенности в скважине 13, совпадающей с подошвой пласта, минус 2578,5 м, и верхней отметки водонасыщенности законтурной скважины 19, оказавшейся на 3,7 м выше уровня нефтенасыщенности в скважине 13 – минус 2574,8 м.

На основании этих данных ВНК принят наклонным от минус 2574 м в южной части залежи до минус 2578,5 м в северной части.

Причиной более высокого положения ВНК в районе скважины 19, возможно, является проявление капиллярных сил, за счет которых произошло вторжение воды в залежь.

На сопряженном участке I блока ВНК не установлен и к подсчету запасов контур нефтеносности принят условно по нижнему уровню нефтенасыщенности в скважине 50 (-2583,6 м) на отметке -2584 м.

Пласт VIIб опробован в скважине 4, где из интервала 2772-2788 (-2583,2-2599,2) м – получен слабый приток пластовой воды с пленкой нефти; проведенная повторная перфорация ПВН – 90 не дала положительного эффекта. По данным ГИС кровля водонасыщенного коллектора определена на глубине 2772,7 м (-2583,9 м).

В скважине 53 нижний уровень нефтенасыщенности по данным ГИС совпадает с подошвой пласта, залегающей на глубине 2763,5 (-2574,8) м. Таким образом, возможное положение ВНК по пласту VIIб ограничено отметками: -2574,8 – 2583,9 м. К подсчету запасов ВНК принят на отметке -2580 м.

Характеристика всех выделенных залежей приведена в таблице 5.1.

Ю-VIII продуктивный горизонт

Основным резервуаром в объеме VIII горизонта является пласт «б», выделенный в нижней части горизонта с положительной геофизической характеристикой в скважинах 50, 52, 13, расположенных в юго-восточной части основного свода структуры. Судя по конфигурации зоны распространения, однородности и толщине пласта (9-16 м), данный объект представляет собой русловый песчаник.

Аналогичные песчаники, водонасыщенные по геофизическим характеристикам, на этом же стратиграфическом уровне выделены в северо-западной части структуры (район скважин 4, 10, 12), где они образуют обширную зону, северо-западная граница которой не установлена.

В промежуточной зоне, охватывающей центральную часть основного свода структуры, коллектор практически отсутствует за исключением двух ограниченных по площади участков. Так в скважине 53 в средней части горизонта по данным ГИС выделен продуктивный пласт «а»; и в скважине 56 в кровле горизонта выделены два пропластка водонасыщенного коллектора, не связанных с пластом «а».

По залежи «а» ВНК принят по нижней отметке нефтенасыщенности в скважине 53 – минус 2605,4 м.

Залежь «б» опробована в скважинах 50 (блок I), 52 и 13 (блок II). В скважине 50 пласт перфорирован в интервалах 2825-2829, 2843-2845 м (-2642 - 2661), которыми охвачены всего 6 м толщины пласта при полной нефтенасыщенной толщине 15,8 м, при этом получен фонтанный приток нефти дебитом 16,65 м³/сут на 5 мм штуцере. При охвате перфорацией всей толщины пласта возможно увеличение дебита до 44 м³/сут.

В скважине 52 пласт опробован в интервале 2783-2797 (-2602 -2616) м, получен приток нефти дебитом 13,02 м³/сут на 5 мм штуцере.

В скважине 13 из интервала 2813 - 2821 м (2636,1 - 2644,5) получен приток нефти дебитом 3,7 м³/сут при среднединамическом 638,5 м. Реальные добывные возможности пласта не установлены, так как уровень в скважине снижался на небольшую глубину (до 900 м), при которой вряд ли могли в достаточной степени очистить пласт от загрязнения.

ВНК по пласту «б» не установлен. К подсчету запасов ВНК принят условно по нижним отметкам нефтенасыщенного пласта:

для блока I – на отметке минус 2661 м по скважине 50;

для блока II – на отметке минус 2644,5 м по скважине 13.

Характеристика залежей приведена в таблице 5.1.

Ю-IX продуктивный горизонт

Данный горизонт является единственным из всех продуктивных горизонтов Арыстановской площади, в составе которого коллекторы в той или иной части разреза распространены по всей площади.

В разрезах скважин выделяется от 2 до 5 пластов коллекторов толщиной от 1,0 до 15, 0 м, распространенных неравномерно по разрезу и площади при общей толщине резервуара от 15,0 до 40,0 м. При всей сложности взаимоотношения коллекторов между собой и глинистыми разделами важно отметить два момента:

1) в сводовой части I блока (район скважин 2, 17, 55, 56) все выделенные продуктивные пласты сообщаются и образуют единый в гидродинамическом отношении резервуар;

2) в районе скважины 14 водонасыщенные пласты, распространенные в верхней части горизонта, изолированы от продуктивного.

Указанные моменты позволяют принять единый ВНК по оцениваемому горизонту.

ВНК в пределах блока I достаточно надежно определяется по нижнему уровню нефтенасыщенности, установленному в скважине 50 по данным ГИС и опробования (-2711,7 м), и верхнему уровню водонасыщенности в скважине 10 (-2713,6 м), также установленному по данным ГИС и подтвержденному опробованием. К подсчету запасов ВНК принят на отметке -2712 м.

В блоке II ВНК уверенно определен на отметке -2678 м, соответствующей промежуточной отметке между нижним уровнем нефтенасыщенности в скважине 52 (-2677,2 м) и верхним уровнем водонасыщенности в скважине 13 (-2679,2 м).

Нефтеносность IX горизонта установлена по данным ГИС скважин 10, 56, 4, 55, 53, 17, 51, 2, 50, 52 и подтверждена опробованием скважин 10, 17, 53, 51, 2, 50 и 52.

Скважины 50, 51 и 53 дали фонтанные притоки нефти на 5 мм штуцере дебитами 38,9, 15,64 и 46,4 м³/сут соответственно. Скважины 2, 17, 52 при прослеживании уровня, дали слабые притоки нефти. В скважине 10 получен приток нефти с пластовой водой. Дебит нефти составляет всего 0,75 м³/сут. Незначительный приток нефти в этой скважине является следствием неудачной перфорации, которой были охвачены 15 м водонасыщенной части IX горизонта, 10 м водоносного горизонта VIII и 3 м нефтенасыщенной части IX горизонта. Очевидно, что при освоении скважины нефтенасыщенный коллектор был заблокирован большим столбом воды.

В скважине 2, из-за повреждения эксплуатационной колонны, опробование проводилось пластоиспытателем конструкции АзНИИ с пакеровкой места повреждения колонны. Однако добиться полной герметизации не удалось, а пакер был прихвачен и оставлен в стволе скважины. Тем не менее, получили незначительное количество нефти (1,5 м³), застывающей на. Таким образом, несмотря на неудачное опробование скважин 2 и 10, следует считать доказанной нефтенасыщенность IX горизонта, вскрытого этими скважинами.

В скважине 4, в стволе которой были прихвачены НКТ, вызвать приток взрывом 6 торпед ТШ-43 и ТШ-35 мм с последующим снижением уровня не удалось. Таким образом, скважина 4 по IX горизонту фактически не опробована.

Залежи, приуроченные к IX в блоках I и II, являются пластово-сводовыми, тектонически эранированными, с ограниченной по площади зоной литологического экранирования в блоке I (район скважины 14). Характеристика их приведена в таблице 5.1.

Ю-Х продуктивный горизонт

По характеру размещения коллекторов в разрезе и площади, количеству пластов данный горизонт является более сложным из всех продуктивных горизонтов оцениваемой площади. В разрезах разных скважин выделяется от 3 до 11 пластов – коллекторов толщиной от 1 до 10 м. При этом практически отсутствуют пласты, которые прослеживались бы в пределах всей сводовой части структуры, что значительно усложняет попластовую геометризацию залежей нефти.

В связи с этим в разрезе горизонта выделены два самостоятельных объекта (снизу вверх): пласт «б» и пачку «а».

Пласт X б, выделенный в разрезах скважин 14, 17, 51 и 53, толщиной от 10 до 15 м и эффективной толщиной от 8,7 м в скважине 51 до 13,3 м в скважине 14, рассматривается нами как палеорусловый песчаник. Зона распространения его пересекает центральную часть основного свода структуры в субширотном направлении; границы этой зоны условно проведены посередине между скважинами 51-2, 4-17, 55-53; при этом ширина зоны меняется от 0,9 км на западе до 2 км на востоке.

Объект опробован во всех четырех скважинах. Скважины 17 и 53 дали фонтанные притоки нефти дебитами, соответственно, 4,5 м³/с на 6 мм штуцере и 34,7 м³/с на 7 мм штуцере.

Скважины 51 и 14 дали слабые притоки нефти, не соответствующие геофизическим характеристикам объектов опробования. Причиной этого, очевидно, является загрязненность коллекторов при вскрытии их бурением.

По данным ГИС скважиной 14 вскрыт ВНК на глубине 2975,3 (-2790 м). Эта отметка и принята для определения контуров.

В районе скважины 50, изолированной от основной залежи зоной замещения коллекторов, по данным ГИС выделен пласт толщиной 3 м с положительной характеристикой продуктивности. ВНК принят условно по отметке подошвы коллектора на глубине -2824 м.

Аналогичный пласт в подошве X горизонта выделен также в разрезе скважины 52 (блок II), в интервале 2935,2 – 2937,5 м насыщенность его по данным ГИС близка к граничной. К тому же, он отсутствует в разрезе скважины 13, что указывает на ограниченную площадь распространения. Учитывая это, запасы по данному пласту в блоке II не оценивались.

Пачка Ха

Данная пачка общей толщиной 30-40 м включает от 3 до 10 пластов и пропластков коллекторов толщиной от 0,8 до 3,9 м. Коллекторы в объеме пачки распространены по всей сводовой части структуры.

Все выделенные пласты и пропластки в скважинах, расположенных в пределах сводовой части структуры в блоках I (4, 56, 55, 17, 53, 2, 51) и II (13, 52), характеризуются как нефтенасыщенные по материалам ГИС. А в присводовых скважинах 14, 50 (блок I) 19 (блок II) - как водонасыщенные.

Промышленная продуктивность Ха горизонта на дату подсчета запасов доказана опробованием скважин 13 и 52, расположенных в блоке II. В скважине 13 горизонт опробован совместно с нижеюрскими (XI горизонт) и триасовыми отложениями, в интервале залегания которых (2963,5 – 3060 м) отсутствовал цемент за колонной, а в интервале залегания Ха горизонта отмечено (по данным АКЦ) плохое сцепление цемента с колонной (2919-2963,5 м). Таким образом, фактически интервал 2919-3060 м опробован открытым стволом. В результате получен фонтан нефти дебитом 102 м³/сут на 7 мм штуцере. Это самый большой дебит, полученный на оцениваемой площади.

Для ориентировочной оценки вклада Ха горизонта в полученный общий дебит нефти в скважине 13 сравним его с максимальным дебитом из XI горизонта (54 м³/с на 7 мм штуцере), полученным при опробовании скважины 56. Правомочность такого сравнения основана на равенстве нефтенасыщенных толщин в этих скважинах (в скважине 13 - 16,9 м; в скважине 56 - 17,1 м). Из приведенных данных видно, что дебит нефти, полученный в скважине 56, составляет немногим более 50%. Из этого можно заключить, что при опробовании скважины 13 вклад опробованного интервала Ха горизонта с нефтенасыщенной толщиной 14,8 м в общий полученный дебит близок к половине.

Скважина 52, в которой перфорированы два интервала с нефтенасыщенной толщиной в сумме 5,9 м, дала периодически фонтанирующий приток нефти дебитом 5,9 м³/сут на 7 мм штуцере. Таким образом, промышленную продуктивность Ха горизонта в блоке II следует считать доказанной.

На северо-западном блоке (I) на дату подсчета запасов опробованы скважины 4 и 51. Обе скважины дали очень слабые притоки нефти. Причины этого могут быть разные.

В частности, по скважине 4, в которой перфорацией были охвачены практически все выделенные нефтенасыщенные пропластки, вероятной причиной является загрязненность коллекторов при вскрытии бурением на глинистом растворе. В скважине 51 перфорация проведена двумя интервалами длиной 1,5 и 3 м, которыми лишь в идеальном случае могли быть вскрыты всего 1,8 нефтенасыщенной толщины. На практике же погрешность в привязке интервалов перфорации может достигать 2-3 м. По крайней мере, вероятность ошибки прострела не исключается.

Геометризация продуктивного резервуара выполнена в целом, без деления на отдельные пласты, в каждом из которых может быть свой ВНК, ввиду сложности и практической нецелесообразности такого деления.

При этом контуры нефтеносности определялись: внешний – на структурной карте кровли верхнего коллектора, распространенного практически по всему контуру залежи, кроме района скважины 10, где он замещен; внутренний – на структурной карте подошвы нижнего коллектора.

По верхнему пласту в блоке I ВНК принят по нижней отметке нефтенасыщенности неоднородной пачки коллекторов с подошвой на глубине 2928,8 м (–2740) м.

По нижнему пласту ВНК так же принят по скважине 4, вскрывшей подошву нефтенасыщенного коллектора на отметке –2767,7.

В скважине 14 верхняя отметка водонасыщенности нижнего пласта на 6 м ниже

принятого ВНК. При этом возможный резервуар расширения площади нефтенасыщенности не превышает 5 м, что соответствует половине расстояния между изогипсами на структурной карте.

В блоке II (район скважин 52, 13)

В районе скважин 52 и 13 ВНК по верхнему и нижнему пластам приняты на уровнях отметок подошв соответствующих пластов в скважине 13: –2732,7 (~ 2733 м); –2767,5.

Результаты геометризации и характеристики залежи приводятся в таблице 5.1.

Ю-ХI продуктивный горизонт

Стратиграфически приурочен к нижнеюрским отложениям и рассматривается как базальная пачка песчаников, залегающая на размывтой поверхности доюрских образований.

Формирование этой пачки происходило в условиях расчлененного доюрского рельефа, предопределившего резкую дефференцию мощности горизонта по площади – от полного выклинивания в районе скважины 14 до 46 м в разрезе скважины 13.

В разрезах разных скважин выделяется от одного пласта-коллектора толщиной 1,8-20 м до пяти пластов с суммарной эффективной толщиной до 16,8 м (скважина 13).

Промышленная продуктивность горизонта доказана опробованием скважин 17, 50, 55 и 56, расположенных в пределах сводовой части структуры в блоке I, а также скважины 13 (при совместном опробовании с X горизонтом), пробуренной в полусводе блока II. Кроме этого, приток нефти с пластовой водой дебитом 3м³/сут при среднестатистическом уровне 650 м был получен при опробовании интервала 3060-3070 (–2881,7 – 2891,7) м в скважине 3, расположенной на северном крыле структуры (блок I).

К сводовой части блока I приурочена основная по размерам и запасам залежь нефти. Согласно представленной модели геологического строения залежи вмещающие породы – коллекторы взаимосвязаны и образуют единый гидродинамический резервуар. ВНК достаточно надежно определяется по нижнему уровню нефтенасыщенности в скважине 50, подтвержденному опробованием до отметки –2851,6 м, и верхнему уровню водонасыщенности в ближайшей законтурной скважине 10 (–2853,9 м). При этом принято во внимание, что в скважине 4 по данным ГИС нижний уровень нефтенасыщенности установлен на отметке –2855,1 м, что на 1,2 м ниже верхнего уровня водонасыщенности. С учетом приведенных данных ВНК по залежи принят на отметке –2854 м, а в районе скважины 4 ВНК опускается до отметки –

2855 м. Тип залежи пластово-сводовый, литологически и тектонически экранированный.

Залежь, выявленная на северном крыле структуры опробованием скважины 3, является статиграфически экранированной и примыкает по поверхности несогласия к доюрским отложениям. Положение ВНК контролируется нижней отметкой нефтенасыщенности (-2887,6 м) и верхней отметкой водонасыщенности пласта (-2889,1 м) в этой скважине. ВНК принят на отметке -2888 м.

В блоке II коллекторы, выделенные в верхней половине горизонта в скважинах 13 и 52, взаимосвязаны, как показано на геологическом разрезе продуктивной толщи. В нижней половине разреза скважины 13 выделены два продуктивных пропластка, изолированные между собой пластом аргиллита толщиной 9 м; верхний из них отделен от вышележащей части горизонта пачкой смешанных пород толщиной 4,6 м, экранирующая роль которой маловероятна. Об этом свидетельствует общий пониженный уровень на кривой ПС от кровли горизонта до подошвы рассматриваемого пропластка (приложение ГИС). Приведенные данные позволяют включить этот пропласток в основной объем продуктивного резервуара с единым ВНК, условно принимаемым на уровне подошвы указанного пропластка -2832,2 м.

Нижний пропласток в качестве самостоятельного подсчетного объекта не выделен, учитывая ограниченную площадь распространения и незначительную нефтенасыщенную толщину (2,3 м), которая учтена в объеме верхнего резервуара и это отражено на карте эффективных нефтенасыщенных толщин залежи.

По типу природного резервуара залежь нефти, приуроченная к блокам I и II, является пластово-сводовой, литологически и тектонически экранированной. Подробная характеристика залежей XI горизонта приведена в таблице 5.1.

Всего в пределах Арыстановской площади на дату оперативного подсчета выделен 31 подсчетный объект. При этом количество самостоятельных залежей превышает 31, так как Ю-Ха горизонт рассматривался как один подсчетный объект, а фактически является многозалежным.

В пермо-триасовых отложениях, вскрытых рядом скважин, продуктивные объекты на дату оперативного подсчета запасов не выявлены. Тем не менее, считать их бесперспективными нет веских оснований.

5.2 Петрофизическая модель пород месторождения

5.2.1 Освещенность керном юрской продуктивной толщи

На месторождении Арыстановское образцы керна отбирались из отложений продуктивных (Ю-IV, Ю-V, Ю-VI, Ю-VII, Ю-VIII, Ю-IX, Ю-X, Ю-XI) и водоносных (Ю-I, Ю-II, Ю-III) горизонтов. Характер насыщения определен по данным ГИС и результатам опробования.

В эксплуатационных скважинах из нефтенасыщенных интервалов керн отбирался через 30 см, что в комплексе с данными ГИС значительно улучшило освещенность продуктивного разреза.

5.2.2 Оборудование и методы лабораторного исследования керна

5.2.2.1 Комплекс стандартных исследований

Комплекс исследований включает стандартный набор параметров: определение открытой и полной пористости, проницаемости по газу, объемной и минералогической плотности пород, гранулометрического состава, карбонатности, глинистости, остаточной водонасыщенности.

Исследования выполнены на образцах керна, имеющих цилиндрическую форму, диаметр (d) и высоту (h) равные 30 мм, выпиленных горизонтально напластованию пород.

Перед проведением аналитических исследований цилиндрические образцы очищались спирто-бензольной смесью в аппаратах Сокслета от содержащихся в них углеводородов и солей, после чего они высушивались в сушильном шкафу при $t = 105\text{ }^{\circ}\text{C}$ и взвешивались на аналитических весах ВЛА – 200.

Определение плотности зерен, открытой пористости и абсолютной газопроницаемости и проницаемости по Клинкенбергу выполнены на оборудовании CoreLaboratories (порозиметр UltraPore 300 и UltraPerm 400) в автоматическом режиме.

Открытая пористость определена газоволюметрическим методом на приборе «Экспресспор».

Пористость образцов, имеющих правильную форму, определена газоволюметрическим методом, основанным на законе Бойля, когда замеряется объем зерен, а определение проницаемости выполняется в стационарном режиме.

На ограниченной коллекции образцов, имеющих неправильную форму, пористость определена методом керосинонасыщения по Преображенскому.

Абсолютная газопроницаемость определена на установке ГК-5 с применением сжатого воздуха.

Проницаемость по Клинкенбергу, эквивалентная проницаемости пород для жидкости, замерялась при 5 различных значениях среднего давления газа в исследуемом образце.

Контроль качества производился повторными замерами определяемых параметров другим оператором на 10 % образцов. Средняя относительная погрешность определений получилась в пределах допустимой: пористости около 3 % (допустимая 5 %), проницаемости около 10 % (допустимая 7-10 %).

По керну из скважин выполнено макроописание, фотографирование в дневном свете, петрографическое изучение в шлифах. Также выполнены исследования, включающие определение остаточной водонасыщенности,

кривых капиллярного давления, удельного электрического сопротивления (УЭС) при 100 %-ной и переменной водонасыщенности.

Гранулометрический состав пород определялся седиментационно-ситовым методом, предусматривающим дезинтеграцию породы, отмучивание частиц размером меньше 0,01 мм, определение размеров зерен рассевом пробы на ситах с отверстиями соответствующих размеров и определение массы полученных фракций.

Карбонатность пород определялась по объему газа, выделившегося при взаимодействии соляной кислоты с навеской породы.

Водонасыщенность и нефтенасыщенность рассчитаны по соответствующим объемам, полученным при экстрагировании в аппаратах Дина-Старка и Сокслета, отнесенным к объему пор. Объем пор вычислен из данных, полученных при определении пористости методом насыщения керосином (по Преображенскому).

5.2.2.2 Комплекс специальных анализов образцах керна

Комплекс специальных анализов образцах керна включил:

замеры электрического сопротивления пород выполнены при 100 % (для расчета параметра пористости (P_p)) и переменной водонасыщенности пород (для расчета параметра насыщения (P_n)) создаваемой центрифугой К-24 фирмы Janetzki, при изменении капиллярного давления $P_k=0-0,64$ МПа с использованием моста переменного тока Р577 (частота 1000 Гц).

Методом центрифугирования построены кривые капиллярного давления и остаточной водонасыщенности в системе «воздух - модель пластовой воды»,

После каждого цикла центрифугирования количество выделенной воды определялось по потере массы образца. Величина капиллярного давления рассчитана по формуле (5.1) Тульбовича Б.И. (1982 г.).

$$P_k = 1.11 \cdot 10^{-9} \cdot (\rho_{p-pa} - \rho_v) \cdot n^2 \cdot \left(\frac{9 \cdot R \cdot L + 4 \cdot L^2}{36} \right), \quad (5.1)$$

где, P_k – капиллярное давление, МПа;

ρ_{p-pa} – плотность модели пластовой воды (1,073 г/см³);

ρ_v – плотность воздуха (0,0012928 г/см³);

n – число оборотов ротора центрифуги, об/мин;

R – расстояние от оси вращения до внутреннего торца образца ($R=10$ см);

L – длина образца, см.

5.2.3 Литолого-петрографическая характеристика продуктивного разреза

В рассматриваемом разрезе выделено девять нефтеносных продуктивных горизонтов Ю-III, Ю-IV, Ю-V, Ю-VI, Ю-VII, Ю-VIII, Ю-IX, Ю-X, Ю-XI,

стратиграфически приуроченные к отложениям бата (Ю-III, IV), байосс-аалена (Ю-V, VI, VII, VIII, IX, X) и нижней юры (Ю-XI).

Продуктивные горизонты, охарактеризованные керном из скважин, представлены неравномерно переслаивающимися песчаниками, реже алевролитами, аргиллитами, образующих литологическую макро - и микростроистость.

Породы юрских горизонтов заметно обогащены углефицированным растительным детритом.

Разобщаются горизонты между собой глинистыми флюидоупорами, толщина которых варьирует от 1,52 м до 27,43 м. Средняя толщина составляет порядка 9,36 м. Экранирующая способность глинистых пережимов на месторождении Арыстановское не изучены.

Ниже представлена характеристика фракционного состава пород-коллекторов продуктивных горизонтов. Использовано суммарное содержание песчаных фракций (0,5-0,1 мм), содержание фракции размером 0,5-0,25 мм, 0,25-0,1 мм и суммарное содержание фракций размером менее 0,1 мм (таблица 5.2).

Таблица 5.2 - Средний гранулометрический состав пород юрских горизонтов

Горизонт	Количество анализов	Гранулометрический состав, %						Карбонатность, %
		>1мм	1-0,5	0,5-0,25	0,25-0,1	0,1-0,01	< 0,01	
Ю-I	12	0	0,046	1,5	23,4	26,7	35,13	12,3
Ю-II	32	0	0,16	0,23	10,9	38,3	45,9	3,7
Ю-III	34	0	0,18	4,31	16,5	40,8	36,8	4,4
Ю-IV	68	0	0,27	0,55	19,9	43,4	37,9	4,45
Ю-V	75	0,04	4,94	9,67	23,3	28,08	33,9	8,2
Ю-VI	172	0	0,34	3,97	26,07	32,6	34,5	3,4
Ю-VII	59	0	1,2	7,28	20,35	30,7	39,7	4,5
Ю-VIII	68	0,05	1,26	19,9	22,8	22,3	33,3	3,9
Ю-IX	225	0,12	2,66	24,6	31,9	13,5	20,7	8,2
Ю-X	83	0	2,05	18,5	26,2	23,09	29,8	5,5
Ю-XI	62	1,44	3,29	33,9	26,3	10,11	19,1	7,4

Как видно из таблицы 5.2, по гранулометрическому составу породы Ю-V, Ю-IX, Ю-X, Ю-XI горизонтов выделяются повышенным содержанием среднезернистых фракций (с размером 0,5-1 мм) от 4,94, до 2,05 % и пониженным содержание пеллитовой фракции (20,7 и 19,1 %).

В остальных продуктивных горизонтах содержание среднезернистой фракции менее 1-2 %, тогда как содержание пеллитовой фракции более 30 %.

Пласты-коллекторы по литолого-петрографическим данным представлены песчаниками полимиктовыми, светло-серыми, серыми, от мелкозернистых до крупнозернистых, массивными, алевролитисто-глинистыми с мелкими органическими остатками и редкими прослойками углистого материала.

Структура песчаников мелко-среднепсаммитовая. Текстура беспорядочная. Размер зерен варьирует от 0,03 до 0,26 мм. Форма зерен

полуугловатая, полуокатанная. Сортировка обломочного материала от плохой к средней.

Цемент глинистый, каолинистый, каолинит-гидрослюдистый, хлорит-гидрослюдистый; карбонатный – кальцитовый и кальцитово-доломитовый; смешанный–глинисто-карбонатный.

Тип цементации поровый, контактово-поровый, пленочный, в случае присутствия в породе карбонатного цемента – цементация выполнения пор.

В песчаниках Ю-ХІ горизонта (J1) наблюдается размера зерен (до 0,26 мм), лучшая степень отсортированности и окатанности зерен, повышенное содержание кварца (70-75 %).

В песчаниках Ю-VI, Ю-IX-ХІ продуктивных горизонтов первичная пористость, изменяется от 0,7 % до 7,3 %. Вторичная пористость (2-10 %) образована процессами растворения, особенно, полевых шпатов. Фиксируются внутризерновые (размером до 0,04 мм) и межзерновые (размером до 0,1 мм) пустоты.

На сообщаемость пор негативное влияние оказало присутствие внутрипоровой глины, процессы уплотнения зерен, карбонатизация. Содержание карбонатного материала оказывает влияние на величину вторичной пористости.

При карбонатности 5-15 % вторичная пористость изменяется незначительно (от 6,3 % до 7,7 %). Содержание карбонатного материала больше 15 % приводит к резкому уменьшению вторичной пористости до 1-2,3 %, в том случае если цемент кальцитовый, пойкилитовый. Если же карбонатный материал представлен средне-грубозернистыми кристаллами доломита снижения пористости не наблюдается.

В коллекторах в основном преобладает фракция 0,25-0,01 мм. В среднем глинистость коллекторов варьирует от 18,73 % до 23,71 %, при средней карбонатности 5,39 %. Глинистость повышается в коллекторах Ю-V-VIII, и уменьшается в коллекторах Ю-IX-ХІ продуктивных горизонтов.

5.2.4 Физико-литологические свойства пород

Анализ имеющихся результатов исследования пород позволил дополнить физико-литологическую характеристику пород-коллекторов Ю-VI- Ю-ХІ горизонтов, уточнить соотношения «проницаемость-пористость», «пористость - минералогическая плотность», «пористость (проницаемость) - водонасыщенность», граничные значения ФЕС пластов-коллекторов, петрофизические связи $R_p=f(K_p)$, $R_n=f(K_v)$.

По результатам стандартных и специальных анализов керн построены следующие зависимости (кросс-плоты):

- проницаемости от пористости для продуктивных горизонтов;
- параметра пористости от пористости в стандартных условиях;
- параметра насыщения от водонасыщенности;
- пористости от объёмной плотности

Проанализировано влияние карбонатности и глинистости на фильтрационно-емкостные свойства пород.

Определена поправка в значения проницаемости за эффект Клинкенберга для того, чтобы максимально приблизить измеренные керновые данные к пластовым условиям.

Построены гистограммы распределения гранулометрических фракций.

Получены кривые капиллярного давления. Оценены граничные значения коэффициента пористости для продуктивных горизонтов.

5.2.4.1 Соотношение проницаемость-открытая пористость пород

Сопоставление соотношений $K_{пр}=f(K_{п})$ для всех пород, показано на Рисунке 5.7.

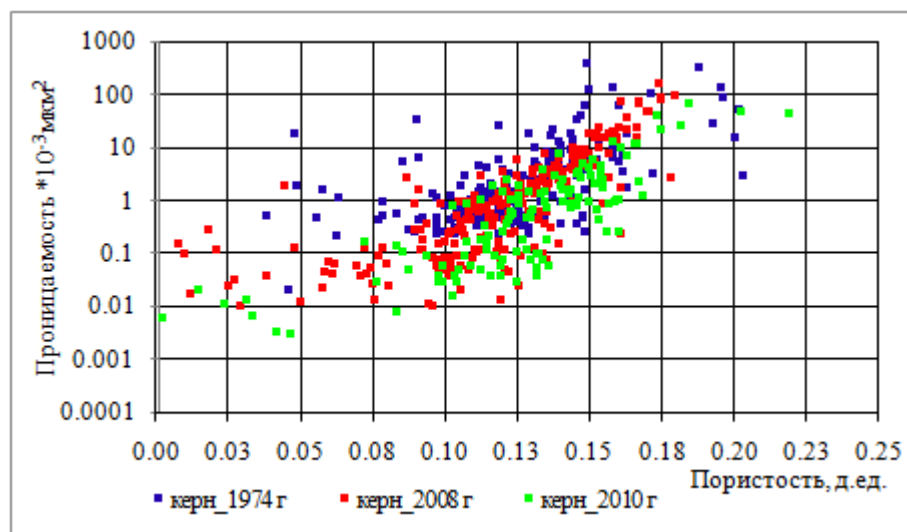


Рисунок 5.7 - Соотношение проницаемость-открытая пористость пород для всех литологических разностей

Представленное на рисунке 5.7 соотношение $K_{пр}=f(K_{п})$ указывает на однонаправленный характер изменения ФЕС пород для всех горизонтов.

Для оценки влияния литологических факторов на ёмкостно-фильтрационные свойства продуктивных пород использованы результаты лабораторного изучения керна 2008 и 2010 гг. как более представительные.

Для песчаников, отобранных и исследованных из продуктивных горизонтов средней (Ю-VI-X) и нижней (Ю-XI) юры при глинистости $С_{гл}<50\%$, карбонатности $С_{к}<15\%$, зависимость $K_{пр}=f(K_{п})$ не имеет особых отличий и может описываться общим уравнением вида:

$$K_{пр}=0,0001e^{68,091K_{п}}, R^2=0,6299 \quad (5.2)$$

Результаты проведенного анализа влияния карбонатности и глинистости на ФЕС пород позволяют констатировать следующее:

- ёмкостно-фильтрационные свойства песчаников ухудшаются в зависимости от содержания в породе Сгл, Ск, а также суммарного их содержания Сгл+Ск.

Для песчаников при $Ск < 15\%$ и $Сгл < 50\%$, влияние глинистости и цемента более выражено на фильтрационные свойства, при $Ск > 15\%$ и $Сгл < 50\%$, отмечается ухудшение ёмкостных свойств от количественного содержания карбонатного материала и глинистого цемента (Рисунок 5.8).

Следовательно, ухудшение фильтрационно-ёмкостных свойств от количественного содержания карбонатного и глинистого материала отмечается при их суммарном содержании более 25 %. Глинистость до 15 % и карбонатность до 10-15 % - мало влияют на ФЕС пород.

Пласты-коллекторы, представленные, в основном, песчаниками, имеют глинистость преимущественно менее 30 %. Представленные алевролитами и переслаиванием – более 30 %.

Граничное значение объемной глинистости можно принять равным 35 %.

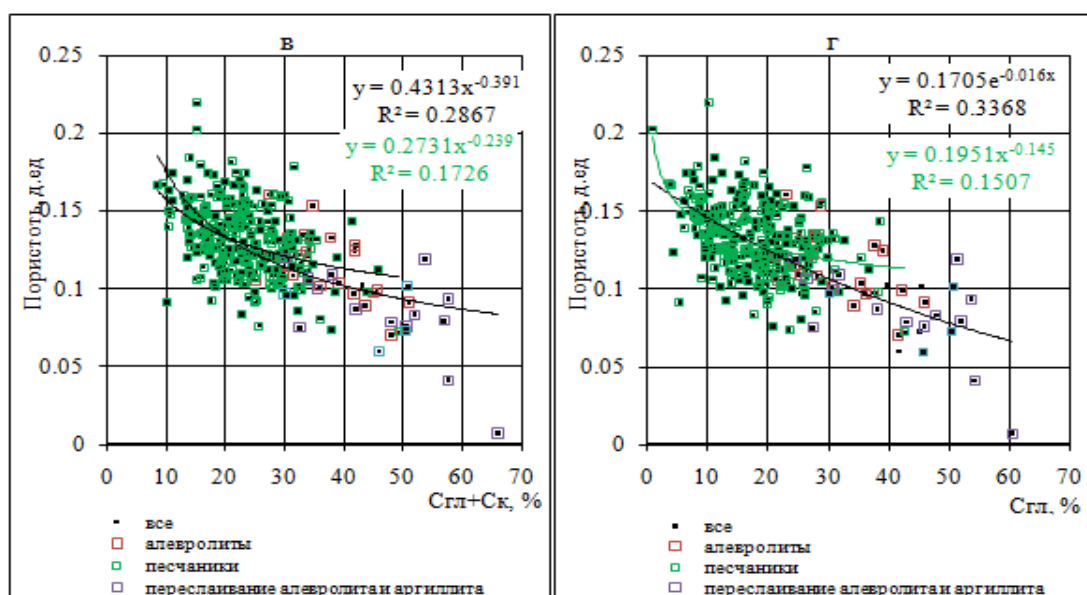


Рисунок 5.8 - Влияние глинистости и карбонатности на ФЕС пород ($Сгл < 50\%$, $Ск < 15\%$) по керну

>

5.2.4.2 Минералогическая и объёмная плотность пород

Общее уравнение связи $\rho_p = f(K_p)$ для песчаников содержанием $Ск < 15\%$ ($Сгл < 50\%$), имеет вид: $\rho_p = -2,58 \cdot K_p + 2,6468$ ($R^2 = 0.8428$). Минералогическая плотность песчаников варьирует в широком диапазоне 2,59-2,80 г/см³, чаще составляет 2,65 г/см³ (Рисунки 5.9, 5.10). Наибольшую плотность скелета имеют песчаники, с содержанием карбонатного материала $Ск > 15\%$ ($\rho_s = 2,70-2,80$ г/см³).

При расчете пористости по плотностному каротажу рекомендуется применять минералогическую плотность, равную 2,65 г/см³.

Влияние глинистости, карбонатности, а также суммарного их содержания на минералогическую плотность исследованных пород показано на рисунке 5.11.

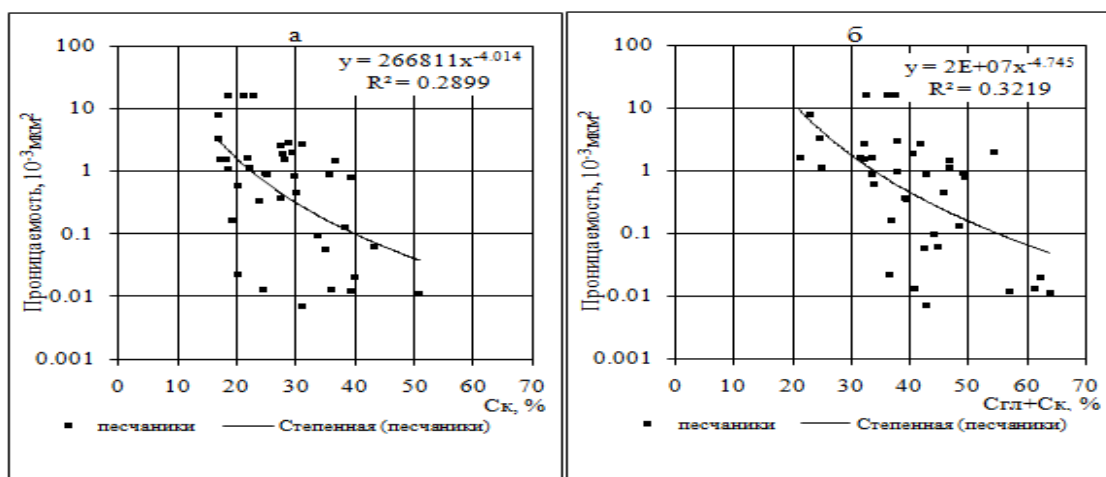


Рисунок 5.9-Влияние карбонатности и цемента на ФЕС пород, при Сгл<50%, Ск>15% по керну

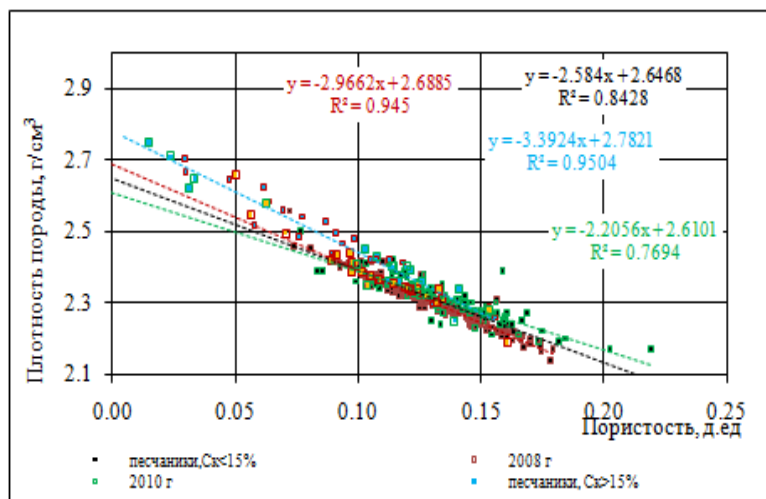


Рисунок 5.10 - Соотношение плотность - открытая пористость пород

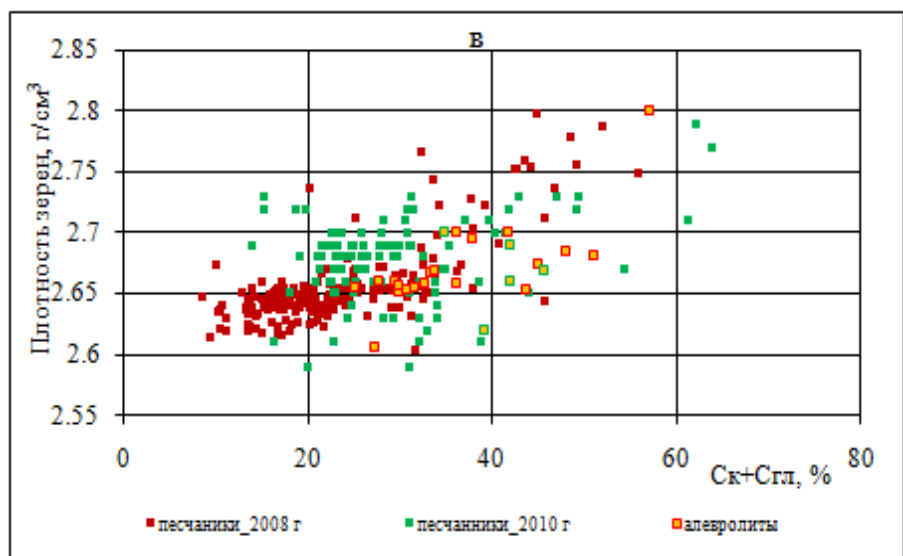


Рисунок 5.11 - Влияние глинистости и карбонатности на плотность скелета

5.2.4.3 Остаточная водонасыщенность, кривые капиллярного давления

Кривые капиллярного давления в системе «воздух - модель пластовой воды» получены методом центрифугирования на образцах керна из скважин (Ю-VI, IX, X, XI горизонты), имеющих проницаемость в диапазоне $(0,15-159,92) \cdot 10^{-3}$ мкм² и пористость от 0,076 до 0,174 д.ед. Величина неснижаемой водонасыщенности получена при максимальном достигнутом капиллярном давлении, равным 0,64-0,65 МПа. Кривые капиллярного давления показаны на рисунке 5.12. Остаточная водонасыщенность меняется в пределах 0,23-0,64 д.ед.

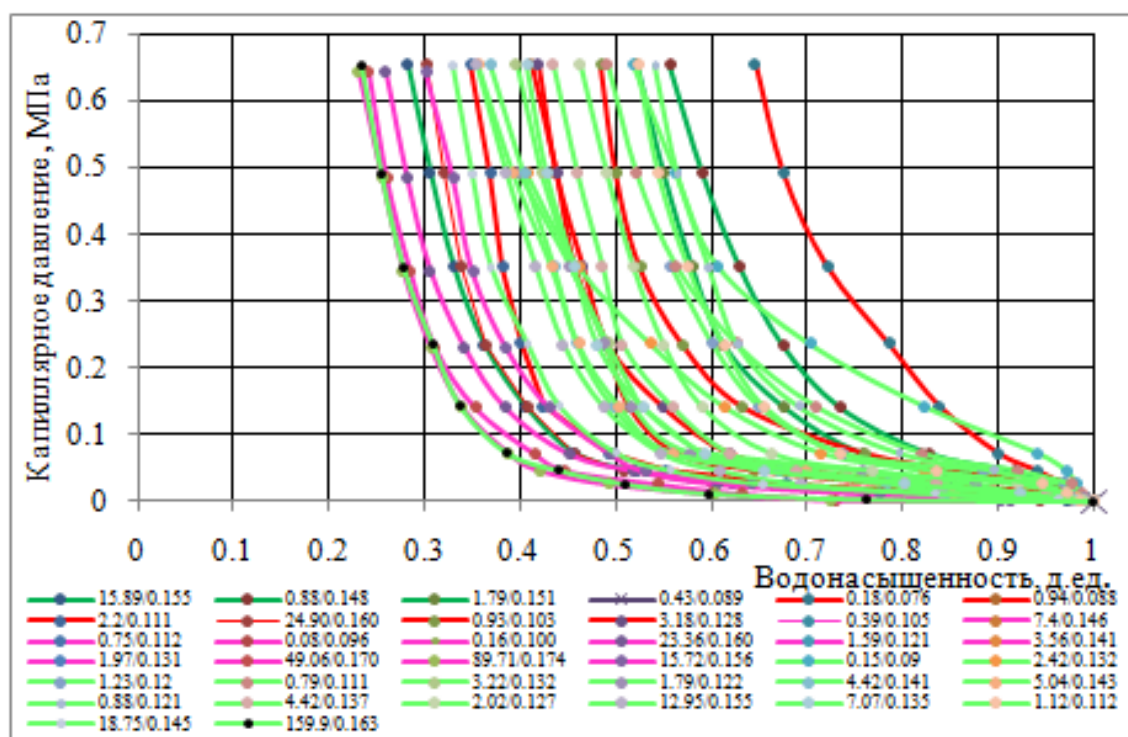


Рисунок 5.12 - Кривые капиллярного давления, полученные методом центрифугирования по керну. Шифр кривых: темно-зеленые- Ю-VI, зеленые- Ю-IX, красные- Ю-X, розовые – Ю-XI горизонты; шифр легенды: числитель- проницаемость (10^{-3} мкм²), знаменатель - пористость пород (д.ед.).

Кривые капиллярного давления показывают изменение насыщенности пород по высоте залежи для нефте-водонасыщенных зон, так для пород с высокой проницаемостью водонасыщенность пород приближаются к остаточной (неснижаемой) на небольшой высоте над ВНК, тогда как для пород с меньшей проницаемостью – насыщенность пород зависит от высоты над ВНК. Вид кривых изменяется в зависимости от ФЕС песчаников.

Наиболее пологие кривые в интервале водонасыщенности $K_{в.ост.}=0,4-1$ д.ед, при капиллярном давлении $P_k \leq 0,1$ МПа соответствуют песчаникам, пустотное пространство которых образовано сравнительно более крупными порами. Для них характерны высокие ФЕС ($K_{пр} > 10 \cdot 10^{-3}$ мкм², $K_{п} > 0,15$ д.ед) и меньшее значение остаточной водонасыщенности ($S_{в.ост.} < 0,40$ д.ед).

Наивысшие значения водонасыщенности имеют глинистые породы (песчаник $C_{гл}=25-30\%$) – до 0,8 д.ед., наименьшие – песчаники с глинисто-карбонатным цементом ($C_{гл}=7,43-15,82\%$).

Величина неснижаемой водонасыщенности получена при максимальном достигнутом капиллярном давлении равным 0,64-0,65 МПа. Остаточная водонасыщенность варьирует в следующих пределах: для Ю-VI горизонта (3 образца) 28-57; Ю-IX (13 образцов) 23-,54; Ю-X (8 образцов) 30-64; Ю-XI (12 образцов) 23-63 %. Зависимость водонасыщенности с пористостью и проницаемостью описываются уравнениями связи (рисунок 5.13):

$$K_{во}=0,0493 \cdot K_{п1,0302} \quad (5.3)$$

$$K_{во}=0,4662 \cdot K_{пр0,144} \quad (5.4)$$

Результаты, полученные «прямым» лабораторным методом (по методу Дина Старка) на основании изучения нефте- и водонасыщенности кернов из эксплуатационных скважин изменяются в диапазоне от 0,35 до 0,73 д.ед.

На рисунках 5.13 показаны результаты остаточной водонасыщенности в зависимости от пористости и проницаемости по методам Дина Старка и центрифугирования (неснижаемая водонасыщенность). Видно, что водонасыщенность, оцененная методом Дина-Старка, отражает текущее состояние водонасыщенности пород.

По керну из скважин видно превышение водонасыщенности, оценённой прямым методом по Дину-Старку над остаточной водонасыщенностью, полученной косвенным методом – центрифугированием, для песчаников, имеющих $K_{п} \geq 0.10$ д.ед и $K_{пр} \geq 0.7 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$, обусловленное проникновением фильтрата ПЖ в пласт.

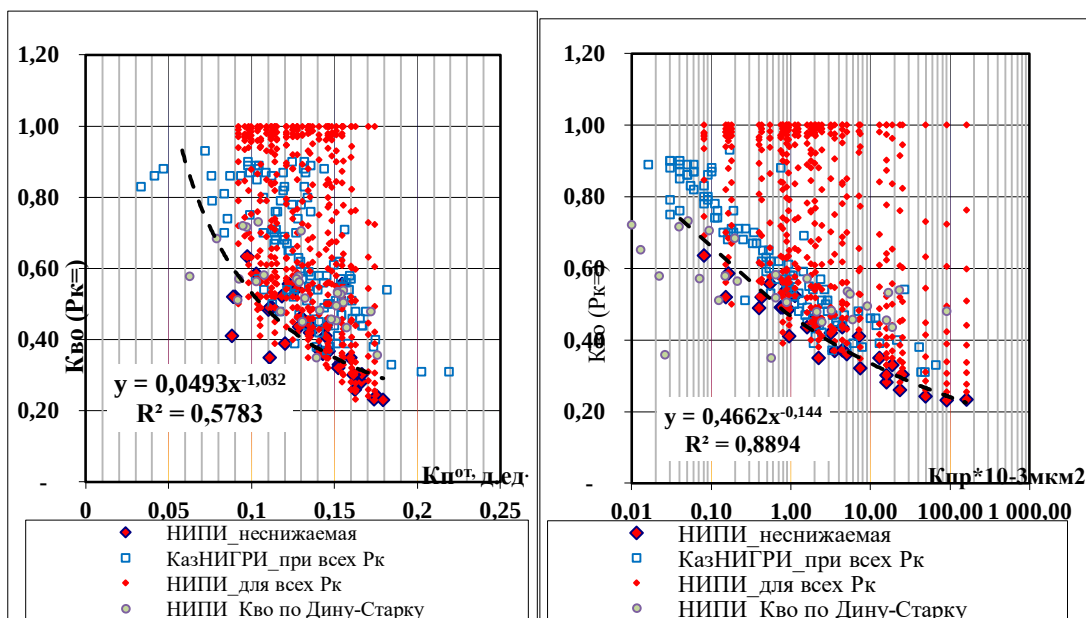


Рисунок 5.13 - Зависимость остаточной водонасыщенности от пористости и проницаемости по керну, исследованному 2008 и 2010 гг, методами центрифугирования и Дина Старка

5.2.5 Обоснование нижних пределов ёмкостно-фильтрационных свойств коллекторов

Для установления границы коллектор-неколлектор использованы нижние пределы проницаемости и пористости.

В качестве граничного значения проницаемости принято условно значение проницаемости равное $0.7 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$.

Определение граничного значения пористости осуществлялось двумя способами: по соотношению $K_{пр} = f(K_{п})$ и статистическим методом, путем построения распределения интегральных кривых накопленных частот пористости для образцов, имеющих $K_{пр} \geq 1 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ и $K_{пр} \leq 1 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$. В первом случае граничное значение пористости соответствовало значению 0,09 д.ед., во втором 0,11 д.ед.

Граничное значение коэффициента пористости определено по пересечению принятого граничного значения проницаемости ($K_{пргр} = 0.7 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$) с трендом осредненного графика $K_{пр} = f(K_{п})$. Получилась величина, равная 0,103 д.ед. Граничное значение пористости принято равным 0,10 д.ед.

5.2.6 Петрофизическая основа оценки коэффициента нефтенасыщенности

Коэффициент нефтегазонасыщенности определялся по методу Дахнова-Арчи с использованием традиционных петрофизических связей $R_{п} = f(K_{п})$ и $R_{н} = f(K_{в})$, построенных на керне месторождения Арыстановское, описываемые следующими уравнениями:

$$R_{п} = 1.0098 / K_{п}^{1,88} \quad (5.5)$$

$$R_{н} = 1.0104 / K_{в}^{1,927} \quad (5.6)$$

По результатам изучения керна из эксплуатационных скважин были определены зависимости параметра пористости от пористости $R_{п} = a \cdot K_{п}^{-m}$ и параметра насыщения от водонасыщенности $R_{н} = a \cdot K_{в}^{-n}$ ($R_{п} = 1$, $K_{п} = 1$, $R_{н} = 1$, $K_{в} = 1$).

Анализ приведенных зависимостей показал (Рисунок 5.14), что величины коэффициентов структурного «m» и насыщенности «n» изменяются в широком диапазоне: от 1,602-1,88 до 1,927-2,426 соответственно. Число определений $R_{п}$ и $R_{н}$ также варьирует в больших пределах.

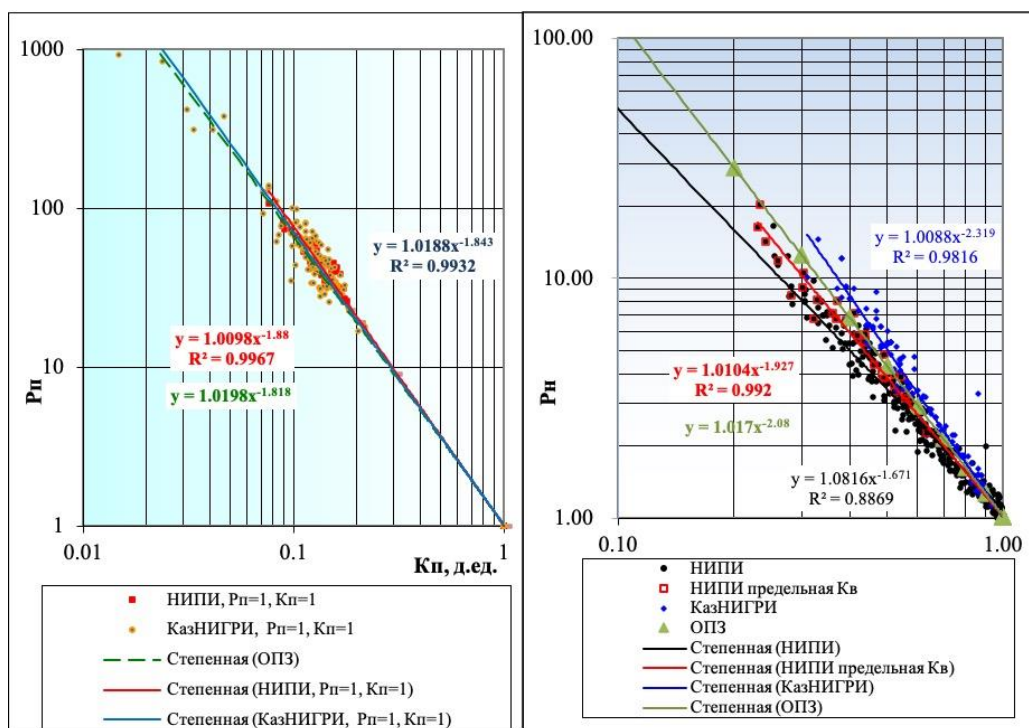


Рисунок 5.14 – а) Зависимость параметра пористости от пористости; б) зависимость параметра нефтенасыщенности от водонасыщенности

5.2.7 Характеристика коллекторских свойств продуктивных горизонтов по керну и ГИС

На месторождении Арыстановское продуктивными являются средне- и нижнеюрские отложения. В средней юре залежи нефти приурочены к горизонтам III, IV батского яруса, горизонтам V, VI, VII, VIII, IX, X байос-ааленского яруса и к нижнеюрским отложениям горизонт XI. Характеристика фильтрационно-ёмкостных свойств отложений продуктивных горизонтов выполнена с учётом результатов интерпретации материалов ГИС и керна.

Керн из продуктивных горизонтов отбирался с применением новых технологий, отбор составляет 78-80%, по остальным горизонтам вынос ниже: по горизонтам VII, VIII, IX отобрано от 62 до 67%, по горизонтам III, IV, V, VI от 42 до 55%.

Для изучения физико-литологических свойств пород продуктивной толщи было изготовлено 1277 образцов керна, на которых определялись стандартные петрофизические параметры (плотность объёмная и зерновая, пористость полная и открытая, проницаемость, гранулометрический состав, карбонатность), специальные исследования (электрические свойства при 100% и переменной водонасыщенности), капилляриметрия, коэффициент вытеснения нефти водой, проницаемость по Клинкенбергу).

Из 1277 образцов всего 404 образца по фильтрационно-ёмкостным свойствам соответствуют критериям коллекторов, которые приняты по керну равными: $K_{пгр} = 0.7 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ и $K_{пгр} = 0,10$ д.ед. Эти величины были

обоснованы по графикам связи остаточной водонасыщенности с пористостью и проницаемостью, определённых на керне преимущественно.

В таблице 5.3 приведена охарактеризованность залежей представительными образцами, под которыми подразумеваются образцы коллекторы, где видно, что по горизонтам IX, X, XI количество образцов от 80 до 128. По остальным продуктивным горизонтам количество представительных образцов колеблется от 5 до 28, что недостаточно для характеристики фильтрационно-ёмкостных и физических свойств, но как будет показано ниже близкие статистические характеристики петрофизических параметров по горизонтам позволяют считать имеющуюся информацию достаточно объективной.

Таблица 5.3 - Охарактеризованность продуктивных горизонтов керна информацией

Сведения о керне		Горизонт								
		III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI
Проходка		209	227	287	543	319	538,7	407	622,3	161
Вынос	м	88,65	114,54	127,47	299,49	215,5	334,4	269,4	487	126,34
	%	42,41	50,46	44,41	55,15	67,55	62,07	66,19	78,26	80,47
Количество образцов	Всего	51	90	95	252	97	133	287	127	145
	коллектор	8	12	28	24	5	22	128	80	97

По имеющейся литолого-петрофизической информации продуктивные горизонты представлены неравномерным переслаиванием песчаников, алевролитов, аргиллитов, с единичными тонкими прослоями терригенных пород с повышенным содержанием карбонатного материала. Породы юрских горизонтов заметно обогащены углефицированным растительным детритом, как в рассеянном состоянии, так и в виде отдельных углистых прослоев.

Породы - коллекторы продуктивных горизонтов представлены преимущественно песчаниками, реже алевролитами, относятся к типу гранулярных с поровым типом ёмкостного пространства. Песчаники полимиктовые, светло-серые, серые, от мелкозернистых до крупнозернистых, массивные, алевролитисто-глинистые с мелкими органическими остатками и редкими прослойками углистого материала.

Структура песчаников мелко-среднепсаммитовая. Текстура беспорядочная. Размер зерен варьирует от 0,03 до 0,26 мм. Форма зерен полуугловатая, полуокатанная. Сортировка обломочного материала от плохой к средней. Вещественный состав обломочной части однообразен: кластический материал представлен кварцем (45-50 % от обломочной части), обломками пород (30-35 %), полевыми шпатами (15-35 %), листочками биотита. Отмечается присутствие в породе глинистых минералов, лейкоксена, микроклина, пирита, обломков эффузивов, кремнистых, слюдистых сланцев. Цемент глинистый, каолиновый, каолинит-гидрослюдистый, хлорит-гидрослюдистый.

Несмотря на несколько различающийся фракционный состав фильтрационно-емкостные свойства пород - коллекторов продуктивных горизонтов по керновым данным близки: пористость изменяется в среднем от 13% до 15%, коэффициент проницаемости от 1,4 до $33 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$.

Первоочередными объектами разработки на месторождении являются горизонты с Ю-V по Ю-XI. В таблице 5.4 приведено статическое распределение проницаемости объектов разработки месторождения Арыстановское

Таблица 5.4 - Статическое распределение проницаемости по керну

№п/п	Горизонт	Количество образцов по интервалам изменения проницаемости по керну, $\cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$				Количество образцов, всего
		0.7÷10	10÷100	100÷250	250<	
1	Ю-V	22	3	3	1	29
2	Ю-VI	20	5	0	0	25
3	Ю-VII	4	1	0	0	5
4	Ю-VIII	14	8	0	0	22
5	Ю-IX	110	16	1	1	128
6	Ю-X	18	6	0	0	24
7	Ю-XI	59	37	3	1	100

5.3 Анализ применяемого комплекса геофизических исследований скважин

5.3.1 Комплекс методов ГИС

Настоящий комплекс ГИС проводится современной многофункциональной аппаратурой, существенно повышающей возможности методов:

- 6-зондовый индукционный каротаж (HDIL), позволяющий установить наличие зоны проникновения (аппаратура «Baker Atlas»);
- лито-плотностной каротаж – измерение общей плотности и фотоэлектрического эффекта (ZDEN + PE).
- акустический каротаж (DAL) – регистрация времени пробега упругих волн T1, T2, DT),
- компенсированный нейтронный каротаж (CN), выполняемый 2-х-зондовым прибором с пересчётом интенсивности в нейтронную пористость, регистрация ГК (GR) проводилась в АПИ.
- В интервале детальных исследований выполнены также резистивиметрия (Рез). Из комплекса исключены микрозондирование и БКЗ.

5.3.2 Методика выделения коллекторов, определения эффективных толщин и характера насыщения

Выделение потенциальных пластов-коллекторов относительно вмещающих глин проводилось традиционным способом: по наличию отрицательной амплитуды ПС, снижению значений интенсивности естественной радиоактивности и нейтронной пористости. Выделение пластов-коллекторов проводилось с использованием прямых качественных признаков проникновения в породу фильтрата ПЖ: глинистой корке на кавернограмме, радиальному изменению сопротивления пород на разноглубинных зондах, многозондового ИК.

Глинистые прослои выделялись по наличию высоких значений на кривых ГК, ПС, отсутствию радиального приращения КС на разноглубинных зондах, увеличению диаметра скважины. Используемый комплекс позволяет выделить визуально глинистые прослои толщиной не менее 0,6 м, редко 0,4 м. Более тонкие прослои и рассеянная глинистость учитываются автоматически при оценке нефтегазонасыщенности – увеличение глинистости ведёт к снижению сопротивления нефтенасыщенных коллекторов, то есть уменьшению коэффициента нефтегазонасыщенности.

В случаях отсутствия качественных признаков или неоднозначных – пласты разделялись на коллекторы и неколлекторы с использованием граничного значения пористости ($K_{пгр}$), установленного по керну и по данным испытаний скважин – $K_{пгр} = 9\%$, граничные значения объемной глинистости на статистическом уровне, установленные на керновых данных для бат-байосских горизонтов, равные 10 и 40 % соответственно.

При определении эффективных толщин из общей толщины вычитались плотные, глинистые и прослои угля. Если пласт имел все явно выраженные признаки проникновения, он выделялся как коллектор независимо от величины пористости. Коллекторы, имеющие качественные и количественные признаки, в которых при испытаниях не были получены притоки, в расчетах средневзвешенных значений пористости и нефтенасыщенности не участвовали.

В случаях повышенной глинистости песчаников и при частом тонком переслаивании коллекторов и непроницаемых пород – эффективная толщина коллектора принималась равной половине общей толщины пласта.

Оценка характера насыщения коллекторов

Оценка характера насыщения пластов-коллекторов, как правило, должна проводиться на основании количественных критериев – значений удельного электрического сопротивления (УЭС), коэффициента нефтегазонасыщенности ($K_{нг}$).

Были выведены следующие критерии по удельным электрическим сопротивлениям (УЭС): горизонты однозначно продуктивны при УЭС более 3,6 Ом·м, в диапазоне УЭС 1,7 -3,6 Ом·м – могут быть как продуктивными, так и водоносными, к водоносным отнесены пласты с сопротивлением ниже 1,7 Ом·м.

Кроме УЭС, разделение коллекторов по характеру насыщения проводилось с использованием граничного значения коэффициента нефтенасыщенности, равного 0,45 д.ед, которое также получено на выборке опробованных нефте- и водонасыщенных коллекторов из скважин старого фонда.

Как оказалось, при интерпретации скважин нового фонда есть опробованные продуктивные пласты с Кнг меньше 0,45 д.ед.

Для нахождения критической водонасыщенности использовалось уравнение движения фаз в многофазном потоке, устанавливающее зависимость доли флюида от соотношения вязкостей и проницаемости.

Отличительным является то, что за критическое значение принято значение Кв, соответствующее равной доле нефти и воды в двухфазном потоке.

Для оценки характера насыщения коллекторов продуктивных горизонтов привлекались также и качественная характеристика коллекторов, например, характер проникновения – понижающий или повышающий, вид кривой проводимости относительно вмещающих глин, положение коллектора относительно ВНК в разрезе. То есть, в случаях неясной принадлежности коллектора (нефть-вода) характер насыщения определялся по отметкам водонефтяных контактов, установленных с учетом данных опробования.

5.3.3 Интерпретации методов ГИС в программе «Interactive Petrophysics»

Оценка коллекторских свойств пластов проводилась в программе «Interactive Petrophysics» (разработчик компания «Senergy»), реализующей построение литологической модели разреза скважины, оценку пористости и нефтенасыщенности на основе детерминистического анализа каротажных данных по технологии непрерывной поточечной обработки и представления результатов интерпретации ГИС в пластовом виде.

Интерпретация начиналась с ввода кривых записи геофизических параметров, увязки их по глубине, оценки качества, в случае необходимости – внесения соответствующих поправок.

5.3.3.1 Геофизическая характеристика продуктивного разреза

Геофизическая характеристика литологических разностей продуктивного разреза месторождения Арыстановское, выполненная на основе описания, анализов керн и традиционных представлений соответствия геофизических параметров определённой литологии.

Продуктивная толща месторождения представлена неравномерным переслаиванием песчаников и алевролитов в разной степени глинистых, глин и аргиллитов в разной степени алевролитистых. В разрезе встречаются одиночные прослои угля и прослои с высоким содержанием карбонатного материала.

Отличительной чертой геофизической характеристики разреза является то, что сопротивление глин и аргиллитов с глубиной изменяется от 1,7-2,5 Омм в интервале Ю-I-II горизонтов, до 6-8 Омм в Ю-X–Ю-XI горизонтах; естественная радиоактивность в зависимости от содержания алевролитовых примесей составляет 11-17 мкР/час; нейтронная пористость достигает 40-45 %; время

пробега упругих волн с глубиной уменьшается в среднем от 265 до 245 мкс/м, плотность пород увеличивается от 2,5 до 2,55 г/см³.

Плотные песчано-алевролитовые разности с карбонатным цементом характеризуются сопротивлением до 10–15 Омм, иногда выше; отмечаются низкими значениями нейтронной пористости (менее 10 %), низким временем пробега упругой волны – в среднем 200 мкс/м и менее, высокими значениями плотности – 2,55 г/см³ и выше.

Песчано-алевролитовые разности в зависимости от содержания глинистого материала и степени полимиктовости характеризуются значениями ГК от низких (близких к плотным) до высоких, вплоть до значений, соизмеримых с глинами. Сопротивлением от единиц до 6–8 Омм, в редких случаях до 15–17 Омм, значениями нейтронной пористости от 10 до 35 %, временем пробега продольной волны – 210–282 мкс/м, на диаграммах ГГКП плотностью 2,32–2,52 г/см³.

Углистые прослои отмечаются низкими значениями естественной радиоактивности, высокой нейтронной пористостью, высоким сопротивлением, повышенным временем пробега упругих волн.

5.3.4 Интерпретационная модель обработки диаграмм геофизических исследований скважин

Промыслово-геофизические исследования выполнены во всех пробуренных скважинах и были использованы для корреляции разрезов скважин, расчленения разреза на коллекторы и вмещающие, определения характера насыщения, коллекторских свойств, коэффициента нефтенасыщенности. В основу интерпретации были положены теоретические уравнения связи глинистости и пористости с геофизическими параметрами, а для определения коэффициента нефтенасыщенности – петрофизические зависимости, полученные на керне продуктивной толщи.

5.3.4.1 Петрофизическая характеристика пород коллекторов

Ниже приведена петрофизическая характеристика пород коллекторов по горизонтам.

Горизонт Ю-III охарактеризован 51 образцами керна, отобранного из 9 скважин. Из них представительных 8 образцов, остальные непроницаемые.

Проницаемость по воздуху изменяется от 0,96 до 126,0*10⁻³мкм², среднее значение по залежи равно 19,6 *10⁻³мкм². Пористость колеблется от 0,12 до 0,17 д.ед., и в среднем составляет 0,14 д.ед. (по данным ГИС изменяется от 0,10 до 0,24 д.ед. и составляет в среднем 0,145 д.ед.). Содержание пеллитовой фракции изменяется в интервале 17,2 - 33,3%, карбонатность 0,4 - 15,1%.

По материалам ГИС продуктивные коллекторы выделены только в скважинах 2 и 112. Величина открытой нефтенасыщенность в среднем равна 0,53 д.ед.

По горизонту Ю-IV проанализировано 90 образцов керна по десяти скважинам, из них 12 образцов коллекторов, непроницаемых 67 образцов и у 11 образцов с проницаемостью ниже граничной $K_{пр}$.

Проницаемость по воздуху изменяется от 0,79 до $96,34 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$, в среднем равна $8,03 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$. Пористость этих образцов колеблется от 0,12 до 0,20 д.ед., и в среднем составляет 0,14 д.ед. (по каротажу изменяется от 0,10 до 0,20 д.ед. и составляет в среднем 0,14 д.ед.).

Содержание глин изменяется в интервале 8,66 - 37,18% (по данным ГИС изменяется в интервале 0,18 - 0,44 д.ед.), карбонатность: 0,3 - 23,4%.

По материалам ГИС нефтенасыщенность изменяется от 0,42-0,63 д.ед., среднее значение 0,49 д.ед.

По горизонту Ю-V проанализировано 95 образцов керна по десяти скважинам (2, 3, 6, 8, 11, 12, 13, 14, 16 и 19), из них представительных 88 образцов, непроницаемых 64, коллекторы представляют 24 образца.

Проницаемость по воздуху изменяется в широком диапазоне от 0,93 до $321,0 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$, в среднем равна $33,22 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$. Пористость этих образцов колеблется от 0,11 до 0,20 д.ед., среднее значение 0,14 д.ед. Содержание пеллитовой фракции изменяется в интервале 1,2 - 43,9%, карбонатность 0,2 - 21,1%.

По материалам ГИС глинистость выделенных коллекторов изменяется в интервале 13% - 27 %. Величина открытой пористости продуктивных коллекторов по ГИС изменяется от 0,10 до 0,18 д.ед. и составляет в среднем 0,13 д.ед., нефтенасыщенность в пределах 0,48-0,65 д.ед., и в среднем равна 0,52 д.ед.

По горизонту Ю-VI проанализировано 252 образца керна по четырнадцати скважинам, из них учтённых 241 образец. Породы коллекторы представлены 24 образцами., по которым проницаемость изменяется от 0,79 до $64,40 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$, и в среднем равна $8,72 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$; пористость этих образцов колеблется от 0,10 до 0,18 д.ед., и в среднем составляет 0,13 д.ед.; содержание пеллитовой фракции изменяется от 13 до 38%, карбонатность от 0,5 до 13,0%.

По материалам ГИС продуктивные коллекторы выделены в четырнадцати скважинах. Глинистость выделенных коллекторов изменяется в интервале 10 - 44 %. Величина открытой пористости продуктивных коллекторов по ГИС изменяется от 0,10 до 0,20 д.ед. и составляет в среднем 0,13 д.ед., нефтенасыщенность изменяется в интервале 0,40-0,71 д.ед., и в среднем равна 0,55 д.ед.

По горизонту Ю-VII проанализировано 97 образцов керна по тринадцати скважинам, из них представляющих коллекторы 5 образцов, непроницаемых 83 и в 9 образцах проницаемость ниже граничного и изменяется в интервале 0,04- $0,60 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$.

Проницаемость по воздуху образцов коллекторов изменяется в диапазоне от 0,70 до $2,34 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$, и в среднем равна $1,42 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$. Пористость этих

образцов колеблется от 0,15 до 0,16 д.ед. Содержание пеллитовой фракции изменяется в интервале 0,19 – 0,24 д.ед..

По материалам ГИС продуктивные коллекторы выделены в восемнадцати скважинах. Глинистость выделенных коллекторов изменяется в интервале 7 – 38%. Величина открытой пористости от 0,10 до 0,19 д.ед. и составляет в среднем 0,13 д.ед., нефтенасыщенность изменяется в интервале 0,40-0,74 д.ед., среднее значение 0,50 д.ед.

По горизонту Ю-VIII проанализировано 133 образцов керн по тринадцати скважинам, из них 22 образца представляют коллекторы, непроницаемых 88, и в 9 образцах проницаемость ниже граничного и изменяется в интервале 0,04-0,53*10-3мкм2.

Проницаемость образцов коллекторов, изменяется в интервале от 0,98 до 40,74*10-3мкм2, и в среднем равно 9,6*10-3мкм2. Пористость этих образцов колеблется от 0,11 до 0,18 д.ед., и в среднем составляет 0,15 д.ед. Содержание пеллитовой фракции изменяется в интервале 0,14 – 23%, карбонатность 0,2-6,6%.

По материалам ГИС продуктивные коллекторы выделены в тридцати одной скважине. Глинистость выделенных коллекторов изменяется в интервале 0,02 – 0,46 д.ед. Величина открытой пористости продуктивных коллекторов по ГИС изменяется от 0,10 до 0,20 д.ед. и составляет в среднем 0,13 д.ед., нефтенасыщенность изменяется в интервале 0,40-0,75 д.ед., и в среднем равна 0,54 д.ед.

По горизонту Ю-IX проанализировано 287 образцов керн по девятнадцати скважинам, из них 128 образцов с ФЕС выше граничных. Непроницаемых 54 и в 87 образцах проницаемость ниже граничного и изменяется в интервале 0,01-0,68*10-3мкм2. В том числе в 18 образцах не определялся стандартные параметры.

Проницаемость по воздуху изменяется в интервале от 0,74 до 93,78*10-3мкм2, и в среднем равна 7,26*10-3мкм2. Пористость этих образцов колеблется от 0,10 до 0,18 д.ед., и в среднем составляет 0,14 д.ед. Содержание пеллитовой фракции изменяется в интервале 1,4 - 38,4%, а карбонатность 0,2-39,1%.

По материалам ГИС продуктивные коллекторы выделены в тридцати трех скважинах. Глинистость выделенных коллекторов изменяется в интервале 7 - 46 %. Величина открытой пористости продуктивных коллекторов по ГИС изменяется от 0,10 до 0,19 д.ед. и составляет в среднем 0,125 д.ед., нефтенасыщенность изменяется в интервале 0,40-0,75 д.ед., и в среднем равна 0,53 д.ед.

По горизонту Ю-X проанализировано 127 образцов керн по четырнадцати скважинам, из них представительных 80 образцов. Непроницаемых 7, один образец разрушился и в 30 образцах проницаемость ниже граничного и изменяется в интервале 0,01-0,64*10-3мкм2. В том числе в 9 образцах не определялся стандартные параметры.

Проницаемость по воздуху изменяется в интервале от 0,92 до 24,90*10-3мкм2, и в среднем равно 6,71*10-3мкм2. Пористость этих образцов колеблется от 0,11 до 0,17 д.ед., и в среднем составляет 0,14 д.ед. Содержание пеллитовой фракции изменяется в интервале 7,5 - 16,6%, а карбонатность 4,7-25,1%.

По материалам ГИС продуктивные коллекторы выделены в тридцати шести скважинах. Глинистость выделенных коллекторов изменяется в интервале 0,02 - 0,43 д.ед. Величина открытой пористости продуктивных коллекторов по ГИС изменяется от 0,10 до 0,23 д.ед., в среднем 0,13 д.ед., нефтенасыщенность изменяется в интервале 0,40-0,80 д.ед., в среднем равна 0,55 д.ед.

По горизонту Ю-ХІ проанализировано 145 образцов керна по девяти скважинам, из них представительных 97 образцов. Непроницаемых 9 и в 40 образцах проницаемость ниже граничного и изменяется в интервале 0,02-0,68*10-3мкм2. В том числе в 8 образцах не определялся стандартные параметры.

Проницаемость по воздуху изменяется в интервале от 0,75 до 462,60*10-3мкм2, и в среднем равно 22,46*10-3мкм2. Пористость этих образцов колеблется от 0,10 до 0,22 д.ед., и в среднем составляет 0,146 д.ед. Содержание пеллитовой фракции изменяется в интервале 0,9 - 52,1%, а карбонатность 0,2-24,3%.

По материалам ГИС продуктивные коллекторы выделены в тридцати шести скважинах. Глинистость выделенных коллекторов изменяется в интервале 0,01 - 0,43 д.ед. Величина открытой пористости продуктивных коллекторов по ГИС изменяется от 0,10 до 0,22 д.ед. и составляет в среднем 0,14 д.ед., нефтенасыщенность изменяется в интервале 0,40-0,76 д.ед., и в среднем равна 0,55 д.ед.

5.3.5 Методика и результаты определения коэффициентов объемной глинистости, пористости и нефтенасыщенности

В данной работе определение коллекторских свойств пород для скважин проведено с использованием программы «Interactive Petrophysics» (разработчик компания «Senergy»), реализующей детерминистические анализ и интерпретацию каротажных данных, заключающиеся в последовательном, пошаговом решении задач. То есть, возможно интерактивно рассчитать объемную глинистость (V_{cl}), пористость общую (ϕ_t) и эффективную (ϕ_e), плотность углеводородов (ρ_{HyAp}), водонасыщенность – общую (SwT), промытой зоны (Sxo), эффективную (Sw). $NeuHyHI$ – кажущийся водородный показатель углеводородов по данным нейтронного каротажа.

Для объемной и флюидальной модели: объем сухой глины ($V_{dcl} = V_{cl} * (1 - \phi_{tClay})$), объем известняка ($V_{silt} = 1 - \phi_e / \phi_{max} - V_{cl}$), объем сланца ($V_{shale} = V_{cl} + V_{silt}$), общий объем воды ($BVW = \phi_e * Sw$), общий объем воды промываемой зоны ($BVW_{sxo} = \phi_e * Sxo$).

Для определения коллекторских свойств в настоящей работе использовались следующие входные данные (кривые методов ГИС), с помощью которых рассчитывались глинистость, пористость, водонасыщенность:

гамма каротаж - GR;

нейтронный каротаж – CNC;

многозондовый индукционный каротаж – M2R9-M2R1;
литоплотностной каротаж – ZDNS и PE;
акустический каротаж – DT;
кавернометрия – CALI.

Параметры используемых матричных компонентов – чистых песчаников и глин – уточнялись графически на кроссплоте нейтронного и плотностного каротажей, последние вполне удовлетворяют результатам керновых исследований:

- песчаник – плотность – $2,65 \text{ г/см}^3$, $\Delta T_{\text{ск}} = 170 \text{ мкс/м}$;
- глина («сухая») – плотность – $2,78 \text{ г/см}^3$, $\Delta T_{\text{гл}} = 245\text{-}282 \text{ мкс/м}$ (при интерпретации использовался тренд $\Delta T_{\text{гл}}$ по разрезу).

УЭС пластовой воды принято равным 0,019-0,017 Омм соответственно горизонтам.

Величину объемной глинистости необходимо знать при оценке пористости.

Как показывает опыт работ на аналогичных месторождениях, где имеется достаточное количество керновых исследований методом XRD и результатов замеров селективного гамма каротажа – информативность метода ГК достаточно высокая. Анализ данных показал, что естественная радиоактивность продуктивных отложений определяется, в основном, концентрацией калия и тория. То есть, гамма-активность пород определяется, в основном их глинистостью, погрешность определения глинистости коллекторов по методу ГК определяется только дисперсией зависимости между $K_{\text{гл}}$ и двойным разностным параметром ГК (Z), служащим для исключения влияния условий измерения в скважинах и индивидуальных особенностей аппаратуры гамма-каротажа:

$$Z = (GR - GR_{\text{clean}})/(GR_{\text{clay}} - GR_{\text{clean}}) \quad (5.7)$$

Глинистость определялась с использованием зависимости Ларионова В.В.:

$$K_{\text{гл}} = 0.333 \times (2^{(2 \times Z)} - 1) \quad (5.8)$$

где GR – текущее значение интенсивности гамма-излучения;

GR_{clean} , GR_{clay} – интенсивности гамма-излучения против пластов максимально и минимально глинистых и выдержанных по разрезу: с минимальной глинистостью взята толща карбонатных пород верхней юры; с максимальными значениями глинистости являлась толща глин над Ю-I горизонтом или высокие устойчивые значения ГК по юрскому разрезу.

Определенная по ГИС объемная глинистость коллекторов изменяется от единиц до 40 %, среднее значение 23 % по скважинам нового фонда

По анализам керна среднее значение глинистости юрских коллекторов – 24 %.

5.3.5.1 Методика и результаты определения коэффициента пористости

Для оценки пористости в новых скважинах использовались кривые ГГКп, АК, НК (CNC) по алгоритмам программы «Interactive Petrophysics» 5.9-5.12.

Определение пористости по ГГКп осуществлялось по формуле:

$$\phi = (\rho_{ma} - \rho_b - V_{cl} \times (\rho_{ma} - \rho_{cl})) / (\rho_{ma} - \rho_{fl} \times S_{xo} - \rho_{hy_ap} \times (1 - S_{xo})), \quad (5.9)$$

где ρ_b – текущее значение ГГКп;

ρ_{ma} – плотность матрицы, принятая для матрицы песчаника 2,65 г/см³;

ρ_{cl} – плотность глин, принятая по опорным пластам 2,53 г/см³;

ρ_{fl} – плотность фильтрата, принятая 1,0 г/см³;

ρ_{hy_ap} – плотность углеводорода 0,8 г/см³;

V_{cl} – объемная глинистость.

Эта формула отличается от стандартной методики определения пористости по ГГК тем, что в ней учитывается водонасыщенность промытой зоны, т.е. вводится поправка за фильтрат. Но при условии, что в промытой зоне нет остаточной нефти и коллектор не глинистый, то S_{xo} будет равняться 1, а $V_{cl}=0$, и формула сводится к стандартному виду.

Расчет значения S_{xo} промываемой зоны.

Водонасыщенность промытой зоны (S_{xo}) рассчитывается автоматически (IP) из вводимой кривой R_{xo} (M2R1), по той же формуле, которая была выбрана для расчета водонасыщенности. Только вместо r_v (R_w) используется r_{vf} (R_{mf}), вместо $r_p(R_t) - R_{xo}$ и т.д.

Для расчета пористости по кривой АК используется уравнение Ханта-Раймера-Гарднера, общая пористость рассчитывалась так:

$$\phi_{son} = c * ((\Delta T - \Delta T_{ma}) / \Delta T), \quad (5.10)$$

Открытая пористость:

$$\phi = \phi_{son} - (c * V_{cl} * ((\Delta T_{sh} - \Delta T_{ma}) / \Delta T_{sh})) \quad (5.11)$$

где ΔT – текущее значение интервального времени;

ΔT_{ma} – значение интервального времени в породе, принятое для матрицы печаника – 165 мкс/м;

ΔT_{sh} – значение интервального времени в глине $\Delta T_{гл} - 245-282$ мкс/м (при интерпретации использовался тренд ΔT гл по разрезу);

V_{cl} – объемная глинистость породы;

c – коэффициент сжатия.

Определение пористости с использованием кривой общей нейтронной пористости CNC.

Определение нейтронной пористости осуществляется по формуле:

$$\phi = (\phi_{neu} - V_{cl} \times NeuCl + NeuMatrix + Exfact + NeuSal) / (S_{xo} + (1 - S_{xo}) \times NeuHyHI) \quad (5.12)$$

где ϕ_{neu} – текущее значение общей нейтронной пористости;

V_{cl} – объемная глинистость;

$NeuCl$ – среднее значение для глины по данным нейтронного каротажа (водородосодержание глин $\omega_{гл}=0,25$);

$NeuMatrix$ – поправка нейтронной матрицы;

$NeuSal$ – поправка нейтронной солености по данным нейтронного каротажа;

Exfact – коэффициент экскавации по данным нейтронного каротажа;
 NeuHyHI – кажущийся водородный показатель углеводородов по данным нейтронного каротажа;

Sxo – водонасыщенность промытой зоны.

Также, как и в случае с определением пористости по ГГКП, при Sxo равном 1, формула сводится к стандартному виду.

В качестве результирующей принималась пористость соответственно литологии – в терригенном разрезе рекомендуется применять пары методов: ГГКП-АК или ГГКП-НК для крепкосцементированных и несцементированных песчаников соответственно. Таким образом, предпочтение отдавалось паре ГГКП-АК, преимущество которых заключается в независимости результата от небольших примесей глин (10-13 %) и типа пластового флюида (при $K_p < 20\%$). Абсолютная погрешность единичных измерений $\pm 2-2,5\%$. При определении средних значений погрешность уменьшается в $\sqrt{n}$, где n-количество определений. Достоверность оценки пористости проверялась по зависимости сопоставления « $K_p^{\text{кern}} - K_p^{\text{ГИС}}$ » график сопоставления на рисунке 5.15. Достоверность определения пористости удовлетворительная – диапазоны пористости по геофизическим данным и керну согласуются. Как видно из полученного графика, при попластовом сопоставлении коэффициент аппроксимации составляет 0,83.

В качестве примера на рисунках 5.16 и 5.17 приведены результаты интерпретации по скважинам А, Б, В. Из рисунков видна близость величин пористости, рассчитанных по ГГКп, НК, АК и анализам керна.

Оцененная по ГИС пористость изменяется от 0,10-0,25 д.ед.

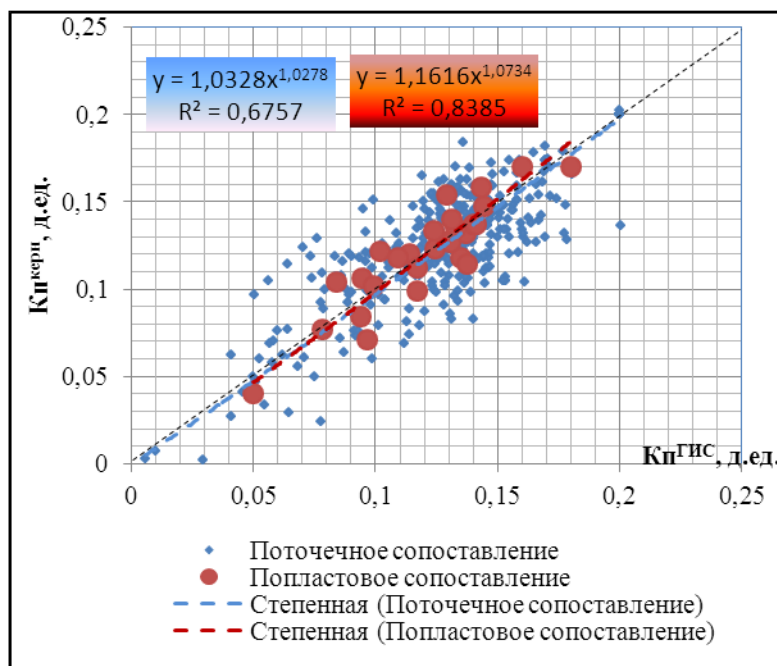


Рисунок 5.15 - Сопоставление результатов оценки пористости по ГИС и керну

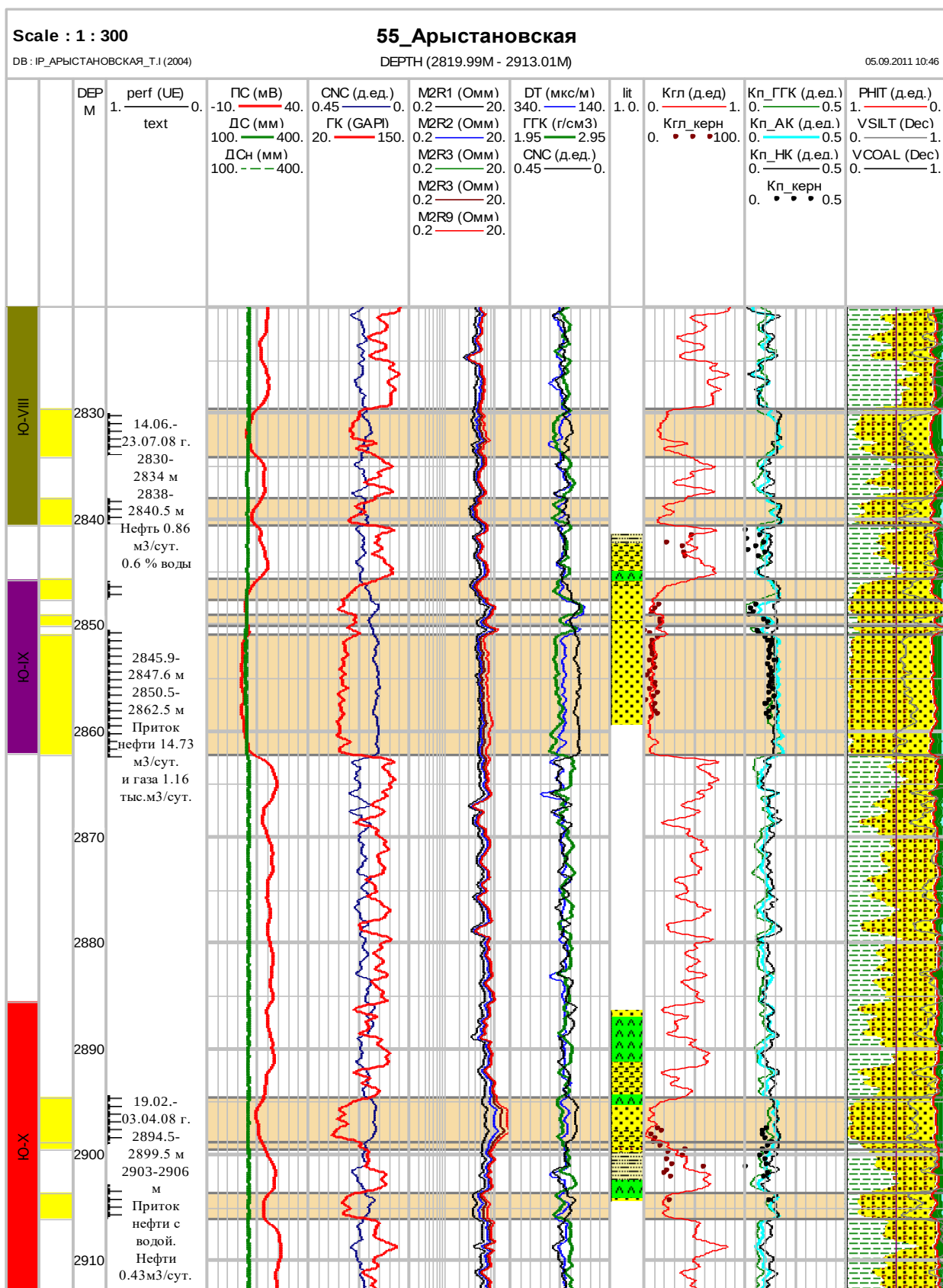


Рисунок 5.16 - Сопоставление пористостей, полученных по АК, ГГКл, НК и анализом керна

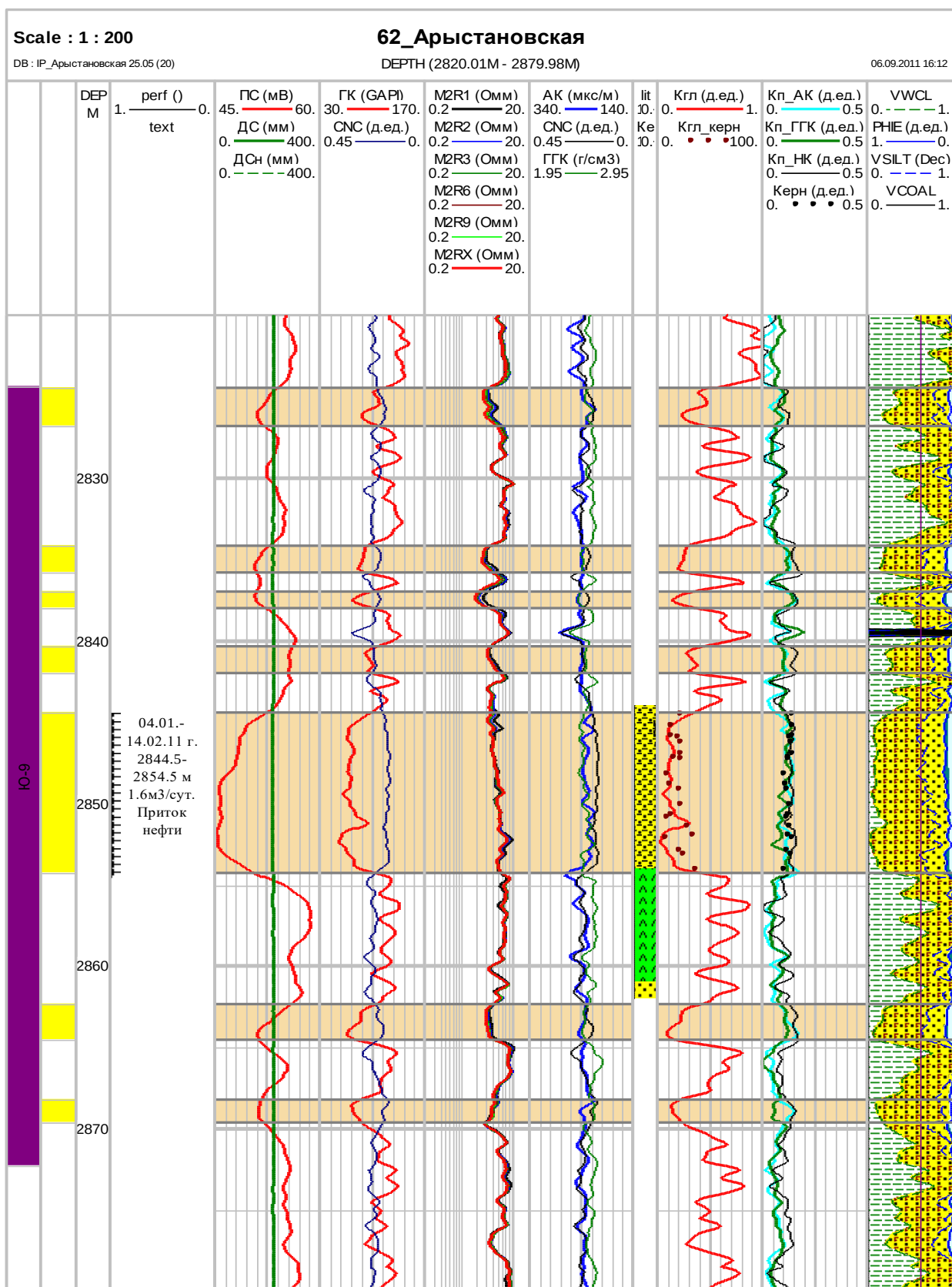


Рисунок 5.17 - Сопоставление пористостей, полученных по АК, ГГКп, НК и анализ керн

5.3.6 Определение характера насыщения

Коэффициент нефтегазонасыщенности определялся по методу Дахнова-Арчи с использованием традиционных петрофизических связей $R_p=f(K_p)$ и $R_n=f(K_v)$, построенных на керне месторождения Арыстановское, описываемые следующими уравнениями:

$$R_p=1.0098/K_p^{1,88} \quad (5.13)$$

$$R_n=1.0104/K_v^{1,927} \quad (5.14)$$

$$K_{нг} = 1 - K_v, \quad (5.15)$$

где K_v - коэффициент водонасыщенности, определяемый по связям.

При расчете 100 %-водонасыщенного пласта $r_{vp}=R_p \cdot r_v$ использовалось УЭС пластовой воды при пластовых температурах в среднем по месторождению: 0,019 Ом*м для I-III горизонтов; 0,018 Ом*м – для IV-VIII горизонтов, 0,017 Ом*м – для IX-XI.

Оцененные по ГИС коэффициенты нефтегазонасыщения варьируют от 0,40 до 0,77 д.ед.

На рисунке 5.18 приведена характеристика продуктивного горизонта по скважине месторождения, геофизическая характеристика водонасыщенного интервала скважины показана на рисунке 5.19.

По скважине А дана характеристика четырех продуктивных горизонтов, мощности пластов коллекторов изменяются в пределах 1,0-6,7 м; сопротивление 2,2-5,0 Ом; коэффициент нефтенасыщения 24-72%. По скважине В мощности продуктивных пластов 5,0-15,1м; сопротивление 2,4-6,7 Ом; коэффициент нефтенасыщения 25-70%. В скважине Д мощности продуктивных пластов 0,9-10,1м; сопротивление 3,4-11,2Ом; коэффициент нефтенасыщения 20-70%. По скважине Г дана характеристика трех продуктивных горизонтов, мощности пластов коллекторов в среднем составляет 1м; сопротивление 3,7-9 Ом; коэффициент нефтенасыщения 45-56%. По скважине С дана характеристика трех продуктивных горизонтов, мощности пластов коллекторов варьирует в интервале 1-14м; сопротивление 2.3-7.9 Ом; коэффициент нефтенасыщения 22-59%. По скважине Е дана характеристика двух продуктивных горизонтов, мощности пластов коллекторов варьирует в интервале 1-7м; сопротивление 2,1-7,3 Ом; коэффициент нефтенасыщения 30-61%. По скважине К дана характеристика трех продуктивных горизонтов, мощности пластов коллекторов варьирует в интервале 1-9м; сопротивление 2-13 Ом; коэффициент нефтенасыщения 34-66%. Эффективная пористость коллекторов невысокая 7-17%.

Сопротивление водонасыщенных горизонтов низкое 0,5-4,5 Ом, пористость изменяется от 8,0 до 18,0%.

Коэффициент водонасыщения определялся по уравнению Дахнова Арчи:

$$S_w^n = \frac{a \cdot R_w}{\Phi^m \cdot R_t} \quad (5.16)$$

где, S_w –коэффициент водонасыщения;

R_w –сопротивление пластовой воды;

R_t –сопротивление пласта;

Φ – эффективная пористость;
 a , m , n – структурные коэффициенты

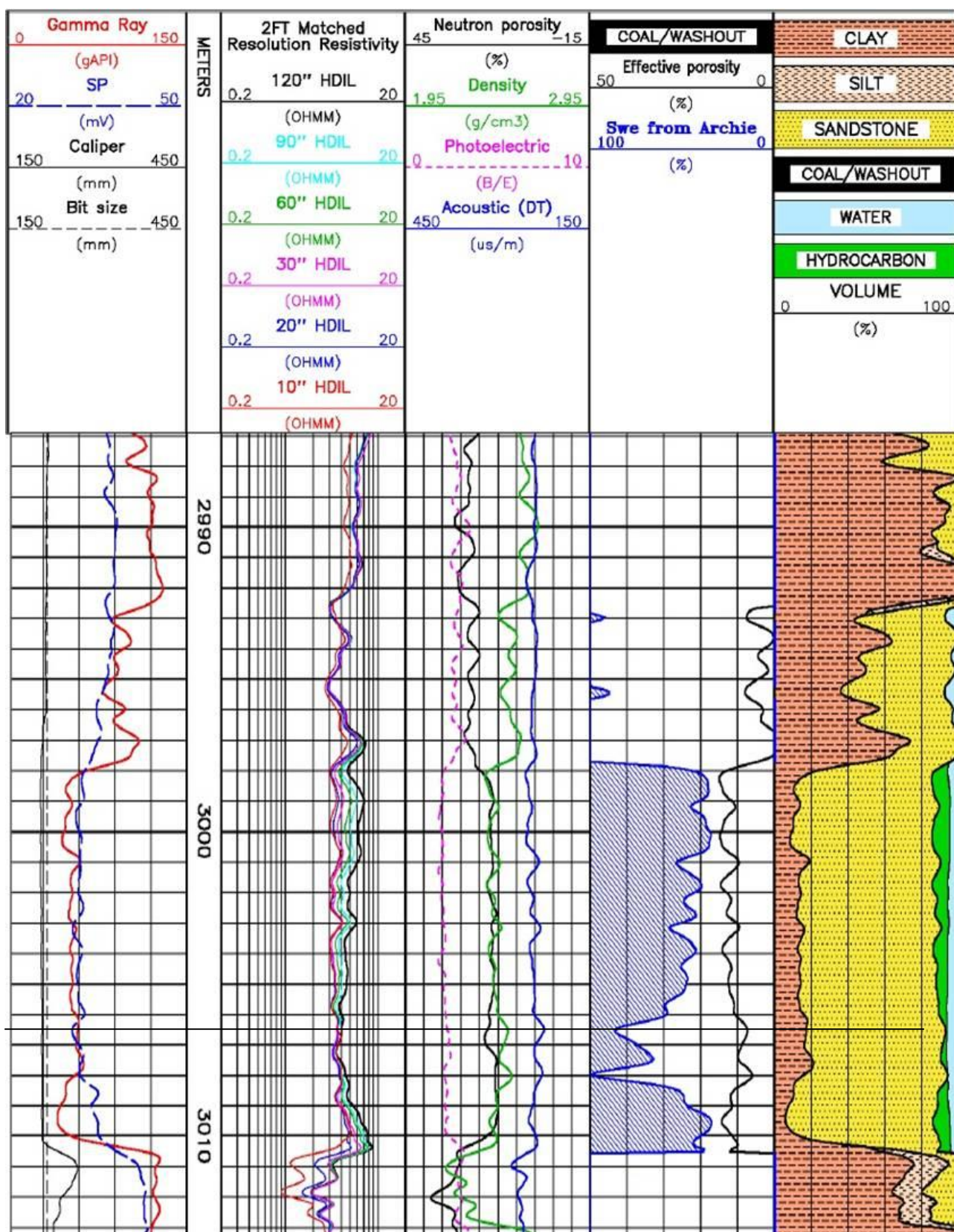


Рисунок 5.18 - Геофизическая характеристика продуктивного интервала Ю-XI по данным ГИС

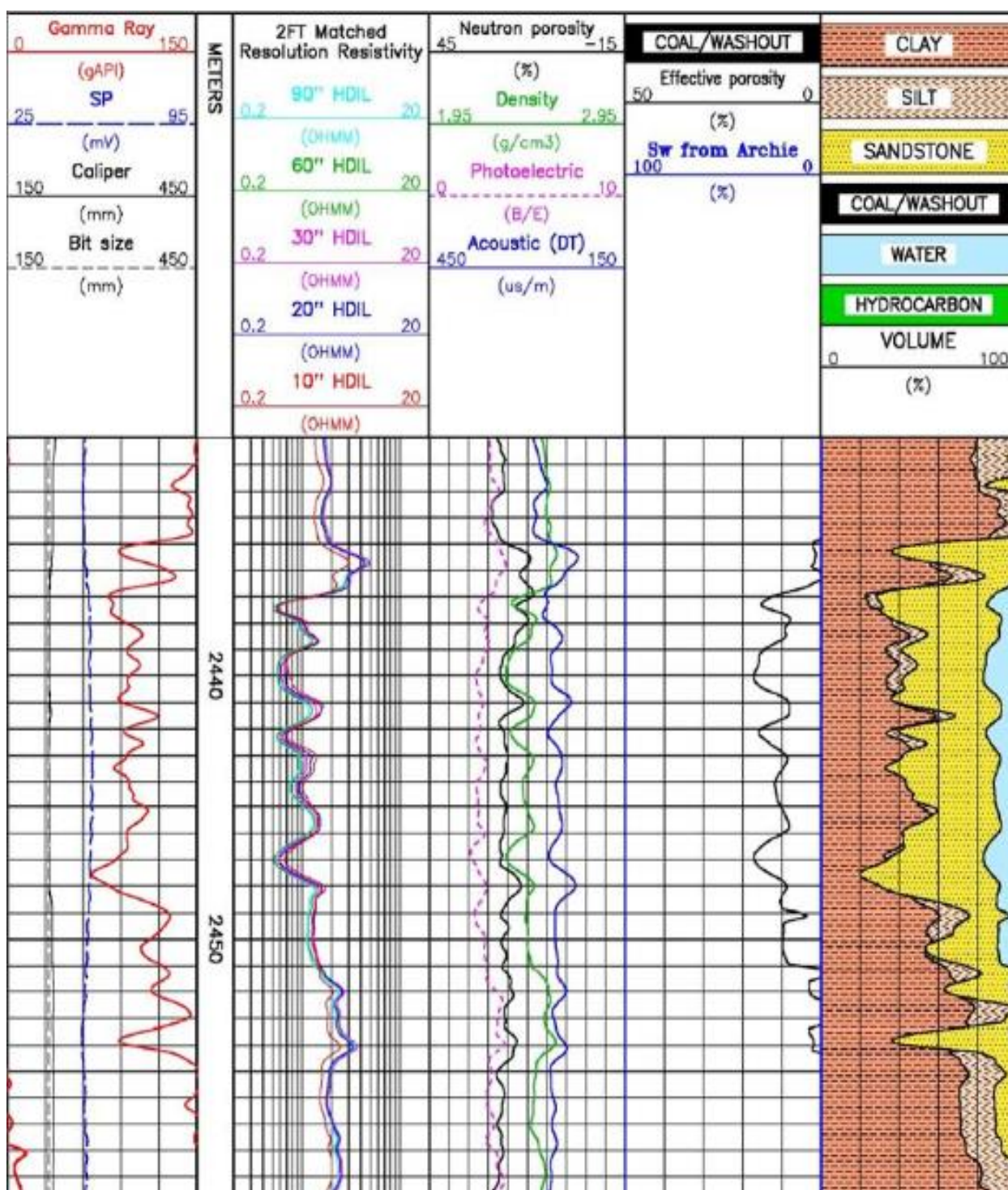


Рисунок 5.19 - Геофизическая характеристика водонасыщенного интервала Ю-VI по данным ГИС

5.4 Обобщающая интерпретация геолого-геофизических данных

5.4.1 Результаты межскважинной корреляции продуктивных горизонтов

Под корреляцией разрезов скважин понимается сопоставление геофизических кривых с целью выделения в скважинах одновозрастных комплексов, горизонтов, пластов и пропластков.

Корреляция разрезов скважин является основой при изучении нефтегазоносных объектов. Важнейшей задачей корреляции является прослеживание стратиграфических границ в разрезе скважин. На основе выделенных стратиграфических границ осуществляются все структурные построения.

Корреляция часто бывает затруднена из-за литолого-фациальной изменчивости по площади прослоев пород, слагающих горизонт. Особенно подвержены литолого-фациальной изменчивости песчаные пласты-коллекторы, которые могут полностью или частично замещаться алевролитами, глинистыми алевролитами, а нередко и глинами.

На рисунке 5.20 показана корреляция скважин по IX горизонту, на рисунке 5.21 корреляция разреза скважин по XI горизонту ниже-юрской продуктивной толщи.

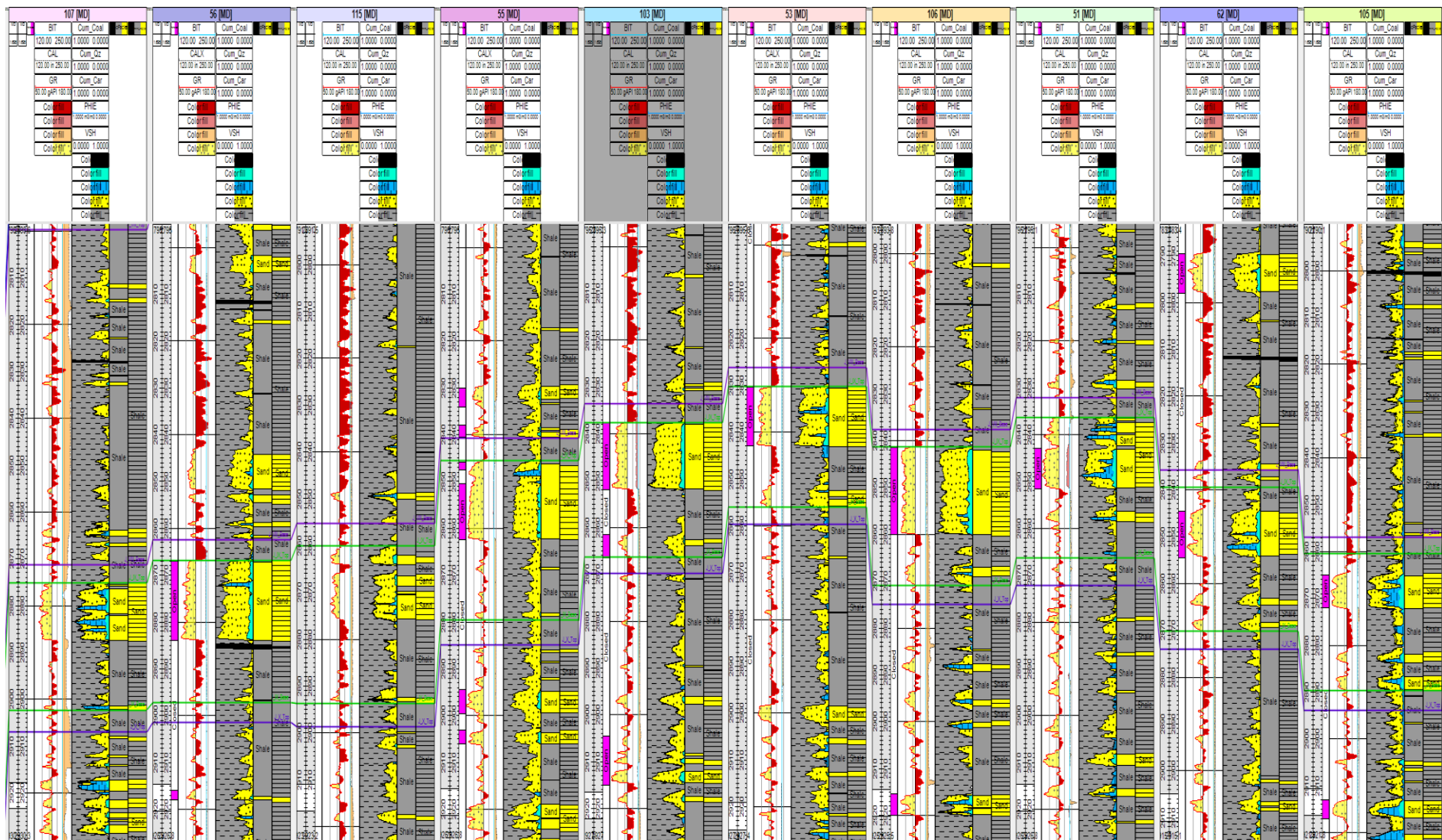


Рисунок 5.20 – Корреляция разрезов скважин по IX горизонту

5.5 Построение 3D геологических моделей продуктивных горизонтов месторождения Арыстан в программном обеспечении Petrel

Геологическая модель представляет собой комплекс промыслово-геологических графических карт и схем, цифровых данных, кривых, характеризующих зависимости между различными параметрами залежей, а также словесное описание особенностей залежей.

В задачи геологического моделирования продуктивных горизонтов месторождения Арыстан вошли анализ стратиграфической принадлежности литофациальных единиц, и их геометрических форм, построение трёхмерных моделей распределения литофаций пластов-коллекторов, их общей и эффективной мощности и коллекторских свойств - пористости и проницаемости по площади и разрезу, газо-нефте- и водонасыщенности отдельных пропластков.

Геологические задачи решались с целью получить сконцентрированную систему знаний о геологическом строении продуктивных горизонтов с набором геолого-геофизических и промысловых данных.

Последовательность построения геологических моделей отображена на схеме 5.1.

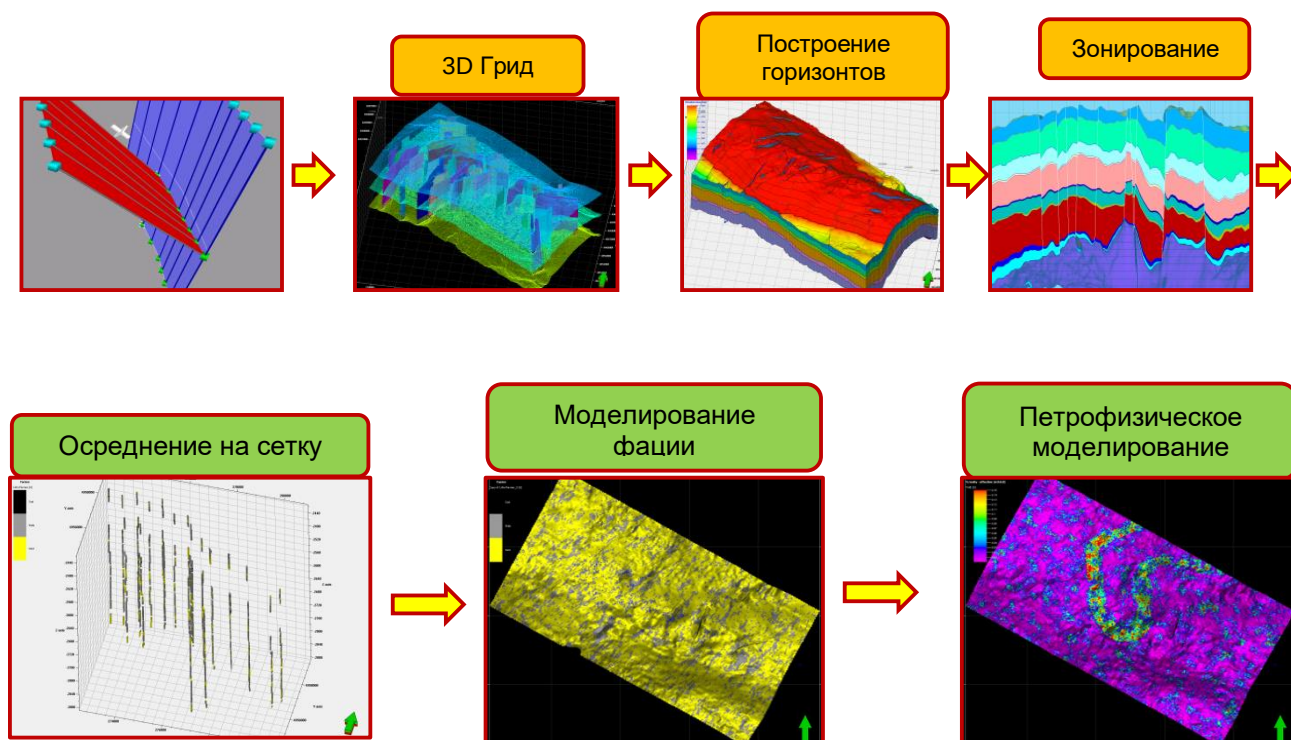


Схема 5.1 - Этапы 3D геологического моделирования

На первом этапе геологического моделирования осуществлено построение пиларов и стиков разломов (Рисунок 5.22).

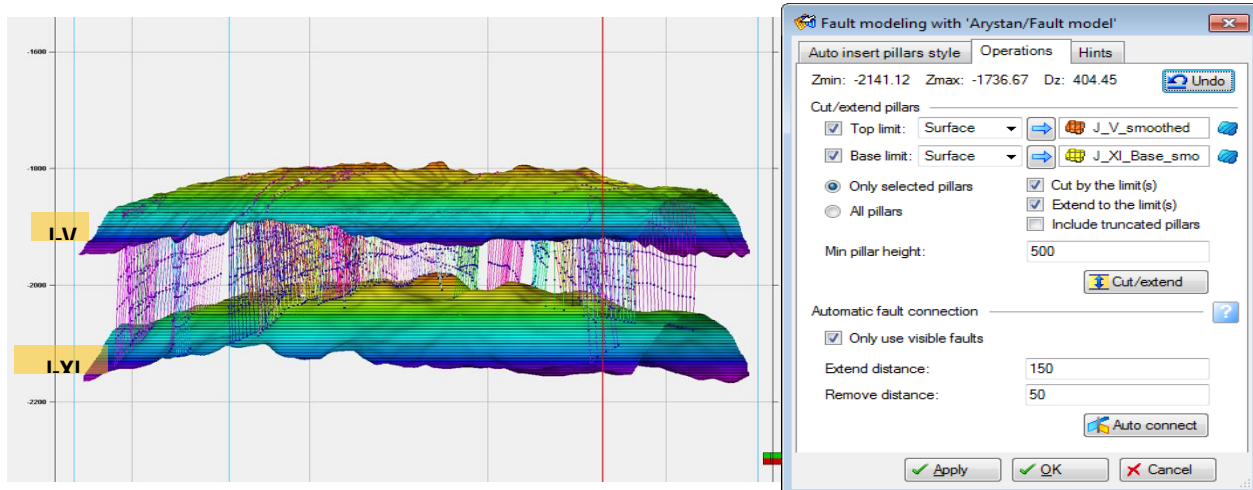


Рисунок 5.22 - Моделирование тектонических нарушений

Следующим этапом является, выбор размеров ячеек в гриде. В диссертационной работе использован грид с горизонтальными размерами 50м x 50м с направлением ячеек по J и I (Рисунок 5.23). Построены три каркаса верхний, средний и фундамент (Рисунок 5.24).

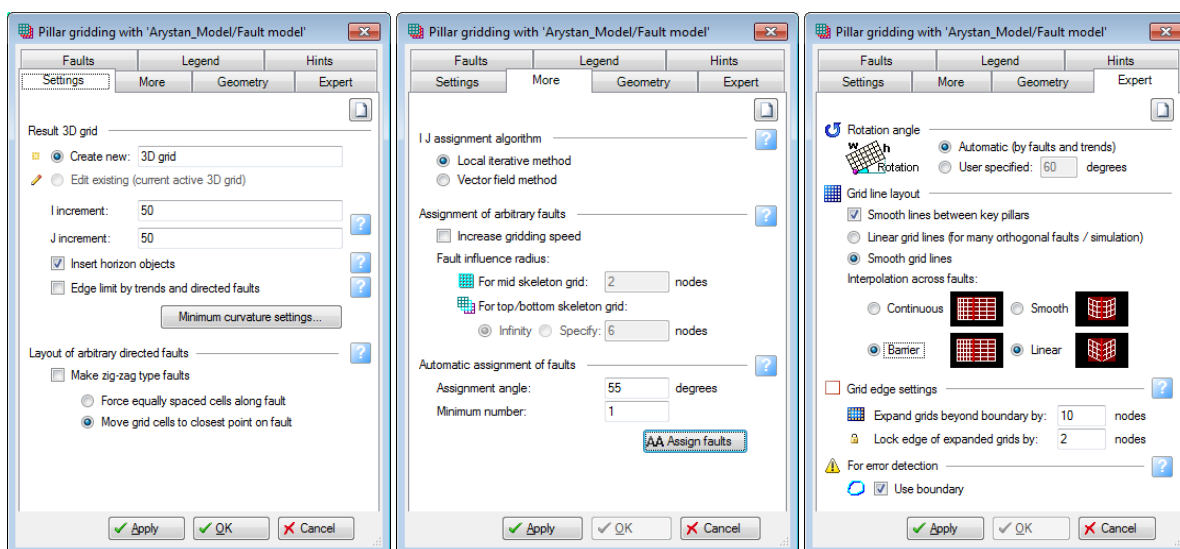


Рисунок 5.23 - Выбор размеров ячеек в гриде

Данные сейсморазделки МОГТ-3D взяты трендом для построения горизонтов. В начале были откоррелированы опорные отражающие горизонты юрской системы на временных разрезах, по которым была построена скоростная модель. С использованием последней откоррелированные горизонты были конвертированы в глубинный домен (Рисунок 5.25).

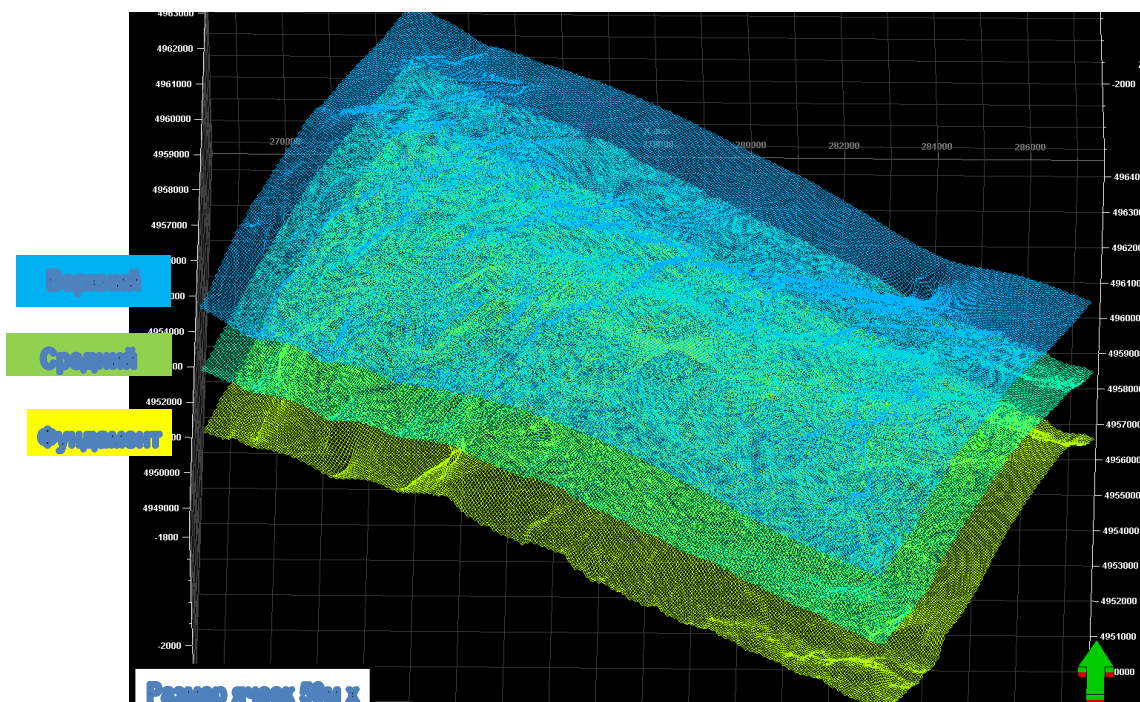
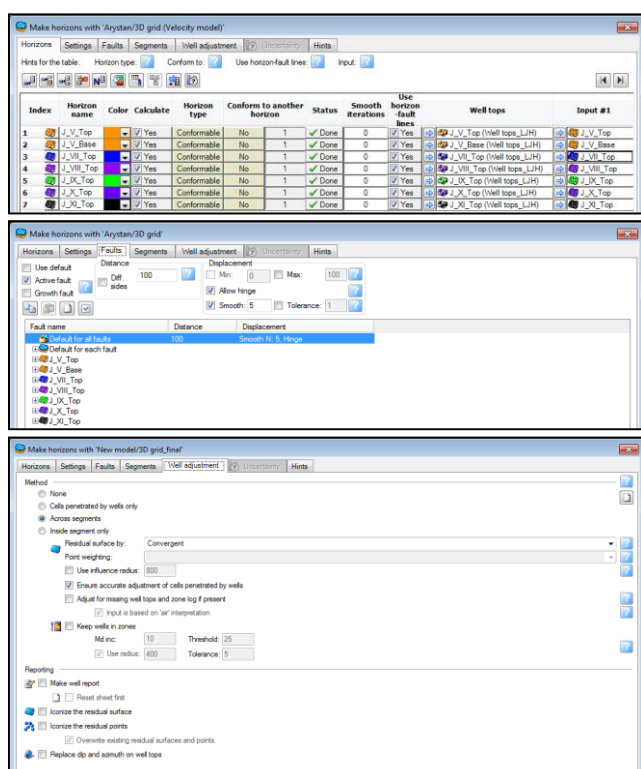


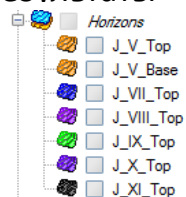
Рисунок 5.24 - 3Д модель каркаса



Входные данные

Seismic Surface (Input #1)	Well Tops
J_V	J_V_Top
J_VI	J_V_Base
J_VII	J_VII_Top
J_VIII	J_VIII_Top
J_IX	J_IX_Top
J_X	J_X_Top
J_XI	J_XI_Top

Результаты



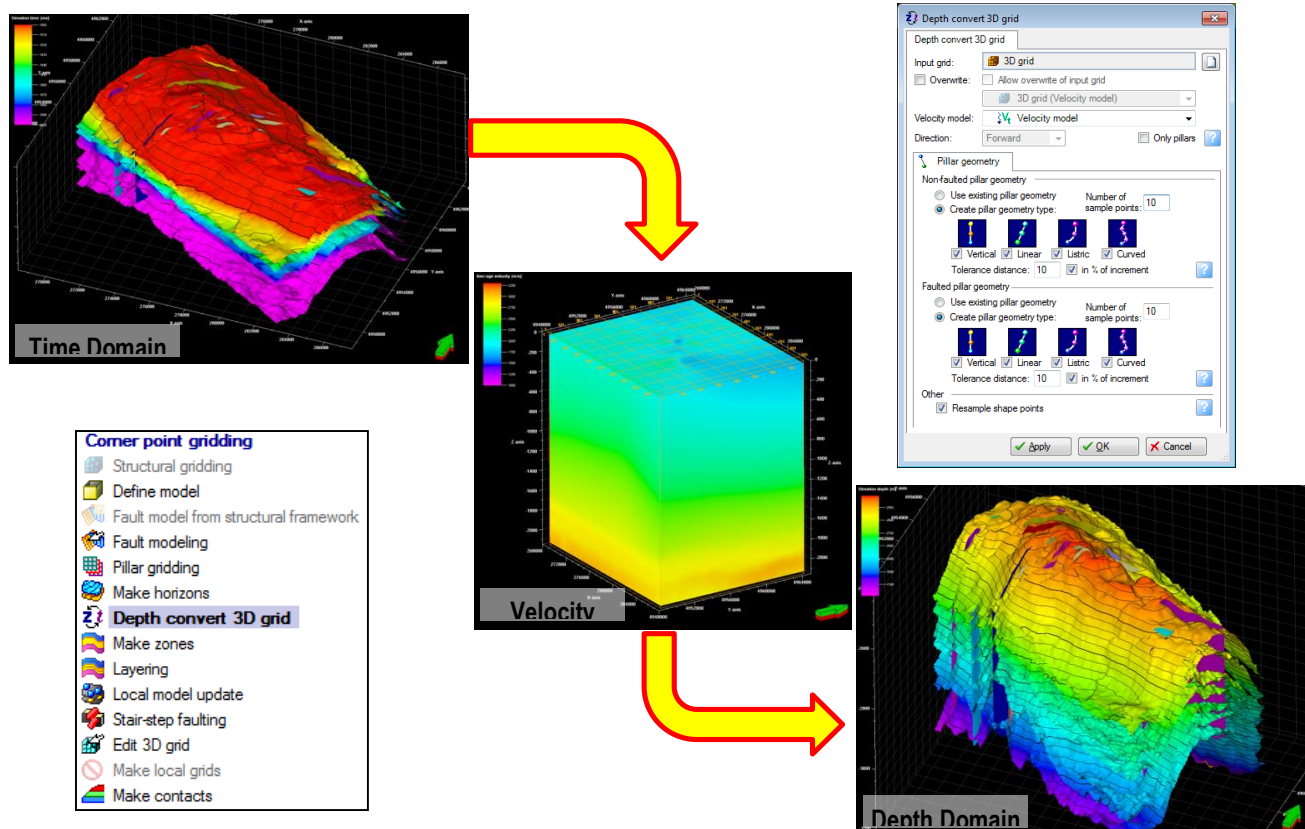


Рисунок 5.25 - Построение горизонтов

Далее было проведено перемасштабирование скважинных данных в гриде с размерами ячеек 50м x 50 м (рисунок 5.26).

В качестве исходных данных были приняты три источника информации о петрофизических параметрах коллекторов и, в частности, их фильтрационно-емкостных свойствах:

1- лабораторные исследования керна скважин (с учетом или без учета пластовых условий);

2- геофизические исследования скважин комплексом методов, интерпретация которых позволяет получить вероятностные оценки тех же величин (в рамках принятых интерпретационных моделей методов ГИС);

3- детальные 3-D сейсмические исследования, позволяющие при благоприятных условиях оценить пространственное распределение пород с улучшенными коллекторскими свойствами.

Моделирование лито-фаций:

Построение кубов литофаций осуществлено по детерминистским алгоритмам, для которых при одних и тех же настройках получается всегда один и тот же результат.

В диссертационных исследованиях при построении литологической модели использовались алгоритмы Kriging и Sequential Indicator Simulation по принципу идентификации «коллектор/неколлектор» (песчаник, глины, угли) по зонам с использованием вариограммного анализа. В результате были построены кубы песчанистости (Рисунок 5.27).

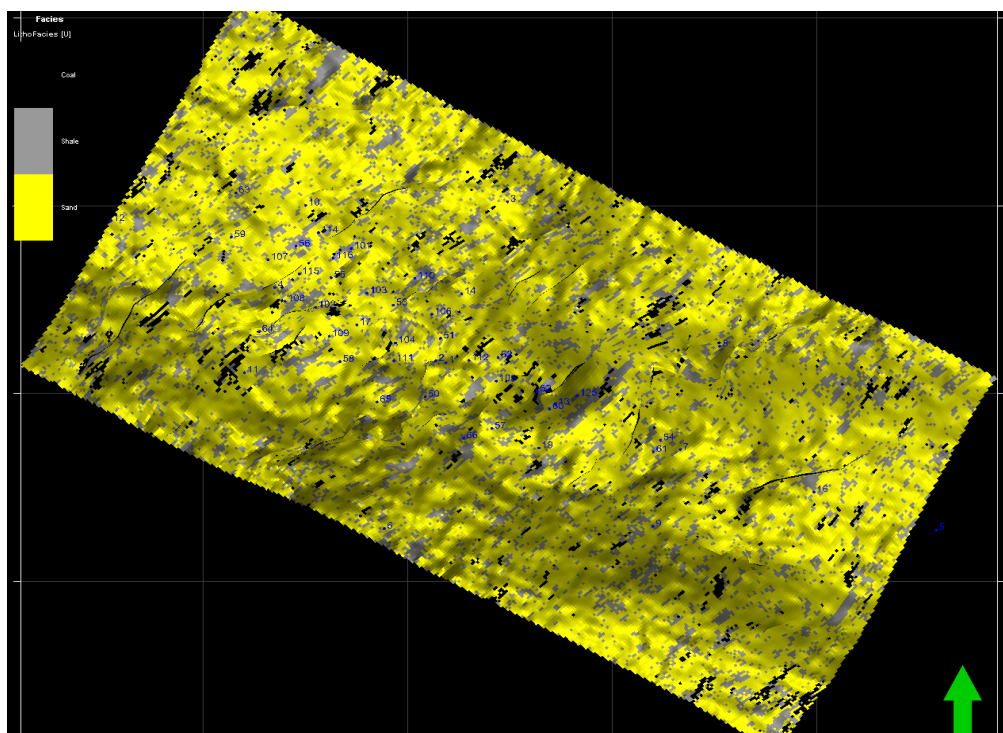


Рисунок 5.27 - Вводимые настройки и 3Д модель литофации по горизонту Ю-ХI

Моделирование пористости

Построение куба пористости выполнено путем распределения в гриде скважинных значений пористости с использованием алгоритма Kriging, если кривые пористости имеются во всем интервале моделируемого пласта.

В качестве исходных данных были использованы:

- результаты непрерывной интерпретации ГИС с выделением литофаций и оценкой ФЕС;
- куб литофаций;
- геологические закономерности вертикальной и латеральной изменчивости пористости, выраженные в формализованной форме — трендовые карты или кубы, ГСР и гистограммы распределений пористости для разных литофаций, полигоны зон замещения и границ зон распространения литофаций, геологические зависимости (например, средняя пористость/суммарная эффективная толщина или средняя пористость/песчанистость).

По юрским горизонтам построены 3Д модели эффективной пористости (рисунок 5.28) и открытой пористости (рисунок 5.29) в гриде с горизонтальными размерами ячейки 50х50 м использованием стохастического алгоритма Gaussian random function simulation.

Последний сохраняет распределение входных данных, следует вариограмме и трендам, быстро воспроизводит входную статистику. Gaussian random function simulation моделирование использует алгоритм быстрого преобразования Фурье, который хорошо воспроизводит вариограмму.

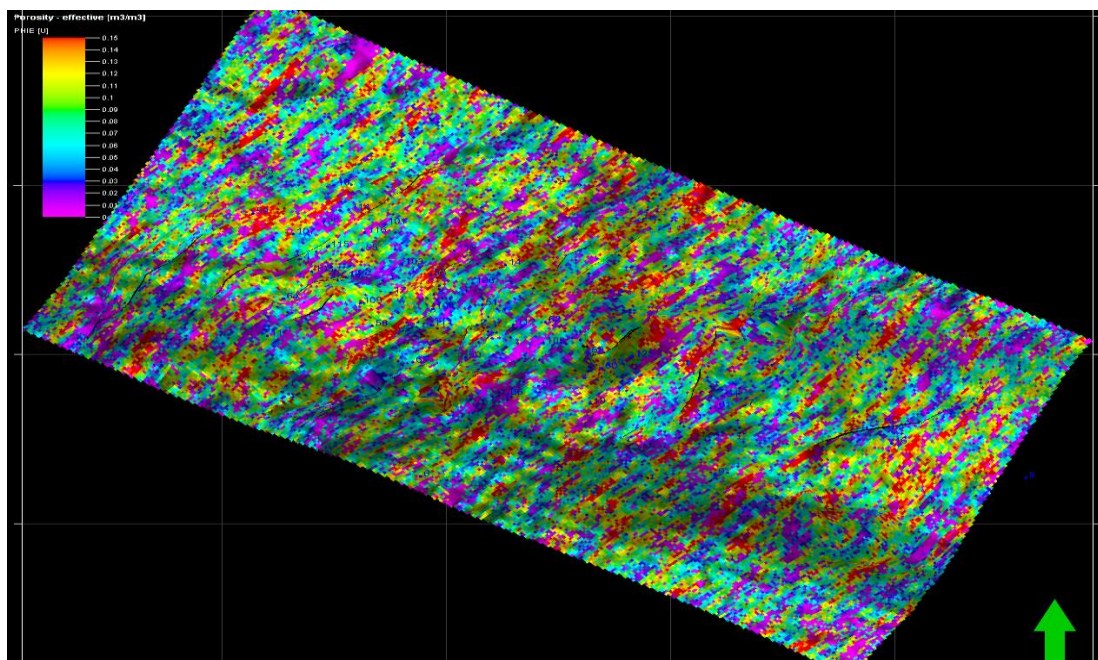


Рисунок 5.28 - Параметры настроек и 3Д модель эффективной пористости

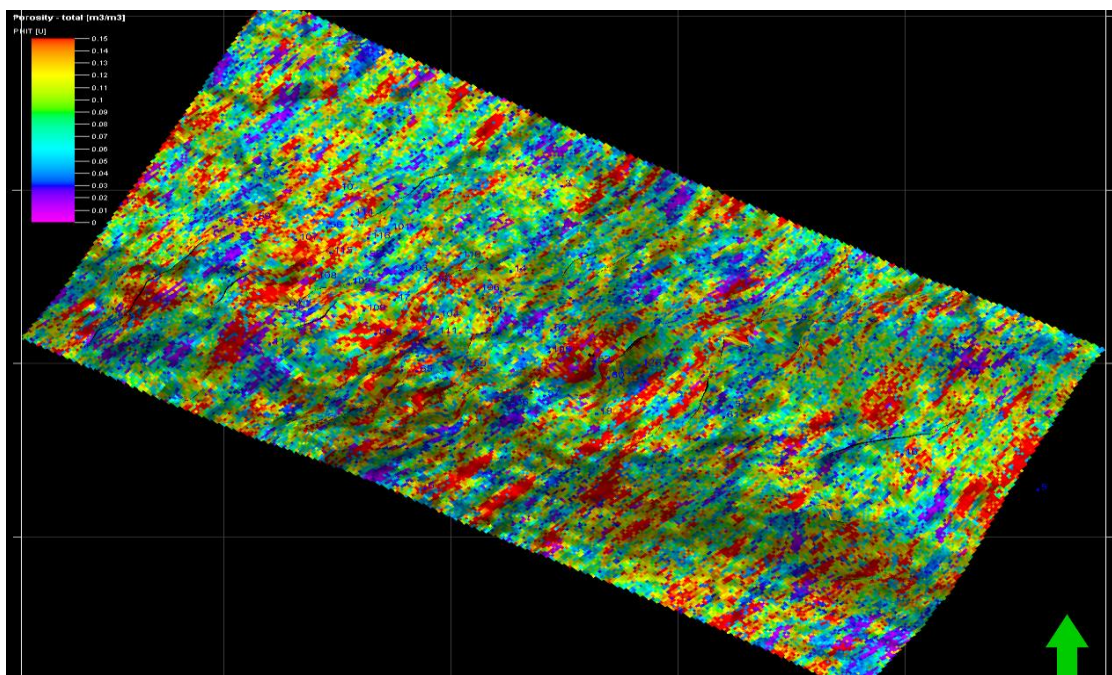


Рисунок 5.29 - Параметры настроек и 3Д модель открытой пористости

Моделирование проницаемости

Куб проницаемости - наименее точный, определяемый в скважинах по каротажу параметр. Поскольку проницаемость имеет не нормальный, как пористость, а логнормальный вид распределения, то целесообразно вначале рассчитывать куб логарифма проницаемости LogKпр (LnKпр), из которого экстрагируется куб проницаемости.

При наличии тесной корреляционной связи между пористостью и проницаемостью (логарифмом проницаемости) коллекторов, устанавливаемой обычно по керну, расчет куба логарифма проницаемости можно выполнить, просто пересчитав по этой зависимости куб пористости.

Для продуктивных горизонтов месторождения Арытановское имеют место быть слабые корреляционной связи между пористостью и проницаемостью (логарифмом проницаемости) коллекторов, установленные по керну. В этой ситуации расчет куба логарифма проницаемости LogKпр выполнен стохастическим алгоритмом Sequential Gaussian Simulation, используя куб пористости в качестве трендового. А затем обратным логарифмированием калькулируется куб проницаемости (Рисунок 5.30).

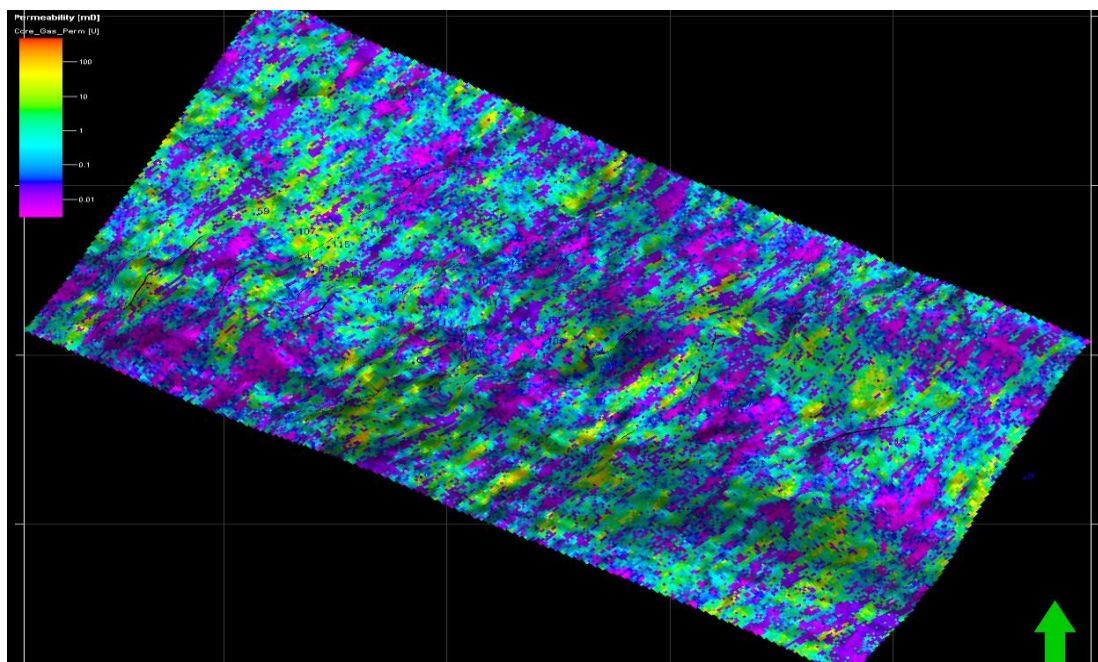


Рисунок 5.30 - 3Д Модель проницаемости по двумерному распространению
керна

Месторождение Арыстановское относится к сложному типу по геологическому строению, для которого характерно наличие тектонических нарушений, прерывистость и невыдержанность продуктивных коллекторов, вплоть до полного замещения их глинистыми разностями пород.

Выполнено:

1. Системный анализ исходных геолого-геофизических данных показал их репрезентативность для решаемых геологических задач.
2. В качестве объектов моделирования были выбраны продуктивные горизонты Ю-IX, Ю-X, Ю-XI, отличающихся сравнительной полнотой базы геолого-геофизических данных.
3. Определены ФЕС по ГК, АК, НК, ГГКП (пористость, глинистость, характер насыщенности) для объектов моделирования.
4. Апробация предложенных методических приемов интерпретации данных ГИС на фактических скважинных материалах, показала хорошие результаты.
5. Построены корреляционные схемы, карты и 3Д геостатические модели в ПО Petrel.
6. Уточнена существующая геологическая модель за счет детального анализа литологического состава и емкостно-фильтрационных свойств в песчано-алевритовых коллекторах ниже-среднеюрских отложений.
7. Проведен анализ результатов 3D геостатического моделирования.

5.6 Структурный анализ по продуктивным горизонтам

Структурный план по поверхности горизонта Ю-III имеет форму вытянутой в субширотном направлении брахиантиклинали (соотношение длинной и короткой оси 1:5) (Рисунок 5.31).

Строение структуры осложняют разломы, ориентированные в ортогональном направлении (вытянутые с северо-восток на юго-запад). Амплитуда разломов составляет 15 м.

В морфологии структуры контрастно обособляется свод с амплитудой 75 м.

Градиент изменения глубин возрастает в южном направлении и указывает на общий тренд воздымания горизонта Ю-III в северном направлении данный горизонт заглубляется с меньшим градиентом изменениям глубин. Западный склон структуры имеет крутой подъем. Тогда, как восточный склон структуры заглубляется плавно с меньшим градиентом изменения глубин.

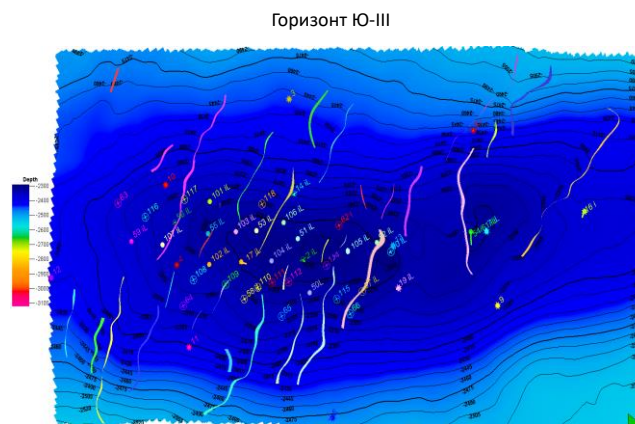


Рисунок 5.31 - Горизонт Ю-III

Ю-IV. Структурный план по горизонту Ю-IV несколько изменил свои морфологические формы и представлен дугообразно вогнутой положительной структурой. Размеры складки в поперечном сечении уменьшаются.

На восточном фланге складки по горизонту Ю-IV наметилось выделение самостоятельного свода. Западный свод несколько сместился по диагонали в юго-восточном направлении (Рисунок 5.32).

Высота складки (75 м), амплитуда (15 м) и ориентация разломов не изменились.

Градиенты изменения глубин в южном и северном направлении не изменились, либо слабо изменились.

Крутизна складки западного свода не изменилось. В то время, как на восточном фланге горизонт Ю-III стал заглубляться с большим градиентом.

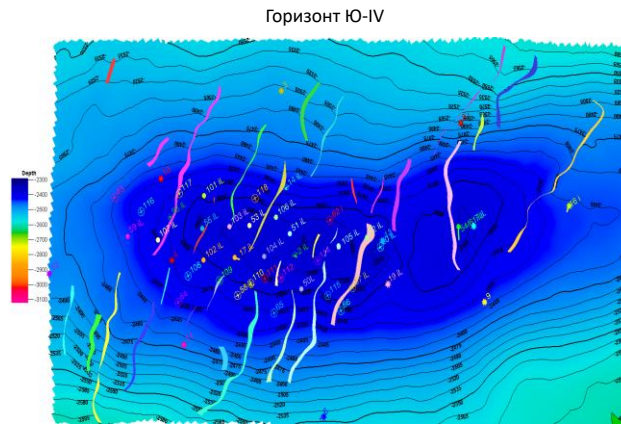


Рисунок 5.32 - Горизонт IV

Ю-V. Структурный план по поверхности горизонта Ю-V имеет форму вытянутой в субширотном направлении брахиантклинали с сильно изрезанными краями (соотношение длинной и короткой оси 1:3).

К тому же, строение структуры осложняют разломы, с амплитудой до 15 м, секущие эту структуру в ортогональном направлении (вытянутые с северо-восток на юго-запад) (Рисунок 5.33).

По поверхности горизонта Ю-V наметилось выделение западного и восточного куполов, тогда как по горизонтам Ю-III и Ю-IV структурная дифференциация не наблюдается.

Амплитуда западного склона 75 м, восточного – 45 м.

Западный склон структуры по поверхности горизонта Ю-V круто погружается. Тогда, как восточный склон структуры заглубляется плавно, с меньшим градиентом изменения глубин.

Градиент изменения глубин существенно изменяется на южном крыле брахиантклинали, тогда как на ее северном крыле глубины по поверхности горизонта Ю-V изменяются плавно.

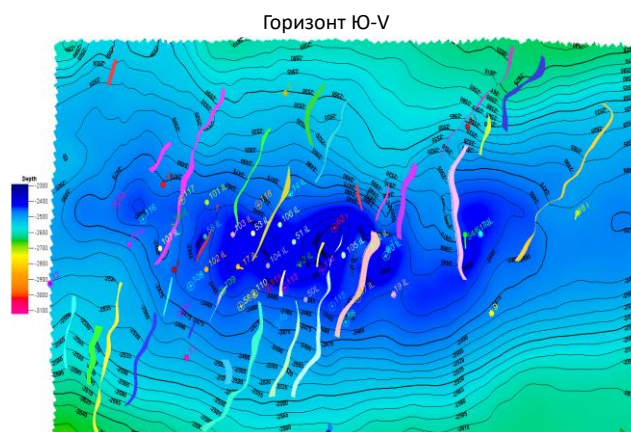


Рисунок 5.33 - Горизонт V

Ю-VI. Структурный план по горизонту Ю-VI несколько изменил свои морфологические формы и представлен пологой брахиантиклинальной складкой, усложненной поперечными к простиранию разломами.

Размеры складки в поперечном сечении уменьшаются. Происходит выполаживание этой складки. На этом фоне наблюдается сокращение размеров западного и восточного сводов.

Амплитуда западного купола сокращается до 40 м и восточный – 30 м. Амплитуда разломов увеличивается до 30 м (Рисунок 5.34).

Тренды изменения градиентов глубин в южном и северном направлениях практически не изменились.

В целом, именно по горизонту Ю-VI происходит резкое изменение структурного плана в отличие от перекрывающих горизонтов Ю-III, Ю-IV, Ю-V.

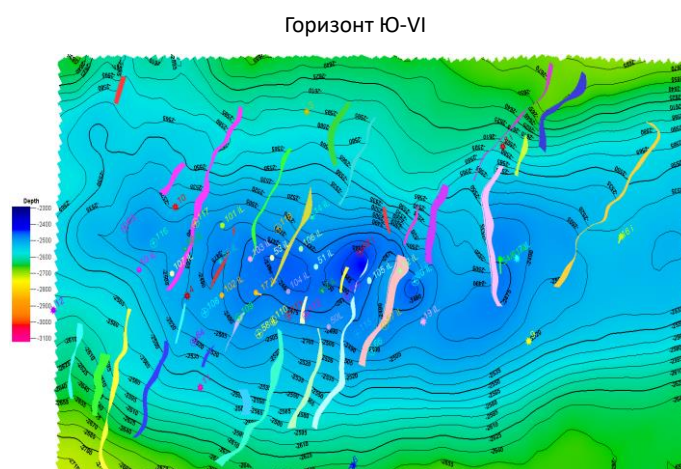


Рисунок 5.34 - Горизонт VI

Ю-VII. Структурный план по поверхности горизонта Ю-VII претерпел изменения, за счет увеличения размеров вытянутой в субширотном (в северо-западном) направлении брахиантиклинали (соотношение длинной и короткой оси 1:5) (Рисунок 5.35).

Общие размеры Арыстановской структуры по Ю-VII продуктивному горизонту по изогипсе минус 2600 м составляют порядка 13,5 x 4,75 км при амплитуде поднятия более 60 м [10].

Соответственно увеличились размеры структуры в направлении север-юг. Высота западного склона составила 70 м и восточного - 60 м.

Множественными разрывными нарушениями в основном субмеридионального направления,

Структура осложнена разломами, ориентированными в ортогональном направлении (вытянутые с северо-восток на юго-запад) и разбивает Арыстановскую структуру на отдельные блоки. Амплитуда разломов составляет 20 м в пределах восточного свода, западного – 10 м.

Наиболее резкие градиенты изменения глубин горизонта Ю-VII наблюдаются на южном и северо-восточном крыле, тогда как на северном крыле наблюдается снижения значения этих градиентов.

Горизонт Ю-VII

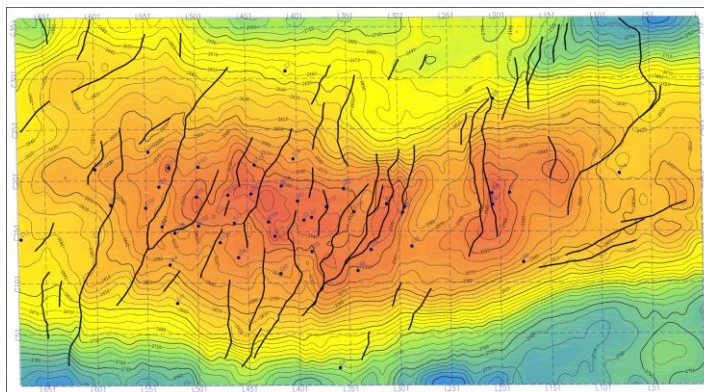


Рисунок 5.35 - Горизонт VII

Ю-VIII. Структурный план по горизонту Ю-VIII несколько отличается от вышеописанного горизонта. Размеры складки уменьшились (соотношение длинной и короткой оси 1:3).

На западном своде по горизонту Ю-VIII намечилось разделение складки на два купола (западного-высотой 55 м, и восточного – 45м), при их общем смещении в южном направлении (Рисунок 5.36).

Амплитуда (15 м) и ориентация разломов не изменились.

По сравнению с перекрывающим горизонтом Ю-VII градиенты изменения глубин по поверхности горизонта Ю-VIII в южном и северном направлении не изменились.

На восточном фланге структуры намечилось некоторое относительное выполаживание поверхности горизонта Ю-VIII.

Горизонт Ю-VIII

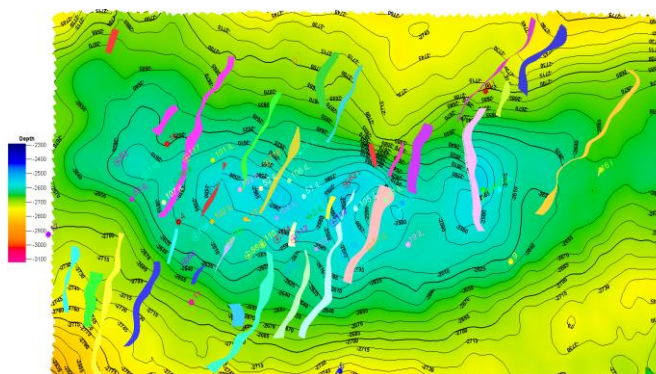


Рисунок 5.36 - Горизонт VIII

Ю-IX. Структурный план по поверхности горизонта Ю-IX имеет форму вытянутой в субширотном направлении брахиантиклинали (соотношение

длинной и короткой оси 1:5) и совпадает со структурными планами вышележащих горизонтов.

При этом, размеры складки несколько уменьшились. По изогипсе -2710 м ее общие размеры составляют 13,0 x 3,75 м, при амплитуде 70 м (Рисунок 5.37).

По поверхности горизонта Ю-IX складка представлена двусводовым поднятием и разбита дизъюнктивными нарушениями, которые контролируют своды, а Западный свод в свою очередь разбит тектоническими нарушениями на мелкие блоки.

По поверхности горизонта Ю-IX наблюдается дальнейшее усложнение или дифференциация западного свода. На его месте обособляется уже семь куполов с высотой до 30 м. Ориентация этих куполов не поддается зональному районированию.

Восточный свод фактически выделяется как самостоятельная структура, в пределах которой выявлено четыре купола с высотой 10-30 м.

Общая высота складки по поверхности горизонта Ю-IX достигает 100 м.

Градиент изменения глубин возрастает на южном и северо-восточном флангах этой складки.

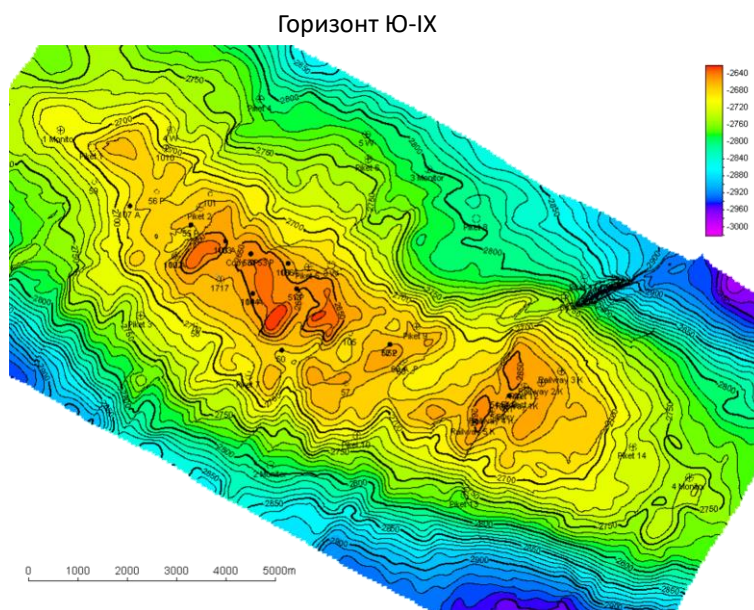


Рисунок 5.37 - Горизонт IX

Ю-X. Структурный план по поверхности горизонта Ю-X фактически не изменился и имеет форму вытянутой в субширотном направлении брахиантиклинали (соотношение длинной и короткой оси 1:3). Общая высота западного свода составляет 90 м, восточного – 60 м.

Строение структуры осложняют разломы, ориентированные в ортогональном направлении (вытянутые с северо-восток на юго-запад). Амплитуда разломов составляет 30 м (Рисунок 5.38).

Градиент изменения глубин возрастает в северо-восточном крыле.

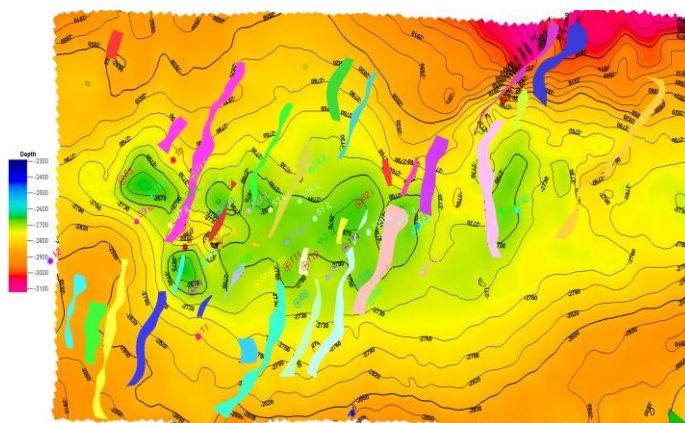


Рисунок 5.38 - Горизонт Х

Ю-ХI. Структурный план по поверхности горизонта Ю-ХI имеет форму крупной, вытянутой в субширотном направлении брахиантиклинали (соотношение длинной и короткой оси 1:5). По оконтуривающей изогипсе -2900 м общие размеры составляют 13,8 x 4,2 км, при амплитуде 100 м (Рисунок 5.39).

Структура осложнена серией тектонических нарушений различной протяженности, ортогонально секущие её. В большинстве своем разломы обладают незначительной амплитудой (около 20 м) и имеют общее северо-восточное направление.

В морфологии Арыстановского поднятия по поверхности горизонта Ю-ХI контрастно обособляется западный свод с амплитудой 100 м и размерами 8,0 x 3,0 км (в контуре замкнутой изогипсы -2850м) и восточный – 70 м.

На Западном своде сосредоточены практически все пробуренные на месторождении скважины.

Свод представлен вытянутой складкой северо-западного простирания и осложнен малоамплитудными тектоническими нарушениями, и за счет этого имеет мелкоблоковое строение, разбит на девять тектонических блоков.

Восточный свод имеет меньшие размеры и контролируется с запада протяженным тектоническим нарушением. Свод представлен изометричным куполом размерами 3,7 x 3,2 км по замкнутой изогипсе -2850 м.

Градиент изменения глубин возрастает в южном направлении и указывает на общий продолжительный тренд воздымания горизонта Ю-ХI в северном направлении данный горизонт заглубляется с меньшим градиентом изменениям глубин.

Западный склон структуры имеет крутой подъем. Тогда, как восточный склон структуры заглубляется плавно с меньшим градиентом изменения глубин.

В заключение необходимо остановиться на результатах проведенного структурного моделирования продуктивных горизонтов Ю-III до Ю-ХI по данным сейсморазведки МОГТ 3Д и глубокого бурения (данные ГИС и лабораторных исследований образцов керна) в программном комплексе Petrel* (2014).

Горизонт Ю-XI

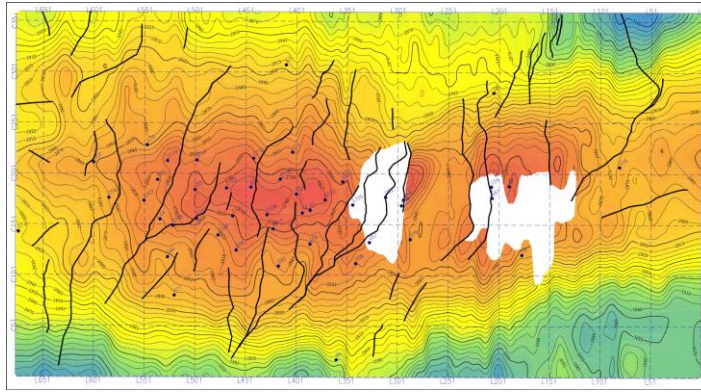


Рисунок 5.39 - Горизонт XI

В числе результативных выводов выделяются следующие:

1) Размеры структуры по и вкрест простирания структуры изменяются. Минимальными размерами характеризуются структурные планы по горизонтам Ю-V, Ю-VIII, Ю-X. Максимальными размерами характеризуются структурные планы по горизонтам Ю-III, Ю-VII, Ю-IX, Ю-XI.

2) Высота структуры по горизонтам Ю-III, Ю-IV и Ю-V составляет 75 м. По горизонтам Ю-VI, Ю-VII, Ю-VIII она сокращается до 40 м. По продуктивным горизонтам Ю-IX, Ю-X и Ю-XI достигает максимальных величин (80-100 м).

3) Амплитуда разломов по горизонтам Ю-III, Ю-IV и Ю-V составляет 15 м. По горизонтам Ю-VI, Ю-VII, Ю-VIII она увеличивается до 30 м, а по горизонтам Ю-IX, Ю-X и Ю-XI незначительно сокращается с 30 до 20 м.

4) Время зарождения основных дизъюнктивных нарушений предположительно увязываются с постседиментационной историей развития продуктивных горизонтов от Ю-III до Ю-XI, поскольку ориентация и плотность разломов не изменяется в этих горизонтах.

5) Структурный план и дифференциация структуры по нижне-среднеюрским отложениям усложняется с глубиной за счет появления вначале восточного свода, а в последующем расчленения западного и восточного сводов на ряд локальных куполов.

При этом, максимальных значения приобретает локальные купола, примыкающие к южному своду.

6) Сглаженный рельеф и минимальная структурная дифференциация проявляется по горизонту Ю-III. С глубиной эти показатели приобретают контрастный вид. Максимально структурный план осложнен по горизонтам Ю-IX, Ю-X и Ю-XI.

7) На южном крыле структуры по всем продуктивным горизонтам градиент изменения глубин достаточно резко изменяется. На северном крыле структуры - заглабление происходит более сглажено и с меньшим градиентом изменения глубин. Исключение составляет, горизонт Ю-XI по которому северо-восточное крыло погружается достаточно интенсивно.

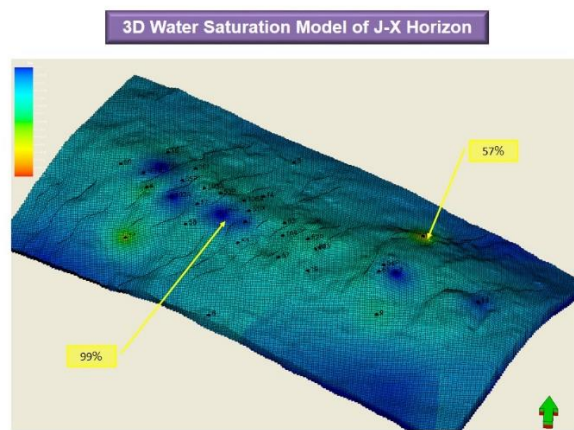
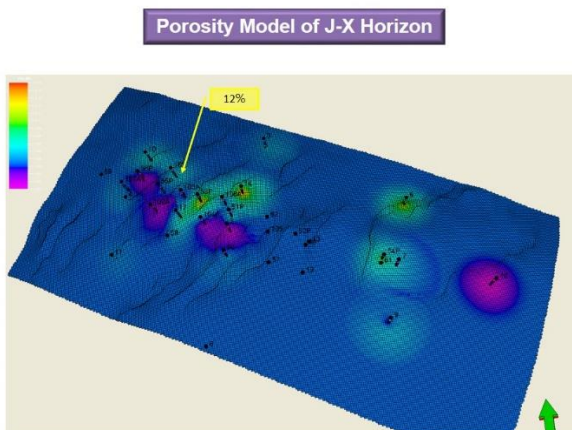
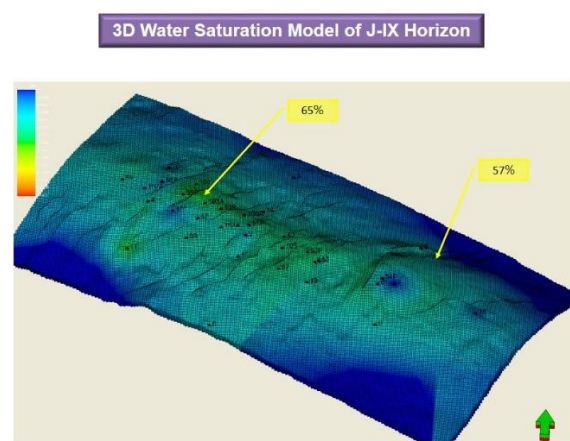
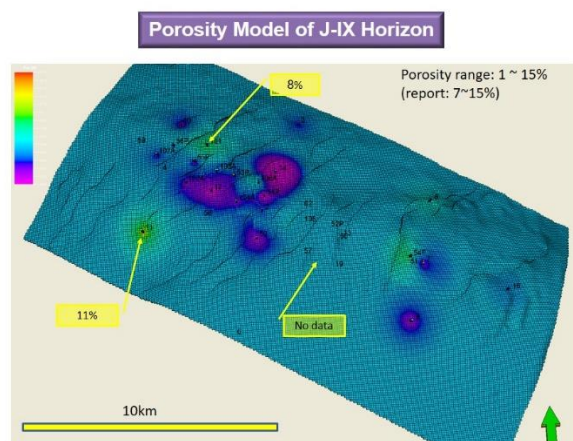
8) Высота и крутизна западного свода крыла структуры по всем продуктивным горизонтам проявляются в большей мере чем на восточном крыле этой структуры.

Становится очевидным, полученные результаты по анализу структурных планов по продуктивным горизонтам от Ю-III до Ю-XI в программном обеспечении Petrel* отличаются большей достоверностью и репрезентативностью.

5.7 Коллекторские свойства продуктивных горизонтов

В качестве наглядного примера в диссертационных исследованиях приведен анализ параметров пористости (Рисунки 5.40) и нефтенасыщенности по продуктивным горизонтам Ю-IX, Ю-X и Ю-XI (Рисунки 5.41).

По горизонту Ю-IX обращает на себя внимание факт, в соответствии с которым площади и участки с увеличенными значениями пористости контролируются разломами и не зависят от гипсометрического положения и простирания структуры по этому горизонту.



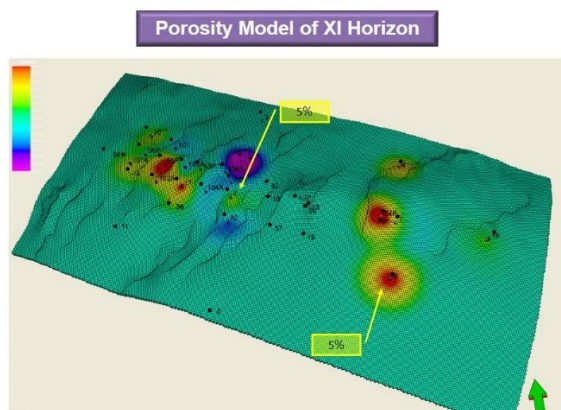


Рисунок 5.40 - Модели пористости по горизонтам Ю-IX, Ю-X, Ю-XI

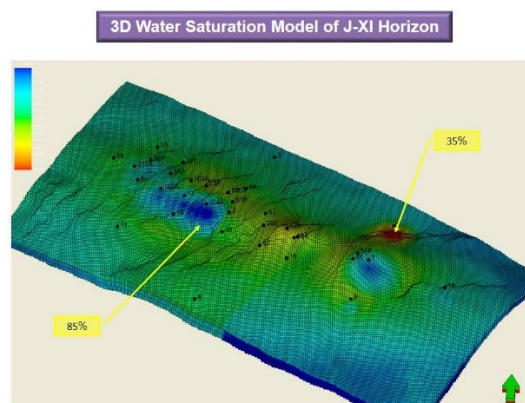


Рисунок 5.41 - Модели нефтенасыщенности по горизонтам Ю-IX, Ю-X, Ю-XI

По результатам анализа керна величина открытой пористости по горизонту варьирует от 10 до 19 % и составляет в среднем 12,5%.

На западном своде участки с увеличенными значениями пористости выявлены в районе скважин 11 и 101 (Рисунок 5.40). На остальных площадях данного свода установлены минимальные значения пористости.

В пределах восточного свода зоны с нормальными и увеличенными значениями пористости обособляются в районе скважин 54 и 61. На остальных площадях этого свода выявлены низкие значения пористости (район скважин 7, 9, 16 и др.).

Общим трендом распределения пористости в продуктивном горизонте Ю-IX является выделение участков с нормальными и увеличенными значениями пористости на склонах структуры по продуктивному горизонту Ю- IX (Рисунок 5.40).

По результатам анализа керна нефтенасыщенность горизонта Ю-IX колеблется в интервале 40-75% и в среднем равна 53%.

На западном своде Арыстановской структуры участки с низкими значениями нефтенасыщенности наблюдаются в районе скважины 102, на восточном своде в районе скважины 7 (Рисунок 5.41).

На всей остальной площади Арыстановской структуры нефтенасыщенность распределена равномерно (35-50%).

В целом, увеличенные значения нефтенасыщенности наблюдаются на участках с пониженными значениями пористости.

По горизонту Ю-X результаты лабораторного анализа керна свидетельствуют о вариациях величины открытой пористости в диапазоне от 10 до 23%, в среднем составляя 13%.

По отношению к горизонту Ю-IX участки и площади с хорошими коллекторскими свойствами увеличили свои размеры. При этом, на склонах структуры по горизонту Ю-X коллектора с нормальными увеличенными значениями пористости не установлены, за исключением северного фланга.

Минимальные значения пористости зафиксированы на участках скважин 107, 102, 104 и 2 (Рисунок 5.40).

На восточном своде наблюдается тенденция расширения зон с нормальной и повышенной пористостью. Зоны низкой пористости отмечаются в районе скважины 16, пробурены на восточном склоне данного свода.

По результатам анализа керна нефтенасыщенность в продуктивном горизонте Ю-Х изменяется в интервале 40-80% и в среднем равна 55 %.

Зоны низких значений коэффициентов нефтенасыщенности на западном своде выявлены к югу от шарнира складки по горизонту Ю-Х в районе скважин 56, 107, 102 и 104 (Рисунок 5.41).

На остальных площадях западного свода наблюдается нормальные и увеличенные значения нефтенасыщенности.

На восточном своде площади и участки с минимальными значениями нефтенасыщенности распространены примерно аналогично коллеторам по продуктивному горизонту Ю-IX, при некотором расширении на восточном склоне структуры по горизонту Ю-Х.

По горизонту Ю-XI результаты лабораторного анализа образцов керна показывает значения открытой пористости 10-22%, составляя в среднем 14%.

Важно отметить, что по продуктивному горизонту Ю-XI выявлены увеличенные значения открытой пористости по сравнению с продуктивными горизонтами Ю-IX, Ю-Х.

К примеру, на западном своде открытая пористость принимает минимальные значения лишь в районе скважин 14 и 108 (Рисунок 5.40).

На восточном своде выявлено повсеместное развитие коллекторов с нормальными и увеличенными значениями открытой пористости. При этом максимальные значения открытой пористости фиксируется на участках развития разломной тектоники.

По результатам анализа керна нефтенасыщенность изменяется в интервале 40-76 %, и в среднем равна 55%.

На западном- своде не наблюдается изменения площади контуров с низкой нефтенасыщенностью, приуроченных к апикальной части структуры по продуктивному горизонту Ю-XI (Рисунок 5.41).

На восточном своде структуры по горизонту Ю-XI наблюдается увеличение площади развития участков с увеличенной нефтенасыщенностью, в том числе и на северном фланге данного свода.

Выводы

На основании вышеизложенного представляется возможным сделать следующие выводы:

1. Распределения участков с нормальной и увеличенной открытой пористостью контролируются элементами разломной тектоники.
2. По горизонту Ю-IX фиксируется минимальное развитие коллекторов хорошей пористостью. По горизонту Ю-Х наблюдается расширение

участков с хорошей пористостью. Максимальным развитием участков с хорошей пористостью отмечается горизонт Ю-ХІ.

3. Параметр водонасыщенности/нефтенасыщенности не коррелируется с контурами зон и площадей с нормальными либо увеличенными значениями пористости. Участки с минимальной нефтенасыщенностью максимальное развитие получили по продуктивному горизонту Ю-Х. Максимальные значения данного параметра выявлены по продуктивному горизонту Ю-ХІ. Промежуточные значения нефтенасыщенности установлены в продуктивном горизонте Ю-ІХ.

В целом, для всех трех горизонтов проявляется тренд в соответствии с которым участки с улучшенными коллекторскими свойствами в большей степени получили развитие на склонах Арыстановской структуры по горизонтам Ю-ІХ, Ю-Х, Ю-ХІ, что очевидным образом свидетельствует о том, что структурный фактор не контролирует размещение участков и площадей с улучшенными значениями пористости.

5.8 Корреляционный анализ локальных и региональных структур на месторождении Арыстан

Целью настоящего раздела является изучение характера проявления локальных структур в региональных особенностях реперных геологических границ Северо-Устьюртского региона.

По поверхности юрских отложений в пределах Арыстановской ступени (варьирующей в интервале глубин -2,4-3 км) (Рисунок 5.42) по результатам анализа коррелируемости с поверхностью фундамента (в интервале глубин -9-10,5 км) (Рисунок 5.45), наблюдается резкое изменение коэффициентов коррелируемости, от 0,6 на южном крыле до -0,7 на северном крыле.

В свою очередь, данная закономерность свидетельствует о высоком значении коэффициентов корреляции на южном крыле Арыстановского месторождения и несовпадении структурных планов на северном крыле этого месторождения.

Коррелируемость поверхности юрских отложений и поверхности палеозойских образований (в интервале глубин -6,5-8 км) (Рисунок 5.44) проявляет аналогичный тренд. На южном крыле Арыстановского месторождения проявляется высокий коэффициент корреляции (до 0,7), тогда как на северном крыле данного месторождения проявляется неконформность данных границ что наблюдается по низким значениям коэффициента корреляции (от 0,1 до -0,4).

По результатам анализа коррелируемости ІІІ и V (в интервале глубин -3,8-4,2 км) (Рисунок 5.43) горизонтов наблюдаются высокие значения коррелируемости на южном крыле (0,8), который уменьшаются в северном направлении до 0,1.

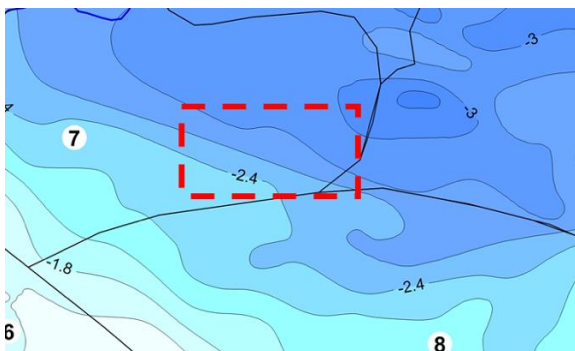


Рисунок 5.42 - Структурная схема по III отражающему горизонту (поверхность юрских отложений)

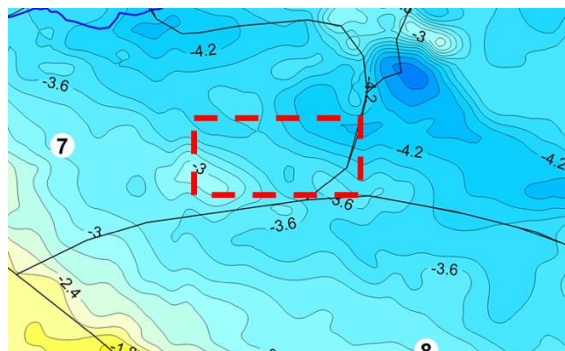


Рисунок 5.43 - Структурная схема по V отражающему горизонту (подошва юрских отложений)

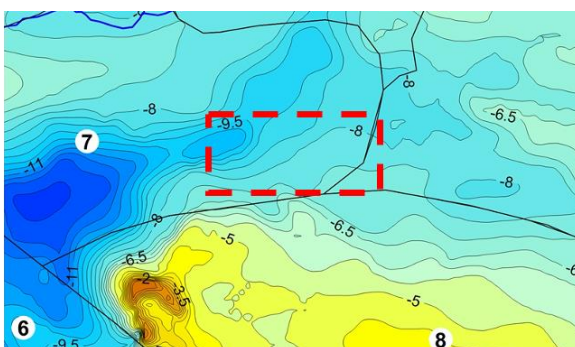


Рисунок 5.44 - Структурная схема по поверхности палеозоя

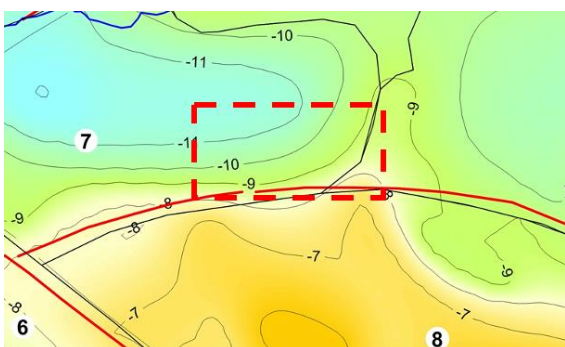


Рисунок 5.45 - Структурная схема по поверхности фундамента

Коррелируемость поверхностей фундамента и палеозойских образований наблюдается резкое изменение коэффициентов коррелируемости. На южном крыле Арыстановского месторождения проявляется высокий коэффициент корреляции (до 0,8), тогда как на северном крыле данного месторождения проявляется неконформность данных границ что наблюдается по низким значениям коэффициента корреляции (до 0,1).

По результатам анализа коррелируемости V отражающего горизонта с поверхностями фундамента и палеозоя наблюдаются положительные коэффициенты коррелируемости на южном крыле (0,1), который уменьшаются в северном направлении до -0,4.

Таким образом, локальный структурный план продуктивных горизонтов (от Ю-III до Ю-XI) определяет особенности регионально выдержанных границ: ОГ III, V, поверхности палеозоя и фундамента.

Резкий градиент изменения глубин на южном крыле Арыстановской складки соответствует высокому коэффициенту корреляции регионально выдержанных границ.

Плавное заглубление северного крыла Арыстановской складки соответствует снижению коррелируемости опорных границ осадочного чехла.

- Применение системного подхода и количественных расчетов при интерпретации полученных данных и обосновании новых теорий (концепций) нефтегазообразования;

Методика, технология, аппаратное и программное обеспечение геологоразведочных работ предполагает применение:

- Новых методов дистанционного зондирования Земли (аэрогаммасректрометрии и т.п.).

- Усовершенствованных технологий сейсмосъемки, технологий и алгоритмов обработки сейсмических данных.

- Усовершенствованных методов интерпретации скважинных данных, новых методов внутрискважинного мониторинга для отслеживания динамики флюидов в коллекторах.

- Продвинутых методов специальных исследований кернового материала и проб пластовых флюидов.

- Апробацию и освоение новых высокоэффективных и высокоскоростных методов бурения, сооружения скважин.

- Комплексную геолого-экономическую оценку месторождений УВ на основе достижений геотехнологии и современных методов компьютерного моделирования.

- Новейших методов геофизических исследований месторождений УВ и современных математических методов при обработке данных геологических и геофизических исследований для оценки, переоценки, ранжирования и мониторинга запасов УВ.

- Эффективных методов интерпретации сейсмоданных, новых подходов геологического и гидродинамического моделирования.

Полученная информации о юрских и доюрских позволит в принципе решать задачи прогноза развития в этих отложениях структур, перспектив на обнаружение скоплений УВ.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Диссертационные исследования по геологическому строению и перспективам нефтегазоносности Северо-Устьюртского региона выполнены на базе системного анализа объектов от регионального до локального уровня.

1. По обрамлению Северного Устьюрта и в отдельных мобильных зонах (внутренних углах) обособляются линейные складчатые дислокации инверсионной природы и глубинные разломы, с различной глубиной погружения фундамента и разными направлениями геологической эволюции, развитием основных и ультраосновных типами магматических формаций.

Во внутренних районах Северного Устьюрта получили развитие массивные стабильные глыбы с раннепалеозойским или докембрийским возрастом консолидации, с увеличенной глубиной погружения фундамента, увеличенными мощностями и всех комплексов пород, отличаются крутым погружением бортов, грабенообразным строением и четкими разломными ограничениями.

2. В мобильных системах по обрамлению Северного Устьюрта и в отдельных внутренних зонах в геофизических полях обособляются системы линейно-вытянутых максимумов гравитационного поля и магнитных экстремумов с дифференцированным характером напряженности.

Внутренним районам Северного Устьюрта свойственно присутствие субизометричных и полигональных аномалий геомагнитного поля, мозаичным слабоотрицательным полем гравитационных аномалий полигональной формы.

3. В мобильных системах по обрамлению Северного Устьюрта и в отдельных внутренних зонах впервые для этого региона в ПО Coscad 3D рассчитаны коэффициенты корреляции аномалий гравитационного и магнитных полей, с поверхностью фундамента увеличены, тогда как коррелируемость между аномалиями гравитационного и магнитного полей снижена.

Внутренние районы Северо-Устьюртского региона обособляются экстремально высокими значениями корреляции напряженности гравитационных и магнитных аномалий, интенсивности гравитационных аномалий и глубины погружения фундамента, напряженности аномалий геомагнитного поля и поверхности фундамента.

4. Выполненные впервые для Северо-Устьюртского региона в ПО Geosoft расчеты деконволюции точек Эйлера для трехмерных геоплотностных и геомагнитных моделей показали их эффективность и геологическую значимость, увеличенную концентрацию на различных срезах осадочного чехла.

В геоплотностных моделях практически повсеместно гравитовозмущающей границей выступает зона перехода от меловых к юрским отложениям на глубинах 1000-1500 м, что отвечает области перехода от слабо консолидированных отложений мела-неогена к более уплотненным отложениям верхней юры.

В геомагнитном поле распределение точек Эйлера показало максимальную концентрацию в диапазоне глубин 3000-3500 м во внутренних районах

Северного Устюрта, и в краевых прогибах на глубинах 1000-1500 м, что в геологических разрезах отвечает верхней кромке магнитовозмущающих масс предположительно приурочена к вулканогенно-осадочным отложениям перм-триаса.

Таким образом, можно предположить, что в Северо-Устюртском регионе верхние кромки магнитовозмущающих масс не совпадают с «геоплотностными максимумами».

Следующий уровень концентрации точек Эйлера приходится на диапазон глубин 5500-6000 м, где практически нивелируются градиенты кривых точек Эйлера для магнитного поля (ступенчатая зависимость) и гравитационного поля (квазилинейная зависимость).

В геологических разрезах приподнятых блоков Северного Устюрта этим глубинам соответствуют образования фундамента.

Глубже, характер распределения точек Эйлера в гравитационном и геомагнитных полях принимает близкие значения и на глубинах 10500 м и более соответствующие им кривые практически не отличаются друг от друга. Во внутренних районах Северного Устюрта они коррелируются с поверхностью фундамента.

5. В Южно-Эмбинском поднятии, Центрально-Устюртской системе дислокации, Горном Мангышлаке фундамент и поверхность Мохо повсеместно залегают конформно с высоким коэффициентом корреляции с минимальными глубинами погружения поверхности Мохо.

На Арало-Кызылкумском валу, Бузачинском своде, Челкарском прогибе, Куаныш-Коскалинском валу поверхности фундамента и Мохо залегают антиформно и не коррелируются между собой.

Напротив, в Северо-Устюртской системе прогибов, в Актумсукской системе дислокаций и Байчагыр-Яркимбайском выступе, отмечается конформное залегание поверхности Мохо и фундамента (увеличенные значения корреляции). Здесь поверхность Мохо принимает промежуточные значения по глубинам.

6. В линейно-вытянутых подвижных системах и мобильных углах коррелируемость поверхности фундамента и палеозойских образований, подошвы юрских и меловых отложений проявляется слабо, либо не проявляется вовсе. Здесь, эти границы раздела зачастую залегают антиформно.

Конформное залегание поверхности фундамента, палеозоя и подошвы юрских отложений выявлено в Центрально-Устюртской системе дислокаций, центральной части Горного Мангышлака. Подошва меловых отложений не коррелируется или слабо коррелируется с вышеописанными границами раздела.

Бузачинский выступ, Актумсукское поднятие, Куаныш-Коскалинский вал и Байчагыр-Яркимбайский свод, характеризующиеся экстремально высокими значениями коэффициентов корреляции, проявляют себя как крупные положительные структуры по всем анализируемым границам раздела.

Во внутренних районах Северо-Устюртского региона (Северо-Устюртская

система прогибов, Челкарская и Барсакельмесская депрессии), наблюдаются прогнутое положение поверхности фундамента и палеозоя, подошвы юры и мела с высокими значениями коэффициента корреляции.

7. Обособление Северо-Устьюртского бассейна седиментации предположительно произошло в раннем ордовике.

По обрамлению Северо - Устьюртского региона (Южно-Эмбенское поднятие, Аккуловский выступ, Мугоджары, Горный Мангышлак и Центрально-Устьюртская система дислокаций) в ордовике, силуре и девоне в полосе развития древних разломов активное развитие получили системы островных дуг (на ранних этапах) и рифтов (на поздних этапах).

В конце каменноугольного периода или начале ранней перми здесь происходили интенсивные процессы, приведшие к образованию значительных крупных поднятий.

Отсюда, в прилегающие районы Северо-Устьюртского региона сносился грубообломочный материал.

На протяжении большей части ордовика и силура, в девоне, карбоне и ранней перми в обстановке внутреннего внешнего шельфа Северо-Устьюртский регион развивался в режиме унаследованных прогибаний с формированием морских терригенно-карбонатных отложений (с тонкими прослоями эффузивных пород).

С кунгурского времени вся территория Северного Устьюрта становится ареной континентального осадконакопления.

В поздней перми и триасе постколлизийные процессы порождают общее погружение Северного Устьюрта.

В раннем и позднем триасе границы распространения раннетриасового Северо-Устьюртского седиментационного бассейна четко очерчивались по Южно-Эмбинскому, Арало-Кызылкумскому и Центрально-Устьюртскому поднятиям, Горному Мангышлаку, представлявших в то время областями размыва и откуда терригенный материал поступал в прилегающие области осадконакопления (красноцветные глины, алевролиты, пески).

В этих тектонических элементах в конце оленекского яруса, в среднем и позднем триасе происходила активизация кислого наземного вулканизма, с выбросами значительных масс пирокластических пород.

В индское время во внутренних районах в Северо-Устьюртском бассейне седиментации (Бузачинский свод, Самско-Култукская депрессия) происходило накопление мощной толщи монотонных красноцветных, часто тонкодисперсных глин, которые вверх по разрезу замещаются прослоями мергелей или сильно карбонатных пород.

В оленекский век и в среднем триасе трансгрессия из области Тетис захватила западную часть Северо – Устьюртского региона, включая Бузачинский свод и практически весь Мангышлак. В конце триаса здесь накапливались морские темно-коричневые, темно-серые, иногда с фиолетовым оттенком аргиллиты с редкими прослоями алевролитов и мелкозернистых песчаников. В

среднем триасе – формировались органогенно-детритовые, хемогенные известняки и, наконец, черные битуминозные относительно глубоководные глины.

В восточной части Северо-Устьюртского региона в оленекский век и в среднетриасовую эпоху размещалась низменная аккумулятивная равнина, где в типично континентальных аллювиально-озерных условиях накапливались терригенные осадки – пестроцветные аргиллиты, алевролиты и песчаники, часто красноцветные, образуя шлейфы делювиально-пролювиальных осадков подгорно-веерного пояса.

В позднем триасе большая часть Северо-Устьюртского бассейна седиментации являлась ареной умеренного прогибания, где в обстановке типично континентальной аллювиально-озерной равнины происходило накопление преимущественно песчано-глинистых пород.

В ранней юре, в батское время, в келловее области денудации унаследованно располагались на юго-востоке (Арало-Кызылкумское нагорье, юго-западная часть Приаралья) и северо-востоке (Уральская возвышенность), а также в пределах Горного Мангышлака, Карабогазского и Актумсукского поднятий, восточной части Карабаурского вала, откуда периодически выносился относительно грубозернистый материал (на ранних этапах) и мелкообломочный материал (поздние этапы).

В оксфорде и в киммеридж-титоне (центральная часть Южно-Эмбинского поднятия, Горный Мангышлак, Центрально-Устьюртская система дислокации, акватория Аральского моря) происходило накопления песчано-глинистых осадков с прослоями известняков, свидетельствующие о периодическом поступлении морских вод в пределы этой низменности.

В ранней юре, аалене и байосе большая часть Северного Устьюрта превратилась в обширную низменную аккумулятивную равнину со стабильным режимом опускания с садкой мощных ритмично-переслаивающихся осадков, сформированных аллювиальными, озерными, болотными осадками. Аллювиальные отложения выносились реками с унаследовано развивавшихся поднятий по обрамлению Северного Устьюрта.

В батском веке и келловейское время продолжилось общее опускание Северо-Устьюртского региона. С запада на восток происходит изменение фациально-палеогеографических обстановок от мелкого моря, прибрежной равнины к континентальной низменной аккумулятивной равнине с накоплением озерных преимущественно глинистых осадков, когда в спокойной обстановке стали отлагаться глины, мергели, известняки.

В оксфорде и киммеридже во внутренних районах Северного Устьюрта существовало относительно глубоководное море (внешний шельф), где накапливался преимущественно известняковый литолого-фациальный комплекс.

С юго-востока мелководное карбонатное море окаймлялось довольно обширной лагуной, примыкавшей к Карабогазской низменной холмистой

равнине.

Таким образом, в палеозое и триас-юрское время Северо-Устьюртский массив неизменно выступал в виде относительно прогнутой зоны, которая служила закономерным местом путей развития трансгрессий, размещения зон некомпенсированного прогибания при общем повышении уровня моря и длительного сохранения лагунных условий при регрессиях.

По верхнепалеозойским отложениям Северо-Устьюртский регион характеризуется достаточно четкой структурной дифференциацией, разделяясь на систему крупных положительных и отрицательных структур, которые могут рассматриваться в качестве нефтегазосборных и нефтегазогенерационных.

Северо-Устьюртский регион характеризуется, благоприятными параметрами геологического разреза, в том числе региональным развитием перспективных в отношении нефтегазоносности комплексов пород, наличием в них толщ-коллекторов с удовлетворительными и высокими емкостно-фильтрационными свойствами, а также набором достаточно надежных региональных, зональных и локальных покровов.

В целом благоприятными являются и геохимические показатели разреза, которые свидетельствуют о наличии в разрезе вероятных генерационных комплексов.

В то же время концентрация органического вещества свидетельствует об ограниченности углеводородного потенциала рассматриваемого региона и наибольшей вероятности открытия здесь мелких и средних по запасам газовых и нефтяных месторождений.

К числу благоприятных следует отнести также, гидрогеологические параметры, главными из которых являются отсутствие активного гидродинамического режима, т.е. относительно застойный характер пластовых вод и связанный с этим их гидрохимический состав.

Палеотемпературные данные позволяют отнести к благоприятным для нефтегазонакопления, районы прибортовых зон глубоких прогибов Северного Устьюрта: Самского, Косбулакского и Култукского, западные склоны Арало-Кызылкумской системы поднятий.

Нефтегазогеологическое районирование триаса

Триасовые терригенные толщи в силу ритмичности их строения характеризуются благоприятным сочетанием коллектор-покрышка локального типа.

Породами - коллекторами отложений нижнего триаса являются разнородные, хорошо сортированные прибрежно-морские песчаники.

В целом, в Северо-Устьюртском регионе, на протяжении всего триасового периода происходила неоднократная смена палеогеографических обстановок – от континентальных в начале индского века до морских в оленекском веке и среднетриасовой эпохе и снова континентальных в позднем триасе.

По геохимическим показателям и фациально-палеогеографическим обстановкам в Северо-Устьюртском бассейне седиментации наиболее

благоприятными для генерации углеводородов являются морские терригенно-карбонатные и терригенные (преимущественно глинистые) относительно глубоководные фации оленекского яруса и среднего триаса, а также прибрежно – морские отложения верхнего триаса.

Эти осадки формировались в восстановительных или резко восстановительных геохимических условиях, способствовавших накоплению и сохранению огромных масс органического вещества – источника нефтегазогенерации.

Нефтегазогеологическое районирование юры

Юрские терригенные толщи Северо-Устьюртского региона в силу ритмичности переслаивания характеризуются благоприятными условиями для развития пород-коллекторов и пород-покрышек.

Породами-коллекторами в юрских отложениях выступают преимущественно песчано-алевритовые осадки различного генезиса.

Наиболее вероятными очагами генерации углеводородов, следует рассматривать три крупных прогиба: Косбулакский, Самский и Култукский, западные склоны Арало-Кызылкумской системы поднятий.

Сокращение толщин прогнозных генерационных комплексов с увеличением песчано-алевролитовых пород в пределах поднятий и ступеней позволяет достаточно обоснованно говорить о локализации этих генерационных комплексов в стабильно развивавшихся депрессиях. Последние, в палеогеографическом плане могли соответствовать полуизолированным водоемам озерного типа, благоприятным для накопления органических остатков.

Источником углеводородов для юрских отложений могут являться и сероцветные континентальные и прибрежно-морские (на западе) породы верхнего триаса мощностью до 1500 м, а также отложения верхнего палеозоя.

В ранней юре, байосе и келловее теплый и влажный климат благоприятствовал обогащению рассеянным органическим веществом как гумусового, так и сапропелевого состава, а восстановительные геохимические условия седиментации способствовали массовому захоронению его, ставшего впоследствии источником генерации углеводородов.

Здесь, накапливались песчано-глинистые осадки аллювиально-озерного генезиса, окрашенные зачастую в коричневые, фиолетовые, сиреневые, светло-серые и серые цвета, подчеркивая формирование их в условиях более засушливого климата и окислительной геохимической обстановки.

Сформировавшаяся в конце лейаса (в тоарский век) почти стометровая толща монотонных глинистых осадков с незначительными прослоями песчаников может служить региональной крышкой для залежей углеводородов в последних.

В заключительной главе диссертационных исследований рассмотрены результаты геологического моделирования ниже-среднеюрских горизонтов нефтяного месторождения Арыстан разведанного на одноименной ступени.

Моделирование выполнено с привлечением современных программных обеспечении, таких как Interactive Petrophysics и Petrel.

Объектами исследования стали структурные характеристики и фильтрационные емкостные свойства продуктивных горизонтов, выявление корреляционных связей между региональным и локальным факторами.

Методология диссертационных исследований подразумевают системный анализ полученных результатов с привлечением накопленных баз данных.

В начале заключительной главы представлены общие сведения о месторождении, геолого-геофизическая изученность, литолого-стратиграфический очерк, тектоника, нефтегазоносность ниже- среднеюрских отложений (дебиты нефти, глубина водонефтяных контактов, результаты перфорации, структурные характеристики продуктивных горизонтов и т.д.).

На базе данных по лабораторным анализам образцов керна изучены литолого-петрографические характеристики продуктивных горизонтов и физико-литологические свойства пород-коллекторов, в том числе минералогическая и объёмная плотность, остаточная водонасыщенность, кривые капиллярного давления, проведено обоснование граничных значений пород - коллекторов, даны оценки коэффициента нефтенасыщенности и характеристикам коллекторских свойств продуктивных горизонтов.

В разделе скважинные геофизические исследования выполнен анализ применяемого комплекса геофизических исследований скважин, рассмотрена методика интерпретации данных ГИС, изучены геофизические характеристики продуктивного разреза, построена петрофизическая модель в программе «Interactive Petrophysics», определены коэффициенты объемной глинистости, пористости и нефтенасыщенности.

По результатам структурного моделирования в ПО Petrel* (2014) по девяти продуктивным горизонтам (от Ю-III до Ю-XI) были выявлены следующие признаки:

- Размеры структуры меняются по глубине. Минимальными размерами характеризуются структурные планы по горизонтам Ю-V, Ю-VIII, Ю-X. Максимальными размерами характеризуются структурные планы по горизонтам Ю-III, Ю-VII, Ю-IX, Ю-XI.
- Структура по горизонтам Ю-VI, Ю-VII, Ю-VIII выполаживается (при ее высоте до 40 м). По остальным горизонтам она варьирует в пределах 75-100 м.
- Амплитуда разломов по всем продуктивным горизонтам варьирует в пределах 15-30 м.
- Структурный план и дифференциация структуры по ниже-среднеюрским отложениям усложняется с глубиной за счет появления вначале восточного свода, а в последующем расчленения западного и восточного сводов на ряд локальных куполов.
- На южном крыле Арыстановской структуры по всем продуктивным горизонтам градиент изменения глубин достаточно резко изменяется.

- На северном крыле структуры - заглубление происходит более сглажено и с меньшим градиентом изменения глубин. При этом, высота и крутизна западного свода крыла структуры по всем продуктивным горизонтам проявляются в большей мере чем на восточном крыле этой структуры.

По материалам петрофизической интерпретации в ПО Interactive Petrophysics и последующего распределения коллекторских свойств в ПО Petrel по продуктивным горизонтам Ю-IX, Ю-X, Ю-XI получены следующие выводы:

- По всем трем горизонтам проявляется тренд, в соответствии с которым участки с улучшенными коллекторскими свойствами получили развитие на склонах Арыстановской структуры. что свидетельствует о том, что структурный фактор не контролирует размещение участков и площадей с улучшенными значениями пористости.

- Распределения участков с нормальной и увеличенной открытой пористостью контролируются элементами разломной тектоники. Последовательно от горизонта Ю-IX к горизонту Ю-XI фиксируется улучшение фильтрационно-емкостных свойств пород-коллекторов.

- Параметр нефтенасыщенности не коррелируется с контурами площадей с нормальными либо увеличенными значениями пористости. Участки с минимальной нефтенасыщенностью максимальное развитие получили по продуктивному горизонту Ю-X. Максимальные значения данного параметра выявлены по продуктивному горизонту Ю-XI. Промежуточные значения нефтенасыщенности установлены в продуктивном горизонте Ю-IX.

Корреляционный анализ локальных и региональных структур на месторождении Арыстан

Локальный структурный план продуктивных горизонтов определяет особенности регионально выдержанных границ: поверхности юрских отложений, палеозоя и фундамента, подошва юрских отложений.

Резкий градиент изменения глубин на южном крыле Арыстановской складки соответствует высокому коэффициенту корреляции регионально выдержанных границ.

Плавное заглубление северного крыла Арыстановской складки соответствует снижению коррелируемости опорных границ осадочного чехла.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

- 1 Акрамходжаев А.М., Гринберг И.Г., Сухинин В.Г., Юлдашев Ж.Ю., Валиев А.А. Нефтегазоносность Северо-Устюртской впадины. – Ташкент: Фан, 1974. - 81 с.
- 2 Даукеев С.Ж., Воцалевский Э.С., Шлыгин Д.А., Пилифосов В.М. Глубинное строение и минеральные ресурсы Казахстана. Том 3. Нефть и газ. - Алматы, 2002. – 248 с.
- 3 Алиев И.М., Аржевский Г.А., Григоренко Ю.Н. и др. Справочник: Нефтегазоносные провинции СССР. – Москва: Недра, 1983. – 272 с.
- 4 Неволин Н.В. Тектоника Устюрта // Геология нефти и газа. - Москва: Государственное научно-техническое издательство нефтяной и горно-топливной литературы, 1958. - № 07. – С. 12-18.
- 5 Акчулаков У.А. (руководитель группы). Отчет «Комплексное изучение осадочных бассейнов Республики Казахстан за 2009-2011 годы» - Астана, АО «КИНГ», 2012.
- 6 Кунин Н.Я., Гончарова Н.В., Семенова Г.И., Усенко С.В., Шейх-Заде Э.Р., Зорина Ю.Г. Граничные скорости продольных волн и латеральные неоднородности верхней мантии океанов // Докл. АН СССР, 278:1, 1984 - С. 76–81
- 7 Бабаджанов Т.Л., Кунин Н.Я., Лук-Зильберман В.И. Строение и нефтегазоносность глубокопогруженных комплексов Средней Азии по геофизическим данным. - Ташкент: Фан, 1986. - 190 с.
- 8 Ли Юнхун. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности юго-восточного борта Прикаспийской впадины и ее обрамления: автореф. канд. техн. наук: 25.00.12. - Москва: МГУ им. М.В. Ломоносова, 2006.
- 9 Кунин Н.Я., Сапожников Р.Б. К вопросу о тектонике, перспективах нефтегазоносности и природе магнитных и гравитационных аномалий Южно-Эмбинского района // К проблеме связи Урала и Тянь-Шаня. - Алма-Ата: Наука, 1969.
- 10 Кан В.П., Тропп Е.Б. Глубинное строение северо-восточной части Южно-Эмбинского поднятия в свете новейших сейсмических данных МОГТ // Геология нефти и газа. - Москва: Государственное научно-техническое издательство нефтяной и горно-топливной литературы, 1996. - № 05. – С. 40-47.
- 11 Парагульгов Х.Х., Куанышев М.А., Фазылов Е.М. Особенности строения и перспективы нефтегазоносности северо-востока Аральского бассейна // Известия НАН РК. Серия геологическая. – Алматы: НАН РК, 2008. - № 6. – С. 70-79
- 12 Милановский Е.Е. Геология России и ближнего зарубежья (Северной Евразии): Учебник. - Москва: МГУ, 1996. - 448 с.
- 13 Абетов А.Е. Строение палеозойских отложений центральной части Куаныш-Коскалинского вала (по данным сейсмостратиграфического анализа) / под ред. Абидова А.А. - В сб. ИГИРНИГМ «Проблемные вопросы освоения нефтегазоносности недр Узбекистана и сопредельных территорий». – Ташкент: ИМР, 1994. - С. 42-49.
- 14 Абетов А.Е., Кунин Н.Е. Тектоническое районирование юго-востока Туранской плиты на основе анализа геофизических полей // Узб. Геол. Журн. – Ташкент, 1986. - № 4. – С. 17-23
- 15 Князев В.С., Флоренский П.В., Чарыгин А.М., Шнип О.А. Складчатый фундамент и промежуточный комплекс Туранской плиты – В кн. «Фундамент и основные разломы Туранской плиты в связи с ее нефтегазоносностью». – Москва: Недра, 1970.
- 16 Жолтаев Г.Ж., Абилхасимов Х.Б. Седиментационные модели и перспективы нефтегазоносности палеозойских отложений Прикаспийской синеклизы и Устюрта // Геология регионов Каспийского и Аральского морей. - Алматы: Казахстанское геологическое общество «КазГЕО», 2004. – С. 296-306.

- 17 Закиров А.Ш. Методика изучения глубинного строения и перспектив нефтегазоносности Северного Устья по комплексу геофизических полей: автореф. канд. техн. наук:25.00.10. - Москва: РГУ нефти и газа им. И.М.Губкина, 2011.
- 18 Hood P. Gradient measurements in aeromagnetic surveying // *Geophysics*, 1965. - V. XXX. - P. 891-902.
- 19 Thompson D.T. EULDPH: A new technique for making computer-assisted depth estimates for magnetic data. // *Geophysics*, 1982. - № 47. - P. 31-37.
- 20 Reid A.B., Allsop J.M., Granger H. et al. Magnetic interpretation in three dimensions using Euler deconvolution // *Geophysics*, 1990. - № 55. - P. 80-89.
- 21 Блох Ю.И. Интерпретация гравитационных и магнитных аномалий: учебное пособие / Москва, 2009. - 232 с.
- 22 Жолтаев Г.Ж. Геодинамические модели и нефтегазоносность палеозойских осадочных бассейнов Западного и Южного Казахстана – Москва, 1992. - С. 48
- 23 Таль-Вирский Б.Б. Геофизические поля и тектоника Средней Азии. – Москва: Недра, 1982. - 200 с.
- 24 Трошков Г.А. Вопросы интерпретации гравитационных и магнитных полей методом особых точек // *Вопросы разведочной геофизики*, вып. 8, 1968. - С. 40-44.
- 25 Абетов А.Е., Жылкыбаева Г.А., Жылкыбаев Т.К. Сейсмические модели, реология и геодинамика консолидированной коры // *Lambert Academic Publishing*, 2015. - № 1. - С. 46-55.
- 26 Бабаджанов Т.Л., Рзаева В.А., Рзаев М.М., Шейх-Заде Э.Р. Метод глубинных отраженных волн при излучении земной коры Восточного-Устья // *Отечественная геология*. – Москва, 1991. – №3. - С. 56-63.
- 27 Бабаджанов Т.Л., Рзаева В.А., Шейх-Заде Э.Р. Глубинное геологическое строение земной коры под Аральским морем // *Советская геология*. – Москва, 1989. – №1. - С. 80-85.
- 28 Кунин Н.Я. Промежуточный структурный этаж Туранской платформы. – Москва: Недра, 1975. – 272 с.
- 29 Попков В.И. Тектоника Запада Туранской плиты. – Москва: ИГиРГИ, 1992. – 148 с.
- 30 Летавин А.И. Фундамент молодой платформы юга СССР. – Академия наук СССР: Наука, 1980. – 152 с.
- 31 Буш В.А., Гарецкий Р.Г., Кирюхин Л.Г. Тектоника эпигеосинклинального палеозоя Туранской плиты и ее обрамления. – Москва: Наука, 1975. – 315 с.
- 32 Гарецкий Р.Г., Шлезингер А.Е., Яншин А.Л. Проблема фундамента молодых платформ // *Бюл. МОИП. Отд. Геол.* – 1971. – Вып. 3. – С. 146-147
- 33 Гарецкий Р.Г. Тектоника молодых платформ Евразии // *Тр. ГИН АН СССР*, вып. 226 – Москва: Наука, 1972. – 299 с.
- 34 Никитин А.А., Петров А.В., Алексахин А.С. Комплекс спектрально-корреляционного анализа данных «Коскад-3Д». Версия 2010.1 – Российский государственный геологоразведочный университет, 2010.
- 35 Серкерев С.А. Корреляционные методы анализа в гравиразведке и магниторазведке. – Москва: Недра, 1986. – 274 с.
- 36 Серкерев С.А. Спектральный анализ в гравиразведке и магниторазведке. – Москва: Недра, 1990. – 279 с.
- 37 Глазнев В.Н., Павловский В.И., Раевский А.Б. Автокорреляционные функции потенциальных полей, обусловленных горизонтальным слоем со случайным расположением источников // *Известия АН СССР. Серия Физика Земли*. - №8. – Москва, 1978. - С. 85-90.
- 38 Аронов В.И. Методы построения карт геолого-геофизических признаков на ЭВМ. – Москва: Недра, 1990. - 301 с.

- 39 Абетов А.Е., Ниязова А.Т. Региональные особенности геологического строения Северного Устьюрта по данным гравиразведки. Актуальные проблемы геологии, геофизики и металлогении // Мат-лы науч.-техн. конф., посвящ. 80-летию создания Института геологии и геофизики и 105-летию со дня рождения акад. Х.М.Абдуллаева. - Ташкент: ГП «ИМР», 2017. - Кн. 3. - С. 91- 95.
- 40 Акишев Т.А., Шнейдер И.Ю. Гравиметрическая карта Казахской ССР и прилегающих территорий союзных республик. Масштаб 1: 1 500 000. - 1990.
- 41 Абетов А.Е., Ниязова А.Т. Аномальные геомагнитные поля Северного Устьюрта // Материалы XXI международной научной конференции «Теория и практика современной науки». – Москва, 2016.
- 42 Борисов А.А. Схематическая карта рельефа поверхности Мохоровичича территории СССР (по данным ГСЗ). - Н., 1975.
- 43 Быкадоров В.А., Волож Ю.А., Милетенко Н.В., Федоренко О.А. Тектоническая эволюция и палеогеография Северного Устьюрта в палеозое и раннем мезозое // Материалы 36 тект. совещания: тектоника и геодинамика континет.коры. – Москва, 2003. – С. 86-89.
- 44 Фишман И.Л. Геодинамические модели Арало-Каспийского региона. – Алматы, 2016. – 156 с.
- 45 Жолтаев Г.Ж. Нефтегазоносные бассейны Казахстана с позиции плитной тектоники. Глубинное строение и металлогения Казахстана. – Алматы, 1997. – С. 71-79.
- 46 Добрынин В.М., Вендельштейн Б.Ю., Кожевников Д.А. Петрофизика (Физика горных пород): Учеб. для вузов. 2-ое изд. перераб. и доп. под редакцией доктора физико-математических наук Д.А. Кожевникова — М.: ФГУП. Издательство «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2004. – 368 с.
- 47 Макаренко Ф.А., Бедер Б.А., Джибути С.С. и др. Карта распределения теплового потока на территории СССР. Масштаб 1: 5000000. – Москва: ГУГК Сов. Мин СССР; ГИН АН СССР, 1972.
- 48 Ужкенов Б.С., Мазуров А.К., Быкадоров В.А., Смирнов А.В., Федоренко О.А. Палеогеография и геодинамика Казахстана и сопредельных территорий // Сб. Геонауки в Казахстане. Доклады казахстанских геологов на МГК-32. – Алматы, 2004. – С. 39-54.
- 49 Абетов А.Е., Ниязова А.Т., Абетова С.А. Корреляция аномалий гравитационного и геомагнитного полей в Пределах крупных геоструктур Северо-Устьюртского региона // Вестник КазНУ. – 2017. – Т.124. – №6. – С. 10-19.
- 50 Бродовой В.В. Комплексирование геофизических методов. – Москва: Недра, 1991. - 330 с.
- 51 Бакиров А.А., Князев В.С., Флоренский П.В. и др. Складчатый фундамент и промежуточный комплекс Туранской плиты // Фундамент, основные разломы Туранской плиты в связи с ее нефтегазоносностью. – Москва: Недра, 1970. - 200 с.
- 52 Коврижных П.Н., Ниязова А.Т. «Отчет о результатах работ по комплексному изучению геолого-геофизических материалов прошлых лет для постановки геологоразведочных работ с целью увеличения ресурсной базы на контрактной территории АО «Каражанбасмунай». – Алматы, ТОО «НПЦ “Геокен”», 2017.
- 53 Леонов Ю.Г., Волож Ю.А., Антипов М.П., Быкадоров В.А, Хераскова Т.Н. Консолидированная кора Каспийского региона: опыт районирования. – Тр.ГИН РАН. – Москва: Геос, 2010. – 63 с.
- 54 Волож Ю.А., Быкадоров В.А., Антипов М.П., Сапожников Р.Б. Особенности строения палеозойских отложений Тургайско-Сырдарьинского и Устьюртского регионов (в связи с перспективами нефтегазоносности глубоких горизонтов осадочного чехла) // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – Санкт-Петербург, 2016. - Т.11. - № 4. - С. 1-43.

- 55 Жолтаев Г.Ж., Исканиев К.О., Абайылданов Б.К. Палеозойские отложения – потенциальный резерв восполнения запасов и расширения сырьевой базы нефтегазовой отрасли на Мангышлаке // Известия НАН РК. Серия геологии и технических наук. – 2018. – Т. 431. – № 5. – С. 163-171.
- 56 Абетов А.Е., Ниязова А.Т., Саурыков Ж.Ж. Объемное моделирование точек Эйлера для геоплотностных и геомагнитных моделей Северо-Устьюртского региона в программном пакете Geosoft Oasis Montaj // Известия НАН РК. Серия геологии и технических наук. – 2017. – № 6. – С. 171-177.
- 57 Пейве А.В., Марков М.С., Меннер В.В. Проблемы региональной тектоники Евразии / Труды, выпуск 92. – Москва: Академия наук СССР, Геологический институт, 1963.
- 58 Абетов А.Е. Геологическое развитие Турано-Ирано-Афгано-Таримского сектора Евразии с позиции плитной тектоники. Ташкент: ДАН руз, 1993. – №4. – С.48-52.
- 59 Летавин А.И. Тафрогенный комплекс молодой платформы юга СССР. – Москва: Наука, 1978. – 148 с.
- 60 Бабаджанов Т.Л., Абетов А.Е., Рубо В.В., Рзаева В.А. Анализ комплексов промежуточного структурного этажа Восточного Устюрта (по сейсмическим данным). – Ташкент. Фан, Узб.геол.журн., 1995. – №1. – С. 59-63.
- 61 Бабаджанов Т.Л., Абетов А.Е., Масумов А.В., Рубо В.В., Рзаева В.А. Тектоническое развитие Северного Устюрта в системе герцинских структур запада Центральной Азии // Тезисы, доклады респ.научно-техн. конференции «Геология и разработка нефтяных и газовых месторождений Узбекистана». – Ташкент: НК «Узбекнефтегаз», 1996. – С. 47-49.
- 62 Милетенко Н.В., Федоренко О.А. Атлас литолого-палеогеографических, структурных, палинспластических и геоэкологических карт Центральной Евразии. Масштаб 1:7500000. – Алматы: Научно-исследовательский институт природных ресурсов ЮГГЕО, 2002. – 132 с.
- 63 Быкадоров В.А. Ужкенов Б.С., Милетенко Н.В., Федоренко О.Ф., Волож Ю.А., Пучков В.Н., Смирнов А.В., Буш В.А., Филипова И.Б. Ordovician-permian palaeogeography Central Eurasia: development of paleozoic petroleum-bearing basins // Journal of Petroleum Geology. - Vol.26(3), 2003. - P. 325-350.
- 64 Абетов А.Е., Авазходжаев Х.Х., Киршин А.В. Геолого-геофизическая модель доюрских осадочных отложений Акчалак-Карачалакского участка Куаныш-Коскалинского вала // 8 сборн. ИГИРНИГМ «Нефтегазовая геология и вопросы прироста запасов углеводородов в Узбекистане», под ред. Э.А.Мамаджанова. – Ташкент, 1996. – С. 27-36.
- 65 Абидов А.Е., Абетов А.Е., Киршин А.В., Авазходжаев Х.Х. О геодинамической эволюции Куаныш-Коскалинской тектонической зоны в палеозое // Ташкент: ФАН, Узб.геол.журн., 1996. – №3. – С. 91-97.
- 66 Федоренко О.А., Быкадоров В.А., Волож Ю.А., Леонов Ю.Г., Милетенко Н.В., Рафаилович М.С., Смирнов А.В., Ужкенов Б.С. Геология, геодинамика и основные черты минерализации трансграничных бассейнов и складчатых структур Центральной Евразии // Мат. 36 тект. совещания. – Москва: 2003. – С. 248-250.
- 67 Быкадоров В.А., Волож Ю.А., Мазуров А.К., Милетенко Н.В., Морозов А.Ф., Смирнов А.В., Ужкенов Б.С., Федоренко О.А. Палеогеографические аспекты формирования палеозойских нефтегазоносных бассейнов Казахстана и смежных районов // Геология и охрана недр. – Алматы, 2004. – №1(10). – С. 4-12.
- 68 Антипов М.П., Быкадоров В.А., Волож Ю.А., Шлезингер А.Е. Сейсмостратиграфический анализ палеогеновых отложений Северного Приаралья и северо-восточного Устюрта // Геология и геофизика (спец. Выпуск к 100-летию А.Л. Яншина). – 2011. – Т. 52, № 10. – С. 1388-1397.

- 69 Антипов М.П., Быкадоров В.А., Волож Ю.А., Куандыков Б.М., Соборнов К.О. Structural peculiarities and petroleum habitat of the Pre-uralium marginal foreland system // Каспийский регион: проблемы строения и нефтегазоносности глубокозалегающих комплексов и генетическая природа углеводородов. – Алматы, 2015. – С. 52-67.
- 70 Волож Ю.А., Леонов Ю.Г., Быкадоров В.А., Антипов М.П. Строение и перспективы нефтегазоносности зоны сочленения Прикаспийской впадины со Скифской и Западно-Туранской плитами // Сб. Прикаспийская впадина: Актуальные проблемы геологии и нефтегазоносности. – Атырау, 2012. – С.50-64.
- 71 Волож Ю.А., Антипов М.П., Быкадоров В.А., Хераскова Т.Н., Парасына В.С., Днистрянский В.И., Каширских М.Ф., Оффман И.П., Иванова Н.А. Оренбургский тектонический узел: геологическое строение и нефтегазоносность. – Москва: Начный мир, 2013. – 261 с.
- 72 Булекбаев З.Е., Гарецкий Р.Г., Дальян И.Б., Муравьев В.И., Николаев В.Г., Сапожников Р.Б., Тасыбаев Б.С., Шлезингер А.Е. Геологическое строение и газонефтеносность северного Приаралья и северного Устюрта. – Москва: Наука, 1970. – 159 с.
- 73 Киршин А.В., Абетов А.Е., Мухутдинов И.У. Геолого-генетические и геофизические предпосылки нефтегазоносности доюрских образований Узбекситана // Современные проблемы геологии нефти и газа. – Москва: Научный мир, 2001. – С. 140-145.
- 74 Абетов А.Е., Киршин А.В., Рзаева В.А. Геологическое развитие Судочьего прогиба в палеозое в связи с перспективами нефтегазоносности доюрских образований // Тезисы докл.респ.научно-техн. конференции «Геология и разработка нефтяных и газовых месторождений Узбекистана». – Ташкент, НК «Узбекнефтегаз», 1996. – С. 82-84.
- 75 Воцалевский Э.С., Пилифосов В.М., Шлыгин Д.А., Азизов Т.А., Васильев Б.А. Отчет по теме: «Научное обоснование потенциала нефтегазоносности осадочных бассейнов Казахстана и стратегии развития нефтегазовой отрасли». Том III «Арал-Каспийский регион (Северо-Устюртско-Бузачинская НГО; Южно-Мангышлакско-Устюртская НГО)». – Алматы, ИГН им. К.И. Сатпаева, 1997.
- 76 Быкадоров В.А., Федоренко О.А., Попов В.А., Шлыгин Д.А., Отчет по теме «геодинамическая модель и оценка перспектив нефтегазоносности осадочных бассейнов Казахстана» Раздел IV Северный Устюрт. – Алматы, 2001.
- 77 Кухтиков М.М., Винниченко Т.П. История геологического развития и палеогеография // Природа и природные ресурсы. – Душанбе, 1982. – С. 69-82.
- 78 Главный редактор: М.Н. Алексеев. Консультанты: Ю.М. Пушаровский, И.С. Грамберг. Ред. коллегия: Басов В.А., Берсенев И.И., Блажчишин А.И., Гейл Н., Друшиц В.А., Дундо О.П., Дюксбури Н., Зархидзе В.С., Забелина Э.К., Зорина Ю.К., Ким Б.И., Лазуркин Д.В., Морозова Л.Н., Павлидис Ю.А., Патык-Кара Н.Г., Полькин Я.И., Ронкина З.З., Ушко К.А., Федоров П.В., Хведчук И.И., Холден А.Р., Чисяков А.А., Чумаков И.С., Щербаков Ф.А. Атлас палеогеографических карт. Шельфы Евразии в мезозое и кайнозое. Том 2. Карты. Масштаб: 1:7500000 и 1:5000000. – Геологический институт Академии Наук СССР, 1992. – 104 с.
- 79 Абидов А.А., Бабаджанов Т.Л., Нугманов А.Х., Киршин А.В., Долгополов Ф.Г., Абдуллаев Г.С., Жумаев Х.Б., Соколов В.И. Нефтегазоносность Устюртского региона в свете его геолого-геофизических особенностей // Алматы: Казахстанское геологическое общество «КазГЕО», 2004. – 473 С.
- 80 Нурмамбетов Э.И. Геоморфология Арало-Каспийского региона // Алматы: Казахстанское геологическое общество «КазГЕО», 2004. – 473 С.
- 81 Болховитина Н.А., Бархатная И.Н., Виноградова К.В. и др. Палинологическая характеристика юрских и меловых отложений Закаспия и сопредельных территорий Средней Азии // Биостратиграфия и палеонтология мезозоя обрамления Каспийского моря и сопредельных районов. – Москва, 1965. – С. 74-125.

- 82 Хераскова Т.Н., Волож Ю.А., Антипов М.П., Быкадоров В.А., Сапожников Р.Б. Корреляция позднедокембрийских и палеозойских событий на Восточно-Европейской платформе и в смежных палеоокеанических областях // Геотектоника, 2015. - № 1. - С. 31–59. DOI:10.7868/S0016853X15010026
- 83 Мовшович Е.В. Палеогеография и палеотектоника Нижнего Поволжья в пермском и триасовом периодах. – Саратов: Саратовский университет, 1977. - 240 с.
- 84 Обрядчиков О.С., Таскинбаев К.М. Геодинамическая природа осадочного чехла и перспективы нефтегазоносности Арало-Каспийского региона // Алматы: Казахстанское геологическое общество «КазГЕО», 2004. – 473 С.
- 85 Акрамхождаев А.М. и др. Литология, условия образования и нефтегазность доюрских отложений Устюрта. Ташкент: Фан, 1979. - 158 С.
- 86 Липатова В.В., Волож Ю.А., Воцалевский Э.С., Кривонос В.Н., Николенко В.П. Доюрский комплекс Северного Устюрта и полуострова Бузачи. - Москва: Недра, 1985. – 135с.
- 87 Ажгалиев Д.К., Каримов С.Г. Совершенствование критериев оценки перспектив нефтегазоносности малоизученных районов Туранской плиты // XV конференция форума стран Северо-Восточной Азии по природному газу и газопроводам в рамках VIII Петербургского международного газового форума. – Санкт-Петербург, 2018. – С. 20-34.
- 88 Абетов А.Е., Волож Ю.А., Ниязова А.Т. Корреляционный анализ основных границ осадочного чехла Северо-Устюртского региона // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – Томск, 2019. – Т. 330. - № 12. - С. 179–188.
- 89 Грибков В.В., Калугин А.К., Аристаров М.Г., Беликова А.Р., Тамаров А.И. Перспективы нефтегазоносности доюрских отложений п-ова Бузачи и Северного Устюрта // Геология нефти и газа. – Москва, 1981. - № 5
- 90 Абилхасимов Х.Б. Перспективы нефтегазоносности Устюрт-Бозашинского осадочного бассейна // Геология и охрана недр. – Алматы, 2018. - № 4 (69). – С. 30-39.