

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН
Казахский национальный исследовательский технический университет
имени К.И.Сатпаева

Институт геологии, нефти и горного дела имени К.Турысова
Кафедра геологии нефти и газа

Әлиасқар Ибрагим Сейімбақұлы

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

На соискание академической степени магистра

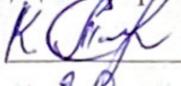
Особенности геологического строения и перспективы
нефтегазоносности Самского прогиба

6М070600 – Геология и разведка месторождений полезных ископаемых

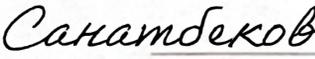
Научный руководитель
Доктор геолого-минералогических наук
Профессор

 Жолтаев Г.Ж.
« 30 » июня 2020 г.

Рецензент
Доктор Phd

 Тогизов К.С.
« 30 » июня 2020 г.



Нормконтроль
 Санатбеков М.Е.
«27» июня 2020 г.

ДОПУЩЕН К ЗАЩИТЕ
Заведующий кафедрой
Геологии нефти и газа
_____ Енсеппаев Т.А.
« _____ » _____ 20__ г.

Алматы 2020

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ
КАЗАХСТАН

Казахский национальный исследовательский технический университет
имени К.И.Сатпаева

Институт геологии, нефти и горного дела имени К.Турысова

Кафедра Геологии нефти и газа

6M070600 – «Геология и разведка месторождений полезных ископаемых»

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой ГНГ
доктор PhD, проф.

_____ Т.А. Енсепаев
" ____ " _____ 2020 г.

ЗАДАНИЕ

на выполнение магистерской диссертации

Магистранту Әлиасқар Ибрагим Сейімбаевұлы

Тема: Особенности геологического строения и перспективы нефтегазоносности Самского прогиба

Утверждена приказом руководителя университета № 311-М от 06.11.2019 г.

Срок сдачи законченной работы «01» 07 2020 г.

Исходные данные к магистерской диссертации: геолого-геофизические, текстовые и графические материалы сейморазведки МОГТ–2D по Северо-Устюртского бассейна.

Перечень подлежащих разработке в магистерской диссертации вопросов:

а) Геолого-геофизическая изученность

б) Литолого-стратиграфическая и сейсмогеологическая характеристика разреза

в) Структурно-тектоническое районирование устюрта и структурная характеристика самского прогиба

г) Нефтегазоносность

д) Перспективы нефтегазоносности доюрского разреза Северного Устюрта и Самского прогиба в том числе

Рекомендуемая основная литература:

1. Отчет «разработка геолого-геодинамической модели Северо-Устюртской впадины и сопредельных с юга районов с целью оценки нефтегазоносного потенциала осадочного чехла и выработки рекомендаций по дальнейшим направлениям поисковых работ» г. Алматы, 2018г.

Жолтаев Г.Ж. и др. О перспективах нефтегазоносности палеозойских отложений Туранской платформы. Ташкент 2019

3. Оздоев С.М. «Геология и перспективы нефтегазоносности структур с обращенным рельефом». Алматы, НИЦ «Гылым», 2002 г.

7. Даукеев С.Ж., Воцалевский Э.С. и др. «Глубинное строение и минеральные ресурсы Казахстана». Том III нефть и газ, Алматы, 2002 г.

16. О перспективах нефтегазоносности палеозоя Северного Устюрта / В.Д. Ильин, Л.Г. Кирюхин, У.М. Мамбетов и др. - Геология нефти и газа, 1973, № 7, с. 42-48.

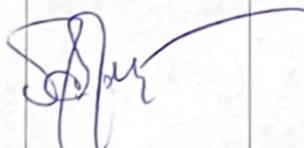
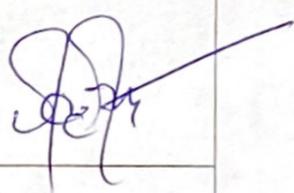
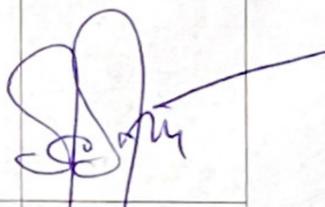
ГРАФИК

подготовки магистерской диссертации

Наименование разделов, перечень разрабатываемых вопросов	Сроки представления научному руководителю и консультатам	Примечание
1.Геолого-геофизическая изученность	26.03.2020 г.	
2Литолого-стратиграфическая и сейсмогеологическая характеристика разреза	03.04.2020 г.	
3 Структурно-тектоническое районирование Устюрта и структурная характеристика Самского прогиба	16.04.2020 г.	
4 Нефтегазоносность	24.04.2020 г.	
5 Перспективы нефтегазоносности доюрского разреза Северного Устюрта и Самского прогиба в том числе	07.05.2020 г.	

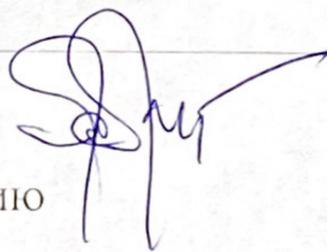
Подписи

консультантов и нормоконтролера на законченную магистерскую диссертацию с указанием относящихся к ним разделов работы

Наименования разделов	Консультанты, Ф.И.О. (уч. степень, звание)	Дата подписания	Подпись
1.Геолого-геофизическая изученность	Жолтаев Г.Ж. доктор геолого-минералогических наук, профессор	30.03.2020	
2.Литолого-стратиграфическая и сейсмогеологическая характеристика разреза	Жолтаев Г.Ж. доктор геолого-минералогических наук, профессор	6.04.2020	
3 Структурно-тектоническое районирование Устюрта и структурная характеристика Самского прогиба	Жолтаев Г.Ж. доктор геолого-минералогических наук, профессор	20.04.2020	
4 Нефтегазоносность	Жолтаев Г.Ж. доктор геолого-минералогических наук, профессор	27.04.2020	
5 Перспективы нефтегазоносности доюрского разреза Северного Устюрта и Самского прогиба в том числе	Жолтаев Г.Ж. доктор геолого-минералогических наук, профессор	11.05.2020	
Нормоконтролер	Санатбеков М.Е. ()	30.06.20	<i>Санатбеков</i>

Научный руководитель
Задание принял к исполнению
магистрант

Дата



Жолтаев Г.Ж.
Элиаскар И.С.

"" 2 03 2020 г.

АНДАТПА

"Сам ойысының геологиялық құрылысының ерекшеліктері және мұнай-газдылығының перспективтілігі» тақырыбындағы магистрлік диссертация мақсаты Солтүстік-Үстірт бассейнінің Сам ойысының шөгінді қабатының мұнай-газ әлеуетін бағалау және мұнайы мен газға одан әрі іздеу жұмыстарын бағыттау жөнінде ұсыныстар әзірлеу болып табылады. Жұмыстың айрықша ерекшелігі бар геологиялық-геофизикалық материалдарды талдау және қайта түсіндіру жолымен басты міндеттерді шешу және мұнай-газ перспективалы аймақтарды бөлу, сондай-ақ көмірсутегі шоғырларын анықтау бойынша мұнай мен газды іздеу және барлау критерийі болып табылады.

Бұл жұмыста қиманың геологиялық-геофизикалық зерттелуі және литологиялық-стратиграфиялық және сейсмогеологиялық сипаттамасы, құрылымдық-тектоникалық аудандастыру, Солтүстік Үстірт пен Сам ойысының мұнай-газдылығы мен болашағы және осы аймақтағы геологиялық барлау жұмыстарының одан арғы бағыттары туралы толық ақпарат беріледі.

АННОТАЦИЯ

Магистерская диссертация на тему: «Особенности геологического строения и перспективы нефтегазоносности Самского прогиба» целью которой является оценкой нефтегазового потенциала осадочного чехла и выработки рекомендаций по направлению дальнейших поисковых работ на нефть и газа Самского прогиба Северо-Устюртского бассейна. Отличительной чертой работы является решение главной задачи путем анализа и переинтерпретации имеющихся геолого-геофизических материалов и выделение нефтегазоперспективных зон, а также критерий поиски и разведки на нефть и газа по выявлению залежей углеводородов. В данной работе дается полная информация о геолого-геофизической изученности и литолого-стратиграфической и сейсмогеологической характеристики разреза, структурно-тектоническое районирование, нефтегазоносность и перспективы нефтегазоносности Северного Устюрта и Самского прогиба и дальнейшие направления геолоразведочных работ в этом регионе.

ANNOTATION

The master's thesis on the topic: “Geological features and hydrocarbons potential of the Samsky depression” the purpose of which is to assess the oil and gas potential of the sedimentary cover and to develop recommendations for further exploration for oil and gas in the Samsky trough of the North-Ustyurt basin. A distinctive feature of the work is the solution of the main task by analyzing and reinterpreting existing geological and geophysical materials and identifying oil and gas potential zones, as well as the criteria for searching and exploration for oil and gas to identify hydrocarbon deposits. Features of the geological structure and oil and gas potential of the Jurassic and Pre-Jurassic deposits of the North Ustyurt Depression, including the Samsky Depression, remain not fully explored. However, in recent years, seismic data have been worked out in the study area and deep wells have been drilled, information on which gives a more detailed geological structure of the area. Re-interpretation of the existing geological and geophysical data of previously drilled wells gave positive results for assessing the oil and gas potential of promising deposits. Based on all these data, recommendations on exploration work that could unleash the potential of the Samsky trough of the North Ustyurt basin were worked out and served as the basis for the candidate to choose the topic of this study.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	
1 Геолого-геофизическая изученность	1
2 Литолого-стратиграфическая и сейсмогеологическая характеристика разреза	4
2.1 Доверхнепермская секция осадочного чехла	7
2.2 Верхнепермско-триасовая секция разреза	11
2.3 Юрско-палеогеновая секция	13
2.4 Неоген-четвертичная секция	15
3 Структурно-тектоническое районирование Устюрта и структурная характеристика Самского прогиба	17
3.1 Структура поверхности фундамента	17
3.2 Структура поверхности доверхнепермской секции	19
3.3 Структура верхнепермско-триасовой секции в регионе Самского прогиба	20
3.4 Структура юрско-палеогеновой секции в регионе Самского прогиба	21
3.5 Локальные ловушки и их типы развития в Самском прогибе	24
4 Нефтегазоносность	27
4.1 Краткая характеристика нефтегазоносности разреза и месторождений	27
4.2 Краткая генетическая характеристика нефтей и их генетическая типизация	38
4.3 Вероятные нефтегазоматеринские комплексы и зоны	40
4.4 Закономерности пространственного размещения залежей углеводородов	42
5 Перспективы нефтегазоносности доюрского разреза Северного Устюрта и Самского прогиба в том числе	44
5.1 Геологическое обоснование перспектив нефтегазоносности	44
5.2 Дальнейшие направления геологоразведочных работ на Самском прогибе	52
Заключение	59
Литература	60

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность работы. В Казахстанской части на территории Северного Устюрта установлена промышленная нефтегазоносность открытием 10 месторождений в юрских, меловых и палеогеновых отложениях и 17 месторождений в мезозойских и палеозойских отложениях смежной части Устюрта в Каракалпакской части Узбекистана. Проведенными поисковыми работами не до конца выяснена нефтегазоносность юрских, триасовых и палеозойских породы Устюрте и Самском прогибе в том числе. Высокий углеводородный потенциал и выгодное географическое положение с развитой инфраструктурой нефтегазовой промышленности выдвигает территорию Самского прогиба в число экономически выгодных для поиска и разработки месторождений нефти и газа.

Самский прогиб представляет незначительный по размерам структуры одним Северо-Устюртского бассейна. Поэтому рассматривая особенности строения всего Северо-Устюртского бассейна, подчеркивая при этом особенности Самского прогиба.

Цель работы. Оценка нефтегазового потенциала осадочного чехла и выработки рекомендаций по направлению дальнейших поисковых работ на нефть и газа Самского прогиба Северо-Устюртского бассейна.

Основными задачами являются:

- анализ и переинтерпретация имеющихся геолого-геофизических материалов;
- выделение нефтегазоперспективных зон по результатам геолого-геофизических материалов
- определить дальнейших направлений поиски и разведки залежей нефти и газа.

При выполнении работы проанализирован и обобщен имеющиеся геолого-геофизические материалы исследуемого региона с единых методологических позиций; дана полная литолого-стратиграфическую и сейсмогеологическую характеристику разреза; произведено структурно-тектоническое районирование Северного Устюрта и структурная характеристика Самского прогиба; выделены вероятные нефтегазоматеринские комплексы и зоны и рассмотрены закономерности пространственного размещения залежей углеводородов; выделены вероятные нефтегазоматеринские комплексы и зоны; проведена оценка перспектив нефтегазоносности доюрском комплексе Северного Устюрта с геологическим обоснованием перспектив нефтегазоносности и дальнейшими направлениями геологоразведочных работ на Самском прогибе, а также для графического изображения палеотектонических профилей, графики использован программный продукт Corel Draw.

1 Геолого-геофизическая изученность

Северо-Устьуртский осадочный бассейн с востока на запад от Арало-Кызылкумской системы поднятий до восточных склонов Бузачинского поднятия имеет протяженность 520 км, а с юга на север от Каратау-Центрально-Устьуртской складчато-надвиговой зоны до южных склонов Южно-Эмбенского поднятия около 300 км.

Систематическое изучение глубинного строения рассматриваемого бассейна началось с начала 60-х годов прошлого столетия после открытия уникальных и крупнейших по запасам нефти месторождений на Южном Мангышлаке. В комплекс работ по изучению региональных особенностей строения, а также выявлению и подготовке локальных структур под глубокое бурение входили сейсмические исследования МОВ, КМПВ и МОГТ, гравиметрические и магнитометрические исследования, геологическая съемка, структурное и глубокое бурение.

К середине 90-х годов прошлого столетия практически на всей территории, за исключением труднодоступных участков сора Мертвый Култук и Кайдак, были выполнены гравиметрические и магнитометрические исследования масштабов 1:200 000 и на локальных участках масштабов 1:100 000 и 1:50 000; государственная геологическая съемка масштабов 1:500 000, 1:200 000 и крупнее; завершена отработка региональной сети сейсмических профилей КМПВ через 20-40 км и МОГТ; выполнен большой объем поисковых и детальных сейсмических работ МОГТ по выявлению и подготовке локальных структур в юрско-палеогеновой секции разреза осадочного чехла; пробурена сеть параметрических скважин; глубокое поисковое бурение проведено более чем на 40 локальных структурах, в том числе с разведочным бурением на 7 месторождениях.

В этот же период проводилось изучение сейсморазведкой МОВ до 1974 г и МОГТ в 1974-1978 гг Аральского моря. В период с . по 1996г. был выполнен небольшой объем сейсмических работ по блоку, который получил название Мертвый Култук. В 1994г. «Орикс Казахстан Энерджи Компани» официально начала геолого-геофизическое изучение блока Мертвый Култук «Эксон Венчерс СНГ» присоединилась к «Орикс» и с тех пор обе компании начали совместное проведение разведочных работ. В . партнерством Орикс/Эксон было отработано информативных сейсмических данных по двум наиболее перспективным зонам: в заливе Комсомолец (Островная, Сарытау) и в восточной части блока (Салкенская).

В 1995-96 гг. на территории Северо-Западного Приаралья выполнены поисковые сейсморазведочные работы МОГТ Японской национальной нефтяной корпорацией (JNOC). В результате исследований на лицензионном участке,

включающем Аккулковско-Базайский выступ, северную часть Челкарского прогиба выявлен ряд мелких локальных структур.

В 2000-2001 годах на Аккулковском локальном поднятии пробурены 2 поисковых «сухих» скважин. В 1998 году фирмой JNOC пробурена в северо-западном Приаралье глубокая скважина ARL NW -1 глубиной 4700м с целью поисков нефти и газа в палеозойских отложениях. При глубине 4700 м вскрыты отложения среднего карбона, признаки залежей нефти и газа не обнаружены.

В центральной части Северного Устюрта, у границы с Узбекистаном, выполнены сейсморазведочные работы МОГТ фирмой MSUP (с финансированием из США). В пределах Самского прогиба и на его северном борту, новые перспективные объекты (антиклинальные структуры) не выявлены, получены новые дополнительные сведения о геологическом строении площади.

В 2006 г. на месторождении Арыстановское с целью оптимизации дальнейших разведочных работ, выявления благоприятных условий заложения скважин проведены сейсмические исследования 3Д (11).

Полевые работы были проведены компанией НПФ «ДАНК». Выполненный объем по площади - 92,7 полнократных квадратных километров, 177,1 геологических квадратных километров. Полевые сейсморазведочные работы проводились по методике МОГТ 3Д, система «крест», с полной кратностью 60. При производстве сейсмических работ была использована телеметрическая система I/O System FOUR с 1200 (12 x 100) активными каналами. Источник - группа из четырех вибраторов ANV-IV-362-PLS.

В целом на площади съемки получен сейсмический материал преимущественно удовлетворительного качества.

В результате обработки и интерпретации полевых данных получена информация, существенно изменившая представление о геологическом строении, позволившая уточнить структурно-тектоническую модель месторождения. Структурные карты по опорным отражающим горизонтам легли в основу проектирования местоположения и глубин разведочных скважин, предусмотренных «Проектом разведки месторождения Арыстановское» составленным в 2006 году ТОО «НЭКФ «ОПТИМУМ» по заказу ТОО «Кенсары».

Согласно проекту разведки на месторождении Арыстановское были пробурены 5 из 6 рекомендованных скважин и получен дополнительный каротажный материал. В этой связи появилась объективная необходимость в переинтерпретации сейсмических данных.

В 2008 году ТОО «PGDSServices» по заказу ТОО «Кенсары» была выполнена дополнительная интерпретация сейсмических исследований 3Д на месторождении Арыстановское в свете новых данных пробуренных скважин.

Таким образом, после середины 90х годов прошлого столетия современными сейсмическими исследованиями изучались северо-восточные и юго-западные районы бассейна, отдельные участки соров Кайдак и Мертвый

Култук, выполнялась сейсморазведка МОГТ в 3х мерном варианте для нефтяных месторождений Каракудук и Арыстановское.

Более 40 лет геология и нефтегазоносность бассейна изучалась достаточно целенаправленно, однако это изучение охватывало главным образом отложения мезокайнозоя. Что касается нижней (доверхнепермской) секции осадочного чехла, то изученность её по целому ряду причин до сих пор остается крайне низкой.

2 Литолого-стратиграфическая и сейсмогеологическая характеристика разреза

Анализ временных разрезов МОГТ фиксирует в исследуемом волновом поле разреза осадочного чехла Самского прогиба Северо-Устюртского бассейна два сейсмогеологических комплекса: верхний, слоисто-зеркальный, и нижний, шероховато-слоистый /12/. В свою очередь эти комплексы, несмотря на условность нижней стратиграфической границы осадочного чехла, четко подразделяются на четыре структурных этажа, которые фиксируются базовым пакетом сейсмических отражающих и преломляющих горизонтов. Нижний сейсмогеологический комплекс сформирован из двух структурных этажей, ограниченных в кровле поверхностью предъюрского размыва (V ОГ). (рис 2.1, граф. прил 7-15)

Первый, нижний этаж, предположительно охватывающий девон-нижнепермскую секцию разреза, по сейсмическим данным заключен в интервале между горизонтами «Ф» (ТФ) и «б» (ТЗ), которые увязываются соответственно с кровлей гетерогенного фундамента и подошвой верхнепермской (верхнепермско-нижнетриасовой) толщи.

Преломляющий горизонт ТФ характеризуется выдержанными значениями граничных скоростей 5900-6200 м/с. Точность построения глубин поверхности фундамента с использованием данных только этого преломляющего горизонта недостаточна, поэтому ограниченные материалы КМПВ используются совместно с МОГТ и единичными скважинами для более достоверных построений структуры поверхности фундамента.

То же можно сказать о преломляющем горизонте ТЗ с граничными скоростями 5400-5500 м/с, который используется в структурных построениях совместно с отражающим горизонтом «б». Отражающий горизонт «б» является наиболее выдержанной и динамически выразительной границей, который на временных разрезах представлен трех-четырёхфазным колебанием с видимым периодом 0,045-0,050 с, легко распознается по всей территории исследования и корреляция его в общем не вызывает затруднений. Однако в силу блокового строения осадочной толщи, непрерывное прослеживание в ряде случаев невозможно.

Горизонт «б» делит девон-триасовую (доплитную доюрскую) часть осадочного чехла на два сейсмогеологических этажа - доверхнепермский и верхнепермско-триасовый.

Стратиграфическое положение отражающего горизонта «б» является достаточно условным. На части Южно-Эмбинского поднятия, полуострове Бузачи, Байчагырском выступе и Узбекском Северном Устюрте горизонт вскрыт скважинами, при этом глубже указанного горизонта везде вскрываются палеозойские отложения, наиболее молодой возраст, которых датируется ассель-

сакмарским временем. Выше отражающего горизонта «б» залегают отложения юры, триаса или верхней перми.

На юго-востоке Прикаспийской впадины горизонт «б» увязан с отражающим горизонтом П1, т.е. кровлей докунгурского палеозоя. Все эти данные позволяют стратифицировать горизонт «б» как границу несогласия между верхней и нижней пермью.

На крайнем северо-востоке рассматриваемого бассейна горизонт «б» практически не выделяется и совпадает здесь с горизонтом «Ф»

Однако по мнению некоторых исследователей (Димаков и др., 1985г.) отражающий горизонт «б» не отвечает какой-либо определенной стратиграфической границе, а полученные отражения являются результатом литологической смены пород и их плотности в зоне контакта двух толщ промежуточного структурного комплекса. В пользу данного положения свидетельствует тот факт, что на некоторых участках фиксируется разница в положении данного отражающего горизонта с преломляющим, граничная скорость которого равна 5400-5700 м/с.

Вслед за отражающим горизонтом «б» на временных разрезах профилей на ряде площадей (Астауой, Западный Каратюлей, Жалгыз, Елигажи) зарегистрированы отражающие горизонты PZ1 и PZ2.(рис.2.2,2.3) Длительность этих отражающих горизонтов составляет 0,04с. Динамически эти отражения уступают горизонту «б» и прослеживание их неповсеместно. Стратиграфическая приуроченность их условна.

Второй структурный этаж, включающий в себя верхнепермско-триасовую толщу, заключен между горизонтами «б» (ТЗ) и V, увязанными соответственно с подошвой верхнепермских и юрских отложений.

Верхнепермско-триасовый структурный этаж подразделяется на ряд подэтажей отражающими горизонтами VI, V, V2 и V3, первый из которых приурочен к поверхности предтриасового несогласия, а остальные характеризуют внутреннее строение триасовой толщи.

Отражающий горизонт V разделяет два сейсмогеологических комплекса, стратиграфически он приурочен к поверхности предъюрского размыва. По волновой характеристике он представлен сложным колебанием, состоящим из одной-двух фаз с видимым периодом 0,030-0,035 с, которые в подавляющем большинстве интерферируют между собой, обуславливая слабую динамическую выразительность по площади. Судя по всему, это обусловлено шероховатостью границы, генерирующей колебание. В то же время на некоторых участках это отражение обладает высокой динамической выразительностью с максимальной первой фазой, в этих случаях корреляция этой отражающей границы не вызывает сомнения. Вероятно, на характер прослеживания V ОГ влияют такие факторы, как контрастность предъюрского размыва, литологическая разница и возраст(от

палеозоя до верхнего триаса) подстилающих пород. Этот горизонт по региону регистрируется в диапазоне от 0,7 до 2,5 с.

Необходимо отметить, что отражающие горизонты VI и V2 обладают общими динамическими характеристиками и представляют собой многофазный цуг колебаний (до четырех) с длительностью 0,040с, с четко выраженной первой (иногда) второй осью синфазности.

Отражающий горизонт V2 по своей интенсивности и степени динамической выразительности значительно уступает горизонту «б» и, в целом, представлен цугом волн с видимым периодом до 0,1с. Стратиграфически эта отражающая граница приурочена к подошве верхнетриасовых отложений по данным скважин Култук-3, Аралды-1 и др. Благодаря характерной форме записи корреляция его не вызывает затруднений. В сводовых частях поднятий этот горизонт выходит под поверхность размыва (V ОГ).

С интервалом до 0,6 с вслед за группой отражений V2 на временных разрезах прослеживается группа отражений VI. Это динамически слабовыраженная группа состоит из двух- (реже трех) фазного цуга колебаний. Прослеживание ее возможно лишь в погруженных участках территории, в сводовых частях поднятий она выклинивается под ОГ V или V2. Горизонт VI отождествляется, как характерная граница несогласия между разделяемыми им комплексами - нижнетриасовым вверху и верхнепермским внизу. Таким образом, в зонах прогибов и на их сопредельных участках с моноклиналями и ступенями, где присутствуют наиболее полные разрезы триасовых отложений, четко прослеживается пакет отражающих горизонтов V3, V2, V1 и V. Горизонты V3 и V2 стратифицированы, в том числе с учетом скважинных материалов, с подошвой среднего (V3) и верхнего (V2) триаса. Горизонт V, как было вышесказано фиксирует границу между плитным и доплитным комплексами.

Указанные два структурных этажа дислоцированы существенно более интенсивно в сравнении с перекрывающей их юрско-палеогеновой толщей, относимой к типично плитному комплексу.

Волновое поле верхнего сейсмогеологического комплекса, который также подразделен на два структурных этажа (третий и четвертый), формирует опорные отражающие горизонты I, II, III, и IV.

Таким образом, третий структурный этаж охватывает отложения юрско-палеогенового комплекса, заключенного между отражающими горизонтами V и I (II). Этот структурный этаж также подразделяется на ряд подэтажей отражающими горизонтами IV, IIIa, III, IIa, II, из которых регионально прослеживаемым для всего Западного Казахстана является ОГ-III, стратифицируемый с подошвой нижнемеловых отложений. Отражающий горизонт II представлен на временных разрезах, как двух-трехфазное колебание с максимальной второй фазой с видимым периодом 0,025-

0,030 с. Время регистрации по региону изменяется от 0,3 до 0,1 с. По данным бурения ОГ привязан к подошве карбонатных отложений верхнего мела (K_2sn+t).

Наиболее устойчивым и динамически выраженным по всей территории Северо-Устьюртского осадочного бассейна является отражающий горизонт III. Он представлен трех-четырефазным колебанием с наиболее интенсивной второй фазой с видимым периодом 0,024-0,027с.

Отражающий горизонт IV по своей динамической выразительности и интенсивности уступает ОГ III. Он представлен двух-трехфазным колебанием с видимым периодом 0,025-0,030с. Вторая и третья фазы его зачастую интерферируют между собой. Наиболее уверенно это отражение прослеживается в погруженной части Североустюртской впадины. К бортам впадины интенсивность ОГ резко падает, а к югу, в районе Токубайского вала, он не регистрируется. Стратиграфически это отражение приурочено по данным бурения скважин (на пл. Каменная, Ирдалы, Астауой, Арыстановская, Южно-Арыстановская) к подошве песчано-глинистой пачки баайоского яруса средней юры.

Четвертый структурный этаж включает в себя преимущественно неоген-четвертичные отложения. На участках их развития он ограничивается дневной поверхностью и эпизодически прослеживаемым отражающим горизонтом Ia.

Таким образом, отражающие горизонты верхнего сейсмогеологического комплекса отличаются характерными динамическими особенностями, уверенной прослеживаемостью и незначительной изменчивостью по региону.

Исходя из вышеизложенного, весь осадочный чехол по сейсмическим данным состоит из двух сейсмогеологических комплексов, которые в свою очередь подразделяются на ряд структурных этажей и подэтажей, что с учетом данных глубокого бурения позволяет составить достаточно надежные представления об особенностях геологического строения и вещественном составе осадочного чехла рассматриваемого бассейна.

Ниже приводится краткая характеристика разреза по выделенным структурным этажам.

2.1 Довершнепермская секция осадочного чехла

Данные глубокого бурения в этой части разреза крайне ограничены и концентрируются, в основном, по периферии бассейна. В пределах выделенных впадин и прогибов, где подошва осадочного чехла по сейсмическим данным фиксируется на глубинах 8-12 км, прямые данные об отложениях нижнего этажа практически полностью отсутствуют.

Большинство исследователей считает, что здесь в состав чехла будет входить девон-нижнепермский комплекс в обычном осадочном выполнении, в связи с чем он часто рассматривается в качестве перспективного на поиски нефти

и газа. При этом девон-нижнекаменноугольная часть разреза по аналогии с прилегающими районами Прикаспийской впадины зачастую рассматривается в качестве потенциально генерационной толщи.

В связи с изложенным, представляется целесообразным кратко рассмотреть данные по скважинам, вскрывшим доверхнепермские отложения, как в Узбекской, так и в Казахской частях Устюрта.

В Узбекской части Устюрта, в пределах его Центрально-Устюртской, Актумсукской зон, Байчагырского выступа, бортовых зон Барсакельмесского прогиба и Сарыкамышской седловины об этих отложениях можно судить по скважинам, пробуренным на площадях Кокбахты, Айбугир, Байтерек, Сарытекиз, Курлук, Каракудук, Кошкаир, Коскала, Приозерная, Шорджа, Ц. Сарыкамыш (рис. 2.4).

В скважинах 1 Кокбахты и 206 Айбугир непосредственно под келловейскими отложениями вскрыта толща трещиновато-кавернозных светлых, мраморизованных, доломитизированных известняков и доломитов с примесью терригенного алевритистого материала, условно относимая к девонскому возрасту. Здесь же, а также в скважине 49 Шорджа вскрыта терригенная сланцево-песчаная толща с редкими прослоями конгломератов и туфопесчаников, условно относимая к верхнему силуру.

На площади Ц. Сарыкамыш в скважине 1-Р в интервале 2126-2151 м пройдены темно-серые глинисто-известковистые, углистые сланцы предположительно каменноугольного возраста.

На площадях Байтерек и Сарытекиз в пределах Актумсукского поднятия непосредственно под юрой с глубин 2070 м вскрыты дислоцированные с углами наклона 40-60° черные и темно-серые кремнисто-гидрослюдистые и серицитово-карбонатные сланцы, известняки, песчаники, а также кристаллические вторичные доломиты и кварциты с возрастным интервалом от силура-девона до позднего карбона - ранней перми.

В скважине 2 на площади Курлук в пределах Байчагырского выступа вскрыты эффузивы основного состава (пироксеновые андезиты) предположительно силурийского возраста.

На площади Коскала в скважине 1 на границе Центрального Устюрта и Барсакельмесского прогиба в интервале 3138 - 3270 м непосредственно под юрой пройдены зеленовато-серые и черные кварц-серицитовые сланцы предположительно нижнекаменноугольного возраста.

Другие типы разрезов вскрыты в северных прибортовых частях Барсакельмесского прогиба на площадях Каракудук и Приозерная. Так, в скважине 1 Каракудук под 20-метровой пачкой красноцветных туфов и туффитов верхнепермско-нижнетриасового возраста в интервале глубин 3532 - 3722 м вскрыты горизонтально залегающие известняки беловато-серые и розовые, органогенно-обломочные, с неясной слоистостью, неравномерно-

перекристаллизованные. В интервале 3675 - 3660 м известняки сильно трещиноватые и в керне представляют собой мелкую щебенку.

По данным каротажа эта часть разреза, относимая по фораминиферам к нижнему-среднему карбону имеет очень высокое удельное сопротивление, что свидетельствует о высокой плотности известняков. Проницаемыми являются только верхняя часть - кора выветривания и две трещиноватые зоны ниже по разрезу. Очевидно, что Каракудукский каменноугольный карбонатный разрез сформирован в условиях относительно мелкого моря. В то же время к юго-востоку от Каракудука на площади Приозерная непосредственно под юрой вскрыты темно-серые, известковистые, алевролитовые аргиллиты и глинистые известняки, которые формировались в более глубоководных условиях. Возраст пород определить не удалось из-за отсутствия фауны, но практически горизонтальное залегание пород в керне с учетом условий седиментации и относительно небольшое расстояние Приозерной от Каракудука (около 40 км) позволяет отнести их к одному возрасту с Каракудуком.

По Узбекской части Устюрта в Приаралье в отдельных публикациях имеются также сведения о притоках газа и газопроявлениях из карбонатных отложений карбона с глубин 3,5 - 3,7 км на площадях Кокчалак, Карачалак, Кушкаир и Чибины, где максимальная мощность известняков 958 м вскрыта на площади Карачалак (Ужкенов Б.С., Давыдов Н.Г., 2008 г). Здесь же отмечается, что по сейсмическим материалам полная мощность известняков может достигать 1,5 - 1,5 км.

Упоминается, что дебиты газа достигали 150 - 500 тыс.м³/сут., но нет никаких данных о интервалах испытания, штуцерах, депрессиях и т.д.

В пределах Казахстанской части Северо-Устюртского бассейна палеозойские отложения вскрывались на Базайской, Акулковской и Кызылойской площадях в пределах Базайско-Акулковского поднятия. Так, в скважине 11-Г Базайской площади в интервале 2581 - 2884 м и 16-Г в интервале 2667 - 2950 м вскрыты зеленовато-серые, темно-зеленые и черно-фиолетовые метаморфизованные песчаники, гравелиты и конгломераты, сложенные галькой изверженных пород. Скважина 16-Г с глубины 2785 м вошла в интрузивный массив диоритов (Булекбаев З.Е. и др., 1979 г.).

На Акулковской площади скважиной 20-Г в интервале 2794 - 3004 м пройдена толща углисто-серицитовых сланцев и базальтовых порфиритов палеозойского возраста (рис. 2.5).

На Кызылойском поднятии в скважине 1-Г в интервале 2565 - 2809 м вскрыты зеленые метаморфизованные сланцы (рис. 2.5).

Палеозойские отложения вскрывались также в Казахстанской части Байчагырского выступа на площади Кушата. Здесь пробурен профиль из трех параметрических скважин П-1 глубиной 3621 м; П-2 глубиной 3500 м и П-3 глубиной 4250 м, которые в интервалах 2800 - 3000 м под красноцветной толщей

пермтриаса вскрывали туфогенно-вулканогенные породы с плотностью 2,5 - 2,9 г/см³, условно датируемые позднедевонско-раннекаменноугольным возрастом.

В пределах Култукско-Ирдалинской моноклинали на площади Елигажи, расположенной непосредственно к югу от Арстановского месторождения, в 1991 - 1994 гг были пробурены скважины 1 глубиной 4750 м и скважина 2 глубиной 4500 м. Скважина 1 на глубине 3806 м под красноцветной терригенно-туфогенной толщей пермтриаса вскрыла карбонатные отложения, нижняя часть которых в интервале 4064 - 4624 м представлена темно-серыми скрытокристаллическими известняками, сильно трещиноватыми с залеченными кальцитом трещинами. Верхняя часть карбонатного разреза в интервале 3806 - 4064 м сложена органогенно-детритовыми известняками визейского и башкирско-московского возраста. Суммарная толщина карбонатов, представленных в целом мраморизованными известняками, в скважине 1 составила 818 м и под ними на глубине 4624 м вскрыты терригенные породы нижнекаменноугольного возраста. Скважина 2 при забое 4500 м карбонатных отложений не вскрыла, пройдя по мощной толще красноцветных пород пермтриаса.

Перечисленными данными ограничиваются сведения о палеозойских отложениях, вскрытых скважинами непосредственно в пределах Северо-Устюртского бассейна.

Как правило, для обоснования представлений о вероятном наличии осадочных образований девон-каменноугольного и нижнепермского возрастов в пределах впадин и прогибов Северного Устюрта, подавляющее большинство исследователей использует данные бурения по прилегающим районам Прикаспийской впадины. Правомерность подобных аналогий до сих пор остается дискуссионной.

В целом, по доверхнепермскому комплексу можно отметить следующие наиболее важные особенности. Первая из них однозначно свидетельствует о том, что в пределах современных внутривпадинных положительных структурных элементов II порядка породы палеозойского возраста, главным образом верхнего палеозоя, сильно дислоцированы, метаморфизованы и в ряде случаев осложнены интрузиями. Поэтому они обоснованно не включаются в состав осадочного чехла, слагая фактически верхний ярус фундамента. В то же время, за пределами указанных структур в ряде сопредельных впадин и прогибов происходит явное увеличение мощности осадочного чехла не только за счет отложений верхнего, среднего, нижнего триаса и верхней перми, но и за счет толщи под достаточно уверенно выделяемым отражающим горизонтом «б», т.е. заведомо доверхнепермской секции разреза. Эти фактические данные необходимо учитывать при оценке вероятного нефтегазового потенциала доверхнепермского разреза там, где по сейсмическим данным ниже отражающего горизонта «б» явно прослеживаются отложения осадочного чехла. По имеющимся материалам к

таким участкам Северо-Устюртского бассейна в пределах его Казахстанской части уверенно можно отнести Косбулакскую, Самскую и Култукскую впадины.

2.2. Верхнепермско-триасовая секция разреза

Эта часть разреза изучена в пределах бассейна значительно лучше подстилающих отложений и по своим параметрам уверенно включается в состав осадочного чехла.

Различные интервалы верхнепермско-триасовой толщи вскрывались скважинами в пределах юг - юго - западной, северо - западной и восточной бортовых и прибортовых зон Северо-Устюртского осадочного бассейна.

Разрез по особенностям литологии может быть подразделен на три подсекции - нижнюю, среднюю и верхнюю.

Нижняя, охватывающая породы верхней перми - нижнего триаса, практически повсеместно представлена красноцветными терригенными породами, среди которых аргиллиты являются преобладающими с подчиненными прослоями плотных песчаников и алевролитов.

По сейсмическим данным эта толща залегает в интервале между отражающими горизонтами «б» и V3. Литологическая характеристика пермтриасовой секции здесь практически полностью сопоставима с одновозрастными разрезами прилегающих районов Прикаспийской впадины.

Средняя подсекция, залегает в интервале между отражающими горизонтами V3 и V2 и по возрасту целиком относится к среднему триасу. В литологическом отношении она представлена пестроцветными песчано-глинистыми породами, среди которых в западных районах появляются отдельные прослои мергелей и известняков. Среди песчаников заметно увеличивается число пластов - коллекторов с удовлетворительными емкостно-фильтрационными свойствами, что существенно отличает эту часть разреза от подстилающей верхнепермско-триасовой толщи.

Верхняя подсекция включает в себя верхнетриасово-нижнеюрскую часть разреза, которую по литологическим параметрам в пределах рассматриваемого бассейна разделить крайне затруднительно. Границами подсекции по сейсмическим данным являются отражающие горизонты V (V1) и V2. Эта толща пород представлена серыми и темно-серыми песчаниками, алевролитами и глинами с гравийными включениями и прослоями в самой верхней части разреза, относимой обычно к нижней юре.

Наибольшая мощность верхнепермско-нижнетриасовой подсекции вскрыта на Арстановской площади в скважинах Г-7 и П-50. В скважине Г-7 породы указанного возраста пройдены в интервале 2963 - 3907 м, где они представлены темно-коричневыми аргиллитами с подчиненными прослоями бурых песчаников. В связи с высокой карбонатной цементацией

порового пространства песчаники не обладают промышленными значениями емкостно-фильтрационных параметров.

В скважине П-50 с глубины 3002 м и до забоя (5002 м) отобрано большое число образцов керна (в основном боковые грунты), представленных темно-коричневыми аргиллитами и такими же крепко сцементированными песчаниками трещиноватыми, с трещинами, залеченными кальцитом. По каротажу можно выделить с глубины 4120 м отложения верхней перми, которые по каротажной характеристике отличаются от вышележащей нижнетриасовой части разреза.

Таким образом, в скважине П-50 непосредственно под юрой суммарно вскрыто 2000 м верхнепермско-нижнетриасовых отложений, из которых 1118 м приходится на нижний триас и 882 м - на верхнюю пермь.

В целом породы триасового возраста вскрыты на различную глубину на площадях Каракудук, Мурынсор, Култук, Жайлыган, Кумтюбе, Адамли, Чагырлы, Ащитайпак, Шаршикудук, Чикудук, Аманжол, Челуран, Каменная, Теренская, Юж. Арстановская, Астауой, Ирдалы, а также на группе структур в пограничных районах (Токубай, Кырын, Кызан, Сазтюбе, Мунайбай, Мынсуалмас и др.). На площадях, расположенных в пределах крупных положительных структурных элементов, под юрой вскрываются, как правило, пестроцветные и красноцветные породы, предположительно средне - нижнетриасового возраста. На площадях, расположенных на склонах этих крупных положительных структур или на моноклиналях, сопряженных с группой впадин и прогибов, под юрой вскрываются сероцветные верхнетриасовые и рэт-лейасовые отложения.

Максимально вскрытые мощности верхнего триаса составляют около 1000 м (скв. 1 Ащитайпак). По сейсмическим данным верхнетриасовая (верхнетриасово-нижнеюрская) толща наиболее полно будет развита в пределах впадин Северного Устюрта (Култукская, Самская и Косбулакская). В западных районах она характеризуется преимущественно морскими условиями осадконакопления. Прогнозируемая по сейсмическим данным максимальная мощность может достигать 1,5 км.

Резюмируя всё вышеизложенное можно кратко сформулировать основные особенности доюрской секции разреза Северо-Устюртско-Аральского бассейна:

1. разрез четко подразделяется на доверхнепермскую и верхнепермско-триасовую секции, последняя из которых в ряде районов включает в себя и отложения нижней юры;

2. доверхнепермская часть разреза в пределах сводов и присводовых частей крупных положительных структурных элементов по своим характеристикам обоснованно включается в верхний ярус фундамента;

3. имеющиеся сейсмические материалы и единичные буровые данные в бортовых частях впадин и прогибов, позволяют рассматривать предполагаемую

девон-нижнепермскую часть разреза в этих впадинах и прогибах в качестве вероятного нижнего структурного этажа осадочного чехла;

4. верхнепермско-триасовая секция разреза (в некоторых районах вместе нижней юры) по условиям осадконакопления и литологическим характеристикам подразделяется на три подсекции (верхнепермско-нижнетриасовую, среднетриасовую и верхнетриасово-нижнеюрскую). Наличие пластов - коллекторов с удовлетворительными емкостно-фильтрационными свойствами можно ожидать главным образом в среднетриасовой и верхнетриасово-нижнеюрской подсекциях;

5. вопрос о наличии пластов - коллекторов в девон-нижнепермской секции осадочного чехла в пределах впадин и прогибов должен решаться с учетом прогнозируемого литологического состава отложений и закономерностей изменения емкостно-фильтрационных свойств пород с глубиной.

2.3 Юрско-палеогеновая секция

Юрско-палеогеновая секция разреза и, особенно, её юрская часть, является наиболее изученной глубоким бурением. Она вскрывалась различным числом скважин на более чем 40 площадях, в том числе на 7 известных месторождениях рассматриваемого осадочного бассейна. В его пределах юрская толща распространена повсеместно, однако отдельные её стратиграфические подразделения на локальных участках отсутствуют.

Юрско-палеогеновая секция характеризуется достаточной стратиграфической полнотой: юра содержит три отдела - нижний, средний и верхний; мел - нижний и верхний; палеоген - палеоцен, эоцен и олигоцен. Суммарная мощность юрско-палеогеновой секции составляет 2,2-3,5 км на поднятиях, ступенях и моноклиналях, увеличиваясь до 4,2-5,6 км в зонах прогибов.

Нижнеюрские отложения развиты на значительной территории бассейна. Отсутствуют они только в Челкарском прогибе, на Актумсукском и Акулковско-Базайском поднятиях и юго-восточной части Култукско-Ирдалинской моноклинали.

По сейсмическим данным этот комплекс присутствует в прогибах, где его мощность предположительно достигает 600-800 м в Косбулакском прогибе и даже более 2 км в Южном Приаралье и Судочьем прогибе на территории Узбекистана. В западных районах Северо-Устюртского бассейна, в том числе в пределах Арыстановской ступени, мощность комплекса обычно находится в пределах 75-260 м.

В литологическом отношении нижнеюрская толща представлена чередованием темно-серых аргиллитов, серых песчаников и алевролитов,

гравелитовых и конгломератовых прослоев, содержащих рассеянную и концентрированную растительную органику и единичные пропластки углей.

Более грубозернистый состав пород и высокая обогащенность растительной органикой характерна для восточных районов бассейна. На значительной территории своего развития нижнеюрская толща представляет собой типичный комплекс озерно-болотно-аллювиальных отложений.

Среднеюрские породы представлены ааленским, байосским и батским ярусами. Суммарная мощность их изменяется от 350-400 м до 1000 м, достигая своих максимальных значений в прогибах западной части бассейна. В литологическом отношении среднеюрский комплекс сложен чередованием разнозернистых песчаников, алевролитов, глин и аргиллитов серого цвета с зеленоватым оттенком. В западных и северных районах бассейна для пород нередко характерна повышенная карбонатизация. Как и в нижней юре, в разрезе нередко присутствуют пласты и прослои угля, загрязненные глинисто-алевритовым веществом и кремнистыми включениями.

В восточных районах происходит заметное огрубление песчаного материала, резкое снижение глинистых прослоев и слияние песчано-алевролитовых пластов и пропластков в однородные пачки, мощностью в несколько десятков метров.

Среднеюрский комплекс является основным нефтегазоносным в пределах западных частей бассейна.

Верхнеюрский комплекс представлен келловейским, оксфордским, кимериджским и волжским ярусами, суммарной мощностью, не превышающей 400 м.

Келловейский ярус по литологическим особенностям практически не отличается от подстилающих среднеюрских отложений, поэтому он обычно рассматривается в качестве единого аален-келловейского продуктивного комплекса.

Верхняя часть келловейского яруса является преимущественно глинистой и по литологическим характеристикам её трудно отличить от перекрывающей глинисто-мергельной толщи оксфорда. Основным отличием служит пестроцветная окраска верхов оксфордского яруса. В целом же, верхнекелловейско-оксфордская глинисто-мергельная толща служит региональным флюидоупором над аален-келловейской продуктивной частью юрского разреза.

Отложения кимериджского и волжского ярусов представлены темно-серыми и зеленовато-серыми органогенными известняками с незначительными пропластками ангидритов, глин и глинистых алевролитов.

Нижнемеловые отложения в полном объеме присутствуют на всей площади бассейна. В литологическом отношении они практически целиком представлены песчано-алевролитовыми и глинистыми породами. Редкие прослои доломитов и

ангидритов встречаются лишь в неокоме, для части которого (барремский ярус) характерно наличие пород зеленого и коричнево-красного цветов (пестроцветная толща) на общем фоне пород серого и черного цвета во всей остальной части нижнемеловых отложений. Максимальная мощность нижнего мела достигает 1,5 км в зонах прогибов.

Верхнемеловые отложения в объеме сеноманского, туронского, коньяк-сантонского, кампан-маастрихтского и датского яруса развиты на значительной части территории бассейна. Характерной особенностью их является широкое развитие карбонатных пород, количество которых возрастает в разрезе начиная с кампанского времени. Если в кампанском ярусе породы представлены чередованием мергелистых глин с белыми и желтоватыми мергелями, то маастрихтский ярус целиком сложен белым пясчистым мелом с прослоями известняков и мергелей, а датский ярус - известняками-ракушечниками и, в разной степени, глинистыми известняками. Мощность нижнемеловых отложений изменяется в пределах 240-780 м.

Палеогеновые отложения также развиты достаточно широко и в литологическом отношении представлены белыми и светло-серыми мелоподобными мергелями с песчаниками вишневого и зеленого цвета (палеоцен); известняками с голубоватым и зеленоватым оттенком, белыми мергелями с включениями углистых остатков, мергелями темно-серыми, битуминозными с включениями чешуи рыб (эоцен); глинами зелеными и зеленовато-серыми плотными с отпечатками водорослей (олигоцен). Суммарная мощность палеогена достигает 1100 м.

2.4 Неоген-четвертичная секция

Неоген-четвертичная секция осадочного чехла представлена миоцен-плиоценовыми и антропогеновыми отложениями. Первые из них сложены снизу вверх темными глинами с большим количеством септариевых конкреций, красно-бурыми и красноватыми глинами с банками устриц, песками, белыми и серыми мергелями, ракушечными известняками, линзами гипса в глинистых породах, оолитовыми и ракушечными известняками с редкими прослоями зеленоватых глин.

Четвертичные отложения наиболее широко распространены в прогибах, где представлены глинами, суглинками и песками, мощностью не более 90 м.

Рассмотренная краткая характеристика разреза осадочного чехла свидетельствует о том, что осадконакопление происходило при достаточно частой смене климатических условий, направленности и интенсивности тектонических движений, а также фациальных обстановок. В региональном плане можно отметить, что в западных районах бассейна морские обстановки в целом преобладали, восток-северо-восточные районы развивались

преимущественно в континентальных условиях. Всё это, безусловно, сказалось на степени обогащения органикой осадочных пород и на зональном распределении типа органического вещества.

Разрез осадочного чехла в целом характеризуется удовлетворительным развитием толщ-коллекторов и разнопорядковых флюидоупоров от локальных до региональных.

В доверхнепермской секции бассейна вероятность развития толщ-коллекторов и флюидоупоров может рассматриваться главным образом в прогнозном варианте.

3 Структурно-тектоническое районирование Устюрта и структурная характеристика Самского прогиба

Северо-Устюртский осадочный бассейн изучен геофизическими методами и глубоким бурением с различной степенью детальности, как по площади, так и по разрезу. Наименее детально изучены восточные районы с частью акватории Аральского моря, а также основная площадь труднопроходимого сора Мертвый Култук и сора Кайдак. Неравномерной геофизической и буровой изученностью характеризуется также разрез осадочного чехла, в том числе крайне слабо изучена его доюрская часть.

В связи с изложенным наиболее обоснованными являются структурные построения для юрского и мелового комплексов по базовым отражающим горизонтам III и V. Существенные условности заложены в основу построения структурной схемы по доверхнепермской поверхности (отражающий горизонт «б») и тем более - по подошве осадочного чехла, отождествляемой с поверхностью гетерогенного фундамента. Последняя строилась с учетом преломляющего горизонта ТФ по данным КМПВ и отражающего горизонта «Ф» на ряде современных сейсмических профилей. Тем не менее, указанные четыре горизонта - Ф, «б», V и III позволяют создать пакет региональных структурных карт и схем, которые дают возможность определить основные структурные особенности осадочного чехла по площади и структурным этажам. Ниже приводится краткое описание этих особенностей.

3.1 Структура поверхности фундамента

Как уже отмечалось выше, структурная схема поверхности фундамента построена по данным КМПВ и ОГТ со значительной долей условности из-за неравномерной сейсмической изученности бассейна (рис.3.1., граф.прил.3) Использовались ограниченные данные бурения, а также данные гравиметрии магнитометрии (методика анизотропии) для уточнения границ бассейна, систем нарушений и отдельных внутрибассейновых блоков. В итоге схема структуры поверхности фундамента, даже с учётом её определенной условности, даёт необходимые представления о границах бассейна, системах разрывных нарушений и дифференциации гипсометрии поверхности фундамента. В частности, границы бассейна уверенно картируются по разноориентированной региональной сети нарушений, ограничивающих бассейн с северо-запада, юго-юго-запада и востока.

На северо-западе зона Северо-Устюртского разлома фактически является границей Северо-Устюртского бассейна с Прикаспийской впадиной; на юг-юго-западе границей бассейна служит Кызан-Токубайская (Жаманорпа-Токубайская) и Центрально-Устюртская системы разломов, отделяющие бассейн от Северо-

Каратауского прогиба Мангышлака и Центрально-Устюртской складчато-надвиговой зоны; на востоке границей служит сеть разломов, ограничивающая с востока Арало-Кызылкумскую систему поднятий. Тем самым основание бассейна приобретает четко выраженную треугольную форму с западной вершиной треугольника в районе Бузачинского поднятия, образованной за счет пересечения северо-западной и юго-западной сети разломов.

Структура поверхности фундамента имеет ярко выраженный блоковый характер, при этом более интенсивное дробление фундамента характерно для северо-восточных и восточных районов бассейна. В первом из них выделяются Чурукский и Косбулакский блоки линейной формы с ярко выраженной северо-западной ориентировкой. Блоки ограничены протяженной сетью разломов, которые являются боковыми осложняющими нарушениями от меридиональной Арало-Кызылкумской сети разломов, где на отдельных блоках уверенно прослеживаются сдвиговые деформации. Здесь же, в северо-восточной части, выделяется Акулковско-Базайский выступ, отделяющий Косбулакский блок от Челкарского. Последний расположен в пределах северной вершины треугольника и имеет форму, близкую к изометричной.

В восточной части бассейна выделяется меридионально-ориентированная Арало-Кызылкумская система блоков с явными следами сдвиговых деформаций.

Фундамент на запад-юго-западе бассейна характеризуется значительно меньшей нарушенностью и фактически представлен двумя крупными блоками - Байчагырским и Самско-Жайлыганско-Култукским, внутри которых прослеживаются структурные элементы западной, юго-западной, северо-западной и меридиональной ориентировок. Не исключено при этом, что из-за неравномерной сети профилей часть нарушений, особенно малоамплитудных, не фиксируется из-за отсутствия качественных геофизических материалов.

Таким образом, в основании бассейна выделяются северо-восточный и восточный достаточно сильно нарушенные районы с многочисленной системой блоков, а также запад-юго-западный район, где интенсивная блоковая тектоника предположительно проявилась значительно слабее. Такие особенности могут найти вполне удовлетворительное объяснение более активным влиянием Уральской складчатой системы на восток-северо-восточные районы бассейна.

Структурная дифференциация поверхности фундамента позволяет с достаточной степенью достоверности выделять здесь серию крупных положительных и отрицательных структурных элементов со своими морфологическими особенностями и глубинами залегания подошвы осадочного чехла. В качестве отрицательных элементов можно выделить Култукский, Самский, Барсакельмесский, Косбулакский и Челкарский прогибы, среди которых наиболее глубокими от 11,5 км до 12,0 км являются Култукский и Косбулакский, а наиболее мелким, в основном до 3,0-4,0 км - Челкарский.

На юг-юго-западе бассейна прослежен протяженный Байчагырский выступ в виде моноклинали, осложненной двумя положительными структурами, в том числе одной, расположенной примерно в районе современной Арстановской ступени.

Внутри бассейна уверенно выделяются Аманжол-Челуранский, Чурукский и Акулковско-Базайский выступы, разделяющие Култукский, Самский, Косбулакский и Челкарский прогибы. Выделяются также Жайлыганское, Актумсукское и Арало-Кызылкумское поднятия.

Отмеченная структурная дифференциация поверхности фундамента безусловно способствует формированию структуры осадочного чехла.

3.2 Структура поверхности доверхнепермской секции

Представления об особенностях структуры поверхности доверхнепермской секции осадочного чехла базируются, главным образом, на структурных построениях по сейсмическому отражающему горизонту «б». Несмотря на отмеченную ранее некоторую условность структурных построений по указанной поверхности, обусловленную неоднозначной прослеживаемостью горизонта «б» по различным элементам бассейна, достоверность этих построений является более высокой в сравнении с поверхностью фундамента.

Предлагаемая структурная схема однозначно свидетельствует о значительной дифференциации указанной поверхности и о высокой степени нарушенности доверхнепермской толщи. Всё это позволяет выделить в пределах бассейна серию крупных положительных и отрицательных структурных элементов, границы которых нередко контролируются разрывными нарушениями. Достаточно уверенно удастся проследить и границы рассматриваемого бассейна. В частности, юг-юго-западная и восточная границы фактически контролируются теми же системами разломов, которые ограничивали бассейн по поверхности фундамента. Север-северо-западная граница также связана с зоной Северо-Устьюртского разлома, но она несколько смещается к северу, срезая юг-юго-западный склон Южно-Эмбенского поднятия. Это смещение обусловлено наличием надвиговых чешуй на границе Северо-Устьюртского и Прикаспийского осадочных бассейнов. Надвиговые дислокации фактически охватывают по простиранию всё Южно-Эмбенское поднятие, но особенно контрастно они проявляются на его юг-юго-западном склоне. Подобные дислокации прослеживаются и в районе Кызан-Токубайской системы разломов с вектором горизонтальных движений с юго-запада на север-северо-восток.

В целом региональная структура поверхности доверхнепермского комплекса удовлетворительно сопоставима со структурой поверхности фундамента. Среди крупных отрицательных структурных элементов здесь также

выделяются Култукский, Самский, Барсакельмесский, Косбулакский, Челкарский прогибы, но дополнительно появляется и Кулажатский прогиб. Последний является ответвлением на восток Култукского прогиба, который меняет ориентировку с широтной по фундаменту на субмеридиональную юго-западную по горизонту «б». Более того, Култукский прогиб вместе с Северо-Каратауским прогибом Мангышлака образует крупную зону прогибания в западной части бассейна.

Местоположение и ориентировка остальных прогибов существенно не меняется. Наиболее глубокими остаются Косбулакский и Култукский прогибы с глубинами кровли комплекса 9 км и 8 км.

Удовлетворительно сопоставимы все положительные структурные элементы, хотя Чурукский выступ и Арало-Кызылкумское поднятие прослеживается менее контрастно.

Важно отметить, что в доверхнепермской структуре появляется Южно-Эмбенская моноклинал в виде достаточно узкой полосы на южном склоне Южно-Эмбенского поднятия.

Таким образом, очевидно, что при удовлетворительном сопоставлении структуры поверхности фундамента со структурой доверхнепермской поверхности наибольшие изменения фиксируются на границе бассейна с Прикаспийской впадиной и южной периферией Уральской складчатой системы. При детализации структуры рассматриваемого комплекса, безусловно, могут быть выявлены новые детали строения, как, например, на западе Байчагырского выступа, где детальными работами в карбонатном каменноугольном разрезе выявлена Елигажинская группа структур. Здесь же в рассматриваемом комплексе поисковыми работами установлена достаточно высокая степень нарушенности доверхнедевонских отложений.

3.3 Структура верхнепермско-триасовой секции в районе Самского прогиба

В региональном плане о верхнепермско-триасовой секции можно судить, используя структурные карты по отражающим горизонтам «б» и V. Первый из них характеризует строение подошвы комплекса, а второй - его разновозрастной кровли.

Особенности внутреннего строения могут быть рассмотрены только на зональном уровне в связи с тем, что от поднятий к прогибам происходят резкие колебания мощностей триасовых отложений. Вследствие этого среднетриасовые и, особенно, верхнетриасовые породы развиты в основном в зонах прогибов, т.е. только здесь возможны структурные построения по отражающим горизонтам V2 и V3 внутри триасовой толщи. В связи с тем, что отражающий горизонт V фактически картирует подошву юрских отложений, структура поверхности

триаса отражает особенности его внутреннего строения в сглаженной форме. Однако при этом она фиксирует все крупные структурные элементы бассейна даже при условии фактического уменьшения глубин большинства прогибов по отложениям среднего и нижнего триаса.

В целом структура поверхности верхнепермско-триасового комплекса в сравнении с двумя выше описанными базовыми поверхностями является более достоверной, т.к. построения основаны на большом объеме сейсмических и буровых данных. Границы бассейна практически не меняются, а внутренние структурные элементы приобретают более четко выраженный платформенный характер. Продолжают формироваться бортовые зоны: юго-западная в виде крупнейшей Култукско-Ирдалинской моноклинали и северо-западная в виде Мынсуалмасской ступени. Разделом между ними на западе является Култукский прогиб, который опять приобретает широтную ориентировку и фактически раскрывается в Прикаспийскую впадину на участке между Бузачинским поднятием и юго-западной периклиналью Южно-Эмбенского поднятия.

Границы практически всех внутрибассейновых структурных элементов прослеживаются контрастно и являются более обоснованными. Уверенно выделяются Култукский, Кулажатский, Самский, Косбулакский и Челкарский прогибы, но слабее выражен Барсакельмесский прогиб. Наиболее глубоким остается Косбулакский прогиб, где кровля триасовых отложений фиксируется на глубинах 5,8 км, а наиболее мелким - Челкарский и Барсакельмесский, последний из которых практически полностью прослеживается в пределах Узбекистана. Глубины кровли триасовых отложений в Култукском, Кулажатском и Самском прогибах сопоставимы между собой и находятся в пределах 4,4-4,9 км

Четкие структурные очертания приобретают и положительные структурные элементы: Акулковско-Базайское, Арало-Кызылкумское и Актумсукское поднятия, Аманжол-Челуранская седловина, при этом важными особенностями являются формирование Арстановской и Мынсуалмасской ступеней в пределах юго-западной и северо-западной бортовых зон бассейна. Такая контрастная структурная дифференциация фактически послужила основанием для названия бассейна в качестве «Северо-Устюртско-Аральской системы прогибов и поднятий», которое применяется и в настоящее время.

3.4 Структура юрско-палеогеновой секции в регионе Самского прогиба

Структурные особенности юрско-палеогеновой секции осадочного чехла изучены наиболее детально геофизическими и буровыми работами ещё в 80х годах прошлого столетия. Уже тогда в этих отложениях были установлены устойчивые отражающие горизонты - V, III, IIa, II, I, приуроченные к подошве юры, нижнего мела, альба, верхнего мела и палеогена, которые позволяли как на

региональном, так и на зональном уровнях определять структурные характеристики этой части разреза. Базовыми горизонтами в этом пакете были III и V, по которым в основном строились структурные карты масштабов от 1:1 000 000 до 1:100 000. Эта структурная основа используется до настоящего времени, особенно структурные карты по III отражающему горизонту, так как по юрско-палеогеновому комплексу структурные характеристики принципиально не изменились даже с учетом дополнительно выполненных геофизических и буровых работ.

Некоторые проблемы, как и ранее, возникают при определении границ бассейна по мезозою, в том числе по юрскому комплексу. Северо-западная граница бассейна обычно проводится по линии затухания солянокупольной тектоники, однако обоснованнее проводить её по зоне Северо-Устьюртского разлома, срезающего южное крыло Южно-Эмбенского палеозойского поднятия. В этом случае юрские отложения в своде поднятия до указанного разлома структурно должны быть отнесены к Прикаспийской впадине.

На участке запад-северо-западных замыканий Култукского прогиба и Култукско-Ирдалинской моноклинали границей является система разломов, образующая сложно построенную зону надвигов и раздвигов. Юго-западная граница на линии Жаманорпа-Токубай проводится по фронтальной части одноименной системы надвигов, фактически захватывая восточный склон мезозойского Бузачинского поднятия.

В зоне контакта с Центрально-Устьюртской складчато-надвиговой системой и с Арало-Кызылкумским валообразным поднятием граница бассейна практически не меняется.

В такой трактовке Северо-Устьюртского осадочный бассейн приобретает более строгую структурную и геологическую позицию с окружающими бассейнами, на границе с которыми на различных геологических этапах палеозоя до раннего мезозоя включительно формировались характерные складчато-надвиговые системы, обусловленные влиянием разнонаправленных горизонтальных тектонических движений. Последние привели к образованию либо линейных складчато-надвиговых систем с явными следами сдвигов, либо к образованию крупнейших систем поднятий инверсионного типа. Эти особенности эволюции оказали важнейшее влияние на характер развития региональной и зональной структуры на юрско-палеогеновом этапе геологического развития бассейна.

Рассматривая в качестве базовой для юрско-палеогеновой секции осадочного чехла структурную карту по III отражающему горизонту можно отметить, что в целом сохраняются не только региональные, но и зональные особенности строения бассейна.

Так, выделенные по подошве юры положительные и отрицательные структурные элементы полностью сохраняются и на мел-палеогеновом этапе,

при этом не происходит принципиальных изменений их морфологических характеристик. Среди крупных отрицательных структурных элементов выделяются Култукский, Кулажатский, Самский, Барсакельмесский, Косбулакский и Челкарский прогибы, из которых наиболее глубоким остается Косбулакский, а наиболее мелким - Челкарский и Барсакельмесский.

Фрагментарные построения по I и Ia отражающим горизонтам свидетельствуют о сохранении структурных характеристик этих элементов на зональном и региональном уровнях в палеогеновых отложениях.

В числе положительных структурных элементов остаются Култукско-Ирдалинская моноклираль, Мынсуалмасская и Арстановская ступени, Актумсукское и Акулковско-Базайское поднятия, Арало-Кызылкумская система поднятий, Аманжол-Челуранская седловина. Слабо проявляется Чурукская седловина, хотя раздел на границе Самского и Косбулакского прогибов фиксируется на рассматриваемой структурной карте достаточно уверенно.

Сохраняются три главных региональных и зональных ориентировки структурных элементов. Северо-западная, включающая Култукско-Ирдалинскую моноклираль, Арстановскую ступень, Актумсукское поднятие, Аманжол-Челуранскую седловину, Култукский, Кулажатский, Самский, Косбулакский и Барсакельмесский прогибы; юго-западная, охватывающая пограничную с Прикаспийской впадиной Мынсуалмасскую ступень; меридиональная, включающая южные окончания Урало-Тобольской складчатой системы и Арало-Кызылкумскую систему поднятий.

Очевидно, что на формирование региональной и зональной структуры бассейна на юрско-палеогеновом этапе оказывали влияние геодинамические процессы, происходящие в сопредельных районах Прикаспийской впадины, Мангышлака и Урала.

Резюмируя всё вышеизложенное можно сделать следующие выводы:

- начиная с палеозоя на всех последующих этапах геологического развития бассейна существовали условия, обеспечивающие его структурную дифференциацию, при этом значительная роль в формировании границ бассейна и ряда крупных структурных элементов на раннем (доюрском) этапе развития принадлежала горизонтальным движениям;

- наиболее интенсивная переработка бассейна явно происходила на его границах, что лишней раз подтверждает существующие представления о том, что Северо-Устьуртский бассейн представляет часть древней докембрийской платформы (типичный срединный массив), в различной степени переработанной последующими тектоническими движениями;

- сопредельные тектонически активные зоны оказали определяющее влияние на формирование региональной и зональной структуры бассейна, создав широкий спектр разноориентированных элементов внутри контрастно выраженной клиновидной (треугольной) структуры;

- сопоставление региональной и зональной тектонических характеристик по базовым структурным поверхностям свидетельствует о том, что коренные перестройки структурных планов на палеозойском и раннемезозойском этапах не затронули рассматриваемый бассейн и проявились главным образом в сопредельных районах Прикаспийской впадины, Каратау-Центрально-Устюртской и Урало-Тобольской складчато-надвиговых зон;

- характер залегания доверхнепермских и верхнепермско-триасовых отложений в совокупности с блоковым строением и резкими колебаниями их толщин на поднятиях и в прогибах, свидетельствуют о высоком размахе тектонических движений в предъюрское время, что явилось главным фактором структурной дифференциации осадочного чехла и заметного сглаживания её по мере омолаживания разреза.

- структурная дифференциация осадочного чехла на уровне базовых стратиграфических поверхностей создает вполне удовлетворительные условия для дальнейшего использования поэтажного структурно-тектонического районирования в качестве необходимой основы для нефтегазогеологического районирования.

3.5 Локальные ловушки и их типы развития в Самском прогибе

Обоснованная характеристика типов и морфологических особенностей локальных ловушек в рассматриваемом бассейне может быть дана главным образом для юрско-паалеогеновой секции осадочного чехла, так как эта часть разреза изучалась геофизическими методами и глубоким бурением наиболее детально. В частности, типы и параметры ловушек по нижнемеловым и юрским отложениям определены практически по всей территории бассейна, а по палеогеновой толще - в основном в его северо-восточной части в связи с наличием здесь группы газовых месторождений Чагырлы-Чумышты, Акулковское, Кызылойское и Базайское. Фрагментарно изучалось также, для выявления и детализации локальных ловушек и их параметров, часть акватории Аральского моря, входящей в состав Северо-Устюртский бассейна.

В юрско-палеогеновой секции осадочного чехла наиболее широко распространены антиклинальные и брахиантиклинальные складки, в том числе достаточно крупные по размерам. Складки сохраняют ориентировку тех крупных структурных элементов, в пределах которых они находятся. Так, Арстановская, Каракудукская, Каменная и Теренская брахиантиклинальные складки имеют северо-западную ориентировку, совпадающую с региональной ориентировкой на юрско-палеогеновом этапе Арстановской ступени.

Челуранская, Аманжольская, Зап. Аманжольская складки в целом сохраняют ориентировку Аманжол-Челуранской седловины.

Кумтюрбинская, Жайлыганская, Терешковская, Адамлинская, Ащитайпакская, Чагырлинская, Молкудукская, Чумыштинская и Зап. Чумыштинская структуры имеют юго-западную ориентировку, соответствующую Мынсуамасской ступени.

Сопоставимость локальной, зональной и региональной ориентировок сохраняется также в пределах Арало-Кызылкумской системы поднятий и на Акулковско-Базайском поднятии. Всё вышеизложенное может свидетельствовать о том, что элементы зональной и локальной структуры бассейна на юрско-палеогеновом этапе развивались синхронно и не подвергались каким либо коренным перестройкам.

Размеры локальных структур по III отражающему горизонту изменяются в довольно узком диапазоне и обычно составляют 10-15 4-9 км при амплитудах 35-60 м. На этом фоне выделяются Арстановская брахиантиклиналь размерами 309 км и амплитудой 70 м; Западно-Аманжольская размерами 166 км и амплитудой 160 м; Чагырлинская, размером 216 км и амплитудой 110 м. Как правило, с глубиной амплитуды складок возрастают, а размеры структур уменьшаются.

Локальные структуры характеризуются умеренной нарушенностью и в основном симметричными крыльями. Подавляющее число локальных структур развито в пределах седловин, ступеней и поднятий. В прогибах антиклинальные складки встречаются редко и отмечаются, главным образом, на их бортах, сопряженных со ступенями, седловинами или поднятиями. Вероятность развития ловушек неантиклинального типа в юрско-палеогеновой секции осадочного чехла следует в первую очередь связывать с нижней юрой, с байосским ярусом средней юры, с терригенной и карбонатной верхней юрой и с палеогеном, где фактор литологических замещений пород является наиболее высоким.

Тектонически экранированный тип ловушек наиболее вероятен в западных районах бассейна.

Из-за крайне ограниченных объемов сейсмических работ по изучению локальных структур и особенностей их строения в доверхнепермской и верхнепермско-триасовой секциях осадочного чехла, обоснованные представления об этом затруднены.

Имеющиеся единичные сведения позволяют говорить как о частичном соответствии структурных планов подошвы юры и подстилающих отложений на участках развития локальных структур, так и об их резких различиях. В частности, отмечается частичное соответствие Арыстановской структуры по отражающему горизонту VI (кровля верхней перми) и вышележащим юрским отложениям, хотя вряд ли эти построения следует рассматривать в качестве достаточно достоверных. По крайней мере, на ряде сейсмических профилей (рис.3.5., граф.прил.7.), в том числе региональных, совершенно очевидно, что Арыстановская структура по доюрским отложениям расположена

на южном борту крупного триасового прогиба и по указанным отложениям под юрской структурой расположен нарушенный разломами моноклиальный склон.

Более достоверными можно считать данные по палеозойской структуре Елигажи, расположенной к юг-юго-западу от Арыстановской площади в непосредственной близости к Кызан-Токубайской системе надвигов и площади Токубай. По отражающему горизонту «б» эта брахиантиклинальная складка вытянута в северо-западном направлении, осложнена тремя сводами и на северо-западе ограничена высокоамплитудным поперечным сбросом, за которым более чем на 300 м выше выделяется другая структура - Западный Елигажи.

Размеры структуры Елигажи по кровле карбонатных каменноугольных отложений составляют 315,5 км при амплитуде около 500 м. Как уже отмечалось ранее, наличие карбонатных отложений подтверждено бурением скважины 1-Елигажи.

В юрско-палеогеновой части разреза структура Елигажи практически не выделяется, хотя на ряде профилей можно наметить очень слабый перегиб в юрской толще.

Фрагментарные структурные построения по палеозойской толще в районе Каратюлей-Астауой-Каменная-Зап. Елигажи-Елигажи в первом приближении свидетельствуют о том, что локальные структуры в этой толще могут быть, но подавляющее большинство из них будет представлять собой сложно построенные тектонически экранированные ловушки.

4 Нефтегазоносность

4.1 Краткая характеристика нефтегазоносности разреза и месторождений

В пределах Северо-Устюртский осадочного бассейна доказанная промышленная нефтегазоносность связана с отложениями средней и верхней юры, а также палеогена (кумский горизонт верхнего эоцена).

Юрский комплекс является нефтеносным в западных районах бассейна, где выявлены нефтяные месторождения Арыстановское, Каракудук, Комсомольское и Култук, приуроченные к Арыстановской ступени и бортовым частям Култукского прогиба.

Прямые признаки нефтегазоносности в керне и в процессе бурения скважин в пределах Казахстанской части бассейна отмечались в юрской толще на площадях Жайлыган, Каменная, Гагаринская, Астауой, Чикудук. Поверхностные нефтегазопроявления в виде полосы грифонов на протяжении около 44 км в субмеридиональном направлении установлены в пределах сора Кайдак к юг-юго-западу от известного месторождения Каракудук.

Достоверные сведения о нефтегазопроявлениях или притоках нефти и газа из доюрских отложений в Казахстанской части рассматриваемого бассейна практически полностью отсутствуют.

Имеются упоминания, как правило, в оперативных производственных материалах, о получении притоков нефти из пограничных с юрой отложений триаса на Култукской и Арыстановской площадях, но подтвердить эти данные не представляется возможным.

В прилегающих районах Прикаспийской впадины на юго-западной периферии Южно-Эмбенского поднятия промышленные скопления нефти и газа установлены в триасе, нижней перми и в каменноугольных отложениях (Прорвинская группа, Сазтюбинская группа, Толкын, В. Мунайбай, Бекбулат). Прямые признаки нефтеносности в виде небольших притоков нефти известны также в отложениях девона на площади Жанасу в присводовой части Южно-Эмбенского поднятия.

За пределами Казахстана первые сведения о нефтегазоносности доюрских отложений были получены ещё в 70х годах прошлого столетия по Узбекской части бассейна. Так, из органогенно-обломочных известняков каменноугольного возраста в скважине Г-1 Каракудукской площади, расположенной в пределах северо-восточного борта Барсакельмесского прогиба. Плотность **нефти** составила 0,842 г/см³ при температуре застывания минус 6⁰С. В опубликованных материалах имеется общая информация о том, что в пределах Узбекской части бассейна на площадях Кокчалак, Карачалак, Кушкаир и Чибины из карбонатных отложений среднего карбона с глубин 3,5-3,7

км получены притоки газа с дебитами 150-500 тыс м³/сут (Ужкенов Б.С., Давыдов Н.Г., 2008 г). К сожалению, более подробные сведения об интервалах испытания и о параметрах этих газовых притоков в указанных публикациях отсутствуют.

Выше уже отмечалось, что за весь период проведения геологоразведочных работ в пределах бассейна открыто семь месторождений нефти и газа, которые по величине извлекаемых запасов нефти относятся к категории «малых» (до 10 млн.т), а по газу - в основном к категории «средних» (до 30 млрд.м³). Для получения представлений о строении месторождений и характере продуктивности разреза ниже приводится их краткая характеристика.

Месторождение Арыстановское

Первые сведения о нефтегазоносности Арстановской площади были получены в параметрической скважине 2.

В июле . при опробовании интервала 2720- из среднеюрских отложений в этой скважине был получен приток нефти дебитом 33 м³/сутки на штуцере. Это был первый нефтяной фонтан не только на Арыстановской площади, но и на Северном Устюрте, что сыграло большую роль в активизации геологоразведочных работ на этой территории. Основным объектом изучения на рассматриваемой площади является юра.

В юрской части разреза месторождения Арыстановское выделяется 11 горизонтов, стратиграфически приуроченных: I и II - к келловейским, III и IV - к батским, V-X - к байос-ааленским отложениям, и XI - к нерасчлененному рэт-лейасу. Проведенный анализ геологоразведочных работ на Арыстановской площади позволил установить наличие нефтяных залежей в III, IV, V, VI, VII, VIII, IX, X и XI горизонтах. Степень изученности и значимости выявленных залежей абсолютно несопоставима. Отличаются залежи и по фильтрационным свойствам пород-коллекторов, в которых они содержатся. Поэтому, наряду с фонтанирующими, на Арыстановском месторождении имеется целый ряд объектов давших при испытании незначительные притоки нефти, дебит которых рассчитан по подъему уровня. Выявленные промышленные залежи нефти сосредоточены, в основном, в VI, VII, X и XI горизонтах, из которых в скважинах получены фонтанные притоки нефти. В целом углеводородный потенциал месторождения Арыстановское изучен крайне слабо. Ниже приводятся описание и результаты опробования выделенных горизонтов.

I горизонт. На электрокаротажных диаграммах обычно представлен в виде двух песчаных пластов, разделенных глинистым прослоем. Верхний пласт прослеживается во всех скважинах, в то время как нижний - в ряде скважин (13, 7, 16, 4) замещается непроницаемыми разностями. В скважине 11 пласты сливаются и образуют единый коллектор мощностью до .

Горизонт I опробован в скважинах 2, 3. Все объекты оказались водонасыщенными.

В скважине 2 опробованы интервалы 2231 -2238м, 2223 - 2226м и 2391 - 2410м. Притоки воды составили соответственно 2,47 м3/сутки при Нср.дин=1279,5м и 34,5 м3/сутки при Нср.дин=702м.

В скважине 3 из интервала 2510 - 2518м - приток воды с дебитом 18 м3/сутки при Нср.дин=904м.

Получение в сводовой скважине 2 притока воды дебитом 34,5 м3/сутки без признаков нефти и газа свидетельствует о бесперспективности его в нефтегазоносном отношении на Арыстановской площади.

II горизонт. Отделяется от вышележащего мощной (до) глинистой пачкой. Представлен серией песчаных пластов различной мощности, резко невыдержанных по площади. Чаше прослеживаются пласты в нижней части горизонта, но в некоторых скважинах (5, 6, 16) коллектора присутствуют только в его кровле. В скважине 7 горизонт сложен непроницаемыми породами.

Горизонт опробован в 3-х скважинах (2, 3 и 10), в которых получены притоки воды.

В скважинах 2, 10 из интервалов 2466-3482м и 2520-2526м получены притоки воды с дебитом соответственно 2,7м3/сут при Нср.дин=554м и 5,6м3/сут при Нср.дин=708м.

В скважине 3 из интервалов 2583-2587м, 2572-2579м, 2564-2569м, 2606-2613м получен слабый приток пластовой воды.

Следует отметить, что опробованием освещена только нижняя группа пластов. Однако, учитывая отрицательную электрокаротажную характеристику пластов в сводовых скважинах, можно считать, что II горизонт не содержит залежей нефти и газа.

III горизонт. Представлен серией песчаных пластов, чередующихся с глинами, причем, как правило, мощность разделяющих их глин больше мощности песчаных прослоев. Количество песчаных пластов колеблется от 1 до 8. Наиболее выдержаны пласты в средней части горизонта, в то время как в подошве и кровле его они нередко замещаются непроницаемыми разностями. Мощность песчаных пластов обычно не превышает 5 метров, хотя в отдельных случаях (скважина 9) она достигает 20 метров.

Горизонт III опробован в скважинах 2, 3, 10.

В скважине 2 путем последовательного дострела опробованы три объекта, все три дали приток нефти с пластовой водой. В интервале 2498-2505м дебит жидкости составил 1,8 м3/сут при Нср.дин=768м, столб нефти - 1408м. Скважина переливала дебитом 0,6 м3/сут. В интервалах 2498-2505м, 2517-2524м, 2535-2538м получена нефть с водой. При Нср.дин=717,5м дебит жидкости составил 1,24 м3/сут., а столб нефти -332м.

В скважине 3 из интервалов 2606-2613м, 2646-2654м притока не получено. В скважине 10 из интервала 2609-2618м получен слабый приток пластовой воды.

Испытание интервалов 2546-2552м, 2565-2569м, 2571-2575м дало пластовую воду дебитом 0,95 м³/сут при Нср.дин=641,5м.

Таким образом, нефть получена только в одной, самой высокой в гипсометрическом отношении из них, скважине 2. Здесь при испытании верхнего пласта в интервале 2498-2505 метров получен приток нефти с водой, причем столб нефти при этом составил 1408 метров. Последующие дострелы без мостов сначала интервала 2517-2524, затем 2535-2538 метров, также дали притоки нефти с водой. При первом достреле дебит нефти несколько увеличился, а при втором - снизился. Судя по результатам испытания, с верхними пластами связаны две залежи нефти небольших размеров. Высота верхней около 3 метров, о чем свидетельствует получение при испытании пласта вместе с нефтью воды. Второй пласт по промыслово-геофизическим данным характеризуется как продуктивный. Поскольку пласт не опробован отдельно - не ясно, является ли он полностью нефтяным. Даже в этом случае залежь будет иметь небольшую высоту, не превышающую 7-8 метров, так как в остальных скважинах он имеет водоносную характеристику. Других пластов, положительно оцениваемых по промысловой геофизике, в составе III горизонта не отмечается.

IV горизонт. Горизонт опробован в 4-х скважинах, в 3-х из них (3, 10, 13) притока практически не получено, а в скважине 2 из интервала 2567-2583 метра, охватывающего пласты «А» и «Б», получена нефть дебитом 2,3 м³/сутки при Нср.дин.- 522,5 метра. После дострела пласта «В» в интервале 2588-2595 м замеренный дебит достиг 3,7 м³/сут, однако при уровне 919,5 метров. Проведена гидropескоструйная перфорация в интервале 2585,5-2568м и обработка уайт - спиритом, однако положительных результатов не получено. По результатам промыслово-геофизических исследований пласты «А» и «В» могут быть отнесены к продуктивным в скважине 7. Выявленные малоразмерные залежи ограничиваются призабойными зонами скважин 2 и 7. Пласт «Б» продуктивен в скважине 2, а пласты «А» и «Б» в скважинах 2 и 7.

V горизонт опробован в скважинах NoNo2, 3, 5, 13, 50. Количество песчаных пластов в горизонте достигает 3-х. Наиболее мощный (до 15 метров) и выдержанный пласт залегает в средней части горизонта. При испытании его в интервале 2618-2628м в скважине 2 получен приток нефти дебитом 2,74 м³/сутки при Нср.дин - 1002,5 метра, пласт был торпедирован - результат остался прежним. В скв.No50 из интервала 2659-2663м получен фонтан нефти при 7мм штуцере с дебитом 52,25 м³/сутки, а в скважине 13 - приток воды. Другие опробованные объекты V горизонта по остальным скважинам дали очень незначительные притоки воды. По результатам обработки каротажа пласт оценивается как водоносный в скважине 7, где его кровля имеет одинаковую отметку с подошвой опробованного пласта в скважине 2. В связи с этим ВНК по нему может быть принят на отметке минус 2443 метра. Высота залежи при этом

составит 10 метров. Другие самостоятельные пласты по каротажным данным не представляют интереса в нефтегазоносном отношении.

VI горизонт опробован в скважинах 2, 3, 4, 5, 8, 9, 10, 13. По электрокаротажной характеристике в составе горизонта выделяется до 4-х песчаных пластов, резко невыдержанных по площади. Мощность отдельных пластов иногда достигает 20 метров (скважины 10, 16).

Продуктивность горизонта установлена опробованием в скважине 2 (интервал 2679-2684 метров), из которой получен фонтан нефти дебитом 17,7 м³/сутки на 7 мм штуцере.

Область распространения пласта весьма ограничена, он прослеживается в восьми скважинах на своде и северном крыле Арстановского поднятия. Эффективная мощность его изменяется от 2,6 (скважина 2) до 13,4 метра (скважина 10). В скважине 10 он сливается с нижележащими пластами-коллекторами.

Водонефтяной контакт по залежи предполагается на отметке минус 2487,5 метра, соответствующей подошве пласта-коллектора, давшего безводный фонтан нефти в скважине 2, поскольку в скважине 7 этот пласт, залегающий на отметках 2489 -2500 м, оценивается по каротажу как водоносный. С учетом намеченного ВНК высота залежи составит 2,8 метра, а площадь нефтеносности - 153,6 га. Залежь нефти по типу относится к пластовым, сводовым, литологически ограниченным.

VII горизонт опробован в скважинах NoNo2, 3, 4, 10, 13. Отделяется от вышележащего горизонта мощной (до 30 метров) глинистой пачкой. На каротажных диаграммах он представлен в виде песчаного пласта мощностью 10-20 метров. Несмотря на значительную мощность, песчаники часто замещаются непроницаемыми породами. Максимальные значения эффективной мощности 15,6 метра отмечаются в скважине 13.

Продуктивность горизонта установлена опробованием в скважине 2, где из интервала 2720-2729 м был получен фонтан нефти дебитом 33 м³/сутки на 7 мм штуцере. Всего горизонт испытан в 5-ти скважинах. В скважине 13 при испытании интервала 2736-2742 метра получен приток нефти дебитом 0,95 м³/сутки при Нср.дин -2215 метров. При достреле в интервале 2742-2750 метров приток нефти увеличился до 2,3 м³/сутки при Нср.дин -1682 метра. В скважине 4 из интервала 2772-2783 метра (абсолютные отметки минус 2583-2594 м) получен слабый приток пластовой воды с пленкой нефти. В скважинах 3 и 10 при испытании получены притоки воды.

По результатам промыслово-геофизических исследований пласты-коллекторы VII горизонта в скважинах 2 и 13 оцениваются как продуктивные, а в скважине 7 на глубине 2739,6 метра (абсолютная отметка минус 2564,2 метра) водонефтяной контакт отбивается по перепаду сопротивлений. Наиболее низкой границей, до которой VII горизонт продуктивен по каротажу,

является подошва пласта-коллектора в скважине 13, залегающая на отметке минус 2578,7 метра.

Таким образом, основываясь на материалах скважин 13 и 7, ВНК по VII горизонту, может быть принята на отметках минус 2578,7 и минус 2564,2 м. Первая из них характерна для района скважины 13, а вторая - скважины 7. При этом условии максимальная высота залежи составит 43,5 метра, площадь нефтеносности в пределах проведенного контура - 1136,8 га. Залежь по типу относится к пластовым, сводовым, литологически ограниченным. VIII горизонт. В большинстве скважин сложен непроницаемыми породами. В связи с этим более половины объектов при опробовании оказались «сухими».

Пласты-коллекторы, в разрезе горизонта выделяются в двух зонах: в районе скважин 3, 4, 10, 12 и в районе скважины 13.

Коллекторы VIII горизонта обладают низкими фильтрационными свойствами, на что указывают незначительные дебиты нефти и воды, полученные при опробовании скважин 13, 10, 3.

Столб нефти 115м при Нср.дин=735м. При достреле в интервалах 2884-2887м, 2858-2869м, 2900-2915м приток увеличился. $Q_{ж} = 2,67$ м³/сут при Нср.дин= 823м. Столб нефти -254м при Нср.дин=206м.

Залежь, установленная испытанием в скважине 13, где из интервала 2821-2813 м получен приток нефти дебитом 3,7 м³/сутки при Нср.дин 638,5 метров, по-видимому, и распространена только в районе скважины 13 - в зоне развития пласта-коллектора. Высота залежи предполагается около 10 метров.

В остальных опробованных по VIII горизонту скважинах (4, 8, 9) в пяти объектах притока не получено. За исключением в скважине No3, где из интервала 2902-2915м был получен приток воды с пленкой нефти. При Нср.дин=529м дебит воды равен 1,9 м³/сут.

IX горизонт. Представлен в виде двух песчаных пластов, верхний из которых прослеживается почти повсеместно, а нижний - замещается непроницаемыми породами в скважинах 5, 6, 8, 9, 10, 14, 16, 17.

Горизонт опробован в 10-ти скважинах (NoNo2, 3, 5, 6, 8, 9, 13, 50, 51, 52, 53). Приток незначительной густой нефти из верхнего пласта с помощью пластоиспытателя АЗНИИ был получен только в скважине 2 (3832,5-3845 м).

В скважине 50 из интервала 2883-2896м дебитами соответственно 11,67 м³/сут и 1256 м³/сут при 7мм штуцере.

В скважине 52 из интервала 2853-2856м методом прослеживания дебит нефти при Нср.дин=1232м дебит нефти -0,59 м³/сут.

В скважине 53 из интервала 2830,5-2843м получен фонтанный приток нефти с дебитом 42,7 м³/сут при 7мм штуцере.

В остальных скважинах получены, в основном, незначительные притоки воды.

X горизонт. На электрокаротажных диаграммах представлен 1-3 песчаными пластами довольно невыдержанными по площади. Мощность пластов изменяется от 1,5 до 20 метров.

Горизонт опробован в 10 объектах, из них 4 оказались «сухими» (скважины 5, 8, 9), три - водяными (скважины 5, 13, 9). Притоки нефти менее 1 м³ в сутки получены в скважинах 3 и 4. Промышленный приток нефти получен в скважине No52.

В скважине 5 из интервала 3018-3027 м притока не получили. В скважине 8 из интервалов 3030-3039 м, 3058-3067 м, 3018-3026 м, 3003-3015 м притока не получили.

В скважине 9 из интервала 2947-2954 м притока не получили, из интервала 2977-2987 м получена пластовая вода, Q_в=2,37 м³/сут при Нср.дин=795 м.

После дострела из интервалов 2945-2951 м, 2954-2958 м получен также слабый приток нефти. При Нср.дин=1612,5 м дебит нефти составил 0,82 м³/сут. С целью интенсификации притока произвели гидропескоструйную перфорацию на глубинах 2956 м, 2955 м, 2948,5 м, 2947,5 м, 2938 м, 2932 м, 2924,5 м, 2923 м, 2922 м. Однако, увеличение дебита не наблюдалось. В скважине 13 из интервала 2896-2909 м получили пластовую воду.

XI горизонт опробован в 10-ти скважинах: NoNo 3,4,8,9,10,13,17,19,53,55. Стратиграфически условно отнесен к нерасчлененной пачке рэт-лейасовых отложений.

Горизонт характеризуется развитием отдельных линзовидных пластов-коллекторов, имеющих по сравнению с непроницаемыми породами подчиненное значение. Количество их в отдельных скважинах доходит до 4-х. по существу, лишь один пласт, залегающий в подошве горизонта в скважине 17, имеет сравнительно широкое распространение.

Из числа опробованных, в 4-х скважинах NoNo 13,17,53,55 - получен промышленный приток нефти.

При испытании в скважине No 13 по существу открытом забое, поскольку против XI горизонта не оказалось цемента за колонной, был получен самый высокий на месторождении Арыстановское дебит нефти - 127 м³/сут при 9 мм штуцере. При этом, не исключена возможность подтока нефти из нижней части X горизонта. Также нелегко установить какие из 4-х песчаных пластов, выделенных в составе XI горизонта работали в скважине No 13.

В остальных скважинах объекты XI горизонта оказались либо водоносными, либо без притока пластового флюида, т.е. «сухими».

Месторождение Каракудук. Учитывая, высокую осведомленность Заказчика о характеристике нефтегазоносности месторождения Каракудук, то в рамках настоящей работы дается его краткое описание. Структура выявлена по результатам сейсморазведочных работ и подготовлена к глубокому бурению в 1964 году.

Месторождение было открыто в 1971 году, когда в скважине 1 при испытании келловейского горизонта получен приток нефти. В разрезе юрских отложений выделено десять продуктивных горизонтов с Ю-I по Ю-X.

Месторождение Комсомольское. Месторождение расположено в пределах сора Мертвый Култук.

Структура Комсомольская была выявлена в результате сейсморазведочных работ 1977-78г.г. Детализационными работами 1979-80 г.г. Бузачинской партией Турланской геофизической экспедиции площадь была подготовлена под глубокое поисковое бурение.

Глубокое бурение на площади было начато в 1981 г., а в 1984 г. при опробовании юрских отложений в скв. 2 из интервала 3022-3030 был получен первый приток нефти.

На площади Комсомольская вскрытый скважинами разрез сложен отложениями от триаса до четвертичного включительно. Триасовые отложения (предположительно нерасчлененные ниже-среднетриасовые) вскрыты в двух скважинах NoNo 1 и 2. Судя по керну и каротажной характеристике, эта часть разреза представлена неравномерным переслаиванием аргиллитов, алевролитов реже песчаников, с преобладанием первых. Аргиллиты образуют пачки до 210 м, а песчано-алевролитовые породы до 30 м. Аргиллиты серовато-темнокоричневые, алевролиты местами известковистые, комковатые и тонкослоистые, крепкие.

Алевролиты коричневато-серые и серые, с прослойками серовато-коричневого аргиллита, разной зернистости, плотные.

Песчаники коричневато-серые до темно-серых с коричневатым оттенком, реже зеленовато-серые, мелкозернистые, плотные.

На электрокаротажных диаграммах кровля триасовых отложений проводится достаточно уверенно по характерному увеличению диаметра ствола скважин и кажущегося сопротивления по сравнению с юрской частью разреза. В кернах триасовые породы отличаются своеобразной окраской пород (появлением темно-коричневых и зеленовато-серых окрасок).

Максимальная вскрытая толщина триасовых отложений в скважине 1 достигает 662 м.

Юрские отложения вскрыты всеми скважинами. На подстилающих породах они залегают со стратиграфическим несогласием. Полный разрез юры пройден только в скважинах 1 и 2, а остальные скважины остановлены в отложениях келловей верхней юры. По имеющимся палеонтологическим и электрокаротажным данным в разрезе юры выделяется два отдела: средний, включающий отложения аалена, байоса и бата, и верхний, включающий келловей, оксфорд и кимеридж-титон.

В тектоническом отношении структура Комсомольская расположена в пределах Култукской впадины и по материалам сейсморазведки представляет собой по Шб отражающему горизонту в средней юре двухкупольную брахиантиклинальную складку субширотного простирания размерами 13х6 км и амплитудой 135 м по замкнутой изогипсе минус 3325 м. Северное крыло поднятия осложнено малоамплитудным тектоническим нарушением.

По данным глубокого бурения на структурной карте по подошве Ю-I горизонта поднятия Комсомольское рисуется в виде брахиантиклинальной складки юго-запад-северо-восточного простирания размерами 11х5 км., амплитудой 70 м. Северное крыло несколько круче южного: $2^{\circ}30'$ и 2° , соответственно.

Всего на площади пробурено 16 поисковых и разведочных скважин.

В разрезе келловейского яруса на месторождении комплексов геолого-геофизических и опробовательских работ выделено два продуктивных горизонта: Ю-I и Ю-II. Залежь Ю-II горизонта характеризуется локальным распространением и приурочено к сводовой части поднятия. В Ю-I горизонте выделено 4 продуктивных пласта (А, Б, В и Г), уверенно отделяющиеся друг от друга глинистыми разделами. Пласты и горизонты довольно четко коррелируются по каротажным диаграммам. Они характеризуются выдержанностью по площади, за исключением верхних двух (А и Б), где наблюдается замещение песчаных пластов глинами. Максимальную продуктивную площадь и высоту имеет залежь пласта В.

Большая глубина залегания (3000 м.) юрского продуктивного горизонта предопределила емкостно-фильтрационные свойства пород - коллекторов.

Пласт А характеризуется следующими фильтрационно-емкостными свойствами. Пористость изменяется от 10,6 до 21,1%. Средне значение пористости составляет 15,8%. Значение проницаемости варьирует от 0,3 до $208,9 \times 10^{-3}$ мкм². Среднее значение проницаемости по данным опробования 5 объектов для пласта А составляет $43,1 \times 10^{-3}$ мкм², и близки с данными по керну.

Нефтенасыщенность по ГИС составляет 61%.

Пласт Б. диапазон изменения пористости по пласту составляет 10-18%. Проницаемость пласта Б, как по керну, так и по опробованию. Значительно ниже пласта А. по анализам диапазон изменения проницаемости уже колеблется от 0,3 до $54,4 \times 10^{-3}$ мкм², а по опробованию $14,4 \times 10^{-3}$ мкм². Пласт Б характеризуется также самым низким значением нефтеносности - 58%. Пласт В освещен анализами представительного керна лучше других. Фильтрационные свойства по керну изменяются от 0,3 до $51,6 \times 10^{-3}$ мкм². По результатам опробования 4 объектов проницаемость в среднем составляет $40,5 \times 10^{-3}$ мкм², что значительно выше чем по пласту Б. Для этого пласта характерна наиболее высокая относительно других средняя емкость - 16,4% при колебании 11,4-20%. Нефтенасыщенность по ГИС составляет 61%.

Пласт Г. Все физические характеристики пласта одинаковы с пластом В. Среднее значение проницаемости по керну составляет $11,5 \times 10^{-3}$ мкм² при колебаниях от 0,3 до $90,7 \times 10^{-3}$ мкм², а т.е. значение проницаемости по опробованию незначительно выше. Пористость колеблется от 10,5 до 19,6% и среднее значение составляет 15,8%. Пласт Г имеет высокую нефтенасыщенность по ГИС - 63%.

Анализ фактического материала показывает, что физико-химическая характеристика нефти А,Б,В,Г пластов мало отличается друг от друга. Нефти этих пластов легкие (плотность изменяется от 0,7864 г/см³ до 0,7945 г/см³); маловязкие (кинематическая вязкость при 20°С оставляет не более 6 сот.); малосернистые (содержание серы изменяется в пределах от 0,20% до 0,52%); малопарафинистые (содержание асфальтно-смолистых веществ не более 4,2%).

Характерной особенностью нефтей является высокое содержание в них бензинокеросиновых фракций (выход фракции, выкипающих до 200°С и 300°С составляет соответственно 34% и более 60%).

Месторождение Култук. Открыто в 1978 г. Приурочено к слабо нарушенной актинклинальной складке юго-западного простирания. На структуре Култук в скважинах Г-1 и Г-3 в процессе бурения установлена продуктивность двух горизонтов в отложениях юры. При испытании юрского пласта в скважине Г-1 (интервал 3168-3178) получен фонтанирующий приток нефти. Дебит при 26 мм штуцере составил 12,6 м³/сут.

Нефтеносность байосского и келловейского продуктивных пластов установлена в скважинах только северного крыла при испытании КИИ в открытом стволе и в колонне. В разрезе же скважин Южного крыла залежи нефти не установлены.

Эти данные свидетельствуют об экранирующей роли тектонического нарушения и дают основание прогнозировать залежи нефти в ловушках, примыкающих к сбросу с севера.

Байосский продуктивный пласт был опробован в скважинах 7,3 и 4. При этом объекты опробования не дали притоков. В скважине 11 был получен приток воды.

Келловейский продуктивный пласт был опробован в открытом стволе в скважинах 2,1,7,11 при этом были получены притоки пластовой воды. В скважине 5, в процессе испытания пласта в колонне был получен безводный приток нефти дебитом 29,4 м³/сут, через 3 мм и 172 м³/сут через 11 мм штуцеры.

В скважине 3 расчетный дебит притока нефти составил 252 м³/сут при испытании КИИ. Общая эффективная толщина пласта по скважинам изменяется от 10 до 23 м. Максимальное значение эффективной нефтенасыщенной толщины в скважине 5 составляет 6,8 м, минимальное - 5 м в скважине 3. Водонефтяной контакт с учетом результатов опробований и данных промыслово-геофизических исследований принят на отметке - 2893 м, соответствующей

подошве пласта коллектора в скважине 3, при испытании давшего безводный приток нефти.

Эффективная нефтенасыщенная толщина в пределах нефтяной зоны принята равной 6 м и является среднеарифметической величиной эффективных толщин в скважинах 5 и 3.

Продуктивные пласты представлены разномеристыми песчаниками с коэффициентом открытой пористости равным 0,18 и является среднеарифметическим величиной 52 определений этого параметра на образцах керна. Проницаемость в среднем по 38 определений составляет 38 мД.

Плотность нефти определена по данным лабораторного анализа проб поверхности условий. Коэффициент отдачи условно принят равным 0,3.

Нефтяные залежи относятся к типу литологически и тектонически-экранированных. Высота келловейской залежи 7,2 м, байосской около 29 м. Начальные дебиты нефти не превышали 33 м³/сут на 5 мм штуцере. Пластовое давление 33,4 МПа, плотность нефти 832 кг/м³, серы 0,44%, парафина 2,37%, смол до 6 %.

Месторождение Шагырлы-Шомышты. Открыто в 1966 г. Приурочено к антиклинальной складке субширотного простирания, осложненной Шагырлинским, Северо-Западно- и Восточно-Шомыштинскими сводами. Амплитуды складок изменяются в пределах 15-30 м.

Установлена газоносность кумской свиты верхнего эоцена на глубинах в пределах 360 м. Продуктивные пласты представлены слабо сцементированными разномеристыми песчаниками и песками, чередующимися с алевролитами и плотными алевролитистыми глинами. Эффективные толщины продуктивной части составляют около 8 м при общей её толщине до 29 м.

Залежь относится к типу пластовой, сводовой с элементами литологического экранирования.

Пористость коллекторов достигает 26%, проницаемость до 50 мД. Начальное пластовое давление 4,1 МПа, температура 30С. Максимальные дебиты газа составляли около 50 тыс. м³/сут на шайбе 9,6 мм, абсолютно свободный дебит не превышает 290 тыс. м³/сут. Газ сухой с содержанием метана 86,9-96,4% с незначительным содержанием этана. В составе газа азот составляет 3,9-7,3%, углекислый газ 0,5-2,35%, отмечаются следы гелия.

Месторождение Базайское. Открыто в 1964 г. Приурочено к брахиантиклинальной складке субмеридионального простирания, осложненной двумя сводами: юго-западным Жаманкюянкулакским и северо-восточным Жаксыкюянкулакским с амплитудами соответственно 40 и 64 м.

Установлена газоносность кумского горизонта верхнего эоцена, в котором газовая залежь приурочена к верхней части кумской свиты, перекрытой глинистой покрывкой нижнего олигоцена. Продуктивный горизонт состоит из двух пачек (I и II), представленных чередованием пластов разномеристых песков

и слабо сцементированных песчаников толщиной от 1 м до 27 м, с алевритистыми глинами и алевролитами. Продуктивные пачки I и II разделены слоями глин толщиной от 10 до 19 м.

Залежи по типу являются пластовыми, сводовыми. Эффективные газонасыщенные толщины изменяются в пределах 0,6-10,0 м.

Пористость коллекторов составляет 27,5-37%, проницаемость 169-725 Мд. Пластовое давление 3,36-3,41 МПа, пластовая температура 25С. Эксплуатационные дебиты газа не превышали 51 тыс.м³/сут, а абсолютно свободный дебит газа достигал 591 тыс. м³/сут на площади Жаманкоянжулак.

Газ сухой с содержанием метана 93-96%, азота 3,4-4,7%, углекислого газа 1,26%.

Месторождение Кызылойское. Открыто в 1967 г. Приурочено к антиклинальной складке размерами 13,519,0 км и амплитудой 100 м. Установлена газоносность белоглинского и кумского горизонтов верхнего эоцена. Основной газоносный горизонт, приуроченный к средней части белоглинских отложений, залегает на глубине 439 м и сложен мелкозернистыми глинистыми алевролитами, чередующимися с прослоями глин.

Газовая залежь, высотой около 50 м, является пластовой, сводовой с элементами литологического экранирования на севере, западе и юге структуры.

Пористость алевролитовых пород достигает 37,6%, проницаемость до 40 мД. Эффективные газонасыщенные толщины не превышают 8 м. Пластовое давление 4,8-5,0 МПа, температура 32С.

Дебит газа на шайбе 1 мм достигал 93 тыс. м³/сут.

Газ содержит 84,5-95,5% метана, до 8,3% азота и до 1,5% углекислого газа. В газе отмечены следы аргона и гелия.

Газ кумского горизонта близок по составу к белоглинскому горизонту, но содержит несколько больше (до 1%) тяжелых углеводородов.

Перечисленными месторождениями исчерпываются сведения о промышленных скоплениях углеводородов в рассматриваемом осадочном бассейне.

4.2 Краткая генетическая характеристика нефтей и их генетическая типизация

Вопросы генетической принадлежности нефтей месторождений Западного Казахстана, в том числе Северо-Устьюртского бассейна, в 80х годах прошлого столетия рассматривались преимущественно на основе анализа физико-химических параметров нефтей, результатов изучения состава нефтей и битумоидов методами инфракрасной спектрофотометрии, газовой хроматографии, что позволяло определить состав алканов нормального и изопреноидного строения, сведения о микроэлементном составе нефтей и т.д.

Однако из-за невысокой точности и информативности имевшихся в то время оборудования и методик, разделение нефтей на генетические типы было проблематичным.

Существенный прорыв в этом отношении произошел в период 1992-1998 гг, когда ИГН Академии Наук Казахстана совместно с Институтом Энергии и наук о Земле при университетах Южной Каролины и Юта были выполнены работы по генетической классификации нефтей Западного Казахстана с использованием современного оборудования (капиллярная газовая хроматография, жидкостная хроматография, изотопия углерода и т.д.).

Эти работы позволили впервые обосновать генетическую типизацию нефтей на основе данных об особенностях строения углеводородных молекул, имеющих непосредственную связь с исходным органическим веществом - так называемых биомаркеров или хемофоссилий. Биомаркеры - это большая группа соединений, в которых сохраняются особенности молекулярной структуры исходных компонентов. Несмотря на определенные изменения в процессе катагенетических преобразований под воздействием возрастающих температур и давлений, они сохраняют черты строения биомолекул, которые могут быть установлены в нефтях при детальном геохимическом исследовании.

К биомаркерам относятся изопреноидные цепочные и полициклические насыщенные углеводороды (изопренаны, терпаны, стераны), полициклические ароматические и нефтено-ароматические УВ, сернистые органические соединения и т.д. Анализ состава биомаркеров позволяет коррелировать нефти между собой, обосновывать состав и условия накопления материнских пород, находить связи с вероятными генерационными комплексами.

В общем объеме образцов нефтей Западного Казахстана были исследованы также нефти месторождений Каракудук, Комсомольское и Култук в Северо-Устьуртском бассейне. Было установлено, что нефти месторождений Каракудук и Комсомольского обладают многими близкими характеристиками, в связи с чем они были объединены в один генетический тип - «Каракудукский». По данным газовой хроматографии эти нефти обогащены алканами нормального строения, в том числе длинноцепочными, которые имеют выпуклый характер кривой распределения. Подобное количественное соотношение нормальных алканов различного молекулярного веса характерно для нефтей, в образовании которых основная роль принадлежала исходному органическому веществу из остатков высшей растительности, обогащавших кероген материнских пород высокомолекулярными алканами (воски). На месторождении Култук кривая распределения n-алканов имеет характерный вогнутый вид, что свойственно нефтям, генерированным прибрежно-морскими и морскими терригенными отложениями. В этих нефтях увеличивается до 40% доля ароматических соединений и смолисто-асфальтеновых компонентов, что проявляется в особенностях группового состава. По генетическим признакам

нефти месторождения Култук имеют ряд сходных черт с юрскими нефтями месторождения Тасым в Прикаспийской впадине, но они заметно отличаются как от «Каракудукского» типа нефтей, так и от нефтей Бузачинской зоны нефтегазонакопления графика Хьюгеса, отражающую фациальную принадлежность нефтей по величине соотношения дибензотиофенов и фенантронов, также видны существенные различия выделенных двух типов нефтей в Северо-Устюртском осадочном бассейне.

Таким образом, можно достаточно обоснованно утверждать, что «Каракудукский» и «Култукский» типы нефтей образованы в разных фациальных условиях, что в целом и привело к их различиям на генетическом уровне.

Происхождение первых из них следует связывать с субаквальными терригенными отложениями континентального генезиса, а вторых - с прибрежно-морскими и морскими глинистыми отложениями.

4.3 Вероятные нефтегазоматеринские комплексы и зоны генерации углеводородов

Совокупный анализ геолого-геофизических, геохимических и буровых данных позволяет высказать соображения о вероятных нефтегазоматеринских комплексах в разрезе рассматриваемого осадочного бассейна и зонах генерации углеводородов. Основаниями для отнесения пород к категории нефтегазоматеринских являются общее содержание в них органического вещества, его тип и степень термической зрелости. Следует при этом отметить, что разрез осадочного чехла по геохимическим параметрам изучен крайне неравномерно. В частности, по доверхнепермской секции в пределах Казахстанской части бассейна данные по содержанию органического вещества и степени его преобразованности полностью отсутствуют. В практической деятельности представления о концентрации органического вещества в отложениях верхнего палеозоя и наличии в них нефтегазоматеринских пород базируется либо на материалах сопредельных районов Прикаспийской впадины, либо на прямых нефтегазопроявлениях по Узбекской части бассейна, которые дают основание предполагать присутствие в этих комплексах нефтегазопроизводящих пород.

Несколько лучше обстоит дело с изученностью триас-верхнепермской секции разреза, хотя и здесь полностью отсутствуют данные по наиболее важным западным районам бассейна, где в пределах Култукского прогиба предполагается развитие поздне триасовых терригенных прибрежно-морских комплексов, мощностью до 1,0 км, т.е. потенциально вероятной нефтегазоматеринской толщи.

Наиболее детально изучены юрские отложения, главным образом среднеюрские,

которые на протяжении длительного периода геологоразведочных работ являются главным объектом поисков нефти и газа.

Анализ обогащенности юрских пород органическим углеродом по более 900 образцам показал, что наиболее высокое среднее содержание органического вещества отмечается в отложениях средней и нижней юры, достигающее в них значений 2% и 1,8-1,9% соответственно. В породах, содержащих углистые прослои, содержание органического углерода достигает 7,0-24,2% (Байчагырский выступ, Актумсукское поднятие). Повышенные концентрации органического вещества установлены в глинистых отложениях среднеюрского возраста на Аырыстановской площади, где они превышают 4%. Тип органики закономерно изменяется от гумусового в восточных районах бассейна до смешанного гумусо-сапропелевого в западных районах, что объясняется сменой континентальных на морские условия с востока на запад.

По величине генерационного потенциала наиболее важное значение имеют отложения средней юры, характеризующиеся значениями выхода углеводородов при пиролизе от 0,66 до 3,6 мг/г породы при среднем значении 2 мг УВ/г породы. Отложения нижнеюрского возраста по ограниченным данным, полученным по восточной части бассейна, в отдельных случаях имеют более высокие генерационные возможности, которые по данным пиролиза оцениваются на уровне 0,8-11 мг УВ/г породы (среднее 3,8 мг УВ/г породы), но суммарный их генерационный потенциал снижается из-за значительно меньшей по сравнению со средней юрой мощности пород.

Общая тенденция изменения показателя отражательной способности витринита с глубиной показывает, что на глубинах от 2500 м до 4000 м, которые соответствуют основному диапазону глубин залегания юрских и верхнетриасовых пород, отражательная способность витринита закономерно возрастает от 0,6-0,7% до 1,0-1,1%, что соответствует главной фазе генерации жидких углеводородов. Меловые комплексы, за исключением самой нижней их части, характеризуются недостаточным уровнем зрелости. Что касается вероятных верхнепалеозойских комплексов в выделенных прогибах, то при наличии в них генерационных толщ они будут находиться на более высоких этапах катагенеза, соответствующих зоне газов и газоконденсатов.

Многими исследователями отмечается уменьшение мощностей и смена фациального состава юрских отложений с запада на восток бассейна с увеличением в этом направлении доли континентальных осадков. Наибольшее сокращение мощности юры установлено в пределах Актумсукского и Акулковско-Базайского поднятий и Байчагырского выступа. Здесь происходит погрубление осадков, смена алевролитоглинистых отложений на песчаные пачки большой мощности без видимых локальных флюидоупоров. В свою очередь в пределах большинства прогибов увеличивается мощность юрских отложений и возрастает доля тонкозернистых осадков. В

палеогеографическом отношении эти прогибы вполне могли быть полуизолированными водоемами озерного типа, а на западе - приморскими озерами и морскими заливами, благоприятными для накопления органических остатков. Эти фактические данные, с учетом изложенных выше материалов по термической зрелости рассеянного органического вещества и выхода углеводородов при пиролизе, позволяют рассматривать в качестве главных зон генерации углеводородов выделенные прогибы, а в качестве наиболее вероятных зон нефтегазонакопления сопряженные с прогибами ступени и системы поднятий.

4.4 Закономерности пространственного размещения залежей углеводородов

Северо-Устюртский осадочный бассейн, который по структурной дифференциации обычно именуется Северо-Устюртской системой прогибов и поднятий, всегда рассматривался в качестве самостоятельной единицы нефтегазогеологического районирования - нефтегазоносной области. В пределах последней выделялись районы и зоны нефтегазонакопления, обоснование которых базировалось на комплексном анализе литологических, структурных, геохимических и других факторов контроля нефтегазоносности. С позиций литологических факторов разрез осадочного чехла представляется благоприятным, так как в нём имеются как толщи-резервуары, так и толщи-флюидоупоры. Особенно это относится к более изученной верхнетриасово-палеогеновой части чехла и в целом остается проблематичным для отложений верхнего палеозоя и части раннего мезозоя.

Очевидно, что региональная нефтегазоносность контролируется региональной келловой оксфордской покрывкой, а зональная и локальная - набором соответствующих флюидоупоров внутри различных возрастных секций осадочного чехла.

Убедительным примером важной роли зональных и локальных флюидоупоров в формировании и сохранении залежей является распределение нефтяных скоплений на многопластовых месторождениях, а также наличие газовых месторождений под олигоценовой покрывкой на глубинах 300-500 м в северо-восточных районах бассейна.

В крупном плане просматриваются пространственные закономерности распределения месторождений по фазовому состоянию углеводородов, которые сводятся к наличию нефтяных скоплений на западе бассейна и газовых - на его северо-востоке. Указанная закономерность находит достаточно убедительное объяснение при анализе фациальных обстановок и соответствующих палеоклиматических условий накопления гумусового и смешанного типов органического вещества.

Очевиден структурно-тектонический контроль нефтегазоносности, который кратко сводится к тому, что все выявленные месторождения приурочены к локальным ловушкам в пределах ступеней, зон поднятий и сопряженных с ними бортовых частей прогибов.

Установленные закономерности относятся к юрско-палеогеновой секции осадочного чехла и должны учитываться при проведении поисковых работ на этот комплекс. В определенной мере указанные закономерности могут быть применены и к триас-верхнепермской секции, главным образом к её верхне-среднетриасовой части.

Что касается доверхнепермской секции осадочного чехла, то говорить о каких-либо закономерностях распределения нефтегазоносности здесь преждевременно, так как до сих пор целевых поисковых работ на этот комплекс не велось и выявленные месторождения в нем отсутствуют. В то же время, если рассматривать этот комплекс в качестве объекта, требующего изучения для установления степени его перспективности на нефть и газ, то первоочередными зонами для изучения должны быть бортовые зоны прогибов на участках их сочленения с крупными моноклиналами, ступенями и системами поднятий. Безусловно, приоритетными в этом отношении являются сопряженные с Култукским прогибом ступени и моноклинали.

5 Перспективы нефтегазоносности доюрского разреза северного-устюрта и самского прогиба в том числе

Комплексный анализ геолого-геофизических материалов, Северо Устюртского бассейна, выполненный в рамках настоящего договора позволяет сделать вывод, что возможности обнаружения здесь новых месторождений нефти и газа не полностью исчерпаны. А имеющиеся геолого-геофизические и геохимические материалы позволяют выделить в доюрском комплексе перспективные участки и провести их качественную оценку, поскольку на данном этапе изученности количественные методы оценки ресурсов выполнить крайне затруднительно.

5.1 Геологическое обоснование перспектив нефтегазоносности

Оценка перспектив нефтегазоносности в мировой практике основана на анализе структурно-тектонических, литолого-стратиграфических, геохимических и гидрогеологических критериев, которые определяют процессы генерации, миграции и аккумуляции углеводородов.

Перечисленные критерии положены в основу оценки перспектив рассматриваемого региона.

Как было отмечено выше, регион характеризуется достаточно четкой структурной дифференциацией на систему крупных положительных и отрицательных элементов, которые со структурных позиций могут рассматриваться в качестве нефтегазосборных и нефтегазогенерационных.

Регион характеризуется, благоприятными параметрами разреза, в том числе региональным развитием основных перспективно-нефтегазоносных комплексов, 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 нефтегазовых месторождений.

Триасовый комплекс Северо-Устьюртского бассейна, как было вышесказано представлен двумя секциями верхнепермско-средне-нижнетриасовой и верхнетриасовой.

Нефтегазоносность доюрских отложений. Палеозой изучен недостаточно, что связано со значительными глубинами его залегания и сложным строением. Тем не менее, имеющиеся данные позволяют рассматривать эти отложения как возможно нефтегазоматеринские.

Верхнедевонские отложения изучались бурением на Южно-Эмбенском поднятии. В скважине Г-1 Жанасу установлены многочисленные признаки нефти в виде примазок и капель жидкой нефти и битума в порах и трещинах. В интервале 2505-2184 м при испытании получено 0,4 м³/сутки нефти. Нефть густая, окисленная, с плотностью 0,98, смол 67%. В этой скважине из интервалов 2425-2495, 2512-2544, 2836-2838 м подняты образцы керна (алевролиты и известняки), пропитанные нефтью. Примазки нефти в керне имеются в фаменских известняках в скважине П-3 Мынсуалмас.

В южной части Северного Устьюрта на Куаныш-Коскалинском (Аламбекском) валу, разделяющем Барсакельмесский и Судочий прогибы, на нескольких структурах из карбона получены притоки нефти и газа. В скв.1 Каракудук в 40 км южнее структуры Куаныш из кавернозных известняков нижнего карбона (3654-3722 м), перекрытых небольшой пачкой красноцветов перми, в результате испытания было получено 6,5 м³ нефти и 12,5 м³ воды. Удельный вес нефти 0,842 г/см³, температура застывания 6⁰. По групповому углеводородному составу нефти относятся к метановому типу, соотношение бензиново-керосиновых фракций к масляным составляет 0,66-1,0.

Прямые признаки нефтегазоносности установлены еще на ряде площадей в этом же районе - Центральный Кушкаир (скв.1), Акчалак (скв.18) и Северный Караумбет (скв.1), Карачалак. Эти площади находятся в 20-60 км южнее Каракудука. В первых двух скважинах (Центр. Кушкаир и Акчалак) вскрыты известняки (232 и 17 м соответственно) и получено 50 и 308 тыс.м³/сутки горючего газа. На площади Северный Караумбет из трещиноватых аргиллитов (вскрыто 158 м) верхнего карбона-нижней перми получено 1500 м³/сутки газа. На всех упомянутых выше участках газ или нефть получены из верхней части карбонно-нижнепермских отложений, где интенсивно развиты процессы трещиноватости и выветривания с образованием каверн.

В таких условиях в этом районе обнаружено первое газовое месторождение Карачалак (45 км южнее Каракудука). В Судочьем прогибе на площади Сев. Урга получен промышленный приток газа из верхней трещиноватой зоны песчано-аргиллитовой толщи С₃-Р₁.

Изучение палеозойских и юрских углеводородов в юго-западном Приаралье показало их полное генетическое сходство. Это указывает на

миграцию палеозойских углеводородов в вышележащие толщи, где, как уже отмечалось, в юре найдено несколько месторождений газа.

Отложения S_3-P_1 в скважине П-1 Арка-Кунград (Южное Приаралье) изучены пиролитическим методом Rock-Eval с определением отражательной способности витринита. Анализу подвергнуты 4 образца черных аргиллитов в интервале 3612-4705 м. Отражательная способность витринита возрастает от 0,8-0,92% на глубине 3612-4023 м до 1,92-1,95 на глубинах 4554-4705 м. Это отвечает палеотемпературам от 150° до 235°. Таким образом, глинистые отложения находятся в главной зоне генерации газа и возможно газоконденсата (стадии МК-5-АК-1). Содержание органического вещества в изученных образцах составило 0,98-1,47%. На месторождении Куаныш верхнекарбон-нижнепермские аргиллиты преобразованы до МК-4 КОК (коксовой стадии 190-200°), что подтверждает газогенерационный потенциал палеозоя. Залегающие выше среднеюрские отложения имеют витринит с жирной стадией катагенеза (МК-3).

На Северном Устюрте в пермо-триасовых отложениях нефтегазопроявлений по пробуренным скважинам не установлено. Повышенные содержания газа по газовому каротажу отмечались в красноцветной толще верхней перми на Теренкудукской и Харойской структурах, триасовых отложениях на структурах Шомышты, Ирдалы, Хакимовской, Жайлыган и др.

К нефтегазопроизводящим отложениям доюрского разреза в пределах Северного Устюрта и Приаралья относятся морские терригенно-карбонатные отложения верхнего девона-нижнего карбона, терригенные отложения верхнего карбона-нижней перми. Верхнепермско-среднетриасовые континентальные красноцветные отложения не содержат достаточного количества неокисленного органического вещества, а имеющиеся признаки нефти, битумов или газа являются вторичными. Поэтому этот комплекс не является нефтегазоматеринским. Верхнетриасовые сероцветные озерно-аллювиальные отложения можно относить к нефтегазопроводящим.

Верхнедевонско-нижнекарбоновые отложения Южно-Эмбенского поднятия помимо прямых признаков нефтегазоносности характеризуются высокими содержаниями органического вещества (0,3-1,56%, иногда до 3,9%) при содержании битумоидов от 0,05 до 0,26%.

К востоку и юго-востоку от Южно-Эмбенского поднятия (Берчогурская синклиналь, Шалкарский прогиб) в разрезах девона-нижнего карбона возрастает роль известняков, в том числе рифогенных, и появляются угли прибрежно-морского происхождения, что повышает нефтегазогенерационный потенциал этого комплекса.

Отложения нижнего карбона и верхнего карбона-нижней перми юго-западного Приаралья накапливались в морских, восстановительных условиях, что обусловило их высокий нефтегазогенерационный потенциал (Акрамходжаев, 1979). В глинистых породах содержание органического вещества достигает 3,6%,

в известняках-0,14%. Органическое вещество имеет преимущественно сапропелевый состав, иногда с примесью гумуса. Содержание хлороформенного битумоида в палеозойских породах 0,006-0,26%, в том числе в известняках Каракудукской площади 0,14-0,26%. Более низкие содержания битумоидов характерны для аргиллитов, в них битумоиды имеют преимущественно остаточный характер, более легкие фракции из аргиллитов эмигрировали.

Палеозойские породы юго-западного Приаралья погружены на глубины более 2000 м, т.е. они прошли главную фазу нефтеобразования. Это подтверждается превращением глин в аргиллиты, а также газовой и жирной стадией метаморфизма витринита. Коэффициенты битуминизации органического вещества подтверждают явления генерации и миграции углеводородов. В глинисто-алевролитовых породах он составляет 0,8-8%, в карбонатах, содержащих вторичные битумы, коэффициент повышается до 26-78%. На процессы миграции углеводородов указывает и групповой состав битумоидов.

Все это, наряду с прямыми проявлениями нефти (Каракудук) и газа (Карачалак), свидетельствует о генерации углеводородов нижнекарбонными и в основном верхнекарбонно-нижнепермскими терригенными отложениями юго-западного Приаралья и, по аналогии, и других частей Северного Устюрта.

Менее детально в настоящее время изучены особенности распределения органического вещества и битумоидов в верхнетриасовых отложениях. Установлено, что они имеют повышенное содержание (0,21-0,54%) органического вещества преимущественно гумусового характера, что предопределяет генерацию в основном газа. По скважине О-1 Чикудук из верхнего триаса проанализирован горючий газ, состоящий из метана (83%), этана (7%), азота (3%), и углекислого газа (5%). Особенностью органического вещества в верхнем триасе (как и во всем пермо-триасе) является высокое (20-42%) содержание в нем битумоидов, что указывает на его вторичность. Учитывая значительные мощности верхнего триаса (более 1 км), их накопление в восстановительных условиях и повышенное содержание органического вещества, эти отложения следует относить к нефтегазопроизводящим. Локальное распространение верхнего триаса указывают на их ограниченный нефтегазовый потенциал.

Доюрские отложения характеризуются, как правило, невысоким качеством резервуаров.

Верхнедевонско-нижнекарбонные песчаники и алевролиты Южно-Эмбенского поднятия имеют пористость от 4 до 13% при проницаемости 0,01-0,1 миллидарси, нередко образцы не проницаемы. Это объясняется широким развитием вторичных процессов - хлоритизации и карбонатизации. В то же время при петрографическом изучении образцов отмечается широкое развитие

трещиноватости, в трещиноватых образцах проницаемость возрастает до 0,5-1 миллидарси.

Примерно такие же характеристики резервуаров имеют карбоново-нижнепермские отложения юго-западного Приаралья - пористость изменяется от 1 до 3%, проницаемость обычно отсутствует. Это связано со значительной уплотненностью пород и негативным влиянием вторичного минералообразования.

Однако, на площадях Каракудук и Карачалак из известняков получены притоки нефти, воды и газа. Из части этих интервалов поднята щебенка известняков, что указывает на наличие сильно трещиноватых известняков. В ряде образцов при изучении шлифов установлено две системы трещин - субгоризонтальных (трещины отрыва) и субвертикальных (трещины скола). Эти трещины способствуют увеличению проницаемости. Следует подчеркнуть, что притоки флюидов получены из верхней выветренной части карбонатной толщи, перекрытой с глубоким несогласием верхнепермскими красноцветами. В связи с этим в известняках широко развиты процессы выщелачивания с образованием каверн и пустот, что увеличило объемы резервуаров для нефти и газа.

В скважине Елигажи-1 исследовано 40 образцов из карбонатной толщи карбона (950 м). Открытая пористость составляет 0,2-2%, газопроницаемость нулевая. Не обнаружено коллекторов и в 200-метровой карбонатной пачке скважины NW-1 Арал (Шалкарский прогиб). По каротажу и испытаниям скв. Елигажи-1 в известняках (10 м) на глубине 4500 м зафиксированы коллекторы и приток пластовой воды, что связано с зоной выветривания и тектонической трещиноватостью.

Красноцветные отложения верхней перми и нижнего триаса практически являются непроницаемыми, что объясняется плохой сортированностью песчаников и алевролитов, полимиктовым составом и интенсивными эпигенетическими преобразованиями (хлоритизация, окремнение, ожелезнение и др.).

В среднем пестроцветном триасе отдельные пласты песчаников обладают коллекторскими свойствами.

В верхнем триасе имеются мощные пачки песчаников и алевролитов с пористостью 5-19%, и проницаемостью 0,8-5,4 миллидарси, но более половины песчано-алевролитовых пластов обычно относятся к практически непроницаемым.

Таким образом, в доюрских отложениях, по имеющимся данным, основные резервуары следует ожидать в доверхнепермских (трещинно-кавернозный тип) и в верхнетриасовых породах (поровый и трещинно-поровый тип).

Нефтегазоносность юрских отложений. Юрские отложения на Северном Устюрте регионально нефтегазоносны. Нефтяные и газовые пласты приурочены

к песчаникам от нижней юры до верхов средней (келловей). Региональной покрывкой являются глины келловей-оксфорда.

Для юрских отложений характерна частая смена песчаных пластов глинами как по вертикали, так и по горизонтали. Для песчаных пластов характерна высокая степень цементации глинисто-карбонатным цементом. Это 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.

Все месторождения имеют четкий структурный контроль – они связаны с антиклиналями, расположенными на поднятиях вблизи крупных прогибов. Литологический контроль также имеет важное значение. Нефти Северного Устья в отличие от нефтей п-ва Бузачи 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 и Комсомольское формировались за счет органического вещества высшей растительности 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.

С учетом геологических и геохимических особенностей нефтегазоматеринским комплексом для юрских нефтей, в первую очередь, является юрский. Юрские отложения представлены сероцветными аллювиально-озерными, болотными и прибрежно-морскими отложениями. Они характеризуются повышенным содержанием (до 2%) органического вещества, состоящего из остатков высших растений. В западной части (Каракудук, Терен) количество органического вещества в юре возрастает до 4,5-10,8%, что обусловлено преимущественно морскими условиями осадконакопления. В глубоких частях прогибов (Косбулакский и др.) возможно наличие и сапропелевого органического вещества. В некоторых частях разреза содержания органического вещества за счет углистых прослоев достигает 7 и даже 24%. Повышенные содержания органического вещества установлены в глинах средней юры Арыстановского месторождения (1,8-4,2%). В центральных и восточных районах Северного Устья осадконакопление в ранней-средней юре происходило, в основном, в континентальных условиях. Но наличие здесь месторождений газа и увеличение мощностей юры в отдельных прогибах до 2,5 км позволяют считать здесь юрские отложения нефтегазопроизводящими, вероятно преимущественно газопроизводящими.

На глубинах от 2500 м до 4000 м, которые соответствуют основному диапазону глубин залегания юрских и верхнетриасовых материнских пород,

отражательная способность витринита закономерно возрастает от 0.6-0.7% до 1.0-1.1%, что соответствует главной зоне генерации жидких углеводородов.

Пониженным уровнем термической зрелости отличаются палеозойские породы, вскрытые в северной части Бузачинского свода на площади Арман.

Общий уровень величин современных геотермических градиентов составляет (по данным Ж.С. Садыкова и др., 1977) для районов северо-западного обрамления Северо-Устюртской системы прогибов от 2.45 до 3.5⁰ С/100 м на глубину от 0.5 до 4.0 км. С возрастанием глубины величина рассчитанных геотермических градиентов снижается, составляя в среднем 2.45⁰С/100 м. В северо-восточных районах величина геотермических градиентов возрастает и достигает средней величины 2.9⁰ С/100 м. В юго-восточных районах Северного Устюрта (в пределах Узбекистана) величина геотермического градиента еще более возрастает до средней величины 3.45⁰ С/100 м.

Ограниченные геотермические данные по северо-западным районам Северного Устюрта позволяют отметить возрастание палеотемператур на близких глубинах от Прорвинской зоны Прикаспийской впадины к Кызан-Токубайскому валу (Горшков, Волкова, 1981).

В пределах площадей Култук и Мурынсор зафиксирован подъем палеоизотермы 90⁰С до подошвы нижнемеловых отложений, что свидетельствует об оптимальных геотермических условиях нефтеобразования в отложениях юры и верхнего триаса. Южнее, на площади Кырын, такой уровень палеотемператур отмечен для отложений на глубинах около 1500 м.

В депрессионных зонах восточной части Северо-Устюртской впадины можно предполагать близкую катагенетическую зональность мезозойских отложений, которая соответствует уровню главной фазы образования углеводородов на глубинах от 2000 – 2500 м до 4 км.

Таким образом, юрские и верхнетриасовые отложения имеют необходимый уровень зрелости для генерации жидких углеводородов. Образования раннемелового возраста только в нижней части достигли зоны генерации углеводородов ("нефтяного окна"), тогда как большая часть имеет недостаточный уровень зрелости.

Источником углеводородов для юрских отложений могут являться и сероцветные континентальные и прибрежно-морские (на западе) породы верхнего триаса мощностью до 1500 м. Косвенным подтверждением являются наличие нефти в триасе на месторождении Прорва и нефтепроявления в триасе на площади Колтык.

В юрские отложения нефть и газ могли мигрировать и из палеозойских отложений. Особо благоприятными для этого были северо-западный район и район Шикудукской седловины.

В целом юрские отложения являются основным нефтегазоносным комплексом Северного Устюрта.

Нефтегазоносность палеогенового комплекса. В северо-восточных районах Северного Устья установлены месторождения газа в тонкозернистых песках и алевролитах верхнего эоцена. Месторождения расположены по северным бортовым частям Косбулакского и Самского прогибов, где имеются песчаные пласты. Формирование песков связано с Уральской сушей, откуда шел снос терригенного материала. По сейсмическим данным верхнеэоценовые отложения имеют клиноформенное строение. Глубины морского бассейна достигали 600-700 м. Южные борта прогибов сложены глинами, т.е. здесь резервуары отсутствуют.

Источниками газа могут быть нижнепалеогеновые отложения, а также породы юры и палеозоя. Глубина погружения палеогена в Косбулакском прогибе достигает 1500 м, что достаточно для генерации газа.

По А.М. Акрамходжаеву и др., газообразование начинается с глубин 1000-1500 м на начальной стадии метакатагенеза. В интервале глубин 1000-2000 м выделяется верхняя зона газогенерации. При исходном сапропелевом органическом веществе нефтепроизводящих толщ эмиграция газа идет примерно в три раза интенсивнее, чем при гумусовом веществе. Органическое вещество в палеогеновых отложениях Северного Устья повсеместно сапропелевое или гумусо-сапропелевое. Количество Сорг составляет 0,3-2,5% (Култабан, Коскатын, Жумагул, Шикудук). Кроме того, в основании эоцена (тасаранская свита) на Северном Устье возможно наличие и горючих сланцев. Горючие сланцы на этом уровне известны в Восточном Приаралье (месторождение Байкожа). Мощность сланцев здесь составляет около 1 м при содержании сапропелево-гумусового органического вещества около 30%.

Изотопный состав газов Базайского месторождения подтверждает возможность его образования при ранних стадиях метаморфизма органического вещества. По Э.М. Галимову, газ характеризуется значениями изотопа углерода $\delta^{13}\text{C}$ от -63 до $75,3\text{‰}$ (промилле). Газы часто метановые, без тяжелых гомологов. Нестеров И.М. и др. по изотопному составу углерода также пришли к выводу о том, что сеноманские (основные) месторождения газа Западной Сибири сформированы на низкой стадии метаморфизма органического вещества покурской свиты (альб-сеноман). Органическое вещество в основном гумусовое с содержанием 0,1-1,5%. Эти авторы считают, что вертикальной миграции газа из юры в сеноманские залежи не было, или она была незначительной, так как содержание $\delta^{13}\text{C}$ в юрских газах примерно вдвое выше.

Данные по Северному Устью приводят нас также к выводу, что в формировании палеогеновых газовых месторождений важная роль принадлежит эоценовой нефтематеринской толще. В пределах Косбулакского прогиба она залегает на глубинах от 1000-1100 м до 1500-1600 м. По периферии этого прогиба и расположены газовые месторождения (Шикудук, Шагырлы-Шомышты – на западе и северо-западе, Кызылой, Базай – на северо-востоке). Отсутствие залежей

на южном борту связано с замещением песчаников и алевроитов на глинисто-карбонатные породы.

5.2 Дальнейшие направления геолоразведочных работ на Самском прогибе

Анализ показывает, что как юрские, так и триасовые отложения Самского прогиба, обладают в целом ограниченным генерационным потенциалом. В пределах Самского прогиба системы дислокаций, не достаточно изучены низы юрской толщи (нижняя юра, ааленский ярус), которые обладают всеми предпосылками для аккумуляции и консервации углеводородных флюидов.

Как было отмечено выше, поисково-разведочные работы на Северном Устюрте ведутся уже не один десяток лет, но, к сожалению, за этот период значительных по запасам месторождений нефти и газа открыто не было. Более того, на многих площадях бурение закончилось безрезультатно.

Причинами низкой эффективности работ прежних лет могут являться:

1. подготовка структур по III отражающему горизонту сейсморазведкой МОВ, характеризующейся слабой информативностью и низкой степенью достоверности.

2. опосредованное большинство подготовленных структур одной-двумя скважинами, расположенных не всегда в оптимальных условиях, в связи с низкой достоверностью результатов сейсморазведки;

3. низкая освещенность сейсморазведкой внутренней структуры перспективных толщ, в результате чего не были учтены литологические неоднородности разреза;

4. неоднозначное заключение по данным ГИС о наличии толщ-коллекторов, низкое качество пластоиспытаний и опробовательских работ.

Яркий пример низкого качества, выполненных работ по оценке характера насыщения перспективных пластов - структура Бегеш, которая осложняет северо-западную часть Кулажатского прогиба. В пределах этой структуры были пробурены две скважины, в результате пластоиспытания которых притока получено не было, а структура была выведена из бурения по геологическим причинам. Через несколько лет в процессе ревизии законсервированных скважин был получен фонтанирующий приток нефти. Таким образом, получение слабых притоков на ряде структур, отнесенных впоследствии к малоперспективным можно рассматривать, как главный признак, диктующий возобновление на них исследовательских работ.

Изложенные выше сведения о нефтегазоносности триас-палеозойских отложений, полученные в последние годы, свидетельствуют о возможном обнаружении в них новых залежей нефти и газа, в том числе и на разбуренных ранее площадях.

В триасовых отложениях объектом поисковых работ может служить сероцветный терригенный комплекс верхнего триаса, сохранившийся от предъюрского размыва преимущественно в депрессионных зонах. Помимо традиционных антиклинальных ловушек в его составе широко развиты ловушки литологического, стратиграфического и тектонического экранирования. Первоочередными районами работ могут служить Арыстановская ступень, Култукско-Ирдалинская моноклинали и Кулажатская впадина.

Верхнепермско-средне-нижнетриасовые отложения в силу своих литолого-фациальных особенностей на большей части территории не представляют самостоятельного интереса. Более благоприятны для формирования скоплений нефти и газа подстилающие доверхнепермские образования, в составе которых широко развиты вулканогенно-терригенные, терригенные и карбонатные породы. Однако на значительной части рассматриваемой территории они залегают на значительных глубинах (более 6 км.) и исходя из современных технических возможностей в этом плане первоочередное значение имеют северная и южная части Северо-Устюртской впадины.

Палеозойские породы испытали значительные постседиментационные изменения, что повлекло существенное ухудшение их первичных емкостно-фильтрационных свойств. В этих условиях улучшение коллекторских свойств можно ожидать в зонах гидрохимического и дислокационного эпигенеза (зоны повышенной тектонической трещиноватости; выщелачивания, кавернозности и т.п.). Наибольший интерес в этом отношении представляют карбонатные отложения палеозоя, продуктивность которых уже доказана в каракалпакской части Северного Устюрта. Картирование этих толщ и ловушек в них - одна из важнейших задач сейсморазведки.

Таким образом, результаты геолого-геофизических исследований на Самском прогибе позволяют выделить три важнейших направления дальнейших работ. Первое (главное) - связано с поисками залежей в ловушках антиклинального типа и сложного экранирования в верхнетриасовых отложениях. Второе - изучение перспектив нефтегазоносности палеозойского комплекса пород. Третье - **§ поиски и разведка залежей нефти и газа** в юрско-меловых отложениях. На первых двух направлениях должны превалировать региональные и поисковые сейсмические работы МОГТ повышенной кратности (96-кратные и более) и параметрическое бурение, на третьем - детальные высокоразрешающие сейсмические исследования МОГТ и поисковое бурение.

С учетом геолого-геофизической изученности, особенностей геологического строения, имеющих признаки нефтегазоносности проведено районирование исследованной территории по степени перспектив нефтегазоносности.

В соответствии с разработанными в СССР и применяемыми в настоящее время в Казахстане методическими положениями нефтегазогеологическое

районирование производится на базе структурно-тектонического районирования с выделением в исследуемом районе структурных элементов и зон, с которыми могут быть связаны объекты нефтегазогеологического районирования разного ранга.

Конечной целью нефтегазогеологического районирования является дифференциация территории (акватории) на генерационные и нефтегазосборные площади, выполняемая на основе комплексного анализа геолого-геофизических и геохимических данных.

Элементами нефтегазогеологического районирования в данном случае являются нефтегазоносная область, район и зона.

В качестве первой рассматривается вся Северо-Устьюртская система прогибов и поднятий.

С учетом структурных особенностей и распределения нефтегазоносности, в том числе фазового состава углеводородов, по мезокайнозойской, наиболее детально изученной, части разреза целесообразно выделить три нефтегазоносных района: Арыстановско-Култукский, Самско-Косбулакский и Аральский, границей между которыми может служить Аманжол-Челуранская седловина и Арало-Кызылкумский вал.

Первый район включает в себя Култукский, Кулажатский, Барсакельмесский прогибы, а также Култукско-Ирдалинскую моноклинали и Арыстановскую ступень.

Второй район охватывает Самский и Косбулакский прогибы; Актумсукское и Базайско-Аккулковское поднятия, Ащитайпакскую ступень.

Третий район включает в себя Арало-Кызылкумский вал, Восточно-Аральский прогиб и Восточно-Аральский склон.

В пределах Арыстановско-Култукского нефтегазоносного района в качестве вероятных генерационных зон может быть обоснованно принята цепь субширотных прогибов северо-западной ориентировки - Култукский, Кулажатский и Барсакельмесский. В качестве нефтегазосборной - Култукско-Ирдалинская моноклинали с Арыстановской ступенью. Последняя является нефтегазоносной зоной с доказанной нефтегазоносностью юрской толщи.

Что касается Култукско-Ирдалинской моноклинали, то по совокупности геологических показателей её северо-западное окончание может представлять интерес для поисков месторождений, связанных с выклиниванием, стратиграфическим и тектоническим экранированием отложений поздне триасового и раннеюрского возраста. Подавляющую часть площади указанной моноклинали целесообразно отнести к землям с неясными перспективами, хотя очевидно, что существенных открытий здесь ожидать не приходится.

В пределах этого района широко распространены перспективные сероцветные верхнетриасовые отложения, мощность которых в Кулажатской

мульде достигает 1700 м. Имеются здесь и подготовленные по V2 ОГ поднятия - Узынтобе, Астауой, Орлиное, Бегеш и др.

На территории Карадук-Арыстановской антиклинальной линии, осложняющей Арыстановскую ступень верхнетриасовые отложения размыты, они присутствуют лишь на восточной периклинальной структуре Уялы. В центральной части Северо-Арыстановской мульды отражающий горизонт прослеживается на глубинах 5600 м. Здесь мощность верхнетриасовых отложений превышает 1000 м. Восточный борт Северо-Арыстановской мульды осложнен двумя разрывными нарушениями субширотного направления. К северо-востоку и юго-западу от этой зоны происходит выклинивание верхнетриасовых отложений.

На погруженной части северного крыла Арыстановской структуры гипсометрия ОГ V2 изменяется от -3500 до 5000 м. По характеру выклинивания верхнетриасовых отложений здесь возможно предполагать наличие неантиклинальных ловушек. На северном крыле поднятия ОГ V2 выклинивается под ОГ V1. С запада эта зона выклинивания ограничена тектоническим нарушением, а с востока - региональным Арыстановским разломом. К востоку от Арыстановской складки поверхность V2 испытывает моноклинальное погружение в сторону Кулажатской мульды. Максимальные отметки поверхности достигают в наиболее прогнутой части мульды (на северо-востоке, вблизи Аманжольского регионального разлома) - 5800 м. В пределах Кулажатского прогиба потенциально нефтегазоперспективные сероцветные верхнетриасовые отложения развиты повсеместно. Мощность сероцветов на структуре Орлиная составляет порядка 450-600 м, на структуре Бегеш - 150-200 м, на остальной части мощность увеличивается до 700-800 м, а в наиболее погруженных частях - до 1100-1300 м. В пределах Арыстановской ступени и Култукско-Ирдалинской моноклинали, как упоминалось выше, сероцветные отложения верхнего триаса выполняют лишь погруженные участки. Степень дислоцированности и емкостно-фильтрационные свойства верхнего триаса близки к перекрывающим юрским отложениям (пл. Хакимовская, Астауойская). На данных площадях отмечались также признаки нефти и газа в отложениях юрского возраста.

Палеозойские отложения здесь погружены на значительные глубины (7-10 км.) и на современном техническом уровне не доступны бурению.

На технически доступных глубинах располагается Жалгыз-Акшокинская зона триас-палеозойских поднятий. Сейсмическими исследованиями в мезозойско-палеозойских отложениях подготовлена к бурению большая группа высокоамплитудных поднятий (Жалгыз, Акшоки, Западный Акшоки, Уялы и др.).

В пределах Самско-Косбулакского газоносного района в качестве газогенерационных зон вероятнее всего можно рассматривать Косбулакский и

Самский прогибы. В них генерировать углеводородные газы мог не только юрский, но и палеогеновый комплекс.

В качестве газосборных площадей необходимо рассматривать Ащитай-пакскую ступень, Аккулковско-Базайскую антиклинальную зону и Актумсукское поднятие. За исключением Актумсукского поднятия все перечисленные элементы являются зонами с доказанной газоносностью с различной степенью геолого-геофизической изученности.

В пределах Аральского перспективно-газоносного района в качестве генерационной зоны можно рассматривать только отдельные участки Восточно-Аральского прогиба, а в качестве газосборной - Арало-Кызылкумский вал и Куаныш-Ургинскую (Аламбек-Южно-Аральскую) зону. Последняя является зоной с доказанной газоносностью юрского комплекса. К перспективно-газоносной, но с неясными перспективами и в целом с низким газовым потенциалом, можно отнести Восточно-Аральский склон.

Таким образом, достигнутая геолого-геофизическая изученность в совокупности с представлениями о распределении нефтегазоносности позволяют достаточно надежно выполнить нефтегазогеологическое районирование Северо-Устюртской НГО и дифференцировать её на более дробные элементы - нефтегазоносные районы и зоны.

На перспективных территориях Арыстановско-Култукского района рекомендуется провести переобработку и переинтерпретацию сейсморазведочных работ прошлых лет с использованием современных графов и интерпретационных систем. Такой подход позволит изучить геологическое строение и распространение сероцветов верхнего триаса, а также обосновать целесообразность постановки детальных сейсморазведочных работ и глубокого бурения на перспективных объектах и ловушек стратиграфического и литологического экранирования.

Дальнейшие сейсморазведочные работы необходимо провести системой наблюдения, обеспечивающей не менее 96 кратное профилирование. При изучении доюрских отложений на участках со значительной криволинейностью отражающих границ следует широко использовать площадные системы наблюдения с дальнейшей пространственной обработкой материалов. Рекомендуется также более полно использовать возможности высокоразрешающей сейсморазведки, в частности применять при регистрации сейсмических колебаний высокочастотную фильтрацию, использовать шпуровые источники с небольшими весами зарядов, уменьшать шаг между точками ОГТ, сократив расстояние между центрами баз группировки сейсмоприемников.

При цифровой обработке сейсморазведочных данных необходимо оптимизировать параметры применяемых процедур с целью максимального повышения разрешенности сейсмической записи и отношения сигнал/помеха на

временных разрезах. На заключительной стадии обработки следует применять программы расчета динамических и кинематических параметров отраженных волн (комплекс программ ПГР).

Предлагаемые методические приемы позволят на стадии интерпретации шире использовать принципы сейсмостратиграфии и ПГР, как ее составной части, а также более обоснованно подойти к оценке перспектив нефтегазоносности различных тектонических зон Северного Устюрта, более рационально разместить объемы поисково-разведочного бурения. Необходимо напомнить, что в окрестностях месторождения Каракудук в 15 км на ЮЗ в 1976 г. трестом МНГР бурилась скважина Г-17. Скважина пробурена в условиях неясного структурного плана (МОВ 1960-х гг.) по рекомендациям комплекса «прямых» поисков (гравиразведка, электроразведка, газовая съемка).

При глубине 3676 м с забоем в отложениях среднего триаса скважина ликвидирована без опробования, хотя по данным ГИС были рекомендованы к испытанию интервалы в юрских и триасовых отложениях 2884-2850 м, 2792-2784 м, 2691-2688 м; а также намечался отбор проб флюидов и грунтов в интервале 3302-2688 м.

При проведении сейсморазведочных работ МОГТ в 1984-90 гг. в этом районе скважина Г-17 оказалась в стыке концевых участков профилей 5 сейсмопартий, отработанных с разной методикой (взрывы в скважинах, ГСК, взрывы в шпурах). В результате увязка сейсмических материалов разных лет выполнена неоднозначно.

Через скважину Г-17 был отработан только один субмеридиональный профиль нормальной протяженности и хорошего качества (со взрывами малых зарядов в группе шпуров). Это профиль 01 8890 06, на котором четко выделяется антиклинальный перегиб, амплитуда которого увеличивается с глубиной от 10-20 м по III ОГ, 50 м по IV ОГ, около 100 м по V ОГ и 250-300 м в доюрском комплексе.

В текстовой части отчета с/п 01 8890 (Дюсемалиева Л., 1990 г.) факт наличия этого антиклинального перегиба никак не комментируется. Но в пределах антиклинали на профиле 06 имеются и аномальные особенности волнового поля шириной около 4 км (пикеты 29,5-33,5 км). Аномалия проявилась в интервале 1,80-2,15 сек в виде «ярких и плоских пятен»; ниже в интервале 2,15-2,3 с проявилась акустическая тень - т.н. «темное пятно». Вероятная природа аномалии - нефтегазовые залежи. Менее однозначно аномалия выделяется на ближайшем субширотном профиле 06 88 107, отработанном с источником ГСК-6.

На структурной карте по III ОГ между структурой Каракудук и скважиной Г-17 находится слабо выраженный структурный нос - признак возможного «дренажного мостика» для миграции УВ по восстанию в направлении Г-17.

Если прогнозировать размеры ожидаемой антиклинали, то для этого одно измерение (ширина) определяется по линейному размеру антиклинального перегиба и аномалии на профиле 06 - это 4 км. Исходя из того, что ближайшая структура Каракудук имеет изометричные очертания, размеры ожидаемой структуры должны быть порядка 4х4 км с площадью около 10 кв. км. Ближайшие профили МОГТ, отработанные ранее 1988 г с источником колебаний ГСК-6 имеют более низкую разрешенность временных разрезов и объект «Каракудук Г-17» на них выделяется весьма неуверенно.

Для определения размеров структуры и параметров аномалии по площади необходимо выполнить переинтерпретацию и переобработку всех профилей МОГТ в окрестностях скважины Каракудук Г-17. После этого рассмотреть вопрос о постановке на этой площади современной сейсморазведки МОГТ для изучения перспективного участка вблизи известного месторождения. Целесообразно также рассмотреть возможность опробования скважины Г-17. При этом стоит рассмотреть вопрос о возможности обнаружения нефтегазоносности и в верхнеюрской карбонатной толще, представленную доломитизированными известняками.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

На основании комплексного анализа, имеющегося фондового геолого-геофизического материала, а также многочисленные публикации необходимо отметить, что степень геолого-геофизической изученности Северо-Устьюртского осадочного бассейна по доюрским отложениям остается слабой, однако она позволяет определить особенности региональной структуры осадочного чехла и дать качественную оценку перспектив нефтегазоносности доюрского комплекса. Для этого необходимо было дать литолого-стратиграфическую и сейсмогеологическую характеристику разреза; провести структурно-тектоническое районирование Северного Устьюрта и структурная характеристика Самского прогиба; выделить вероятные нефтегазоматеринские комплексы и зоны и рассмотреть закономерности пространственного размещения залежей углеводородов Северного Устьюрта с геологическим обоснованием перспектив нефтегазоносности и дальнейшими направлениями геологоразведочных работ на Самском прогибе.

При изучении доюрских отложений на данной территории следует широко использовать площадные системы наблюдения с дальнейшей пространственной обработкой материалов, а также рекомендуется также более полно использовать возможности высокоразрешающей сейсморазведки.

Предлагаемые основные направления по геолого-разведочным работам на нефть и газ позволят на стадии интерпретации шире использовать принципы сейсмостратиграфии и ПГР, как ее составной части, а также более обоснованно подойти к оценке перспектив нефтегазоносности различных тектонических зон, в частности Самского прогиба Северного Устьюрта, более рационально разместить объемы поисково-разведочного бурения.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ЛИТЕРАТУР

- 1 Чакабаев С.Е., Кононов Ю.С. и др. «Геология, история развития и перспективы нефтегазоносности запада Туранской плиты». Недра, Москва, 1973 г.
- 2 Мирчинк М.Ф., Есенов Ш.Е. и др. «Тектоника и нефтегазоносность Мангышлака и Устюрта». Москва, Недра, 1972 г.
- 3 Оздоев С.М. «Геология и перспективы нефтегазоносности структур с обращенным рельефом». Алматы, НИЦ «Гылым», 2002 г.
- 4 Ужкенов Б.С., Давыдов Н.Г. «Аральский бассейн: эволюция и нефтегазоносность». Алматы, 2008 г. Науки о земле в Казахстане. Доклады Казахстанских геологов к МГК-33.
- 5 Ильин В.Д., Кирюхин Л.Г. и др. «О перспективах нефтегазоносности палеозоя Северного Устюрта». Геология нефти и газа, № 7, 1973 г.
- 6 Бакиров А.А., Быков Р.И., Гаврилов В.П. «Глубинное строение и перспективы нефтегазоносности палеозоя Северного Устюрта. Советская геология, № 2, 1968 г.
- 7 Даукеев С.Ж., Воцалевский Э.С. и др. «Глубинное строение и минеральные ресурсы Казахстана». Том III нефть и газ, Алматы, 2002 г.
- 8 Булекбаев З.Я., Гарецкий Р.Г. и др. «Геологическое строение и газонефтеносность Северного Приаралья и Северного Устюрта». Москва, Наука, 1970 г.
- 9 Доюрский комплекс Северного Устюрта и полуострова Бузачи. Труды ВНИГНИ, вып. 254, 1985 г.
- 10 Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности Аральского моря. Труды семинара, Алматы, 1997 г.
- 11 Коломиец В.П. и др. Отчет о результатах обработки и интерпретации данных сейсмических исследований 3Д на месторождении Арыстановское. г. Актау, 2006г.
- 12 Доюрский комплекс Северного Устюрта и п-ва Бузачи./ В.В. Липатова, Ю.А. Волож и др.. М.: Недра, 1985. 133 с. Труды ВНИГРИ, вып.254.
- 13 Аббасов И.А., Авров В.П. Перспективы нефтегазоносности перм-триасовых отложений в зоне сочленения Северного Устюрта и Прикаспийской впадины. - Нефтегаз. геол. и геофиз., 1978, № 6, с.14-17.
- 14 Бененсон В.А., Морозова М.Н. Особенности расчленения и корреляции разрезов палеозойских отложений. - В кн.: Палеозойские отложения пограничных районов Туранской и Русской плиты. М., 1978, с.33-41.
- 15 Щуркин Б.С. Геоструктурные типы разрезов каменноугольных отложений юго-востока прибортовой зоны Прикаспийской впадины в связи с перспективами их нефтегазоносности. - Труды ВНИГРИ. Л., 1979,с. 23-30.

16 О перспективах нефтегазоносности палеозоя Северного Устюрта / В.Д. Ильин, Л.Г. Кирюхин, У.М. Мамбетов и др. - [Геология нефти и газа, 1973, № 7](#), с. 42-48.

17 Бондарева М.С. Палеозойские и триасовые отложения - новый нефтегазоносный комплекс Мангышлака и Устюрта. - Нефтегаз. геол. и геофиз., 1977, № 5, с. 11 -15.

18 Пестроцветные доюрские образования Северного Устюрта и полуострова Бузачи / О.А. Карцева, Л.Г. Кирюхин, Г.Д. Ефремова, Л.С. Поземова - Бюл. МОИП. Отд-ние геол., 1976, вып. 2, с. 52-61.

19 Федоренко О.А., Быкадоров В.А., Попов В.А. «Разработка геолого-геодинамической модели Северо-Устюртской впадины и сопредельных с юга районов с целью оценки нефтегазоносного потенциала осадочного чехла и выработки рекомендаций по дальнейшим направлениям поисковых работ»

20 Быкадоров В.А., Воцалевский Э.С., Федоренко О.А. «Региональное геологическое исследование с целью оценки нефтегазового потенциала палеозойских и мезозой-кайнозойских отложений в пределах лицензионной площади «А» - казахстанской части Аральского моря»

21 Попков В.И., В.А. Воскобой, А.М. Нурманов «Глубинная структура Северного Устюрта (по данным сейсморазведки)».

22 Попков В.И. «Тектоника запада Туранской плиты».

НАЗВАНИЕ:

Особенности геологического строения и перспективы нефтегазоносности Самского прогиба

АВТОР:

Алиаскар Ибрагим Сеймбекович

НАУЧНЫЙ РУКОВОДИТЕЛЬ:

Герой Жолтаев

ПОДРАЗДЕЛЕНИЕ:

ИГНиГД

ДАТА ЗАГРУЗКИ ДОКУМЕНТА:

2020-06-25 20:41:14

КОЛИЧЕСТВО ПОВТОРНЫХ ПРОВЕРОК ДОКУМЕНТА:

2

ПРОПУЩЕННЫЕ ВЕБ-СТРАНИЦЫ:

Объем найденных подоби

Обратите внимание! Высокие значения коэффициентов не означают плагиат. Отчет должен быть проанализирован экспертом.



% комбинаций из 5 слов, найденный во всех доступных источниках, кроме БЮА

25
Длина фразы для коэффициента подобия 2



% комбинации 25 -слов, найденных во всех доступных источниках, кроме БЮА

19140
Количество слов



% найденных слов в тексте, помеченных как цитаты

148932
Количество символов

Список возможных попыток манипуляций с текстом

В этом разделе вы найдете информацию, касающуюся манипуляций в тексте, с целью изменить результаты проверки. Для того, кто оценивает работу на бумажном носителе или в электронном формате, манипуляции могут быть невидимы (может быть также целенаправленное вписывание ошибок). Следует оценить, являются ли изменения преднамеренными или нет.

Замена букв	5	показать в тексте
<small>Использование символов из другого алфавита - может указывать на способ обойти систему, поэтому следует установить их использование.</small>		
Интервалы	0	показать в тексте
<small>Количество увеличенного расстояния между буквами (просим определить является ли расстояние имитацией пробела, так как исходно слова могут быть написаны слитно).</small>		
Микропробелы	0	показать в тексте
<small>Количество пробелов с нулевым размером - необходимо проверить влияют ли они на неправильное разделение слов в тексте.</small>		
Белые знаки	1	показать в тексте
<small>Количество символов, выделенных белым цветом, пожалуйста, проверьте не используются ли белые символы вместо пробела, соединяя слова (в отчете подобия система изменяет автоматически цвет букв в черный, чтобы их сделать видимыми).</small>		

Подобия по списку источников

Просмотрите список и проанализируйте, в особенности, те фрагменты, которые превышают КП №2 (выделенные жирным шрифтом). Используйте ссылку «Обозначить фрагмент» и обратите внимание на то, являются ли выделенные фрагменты повторяющимися короткими фразами, разбросанными в документе (совпадающие сходства), многочисленными короткими фразами расположенные рядом друг с другом (парафразирование) или обширными фрагментами без указания источника ("криптоцитаты").

10 самых длинных фраз (1,41 %)

Десять самых длинных фрагментов найденных во всех доступных ресурсах.

ПОРЯДКОВЫЙ НОМЕР	НАЗВАНИЕ И АДРЕС ИСТОЧНИКА URL (НАЗВАНИЕ БАЗЫ)	АВТОР	КОЛИЧЕСТВО ИДЕНТИЧНЫХ СЛОВ
1	https://docplayer.ru/67848142-Tshazatshstan-respublika-sy-dzhlttytsh-dzylm-akademiyasynvgi-habarlary-izvestiy-a-nacionalnoy-akademii-nauk-respubliki-kazahstan.html		159 0,83 %
2	http://dictionary.sensagent.com/%D0%9A%D1%8B%D0%B7%D1%8B%D0%BB%D0%BE%D0%B9%D1%81%D0%BA%D0%BE%D0%B5/ru-ru/		24 0,13 %
3	https://docplayer.ru/67848142-Tshazatshstan-respublika-sy-dzhlttytsh-dzylm-akademiyasynvgi-habarlary-izvestiy-a-nacionalnoy-akademii-nauk-respubliki-kazahstan.html		22 0,11 %
4	https://docplayer.ru/67848142-Tshazatshstan-respublika-sy-dzhlttytsh-dzylm-akademiyasynvgi-habarlary-izvestiy-a-nacionalnoy-akademii-nauk-respubliki-kazahstan.html		12 0,06 %

5	https://docplayer.ru/67848142-Tshazatshstan-respublika-sy-dzhlttytsh-dzylym-akademiyasynvgi-habarlary-izvestiya-nacionalnoy-akademii-nauk-respubliki-kazahstan.html	11	0,06 %
6	https://docplayer.ru/67848142-Tshazatshstan-respublika-sy-dzhlttytsh-dzylym-akademiyasynvgi-habarlary-izvestiya-nacionalnoy-akademii-nauk-respubliki-kazahstan.html	10	0,05 %
7	http://docplayer.ru/56378986-Gosudarstvennaya-geologicheskaya-karta-rossiyskoy-federacii.html	9	0,05 %
8	https://files.stroyinf.ru/Data2/1/4293849/4293849324.pdf	8	0,04 %
9	https://link.springer.com/article/10.1134%2F5181971401104004X	7	0,04 %
10	https://files.stroyinf.ru/Data2/1/4293849/4293849324.pdf	7	0,04 %

из базы данных RefBooks (0,00 %)

Все фрагменты найдены в базе данных RefBooks, которая содержит более 3 миллионов научных публикаций.

ПОРЯДКОВЫЙ НОМЕР	НАЗВАНИЕ	АВТОР	КОЛИЧЕСТВО ИДЕНТИЧНЫХ СЛОВ (КОЛИЧЕСТВО ФРАГМЕНТОВ)
ЗАИМСТВОВАНИЙ НЕ НАЙДЕНО			

из домашней базы данных (0,07 %)

Все фрагменты найдены в базе данных вашего университета.

ПОРЯДКОВЫЙ НОМЕР	НАЗВАНИЕ	АВТОР	ДАТА ИНДЕКСАЦИИ (АРХИВАЦИИ)	КОЛИЧЕСТВО ИДЕНТИЧНЫХ СЛОВ (ФРАГМЕНТОВ)
1	Геодинамическое развитие Жетыбай-Узенской тектонической ступени и анализ перспектив нефтегазоносности на примере месторождений Шалва и Жалганой. Satbayev University (ИГНУГД)	Смагулов Ермек	2017-05-16	13 (2) 0,07 %

из программы обмена базами данных (0,00 %)

Все фрагменты найдены в базе данных других университетов.

ПОРЯДКОВЫЙ НОМЕР	НАЗВАНИЕ НАЗВАНИЕ БАЗЫ ДАННЫХ	АВТОР	ДАТА ИНДЕКСАЦИИ (АРХИВАЦИИ)	КОЛИЧЕСТВО ИДЕНТИЧНЫХ СЛОВ (КОЛИЧЕСТВО ФРАГМЕНТОВ)
ЗАИМСТВОВАНИЙ НЕ НАЙДЕНО				

из интернета (1,48 %)

Все фрагменты найдены в глобальных интернет-ресурсах открытого доступа.

ПОРЯДКОВЫЙ НОМЕР	ИСТОЧНИК URL	КОЛИЧЕСТВО ИДЕНТИЧНЫХ СЛОВ (ФРАГМЕНТОВ)
1	https://docplayer.ru/67848142-Tshazatshstan-respublikasy-dzhlttytsh-dzylym-akademiyasynvgi-habarlary-izvestiya-nacionalnoy-akademii-nauk-respubliki-kazahstan.html	214 (5) 1,12 %
2	http://dictionary.sensagent.com/%D0%9A%D1%8B%D0%B7%D1%8B%D0%BB%D0%BE%D0%B9%D1%81%D0%BA%D0%BE%D0%B5/ru-ru/	24 (1) 0,13 %
3	https://files.stroyinf.ru/Data2/1/4293849/4293849324.pdf	20 (3) 0,10 %
4	https://link.springer.com/article/10.1134%2F5181971401104004X	12 (2) 0,06 %
5	http://docplayer.ru/56378986-Gosudarstvennaya-geologicheskaya-karta-rossiyskoy-federacii.html	9 (1) 0,05 %
6	https://knowledge.allbest.ru/geology/3c0a65635a2ad78b4d43a89421216c26_0.html	5 (1) 0,03 %

Протокол анализа Отчета подобия

заведующего кафедрой / начальника структурного подразделения

Заведующий кафедрой / начальник структурного подразделения заявляет, что ознакомился(-ась) с Полным отчетом подобия, который был сгенерирован Системой выявления и предотвращения плагиата в отношении работы:

Автор: Алиаскар Ибрагим Сеймбекович

Название: Особенности геологического строения и перспективы нефтегазоносности Самского прогиба

Координатор: Герой Жолтаев

Коэффициент подобия 1:1,6

Коэффициент подобия 2:0,8

Замена букв:5

Интервалы:0

Микропробелы:0

Белые знаки:1

После анализа отчета подобия заведующий кафедрой / начальник структурного подразделения констатирует следующее:

- обнаруженные в работе заимствования являются добросовестными и не обладают признаками плагиата. В связи с чем, работа признается самостоятельной и допускается к защите;
- обнаруженные в работе заимствования не обладают признаками плагиата, но их чрезмерное количество вызывает сомнения в отношении ценности работы по существу и отсутствием самостоятельности ее автора. В связи с чем, работа должна быть вновь отредактирована с целью ограничения заимствований;
- обнаруженные в работе заимствования являются недобросовестными и обладают признаками плагиата, или в ней содержатся преднамеренные искажения текста, указывающие на попытки сокрытия недобросовестных заимствований. В связи с чем, работа не допускается к защите.

Обоснование:

.....
.....
.....
.....
.....

Дата

Подпись заведующего кафедрой /

начальника структурного подразделения

Окончательное решение в отношении допуска к защите, включая обоснование:

.....
.....
.....
.....
.....
.....

Дата

Подпись заведующего кафедрой /

начальника структурного подразделения

Протокол анализа Отчета подобия Научным руководителем

Заявляю, что я ознакомился(-ась) с Полным отчетом подобия, который был сгенерирован Системой выявления и предотвращения плагиата в отношении работы:

Автор: Алиаскар Ибрагим Сеймбекович

Название: Особенности геологического строения и перспективы нефтегазоносности Самского прогиба

Координатор: Герой Жолтаев

Коэффициент подобия 1:1,6

Коэффициент подобия 2:0,8

Замена букв:5

Интервалы:0

Микропробелы:0

Белые знаки: 1

После анализа Отчета подобия констатирую следующее:

- обнаруженные в работе заимствования являются добросовестными и не обладают признаками плагиата. В связи с чем, признаю работу самостоятельной и допускаю ее к защите;
- обнаруженные в работе заимствования не обладают признаками плагиата, но их чрезмерное количество вызывает сомнения в отношении ценности работы по существу и отсутствием самостоятельности ее автора. В связи с чем, работа должна быть вновь отредактирована с целью ограничения заимствований;
- обнаруженные в работе заимствования являются недобросовестными и обладают признаками плагиата, или в ней содержатся преднамеренные искажения текста, указывающие на попытки сокрытия недобросовестных заимствований. В связи с чем, не допускаю работу к защите.

Обоснование:

.....
26.06.2020 г

Дата

.....


Подпись Научного руководителя

Отзыв
НАУЧНОГО РУКОВОДИТЕЛЯ

на магистерскую диссертацию Әлиаскар Ибрагима Сеймбетовича
на тему: «Особенности геологического строения и перспективы нефтегазоносности Самского прогиба»

Целью диссертационной работы является выявление закономерностей строения, условий формирования природных резервуаров в доюрском комплексе Самского прогиба Северо-Устьюртского бассейна и оценка перспектив нефтегазоносности исследуемого региона.

Актуальность работы заключается в комплексной оценке и изучении всех возможных материалов по исследуемому объекту, правильному методическому подходу при достижении основной цели диссертации, понятному и доступному изложению материала, визуализации геологической информации.

В соответствии с требованиями к магистерским диссертациям в работе Алиаскар И. рассмотрены и изучены следующие ключевые аспекты: выделены вероятные нефтегазоматеринские комплексы и зоны и рассмотрены закономерности пространственного размещения залежей углеводородов; провести оценку перспектив нефтегазоносности Северного Устьюрта с геологическим обоснованием перспектив нефтегазоносности и дальнейшими направлениями геологоразведочных работ на Самском прогибе.

Магистрантом проделана очень серьезная и важная работа по сбору фактического материала по исследуемому объекту – по Самскому прогибу, в частности проанализирована новые данные сейсморазведки МОГТ-2D.

Положительно отмечаю умение магистранта работать в графических программных продуктах, что считаю очень нужным для более доступного визуального восприятия представленной геологической информации по изучаемому объекту, а также проведен самостоятельный анализ по картам и разрезам, что так же придает ценность данной работе.

По итогам просмотра представленной диссертации, делаю вывод о подготовленности магистранта к самостоятельной исследовательской и аналитической работе с дальнейшим совершенствованием знаний и навыком.

Выполненная работа характеризует магистранта Алиаскар А. как сложившегося специалиста, владеющего широким набором компетенций и, главное, понимающего суть геологических проблем, возникающих при поиске и разведке нефти и газа. Работа удовлетворяет всем требованиям, предъявляемым к магистерским диссертациям, а Алиаскар А. заслуживает присвоения степени магистра.

Научный руководитель
доктор геол.-минерал. наук, профессор


Г.Ж.Жолтаев
« ___ » _____ 2020 г.