

На правах рукописи

Ли Юнхун

**ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ И ПЕРСПЕКТИВЫ
НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ЮГО-ВОСТОЧНОГО БОРТА
ПРИКАСПИЙСКОЙ ВПАДИНЫ И ЕЁ ОБРАМЛЕНИЯ**

специальность 25.00.12 – геология, поиски и разведка
горючих ископаемых

АВТОРЕФЕРАТ

Диссертации на соискание ученой степени
кандидата геолого-минералогических наук

Москва 2006

Работа выполнена на кафедре геологии и геохимии горючих ископаемых геологического факультета МГУ им. М.В. Ломоносова

Научный руководитель: доктор геолого-минералогических наук профессор
Бурлин Юрий Константинович

Официальные оппоненты: доктор геолого-минералогических наук профессор
Шлезингер А.Е. (ГИН РАН)

кандидат геолого-минералогических наук
Ярошенко А.В. (РГУ нефти и газа им. Губкина)

Ведущая организация: Всероссийский Научно-исследовательский
Геологоразведочный Нефтяной Институт

Защита диссертации состоится 20 октября 2006 года в 14 ³⁰ на заседании диссертационного совета Д.501.001.40 при геологическом факультете МГУ им. М.В. Ломоносова по адресу 119992, Москва, Ленинские горы, МГУ, Геологический факультет (аудитория 829).

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке геологического факультета МГУ, сектор А, 6 этаж

Автореферат разослан « 19 » сентября 2006 года

Ученый секретарь
диссертационного совета
доктор геолого-минералогических наук

Е.Е. Карнюшина

Общая характеристика работы

Актуальность работы. Юго-восточный борт Прикаспийской впадины и её обрамления являются важной областью поисков и разведки нефти и газа (рис. 1). В последние 30 лет подсолевые палеозойские отложения рассматриваемой территории являются основным объектом нефтегазопроисловых работ. Подсолевой комплекс в стратиграфическом диапазоне вскрыт многими глубокими скважинами в юго-восточной части Прикаспийской впадины. В этой области открыты уникальные месторождения Тенгиз и Кашаган, на других площадях открыты более мелкие месторождения и отмечено наличие признаков нефтегазоносности различной интенсивности.

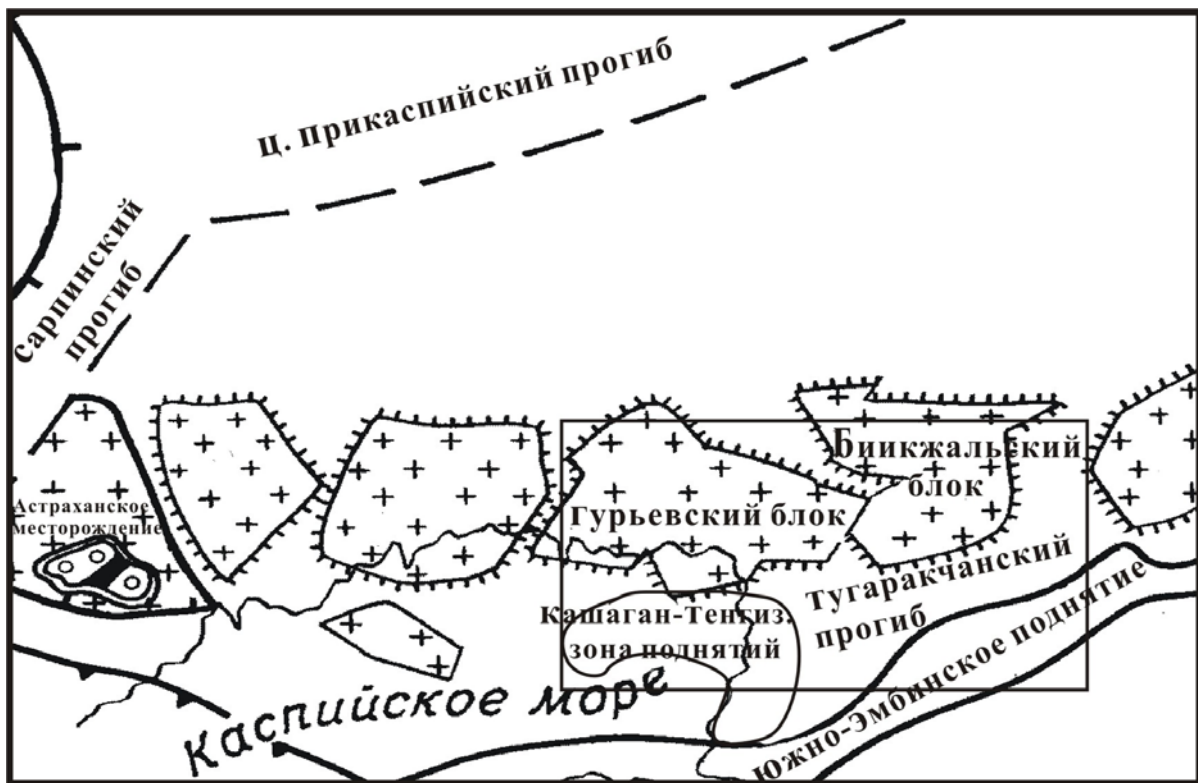


Рис. 1. Обзорная схема с выделением района исследований.

Юго-восточная часть Прикаспийской впадины является также областью распространения месторождений нефти в мезозойских отложениях. Здесь промышленные залежи нефти и газа известны и эксплуатируются с начала прошлого века. В течение последних 20 лет открыто почти 15 нефтяных месторождений, среди которых наиболее крупнее Кенбай. Это свидетельствует о

том, что потенциал нефтеносности мезозойских отложений не раскрыт полностью, и существует возможность значительных дальнейших открытий.

В настоящее время благодаря международному сотрудничеству геологоразведочные работы на нефть и газ в рассматриваемой территории усиливаются. Китайская нефтехимическая компания (СИНОПЕК) имеет лицензию на Адайский участок, включающий такие крупные структуры как Биикжальский свод. Существуют разные точки зрения на строение и перспективы нефтегазоносности в подсолевом комплексе, и выбор разведочных объектов в надсолевом комплексе, поэтому изучение геологического строения и перспективы нефтегазоносности юго-восточного борта Прикаспийской впадины и её обрамления имеет важное и актуальное значение.

Цель настоящей работы заключалась в анализе нефтегазогеологических характеристик юго-восточной части Прикаспийской впадины для определения нефтегазоносного потенциала и перспективных территорий и выделение новых наиболее интересных объектов, главным образом в пределах Адайского лицензионного участка.

Перед автором стояли следующие задачи:

1. Проведение сопоставления разрезов, вскрытых бурением в разных структурно-фациальных зонах.
2. Проведение исследований структурных особенностей территории исследований.
3. Анализ нефтегазогеологических характеристик разреза, и установление закономерностей размещения углеводородов подсолевых и надсолевых комплексов.
4. Определение нефтегазоносного потенциала и перспективных территорий, и выделение наиболее интересных объектов.

Научная новизна проведенных исследований:

1. На основе проведенной корреляции составлены разрезы в разных тектонических элементах и показан характер литологических изменений в юго-восточной части Прикаспийской впадины;

2. Составлены структурные карты по отражающим горизонтам, на которых показаны особенности тектонического строения подсоловых отложений;

3. Выявлены условия скопления и закономерности размещения углеводородов подсолового и надсолового комплексов;

4. Дан прогноз перспектив нефтегазоносности и выделены конкретные объекты в разных нефтегазоносных районах на юго-востоке Прикаспийской впадины.

Практическая значимость работы. Проведенные автором исследования имеют большое практическое значение. Новые данные, полученные в результате проведенных исследований, позволили в значительной степени уточнить геологическое строение, выявить нефтегазоносность рассматриваемой территории, рекомендовать благоприятные районы для постановки поисково-разведочных работ на нефть и газ. Эти данные могут быть использованы организациями, осуществляющими исследовательские и поисково-разведочные работы в юго-восточной части Прикаспийской впадины, особенно результаты исследований могут быть использованы компанией СИНОПЭК в разведочной работе и выборе объектов в юго-восточной части Прикаспийской впадины.

Фактический материал. В основу работы положены исследования, проведенные автором в Казахстане в отделе зарубежных разведок компании СИНОПЭК, у которой есть несколько лицензионных разведочных блоков в юго-восточной части Прикаспийской впадины. При написании диссертации автор использовал результаты ранее выполненных анализов керна, сейсмические профили, промыслово-геофизические разрезы скважин, материалы нефтегазоносности подсоловых и надсоловых отложений, данные анализа пористости и проницаемости образцов и информация о разработке месторождений в надсоловых отложениях.

Апробация работы. По теме диссертации опубликовано три работы, одна находится в печати, сделан доклад на кафедральном семинаре.

Структура и объем работы. Диссертация состоит из введения, 5 глав, заключения, списка литературы из 164 наименований. Общий объем работы – 152 страниц, включая 30 иллюстраций.

Работа была выполнена на кафедре геологии и геохимии горючих ископаемых геологического факультета Московского университета под руководством доктора геолого-минералогических наук Ю.К. Бурлина, которому автор выражает свою глубокую признательность. В процессе работы над диссертацией автор пользовался консультациями преподавателей и коллег кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых геологического факультета МГУ. Всем им автор выражает искреннюю благодарность за оказанную помощь и поддержку.

Сбор материалов для диссертации был бы невозможен без помощи президента Суй Чуаньхуя и сотрудников компании FIOC Ду Тинцзюня и Б.А. Ескожей, заместителя директора научно-исследовательского института Восточно-Китайской нефтяной компании Чянь Гвяхуой, которым автор выражает свою благодарность. Работа выполнена при поддержке директора Цзин Чжицзюня, зам. директора Чжан Мина, и зам. главного геолога Янь Щянбина и Ван Цзюня научно-исследовательского института по разведке и разработке нефти компании СИНОПЭК.

Содержание работы

Глава 1. Краткая история геологического изучения

История исследования Прикаспийской впадины и её юго-восточной части насчитывает примерно полтора столетия. Нефтяная промышленность Прикаспийской впадины имеет столетнюю историю.

Первое нефтяное месторождение Эмбы – Доссор открыто в апреле 1911 года, и с этого времени начинается систематическое открытие месторождений и изучение солянокупольной территории. 1978-2002 годах в юго-восточной части Прикаспийской впадины были открыты уникальные и крупные месторождения Тенгиз, Королевское и Кашаган.

Результаты фактических исследований обобщены в работах Х.Б. Абилхасимова, Г.Е.-А. Айзенштадта, А.А. Аксенова, М.С. Арабаджи, К.И. Багринцевой, Ю.А. Воложа, Э.С. Воцалевского, В.П. Гаврилова, Р.Г. Гарецкого, И.Ф. Глумова, И.Б. Дальяна, Б.А. Ескожей, Ш.Е. Есенова, Б. Жаскленова, Г.Ж. Жолтаева, А.К. Замаренова, Г.П. Золотухиной, Ю.А. Иванова, К.А. Клещева,

А.С. Кожабаева, Л.Г. Кирюхина, Н.А. Крылова, В.Г. Кузнецова, Н.Я. Кунина, Е.К. Курмашева, Л.И. Лебедева, Н.В. Неволлина, А.А. Новикова, Н.Д. Павлова, Б.К. Прошлякова, Р.Б. Сапожникова, Б.В. Сенина, Б.А. Соловьева, В.Е. Хаина, А.Е. Шлезингера, А.Л. Яншина и других. В этих работах рассмотрены разнообразные вопросы стратиграфии, тектоника, нефтегазоносности и перспективы юго-восточной части Прикаспийской впадины.

Глава 2. Стратиграфия

В осадочном чехле юго-восточной части Прикаспийской впадины выделяются три крупных части разреза, отражающие различные этапы тектонического развития: подсолевой, соленосной и надсолевой (рис. 2). В подсолевой части разреза выделены нижнепалеозойские и среднедевонско-нижнепермские отложения.

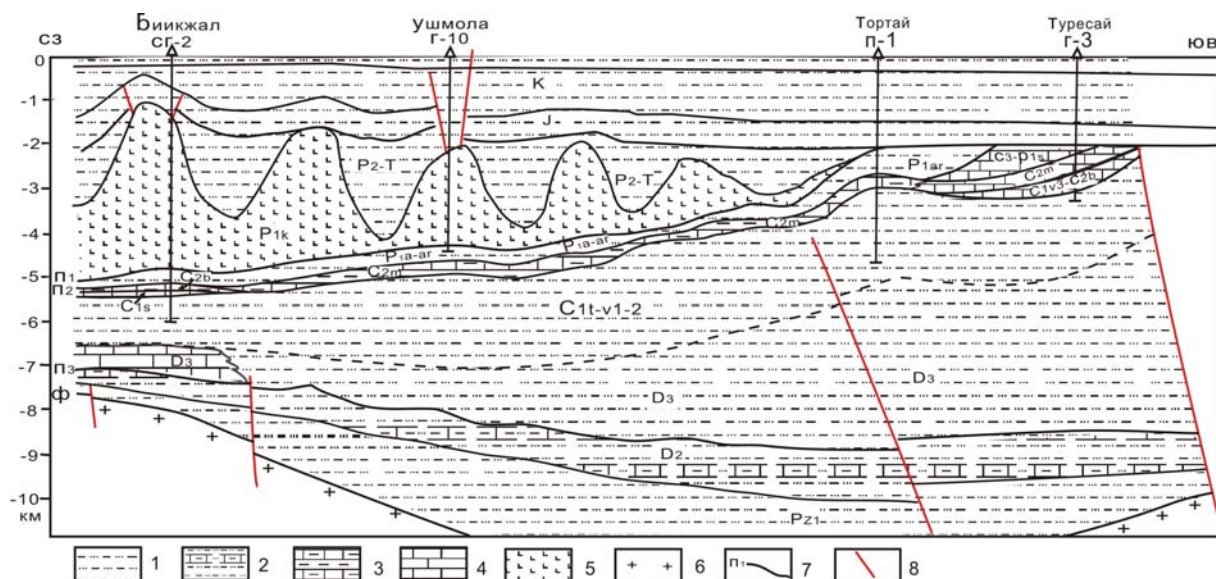


Рис. 2. Геологический профиль через юго-восточную часть Прикаспийской впадины. 1 – терригенные отложения; 2 – терригенные отложения с карбонатными; 3 – карбонатно-терригенные; 4 – карбонатные; 5 – соли и ангидриты; 6 – поверхность фундамента; 7 – отражающие границы; 8 – разломы.

Среднедевонские отложения несогласно перекрывают на палеозойские отложения. Они в основном представлены карбонатно-терригенными отложениями. Предполагается, что они в Гурьевском и Биикжальском сводах также сложены терригенно-карбонатными породами. Верхнедевонско-

средневизейские отложения в Южно-Эмбинской складчатой зоне представлены аргиллитами, алевролитами и песчаниками, на отдельных участках известняками с большим количеством грубообломочных гравелитов и конгломератов. К северу в Тугаракчанском прогибе обломочные отложения верхнедевонско-средневизейского возраста по составу близки граувакковым породам, кроме того, в разрезе присутствуют известняки. По сейсмическим материалам предполагается, что в пределах Гурьевского и Биикжальского сводов развиты верхнедевонско-турнейские карбонатные отложения. В Кашаган-Тенгизской зоне развиты среднефранско-средневизейские карбонатные отложения. Органогенные рифовые известняки распространены в пределах крупных структур, таких, как Приморского вала, Королевской, Тенгизской, Огайской и др. Можно допустить, что на остальной территории этой зоны карбонатные отложения сменяются органогенно-обломочными склоновыми, а затем замещаются одновозрастными глубоководными шельфовыми глинистыми известняками и глинами.

Отложения верхнего визе – ассельского возраста характеризуются широким развитием карбонатных пород. В пределах Южно-Эмбинского поднятия они залегают с размывом на подстилающих и перекрываются артинскими образованиями нижней перми. В северо-восточной части поднятия в полосе Сарыкум – Уртатау-Сарыбулак разрез целиком сложен известняками с органогенными постройками. Вдоль свода Южно-Эмбинского поднятия происходит уменьшение мощности карбонатных образований от 2,5 км на площадях Тортай и Туресай до 1 км на площади Караой. На северо-западе Южно-Эмбинского поднятия каменноугольные и частично ассельские карбонатные породы образуют бортовой карбонатный уступ, с которым могут быть связаны рифогенные постройки.

Среднекаменноугольная часть и низы верхнекаменноугольной части разреза к северо-западу от Южно-Эмбинского поднятия утоняются до 150-200 м и расслаиваются терригенным материалом, они протягиваются далеко на север и северо-запад, распространяясь на обширных пространствах юго-восточной периферии Прикаспийской впадины. Среднекаменноугольные отложения в

связи с предверейским перерывом во многих местах размыты до нижней части башкирского яруса. В Кашаган-Тенгизской зоне наблюдаются карбонатные отложения окско-среднекаменноугольного возраста, а верхнекаменноугольные отложения здесь отсутствуют.

В пределах Южно-Эмбинской моноклинали прислоняются докунгурские нижнепермские (в основном артинские) терригенные отложения, сложенные преимущественно глинами и аргиллитами с прослоями песчаников и алевролитов. Здесь развиты крупные конусы выноса, отложения которых представлены грубообломочными осадками. Артинские отложения имеют повсеместное распространение также в пределах Кашаган-Тенгизской зоны. Они залегают несогласно на подстилающих породах. Общая мощность изменяется от 10-30 м на сводах структур до 110-115 м на их склонах и до 400-500 м в более погруженных участках. На Биикжальском и Гурьевском сводах артинские отложения сложены аргиллитами с прослоями алевролитов и известняков.

Кунгурский ярус нижней перми характеризуется широким развитием в пределах Прикаспийской впадины мощных соленосных (до 3 км и более в центральной части) толщ каменной соли, гипсов и ангидритов. Вдоль юго-восточного обрамления бассейна на Южно-Эмбинской поднятии отсутствуют соленосные толщи.

Надсолевой разрез преимущественно представлен песчано-глинистыми и грубообломочными породами в различном сочетании в диапазоне от позднепермского возраста до современных. Верхнепермские и триасовые отложения, часто красноцветные, залегают несогласно и имеют максимальную толщину в межкупольных пространствах. Юрские, меловые и палеоген-неогеновые слои сложены терригенными и карбонатными породами в разных сочетаниях.

Глава 3. Тектоническое строение и история геологического развития

Юго-восточная часть Прикаспийской впадины относится к бассейну сочленения древней платформы и герцинского складчатого сооружения Южно-Эмбинского поднятия. Южно-Эмбинская герцинская складчатая зона разделяет

Прикаспийскую впадину и Северо-Устюртский массив. Она представляет очень узкое (от нескольких километров до первых десятков километров) погребенное приразломное инверсионное поднятие, сложенное интенсивно-складчатым средним палеозоем. В позднем палеозое она испытала сильное сжатие и поднятие, с юры была покрыта чехлом мезокайнозойских отложений.

В пределах юго-восточной части Прикаспийской впадины поверхность фундамента залегает на глубинах от 7.0 до 13 км. На севере рассматриваемой территории расположены Гурьевский и Биикжальский своды. По изогипсу минус 7.0 км размеры Гурьевского свода составляет 70x90 км, Биикжальского – 100x70 км. Южнее протягивается Южно-Эмбинский прогиб на расстоянии более 300 км, ширина его от 40 до 70 км. В пределах Южно-Эмбинского прогиба поверхность фундамента от бортов, где глубины – 9.0-10.0 км, погружается к осевой зоне до глубины 12.0-13.0 км.

Внутренняя структура подсолевого комплекса

В подсолевом комплексе выделяются несколько отражающих горизонтов (P_3 , P_2 и P_1), приуроченных к верхнепалеозойским отложениям.

Отмечается резкое несоответствие структурных планов в юго-восточной части Прикаспийской впадины: нижнепалеозойские и девонско-нижнекаменноугольные отложения погружаются регионально с севера на юг, а верхняя часть нижнекаменноугольных и среднекаменноугольно-нижнепермские, также выше кунгурские соленосные и перхнепермско-триасовые отложения, наоборот, погружаются с юга на север. Юрско-палеогеновые отложения характеризуются общим моноклинальным залеганием погружением на юг (рис. 2).

Строение поверхности досреднефранских отложений (горизонт P_3)

Горизонт P_3 прослеживается на Гурьевском и Биикжальском сводах на отметках минус 6.5-7 км, постепенно погружается на юг и юго-восток до 9-10 км. Выделяются три крупные рельефно выраженные положительные геотектонические элементы: Кашаган-Тенгизская зона поднятий, Гурьевский и Биикжальский своды.

Строение поверхности ниже-среднекаменноугольных отложений (отражающий горизонт P_2)

По горизонту P_2 структурный план юго-востока Прикаспийской впадины претерпевает значительные изменения. Так, не фиксируются такие важнейшие элементы, как Астраханско-Актюбинская система поднятий и Южно-Эмбинский (Тугаракчанский) прогиб. Фиксируется крупная инверсионная структура – Южно-Эмбинское поднятие. В связи с интенсивным ростом рифовых построек более контрастно проявляется Кашаган-Тенгизская зона поднятий. Погружение бортовых и прибортовых частей к северу носит четко выраженный ступенчатый характер, при этом наиболее протяженной является Южно-Эмбинская моноклинали.

В северо-западном склоне Южно-Эмбинского поднятия и прилегающей к нему Южно-Эмбинской моноклинали в пределах отметок 3.0-4.0 км выделяется ряд брахиантиклинальных поднятий: Тортай, Равнинная, Шолькара, севернее выделяются приподнятые зоны Кумшеты, Ушмола и Ю.З. Улькентобе. На юго-западной периферии Южно-Эмбинского поднятия выделяются локальные структуры Елемес и Маткен.

Рельеф поверхности подсолевого ложа (горизонт P_1)

Структура поверхности подсолевых отложений подчинена строению его обрамления, определяемому Южно-Эмбинским поднятием. Южно-Эмбинское поднятие – инверсионная структура с размерами 25x35 км при длине 250-280 км. В его осевой части под отложениями юры с стратиграфическим и угловыми несогласием залегают верхнепалеозойские породы.

С юго-востока на северо-запад от Южно-Эмбинского поднятия поверхность докунгурских отложений моноклиналино погружается в сторону внутренних зон Прикаспийской впадины с глубин 2.0-2.2 км до 5.6-6.0 км в пределах Гурьевского и Биикжальского сводов. В пределах Южно-Эмбинского моноклинали изолинии поверхности подсолевых отложений имеют общее северо-восточное простирание, по горизонту P_1 малоамплитудные поднятия имеют низкую достоверность.

На фоне регионального погружения горизонта P_1 выделяется Кашаган-Тенгизская зона поднятий. По сравнению с горизонтом P_2 здесь структурный рельеф горизонта P_1 более сглаженный, наблюдаются следующие локальные поднятия: Приморский вал, Королевское, Тенгизское, Огайское и Кашаганское.

Соленосной кунгурский комплекс

Соленосные осадки в пределах рассматриваемой территории имеют широкое развитие. Характерной особенностью солевого комплекса является широкое развитие соляного тектогенеза. Соли оказывают влияние на характер залегания пород и их преобразование, они образуют соляные купола и штоки, оказывающие сильное воздействие на формирование локальных структур в надсолевых отложениях. Над куполами и вблизи них формируются ловушки углеводородов разных типов.

Надсолевой комплекс

Надсолевой разрез юго-восточной части Прикаспийской впадины четко подразделяется на три крупных структурных этажа: верхнепермско-триасовый, юрско-палеогеновый и неоген-четвертичный. Современная структура надсолевых отложений существенно осложнена солянокупольной тектоникой.

Между верхнепермско-триасовым и юрско-палеогеновым этажами отмечается несоответствие структурных планов. Поверхность нижнего этажа погружается от Южно-Эмбинского района на север и северо-запад, а юрско-палеогеновых отложений – от севера на юг.

Анализ структурных планов показывает, что Гурьевский и Биикжальский своды развивались в основном унаследованно в течение палеозоя, мезозоя и кайнозоя.

История геологического развития

Структура юго-восточной части Прикаспийской впадины сформировались в зоне сочленения края Восточно-Европейской платформ и северной части Устюртского блока. В конце венда – раннем кембрии началось формирование Южно-Эмбинского рифта. Со среднего карбона происходили движения сжатия, в результате это в процессе герцинского тектогенеза создалось Южно-Эмбинское поднятие. В Прикаспии предположительно с конца среднего девона начинаются

процессы интенсивного погружения, формируется впадина. Трансгрессия в поздневизейско-башкирское время привела к расширению бассейна на юг в сторону Северного Устья, накоплению карбонатов на денудированной поверхности Южно-Эмбинского поднятия и образованию карбонатной платформы. Предмосковский перерыв привел к размыву верхней части башкирского яруса, а на отдельных участках – и более глубоких горизонтов. В среднем и верхнем карбоне в пределах Южно-Эмбинского поднятия продолжалось накопление карбонатов, которые вглубь Прикаспийского бассейна сменялись относительно глубоководными карбонатно-глинистыми отложениями. В раннепермское время в краевой части Южно-Эмбинского поднятия развивались конусы выноса. К началу кунгурского века Прикаспийская впадина становится замкнутой со всех сторон структурой. В кунгурский век началось заполнение бассейна мощной толщей эвапоритов. В позднепермское время происходит образование моласс. В мезозойско-кайнозойское время в изучаемой территории в основном происходит накопление карбонатных и терригенных отложений, формируется осадочный платный чехол, в результате процессов соляной тектоники слои платного чехла были сильно нарушены.

Глава 4. Нефтегазогеологические характеристики

Нефтегазоматеринские породы и генерации УВ

В верхнепалеозойских отложениях юго-востока Прикаспийской впадины широко развиты мощные высококачественные нефтегазоматеринские толщи (НГМТ) среднепозднего девона, являющиеся основным генерационным комплексом, в этой НГМТ установлено высокое содержание сапропелевого и гумусового органического вещества, способного генерировать жидкие и газовые УВ. Кроме того, в рассматриваемой территории развиты НГМТ ранне-среднего карбона и докунгурской нижней перми. Эти отложения находились в благоприятных палеогеотермических условиях, способствовавших преобразованию органического вещества в углеводороды. Можно предполагать, что нефтегазоносность изучаемой территории обусловлена реализацией генерационного потенциала палеозойские отложений.

Важное значение имеет преобладание процессов вертикальной миграции углеводородов, которые и обусловили продуктивность надсолевых отложений в юго-восточной части Прикаспийской впадины.

Региональные нефтегазоносные комплексы

В подсолевом комплексе скопление углеводородов отмечает в отложениях широкого стратиграфического диапазона: от верхнедевонских до артинских отложений включительно. Выделены четыре регионально нефтегазоносных комплекса (НГК):

Перспективный среднедевонско-нижнефранский НГК

Отложения комплекса представлены терригенными и терригенно-карбонатными отложениями. Этот комплекс возможно является перспективно нефтегазоносным в рассматриваемой территории. Наибольшие его перспективы приурочены к Кашаган-Тенгизской зоне поднятий и к Гурьевскому своду.

Среднефранско-средневизейский НГК

Этот комплекс характеризуется сложным фациальным строением. Он представлен двумя типами: карбонатным и терригенным.

Карбонатный тип НГК установлен в Кашаган-Тенгизской зоне поднятий, и предполагается, что нижняя часть этого комплекса развивалась на Гурьевском и Биикжальском сводах. Мощность комплекса измеряется от 100-200 м в присводовой части Гурьевского свода и до 2400 м на юге Кашаган-Тенгизской зоны поднятий. Коллекторами нефти и газа являются карбонатные отложения. Промышленные притоки нефти и газа получены на месторождении Тенгиз из этого комплекса. Основной покрышкой для комплекса могут быть аргиллиты и глинистые известняки тульского горизонта, мощность которых достигает 100 м.

Терригенный тип этого комплекса развит в восточной части территории: от Южно-Эмбинского поднятия до структуры Биикжал. Коллекторами нефти и газа являются песчано-алевролитовые породы. Покрышками служат глины и аргиллиты. Непромышленные притоки нефти и битума из нижней части комплекса (верхнедевонских отложений) получены на структуре Жанасу. Из верхней части комплекса (нижнекаменноугольных отложений) притоки нефти и

газа получены на месторождении Тортай и на площади Юго-Западное Улькентобе.

Верхневизейско-ассельский карбонатный НКК

Отложения этого комплекса характеризуются широким развитием карбонатных пород. Мощность комплекса характеризуется значительной изменчивостью, обусловленной размывами.

Вдоль северо-западного склона Южно-Эмбинского поднятия в этом комплексе протягивается полоса протяженностью 110 км и шириной в 16-20 км, где мощность его достигает 1500 м, и в современном плане образует карбонатный уступ. Далее на северо-запад в Южно-Эмбинской моноклинали мощность комплекса резко уменьшается. На северо-западном склоне Южно-Эмбинского поднятия продуктивность среднекаменноугольных отложений установлена на месторождениях Равнинная и Тортай.

В Кашаган-Тенгизской зоне поднятий мощность комплекса с юга на север уменьшается, что связано с увеличением амплитуды размыва верхней части комплекса в северном направлении. На Тенгизском поднятии на нижнебашкирских отложениях с резким стратиграфическим несогласием залегают верхнеартинские отложения. В предартинское время карбонатные органогенные постройки ранне - и среднекаменноугольного возраста подвергались эрозии, в результате выщелачивания образовались высококачественные коллекторы. В Кашаган-Тенгизской зоне поднятий пористость рифовых известняков достигает 20% и более, проницаемость достигает 300 мД. В породах комплекса заключены уникальные скопления УВ на месторождениях Тенгиз, Королевское, Кашаган, Кайран, Актоте, непромышленные притоки УВ получены на структурах Тажигали и Пустынная.

Среднефранско-средневизейский и верхневизейско-башкирский карбонатные нефтегазоносные комплексы в Тенгизском месторождении представлены гидродинамическим единым среднефранско-башкирским карбонатным суперкомплексом.

Сакмарско-артинский НГК

Этот комплекс представлен двумя типами пород: терригенно-карбонатным и терригенным.

Терригенно-карбонатный тип НГК развит в Маткен-Елемесской зоне и в Кашаган-Тенгизской зоне поднятий, в последней полосе только присутствует верхняя часть артинского яруса. Этот комплекс сложен чередованием глинистых кремнистых известняков, аргиллитов и алевролитов. Характерной особенностью НГК является резкая изменчивость мощности. Из этого комплекса получены притоки нефти и газа на месторождениях Тенгиз.

Терригенный тип НГК развит в восточной части исследуемой территории. Комплекс сложен неравномерно переслаивающимися песчано-алевролитовыми, грубообломочными и глинистыми породами. Характерной особенностью является изменчивость мощности и литологического состава. Мощность комплекса закономерно изменяется от 0-50 м на Южно-Эмбинском поднятии до 1.2-1.4 км на его северо-западном склоне и затем уменьшается до 200-300 м в сторону Биикжалского свода. Притоки нефти и газа получены на структурах Елемес, Маткен, Шолькара и др.

Надсолевые нефтегазоносные комплексы

Характерной особенностью надсолевых комплексов является наличие четко выраженных региональных поверхностей несогласия. К важнейшим его особенностям относится также отсутствие в нем региональных флюидоупоров и возросшая роль в контроле нефтегазоносности зональных и локальных покрышек, представленных в основном глинистыми породами.

В пределах надсолевого мегакомплекса юго-восточной части Прикаспийской впадины в основном выделяются верхнепермско-триасовой и юрско-меловой нефтегазоносные комплексы. Триасовые и верхнепермские коллекторы обладают, как правило, удовлетворительными емкостными и фильтрационными свойствами. Пористость коллекторов составляет 20-32%; проницаемость достигает 1000 мД. В верхнепермско-триасовом комплексе открыты месторождения Макат, Сагиз, Кулсары и др. Самые высокоемкие и высокопроницаемые коллекторы – это песчаные пласты средней юры и мела.

Пористость коллекторов достигает 40%, проницаемость 2600 мД. С юрско-меловым комплексом связана основная промышленная нефтегазоносность надсолевого комплекса.

Особенности формирования залежей УВ

Длительность и многостадийность процесса генерации УВ обусловили несколько этапов формирования промышленных скоплений УВ. Основным этапом их образования в пределах рассматриваемой территории являлись кунгурское время с мощным соленакоплением и послекунгурское время с накоплением мощных моласс.

Нефтегазогеологическое районирование

Прикаспийская впадина относится к типу перикратонных бассейнов, заложенных на древней платформе. О.К. Баженова и др. (2004) относят его к классу перикратонно-орогенных с учетом его герцинского складчатого обрамления. Как выше изложение, в разрезе Прикаспийской впадины, в том числе и в исследуемом районе выделяются два основных крупных нефтегазоносных комплекса: подсолевой и надсолевой. Верхний комплекс изучен достаточно хорошо, особенно в исследуемом районе. В подсолевом комплексе относительно хорошо изучена только верхняя преимущественно известняковая часть карбона и нижней перми, в меньшей степени карбонатная толща девона. По особенностям геологического строения и нефтегазоносности в пределах юго-восточной нефтегазоносной области в подсолевом комплексе выделены Кашаган-Тенгизский, Маткен-Елемесский, Ушмолинский, Южно-Эмбинский нефтегазоносные районы, а также Гурьевско-Биикжальский прогнозируемый нефтегазоносный район (рис. 3). В надсолевых отложениях юго-восточной части Прикаспийской впадины вскрыто почти 71 месторождение нефти и газа, заключено большое количество месторождений по запасу средних и мелких, распространение их по разрезу и площади широкое. В надсолевых отложениях в рассматриваемой территории выделяется Каратон-Тенгизский, Южно-Эмбинский и Сагизский НГР, последние два нефтегазоносных района разделяются примерно рекой Эмбы.

Глава 5. Перспективы нефтегазоносности

Подсолевые комплексы

В юго-восточной части Прикаспийской впадины в подсолевом комплексе в основном присутствуют два типа благоприятных разведочных объектов: карбонатные массивы, включающие карбонатные платформы и рифовые тела, и песчаные тела, развитые в конусах выноса нижнепермского и нижнекаменноугольного возраста. Рифовые массивы, имеющие наилучшие условия сочетания нефтегазоматеринских свит, резервуаров и покрышек, являются наиболее благоприятными ловушками для скопления нефти и газа в подсолевом комплексе.

По перспективам нефтегазоносности в пределах изученного региона выделяются пять категорий территории. К районам высокоперспективным с доказанной нефтегазоносностью относятся Кашаган-Тенгизский нефтегазоносный район, и средняя часть Ушмолинского нефтегазоносного района (в основном Адайский лицензионный участок). К предположительно высокоперспективным районам относятся Гурьевско-Биикжальский и Маткен-Елемесский нефтегазоносные районы. К перспективным районам – восточная и западная части Ушмолинского нефтегазоносного района. Южно-Эмбинский нефтегазоносный район отнесён к категории малоперспективных. К территории с невыясненными перспективами относится крайняя северная часть изучаемого района.

При определении перспективы новых площадей мы опираемся на известные крупные месторождения **Кашаган-Тенгизского** района, который является высокоперспективным с доказанной нефтегазоносностью. До глубины 6500 м по геохимическим и геотермическим данным здесь предполагается развитие нефтяных месторождений; ниже – нефтегазоконденсатных. Основные перспективы этого высокоперспективного района связываются с локальными поднятиями восточной акватории Северного Каспия, выделенными по кровле подсолевого комплекса и еще не вовлеченными в бурение, и с нижележащей не вскрытой на остальных структурах верхнедевонско-турнейской карбонатной толщей, по которой прослеживается крупное пологое поднятие.

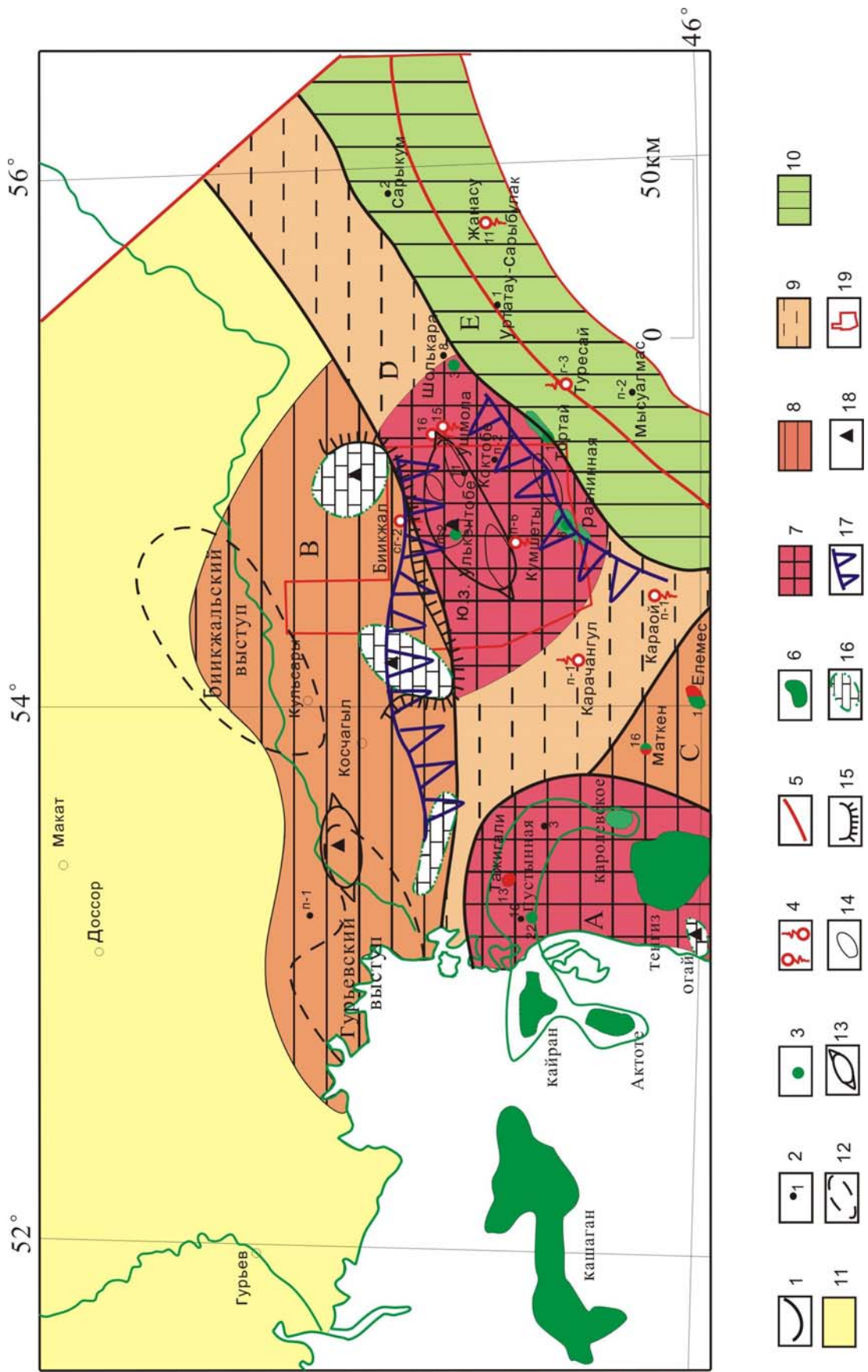


Рис. 3. Схема перспектив нефтегазоносности подсоловых отложений юго-восточной части Прикаспийской впадины.

1 - границы нефтегазоносных районов: А - Кашаган-Тенгизский нефтегазоносный, В - Гурьевско-Биикжальский прогнозируемый нефтегазоносный, С - Маткен-Елемесский нефтегазоносный, D - Ушмолинский нефтегазоносный, Е - Южно-Эмбинский нефтегазоносный; 2-4. скважины: 2 - без нефти и газа, 3 - с притоками нефти и газа, 4 - проявления нефти и газа; 5 - разломы; 6 - залежи нефти и газа; 7-11. районы по степени перспективности: 7 - высокоперспективные с доказанной промышленной нефтегазоносностью, 8 - предположительно высокоперспективные, 9 - перспективные, 10 – малоперспективные, 11 - не выясненных перспектив; 12 - контуры присводовой части выступов фундамента; 13 - крупные поднятия по кровле подсолевого карбонатного комплекса; 14 - локальные поднятия; 15 - выступ карбонатной платформы девонских отложений; 16 - предполагаемые локальные карбонатные массивы; 17 - зоны развития конусов выноса и возможного стратиграфического экранирования; 18 - проектируемые параметрические и глубокие скважины; 19 - граница Адайского лицензионного блока.

В пределах **Адайского лицензионного участка** перспективы подсолевого комплекса подтверждаются наличием многочисленных признаков и проявлений углеводородов в скважинах. На площади Юго-Западное Улькентобе в скв. П-2 из каменноугольных пород получены фонтаны нефти дебитом $70 \text{ м}^3/\text{сут}$. Основные перспективы здесь связаны с нижнепермским и нижнекаменноугольным терригенными комплексами, также с ниже-среднекаменноугольным терригенно-карбонатным комплексом.

В пределах Адайского участка необходима разведка новых площадей и объектов, в том числе в более глубоких горизонтах. В качестве одного из новых объектов может рассматриваться зона развития склоновых отложений, конусов выноса нижнепермских и каменноугольных отложений. При снижении уровня моря в турне и раннем визе в бассейне поступал обломочный материал, который образовывал подводные конусы на склоне. Те же процессы происходили во время перерывов в осадконакопления и разрушении уступов в позднеартинское время. Вследствие развития конусов выноса в артинских и нижнекаменноугольных отложениях, в которых возможно обнаружение залежей в неструктурных и структурных ловушках.

Приподнятая зона, заключающая ряд малоамплитудных локальных структур: Юго-Западное Улькентобе, Улькентобе, Кумшеты и Ушмола, и структура Толекара представляют интерес для проведения геологоразведочных работ в терригенных комплексах нижнепермского и нижнекаменноугольного возраста, и в терригенно-карбонатном комплексе среднего карбона. В нем структура Юго-Западное Улькентобе является самой благоприятной для поисков нефти в Ушмолинском нефтегазоносном районе.

В юго-восточной части этого участка протягивается зона, в которой возможно стратиграфическое срезание нижнепермских и каменноугольных отложений, которые поднимаются к Южно-Эмбинскому поднятию.

Гурьевский и Биикжальский районы относятся к предположительно высокоперспективным территориям. Структурной основой Гурьевского района является одноименный свод, в пределах которого могут быть выделены более детальные локальные поднятия. Структурной основой Биикжальского района является также одноименный свод, на юге которого расположено два “массива” предположительно биогенной происхождения (рис. 3). Гурьевский и Биикжальский своды представляют поднятия длительного и устойчивого развития, расположенные рядом с областью генерирования УВ, и имеют благоприятные условия для миграции и аккумуляции УВ.

Основные перспективы Гурьевского и Биикжальского сводов связаны с карбонатными верхнедевонскими (и также турнейскими) отложениями и с терригенно-карбонатным среднедевонским комплексом на северном и юго-восточном склоне Гурьевского свода и на южном склоне Биикжальского свода, где могут быть рифовые тела. Вдоль южной периферии Биикжальского свода предположительно протягивается зона выклинивания и срезания среднекаменноугольных терригенно-карбонатных отложений. В связи с этим возможно обнаружение залежей в условиях литологического и стратиграфического экранирования. К северо-западу от осевой части Биикжальского свода перспективы нефтегазоносности прежде всего связываются с терригенно-карбонатным комплексом среднего девона, выходящим здесь по сейсмическим данным непосредственно на

предартинскую поверхность, тем самым создаются благоприятные условия для образования залежей нефти и газа.

В пределах Гурьевского и Биикжальского свода в нижнепермских отложениях также предполагается возможность обнаружения сводовых пластовых и литологических залежей.

Маткен-Елемесский район, предположительно относящийся к высокоперспективным территориям, находится в зоне сочленения Кашаган-Тенгизской зоны поднятий и юго-западной периферии Южно-Эмбинского поднятия. Подсолевые отложения этого района обладают высококачественными НГМТ и благоприятным палеогеотермическим режимом. Основные перспективы в этом районе следует связывать с зоной его сочленения с Кашаган-Тенгизской зоной поднятий.

Надсолевые комплексы

Каратон-Тенгизский нефтегазоносный район (особенно его продолжаемая часть на море) является наиболее перспективным для разведки нефти и газа в надсолевых отложениях. Здесь основными объектами являются антиклинальные поднятия над криптодиapiroвыми соляными структурами, сводовые части и склоны соляных куполов. В Южно-Эмбинском и Сагизском нефтегазоносных районах, являющихся перспективным исключением крайней их восточной части, основными разведочными объектами являются ловушки, связанные с погребенными соляными перешейками, и ловушки в крыльях солянокупольных структур.

Направление дальнейших поисково-разведочных работ на нефть и газ

Для открытия новых крупных месторождений УВ в подсолевом комплексе необходимо усиление поисков в установленных нефтегазоносных комплексах в пределах Адайского лицензионного участка и в Гурьевско-Биикжальском предположительно высокоперспективном нефтегазоносном районе. Необходимо также продолжение поисков и разведки в Кашаган-Тенгизском высокоперспективном нефтегазоносном районе на конкретных ловушках.

В первую очередь необходимо выявление конкретных ловушек антиклинального типа: например, Юго-Западное Улькентобе, для открытия новых месторождений в карбонатных отложениях карбона и в терригенных отложениях нижнего карбона и нижней перми. К числу перспективных важнейших задач должны быть отнесены работы выявлению участков локализованных карбонатных массивов девонского (даже турнейского) возраста и нефтегазоносности наиболее благоприятных из них объектов. Также можно отнести поиски новых месторождений и залежей в ловушках неантиклинального типа на участках резкой смены литологии и на моноклинальных склонах.

Рекомендуется проведение высоко разрешающих площадных сейсмических работ по сгущенной сетке профилей в подсолевом комплексе, четырех глубоких скважин с глубиной 7000 м, находящихся соответственно во восточном склоне Гурьевского свода, южном склоне Биикжальского свода и Огайском поднятии, и одной скважины с глубиной 5500 м на площади Юго-Западное Улькентобе в Адайском участке (рис. 3).

В надсолевом комплексе в юго-восточной части Прикаспийской впадины развивались многие благоприятные для разведки нефти и газа ловушки. Например, в Адайском лицензионном блоке перспективны следующие ловушки: Юго-Западное Улькентобе, Ушкан Северный, Мунайлы Северный, Улькентобе, Такырбулак Южный, Мыбулак. Необходимо уточнить их сейсмической разведкой и выяснить нефтегазоносность наиболее благоприятных из них скважинами. В последние несколько лет надсолевой комплекс является актуальным для пополнения извлекаемых запасов УВ в юго-восточной части Прикаспийской впадины.

Защищаемые положения

1. Показана неоднородность строения разреза подсолевых отложений в юго-восточной части Прикаспийской впадины.

2. Установлено, что Гурьевский и Биикжальский своды развивались, в основном, унаследованно в течение палеозоя, мезозоя и кайнозоя. В то же время в участках, приближенных к Южно-Эмбинскому поднятию, отмечается некоторое несоответствие структурных планов отдельных комплексов.

3. Подсолевой комплекс обладает огромными потенциалами для разведки нефти и газа. В пределах Гурьевского и Биикжальского сводов намечено существование массивов биогенного происхождения, зон выклинивания и стратиграфического несогласия. Высказано предположение, что здесь основные перспективы связаны с карбонатными верхнедевонскими (и также турнейскими) отложениями и с терригенно-карбонатным среднедевонским комплексом. Особого внимания для дальнейших поисков заслуживают карбонатные массивы на южном склоне Биикжальского свода. В Адайском лицензионном участке необходима доразведка площади Юго-Западное Улькентобе.

4. Наличие в надсолевом комплексе благоприятных коллекторских горизонтов, покрышек и ловушек разнообразного типа, существование вертикальной миграции УВ из подсолевого комплекса позволяет предполагать высокую вероятность открытия в надсолевом комплексе новых залежей нефти и газа в юго-восточной части Прикаспийской впадины. На суше изучаемой территории основными разведочными объектами являются ловушки, связанные с погребенными соляными перешейками, и ловушки в крыльях солянокупольных структур.

Список работ, опубликованных по теме диссертации

1. Ли Юнхун, Бурлин Ю.К. Нефтегазогеологические характеристики и условия образования крупных месторождений нефти и газа на юге Прикаспийской впадины. Геология нефти и газа, 2005, № 6, с. 840-846 (китайское издание, английское резюме)

2. Ли Юнхун, Бурлин Ю.К. Сравнительные особенности строения и перспективы нефтегазоносности юго-восточной части Прикаспийской впадины и Джунгарского бассейна. Вестник Московского Университета, сер. геол. (в печати).

3. Ли Юнхун, Янь Щянбин и Джан Тао. Характеристики и контролирующие факторы природных резервуаров калашаиского яруса нижнего карбона Тахэского месторождения Таримского бассейна. Лабораторная геология нефти, 2004, т. 26, № 1, с. 17-22 (китайское издание, английское резюме).