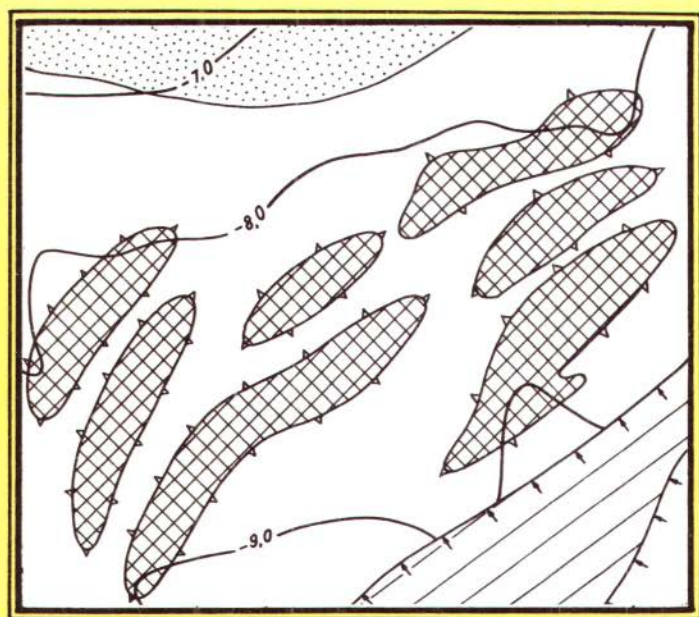


ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ СОЗДАНИЯ ПРИКАСПИЙСКОГО НЕФТЕГАЗОДОБЫВАЮЩЕГО КОМПЛЕКСА



АКАДЕМИЯ НАУК СССР
НАУЧНЫЙ СОВЕТ ПО ПРОБЛЕМАМ ГЕОЛОГИИ
И ГЕОХИМИИ НЕФТИ И ГАЗА
МИНИСТЕРСТВО НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ
ОРДЕНА ТРУДОВОГО КРАСНОГО ЗНАМЕНИ ИНСТИТУТ ГЕОЛОГИИ
И РАЗРАБОТКИ ГОРЮЧИХ ИСКОПАЕМЫХ

ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ СОЗДАНИЯ ПРИКАСПИЙСКОГО НЕФТЕГАЗОДОБЫВАЮЩЕГО КОМПЛЕКСА

СБОРНИК НАУЧНЫХ ТРУДОВ

Ответственные редакторы:

доктор геолого-минералогических наук Э.А. БАКИРОВ,
кандидат геолого-минералогических наук Ю.А. СУДАРИКОВ



МОСКВА
"НАУКА"
1990

Геологические основы создания Прикаспийского нефтегазодобывающего комплекса. - М.: Наука, 1990. - 134 с. - ISBN 5-02-002079-6

В сборник вошли материалы по геологическому строению, истории развития, геохимии и нефтегазоносности подсолового палеозоя юга и востока Прикаспийской синеклизы, ставшие особенно актуальными в связи с созданием в этом регионе нефтегазового комплекса. Ряд статей посвящен выбору наиболее важных направлений дальнейшего развития поисково-разведочных работ на нефть и газ.

Сборник предназначен для широкого круга геологов и геофизиков, занимающихся исследованиями геологического строения и нефтегазоносности Прикаспийской синеклизы, а также аспирантов и студентов старших курсов нефтегазгеологических специальностей.

Рецензенты:

А.Н.Шарданов, П.В.Флоренский

Редактор Р.Л.Мишина

Geological principles of creation of pre-Caspian oil and gas producing complex. - M.: Nauka, 1990.- 134 p. - ISBN 5-02-002079-6

In the collection materials are presented, dealing with geological structure, development history, geochemistry and petroleum potential of subsalt paleozoic strata of southern and eastern pre-Caspian **syncline**, which had become particularly urgent in view of creation oil and gas producing complex in this region. The number of articles is dedicated to the choice of the most important trends of subsequent development of oil and gas exploration activity.

The collection is intended for the broad circle of geologists and geophysicists dealing with geologic structure and petroleum potential of pre-Caspian syncline, as well as for post-graduate students and last-years students of speciality in oil and gas geology.

Г 2503010100-561 617-90 I полугодие
042(02)-90

© Научный совет АН СССР по
проблемам геологии и
геохимии нефти и газа,
1990

ISBN 5-02-002079-6

Э.А.Бакиров, И.Т.Балыбердина, В.Н.Виноградов,
С.Н.Закиров, В.А.Клещев

СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ И ПРОБЛЕМЫ ОСВОЕНИЯ НЕФТЕГАЗОВЫХ РЕСУРСОВ
ПОДСОЛЕВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ПРИКАСПИЯ

Результаты геологоразведочных работ, потребовавших большого напряжения сил производственников и исследователей, подтвердили высокую прогнозную оценку недр Прикаспия как надежной базы для создания нового крупного нефтегазодобывающего региона. Только за последние пять лет пробурено около 250 глубоких скважин, проведено более 1,5 млн км сейсмических профилей, повысилась их информативность, начата опытно-промышленная эксплуатация (ОПЭ) Астраханского, Карачаганакского, Жанажольского месторождений, принята технологическая схема разработки Тенгизского месторождения.

Вместе с тем результаты этих работ поставили новые теоретические и практические проблемы, без решения которых невозможно освоить имеющиеся потенциальные ресурсы. К числу таких проблем относятся:

составление генетической геологической модели Прикаспийской синеклизы как основы определения оптимальных направлений региональных и поисковых работ и выбора наиболее перспективных районов их концентрации;

разработка научных основ зонального и локального прогноза, рационального комплекса методов подготовки объектов и идеологии ввода их в глубокое бурение с целью создания необходимых запасов УВ;

разработка ускоренных и в то же время высокоинформативных методов разведки с целью наращивания промышленных категорий запасов УВ и сопутствующих компонентов;

создание научных основ разработки газоконденсатных, нефтяных и нефтегазоконденсатных месторождений и новых технологий на основе применения наиболее эффективных методов воздействия с целью обеспечения максимальных коэффициентов компонентоотдачи пласта;

разработка технологических решений по взаимосвязи эксплуатации залежей УВ, их переработки и оптимального использования получаемого сырья.

Использовать для решения этих проблем имеющийся по другим регионам опыт чрезвычайно трудно, а в большинстве своем и невозможно в силу уникального геологического строения как Прикаспийской синеклизы в целом, так и отдельных месторождений, специфики коллекторов, многокомпонентного состава флюидов, их высокой токсичности, аномальных давлений, сложнейших горнотехнических условий разведки и разработки и т.д.

I. Выбор стратегии поисково-разведочных работ осложняется слабой изученностью строения генезиса Прикаспийской синеклизы, что порождает различные концепции планирования и проведения геолого-разведочных работ.

Наибольшее влияние на них имеют два принципиально разных подхода. Один из них базируется на представлении о синеклизе как пассивной окраине Русской платформы, испытавшей в палеозое в большей своей части некомпенсированное прогибание. Прогнозы и рекомендации ориентируются на седиментационной или тектоно-седиментационной природе крупных карбонатных массивов, плит, платформ. Центральные районы синеклизы рассматриваются как область развития глубоководных фаций, малоперспективных в отношении нефтегазоносности. Кстати говоря, такое отношение к внутренним, наиболее погруженным частям синеклизы – не первый случай в истории нефтегазопроисковых работ: так было в Западной Сибири, в Мургабской впадине Средней Азии и в ряде других районов. Так складывалась до начала этой пятилетки ситуация и в Прикаспии.

При втором подходе, которого придерживаются и авторы статьи, палеозойская история Прикаспийской синеклизы рассматривается в связи с развитием сопредельной Волго-Камской антеклизы и других прилегающих районов Русской платформы. В формировании осложняющих ее крупных структурных элементов решающая роль отводится тектоническому фактору. В современном структурном плане Прикаспий представляется как пермско-мезозойская впадина, наложенная на расчлененную докунгурскую структуру. Эта концепция, предполагающая наличие приподнятых блоков, доступных для бурения не только в периферийных, но и в центральной частях, обуславливает более решительное развитие геологоразведочных работ в этих районах.

К настоящему времени в Прикаспийской синеклизе изучена лишь ее прибортовая зона. Большая часть внутренней зоны и вся центральная зона практически не исследованы: из четырех региональных профилей МОГТ, проведенных в последние годы, три к параметрическим скважинам не привязаны, что приводит к неоднозначной их интерпретации. Из 440 пробуренных за 10 предыдущих лет скважин только 24 превсили 5-километровую глубину. Подавляющее большинство из них расположено в прибортовой зоне.

В текущей пятилетке плотность профилей в центральной части и число глубоких скважин во внутренней зоне значительно возрастут. Динамика роста объемов поисково-разведочных работ показана в таблице. Можно надеяться, что к 1990 г. будет получен материал для составления генети-

ческой модели Прикаспийской синеклизы в качестве основы для прогнозирования нефтегазоносности недр и повышения эффективности поисковых работ.

Объемы глубокого бурения и сейсморазведки в подсолевых отложениях Прикаспийской синеклизы

Период (годы)	Всего	Параметрическое бурение		Поисковое бурение		Разведочное бурение	
		тыс.м	%	тыс.м	%	тыс.м	%
1976-1980	885,9	105,9	11,9	706,9	79,8	73,0	8,2
1981-1985	1254,6	146,6	11,7	631,7	50,3	476,2	38
1986-1990	3265,2	335,1	10,2	2076,4	63,6	853,7	26,2

Период (годы)	Кол-во законченных скважин			Длина сейсморазведочных профилей, км
	Всего	5-километровых		
		количество	%	
1976-1980	200	9	4,5	8320,6
1981-1985	239	15	6,3	13692,3
1986-1990	627	131	20,9	13250,0

2. Вторая актуальнейшая проблема - разработка научных основ зонального и локального прогноза и оптимальных методов подготовки объектов к глубокому бурению. Открытие в 70-х годах Астраханского, Карачаганакского, Тенгизского месторождений было огромным достижением геологов, нефтяников и газовиков и создало базу для развития Прикаспийского нефтегазодобывающего комплекса.

Вместе с тем следует отметить, что в 1981-1987 гг. по подсолевым отложениям было введено в поисковое бурение 70 объектов, выведено из бурения 28 (из них 24 с отрицательным результатом) и открыто только 4 месторождения. Причиной такой низкой результативности, помимо слабой региональной изученности, недостаточных точности и объемов сейсморазведки, сложностей бурения и т.д., является неразработанность научных основ зонального и локального прогноза применительно к условиям Прикаспийской синеклизы.

Теоретической базой решения этой проблемы являются историко-генетический системный подход, исследование генезиса зональных и локальных скоплений УВ. Однако я в этом вопросе нет единства взглядов. С позиций тектоно-седиментационной природы карбонатных плит закономерности распределения зон нефтегазонакопления и формирование залежей УВ обуславливались главным образом условиями осадконакопления. Представление о блоковом развитии крупных структурных элементов предопределяет в основном тектоническую природу ловушек скоплений УВ, возможность перераспределения залежей как в плане, так и по размаху, широкое развитие

стратиграфических и литологических ловушек и т.д. Совершенно очевидно, что и первая, и вторая точки зрения не отрицают влияния тектонического и седиментационного факторов при формировании ловушек. Все дело в том, какой из них доминирует.

Подтверждением активного тектогенеза этого района являются регионально фиксируемые разномасштабные стратиграфические несогласия, заполнение ловушек до замка складок и др.

В пределах Прикаспия сегодня известны четыре зоны развития различных типов скоплений УВ, отличающихся как по строению, так и по составу углеводородных компонентов: Астраханская, Карачаганакская, Жанажольская и Тенгизская. Составление типовых моделей месторождений по каждой зоне поможет научному обоснованию проектирования нефтегазодобывающего комплекса.

Динамическую геолого-геофизическую модель Тенгизского месторождения на основе системного подхода разрабатывают МИНГ им.И.М.Губкина, ЦГЭ, Гипровостокнефть, ВолгоградНИПИнефть. Она предусматривает выявление не только генезиса современного строения, но и характера изменения вмещающих пород и флюидов на разных режимах разработки залежи и методах воздействия. В этой работе участвуют геологи, геофизики, геохимики, гидродинамики, технологи-разработчики и другие специалисты. На модели отрабатываются разрешающие способности геофизических, геохимических, космогеологических методов прогнозирования, уточняются запасы, технологические схемы разработки залежи.

3. По проблеме высокоинформативных методов разведки также есть разные точки зрения: в литературе, на различных совещаниях высказывается мнение о необходимости ввода в поисковое бурение максимального количества подготовленных сейсморазведкой объектов. Такая точка зрения нам кажется ошибочной. Известно, что темпы наращивания перспективных ресурсов (C_3) как базы последующего приращения запасов промышленных категорий определяются не столько количеством, сколько качеством подготовки объектов и их размерами. В последние годы в поисковое глубокое бурение и разведку вовлекаются мелкие структуры, не решающие задачи создания необходимой сырьевой базы. Если исключить Астраханское, Карачаганакское и Тенгизское месторождения, то промышленные запасы и перспективные ресурсы (C_3) всех остальных 27 известных месторождений составят менее 7%. Чтобы нарастить запасы, равные запасам этих месторождений, необходимо открыть более 360 месторождений, аналогичных выявляемым в последние годы. Нетрудно предположить, во что обойдется их открытие и разработка.

На начало XII пятилетки в поисковом бурении находилось 59 объектов, в текущем пятилетии планируется ввести еще 130. При значительной диспропорции между ростом объемов глубокого бурения и сейсморазведки качество подготовки этих объектов, а следовательно, и результативность поисков вызывают серьезные опасения.

Нам кажется, надо решительно пересмотреть политику подготовки и ввода объектов в глубокое поисковое бурение, сосредоточить внимание на выявлении крупных структур, которые могут существенно увеличить запасы и удешевить стоимость последующей добычи УВ. Нереализуемые при поисковых работах объемы глубокого бурения целесообразно направить на региональные работы.

4. Следующая проблема, требующая всестороннего обсуждения и определяющая эффективность освоения недр Прикаспия, – разведка месторождений УВ и подготовка их к разработке, создание и внедрение методов повышения компонентоотдачи пластов.

Сложности, которые испытывают сегодня разработчики при составлении технологических схем, осложнения, имеющие место при ОПЭ, в значительной мере обусловлены, с одной стороны, недостаточной разведанностью месторождений, с другой – уникальными по трудности геолого-техническими условиями разработки, не имеющими аналогов в мировой практике.

Масштабы месторождений Прикаспия, необходимость включения их в общий баланс добычи страны предопределили составление технологических схем их разработки и ввод в ОПЭ, а следовательно, и частичное обустройство и строительство промышленных комплексов до окончания разведки. Так, недоразведанным введено в разработку Оренбургское газонефтеконденсатное месторождение. Здесь запасы газоконденсатной шапки были подсчитаны по категории C_1 , а нефтяной оторочки – по категории C_2 . Это означало невозможность ввода месторождения в разработку, тем не менее с 1974 г. осуществляется промышленная добыча газа и конденсата в режиме истощения, что приводит к расформированию запасов нефтяной оторочки. Аналогичная ситуация складывается на Карачаганакском месторождении, ОПЭ которого началось с первого, верхнего объекта разработки.

Технологическая схема разработки Тенгизского месторождения также принята до окончания процесса разведки. Здесь в скв. 10 в инт. 5380–5413 м из предположительно девонских отложений был получен приток нефти. Плотность этой нефти $0,787 \text{ г/см}^3$, содержание метановых 55%, нафтеновых 15%, ароматических 30%. По свойствам она мало отличается от вышележащих нефтей карбона. Предварительный вывод свидетельствует о едином источнике генерации нефтей девонской и карбоновой залежей. К этому следует добавить, что слабо изучен второй объект разработки карбоновой залежи. Все это затрудняет правильное определение стратегии освоения данного месторождения. С другой стороны, это означает, что при разведке такого типа массивных залежей следует уделять внимание вскрытию всей продуктивной толщи при общем сокращении количества разведочных скважин. В сводовой части структуры необходимо закладывать скважину для изучения всего разреза и нижележащих осадочных отложений. Несмотря на имеющиеся сложности, такие проблемы необходимо решать своевременно.

Недоразведанность месторождений Прикаспия затрудняет установление закономерностей изменения компонентного состава флюидов по разрезу и площади, достоверное прогнозирование фазовых превращений при изменении давления и температуры, выделение эксплуатационных объектов и очередность их освоения, обоснование методов воздействия на пласт с целью повышения компонентоотдачи, разработку конструкций и технологии бурения скважин. В результате снижается степень достоверности прогнозных показателей разработки месторождений и обустройства промыслов.

Уникальность особенностей месторождений Прикаспия ставит много нетрадиционных проблем перед технологами-разработчиками.

Во многих случаях имеют место значительные АВПД (так, на Тенгизском месторождении начальное пластовое давление более чем в 2 раза превышает гидростатическое). При снижении пластового давления в процессе разработки таких залежей на режиме истощения на несколько десятков мегапаскалей могут происходить деформационные процессы в коллекторе. Сделанные в ММНГ им.И.М.Губкина лабораторные исследования кернов Тенгизского и Карачаганакского месторождений свидетельствуют, что продуктивность скважин в результате этого может снижаться на порядок и более. При этом коллекторы разных типов деформируются в разной степени, вследствие чего могут уменьшаться коэффициенты охвата дренированием или воздействием, а также коэффициенты компонентоотдачи пласта. Следовательно, для подсолевых коллекторов Прикаспия актуален правильный учет этих деформационных процессов при исследовании соответствующих технологий разработки. В этом плане особенно важной становится проблема направленного воздействия на деформационные процессы.

Продуктивные толщи Прикаспия отличаются своеобразным строением. При наличии слоистости и трещиноватости они характеризуются резким различием по коллекторским свойствам. С целью улучшения показателей разработки весьма актуальны создание новых методов и проведение широкомасштабных работ по интенсификации притока пластовых флюидов к скважинам. Воздействие на коллекторские свойства пластов в Прикаспии как нигде связано с проблемой компонентоотдачи пласта. Например, если скважины на Карачаганакском месторождении продолжать эксплуатировать при фактически достигнутых депрессиях на пласт 15 МПа, то на заключительной стадии разработки, когда давление на устьях скважин будет равно атмосферному, пластовые давления превысят 15 МПа, что приведет к значительным потерям УВ.

На нефтяные (Тенгизское) и нефтегазоконденсатные (Жанажольское) месторождения проблематично переносить традиционный метод заводнения пласта, во-первых, вследствие сразу обостряющейся проблемы коррозии скважин и всего промышленного оборудования, во-вторых, этот метод в условиях сложных низкопроницаемых коллекторов Прикаспия не обеспечит требуемых коэффициентов компонентоотдачи пласта.

При высоких пластовых давлениях и температурах в подсолевых отложениях как альтернатива заводнению предпочтительнее воздействие газо-

образными агентами, в первую очередь углеводородными газами. На нефтяных и нефтеконденсатных месторождениях этого региона складывается благоприятная ситуация с точки зрения внедрения в широких масштабах режима смешивающегося вытеснения, что сулит значительное, в ряде случаев краткое повышение коэффициентов нефтеотдачи.

В газоконденсатных шапках нефтегазоконденсатных месторождений необходимо осуществлять сайклинг-процесс, что приведет к увеличению конденсатоотдачи. Внедрение этого процесса целесообразно не только с точки зрения повышения коэффициентов конденсатоотдачи, а главное – увеличения коэффициентов нефтеотдачи нефтяных оторочек.

На заключительных стадиях разработки месторождений Прикаспия перспективным представляется применение неуглеродных газов (выхлопные газы, азот) для вытеснения оставшихся пластовых флюидов. Это обеспечит рост коэффициентов нефте-, конденсато-, газо- и сероотдачи пластов, а также благоприятно с экологической точки зрения.

Не решена проблема кардинального повышения газо- и конденсатоотдачи на Астраханском месторождении. Расположение большей его части в природоохранной зоне при традиционном подходе позволит получить лишь около 35% содержащихся в пласте газа и 10% конденсата.

Таким образом, требуется всестороннее углубление и расширение лабораторных, теоретических и промысловых исследований применительно к месторождениям Прикаспия. Эти исследования, во-первых, позволят объективно учесть многочисленные характерные особенности месторождений Прикаспия, во-вторых, должны быть направлены на создание и обоснование технологий воздействия на призабойные зоны пласта и процессы разработки с целью повышения его компонентоотдачи. По нефтегазоконденсатным залежам незыблемым должно быть известное правило: ОПЭ начинать с нефтяной оторочки. Повышение требований к результатам разведочных работ позволит более обоснованно выбирать оптимальную стратегию разработки соответствующего месторождения.

5. Освоение месторождений Прикаспия по-новому поставило и проблему обустройства промыслов. Традиционно функциональное назначение обустройства сводилось к сбору и подготовке нефти и газа к дальней транспортировке, для чего использовались так называемые установки комплексной подготовки газа (УКПГ) и установки подготовки нефти (УПН). В условиях нефтяных и газоконденсатных месторождений с высоким содержанием сероводорода обойтись для этих целей традиционными УКПГ и УПН невозможно. Потребовалась заводская переработка продукции скважин – Оренбургский газоперерабатывающий и гелиевый заводы, Астраханский ГПЗ, Тенгизский нефтехимический комплекс. Жесткая связь этих заводов с промыслом делает их новым типом завода – промышленным, главная особенность которого – необходимость функционирования в условиях широкого изменения состава и параметров сырья в процессе эксплуатации месторождения.

Промысловая переработка продукции скважин расширила и номенклатуру товарных продуктов. Наряду с традиционными нефтью и газом теперь производятся сера, широкая фракция легких углеводородов, этан, пропан, пропан-бутан, гелий и др. И это автоматически выводит нефтегазовую отрасль из топливно-энергетической в топливно-сырьевую. В этих условиях вряд ли целесообразно подразделять производимые продукты на основные и сопутствующие, поскольку все компоненты пластового флюида, с одной стороны, – невозпроизводимые творения природы, с другой – ценнейшее сырье для многих отраслей народного хозяйства.

Более того, сооружение промышленных заводов на месторождениях Прикаспия – частный случай общей тенденции перехода к промышленной переработке (от промышленной подготовки газа и нефти к дальнейшей транспортировке). Ибо установка на интенсивное развитие нефтегазовой отрасли означает не только резкое увеличение компонентоотдачи пластов, но и наиболее полное и квалифицированное использование всех компонентов добытого пластового флюида при экологически безопасных технологиях.

К сожалению, в развитии этой тенденции практика опережает науку. За неимением новых научных разработок проектировщики вынуждены использовать традиционные методы проектирования изолированных объектов. Разведка месторождений осуществляется без должного учета требований разработки и промышленной переработки, проектирование разработки месторождения ведется без учета работы промышленного завода, а при проектировании промышленного завода – без учета особенностей разработки месторождения, используются методы проектирования нефтеперерабатывающих, нефтехимических и химических заводов. Между тем система разведка – разработка – промышленная переработка – реализация товарных продуктов представляет собой органическое целое. Изолированное проектирование на основе традиционного задания, без перманентной взаимосвязки всех видов деятельности в системе, методологически порочно и ведет к весьма негативным экономическим, экологическим и социальным последствиям. О масштабах негативных последствий такого проектирования можно судить по Астраханскому газодобывающему комплексу, в частности на примере Астраханского газоперерабатывающего завода (АГПЗ). Традиционное проектирование при жесткой фиксации параметров сырья в условиях слабой разведанности месторождения привело к значительным ошибкам, не позволившим за два года вывести завод из периода пуска наладочных работ. Недополучена запланированная товарная продукция, в частности серы более 800 тыс. т, выброшено в атмосферу более 1,5 млн т диоксида серы, что более чем в 40 раз превышает проектный выброс, средняя степень конверсии сероводорода в серу составила чуть более 74% вместо 99,6% по проекту, выведено из строя большое количество импортного оборудования, появилась необходимость расширить санитарно-защитную зону с 3 до 8 км и переселить тысячи людей с обжитых мест.

Для обеспечения устойчивости экологически безопасной работы промышленных заводов и гарантированной поставки потребителям качественных

товарных продуктов технологические процессы промышленной переработки должны обладать повышенной гибкостью; система разработки месторождения должна обеспечивать относительное постоянство продукции скважин на длительные сроки эксплуатации, а система разведки – надежное предсказание изменения состава сырья в зависимости от подключения новых скважин.

Таким образом, освоение месторождений Прикаспия, внедрение промышленной переработки продукции скважин также и в других регионах выдвигают в число первоочередных проблему создания технологий разведки, разработки, промышленной переработки, ориентированных на функционирование целостной системы в условиях повышенных экологических и социальных требований и соответствующей методологии системного проектирования.

УДК 553.98 (470.40)

В.В.Семенович

НЕКОТОРЫЕ ПРОБЛЕМЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ПРИКАСПИЯ

Открытие в Прикаспийской синеклизе Астраханского, Карачаганакского, Тенгизского и других конденсатно-газовых, газонефтяных и нефтяных месторождений доказало высокую перспективность подсолевого (докунгурского) комплекса и выдвинуло его освоение в число главнейших народнохозяйственных проблем на ближайшие десятилетия. Эта проблема принципиально отличается от проблем освоения Западной Сибири, Европейского севера, Средней Азии и других, успешно решенных геологами, геофизиками, буровиками, промышленниками и другими специалистами-производственниками и учеными. Отличие состоит прежде всего в следующем:

залежи в подсолевых отложениях Прикаспия по составу комплексные: они содержат нефть, газ, конденсат, сероводород, диоксид углерода; все эти компоненты должны быть извлечены одновременно и полностью; высокое содержание сероводорода, других сернистых соединений, диоксида углерода создает трудности при бурении скважин и добычи нефти, газа и сопутствующих компонентов;

основные залежи находятся на глубине 4–6 тыс. м и перекрыты соляно-ангидритовым комплексом кунгура толщиной в сотни и тысячи метров, создающим сложности для сейсморазведки и бурения;

залежи связаны в основном с карбонатными массивами, для которых характерна высокая неоднородность петрофизических и фильтрационно-емкостных свойств;

в связи со сложностью геолого-геофизических условий глубинного картирования региональная структура и состав подсолевых отложений – главного объекта поисков крупных залежей – изучены слабо.

Перечисленные особенности (их перечень можно значительно расширить) требуют комплексного подхода. Составляющие этого комплекса (поиски и картирование структур, поисково-разведочное и эксплуатационное бурение, технология разработки, переработка газа, экологические проблемы) весьма сложны, трудоемки, требуют нового подхода и новых технических решений. Необходимо отчетливо осознать, что нефтегазохимический комплекс Прикаспия опасен в экологическом плане. Здесь совершенно недопустимы непродуманные мероприятия, направленные на "досрочный пуск", "сверхплановую добычу" и т.п., что может обернуться большой и долговременной бедой не только для экономики. К сожалению, прецеденты подобного рода многочисленны и широко известны. Развернутая программа создания нефтегазохимического комплекса в европейской части страны должна быть тесно увязана с долгосрочной программой подготовки минерально-сырьевой базы, т.е. программой геологоразведочных работ.

Изучение южного борта синеклизы и ее сочленения со Скифско-Туранской плитой в свете полученных в последние годы данных представляется интереснейшей в практическом и научном плане задачей.

Геофизическими исследованиями установлено, что южный борт Прикаспийской синеклизы в зоне сочленения ее с валом Карпинского образован серией надвигов с юга. По надвигам пермские и каменноугольные отложения приподняты относительно южной части синеклизы. Таким образом, установлено дизъюнктивное надвиговое сочленение Скифской платформы с Прикаспийской синеклизой. В этой связи важно выяснить характер сочленения их в пределах акватории Каспия. Не менее важно и уточнение положения юго-восточного борта впадины, глубинного строения Южно-Эмбинского поднятия и Бузачинского свода. Известно, что вдоль этой полосы расположены зоны нефтегазоаккумуляции, в том числе Бузачинская. Весьма вероятно, что и акваториальная ее часть между Мангышлаком и валом Карпинского включает нефтяные месторождения в надсолевом комплексе.

Открытые по периферии синеклизы в карбонатных массивах месторождения представляют погребенные горы или возвышенности площадью в сотни квадратных километров и высотой от полутора километров до 200 м. Они сложены разными породами, отличающимися генезисом и характером фильтрационно-емкостных свойств, сообщаемостью или разобщенностью отдельных частей и т.д. Детальное изучение литологического состава фильтрационно-емкостных свойств, генетических типов пород, проведенное К.И. Багринцевой, М.А. Политыкиной и другими исследователями, а также объемная сейсморазведка Тенгиза показали, что эти массивы образуют новый и необычный тип залежей в сложных гетерогенных резервуарах. Учитывая вертикальные и площадные размеры, неоднородность коллекторов и высокую динамичность пластовых газожидкостных систем, для этих зале-

жей необходимо создать новые принципы проектирования и осуществления разведки и разработки. В частности, важно иметь в виду, что газоконденсаты в залежах находятся в насыщенном состоянии и разница между пластовым давлением и давлением начала конденсации невелика. Из-за низкой проницаемости отдельных участков залежей депрессии нередко превышают 10 и достигают 20 МПа, т.е. 30% пластового давления, иногда и больше. При таком соотношении фазового состояния, фильтрационно-емкостных свойств и термобарических условий неизбежна конденсация в призабойной зоне на начальной стадии работы скважин в случае форсированных режимов отбора. И дело не в том, на сколько снизится давление в залежи, а в том, что при низкой проницаемости (несколько тысячных квадратных микрометров в призабойной зоне) выпадает конденсат, который блокирует скважину. Из сказанного видно, что региональная разработка и оптимальные условия испытания скважин – неперемные условия комплексного использования недр этих уникальных месторождений, а также сохранения фонда эксплуатационных скважин.

Обособление Прикаспийской синеклизы в кунгуре, поздней перми и триасе привело к глубокому погружению девонско-нижнепермского комплекса по сравнению с Уралом-Поволжьем и к перемещению заключенного в них органического вещества в зону интенсивной генерации УВ при нарастающих давлении и температуре, т.е. к созданию генерации конденсатно-газовых систем как определяющего состояния компонентов нефти и газа.

Накопление мощной соляно-ангидритовой толщи кунгура создало условия для сохранения при экстремально высоких термобарических условиях газоконденсатных систем и их перемещения только внутри подсолевых отложений, по крайней мере до поздней перми. Часть газоконденсата, естественно, заполнила ловушки в толще девона – нижней перми, другая часть могла подняться по региональному борту в его внешнюю часть, образовав месторождения Оренбургское, Зайкинско-Гаршинское и др.

В подсолевых отложениях Прикаспия УВ существуют в околокритических и закритических условиях, что создает специфический характер формирования их систем. Весьма вероятно, что в залежах на глубине 5000 м нефть находится в закритических условиях, т.е. в виде конденсатно-газовой системы со свойственными ей низкой вязкостью и высокой подвижностью и динамичностью состава. Дифференциация таких пластовых систем может проявляться прежде всего в конденсации высокомолекулярных компонентов и формировании несвойственных этим условиям тяжелых нефтей с высоким содержанием смолисто-асфальтеновых компонентов, высокомолекулярных алканов и полициклических соединений. Конденсатно-газовая система в условиях высокого давления и высокой температуры, мигрируя вверх, может "смыть" из пород рассеянные битумоиды и в конечном итоге превращаться в нефть, совершенно отличную от "первичной" нефти, находящейся в закритическом состоянии в глубоких залежах. Это предварительная гипотетическая схема, но она интересна для оценки процессов формирования нефтегазоносности подсолевых отложений. Иссле-

дование пластовых систем рассмотренного типа имеет значение и для познания всей проблемы формирования залежей нефти и газа.

В свете высказанных предположений следует еще раз обсудить вопрос о надсолевом комплексе верхней перми – триаса, нефтеносном на ряде месторождений, например на Кенкияке. Высказывались мнения (О.В.Барташевич, И.Б.Дальян и др.), что они образованы в результате прорыва нефти из подсолевых залежей по контакту соли и терригенных пород. На Карачаганаке в филипповском горизонте над вершиной карбонатного массива, где толщина кунгура невелика, находится залежь тяжелой нефти – высоковязкой с большим содержанием смол и асфальтенов. Представляется реальным прорыв газоконденсата из вершинной части Карачаганакского массива через ангидриты в коллекторы филипповского горизонта; в результате ретроградной конденсации, прежде всего смолисто-асфальтеновых компонентов, образовалась залежь тяжелой вязкой нефти. Остальной газоконденсат продолжал миграцию сквозь пермо-триасовую терригенную толщу и либо рассеивался в ней, либо сформировал залежи типа верхнепермских и триасовых, экранированных соляным штоком на Кенкияке.

Приложение этой модели к обширным мульдам, где на подсолевых породах залегают терригенные пермо-триасовые отложения, позволяет предположить, что в них могут быть залежи нефти и газа разных типов. Их формирование предполагается по следующей схеме. Газоконденсат из залежи в верхней части подсолевого разреза прорывается в терригенную толщу пермо-триаса через "окна", в которых толщина кунгура, сложенного ангидритово-доломитово-терригенной пачкой, служащей для газоконденсата полупокрышкой, невелика. В этой части разреза, являющейся самостоятельным нефтегазоносным комплексом, в условиях меньшего давления при ретроградной конденсации из газоконденсата выпадают жидкие компоненты, в первую очередь, видимо, смолы, асфальтены, твердые парафины, ароматические компоненты. Конденсация идет в соответствии с содержанием и растворимостью каждого из них в новых термобарических условиях. Облегченный конденсат продолжает мигрировать латерально и вертикально, оставляя в ловушках жидкую часть. Так, видимо, образовались залежи в верхнепермских и триасовых песчаниках, экранированных соляным штоком, на Кенкияке. Подобным образом могли образоваться и залежи в антиклинальных складках внутри пермо-триасовых межкूपольных мульд. Этот механизм возможен и при формировании надсолевых залежей на месторождении юга и юго-востока Прикаспия. Наконец, следуя этой модели, можно предположить, что газопроявления в палеогене и даже плиоцене были отзвуком разгрузки подсолевых газоконденсатных систем, последним этапом их дифференциации.

Конечно, изложенная модель пока гипотетична, но в общей проблеме оценки перспектив нефтегазоносности Прикаспия она заслуживает внимания и проверки. В случае ее подтверждения по-новому представляется перспектива нефтегазоносности огромной территории внутренней части

синеклизы, где подсолевые отложения за пределами прибортовой зоны залегают на глубине более 7 км и пока недоступны для разработки.

Обсуждая перспективы Прикаспия, следует иметь в виду новые данные, характеризующие его региональную структуру и характер развития. Установлен надвиговый характер сочленения Скифской плиты с мегавпадиной в зоне вала Карпинского, что показало специфичность всей южной бортовой зоны. В междуречье Урала и Волги в толще надсолевых пород вскрыты пласты соли толщиной от 64 м (площадь Жантока Северная, верхний триас) до 3200 м (площадь Каракудук, юра-мел). Они по-разному интерпретируются. По мнению С.Б.Файницкой, Е.Г.Скорнякова, А.К.Замаренова, внутримыльдовый купол на Каракудуке образовался в результате пластичного перераспределения юрско-меловой галогенной толщи; тогда как С.В.Яцкевич, А.А.Альжанов, К.М.Таскинбаев считают, что соль в мезозойских отложениях в одних случаях переотложена в результате размыва близлежащих штоков кунгурской соли, в других – в результате перераспределения и внедрения кунгурской соли в терригенный комплекс юры-мела.

На ряде площадей вскрыта аномальная толщина юры и мела. В скв. П-I Мынтобинской площади на глубине 4790 м установлена аномальная температура (+246°C).

Эти и другие известные факты указывают на весьма высокую динамичность Прикаспийской синеклизы в поздней перми и мезозое. Трудно представить, что эти процессы охватили только верхнюю часть разреза и не проявились в подсолевом комплексе. Вероятно, общепринятая тектоно-седиментационная модель этого региона существенно упрощена и не отражает многие процессы и явления, определившие сегодняшний облик синеклизы и закономерности формирования месторождений газа и нефти.

Изложенное позволяет сформулировать следующие важные проблемы изучения нефтегазоносности Прикаспия.

1. Оценка перспектив нефтегазоносности и создания здесь, в европейской части страны, крупнейшего нефтегазохимического комплекса требуют разработки государственной комплексной программы, а не отраслевых микропрограмм, игнорирующих временную взаимосвязь каждой отраслевой программы с остальными. В центре комплексной программы должен находиться экологический блок, обеспечивающий безусловную безопасность, защищенность прилегающей части страны, Волги, Каспия от губительных последствий поспешности и просчетов. Комплексная программа должна включать все этапы: региональное геологическое изучение, разработку технологии добычи и переработки нефти и газа на нефтегазохимических комбинатах, транспортировку полученных продуктов.

2. Один из ключевых вопросов оценки перспектив нефтегазоносности – изучение внутренних глубинных частей Прикаспия, где поверхность подсолевых отложений погружена на 7–12 км. Этот интервал разреза должен быть изучен в течение ближайших 10–15 лет. Важнейший этап его изучения – создание программы глубокого бурения скважинами (до 7–10 км). Пока

нет такой программы, не будут выпускаться буровые станки, трубы и другое оборудование, на организацию производства которых нужны многие годы.

Необходимо четко сформулировать и осуществить также программу геофизических работ, включающую изучение глубинных частей синеклизы, а также структур соляных куполов и надсолевых отложений.

3. Для своевременной подготовки минерально-сырьевой базы Прикаспийского нефтегазохимического комплекса необходима долговременная целевая программа геологоразведочных и научно-исследовательских работ, предусматривающая направления, задачи, стадии и объемы работ всех организаций. Учитывая сложность стоящих задач, разделом общей программы должна быть программа обеспечения буровым и геофизическим оборудованием, обрабатывающей и исследовательской аппаратурой.

4. Необходимо в 1990-1995 гг. обобщить имеющийся геолого-геофизический материал и создать современную модель геологического строения Прикаспия, основанную на комплексе сводных графических документов. Модель должна отражать современные представления о нефтегазоносности бассейна и служить основой выбора направлений работ и планирования их результатов (прироста запасов, подготовки структур и других геологических задач) до 2005-2010 гг.

5. Важнейшая задача научных исследований – создание нефтегазогеохимической модели Прикаспийского нефтегазоносного бассейна, обобщающей закономерности размещения и геохимическую характеристику углеводородных систем, их фазовый состав, форму скоплений и т.д.

6. Наряду с решением задачи поисков и разведки крупных скоплений нефти и газа в подсолевом комплексе необходимо тщательно рассмотреть перспективы надсолевого комплекса Прикаспия, учитывая новые данные, позволяющие уточнить его структуру и условия формирования залежей.

УДК 553.98 (470.40) 551.735

Н.Б.Гибшман

СТРАТИГРАФИЯ НИЖНЕКАМЕННОУГОЛЬНЫХ КАРБОНАТНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ
И ОСВОЕНИЕ НЕФТЕГАЗОВЫХ РЕСУРСОВ ПРИКАСПИЙСКОЙ СИНЕКЛИЗЫ

Введение

Эффективное освоение природных ресурсов и вероятность открытия новых скоплений УВ находятся в прямой связи с разработкой детальной стратиграфии разнофациальных карбонатных отложений, составляющих основной продуктивный комплекс.

© Н.Б.Гибшман, 1990

На начальном этапе стратиграфического изучения карбона Прикаспийской синеклизы сведения о характере разрезов и свойственных им палеонтологических остатках были отрывочными. Однако уже первые скважины показали, что отложения нижнего карбона широко распространены и имеют разнофациальный характер (библиографию см. [5,8]). Северный борт выделяется как зона преимущественно карбонатного осадконакопления, которое в западной и частично центральной ее части в ранневизейское время сменялось на терригенное. Для восточной и юго-восточной бортовых зон отмечается смешанное терригенно-карбонатное осадконакопление, а смена фаций наблюдалась на рубеже среднего и позднего визе. Вместе с тем был определен широкий диапазон скольжения во времени и пространстве [5].

Карбонатные отложения расчленялись по остаткам фораминифер, позволяющим применять унифицированную стратиграфическую схему палеозоя Русской платформы [17], однако район Прикаспия на этой схеме представлен не был.

Относительно высокая степень биостратиграфической изученности каменноугольных отложений позволила впервые в истории исследования ввести Прикаспийскую синеклизу в новую унифицированную стратиграфическую схему верхнего палеозоя Русской платформы [II].

Материал исследования составляют керны скважин, пробуренных вдоль северной, восточной и юго-восточной окраин Прикаспийской синеклизы. Коллекция шлифов и фотокопии фораминифер хранятся на кафедре геологии МИНГ им. И. М. Губкина. В сборе кенового материала большую помощь оказывали Л. Н. Лебедина и Л. М. Шалыгина. Часть разреза изучалась по кернам, собранным Т. И. Гальяновой и Ю. В. Ляпуновым. Автор благодарит коллег за помощь.

Зональная стратиграфия карбонатных нижнекаменноугольных отложений

Изученные в разное время, начиная с 1970 г., скважины дают неравноценную информацию для целей зонального расчленения. Ограничения выражались в обеднении ассоциации, исчезновении индексов-видов и характерных форм широкого географического распространения. Эти трудности были частично сnivelированы за счет выявления взаимозаменяемых фациальных типов комплексов с использованием метода последовательной корреляции через переходные разрезы.

Оценка и анализ фактического материала по бортовым зонам и каждого конкретного разреза с этих позиций выявили большие преимущества северной бортовой зоны относительно восточной и особенно юго-восточной, а среди пробуренных в этой бортовой зоне – скв. П-3 Павловская. Она вскрыла нижний карбон на всю толщину и показала присутствие в едином разрезе всех стратонов нижнего карбона в последовательном залегании и карбонатных фациях [22] от границы с девоном до границы со средним карбоном.

Граница двух систем (девонской и каменноугольной) в скв. П-3 Павловская находится на контакте органогенных водорослевых и шламовых известняков. Она определяется по исчезновению фораминифер рода квазиэндофора (рис. I, см. вкл.) и отражает события, соизмеримые с кризисом в эволюции этой группы. Направленное развитие фораминифер восстанавливается в полной мере только к позднему турне. Такой характер изменения фораминифер типичен для многих регионов Русской платформы. Исключение составляет Тимано-Печорская провинция [2], где квазиэндофоры переживают этот рубеж.

Выше границы наблюдается последовательно 11 зон фораминифер общей шкалы [11] и двух слоев с фауной. Все зоны содержат индексы-виды¹.

Турнейский ярус содержит две зоны и два слоя с фораминиферами.

Слои с *Bisphaera malevkensis* - *Earlandia minima* (малевский горизонт) определяются по присутствию первого вида. Они представлены мелкодетритовыми и шламовыми известняками.

Слои с единичными *Eochernyshinella disputabilis* (упинский горизонт) выражены доломитизированными известняками и доломитами.

Оба слоя и залегающие ниже слои без фораминифер (гумеровский горизонт) составляют объем ханинского надгоризонта. Толщина их примерно 50 м.

Зона *Chernyshinella glomiformis* - *Palaeospiroplectamina tschernyshinensis* (черепетский горизонт) выделена по существенно возросшему разнообразию фораминифер. Она сложена мелкодетритовыми ступковыми известняками.

Зона *Latiendothyra latispiralis* - *Spinoendothyra costifera* (кизельовский горизонт) определена по возросшему разнообразию и существенно обновлению комплекса. Таксономическое разнообразие возрастает вверх по разделу. Зона сложена темно-серыми органогенными известняками.

Визейский ярус оодержит пять зон. Из них последняя включает три подзоны.

Зона *Eoforshia moelleri* - *Dainella staffelloides* (косьвинский горизонт) определена по наличию индексов-видов и фораминифер, свойственных турне. В основании косьвинского горизонта принята граница турне-визе [II]. Однако общий состав фораминифер имеет большое сходство с комплексом предшествующей зоны и на этой основе ее целесообразно включать в турнейский ярус.

Зона *Eoparastaffella simplex* - *Euendothyranopsis donica* (радаевский горизонт) определяется по появлению первых примитивных фузулинид (*Eoparastaffella*), существенному обновлению таксономического состава и присутствию индексов-видов. Ее разрез слагают темноцветные детрито-

¹По характерной ассоциации фораминифер установлены стратиграфические аналоги горизонтов Русской платформы.

вые известняки. Эта зона не отмечена в скв. П-3 Павловская из-за недостаточного отбора керна, но возможность ее выделения подтвердила скв. П-23 Бурлинская [5].

Зона *Amnarchaediscus primaevus* - *Uralodiscus rotundus* (бобриковский горизонт) определена также в скв. П-23 Бурлинская по совместному присутствию индексов-видов, преобладанию примитивных архедисцид и появлению мелких архедискусов.

Рассмотренная последовательность отложений трех зон и отвечающих им горизонтов составляет объем кожимского надгоризонта [II].

Зона *Endothyranopsis compressa* - *Archaediscus krestovnikovi* (тульский горизонт) установлена в скв. П-3 Павловская и в скв. П-23 Бурлинская. Характерная черта стратиграфического распределения фораминифер - постепенное возрастание таксономического разнообразия. В основании зоны резко преобладают эрляндии и архедискусы, выше появляются эндотиранопсисы. В верхней части зоны обильны параштафеллы. В этой зоне наблюдается существенная перестройка ассоциации фораминифер. Она ставит проблему о необходимости двучленного, а не трехчленного деления визейского яруса [3].

Зона *Endothyranopsis crassa* - *Archaediscus gigas* с тремя подзонами (алексинский, михайловский, веневский горизонты) не расчленена по причине развития в средней части зоны перекристаллизованных известняков и доломитов. Ее полный стратиграфический объем ясен из состава ассоциации фораминифер, которые присутствуют в основании зоны и в ее кровле. Он подтверждается сочетанием трех индексов-видов последовательных подзон (см. рис. I). Разрез в нижней части слагают светлые органогенно-детритовые известняки, в средней части они замещаются на перекристаллизованные известняки и доломиты с реликтами неопределимых фораминифер, в верхней части в разрезе присутствуют органогенно-детритовые и органогенные известняки с водорослями *Calcifolium okense* Schw. и *Shartymorphycus fusus* Kul.

Четыре последовательные зоны и отвечающие им горизонты, характеристика которых дана выше, а палеонтологическое обоснование видно на рис. I (см. вкл.), составляют стратиграфический объем окского надгоризонта Русской платформы [II].

Серпуховский ярус объединяет четыре зоны.

Зона *Neoarchaediscus parvus* - *Parastaffella globosa* (тарусский и стешевский горизонты) выделена по резкому обеднению ассоциации фораминифер верхнего визе, принципиально иному характеру рассеянного распространения видов по разрезу. Основанием для выделения зоны служит присутствие одного индекса-вида. Разрез слагают детритовые перекристаллизованные доломитовые известняки. В основании зоны обособляется пласт перекристаллизованных доломитов, лишенных фораминифер. В новой схеме Русской платформы они отвечают заборьевскому надгоризонту нижнего подъяруса.

Зона *Eostaffellina protvae* (протвинский горизонт) сменяет предшествующую и определяется по появлению характерных эостафеллин, индекс-вид встречен чуть выше подошвы зоны. Комплекс фораминифер еще испытывает сильное влияние ассоциации верхнего визе. Отложения представлены органогенно-детритовыми известняками с прослоями мелкокомковых и оолитовых разностей.

Зона *Monotaxinoides subplana* - *Eosigmoilina explicata* (запалтубинский горизонт) установлена на основании трех последовательных комплексов фораминифер по появлению первого индекса-вида при отсутствии второго, по развитию *Plectostaffella jakhensis* Reitl. и архедисцид с тонкопористой стенкой. В пределах зоны фораминиферам свойственны существенные изменения. В ее основании еще ощущается сильное влияние Поздневизейских форм, выше по разрезу их количество сокращается, а в кровле древние виды исчезают. Зона имеет сложный литологический состав и характеризуется сменой детритовых и шламовых известняков на оолитовые и биогермные (донецелловые). По гониатитовой шкале ей отвечает верхняя часть зоны *Eumorphoceras* (E_2^2), в кровле которой согласно международной шкале принята срединная (Mid-Carboniferous) граница каменноугольной системы [24], Миссисипия и Пенсильвания США [25]. В схеме Русской платформы [II] эта граница установлена в кровле следующей зоны.

Зона *Plectostaffella bogdanovkensis* (вознесенский горизонт) выделена при отсутствии индекса-вида на основании первого появления *Plectostaffella varvariensis*, а чуть выше вида *Globivalvulina cf. moderata*. В целом состав фораминифер этой зоны существенно иной. Отсутствуют виды, типичные для верхнего визе, обнаружен вид *Globivalvulina cf. moderata*. Зона выделена в биогермных донецелловых известняках.

Башкирский ярус в скв. П-3 Павловская представлен только самой нижней зоной. Отложения молодых зон размыты, наблюдается трансгрессивное залегание терригенных пород верейского горизонта московского яруса среднего карбона.

Региональная стратиграфия карбонатных нижнекаменноугольных отложений

Нижнекаменноугольные карбонатные отложения, по данным глубокого бурения, занимают обширные пространства, протягиваясь широкой полосой вдоль обрамления Прикаспийской синеклизы. Каждая из рассматриваемых бортовых зон отличается свойственными ей особенностями строения и стратиграфическим объемом карбонатных толщ. Однако содержащиеся в породах фораминиферы и присутствие среди них индексов-видов и форм широкого географического распространения контролируют корреляции и позволяют рассматривать региональную стратиграфию в едином плане для всей территории.

Нижний карбон расчленен по фораминиферам на турнейский, визейский и серпуховский ярусы.

Турнейский ярус, сложенный полностью карбонатными породами, свойствен для северной бортовой зоны и изучен бурением на далеко отстоящем от нее поднятии Каратон, которое осложняет южную бортовую зону. Помимо скв. П-3 Павловская, полная толщина его вскрыта на поднятиях, расположенных вдоль всей северной бортовой зоны. Однако не весь фактический материал дает равноценную информацию для региональной стратиграфии. В западной части рассматриваемой территории на Щучкинском поднятии (скв. I) не удалось получить желаемых результатов детального расчленения, так как породы оказались неблагоприятными для фораминифер. В центральной части северной бортовой зоны на Чинаревском (скв. П-2) и Кошинском (скв. П-3) поднятиях палеонтологическую характеристику имеет только кизеловский горизонт по находкам фораминифер зоны *Latiendothyra latispiralis* - *Spinoendothyra costifera*. Остальная большая часть разреза пройдена без опробования керном. На Рожковском поднятии (скв. П-3) в нижней части яруса фораминиферы не встречены. Только вблизи верхней границы обнаружены фораминиферы кизеловского горизонта. В большей степени равномерно характеризованы фораминиферами породы турне на Ташлинском (скв. П-25) поднятии [15]. Однако их количество и разнообразие также испытали сильное влияние фаций. В восточной части северной бортовой зоны на поднятиях Карачаганак отложения турнейского яруса частично размыты [18], а на Бердянском (скв. 85) они полностью отсутствуют.

Турнейский ярус сложен различными типами карбонатных пород. В основании разреза залегают пелитоморфные, частично плитчатые известняки, их характер с незначительными изменениями выдерживается по простиранию. В западной части северной бортовой зоны преобладают пелитоморфные плитчатые известняки [14], в центральной и восточной - глинистые и доломитовые. Вверху по разрезу отмечается более сложное членение яруса по латерали. На западе в разрезе появляются прослои глинистых плотных доломитов [14], в центральной части северной бортовой зоны наблюдается переход от детритовых и органогенно-детритовых известняков к органогенным (водорослевым).

По составу фораминифер ярус подразделяется на два подъяруса, которые по новой унифицированной схеме Русской платформы [11] соответствуют ханинскому и шуриновскому надгоризонтам.

Ханинский надгоризонт отличается литологическим однообразием, бедным составом палеонтологических остатков и выдержанностью этой характеристики по простиранию. Указанная особенность может рассматриваться как характерное свойство, выделяющее его в общем разрезе нижнекаменноугольных отложений.

Из трех горизонтов (гумеровский, малевский, упинский) самостоятельно выделяется только малевский. Его палеонтологическое обоснование составляют виды *Bisphaera malevkensis* Bir., *Earlandia minima* (Bir.). Два других горизонта не расчленены и выделяются в составе надгоризонта.

Шуриновский надгоризонт, вероятно, по согласной границе перекрывает нижележащий. Положение нижней границы определяется по возрастанию таксономического разнообразия фораминифер и появлению чернышинелл. Контакт двух надгоризонтов по керну не прослежен. Помимо скв. П-3 Павловская индексы-виды горизонта встречены на Ташлинском (скв. П-25) и Кошинском поднятиях. По фораминиферам выделяется черепетский и кизеловский горизонты.

Черепетский горизонт имеет неоднородную литологическую характеристику. С запада на восток наблюдается изменение пелитоморфных шламовых (скв. Г-1 Щучкинская) известняков на детритовые и обломочные (скв. П-25 Ташлинская, скв. П-3 Павловская). Возраст отложений определяется по фораминиферам зоны *Chernyshinella glomiformis* - *Palaeospiroplectamina tschernyshinensis*.

Кизеловский горизонт последовательно сменяет нижезалегающий. Характер пород изменяется по разрезу и латерали. В западной части северной бортовой зоны развиты плитчатые пелитоморфные известняки [14]; в центральной и восточной частях наблюдаются органогенные водорослевые, органогенно-детритовые и детритовые темноцветные плитчатые известняки [15].

Комплекс фораминифер по простиранию испытывает влияние фаций. На западе встречается обедненная ассоциация, представленная немногочисленными эндотиридами. К востоку, при приближении к Предуралью, таксономическое разнообразие возрастает и не остается постоянным во времени. В нижней части кизеловского горизонта комплекс обеднен и включает преимущественно латизндотир и брунзиин, в средней и верхней частях он наиболее обилен (см. рис. 1, вкл.). Вблизи верхней границы на Бурлинском поднятии (скв. П-23) обнаружен обедненный комплекс, представленный преимущественно инфлятоэндотирями и палеоспироплектаминами [5].

Толщина турнейского яруса изменяется от 140 до 198 м, достигая иногда 340 м.

На востоке Прикаспийской синеклизы в пределах восточной и юго-восточной бортовых зон карбонатный разрез турне сменяется терригенным. Контакт двух контрастных типов пород не изучен.

В и з е с к и й я р у с северной бортовой зоны полностью вскрыт на тех же поднятиях, что и турнейский. Однако возможности воссоздания картины региональной стратиграфии значительно расширились за счет новых площадей, освоенных бурением. Кроме того, начало позднего визе ознаменовалось коренной перестройкой фаций и вовлечением в карбонатное осадконакопление значительной части восточной и юго-восточной бортовых зон. Отложения залегают согласно на породах турне и лишь на востоке северной бортовой зоны на Бердянском (скв. 85) и Предуральском (скв. П10) поднятиях породы визе по резкой трансгрессивной границе перекрывают отложения среднего девона. В ряде скважин поднятия Карачаганак наблюдается несогласие на границе турнейского и визейского ярусов [18].

Нижняя граница визейского яруса в новой унифицированной схеме Русской платформы [II] принята в подошве косьвинского горизонта, а следовательно, относительно прежней схемы [I7] ее положение не изменилось. Палеонтологическим основанием для такого положения границы служит появление дайнеел в ассоциации турнейских видов.

В стратотипе (динант Бельгии) подошве косьвинского горизонта отвечает уровень T_{II}^3 [3], который находится ниже рубежа - U1a, принятого за границу ярусов [2I, 23]. Среди советских специалистов дискутируются три варианта положения границы турне-визе: в основании косьвинского горизонта [II]; в подошве радаевского горизонта; внутри косьвинского [7] (=елховский - на Волго-Урале). Уровень, отвечающий кровле косьвинского - подошве радаевского горизонта, наиболее приближен к его положению в стратотипе [6].

В Прикаспийской синеклизе эта проблема может рассматриваться при сравнении изменений фораминифер пограничных отложений турнейского и визейского ярусов (см. рис. I), отвечающих трем последовательным зонам: I - зона *Latiendothyra latispiralis* - *Spinoendothyra costifera* (кизеловский горизонт); 2 - зона *Eoforshia moelleri* - *Dainella stafelloides* (косьвинский горизонт), 3 - зона *Eoparastaffella simplex* - *Boendothyranopsis donica* (радаевский горизонт). Наиболее значительный рубеж наблюдается между второй и третьей зонами. Он, подобно Донбассу [3] и стратотипу Бельгии [2I, 23], отмечен не только существенными изменениями состава ассоциации, но и появлением первых фузулинид (*Eoparastaffella simplex*). Естественно возникает вопрос о том, что в унифицированной стратиграфической схеме Русской платформы [II] положение нижней границы нуждается в пересмотре. В свете существующей проблемы ее корректней принимать по появлению видов *Eoparastaffella simplex* Vdov. и *Boendothyranopsis donica* Brazhn. et Rost., т.е. в кровле косьвинского горизонта. На конкретном фактическом материале Прикаспийской синеклизы положение границы в кровле косьвинского горизонта получило палеонтологическое обоснование на Бурлинском (скв. П-23) поднятии и по корреляции определено на Павловском (скв. П-3) и Чинаревском (скв. П-2) поднятиях [5].

В разрезах восточного борта Прикаспийской синеклизы граница турне-визе как на уровне, приближенном к принятому в стратотипе [2I, 23], так и согласно унифицированной схеме Русской платформы [II] будет определяться внутри терригенных пород, подобно разрезу поднятия Терескен [9].

Суммирование рассмотренного фактического материала по характеру и положению границы турне-визе позволяет сделать вывод о ее разнофациальном сложном характере.

Определив возможные варианты нижней границы визейского яруса, перейдем к рассмотрению его строения и региональной стратиграфии. По новой унифицированной стратиграфической схеме Русской платформы [II], в региональной шкале визейского яруса относительно прежней схемы [I7] про-

изошли существенные изменения. Малиновский, яснополянский и окский надгоризонты заменены на кожимский и окский, но трехчленное деление яруса сохранено. В результате получается несоответствие не только номенклатурного характера, когда границы подъярусов проходят внутри надгоризонтов.

На основе эволюционных изменений фораминифер в стратотипе тульского горизонта [I6] и в Донбассе [3] зона *Endothyranopsis compressa* - *Archaeidiscus krestovnikovi* принципиально ближе к вышележащим зонам верхнего визе, нежели к зоне *Ammarchaeidiscus primaevus* - *Uralodiscus rotundus*, свойственных среднему визе. Именно на этом рубеже наблюдается наиболее существенная перестройка ассоциации фораминифер и появление основных таксонов, свойственных верхнему визе [5, I6]. Аналогичные соотношения на границах этих зон прослеживаются в Прикаспийской синеклизе как в типовом (см. рис. I), так и во многих других разрезах [I, 5].

Исходя из изложенного, считаем целесообразным отойти от предложенного в унифицированной схеме [II] трехчленного деления визейского яруса и рассмотреть региональную стратиграфию на уровне деления на надгоризонты, сохранив временно косьвинский горизонт в составе визе.

Кожимский надгоризонт включает три горизонта: косьвинский, радаевский и бобриковский, выделенные на основании смены трех последовательных зональных комплексов фораминифер (см. рис. I).

Весь имеющийся фактический материал скважин не дает достаточного основания для регионального прослеживания каждого горизонта по причине фрагментарного отбора керна. Наиболее обоснованно выделяется лишь нижний горизонт.

Косьвинский горизонт представлен различными типами известняков.

На западе северной бортовой зоны на Щучкинском (скв. Г-I) поднятии отложения пройдены без отбора керна, но они, очевидно, залегают в основании разреза визейского яруса и выделяются в инт. 3886-3889 и 3846-3842 м. В нижнем из них встречены фораминиферы зоны *Latiendothyra latispiralis* - *Spinoendothyra costifera* (кизеловский горизонт); в верхнем, представленном алевролита-аргиллитами, свойственными радаевско-бобриковскому горизонтам, фораминиферы отсутствуют. В центральной части северной бортовой зоны на Ташлинском (скв. П-25), Чинаревском (скв. П-2) [I5], Рожковском (скв. П-3) и Кошинском (скв. II3) поднятиях наблюдается большое сходство с типовым разрезом (см. рис. I). Здесь отложения представлены детритовыми известняками с более богатым относительно скв. П-3 Павловская комплексом турнейских форм и разнообразных дайнеел. На востоке северной бортовой зоны характеристика косьвинского горизонта, вероятно, не изменяется.

Радаевский и залегающий выше бобриковский горизонты расчленены лишь в скв. П-23 Бурлинская [5] и изучены недостаточно. В региональном плане наблюдается членение горизонтов по латерали. На западе его залегают терригенные алевролита-аргиллитовые породы, в восточном на-

правлении наблюдается замещение их на темноцветные алевритистые известняки с тонкими прослоями аргиллитов.

Окский надгоризонт включает тульский, алексинский, михайловский и веневский горизонты. Нижняя граница его характеризуется непостоянством литологического состава и повышенным содержанием терригенных пород. Однако характер границы зависит от фаций. В скв. П-3 Павловская (см. рис. 1) она выражена массовым скоплением эрландий и архедискусое и лишь выше по разрезу наблюдается возрастание разнообразия и появляется второй индекс-вид и многочисленные параштаффеллы. На Чинаревском и Ветелкинском поднятиях [1, 4, 15], а также на западе северной бортовой зоны основание окского надгоризонта определяется по появлению разнообразного обильного комплекса фораминифер, среди которых доминируют эндотириды, архедисциды, параштаффеллы. На востоке северной бортовой зоны на Январцевском поднятии и в некоторых скважинах поднятия Карачаганак [18] наблюдается интенсивная доломитизация глинистых темноцветных известняков, вследствие этого определение положения границы затруднено. В пределах восточной и юго-восточной бортовых зон основание окского надгоризонта в региональном плане не изучено и, как правило, четко не обособляется.

Разноплановый характер нижней границы окского надгоризонта отражает начало перестройки фациальной обстановки и постепенное вовлечение расстраиваемой территории в карбонатное осадконакопление.

Тульский горизонт изучен по многим скважинам. Его региональный план наследует разнофациальный характер, свойственный нижней границе окского надгоризонта, и на этой основе наблюдается членение горизонта по простирацию северной, восточной и юго-восточной бортовых зон.

Западная часть северной бортовой зоны отличается сложным литологическим составом тульского горизонта и чередованием карбонатных и терригенных пород. Разрез сложен серо- и темноцветными алевритистыми известняками с прослоями и включениями аргиллитов и известковистых алевролитов. Детритовым разностям известняков сопутствует богатый комплекс фораминифер [1, 4]. Его состав имеет большое сходство с ассоциацией стратотипа тульского горизонта (центральные районы Русской платформы) [16]. Центральная часть северной бортовой зоны обособляется по преимущественному развитию (подобно скв. П-3 Павловская) детритовых известняков с прослоями и включениями известковистых алевролитов [15]. Восток северной бортовой зоны выделяется по доломитизации пород и преобладанию глинистых окремнелых перекристаллизованных известняков [5, 18]. Независимо от фациальной изменчивости разреза тульского горизонта ассоциации фораминифер всех фациальных типов свойственно гораздо большее сходство с вышележащими, чем с нижележащими комплексами.

Восточная и юго-восточная бортовые зоны характеризуются терригенными разрезами тульского горизонта [8]. Эти отложения изучены слабо. Однако на Кожасайском [5], Восточно-Торткольском [8] и Торесайском

[8] поднятиях внутри преимущественно терригенных пород появляются тонкие прослои алевритистых известняков с архедисцидами тульского горизонта.

В разрезе скв. П-3 Павловская, как и в разрезах других скважин, алексинский, михайловский и венеvский горизонты не расчленяются, но выделяются в полном объеме. Нижняя граница характеризуется началом развития светлых и белых органогенно-детритовых перекристаллизованных известняков и доломитов, а по фораминиферам — появлением индекса-вида нижней подзоны, а также присутствием более сложноустроенных форм, среди них форм, обладающих ситовидным устьем (криброспиры, климакаминны, крибростомы), частых эндотиринопсисов и архедискусов. Однако из-за интенсивной доломитизации и перекристаллизации известняков, а также замещения их на чистые сахаровидные доломиты фораминиферы либо не встречаются, либо представлены неопределимыми формами.

Общий региональный фон трех горизонтов сохраняется по простиранию северной бортовой зоны [1, 5, 13, 15, 18], не выявляя определенной приуроченности по латерали. На территории восточной и юго-восточной бортовых зон наблюдается также преобладание светлоокрашенных органогенных, органогенно-детритовых известняков. Их стратиграфический объем не остается постоянным за счет замещения основания разреза терригенными породами. Граница раздела карбонатных и терригенных пород характеризуется скольжением во времени и пространстве [5]. В эволюции фораминифер сохраняется последовательное появление индексов-видов подзон и характерных форм. Наиболее интересные разрезы свойственны поднятиям Кожасай, Куантай, Арансай и др. [5, 13]. Толщина окского надгоризонта в карбонатных фациях составляет 150-400 м, достигая иногда 500 м. Увеличенные значения характерны для восточной и юго-восточной бортовых зон, относительное уменьшение наблюдается на западе северной бортовой зоны.

С е р п у х о в с к и й я р у с завершает разрез нижнего карбона и служит основным продуктивным комплексом нижнего карбона. С ним связаны месторождения Карачаганак, Кожасай. Он вскрыт многочисленными скважинами полностью.

Нижняя граница яруса проходит преимущественно в однородных карбонатных породах. По фораминиферам она выражена достаточно четко (см. рис. 1) и распознается по резкому обеднению ассоциации, свойственной верхнему визе и переходу к принципиально иному характеру точечного (рассеянного) распространения таксонов. Эволюционные изменения на нижней границе серпуховского яруса проявляются вяло и отмечены появлением *Neoarchaediscus parvus* (Raus.), *Biseriella parva* (N.Tschern.) и *Pseudoendothyra illustrata* Viss. Однако совместное присутствие всех трех видов не отмечено ни в одном разрезе. В разрезах северной бортовой зоны подобно скв. П-3 Павловская типично первое присутствие *N.parvus*, а чуть выше — *B.parva*. Восточная бортовая зона характеризу-

ется преимущественным определением границы с помощью *V. parva*, много реже — *Ps. illustrata*.

Разрез серпуховского яруса слагают различные типы карбонатных пород. Для западной части северной бортовой зоны [20] характерно преимущественное развитие перекристаллизованных доломитовых известняков, вверх по разрезу их сменяют органогенно-детритовые и детритовые также участками перекристаллизованные известняки. В центральной части северной бортовой зоны развиты в основном перекристаллизованные реликтово-органогенные доломиты, замещающиеся вверх по разрезу на детритовые, оолитовые и биогермные известняки [5]. В восточной части северной бортовой зоны на Бурлинском поднятии [5] в основании разреза наблюдаются характерные тонкоплитчатые органогенные (водорослевые) выветрелые известняки, а на поднятии Карачаганак они замещаются на перекристаллизованные реликтово-органогенные доломиты [18].

Восточной и юго-восточной бортовым зонам также свойственна пестрая литологическая характеристика пород. Близкими по фациям с отложениями восточной и центральной частей северной бортовой зоны являются разрезы поднятия Кожасай и Куантай [5, 13], отражающие строение яруса внутренней части борта. К востоку, в пределах внешней окраины на поднятиях Жанажол, Синельниковское, Восточный Тортколь [13], породы сменяются детритовыми, доломитовыми и слупково-комковатыми известняками с высоким содержанием глинистых частиц.

На юго-востоке Прикаспийской синеклизы известно два контрастных карбонатных типа разрезов. На юге Тортайского поднятия (скв. 12) серпуховский ярус слагают реликтово-органогенные перекристаллизованные доломиты большой толщины [5, 12], подобные образующим структуру Карачаганак [18]. В осевой части Южно-Эмбинского поднятия (скв. 13) изучены шламовые спонголитовые известняки, сменяющиеся вверх по разрезу на органогенно-детритовые, водорослево-толипаминовые. В последнее время появились новые скважины, разрезы которых позволяют предполагать наличие полностью терригенных разрезов серпуховского яруса. Материал изучается.

По фораминиферам серпуховский ярус расчленяется на два подъяруса. Нижний отвечает заборьевскому надгоризонту; верхний подъярус составляет старобешевский надгоризонт и вознесенский горизонт.

Заборьевский надгоризонт в схеме Русской платформы содержит тарусский и стешевский горизонты [11]. Однако в Прикаспийской синеклизе они не расчленяются из-за большого сходства литологического строения и комплекса фораминифер. С незначительными изменениями палеонтологическая характеристика заборьевского горизонта типового разреза скв. П-3 Павловской площади (см. рис. 1, вкл.) сохраняется на больших пространствах восточного обрамления Прикаспийской синеклизы. Различия проявляются в таксономическом разнообразии комплекса и преимущественно видов верхнего визе. В региональном плане дробное членение серпу-

ховского яруса по простиранию наиболее отчетливо проявляется начиная с верхнего подъяруса.

Старобешевский надгоризонт составляют протвинский и запалтубинский горизонты. Протвинский горизонт широко развит в районе исследования. Его нижняя граница, как и в скв. П-3 Павловская, определяется по появлению зоштаффеллин (см. рис. 1, вкл.).

В разрезе преобладают органогенно-детритовые и густово-комковатые известняки. Для северной бортовой зоны свойственно сочетание органогенно-детритовых, детритовых и шламовых известняков. В ее центральной и восточной частях наблюдается частичное замещение на перекристаллизованные доломитовые известняки [5, 18, 20]. Восточная бортовая зона выделяется по более сложному составу пород. Наряду с органогенными и органогенно-детритовыми известняками развиты терригенные породы [5, 13]. На юго-востоке протвинской (как и залегающей выше запалтубинский) горизонт изучен в единичных разрезах [5, 12].

Запалтубинский горизонт выделен в Прикаспийской синеклизе по результатам исследований последних лет [5, 12] при детализации изученных ранее разрезов, а также на основе нового фактического материала. Разрез слагают органогенные и органогенно-детритовые брекчированные известняки с трещинами, заполненными глинистым материалом, и биогермные (водорослевые) известняки. Для фораминифер характерна вспышка таксономического разнообразия. В региональном плане отложения нуждаются в изучении, так как в большинстве скважин они пройдены без отбора керна; их широкое распространение вполне допустимо по данным геофизики.

Вознесенский горизонт завершает разрез нижнего карбона. В его кровле проводится граница нижнего и среднего карбона [11]. В проекте международной шкалы каменноугольных отложений эта граница принята по появлению аммоноидей рода *Homonoceras* и конодонтов *Declinognathodus noduliferus* [24], что соответствует подошве, а не кровле вознесенского горизонта. Рассмотрение этого вопроса требует специальных исследований и выходит за рамки этой статьи.

Помимо скв. П-3 Павловской площади (см. рис. 1), отложения вознесенского горизонта опробованы керном на площадях Жанатан (скв. 5), Синельниковская (скв. Г-6) и Кенкияк (скв. П15). Для них свойственна литологическая изменчивость пород: от биогермных (водорослевых) на Павловском и Кенкиякском поднятиях и органогенно-детритовых (обломочных) на поднятии Кенкияк до толщи сложного переслаивания черных плотных аргиллитов и шламовых известняков на поднятии Жанатан. Породам каждого типа разрезов сопутствует свой фациальный тип комплекса фораминифер и присутствие видов *Globivalvulina moderata* и *Plectostafella ex gr. varvariensis*. Первый из них является индексом-видом границы Миссисипской и Пенсильванской систем США [24, 25], второй характерен для вознесенского горизонта Донбасса [19] и Южного Урала [10].

Таким образом, находки этих отложений в Прикаспийской синеклизе позволяют выделять восточную часть Прикаспийской синеклизы среди других регионов Русской платформы и считать регионом, в котором, подобно Донбассу [19] и Южному Уралу [10], наблюдается согласный контакт нижнего и среднего отделов карбона.

Биостратиграфические аспекты освоения нефтегазоносных ресурсов

Биостратиграфические исследования приобретают прямой практический выход при картировании и особенно при выявлении унаследованных структур по причине высокой разрешаемости определения изохронных поверхностей с пределом точности до зоны.

Общепризнано, что регионально выдержанной поверхностью для картирования в Прикаспийской синеклизе служит подошва соленосных отложений – геофизический отражающий горизонт Π_1 . Он позволяет выявить структурный план кровли нижнепермских подсолевых отложений верхнего палеозоя. Разрешающие возможности горизонта Π_1 при определении унаследованности этого структурного плана от более древних каменноугольных отложений достаточно высоки при непрерывном прогибании и резко падают в случае инверсий. Сохранение его высокой разрешаемости в таком случае возможно путем выявления в осадочном комплексе каменноугольных отложений наименее нарушенной постседиментационной денудацией изохронной поверхности, выполняющей роль контролирующего биостратиграфического репера.

Каменноугольная история геологического развития Прикаспийской синеклизы отмечена несколькими периодами инверсий, которые подтверждены конкретными разрезами. Максимально по масштабам, глубине проникновения и наиболее генетически сложно несогласие на границе пермской и каменноугольной систем [4, 5, 12, 15, 18]. Оно сопровождалось не только размывом сформировавшихся в допермское время пород, но и унаследованным отсутствием накопления нижнепермских осадков. Меньшей амплитуды, но также выдержанным по латерали было несогласие на границе башкирского и московского ярусов и локальным – внутри московского яруса и верхнего карбона. Столь сложный современный структурный план каменноугольных отложений резко снижает качество структурных построений по Π_1 и создает ложную картину ориентации структур.

Региональная стратиграфия нижнекаменноугольных отложений позволяет считать кровлю нижнего карбона биостратиграфическим репером, отражающим в современном плане практически единственную ненарушенную либо незначительно измененную поверхность. При структурных построениях она может быть использована как поверхность для выявления структур в нижнем карбоне и как опорный горизонт для коррекции структурных построений по Π_1 .

Отсутствие иной альтернативы демонстрирует схема корреляции наиболее информативных разрезов (рис.2, вкл.)¹. Из анализа схемы ясны периоды инверсий и зоны их наиболее активных проявлений.

Наряду с этим видна ненарушенная стратиграфическая последовательность отложений нижнего карбона и малоамплитудное стратиграфическое несогласие на границе нижнего и среднего карбона. Этот перерыв планетарного характера [26] в меньшей степени затронул восточную окраину Прикаспийской синеклизы.

ЛИТЕРАТУРА

1. Алексинский горизонт визейского яруса Саратовского Поволжья / Т.И.Федорова, В.М.Щекочихина, Л.Н.Иванова и др. // Сов. геология. 1988. № II. С. 57-60.
2. Дуркина А.В., Ахимович В.И. Опорные разрезы пограничных отложений девона и карбона на территории Тимано-Печорской провинции // Граница девона и карбона на территории СССР. Минск: Наука и техника, 1988. С. 87-101.
3. Вдовенко М.В. Визейский ярус. Зональное расчленение и палеогеографическое районирование (по фораминиферам). Киев: Наук. думка, 1980. 172 с.
4. Гибшман Н.Б., Ярошенко А.В. Разрез подсолевых палеозойских отложений Прикаспийской синеклизы по скв. П-8 Ветелкинская // Экспресс-информ. Нефтегазовая геология и геофизика. 1978. № 5 С. 7-13.
5. Гибшман Н.Б. Стратиграфия // Геология и нефтегазоносность юго-востока Прикаспийской синеклизы (Зап. Казахстан). Алма-Ата: Наука, 1988. С. 5-58.
6. Граница турнейского и визейского ярусов на территории СССР / М.В.Вдовенко, О.И.Берченко, Т.В.Бывшева и др. // Тектоника и стратиграфия. Киев, 1988. № 29. С. 57-64.
7. Губарева В.С., Миняева Е.Г. Граница турнейского и визейского ярусов Урало-Поволжья // Сов. геология. 1983. № I. С. 56-62.
8. Замаренов А.К. Средний и верхний палеозой восточного и юго-восточного обрамления Прикаспийской впадины. Л.: Недра, 1970. 172 с.
9. Карбон восточной части Прикаспийской впадины / Д.А.Кухтинов, А.В.Ахметшина, А.Г.Калмыкова и др. // Сов. геология. 1981. № I. С. 63-68.

¹Разрезы нижнего карбона приведены по нашим данным, для отражения общей стратиграфии использованы материалы других авторов. Отложения среднего - верхнего карбона даны на рис. 2 по данным определений флузулинид Т.А.Никитиной (приводятся с ее согласия).

10. Кулагина Е.И., Пазухин В.Н. Богдановский горизонт в разных структурно-фациальных зонах Южного Урала // Биостратиграфия и литология верхнего палеозоя Урала. Свердловск, 1988. С. 36-44.

11. Межведомственное региональное стратиграфическое совещание по среднему и верхнему палеозою Русской платформы / М.А.Ржонническая, В.Ф.Куликова, А.Х.Кагарманов и др. // Сов. геология. 1988. № 11. С. 109-112.

12. Мильничук В.С., Тарханов М.И., Гибшман Н.Б. Структура подсолевого комплекса юго-востока Прикаспийской синеклизы в связи с перспективами нефтегазоносности: Обзор. информ. М.: ВНИЭГазпром, 1986. 52 с. (Геология и разведка газовых и газоконденсатных месторождений; Вып. 9).

13. Новые данные по стратиграфии карбона восточной окраины Прикаспийской впадины / Л.З.Ахметшина, З.Е.Булекбаева, Л.И.Вакула и др. // Бюл. МОИП. Отд. геол. 1984. Т. 59, вып. 6. С. 90-102.

14. Особенности разрезов девонских и каменноугольных отложений северо-западной бортовой зоны Прикаспийской впадины / Т.И.Федорова, В.М.Щекочихина, А.Н.Иванова и др. // Геологическое обоснование поисков скоплений нефти и газа в Прикаспийском нефтегазоносном регионе: Темат. сб. Саратов: НВНИИГТ, 1983. С. 172-177.

15. Палант И.Б. Литолого-фациальная характеристика и особенности строения каменноугольных отложений северной прибортовой части Каспийской впадины // Литология и палеогеография палеозойских отложений Русской платформы. М.: Наука, 1972. С. 202-208.

16. Раузер-Черноусова Д.М. Фораминиферы и стратиграфия визейского и намурского ярусов центральной части Русской платформы и Приуралья // Тр. ИГН АН СССР. 1948. Вып. 62. С. 13-39.

17. Решение Межведомственного совещания по разработке унифицированных стратиграфических схем верхнего докембрия и палеозоя Русской платформы (1962). Л.: МСК, 1965. 79 с.

18. Средний палеозой северной прибортовой зоны Прикаспийской впадины / В.С.Губарева, Е.Г.Миняева, Л.Н.Кленина, Н.С.Овнатанова // Сов. геология. 1987. № 6. С. 58-67.

19. Серпуховский ярус и граница нижнего и среднего карбона / О.Л.Эйноор, З.С.Румянцева, Е.А.Рейтлингер и др. // Шкала каменноугольной системы в свете современных данных. М.: Наука, 1981. С. 37-57.

20. Федорова Т.И., Щекочихина В.М., Иванова Л.Н. Серпуховский ярус в Саратовском Повольжье // Сов. геология. 1983. № 7. С. 60-64.

21. Demant F. Contribution al'etude du Dinantien de la Belgique // Inst. Roy. Sci. nat. Belg. Mem. 1958. N 141. 152 p.

22. Gibshman N.B. Lower Carboniferous foraminifers and subdivisions of deep-seated regions (The North Caspian Syncline) //

XI Intern. Congr. Carboniferous Stratigr. and Geol., Aug. 31 - Sept. 4 1987: Abstr. Pap. (1), Sec. 1-8. Beijing (China), 1987. P. 60-62.

23. Ja limite des etages tournaisien et viseen au stratotype de l'assise de Dinant / R.Conil, R.Austin, M.Lys, F.Phodes // Bull. Soc. Belg. geol. 1969. Vol. 77, N 1. P. 39-69.

24. Proposal for an international mid-carboniferous boundary / J.Bouckaert, P.Brenckle, O.E.Einor et al. // By the Mid-Carboniferous boundary of the ICS. H.R.Lane, 1984. P. 323-339.

25. Skipper B., Baesemann J.F., Brenckle P.L. A reference area for the Mississippian-Pennsylvanian (Mid-Carboniferous) boundary in east-central Idaho (USA) // G.r. Dixieme Congr. Intern. Stratigr. Sept, 12-17, 1983. Madrid, 1985. Vol. 4. P.403-425.

26. Saunders W.B., Ramsbottom W.H.C. The Mid-Carboniferous eustatic event // Geology. 1986. Vol. 14. P. 208-212.

УДК 551.73:553.98 (470.40)

Т.В.Владимирова, А.К.Мальцева

ФОРМАЦИИ ПОДСОЛЕВЫХ ПАЛЕЗОЙСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ ПРИКАСПИЙСКОЙ СИНЕКЛИЗЫ

Основой для дальнейшего долгосрочного планирования поисково-разведочных работ и оценки ресурсов УВ является создание геологической модели Прикаспия с использованием структурно-формационного анализа.

На стадии региональных поисков исследуются осадочные формации, характер их группирования в вертикальные и латеральные формационные ряды, выделяются структурно-формационные этажи. Осадочные формации рассматриваются как геологические тела с определенными геометрическими параметрами (формой тела, площадью распространения, толщиной), внутренним строением и генезисом [1].

Проведенное изучение вещественного состава и условий залегания подсолевых палеозойских отложений позволило выделить в разрезе синеклизы II осадочных формаций – крупных относительно однородных литологических тел, характеризующихся спецификой палеогеографических и палеотектонических условий образования и как следствие этого – различными перспективами нефтегазоносности (см. рисунок, вкл.).

Карбонатные формации

Наибольший интерес представляет группа карбонатных (доломитово-известняковых) формаций, включающая четыре разновозрастных мелководноморских формаций: среднедевонскую (бийско-афонинскую, D_{2ef-gv}), верхнедевонско-нижнекаменноугольную (саргаевско-малиновскую, $D_{3fr_1-C_1v_1}$), нижне-среднекаменноугольную (тульско-каширскую, $C_{1v_2-C_2m_1}$), среднекаменноугольно-нижнепермскую (каширско-артинскую, $C_{2m_1-P_1a}$). Три по-

© Т.В.Владимирова, А.К.Мальцева, 1990

следние формации в различной степени изучены бурением. Именно с карбонатными формациями связано большинство открытых в Прикаспии скопления УВ, основные запасы и ресурсы.

Среднедевонская формация скважинами не вскрыта, ее присутствие предполагается по геофизическим данным в северной (районы Питерско-Новоузенской, Озинковской, Карачаганакско-Кобландинской зон поднятий), западной (Волгоградско-Джаныбекская зона поднятий) и южной (Астраханский свод, Каратон-Тенгизская зона поднятий) бортовых зонах. Ее присутствие не исключено и в пределах междуречья Урала и Волги, в районе Мынтобинской зоны поднятий, Индерского и Баскунчакского выступов. На востоке синеклизы наличие этой формации предполагается, по данным сейсморазведки, на склонах Енбекского и Жаркамысского сводов.

Верхнедевонско-нижнекаменноугольная формация распространена на большей, чем бийско-афонинская, площади. Она развита практически повсеместно в западной, северной и южной прибортовых частях синеклизы, за исключением отдельных узких заливообразных зон. В южной и юго-западной частях выделяется в отличие от нижележащей единая область присутствия карбонатной формации, охватывающая территорию Астраханского свода и Индерского выступа. На востоке, во внутренней зоне синеклизы (западные склоны Кызлджарского и Енбекского выступов фундамента), выделяются относительно небольшие разрозненные единичные карбонатные массивы. Формация представлена сероцветными органогенно-обломочными известняками, мелкозернистыми, плотными, трещиноватыми, участками доломитизированными, с редкими прослоями аргиллитов, доломитов и мергелей. Среди карбонатных пород присутствуют коллекторы высокого класса. В пределах Саратовской области на Западно-Ровенском нефтегазоконденсатном месторождении установлена нефтегазоносность саргаевско-задонской части формации. Покрышкой служат глинистые известняки задонского и елецкого горизонтов.

Нижне-среднекаменноугольная формация наиболее распространена. В отличие от саргаевско-малиновской область ее развития охватывает и восточную часть Прикаспийской синеклизы. Карбонатные тела формации отличаются весьма сложной конфигурацией и значительной дифференцированностью по размерам. В пределах синеклизы выделяются крупные карбонатные тела изометрической формы (Астраханская, Каратонско-Тенгизская, Карачаганакско-Кобландинская и другие зоны), карбонатные тела, вытянутые узкой полосой вдоль бортов синеклизы (Волгоградско-Джаныбекская, Питерско-Новоузенская, Жаркамысско-Енбекская зоны) и многочисленные разрозненные карбонатные тела небольших размеров.

Формация с незначительным стратиграфическим несогласием залегает на подстилающих образованиях. Ее стратиграфический диапазон меняется в зависимости от тектонической приуроченности. Так, в зоне бортового уступа возраст определяется как тульско-раннебашкирский, в пределах северной бортовой зоны возрастной интервал изменяется от тульско-

краснополянского (восточная часть Карачаганакско-Кобландинской зоны поднятий) до алексинско-верхнебашкирского (Чинаревско-Павловская зона поднятий) и тульско-раннебашкирского (Деркульская и Питерско-Озинковская зоны поднятий). В пределах западной и южной бортовых зон возраст формации тульско-раннебашкирский (на Каратонско-Тенгизской зоне поднятий - позднетульско-раннебашкирский), в восточной части синеклизы - тульско-каширский.

Сложена формация серыми и светло-серыми, участками до темно-серых известняками органогенными, органогенно-обломочными и органогенно-детритовыми, иногда оолитовыми, массивными, разнокристаллическими, трещиноватыми и кавернозными, участками доломитизированными с подчиненными прослоями доломитов и редкими маломощными прослоями аргиллитов. Среди известняков часто встречаются биогермные разности. В карбонатных породах широко развиты коллекторские горизонты, обладающие высокими фильтрационно-емкостными свойствами. Проницаемые разности чередуются в разрезе с массивными и плотными, иногда глинистыми известняками, выполняющими роль флюидоупоров. Вскрытая толщина формации свыше 500 м.

Продуктивны серпуховско-нижнемосковские отложения. С ними связаны месторождения южной, восточной и западной бортовых зон синеклизы - Астраханское и Лободинское газоконденсатные, Тенгизское, Кенкиякское, Кожайское нефтяные, Королевское нефтегазовое, Тажигалинское газонефтяное, Жанажольское нефтегазоконденсатное.

Региональными крышками для формации служат на юге синеклизы карбонатно-глинистая толща артинского яруса, в западной части - глины верхнебашкирского подъяруса, на востоке - аргиллиты подольского горизонта и терригенная толща нижней перми.

Среднекаменноугольно-нижнепермская формация, наименее распространенная, развита в пределах отдельных локальных участков. Исключение составляют восточная часть синеклизы, где единое карбонатное тело прослеживается узкой, достаточно протяженной полосой вдоль борта, а также в южной части Каратонско-Тенгизской зоны поднятий. Здесь область развития карбонатной формации соизмерима с распространением карбонатных тел тульско-каширской формации. Формация образует северный и западный бортовые уступы синеклизы. Нижнепермские породы, слагающие ее верхнюю часть, формируют рифовую постройку на Карачаганакском месторождении. Подобные структуры предполагаются и на других подсоловых поднятиях северной и западной бортовых зон, например на Краснореченском, Упрямовском и т.д.

Стратиграфический диапазон формации различен. В пределах бортового уступа возраст ее каширско-артинский, в северной бортовой зоне - раннепермский, в южной - ассельский, в пределах западной бортовой зоны возраст изменяется от ассельского (Ново-Никольская зона) до каширско-артинского (Сарпинско-Тингутинская зона), в пределах восточной бортовой зоны - от каширско-артинского до гжельского.

Сложена формация известняками органогенными и органогенно-обломочными, детритовыми, пористо-кавернозными, мелкозернистыми, массивными, иногда глинистыми, с прослоями доломитов, ангидритов и аргиллитов. В известняках широко развиты процессы перекристаллизации, сульфатизации, выщелачивания и доломитизации. В верхней части артинского яруса преобладают оолитовые и псевдооолитовые типы известняков. В нижней части московского яруса встречаются прослои аргиллитов и песчаников. В известняках развиты биогермные разности, с которыми связаны коллекторские горизонты с высокими фильтрационно-емкостными свойствами. Толщина формации свыше 1800 м.

Нефтегазоносны сакмаро-артинские и средне-верхнекаменноугольные части разреза карбонатной формации. С первыми связаны месторождения бортового уступа - Листинское и Наримановское газовые, Кжно-Уметовское и Комсомольское газоконденсатные, Гремячинское, Восточно-Гремячинское и Западно-Тепловское нефтегазоконденсатные, Тепловское газонефтяное и ряд других. Региональный покрышкой здесь служит сульфатно-соленосная толща кунгурского яруса. К средне-верхнекаменноугольным отложениям приурочены залежи на Жанажольском нефтегазоконденсатном и Урихтауском газоконденсатном месторождениях на востоке синеклизы, на Карачаганакском газоконденсатном месторождении в северо-восточной ее части. Покрышкой служит сульфатно-соленосная толща кунгурского яруса.

Таким образом, в пределах северной, западной и южной бортовых зон Прикаспийской синеклизы выделенные нами карбонатные формации развиты примерно в пределах одних и тех же структурных зон с некоторыми вариациями по площади. Вверх по разрезу отмечается увеличение степени дифференцированности тел, слагающих ту или иную карбонатную формацию, по размерам и форме. Максимум она достигает в каширско-артинское время. Отчасти это обстоятельство может быть связано с меньшей степенью изученности глубоко погруженных формаций. Для восточной бортовой зоны в целом характерно преобладание терригенных формаций над карбонатными.

Терригенные формации

Терригенные формации Прикаспийской синеклизы отличаются большим разнообразием литологического состава и генезиса. Среди них выделяются песчано-глинистые прибрежно-морские и переходные средне-верхнедевонская (старооскольско-кыновская, $D_2gv_2-D_3fr_1$), нижнекаменноугольная (малиновско-алексинская, C_1v_{1-3}), среднекаменноугольная (черемшанско-верейская, $C_2b_{2-m_1}$), нижнекаменноугольно-нижнепермская (малиновско-филипповская, $C_1v_1-P_{1k}$), а также грауваквовая среднедевонско-нижнекаменноугольная ($D_2ef-C_1v_2$) и песчано-глинистая молассоидная верхнекаменноугольно-нижнепермская (C_3-P_1) формации.

Средне-верхнедевонская формация, установленная бурением в пределах северного и западного бортовых уступов синеклизы, с перерывом залегает на подстилающих отложениях. Она сложена песчаниками, алевролитами и аргиллитами с прослоями известняков, мергелей, в верхней части – глин. В пределах восточной бортовой зоны формация установлена на Жанажол-Торткольском участке, где представлена серо-зелеными глинами и глинистыми песчаниками, в верхней части с прослоями известняков. Толщина формации до 1000 м.

Продуктивна большая (воробьевско-кыновская) часть ее разреза. Промышленная нефтегазоносность доказана в Саратовской (Западно-Ровенское нефтегазоконденсатное, Краснокутское газоконденсатное месторождения) и Уральской (Ташлинское нефтяное месторождение) областях. Региональной покрывкой служат глины кыновского горизонта.

Нижнекаменноугольная формация развита в пределах бортового уступа, северной (Питерско-Озинковская зона поднятий), западной (Карасальская моноклираль), южной (Каратонско-Тенгизская зона поднятий) бортовых зон и предполагается на севере – в Карачаганакско-Кобландинской и Чинаревско-Павловской зонах поднятий, на юге – на территории Астраханского свода и Каракульско-Смушковской зоны поднятий. Формация распространена локально, выполняя в основном топографические депрессии в подстилающей саргаевско-малиновской карбонатной формации. В пределах бортового уступа она сложена темно-серыми аргиллитами, песчаниками и алевролитами, на севере и западе синеклизы – глинами, в основном каолинитовыми, алевролитами, песчаниками кварцевыми, мелкозернистыми, местами до крупнозернистых, неравномерно глинистыми, участками известковистыми. В юго-восточной части синеклизы, в пределах Каратонско-Тенгизской зоны поднятий формация представлена зеленовато-серыми аргиллитами, плитчатыми, известковистыми, пиритизированными, с прослоями темно-серых мергелей, детритовых известняков и окремнелых известковистых песчаников. Толщина формации 100-150 м. Продуктивны бобриковско-алексинские отложения, с которыми связаны залежи Северо-Лиманского нефтегазоконденсатного месторождения (Саратовская область). Региональной покрывкой служат глины тульского горизонта и нижней части серпуховского яруса.

Среднекаменноугольная формация распространена в пределах бортового уступа, северной (Чинаревско-Павловская и Деркульская зоны поднятий), западной и восточной бортовых зон. В пределах северного борта возраст ее верейский, на территории бортового уступа и западной бортовой зоны – черемшанско-верейский, на Карасальской моноклинали – черемшанско-мелекесский.

В зоне бортового уступа формация представлена темноцветными аргиллитами с прослоями песчаников, алевролитов, мергелей, известняков; в северной и западной бортовых зонах в нижней части разреза – серыми глинами с прослоями алевролитов, известняков и мергелей, которые вверх по разрезу сменяются переслаивающимися глинами, песчаниками,

алевролитами и мергелями. Вере́йская часть сложена серыми и темно-серыми глинами и алевролитами с редкими прослоями песчаников. В восточной бортовой зоне формация на Жанажол-Торткольском участке характеризуется ритмичным чередованием пачек песчаников и серо-зеленых глин, иногда в низах разреза отмечаются прослой коричневатого-серого мелкокристаллического известняка. Южнее, в пределах Арансай-Алибекмолинской зоны, формация представлена аргиллитами темно-серыми, алевролитскими, в разной степени известковистыми, слоистыми, плитчатыми; песчаниками темно-серыми с зеленоватым оттенком, известковистыми, слюдистыми, иногда трещиноватыми и серо-зелеными глинами. Толщина формации порядка 100 м.

Нижнекаменноугольно-нижнепермская формация развита в юго-восточной и юго-западной (юг Карасальской моноклинали) частях синеклизы.

На территории Карасальской моноклинали названная формация залегает на подстилающих породах со значительным стратиграфическим несогласием. Представлена она сероцветными аргиллитами, переслаивающимися с алевролитами и песчаниками. На юго-востоке синеклизы в пределах Тортай-Биқжалской зоны возраст формации малиновско-позднекаменноугольный. Сложена она чередующимися серыми разномеристыми песчаниками и темно-серыми тонкослоистыми аргиллитами.

Продуктивные горизонты связаны с тульско-гжельскими и сакмарско-филипповскими отложениями. Нефтегазоносность тульско-гжельской толщи установлена в юго-восточной части синеклизы на Тортайском и Равнинном нефтяных месторождениях. Покрышкой здесь служат аргиллиты верхнего карбона. Нефтегазоносность сакмарско-филипповских отложений доказана в пределах восточной бортовой зоны на Кенкиякском, Бозобинском, Каратюбинском, Юго-Западное Улькентобе нефтяных месторождениях. Покрышкой продуктивного комплекса служит сульфатно-соленосная толща кунгурского яруса.

Граувакковая среднедевонско-нижнекаменноугольная формация, развита на юго-востоке синеклизы, в основном терригенного состава, характеризуется флишoidalным строением и интенсивной дислоцированностью — углы наклона слоев составляют 25–50°. В пределах Тортай-Биқжалской зоны формация сложена флишоподобной толщей песчаников с прослоями алевролитов и глинистых песчаников. Для нее характерно незначительное количество разно- и крупнозернистых песчаников, гравелиты и конгломераты встречаются крайне редко. Восточнее (Жанасу-Туресай) девонская часть формации состоит из аргиллитов с прослоями алевролитов, песчаников, гравелитов, конгломератов и реже мергелей, органических и доломитизированных известняков, которые вверх по разрезу (фаменский ярус) сменяются конгломератами, гравелитами и граувакковыми крупнозернистыми песчаниками с отдельными прослоями аргиллитов, алевролитов и известняков; нижнекаменноугольная часть представлена сероцветными граувакковыми песчаниками, брекчиевидными конгломератами и аргиллитами. Толщина формации более 1800 м.

Песчано-глинистая молассоидная верхнекаменноугольно-нижнепермская формация распространена в пределах южной и восточной бортовых зон. На юго-западе синеклизы в пределах Каракульско-Смушковой зоны поднятий она представлена неравномерным переслаиванием серых и темно-серых, иногда черных аргиллитов, плотных, мелко- и среднезернистых, тонко- и микрослоистых, известковистых, неравномерно слюдистых и алевритистых с алевролитами, песчаниками и более редкими прослоями гравелитов, галечников, конгломератов, мергелей, ангидритов и редко органогенно-обломочных известняков. В юго-восточной части синеклизы в пределах Тортай-Биикжальской зоны формация в объеме артинского яруса нижней перми резко несогласно залегает на подстилающих отложениях, представлена переслаивающимися глинами и песчаниками с прослоями гравелитов и конгломератов, образующих пачки толщиной от I до 8 м. К востоку (Жанасу – Туресай) в составе формации (ижельско-артинского возраста) наряду с глинами и песчаниками появляются органогенно-обломочные известняки с включениями гальки, кремнистых эффузивных пород, с пачками конгломератов, ангидритов и крепких, пористых доломитов. Толщина формации более 1000 м.

Коллекторские горизонты в составе формации практически отсутствуют. Песчаники, алевролиты, известняки и доломиты развиты в виде маломощных прослоев, уплотнены и дислоцированы.

Карбонатно-кремнисто-глинистая формация

Наиболее широко на территории Прикаспийской синеклизы распространена глубоководная девонско-нижнепермская формация ($D-P_1$), образованная при смене разновозрастных карбонатных формаций по направлению к погруженным частям синеклизы. В пределах северной и западной бортовых зон она представлена темно-серой до черного битуминозной толщей аргиллитов, тонкослоистых известняков, прослоями глинистых, иногда заглизованных, окремнелых, доломитов плотных, массивных, мелкозернистых. В толще встречаются включения кремнистых пород и пирита, а также многочисленные остатки радиолярий и спикул губок, часто образующих прослои радиоляритов и спонголитов. В южной части синеклизы, в пределах Астраханского свода, формация имеет предположительно артинский, но, возможно, и более древний возраст [2]. Она сложена черными и темно-серыми известковистыми аргиллитами, сильно пиритизированными, тонкослоистыми, местами переходящими в кремнисто-глинистые битуминозные сланцы; черными и темно-серыми доломитами сильно глинистыми, мелкокристаллическими; черными радиоляритами, кремнистыми, сильно перекристаллизованными и пиритизированными; серыми и темно-серыми известняками, мелкокристаллическими, трещиноватыми, глинистыми. В пределах Каратонско-Тенгизской зоны поднятий возраст карбонатно-кремнисто-глинистой формации определен как позднеартинский. В нижней ее части присутствуют грубообломочные породы (толщиной до 30 м), состоящие из известняков и алевролитов, сцементированных темным глинисто-карбонат-

ным, сильно битуминозным веществом. Залегающая выше глинисто-карбонатная толща представлена тонким чередованием пестроцветных мергелей, в которых отмечаются массовые скопления губок и радиолярий, темноцветных плотных аргиллитов, среди которых встречаются редкие прослои известняков почти черных, микрозернистых, глинистых и доломитизированных, сильно битуминозных, а также доломитов, ангидритов и аргиллитов.

В карбонатно-кремнисто-глинистых породах формации практически отсутствуют коллекторские горизонты. Они связаны лишь с отдельными прослоями известняков, доломитов, песчаников и алевролитов, характеризующимися в основном низкими фильтрационно-емкостными свойствами.

Нашими исследованиями установлено, что выделенные осадочные формации группируются в определенные вертикальные и латеральные ряды, отражающие изменения тектонического режима и климатических условий во времени и пространстве (см. рисунок). На территории синеклизы выделено 20 вертикальных формационных рядов в пределах бортового уступа, северного, западного, южного и восточного бортов. Большое разнообразие вертикальных рядов в верхнепалеозойской части подсолевого разреза объясняется существенной дифференциацией тектонических движений на фоне общей отрицательной их направленности.

Наиболее полный вертикальный ряд фиксируется в районе бортового уступа, а также северной и западной (Карасальская моноклираль) бортовых зон. Здесь распространены практически все рассмотренные формации (за исключением граувакковой, развитой лишь в юго-восточной части синеклизы) с некоторыми вариациями по площади.

Наиболее сокращенными вертикальными рядами характеризуется восточная бортовая зона, в первую очередь Арансай-Алибекмолинская ее часть. Относительно сокращенный вертикальный ряд отмечается в пределах южной бортовой зоны на Астраханском своде и Каратонско-Тенгизской зоне поднятий, где отсутствуют верхняя часть тульско-каширской карбонатной формации и каширско-артинская карбонатная формация. Существенной формационной изменчивостью характеризуются и латеральные ряды подсолевого палеозоя Прикаспийской синеклизы. Резкая смена формационного состава наблюдается в восточной и юго-восточной частях, где преимущественно развиты терригенные формации при явно подчиненной роли карбонатных.

Следует, однако, отметить, что формационный ряд Каратонско-Тенгизской зоны поднятий больше тяготеет к ряду Астраханского свода.

Анализ пространственно-возрастных соотношений формаций дает возможность также наметить три крупных сегмента синеклизы с различным строением рядов. В допозднебашкирское время (домосковское на большей части северной бортовой зоны) в пределах Прикаспийской синеклизы можно выделить два таких сегмента. Первый включает зону бортового уступа, северную, западную и южную (Каракульско-Смушков-

ская зоны поднятий, Астраханский свод, Каратонско-Тенгизская зона поднятий) бортовые зоны; второй – восточную бортовую зону. С позднебашкирского времени достаточно уверенно выделяются 3 сегмента, включающих: зону бортового уступа, северную и западную бортовые зоны, характеризующиеся наиболее полными вертикальными рядами; южную бортовую зону (Астраханский свод и Каратонско-Тенгизская зона поднятий), для которой характерно отсутствие каширско-артинской и верхней (верхнебашкирско-нижнемосковской) части тульско-каширской карбонатных формаций; восточную зону, отличающуюся значительной изменчивостью как вертикальных, так и латеральных формационных рядов.

Подсолевые формации перекрываются соленосной нижепермской (кунгурской) формацией, распространенной практически на всей территории синеклизы, за исключением крайней южной зоны. Нижняя часть ее сложена сульфатно-карбонатными и сульфатными породами, верхняя – практически целиком каменной солью с редкими сульфатными, терригенными и карбонатными прослоями. Толщина формации в сводах куполов – до 10 000 м.

ЛИТЕРАТУРА

И. М а л ь ц е в а А.К., К р ы л о в Н.А. Формационный анализ в нефтяной геологии. М.: Недра, 1986. 183 с.

2. Особенности строения и развития подсолевого комплекса Прикаспийской впадины / А.Г.Кирюхин, И.Н.Капустин, В.Н.Копытченко и др. // Тектоника Прикаспийской впадины. М., 1978. С. 5–40. (Тр. ВНИГНИ; Вып. 208).

УДК 552.5

Т.И.Гальянова, Б.К.Прошляков

КОЛЛЕКТОРЫ И ФЛЮИДОУПОРЫ ПОДСОЛЕВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ВОСТОКА
ПРИКАСПИЙСКОЙ СИНЕКЛИЗЫ

Понятие "природный резервуар нефти и газа" вполне определено – это естественноеместилище жидких и газообразных веществ, в котором может происходить их миграция [6]. Есть и критерии, которые определяют качество природного резервуара, – высокая емкость, проницаемость коллекторов и надежный экран, предохраняющий флюиды от рассеивания, наличие благоприятных структурных форм или литологического замещения пород-коллекторов породами-экранами, препятствующими утечке флюидов по латерали.

При всей простоте изучение природных резервуаров и их картирование довольно сложны.

Площадь распространения природных резервуаров, как известно, колеблется от долей до десятков тысяч квадратных километров. Форма природных резервуаров определяется особенностями тектонического строения (развития) в период седиментогенеза. В геосинклинальных областях природные резервуары чаще всего имеют полосообразную форму, при относительно небольшой ширине (десятки километров) протяженность их может составлять сотни километров. Подобная форма природных резервуаров характерна для предгорных областей и межгорных впадин, а также для периферийных частей крупных платформенных впадин (Прикаспийская, Днепровско-Донецкая и др.). Для внутренних частей платформ наиболее характерна изометричная форма природных резервуаров. Небольшие природные резервуары, связанные с речными руслами, барами, дюнами, встречаются в платформенных, геосинклинальных и переходных областях.

Картирование природных резервуаров – дело весьма трудоемкое из-за отсутствия совершенных методик. В принципе для оконтуривания природного резервуара необходимо знать область распространения породы-коллектора и перекрывающей его экранной толщи (пласта). В реальных условиях это можно сделать на основании литологических исследований керна скважин и при использовании материалов геофизических исследований скважин. Работа упрощается в случае однородности пласта-коллектора и существенно осложняется при его неоднородности, при этом значительно возрастает необходимое количество скважин, объем каменного материала, подлежащего исследованию; то же относится и к пласту-экрану. Кроме того, нет четкого разграничения между породой-коллектором и породой-экраном. Различным геологическим условиям соответствуют разные численные значения коллекторских параметров: чем глубже залегают породы, чем они древнее, тем ближе численные значения коллекторских параметров породы-коллектора и породы-экрана.

В связи с отмеченными трудностями составить карту распространения природных резервуаров нефти и газа практически невозможно до завершения разбуривания территории и обработки полученных материалов. Иными словами, карта может быть составлена, когда в ней нет уже необходимости. (Именно это обстоятельство служит основной причиной редкой встречаемости в литературе упомянутых карт применительно к конкретным районам и объектам.)

В подсоловых палеозойских отложениях Прикаспийской синеклизы природные резервуары широко развиты, о чем свидетельствует приуроченность скоплений нефти и газа или нефтегазопоявлений к определенным стратиграфическим и литологическим подразделениям [4]. Породы-коллекторы в них представлены преимущественно известняками, реже доломитизированными известняками и доломитами (каменноугольные природные резервуары районов месторождений Карачаганак, Жанажол, Тенгиз, Астраханское и др.).

Меньше известны коллекторы, сложенные обломочными породами (нижнекаменноугольный природный резервуар района месторождения Локтыбай, верхнедевонский резервуар района месторождения Карачаганак и др.). 41

Из обломочных пород к основным коллекторам нефти и газа относятся песчаники, алевролиты и промежуточные разновидности пород. Как показали исследования, коллекторские свойства обломочных пород каменноугольного возраста восточной прибортовой зоны Прикаспийской синеклизы достаточно высоки [3]. Например, на площадях Кенкияк, Жанабол, Кожасай, Юго-Западный Улькентобе и других открытая пористость достигает 38,1%, проницаемость — $1,4 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$. В Бийжалской скв. СГ-2 на глубине 5300–5500 мм открытая пористость составляет 9–12%. В западной бортовой зоне синеклизы открытая пористость пашийских песчаников на глубине 4,5–5 км колеблется от 1,5 до 6%.

Обломочные песчано-алевритовые породы на небольших и умеренных глубинах традиционно принято считать породами-коллекторами с межзерновым типом порового пространства. Пористость и проницаемость таких пород определяются размером обломочных зерен, степенью их отсортированности, количеством и типом цементирующего материала. С увеличением глубины залегания и геологического возраста пород ситуация изменяется. Вследствие уплотнения пород, уменьшения пористости пластичность их понижается, возрастает способность к растрескиванию под влиянием механических напряжений. В связи с этим в подсолевых терригенных отложениях на глубине свыше 3500–4000 м развивается трещиноватость, формируются коллекторы сложного (смешанного) типа [1]. Применительно к восточной части Прикаспийской синеклизы размер пор изменяется от 0,005 до 0,2 мм, раскрытость трещин достигает 1–1,5 м.

Пустотное пространство карбонатных пород генетически и морфологически многообразно [5]. Первичные пустоты формируются в стадии седиментогенеза. Их роль в общей емкости карбонатных пород различного литологического состава неоднозначна. Биогермные водорослевые известняки нередко обладают значительной пористостью и проницаемостью (даже в условиях значительных глубин). Например, водорослевые известняки (нижний — средний карбон) II карбонатной толщи в пределах восточного борта синеклизы на глубине 4000–4500 м обладают внутриформенной пористостью до 15–20% и проницаемостью до $10 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$. Подобное отмечалось и в пределах северного борта синеклизы. Рифогенные известняки в районе Западно-Тепловского газоконденсатного месторождения в инт. 2800–3000 м имеют открытую пористость до 27%, проницаемость — до $100 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$.

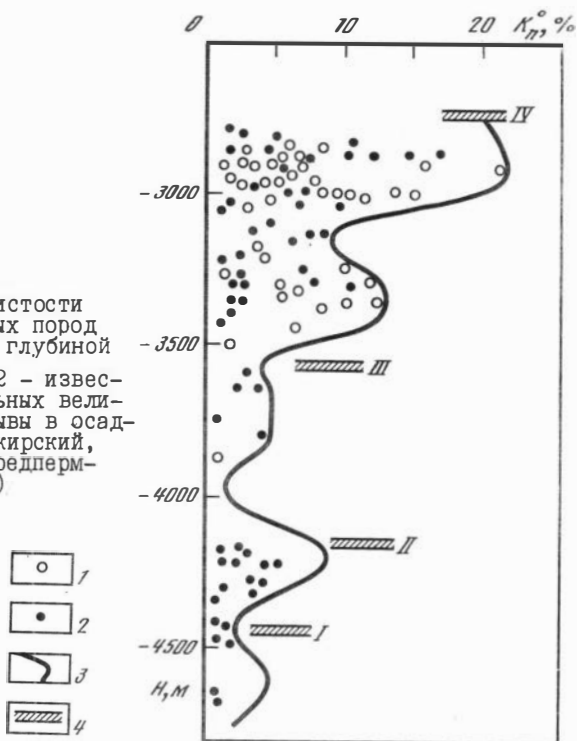
Положительно оценивая коллекторские свойства биогенных раковинных известняков, необходимо отметить, что на значительных глубинах (свыше 3–3,5 км) остатки фауны часто цементированы вторичным кальцитом и поэтому обладают низкими коллекторскими свойствами. Лучше сохраняются коллекторские свойства в водорослевых известняках. Хемогенные зернистые известняки имеют изначально низкие коллекторские свойства.

Ведущее положение в карбонатных породах-коллекторах чаще занимает вторичное пустотное пространство [5]. Например, поровое пространство подсолевых карбонатных пород газоконденсатного месторождения Карачаганак относится к смешанному типу (каверново-трещинному и трещинно-

поровому) и в основном вторичен. Открытая пористость пород на глубинах до 5000 м достигает 21%, проницаемость - $63 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$. Вторичное поровое пространство возникает в результате растрескивания и выщелачивания отдельных компонентов из известняков, доломитов и пород промежуточного состава, а также вследствие доломитизации известняков. Эти процессы имели место в подсолевых палеозойских карбонатных породах в районах месторождений Тенгиз, Карачаганак, Жанажол и др. Особенно интенсивно процессы выщелачивания проявились во время перерывов в осадконакоплении. Ниже поверхности перерыва пористость известняков нередко достигает 20% (см. рисунок). Аналогично ведут себя доломитовые породы.

Изменение открытой пористости (K_D) подсолевых карбонатных пород Прикаспийской синеклизы с глубиной

Породы: 1 - доломиты, 2 - известняки; 3 - линия максимальных величин пористости; 4 - перерывы в осадконакоплении (I - предбашкирский, II - предмосковский, III - предпермский, IV - преддунгурский)



Обобщение материалов о структуре порового пространства подсолевых карбонатных пород Прикаспийской синеклизы позволило выделить четыре типа пород-коллекторов:

- поровой тип - преимущественно биогермные известняки, среди которых в восточной части Прикаспийской синеклизы широко развиты водорослевые. Их открытая пористость до глубины 4000 м составляет 5-25%, проницаемость $10 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$;

- трещинный тип - чаще всего известняки, хемогенные и криптогенные доломиты. Открытая пористость таких пород обычно не превышает $30 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$;

- каверново-трещинно-поровый тип - карбонатные породы различного литологического состава, но чаще всего биогермные известняки, в которых поры первичны (внутриформенные, межформенные), а каверны и трещины - вторичны. Этот тип коллектора, по-видимому, наиболее распространен. Коллекторские параметры в нем в зависимости от количественных соотношений каверн, открытых трещин и пор изменяются в широких пределах;

- каверно-трещинный тип - хомогенные известняки, доломиты, доломитизированные известняки. Пустотное пространство вторично. Оно формируется в результате растрескивания пород и последующего образования каверн и полостей за счет избирательного растворения отдельных компонентов с последующим выносом продуктов реакции. Такой тип коллектора нередко встречается под поверхностями перерыва в осадконакоплении или под поверхностями размыва. Открытая пористость обычно не выше 10%, проницаемость до $100 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$.

Изучению и познанию пород-флюидопоров до сих пор не уделяется должного внимания. В значительной степени эти вопросы могут быть решены литологическими и петрофизическими методами. К ним относится изучение структуры и текстуры пород, минерального состава, фациальных особенностей и вторичных преобразований. Среди петрофизических признаков большее значение имеет изучение пористости, структуры порового пространства, проницаемости, а также плотности, пластичности и хрупкости пород. Весьма существенное значение имеют толщина флюидопоров, ее выдержанность по площади и степень литологической неоднородности.

Породы-флюидопоры нефти и газа в восточной части Прикаспийской синеклизы подразделяются на региональные, зональные и локальные. Важнейшую роль для образования промышленных скоплений УВ имеют региональные и зональные покрывки. Региональной покрывкой служат сульфатно-галогенные образования кунгурского яруса нижней перми. Среди них наиболее распространена каменная соль, меньшее значение имеют ангидриты.

Зональной покрывкой может служить 30-40-метровая пачка относительно глубоководных глинистых и спикуловых известняков, залегающих в кровле верейского горизонта. Эта пачка прослеживается на месторождениях Урихтау, Алибекмола и Янажол, а также на площади Южный Мортук. Пачка выделяется повышенной радиоактивностью пород (так называемая гамма-активная пачка).

Локальными покрывками служат первая (нижняя пермь, подсолевая) и вторая (низы подольского горизонта московского яруса) терригенные толщи. Керн из этих толщ представлен микротонкозернистыми сильноглинистыми, часто сульфатизированными известняками и доломитами с открытой пористостью ниже 3%, песчано-алевритовыми породами с содержанием карбонатного цемента 30-35%, пористостью, также не превышающей 3%, и глинистыми (обычно аргиллитами) образованиями с пористостью 4-6%. Проницаемость всех перечисленных пород не превышает $1 \cdot 10^{-18} \text{ м}^2$.

Чаще всего локальные покрывки сложены глинистыми образованиями. Такие покрывки имеются на месторождениях Жанажол, Алибекмола, Кенкияк, Тенгиз и др., их толщина 10–200 м.

По данным рентгеноструктурного анализа, на месторождении Тенгиз глинистое вещество в аргиллитах представлено смешаннослойными образованиями (до 30–45% гидрослюдисто-монтмориллонитового состава и до 35–60% гидрослюдистого состава) [2]. На площадях Арансай, Синельниковская, Кенкияк и других преобладают глинистые образования хлорит-гидрослюдистого состава с различным количеством набухающих монтмориллонит-гидрослюдистых компонентов от следов до 50% и более. Такая ассоциация глинистых минералов определяет высокие флюидоупорные свойства локальных покрывок.

Над многими месторождениями востока Прикаспийской синеклизы одновременно имеются покрывки локальные (отложения первой и второй терригенных толщ) и региональные (сульфатно-галогенные отложения кунгурского яруса).

При погружении на глубины свыше 3–4 км глины, как известно, переходят в аргиллиты, при этом состав пород упрощается преимущественно до хлорит-гидрослюдистого. Хрупкость пород повышается, поэтому в результате разрядки тектонических напряжений они могут растрескиваться и терять экранирующую способность. Положение спасают вторичные карбонаты, которые на этих глубинах (при температурах более 65°C выпадают из подземных вод в твердую фазу, тем самым экранирующие свойства покрывок восстанавливаются).

Не исключено, что на больших глубинах (свыше 5–6 км) в ряде районов Прикаспийской синеклизы экранирующие пласты сложены песчаниками и алевролитами со структурами регенерации и растворения (например, девонские отложения Волгоградского Поволжья).

Таким образом, на востоке Прикаспийской синеклизы сочетание коллекторских и экранирующих пластов и толщ образует обширные природные резервуары, за счет УВ которых сформировались месторождения нефти, газа и конденсата.

ЛИТЕРАТУРА

1. Багринцева К.И. Трещиноватость осадочных пород. М.: Недра, 1982. 256 с.
2. Власова Л.В. Некоторые литологические особенности верхнеартинской покрывки месторождения Тенгиз // Тез. докл. IV Всесоюз. конф. "Коллекторы нефти и газа на больших глубинах". М.: МИНГ им. И.М.Губкина, 1987. С. 105–106.
3. Коллекторские свойства верхнепалеозойского структурного этажа восточной части Прикаспийской впадины / Б.К.Прошляков, Т.И.Гальянова, Ю.Г.Пименов, В.А.Кузьмин, С.М.Рахман // Нефтегазоносность нижних структурных этажей чехла платформ. М.: Наука, 1983. С. 104–115.

4. Подсолевые отложения Прикаспийской впадины – уникальный комплекс природных резервуаров нефти и газа / Б.К.Прошляков, Т.И.Гальянова, Ю.Г.Пименов, С.М.Рахман // Коллекторские свойства пород на больших глубинах. М.: Наука, 1985. С. 39–48.

5. Прошляков Б.К., Гальянова Т.И., Пименов Ю.Г. Коллекторские свойства осадочных пород на больших глубинах. М.: Недра, 1987. 200 с.

6. Трофимук А.А., Карагодин Ю.Н., Мовшович Э.Б. Проблемы совершенствования понятийной базы геологии нефти и газа // Геология и геофизика. 1980. № 2. С. 3–10.

УДК 552.5

А.В.Гурьянов, С.И.Мухин, Л.С.Сипидина
КОЛЛЕКТОРСКИЕ СВОЙСТВА КАРБОНАТНЫХ ПОРОД
НИЖНЕ-СРЕДНЕКАМЕННОУГОЛЬНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ПОДСОЛЕВОГО КОМПЛЕКСА
ВОСТОКА ПРИКАСПИЙСКОЙ СИНЕКЛИЗЫ

Коллекторские свойства карбонатных пород востока Прикаспийской синеклизы формировались на всех стадиях от седиментогенеза до эпигенеза. При изучении коллекторских свойств карбонатных отложений восточного борта Прикаспийской синеклизы обращалось внимание как на структурные и текстурные признаки формирования породы при седиментогенезе, так и на трансгрессивно-регрессивный режим бассейна, влияющий на распределение фаций, а также определяющий появление перерывов в осадканошении, что имеет решающее значение для формирования вторичного пустотного пространства в карбонатных породах.

Нижний отдел каменноугольной системы представлен окским надгоризонтом верхневизейского подъяруса. Горизонт сложен фитогенными известняками, преимущественно шартмофикусовыми, кальцифолиевыми, встречаются и конинкопоровые известняки; отмечаются прослойки органогенно-детритовых известняков и доломитов замещения. Известняки образовались, по-видимому, при довольно активной гидродинамике бассейна седиментации, в период, предшествовавший максимальной трансгрессии. Характерные типы цемента: крустификационный, поровой, реже базальный. Тип пустотного пространства межформенный, реже внутрiformенный. Размер пор 0,05–0,3 мм, при выщелачивании увеличивается до 0,4–0,5 мм. Форма пор неправильная. Улучшению фильтрационно-емкостных свойств пород способствует эпигенетическая доломитизация. В доломитизированных разностях известняков развиты каверны размером до 1–2 мм и поры выщелачивания неправильной, лапчатой и заливообразной

формы. Вследствие уплотнения и кальцитизации порового пространства ухудшаются первичные коллекторские свойства пород. Породы надгоризонта залегают в инт. 3000–4400 м.

Коллекторские свойства отложений окского надгоризонта изучены на ряде площадей: пористость достигает 12,5–17,0%, проницаемость не превышает $3 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ (табл. I). Для пород характерны коллекторы порового и трещинно-порового типа.

Сарпуховский ярус в объеме тарусского, стешевского и протвинского горизонтов вскрыт на многих площадях востока Прикаспийской синеклизы в инт. 2770–4300 м. Породы тарусского горизонта формировались во время регрессии морского бассейна и низкого уровня стояния моря, стешевского – трансгрессии морского бассейна при повышенной активности водной среды, протвинского горизонта – на этапе, предшествующем регрессии морского бассейна.

Тарусский горизонт представлен известняками сферовыми, сферово-узорчатыми, комковатыми, иногда с прослоями водорослевых известняков, чаще шартымофикусовых, а также доломитами замещения. В целом для пород этого горизонта характерно распространение достаточно плотных, низкоемких пород. В отдельных случаях сферы могут быть выщелочены, при этом образуется сравнительно высокеемкое пустотное пространство, однако пустоты изолированы одна от другой. Для большей части пород характерны слабо связанные внутриформенные поры размером 0,02–0,1 мм. Тип цемента базальный и поровый. В прослоях водорослевых известняков встречены поры межформенного типа размером 0,05–0,25 мм. Процессы доломитизации и последующего выщелачивания приводят к появлению каверн размером 1–2 мм.

Наилучшие коллекторские свойства пород отмечаются на Синельниковской и Куантайской площадях, несколько хуже (особенно проницаемость) – на Кожайской и Жанажольской (см. табл. I). В породах распространены трещинные и порово-трещинные, реже поровые, трещинно-поровые типы коллекторов.

Стешевский горизонт представлен водорослевыми шартымофикусовыми и кальцифолиевыми известняками с видовым обилием фауны, преобладают мшанки, кораллы. Тип цемента крустификационный, поровый, реже базальный. Захоронение органогенных остатков практически в прижизненном состоянии обусловило достаточно высокие фильтрационно-емкостные свойства пород. Породы претерпели вторичные изменения: уплотнение, кальцитизацию, что привело к ухудшению коллекторских свойств.

По высоким коллекторским свойствам выделяются разрезы стешевского горизонта Жанажольской и Синельниковской площадей (см. табл. I). Типы коллекторов в отложениях стешевского горизонта преимущественно поровый и каверно-поровый, реже – трещинно-поровый.

Протвинский горизонт представлен брахиоподово-полидетритовыми известняками, водорослевыми шартымофикусовыми извест-

Коллекторские свойства нижнекаменноугольных отложений

Ярус	Подъярус	Горизонт (надгоризонт)	Площадь	Пористость, %	Проницаемость, м ²	Тип коллектора по К.И. Багринцевой*
Серпуховский	Верхний	Протвинский	Синельниковская	0,55-11,0	(0,02-0,92)10 ⁻¹⁵	У I класс группы В; У II класс группы В
			Куантайская			
			Жаназольская (юго-восточная часть)			
			Кожасайская			
			Бактыгарынская			
	Нижний	Шевский	Кенкиякская	0,6-8,5	(0,015-0,79)10 ⁻¹⁵	У I класс группы В; У I класс группы В
			Жаназольская	До 18,0**	Не опр.	
			Синельниковская			
			Кожасайская			
			Кенкиякская			
			Бактыгарынская			
			Тохуткольская			
			Торткольская			
			Алибекмолинская			
Арансайская						
Тарусский	Тарусский	Синельниковская	3,0-14,3	(0-17,6)10 ⁻¹⁵	У I и У I классы группы В; реже У классы группы В	
		Куантайская	(18,0**)	(0-1,7)10 ⁻¹⁵		
		Жаназольская				
Кожасайская	0,27-10,5					
Визейский	Верхний	Окский	Кожасайская	0,53-12,5	(0,01-2,86)10 ⁻¹⁵	У I класс группы В; реже У класс группы В
			Куантайская	1,22-9,0	до 0,7·10 ⁻¹⁵	
			Синельниковская	6-17,0	Не опр.	

Здесь и в табл. 2:

*К.И. Багринцева. Карбонатные породы - коллекторы нефти и газа. М.: Недра, 1977. 231 с.

** По данным ГИС.

няками с обилием обволакивающих водорослей (гирванелл). Тип цемента крустификационный, поровый. Поры имеют размеры 0,05–0,25 мм, при выщелачивании достигая 0,4–0,5 мм. Тип порового пространства межформенный, реже внутриформенный. Форма пор щелевидная, неправильная.

Наилучшими коллекторскими свойствами известняки обладают на площадях Синельниковская, Куантай, в юго-восточной части площади Жанажол (см. табл.1), более высокие значения пористости (Бактыгарын, Кенкияк) получены по данным ГИС. Для пород характерны поровые, трещинно-поровые и порово-трещинные типы коллекторов.

Средний отдел каменноугольной системы представлен породами башкирского яруса и нижнемосковского подъяруса.

Отложения краснополянского горизонта башкирского яруса вскрыты в инт. 3620–5085 м. Они формировались в начальную фазу регионального обмеления бассейна осадконакопления. Обмелению соответствовали фации открытого моря с усиленной гидродинамикой и фации отмелей. Породы представлены оолитовыми известняками и раковинными известняковыми песчаниками. Широкое распространение оолитовых известняков облегчает литологическую корреляцию и стратификацию отложений нижней части башкирского яруса. Тип цемента базальный или поровый. Тип пустотного пространства преимущественно межформенный, реже внутриформенный. Размер пор 0,05–0,3 мм. Поры имеют неправильную, заливообразную форму (округлую – при выщелачивании цемента и овальную – при выщелачивании органогенных остатков и оолитов).

В большинстве случаев породы обладают низкими коллекторскими свойствами и лишь маломощные прослои имеют значительную пористость и проницаемость (табл.2). Тип коллекторов трещинный и порово-трещинный.

Отложения северокельтменского и прикамского горизонтов башкирского яруса вскрыты многими скважинами в инт. 2760–4970 м. Образовались они в период, предшествовавший максимальной регрессии среднекаменноугольного бассейна, и подверглись размыву на границе башкирского и московского ярусов, что соответствовало фациям приливно-отливной равнины. Породы представлены органогенно-детритовыми, органогенно-стужковыми, стужково-комковатыми, строматолитовыми известняками, реже доломитами замещения по первичным известнякам. Тип цемента базальный, поровый, нередко крустификационный с цементом выполнения пор. Первичные коллекторские свойства этих отложений низкие: открытая пористость не превышает 3–4%, проницаемость также чрезвычайно мала. В отдельных участках бассейна осадконакопления в силу миграции фациальных зон отложения представлены фитогенными и зоогенными известняками со значительными первичными пористостью и проницаемостью.

Перерыв осадконакопления благоприятно сказался на развитии коллекторских свойств, которые особенно улучшились в зонах действия метеорных вод. Как правило, размер пор 0,05–0,6 мм. Форма пустотного про-

Коллекторские свойства среднекаменноугольных отложений

Ярус	Подъярус	Горизонт (надгоризонт)	Площадь	Пористость, %	Проницаемость, м ²	Тип коллектора по К.И. Багринцевой*		
Московский	Нижний	Каширский и верейский	Синельниковская	0,3-19,7	Не опр.	VI класс группы В; редко IV класс группы Б; V класс группы Б		
			Жанажольская Урихтауская Алибекмолинская				I,6-20,5	"
Башкирский	Нижний	Прикамский и северокельтменский	Бозобинская	До 14,8	"	В благоприятных зонах II класс группы А; III класс группы Б. На большей территории V класс группы Б; VI класс группы В; VII класс группы В		
			Кенкиакская	До 13,5	"			
			Аккудукская	До 11,2	"			
			Бактыгаринская	До 11,0**	"			
			Жанажольская	0,55-17,9	(0,037-1279)10 ⁻¹⁵			
			Кожасайская	0,4-10,2	(0-5,75)10 ⁻¹⁵			
			Куантайская	3,5-9,5	Не опр.			
			Синельниковская	0,7-7,4	(0,01-0,31)10 ⁻¹⁵ (трещинная проницаемость 98·10 ⁻¹⁵)			
			Краснополянский	Жанажольская	0,56-12,8		От непрониц. до 0,83·10 ⁻¹⁵	VII класс группы В; VI класс группы В
			Кожасайская	0,8-0,34	От непрониц. до 0,4·10 ⁻¹⁵			
Синельниковская	0,8-5,4	От непрониц. до 0,04·10 ⁻¹⁵						
Куантайская	2,7-9,2							
Урихтауская	7,0-11,0							

странства неправильная, заливообразная, щелевидная. Пустоты нередко приурочены к трещинам различного типа.

Наиболее высокими значениями коллекторских свойств отличаются породы северокельтменского и прикамского горизонтов на южной периклинали, центральной части и в восточном крыле месторождения Жанажол, несколько меньшими - на других площадях этой зоны. Доломиты замещения, встречающиеся в прикамском горизонте на площади Жанажол, имеют каверны размером до 0,8 мм. Достаточно высокими коллекторскими свойствами

обладают породы верхней части башкирского яруса, вскрытые на площадях севернее Жанажол (см. табл.2).

В целом в породах башкирского яруса, из которых более пористые и проницаемые породы северокельтменского и прикамского горизонтов, распространены поровые и каверново-поровые, реже - трещинно-поровые типы коллекторов.

Отложения каширского и верейского горизонтов в нижнемосковского подъяруса, вскрытые в инт. 2560-4000 м, формировались в период углубления морского бассейна. Представлены они известняками органогенно-стустковыми, органогенно-фитодетритовыми, известняковыми раковинными песчаниками. Водорослевые известняки сложены остатками водорослей березеллид, донцелл и унгдарелл. В верхней части разреза каширского горизонта нередко встречаются спикуловые глинистые известняки и мергели. Наиболее характерный тип цемента для известняков базальный и поровый, для биоморфных разностей - крустификационный.

Размер пор изменяется от 0,1 до 0,6 мм, при выщелачивании они достигают 0,9-1,2 мм. Поры имеют неправильную лапчатую, заливообразную форму. Тип пустот межформенный, реже внутриформенный.

Наиболее благоприятными коллекторскими свойствами в нижнемосковском подъярусе характеризуются породы восточного крыла Синельниковой структуры, центральной и северо-восточной частей площади Жанажол, северной периклинали площади Урихтау и центральной части площади Алибекмола (см. табл.2).

Пачка толщиной 30-40 м глубоководных глинистых спикуловых известняков, залегающих в кровле верейского горизонта, может служить внутри-резервуарным экраном между северокельтменским и каширским горизонтами. Эта пачка распространена, вероятно, лишь на площадях Урихтау, Южный Мортук и Алибекмола и не имеет регионального характера. Отличительная особенность этой пачки - повышенная естественная радиоактивность пород (это так называемая гамма-активная пачка).

В отложениях каширского и верейского горизонтов выделяются поровые, трещинно-поровые и порово-трещинные коллекторы.

Особый интерес вызывают строение и коллекторские свойства каменноугольных отложений, встреченных в разрезах скв. П-5 и П-6 на площади Башенколь, где вскрыты породы верхневизейского, серпуховского ярусов нижнего отдела и башкирского яруса среднего отдела карбона.

В скв. П-5 в инт. 4860-4667 м нерасчлененные ниже-среднекаменноугольные отложения представлены кремнистыми породами, известняками со спикулами губок, реже органогенно-детритовыми и биоморфными. Для толщи характерна тонкослоистая текстура с редкими маломощными прослоями органогенных известняков. В целом структурно-текстурные особенности указывают на формирование осадков в условиях некомпенсированного прогибания бассейна седиментации и больших глубин моря. Пористость в по-

родах изменяется от 1,5 до 2,75%, лишь в редких прослоях органогенных известняков она достигает 4,0–6,0%.

В скв. П-6 в инт. 4695–4120 м отложения серпуховского и верхневизейского (окский надгоризонт) ярусов представлены известняками органогенно-детритовыми, биоморфными, оолитовыми и доломитами замещения по ним. Образовались они в процессе роста изолированной органогенной постройки (о чем свидетельствует обилие каркасообразующих организмов) в условиях дальнего погружения края шельфа. Большая неравномерность выщелоченности и большое содержание доломита объясняются, по-видимому, хорошей морфологической выраженностью в рельефе, которая обусловила регулярную осушку верхней части постройки в течении временных понижений уровня моря, возможно, и в результате приливов и отливов. Пустотное пространство распределено в породах крайне неравномерно. Оно приурочено в основном к порам выщелачивания. Пористость нижнекаменноугольных отложений 0,13–21,1%, проницаемость $0,13-4,07 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$. Максимальные значения пористости и проницаемости отмечаются в доломитах замещения, пористость известняков не превышает 16,0%.

Отложения башкирского яруса вскрыты в скв. П-6 Башенколь в инт. 3905–4120 м и представлены известняками органогенно-детритовыми, водорослевыми, оолитовыми. Процессы формирования осадка и катагенез пород идентичны протекавшим в нижележащих отложениях. Пористость связана с выщелачиванием и доломитизацией. Пористость известняков и доломитов 0,26–21,1%, проницаемость $(0,3-0,83) \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$, максимальные значения не превысили $4,1 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$. В формировании фильтрационно-емкостных свойств, помимо обусловленной первичными и вторичными факторами пористости, большую роль играют открытые трещины различного генезиса.

Тип пустотного пространства поровый, каверново-поровый, трещинно-каверново-поровый. По классификации К.И.Багринцевой, изученные в скв. П-6 породы относятся к У1 классу группы В. Возможно, в разрезах этих скважин имеются более проницаемые поровые и каверново-поровые пласты, а их неохарактеризованность может быть объяснена низким выносом керна из этих пластов.

УДК 551.24:553.981 (470.4)

Н.А.Крылов, В.П.Авров

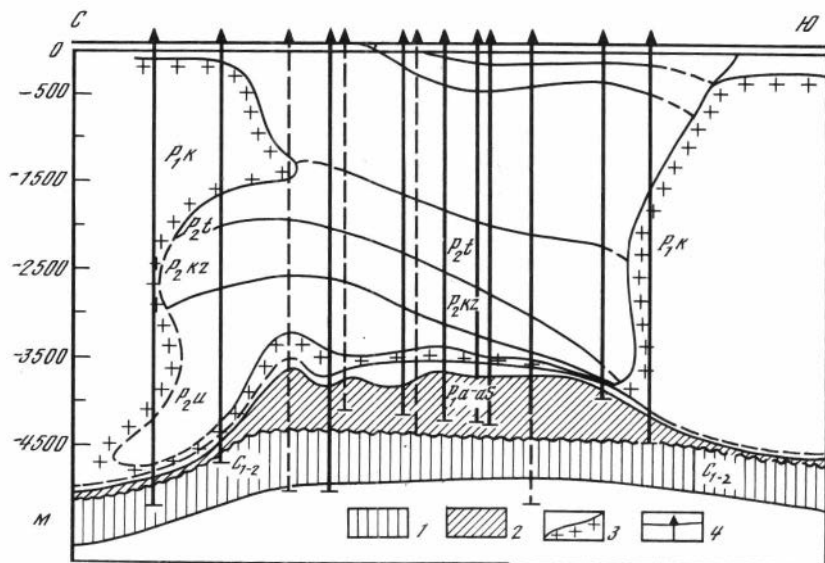
ОСОБЕННОСТИ СТРОЕНИЯ НИЖНИХ ПРОДУКТИВНЫХ ГОРИЗОНТОВ
ТЕНГИЗСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Реальные возможности решения проблемы ускоренного освоения ресурсов нефти и газа в подсолевых отложениях Прикаспийской синеклизы и создание на этой основе новой крупной базы нефте- и газодобычи связываются прежде всего с исследованием залегающих на глубинах свыше 5 км

© Н.А.Крылов, В.П.Авров, 1990

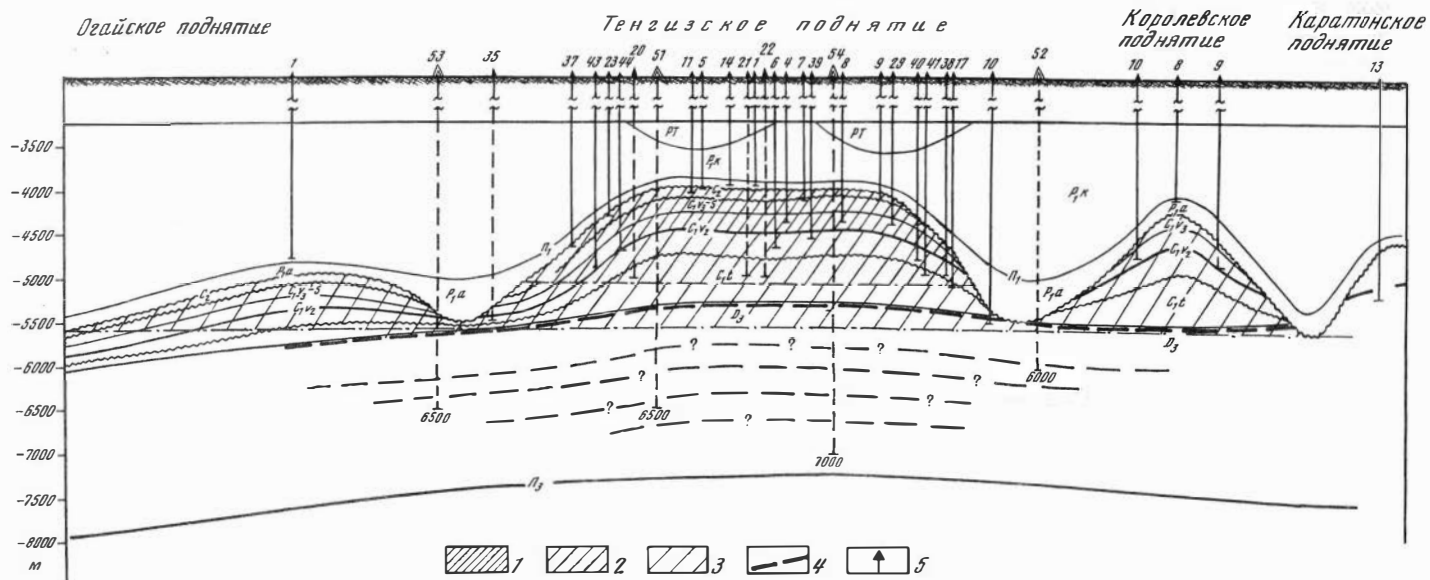
карбонатных отложений в районах уже выявленных месторождений, таких, как Тенгиз, Карачаганак и Астраханское.

Проведенный в 1983–1986 гг. анализ отчетливо показал, что в строении выделенных в различных частях Прикаспийской синеклизы нефтегазонасных карбонатных массивов – Карачаганак–Кобландинского, Каратон–Прорвинского и Астраханского – наблюдаются некоторые общие черты. Так, особенности развития этих карбонатных массивов во многом определяют направленность тектонических процессов, а также формирование в разрезе двух разнофациальных толщ карбонатных комплексов [1,2]. Нижняя толща представлена шельфовыми слоистыми девон–нижнекаменноугольными карбонатами; в структурном отношении она составляет основание массива и осложнена обширными пологими тектоническими поднятиями. В верхней части карбонатных массивов (в основном это карбон – нижняя пермь) над отдельными крупными поднятиями нижнего этажа обычно формируются тектоно-седиментационные структуры с участием биогермных и собственно рифовых построек, для них характерны большая амплитуда и морфологическая выраженность. Таким образом, сочетание тектонических и седиментационных процессов создавало благоприятные условия для образования тектоно-седиментационных структур, более резко выраженных в верхней части (Карачаганакская и Тенгизская структуры), и крутых более пологих поднятий в пределах основания карбонатных массивов (Астраханское поднятие) – рис.1.



Р и с. 1. Геолого-геофизический профиль площади Карачаганак

Зоны распространения карбонатных толщ: 1 – нижней (цокольное поднятие, C_{1-2}), 2 – верхней (P_{1a-as}); 3 – контур соляных диапиров, 4 – скважины



Р и с. 2. Геолого-геофизический профиль через Огайское, Тенгизское, Королевское и Каратонское поднятия

Нефтеносность по категориям: 1 - C_1 , 2 - C_2 , 3 - C_3 , 4 - контур поднятия в нижней карбонатной толще; 5 - скважина и ее номер

Площади пологих поднятий в несколько раз превышают размеры структур в верхних частях карбонатного разреза. В этой связи очень важно более подробно рассмотреть возможную модель строения нижних продуктивных горизонтов Тенгизского месторождения и определить возможные масштабы продуктивности таких пологих поднятий, прослеживающихся в нижних карбонатных толщах массивов.

Предполагаемая геологическая модель Тенгизского карбонатного сооружения и особенно его глубинных элементов базируется на сейсмических данных и материалах бурения, а также на сопоставлениях последних с разрезами скважин на соседних Приморском и Южном поднятиях, которые вместе с Тенгизом располагаются в пределах единого крупного Каратон-Прорвинского карбонатного массива.

Исследования показали, что Тенгизская, Королевская и Огайская структуры размещаются в пределах единого пологого крупного поднятия, контуры которого фиксируются по сейсмическому горизонту P_3 , приуроченному к подошве верхнего девона (рис.2). Существование единого крупного пологого поднятия в основании разобценных по верхним горизонтам Тенгизской, Королевской и Огайской структур подтверждается результатами обработки материалов пространственной сейсморазведки (картами срезов), данными профилирования МОГТ и разрезами скв. 10 Тенгизская, скв. 13 Королевская и др. Продолжение этого крупного тектонического поднятия, по новым сейсмическим данным, прослеживается и на юг, в сторону Северо-Култукской структуры, где намечается поднятие с амплитудой не менее 3500 м.

Границей раздела нижней и верхней карбонатных толщ Каратон-Прорвинского массива условно служат глинистые известняки и аргиллиты тульского возраста толщиной 50–100 м, которые выделяются в разрезах скважин Тенгизской, Каратонской и Южной площадей, а также отображаются на временных разрезах в виде прерывистой совокупности отражающих площадок, регистрирующихся на глубинах 4600–6700 м. Учитывая наличие значительного АВПД, как и предполагалось, этот маломощный и невыдержанный тульский репер не служит гидродинамическим экраном, разделяющим залежи в верхней части карбонатов и пород основания карбонатного массива. Нефтеносность нижнего карбонатного комплекса уже подтверждена промышленными притоками нефти в скв. 6, 10, 17, 44 Тенгиз и скв. 14 Королевская. Таким образом, пологое тектоническое поднятие, прослеживающееся на территории Королевско-Тенгизско-Огайско-Северокултукской группы структур в нижнем карбонатном комплексе, следует рассматривать как дополнительный перспективный объект. Нефтеносность верхней части этого объекта, образованного верхнедевонско-средневизейской карбонатной пачкой толщиной более 2 км, уже установлена.

Характеризуя особенности структуры, следует обратить внимание на строение склонов указанного сложного тектоно-седиментационного сооружения. Так, по данным бурения и сейсморазведки, в пределах склонов по направлению к синклинальным зонам наблюдается, с одной стороны, сокра-

щение толщины карбонатов, раздутых в своде, с другой – наращивание разреза за счет верхов среднекаменноугольных образований и артинских отложений, представленных плотными породами (скв. 3 и 10 Тенгиз). В этой зоне сокращение толщины нижекаменноугольных и появление более молодых горизонтов в интервале регистрации горизонтов $P_3 - P_1$ определяется В.П.Шебалдиным как появление на временных разрезах так называемой слоистой сейсмофации [2], отсутствующей на своде. Видимо, здесь имеет место общее фациальное замещение органогенных карбонатов с благоприятными коллекторскими свойствами на более плотные разности пород. Развитие такой слоистой и "запирающей" сейсмофации по склонам тектонического поднятия Королевско-Тенгизско-Огайско-Северокултукской группы структур указывает на возможность существования латерального барьера, отделяющего продуктивный разрез Тенгизского месторождения от обводненного одновозрастного разреза Каратонской и Южной площадей.

Отдельные поднятия, фиксируемые в верхней части карбонатного разреза в пределах общего пологого тектонического поднятия (по нижним карбонатам), разделены артинскими образованиями. Толщина последних на сводах и в разделяющих их синклиналях изменяется от 50 до 1000 м. Очевидно, они отделились друг от друга в результате интенсивного преднижнепермского размыва, что хорошо фиксируется артинскими врезами, отделяющими Тенгизскую вершину от Королевской и, вероятно, от Огайской и Северо-Култукской.

Принимая во внимание распределение рассмотренных "запирающих" сейсмофаций, а также учитывая характер структуры верхней части карбонатных отложений и их основания, авторы попытались выявить общую структурную форму возможного продуктивного карбонатного тела (рис.3).

Размеры тектоно-седиментационной ловушки в карбонатных отложениях по изогипсе 5600 м составляют примерно 50x35 км, а его амплитуда не менее 1700 м, включая вершины отдельных осложнений. Необходимо отметить, что, как показывают сейсмический горизонт P_3 и выявленный в последнее время спорадически прослеживающийся горизонт R (условно кровля верхнего девона), внутри этого обширного карбонатного тела будут иметь место срезания и выполаживания отдельных горизонтов с глубиной. В дополнение к этому следует отметить установленные по сейсмическим данным и материалам бурения отметки кровли продуктивных каменноугольных карбонатов в разделяющих седловинах Королевско-Тенгизско-Огайско-Северокултукской группы структур, которые изменяются в пределах глубин 5250-5450 м (не более), в то время как распространение нефтенасыщения прослежено опробованием до глубины 5413 м. Таким образом, здесь можно реально предположить наличие единой обширной массивной залежи нефти в карбонатных породах с единым ВНК на отметке не выше 5600 м.

Результаты высокоточной гравиметрической разведки, данные МОГТ указывают на возможность развития в сводовой части этого общего поднятия на глубине 5300-5600 м разуплотненных карбонатных образований по срав-

нению с далекими крыльевыми участками и синклинальными зонами, отделяющими указанное сооружение от Приморского вала и Южной структуры. По аналогии с последними, где при испытании верхнедевонско-турнейской части разреза были получены дебиты пластовых вод 8,3–188 м³/сут, в своде тектонического поднятия Королевско-Тенгизско-Огайско-Северокултукской группы структур можно предположить на данном стратиграфическом уровне развитие коллекторов с весьма благоприятными фильтрационно-емкостными свойствами. Следовательно, в пределах названной группы структур в нижнем карбонатном комплексе пород имеется реальная возможность обнаружить новые продуктивные горизонты в турнейско-среднедевонской части каменноугольных отложений, а также в верхнедевонских карбонатных образованиях, что уже подтверждено скв. 10 Тенгизская. Резервуаром такой залежи, охватывающей Огайскую, Тенгизскую, Королевскую и Северо-Култукскую площади в целом, служат кавернозные органогенные карбонаты различного возраста, ограниченные сложной тектоно-седиментационной ловушкой, склоны которой очень крутые за счет развития "запирающих" сейсмофаций.

В настоящее время первоочередной задачей является определение масштаба выявленной залежи в нижней карбонатной толще в пределах всей Королевско-Тенгизско-Огайско-Северокултукской группы структур. Это прежде всего предопределяет вскрытие глубокими скважинами перспективного разреза на максимальную толщину, включая отложения верхнего девона в пределах общей структуры по низам палеозойских карбонатов в условиях минимальных толщин по верхнему этажу. Придавая большое значение решению этой задачи, была разработана комплексная программа разведки нижних продуктивных горизонтов этого общего сооружения. Местами для заложения двух первоочередных параметрических скважин глубиной 6000–6500 м на территории Королевско-Тенгизско-Огайской группы структур выбраны их седловины. В дальнейшем параметрическую скважину глубиной 6500 м намечается пробурить в седловине Тенгизской и Северо-Култукской структур. В их пределах, во-первых, имеет место сокращение почти в два раза верхней продуктивной карбонатной толщи за счет замещения рифовых фаций различных органогенных известняков на более плотные карбонатные породы, а также за счет запечатывания карбонатных пород артинскими терригенными отложениями, выполняющими преартинские врезы. Последние более благоприятны для проводки скважин, чем органогенные известняки, развитые в сводовых частях упомянутых структур, где отмечаются большие их толщины (до 700–800 м) и несовместимость бурения отдельных горизонтов. Во-вторых, в пределах седловин по нижнему карбонатному комплексу шельфовых известняков прослеживается еще присводовая часть пологой структуры по отложениям турне и верхнего девона, что позволит вскрыть нижнюю карбонатную толщу в оптимальных структурных условиях и выявить возможную нефтеносность отложений на значительной глубине при относительно простых конструкциях скважин.

Кроме этого, в целях скорейшей оценки перспектив нижней части карбонатных отложений были заложены пять опережающих поисковых скважин глубиной 5500 м по периферии Тенгизского поднятия, а также скв. 20, 22 и 24 на своде, обеспечивающие вскрытие 1000-метровой продуктивной толщи. Основные задачи этих скважин - выяснение на имеющемся буровом оборудовании наличия "запирающих" сейсмофаций на различных склонах структуры, а также установление нефтеносности между Королевской, Тенгизской, Огайской и Северо-Култукской площадями. Предусматривается также бурение 2-3 скважин глубиной 5500 м на Королевской и Северо-Култукской и Огайской площадях. В целом реализация программы разведки нижней толщи карбонатных отложений позволит дать их промышленную оценку в пределах всего этого общего структурного сооружения. При подтверждении предложенной модели залежи в нижнем карбонатном комплексе отложений, соответствующей "структуре основания" в пределах отметки 5600 м, возможные запасы этих образований можно будет как минимум удвоить.

ЛИТЕРАТУРА

1. Авров В.П., Балгинбаев М.К., Крылов Н.А., Сагингалиев А.Б. Резервы открытия новых нефтяных месторождений в подсолевых карбонатных отложениях Прикаспийской впадины. М.: ВНИОЭНГ, 1986. С. 1-45.

2. Геолого-геофизическая модель Тенгизского нефтеносного палеоатолла по сейсмостратиграфическим данным / Н.Д.Павлов, Ю.А.Салов, Г.Н.Гогоненков и др. // Изв. АН СССР. Сер. геол. 1988. № 10. С. 18-24.

3. Крылов Н.А., Авров В.П., Бреннер В.М., Голубева З.В. Прикаспийская впадина - основной объект поисков нефти в XI, XII и XIII пятилетках // Тр. МНХИП. 1986. Вып. 176. С. 38-44.

УДК 553.984:552.541 (577.12)

Р.А.Твердова, Т.П.Волкова, Н.А.Скибицкая
ОСОБЕННОСТИ СОСТАВА ТВЕРДЫХ БИТУМОВ ПОДСОЛЕВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ
ТЕНГИЗСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Подсолевой карбонатный разрез продуктивной части Тенгизского месторождения насыщен твердым черным битуминозным веществом, которое образует большие скопления в проницаемых породах, выполняет по периферии или заполняет полностью фильтрующие объемы порового пространства - системы трещин, каверн, крупных пор, существенно снижая коллекторские свойства пород, вмещающих нефтяную залежь. Материалы немногочисленных

исследований тенгизского битума [4,12], хотя и свидетельствуют о значительных масштабах битумообразования в каменноугольных отложениях сводовой части структуры и безусловном своеобразии битумного вещества, не дают, однако, однозначного ответа на вопрос о его природе. Вместе с тем понимание генетической принадлежности твердого битума (ТБ), несомненно, будет способствовать выяснению условий формирования Тенгизского месторождения.

Черный битум, различный по блеску, дисперсности и твердости, присутствует в породах в виде включений размером от нескольких микрон до нескольких миллиметров, достигая иногда больших концентраций в прослоях, сгустках и линзах толщиной до 2–3 см и более. Визуальное изучение показывает, что он неоднороден по цветовой гамме. Матовый битум обладает буроватым оттенком. С увеличением блеска и твердости битум приобретает все более интенсивный черный цвет.

Характер включений ТБ подчинен форме порового пространства и имеет угловатые очертания геометрической конфигурации. Встречаются включения кольцевой формы – остатки раковин, вся поверхность которых пронизана прожилками битуминозного вещества.

В отраженном свете в воздушной среде (720^{\times}) цвет включений ТБ изменяется от светло-серого до желтовато-белого. Поверхность неоднородная, зернистая, покрыта сетью разнонаправленных трещин, пористая. Поры залечены кальцитом, микротвердость которого составляет 110 кг/мм². Кальцитовые кристаллы вмещающей породы имеют более высокую (до 140 кг/мм²) микротвердость. ТБ содержит тонкодисперсную минеральную примесь и редкие мелкие зерна пирита.

Показатель отражения включений битума в воздухе достигает 87–92%. R_g , в масляной иммерсии он изменяется в среднем от 1,16 до 1,5% R_0 , что в пересчете на воздушную среду составляет 91–98%. Повышенные значения показателя отражения иммерсии по сравнению с воздушной средой – один из признаков для отнесения такого рода включений к твердому битумному веществу нефтяного, а не угольного ряда [5]. В ультрафиолетовом свете каменноугольный тенгизский битум не люминесцирует.

По показателю отражения ТБ соответствует классу импсонитов [9], однако микротвердость его оказалась достаточно низкой (от 14,4 до 27 кг/мм²), характерной скорее для битумов класса асфальтитов-гильсонитов [6]. Основные диагностические признаки этого класса битумов – относительно низкое (ниже 25%) содержание масляных фракций и почти полная (не менее 90%) растворимость в хлороформе. Как показали исследования, растворимость тенгизского битума невысока: в хлороформе от 4 до 20%, в спиртобензоле до 30%, в ацетобензоле до 40%, лишь в смеси 0-ксилона, ацетона и этилового спирта она составляет примерно 65%. Результаты компонентного анализа ТБ, растворимого в смеси трех растворителей, показали весьма малое содержание масляной фракции (менее 10%), значительное количество асфальтенов (до 40%), до 25% смолистых компонентов, а также следы (1–2%) карбоидов.

В элементном составе отмечается достаточно высокое (свыше 81%) содержание углерода, от 5,8 до 8,09% водорода (в среднем 6,61%), количество кислорода, существенно различающееся в отдельных образцах (2,2-II,65%), в среднем не превышает 6,3%. Модальный состав рассматриваемого ТБ (мода из 25 анализов) типичен для керитов. При этом соотношение $H/C_{ат}$ изменяется от 0,87 до 1,2 (мода 0,97), а $O/C_{ат}$ равно 0,06; коэффициент ассоциированности $sA = 0,63$. По совокупности приведенных признаков изученные ТБ могут быть отнесены к высшим керитам-импсонитам [8]. Однако обращает внимание повышенное содержание в них гетероэлементов, достигающее в ряде случаев 15 и даже 20%, что характерно скорее для низших керитов-альбертитов. Среднее содержание $N + S + O$ составляет 12,3%. В составе керитов имеется и незначительная примесь оксикеритов.

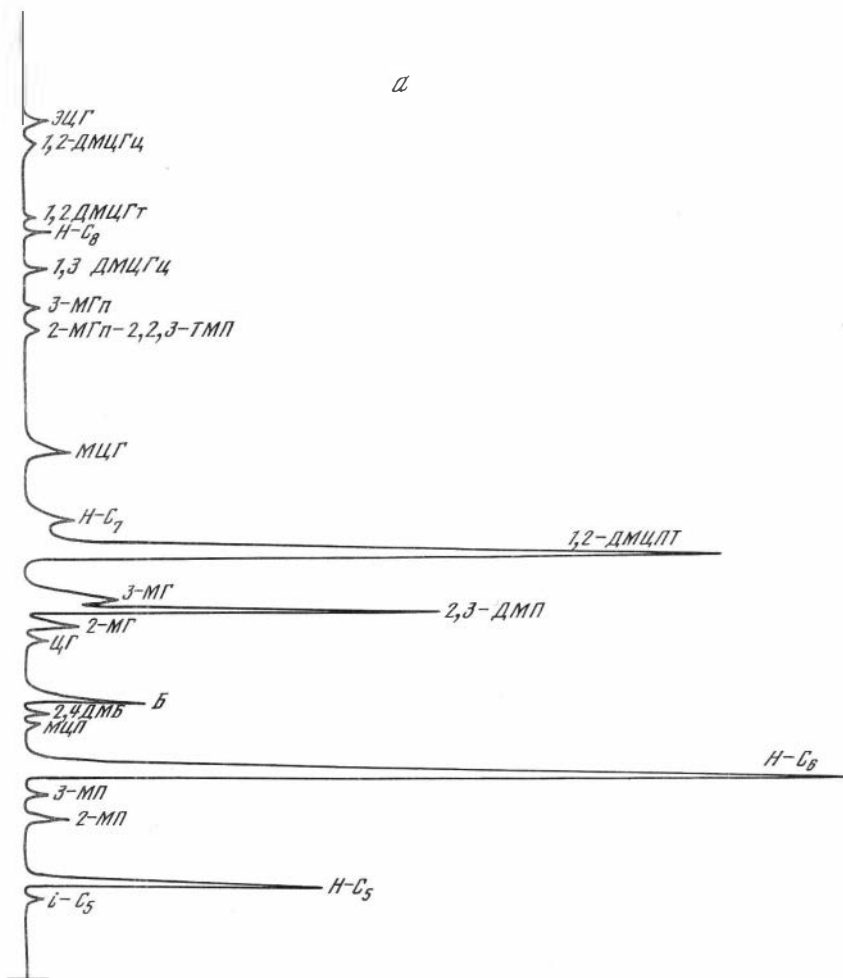
При исследованиях растровым электронным микроскопом выяснилось, что в образце пород объемом менее 1 см³ можно проследить несколько разновидностей черного твердого битума во всех стадиях его проявления от рыхлого сажистого до углефицированного кристаллического. Среди разновидностей черного битума наиболее растворим в хлороформе тонкодисперсный сажистый битум, а затем переходные по степени дисперсности формы, частично еще включающие тонкодисперсный сажистый. Практически нерастворим твердый блестящий углефицированный битум, имеющий окристаллизованные формы.

Наряду с черным ТБ в палеотонкопористых непроницаемых и низкопроницаемых породах с плотной тонко- и мелкозернистой матрицей в значительных количествах наблюдается желтый битум, представляющий скопление высокодисперсных частиц микронных размеров. Он распространен в поровом пространстве, в тонких порах межформенного объема и в единичных случаях встречен в виде ступковых включений в каверновых скоплениях матового буровато-черного битума. Желтый битум лишь частично растворим в хлороформе.

Термические исследования¹ позволили отнести твердые не растворимые в хлороформе и спиртобензоле битумы каменноугольных отложений месторождения Тенгиз к переходным от импсонитов к антракосолитам.

На наш взгляд, широкая дифференциация ТБ тесно связана как с типом исходного органического вещества (ОВ), так и с историей его преобразования в процессе катагенных изменений. Элементный состав, а также ряд атомных соотношений ТБ свидетельствуют, что он генерирован исходным ОВ гумусово-сапропелевого типа с существенным преобладанием сапропелевой составляющей. Этот вывод подтверждается рентгеноструктурными исследованиями, которыми по наличию на дифрактограммах серии твердых битумов двух фаз: углеводородной ($d_{0,02} = 4,7 \text{ \AA}$) и графитоподобной ($d_{0,02} = 3,52 \text{ \AA}$) установлено, что твердые тенгизские битумы

¹ Выполнены М.А.Беляковым, И.Н.Жулиной на "Дериватографе" фирмы МОМ (ВНР) в МИНГ им. И.М.Губкина.

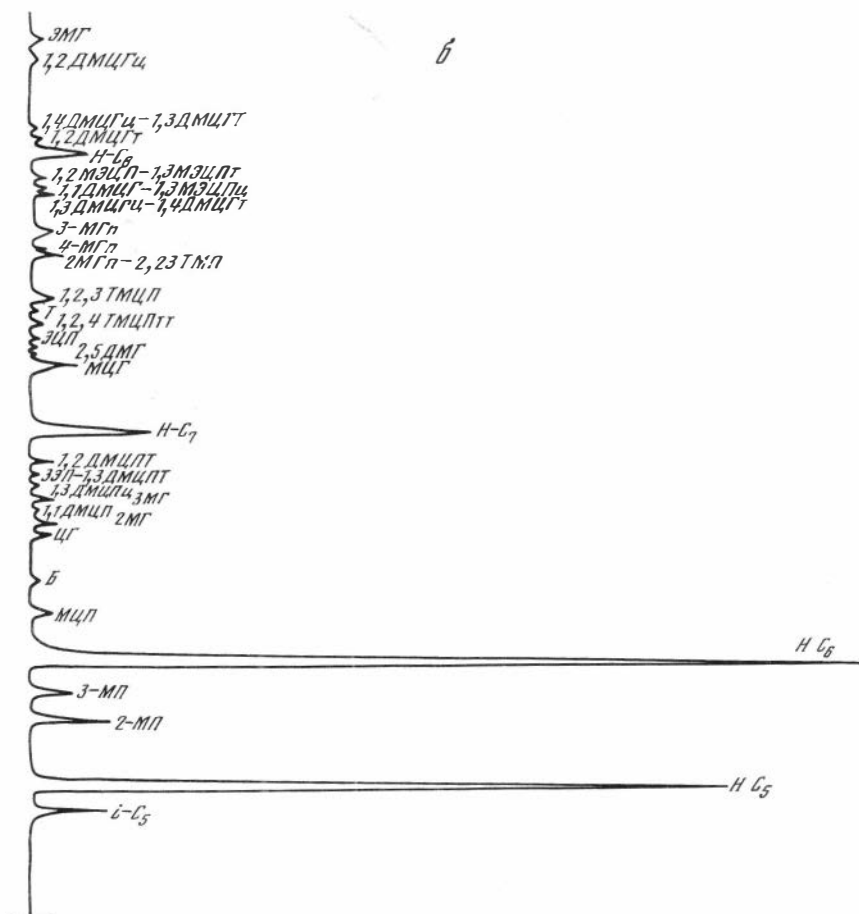


Индивидуальный состав УВ Тенгизского месторождения

а – бензиновая фракция тенгизской нефти; б – углеводороды, выделенные при термовакуумной дегазации керогена из каменноугольных отложений площади Тенгиз

представляют собой остаточные продукты преобразования сапропелевого ОВ после деструкции его основной массы [7].

В концентратах нерастворимого ОВ – керогене межслоевое расстояние между атомами –С–С характеризуется в основном значениями 4,7 Å, хотя достаточно хорошо выражен и пик 3,5 Å. Элементный состав керогена очень близок к соответствующим показателям и атомным соотношениям,



установленным для ТБ. Кероген характеризуется значениями $H/C_{ат} = 0,98-1,03$, $O/C_{ат} = 0,11$, в нем установлено повышенное (до 3-4%) содержание s . Стадии катагенеза керогена, определенные по его элементной характеристике, изменяются в разрезе подсолевых отложений площади Тенгиз от $МК_2$ до $МК_3$, редко $МК_4$.

Термовакuumная дегазация керогена приводит к выделению из него достаточного количества (до 1-2%) жидких низкокипящих УВ состава C_5-C_8 . Содержание легких УВ того же состава, выделенных из пород, колеблется от $8 \cdot 10^{-3}$ до $1 \cdot 10^{-10}\%$, причем на хроматограммах спектр УВ в области максимальных их значений близок к таковому нефтей данной площади. Распределение на хроматограммах УВ, выделенных при термовакuumной дегазации керогена, также напоминает углеводородный ряд тенгизских нефтей (см. рисунок).

По генетической классификации исходное ОВ относится ко II и даже I типу (по Ханту, Тиссо и Вельте), т.е. к арконо-алиновому с преобладанием алиновых компонентов (по Н.Б.Вассозвичу) или гумусово-сапропелевому с преобладанием сапропелевых компонентов (по терминологии геологов). Подобный кероген обычно связан с ОВ морского происхождения, накапливающимися в восстановительной среде и характеризующимися средним или высоким содержанием S. Действительно, геохимическая среда осадконакопления подсолевых отложений Тенгизского месторождения, судя по формам S и Fe, может быть охарактеризована как восстановительная и весьма благоприятная для накопления и преобразования ОВ. Повышенное содержание бора (до $1,1 \cdot 10^{-2}\%$) указывает на прибрежно-морские [II] условия осадконакопления. В целом подсолевые отложения площади Тенгиз в сравнении с одновозрастными толщами других тектонических зон Прикаспия и даже других площадей Каратон-Прорвинской зоны поднятий отличает обогащенность ОВ и повышенная битуминозность. Содержание $S_{орг}$, изменяющееся от 0,2 до 7,5%, в отдельных разностях известняков с кавернами и трещинами достигает 24%; их модальное значение, соответствующее фоновому, составляет 1,4%. Битуминозность пород колеблется в значительных пределах (от 0,04 до 1,25% и более), модальное значение высокое (до 0,8%).

Комплексом геохимических исследований, включавшим как химические, так и физические методы (люминесценция и электронная микроскопия), установлено, что, несмотря на высокую обитуминозность, в каменноугольных отложениях присутствуют все три генетических типа битумоида: аллотонный, параавтохтонный и автохтонный. Последний приурочен к пористым породам.

Интересно, что по коэффициенту пристан/фитан, равному 1,3, растворимый экстракт твердого битума близок к хлороформному битумоиду рассеянного ОВ и к соответствующим нефтям. В последних отношении пристан/фитан изменяется в пределах 1,1-1,3. Впервые в концентрате нерастворимого ОВ (керогене), твердом природном битуме и нефтях Тенгизского месторождения были определены микроэлементы V, Ni, Cu, Fe (см. таблицу). Их содержание сравнивалось с количеством микроэлементов в нефтях Тенгизского месторождения. Как в керогене, так и в твердом битуме содержится существенно больше микроэлементов, чем в нефтях, однако по генетическим коэффициентам V/Ni , V/Cu и Ni/Cu твердые битумы, кероген и нефти генетически близки (см. таблицу).

Отличительная особенность изученных твердых битумов – существенная неоднородность их структуры, хорошо просматривающаяся при больших увеличениях ($1600\times$) в масляной иммерсии. На поверхности включений отчетливо видны многочисленные образования правильной округлой или овальной формы размером от 1-2 до 10 мкм. На фоне основной массы серого цвета их окраска меняется от желтой и светло-серой до темно-серой. Соответствующим образом меняется и показатель отражения (R_0).

Микроэлементы в керогене, твердом битуме и нефтях

Объект исследования	Номер скважины	Возраст	Микроэлементы, $n \cdot 10^{-4}$, %							
			V	Ni	Fe	Cu	V/Ni	V/Fe	V/Cu	Ni/Cu
Кероген	II	C	12	4	52	17	3	0,23	0,71	0,24
Твердый битум	6,38,39,40	C	4	0,8	3,2	3,4	3,25	1,25	1,1	0,23
Нефть	I,5,7,9,43	C	0,18	0,07	2,4	0,26	3,6	0,07	0,7	0,27

Так, в темных образованиях он составляет 0,95–1,16%, в светлых 1,36–1,95%, разница достигает в ряде случаев 0,89–0,91%.

Предполагается, что в интервале величин R_o от 0,62 до 1,7% вещество битумов крайне неустойчиво. Именно с этим этапом преобразования связана коренная перестройка их молекулярной структуры в процессе гомогенизации [1].

Материалы исследований в растровом электронном микроскопе также приводят к выводу, что в битуме через стадию гомогенизации осуществляется переход от дисперсного к обуглероженному твердому состоянию. На это указывают "оплавленные" формы тонкодисперсных скоплений, формы газовых пузырей, обнаруженные на сколах твердого аморфного битума, динамика их роста из более мелких пузырьков. Кроме того, в ряде образцов присутствует вязкий по консистенции, липкий на ощупь битум, обтекающий тонкой пленкой кристаллы кальцита. О процессах застывания и сокращения в объеме затвердевшей аморфной массы свидетельствуют и формы твердого аморфного битума в порках, так называемые тяжи.

Внешне структура тенгизского битума напоминает структуру, возникающую в процессе коксования угольной смолы или угольного пека в пластично размягченных углях, когда наблюдается последовательное образование мелких сферолитовых тел (1–2 мкм) с дальнейшим объединением их в более крупные участки-сферолиты [10]. Считается, что возникновение и структурное слияние сферолитов обусловлены давлением газа, высвободившегося при термическом разложении пека. Вполне возможно, что неоднородность структуры каменноугольного битума связана с воздействием на него подобного природного термического процесса.

Однозначное решение вопроса об образовании каменноугольных битумов требует дальнейших исследований. Однако уже сейчас ясно, что термобарический режим недр, динамика его во времени, тесно связанная с процессами тектонического развития, играли значительную роль в формировании скоплений твердого битуминозного вещества продуктивной части Тенгизского месторождения.

В связи с этим, используя метод витринитовой термометрии, был проведен анализ палеогеотермических условий преобразования ОБ подсолевого комплекса пород Каратон-Прорвинской зоны поднятий, в центральной части которой располагается Тенгизская структура. В аргинских отложениях площади Каратон, находящейся на севере рассматриваемой зоны, ус-

тановлена весьма слабая степень зрелости ОВ. Максимальная палеотемпература в них не превышала 95°C при $R_0 = 0,5\%$ в кровле нижнекаменноугольных отложений, залегающих непосредственно под слабопреобразованной маломощной толщей артинских пород, максимальная температура достигала 125°C.

Разная степень палеопрогрева контактирующих со стратиграфическим несогласием пород (катагенетическое несогласие) обусловлена регионально распространенным в Прикаспии предраннепермским размывом каменноугольных отложений. Толщина денудированных пород в северной части Каратон-Прорвинской зоны составила не менее 1,0–1,5 км [3]. В результате эрозионных и гипергенных процессов была разрушена нефтяная палеозалежь, сформировавшаяся на Каратоне к предпермскому времени. Свидетельство этого – реликты окисленной нефти и твердого битума в разрезе каменноугольных отложений площади Каратон. Битум по принятой классификации относится к типичным асфальтам: содержит до 40% смолистых компонентов и до 15% кислорода.

На Тенгизской площади в отличие от Каратонской каменноугольные отложения размыты лишь до башкирского яруса. Меньшая глубина размыва способствовала сохранению здесь основной массы ОВ, находившегося на начальных стадиях созревания, а возможно, и диагенетических битумов, образование которых обусловлено спецификой литификации в карбонатных породах [6]. Дальнейшее их преобразование связано с историей развития структуры Тенгиз, которая в пермско-мезозойское время была вовлечена в интенсивное прогибание, компенсированное накоплением мощной (до 3,0–3,5 км) толщи терригенных осадков.

Это привело к повторному прогреву палеозойских отложений и нивелировке катагенетического несогласия между пермскими и каменноугольными отложениями. Определения показателя отражения витринита (ПОВ) свидетельствуют о плавном и последовательном увеличении палеотемператур и степени зрелости ОВ по разрезу подсолевого комплекса пород. Так, артинские отложения на склоне структуры на глубине 4912 м (скв.10) прогревались до температуры 155°C, R_0 равно 0,82%, ПОВ в подстилающих их каменноугольных толщах составляет 0,95%, максимальные температуры прогрева 170°C. Повторный мезозойский прогрев создал предпосылки для дополнительной метаморфизации ОВ, а сформированная к этому времени кунгурская покрывка способна была сохранить образующиеся УВ. С увеличением температуры и давлений происходило катагенное преобразование битумов, которое сопровождалось процессами эмиграции легких, наиболее миграционноспособных фракций.

Такова, по-видимому, основная линия образования ТБ Тенгизского месторождения. Однако обращает на себя внимание тот факт, что в сводовой части поднятия, где получили широкое распространение скопления ТБ, прогнозируемые максимальные температуры прогрева были не выше 135–170°C. Судя по показателю отражения ТБ, такое термическое воздействие недостаточно для образования битумов класса высших керитов-имп-

сонитов, а тем более антраксолитов. В связи с этим не исключена возможность внедрения в нефтяную залежь высокотемпературных газов из нижних горизонтов каменноугольной или девонской толщ, находящихся в значительно более жестких термобарических условиях. Подток тепла мог послужить толчком к дальнейшей метаморфизации основной массы битумных включений. Кроме того, смешение UV разных генераций могло способствовать выпадению из нефтей асфальто-смолистых компонентов, отличающихся большей растворимостью [2]. Неслучайно широкий спектр форм изученного тенгизского битума представлен разностями от существенно растворимых до практически не растворимых.

Предлагаемый вариант битумообразования в пределах Тенгизского месторождения отражает современный уровень изученности этого вопроса. Не вызывает сомнения необходимость проведения дальнейших углубленных исследований в этом направлении.

ЛИТЕРАТУРА

1. В о р о п а е в В.Н. Опыт использования микрофотометрии при изучении твердых битумов // ХТТ. 1979. № 6. С. 98-105.
2. Г о л ь д б е р г И.С., Л е б е д е в Б.А. Пути изменения нефтей и образования битумов // Сов. геология. № 5. 1981. С. 10-17.
3. Г о р ш к о в В.И., В о л к о в а Т.П. Перспективы нефтегазоносности зоны сочленения Северного Устюрта и Прикаспийской впадины // Нефтегаз. геология и геофизика. 1981. № 3. С. 14-17.
4. И с а е в а Г.П. Литологическая характеристика и особенности постседиментационного изменения палеозойских отложений на Тенгизской площади // Геология, поиски и разведка залежей углеводородов в палеозойских отложениях. М., 1965. С. 66-67.
5. К а л м ы к о в Г.С. Распознавание витринита по отражательной способности в двух оптических средах // Накопление и преобразование сидекаитов. М., 1979. С. 143-152.
6. К л у б о в Б.А. Природные битумы Севера. М.: Наука, 1983. 205 с.
7. К о р о л е в Ю.М. Рентгенографические исследования механизма преобразования органических веществ в процессе литогенеза // Геология нефти и газа. 1988. № 3. С. 37-40.
8. Методы битуминологических исследований / В.А.Успенский, О.А.Радченко, А.И.Горская, А.П.Шишкова. Л.: Недра, 1975. 319 с.
9. Петрология органических веществ в геологии горячих ископаемых / И.И.Аммосов, В.И.Горшков, Н.П.Гречишников и др. М.: Наука, 1987. 333 с.
10. Петрология углей / Э.Штах, М.-Т.Маковски, М.Тейхмиллер и др. М.: Мир, 1978. 555 с.
11. П о д е л ь к о Е.В. Бор как показатель условий образования нефтегазоносных толщ: Автореф. дис. ... канд. геол.-минерал. наук. М., 1978. 24 с.

УДК 551.24(470.40)

Ю.А.Судариков

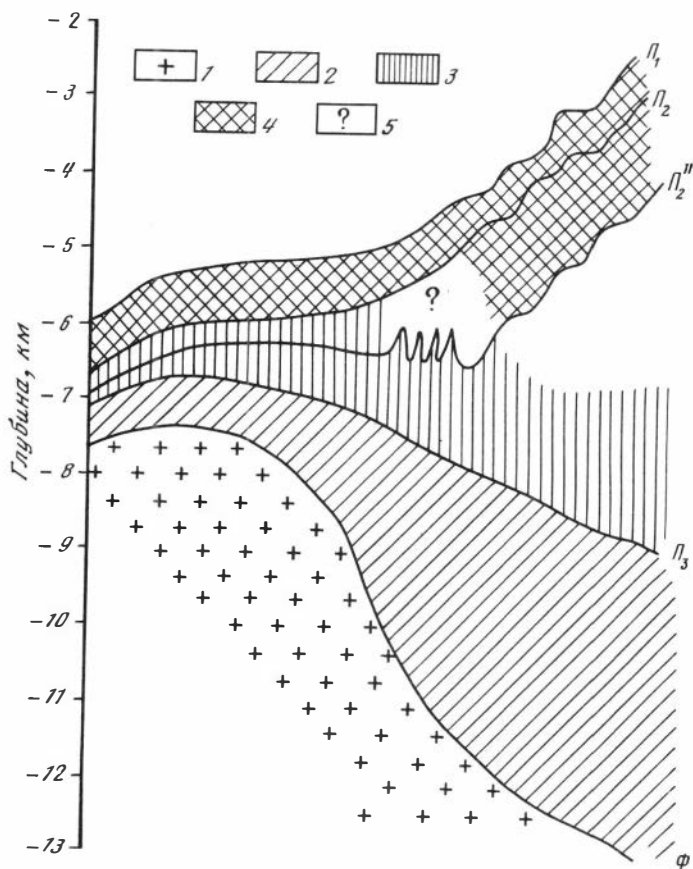
СТРУКТУРА ПОДСОЛЕВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ЮЖНОГО ПРИБОРТОВОГО СЕГМЕНТА ПРИКАСПИЙСКОЙ СИНЕКЛИЗЫ

Для выяснения общей подсоловой структуры юга Прикаспийской синеклизы исследовались структуры поверхностей сейсмомаркирующих горизонтов Φ , P_3 , P_2'' , P_2 и P_1 . Сопоставление структурных планов названных горизонтов позволило выделить в подсоловой осадочной толще три структурных этажа, или сеймостратиграфических комплекса (рис.1). Установлено также, что на отдельных участках, например на Астраханском сводовом поднятии и в других местах, все эти комплексы (или некоторые из них) могут объединяться, образуя единые мегаструктурные этажи.

Нижний структурный этаж заключен между сейсмомаркирующими горизонтами Φ и P_3 . Горизонт Φ – наиболее древний и глубокозалегающий (от 7,0 до 14,0–16,0 км и более на юге Прикаспия). Его относят к верхней кромке докембрийского фундамента. На эту поверхность, вероятно, выведены разные по возрасту блоки фундамента: карельские, байкальские или даже каледонские.

Сейсмомаркирующий горизонт P_3 условно относится к границе между терригенным средним и карбонатным верхним девонем; вещественный состав последнего установлен бурением на Каратонском и Тенгизском поднятиях Приморской зоны.

Сложнее прогнозировать хроностратиграфическое положение этого горизонта на крайнем юге синеклизы у тектонического шва с герцинидами. Отложения верхнего девона и нижнего карбона, вскрытые здесь на площадях Тортай, Торесай, Северный Мынсулалмас, состоят из алевролитов, песчаников, конгломератов, общая толщина которых более 2,0 км. Вверх по разрезу терригенные отложения сменяются известняками среднего карбона. Появляются условия для образования сейсмомаркирующего горизонта, аналогичного горизонту P_3 Приморской зоны, но геологически более молодого. Оба эти горизонта в пространстве могут образовать единую структурную поверхность, ограничивающую сверху рассматриваемый структурный этаж. Стратиграфический диапазон отложений, участвующих в строении этажа, обширен: в его составе, вероятно, присутствуют вендские, нижнепалеозойские, ниже-среднедевонские, а местами и более молодые горные породы. Возможно, что при дальнейшем изучении строения

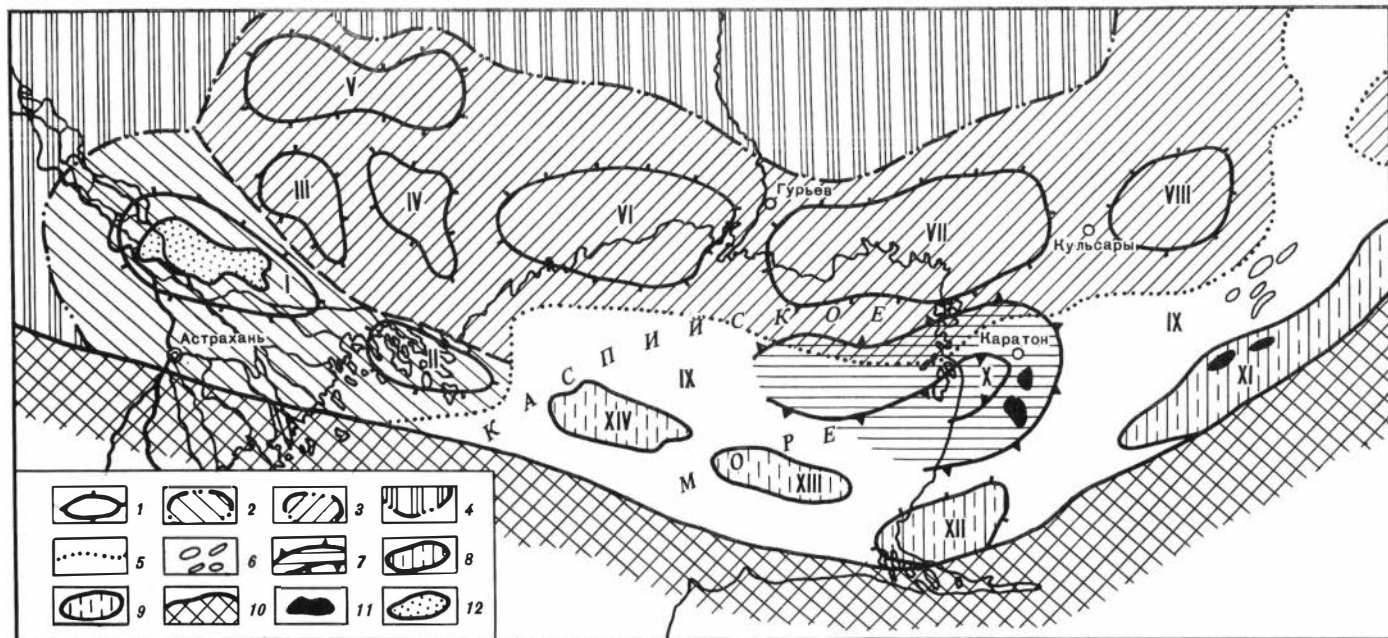


Р и с. 1. Структурные этажи подсолевых отложений юга Прикаспийской синеклизы

1 - фундамент; структурные этажи: 2 - нижний, 3 - средний, 4 - верхний; 5 - участки с невыясненной структурной принадлежностью. Ф, П₃, П₂, П₁ - сейсмомаркирующие горизонты

этажа глубоким бурением окажется возможным его разделение на ряд самостоятельных более мелких этажей. Поверхности сейсмомаркирующих горизонтов Ф и П₃ регионально погружаются в севера на юг. В этом же направлении увеличивается толщина этажа. На севере сегмента она не более 1-2 км, на юге 5-6 км.

К основным тектоническим сооружениям нижнего структурного этажа на юге Прикаспийской синеклизы относятся западная часть Астраханско-Енбекского пояса приподнятого залегания фундамента и Подморско-Тугаракчанская впадина.



Р и с. 2. Схема расположения структурных элементов южного прибортового сегмента Прикаспийской синеклизы

I - вершины выступов фундамента и связанных с ними сводовых поднятий в западной части Астраханско-Енбекского пояса приподнятого залегания фундамента; выступы фундамента, отраженные сводовыми поднятиями; 2 - во всех структурных этапах подсолевых отложений (I - Астраханский, II - Джамбайский), 3 - в нижнем и среднем структурных этапах (III - Кобяковский, IV - Октябрьский, V - Кошалакско-Мынтыбинский, VI - Новобогатинский, VII - Гурьевский, VIII - Биикжалский); 4 - западный и северный склоны западной части Астраханско-Енбекского пояса приподнятого залегания фундамента; 5 - граница Новобогатинско-Биикжалской группы выступов фундамента с Подморско-Тугаракчанской впадиной (IX); 6 - зона линейных складок, не связанная с выступами фундамента и установленная по сейсмомаркирующему горизонту P_2 ; 7 - поднятия среднего и верхнего структурных этапов, не связанные с выступами фундамента (X - Приморская зона поднятий); 8 - поднятия, установленные по верхнему структурному этажу (XI - Южно-Эмбинское, XII - Култукское); 9 - поднятия, установленные в акватории Каспия по юрским отложениям за пределами распространения кунгурских соленосных отложений (XIII - Западно-Прорвинское, XIV - Северо-Каспийское); 10 - герцинское обрамление синеклизы; залежи: II - нефти, 12 - газа и конденсата

Астраханско-Енбекский пояс впервые как крупное единое тектоническое сооружение юга и востока Прикаспийской синеклизы был выделен Н.В.Неволиным еще в конце 70-х годов под названием Актюбинско-Астраханский, со временем части наименования менялись местами. Мы же полагаем, что более правильно его называть Астраханско-Енбекским, так как район Актюбинска имеет совершенно иное геологическое строение. Центральное место в его структуре занимает глубокая Яйсанская впадина, в которой фундамент опущен на глубину более 12 км.

Пояс начинается на западе Астраханским и заканчивается на востоке Ащикольским и Енбекским выступами фундамента. Его протяженность более 1000 км, ширина достигает 250 км. За границу, отделяющую пояс от расположенной севернее внутренней впадины синеклизы, условно принята изогипса поверхности сейсмомаркирующего горизонта $\Phi -12,0$ км. На юге эта же граница прослеживается на сравнительно коротком участке, отделяя от него Подморско-Тугаракчанскую впадину, располагающуюся между названным поясом и тектоническим швом, отделяющим Прикаспийскую синеклизу от ее герцинского обрамления.

Изгибы границ пояса и герцинского обрамления синеклизы, хотя и направлены в одну сторону, но имеют разные центры, они расходятся на западе и сходятся на востоке в Примугодзарье. Сближение пояса с тектоническим швом – одна из существенных особенностей строения юго-востока и востока Прикаспийской синеклизы.

Рассматриваемый пояс асимметричен, его Высокая гряда, оконтуренная изогипсами поверхности горизонта $\Phi -8,0$ км, смещена к южному и восточному его краям. Элементами пояса служат блоки – почти одновысотные плосковершинные выступы фундамента и реже его крупные впадины (Акшункольская, Доссорская и др.). Соседние выступы разделяются обычно более узкими депрессиями. В западной части пояса плоские вершины поднимаются до отметок $-7,5$ км, на востоке они несколько выше. За пределами Высокой гряды также имеются подобные выступы, но их плоские вершины расположены ниже и оконтуриваются в плане изогипсами поверхности сейсмомаркирующего горизонта $\Phi -8,0$ и $-12,0$ км. В составе Астраханско-Енбекского пояса можно выделить две группы блоков: Астраханско-Биикжальскую и Жаркамысскую. Строение последней рассмотрено в статье И.Н.Комиссаровой и Б.Н.Соловьева в настоящем сборнике.

Астраханско-Биикжальская группа блоков фундамента и отвечающих им сводовых поднятий (рис.2) имеет почти широтное простираение и протяженность до 600 км. Плосковершинные выступы фундамента выражены в рельефе его верхней кромки и в осадочной толще нижнего структурного этажа, где они получили название сводов. Надо отметить, что по размерам отдельные своды Астраханско-Биикжальской группы соразмеримы с отдельными вершинами сводов Волго-Камской антеклизы (Токмовского, Тартарского и др.). Возможно, что в дальнейшем и в Прикаспийской синеклизе в качестве сводов станут рассматриваться несколько близкораспо-

ложенных поднятий, а нынешние своды в отдельности будут определяться как их вершины.

За подножие выступов фундамента Астраханско-Биикжальской группы условно принята изогипса $-8,0$ км. Над своими подножиями вершины поднимаются более чем на $1,5$ км. Общим для всех выступов и отвечающих им сводов служит то, что они перекрыты отложениями верхнего структурного этажа. Исключение составляет Астраханский свод — унаследованное сквозное поднятие, выраженное в рельефе всех сейсмомаркирующих горизонтов подсолового палеозоя.

Астраханский выступ фундамента и одноименный свод занимают крайнее западное положение и непосредственно примыкают к тектоническому шву, отделяющему Прикаспийскую синеклизу от ее герцинского обрамления. Плоская вершина этого выступа, имеющая в плане яйцевидную форму, простирается в юго-восточном направлении более чем на 100 км. Наиболее широкая северо-западная часть ее имеет поперечник до 50 км.

По сейсмометрическим данным, вершина выступа поднимается до отметок $-7,5$ км. Изогипса $-8,0$ км охватывает выступ только на его западной периклинали, на юге ее срезает тектонический шов надвинутых герцинид кряжа Карпинского. На севере ту же изогипсу обрывает предполагаемый разлом, отделяющий выступ от смежной Кобяковско-Мынтыобинской подгруппы. Точное положение этого разлома, его структура и природа еще не установлены, но само существование такой дислокации весьма вероятно. Она служит границей между унаследованным в покровных подсоловых отложениях Астраханским выступом и погребенными выступами, расположенными восточнее этой границы. Поверхности маркирующих горизонтов подсоловых отложений снижаются весьма полого, к краям более круто, углы падения здесь достигают 10° . Возможно, это связано с горстовидным происхождением выступа. Астраханский выступ по сейсмомаркирующему горизонту Π_2 в плане очерчен изогипсой $-4,0$ км. Эта вершина протяженностью до $80,0$ км и шириной до $30,0$ км имеет почти широтное простирание и по положению близка к вершине одноименного выступа фундамента. К указанной плоской вершине приурочена зоно-залежь — Астраханское газоконденсатное скопление в органогенных известняковых коллекторах среднего карбона. Высота зоно-залежи 160 м, длина до $85,0$ км, ширина до $30,0$ км.

На юге склон Астраханского выступа фундамента уходит под аллохтон герцинид, надвинутых на Прикаспийскую синеклизу. Южный склон одноименного свода погружается в направлении шва до отметок $-5,2$ км и также уходит под аллохтон. Северо-западный склон свода с удалением от вершины снижается до отметок ниже $-4,5$ км. Возможно, он осложнен разломом, на что указывает узкая (не более 5 км) полоса более крутого падения отложений карбона, совпадающая в плане с такой же полосой верхней кромки фундамента и даже превосходящая ее по крутизне. В указанных пределах длина свода более 200 км, ширина до 100 км. Восточная периклинали, сужаясь, уходит под Каспийское море.

Форма поверхности сейсмомаркирующего горизонта P_2 оказывается более сложной по сравнению с рельефом поверхности верхней кромки фундамента. Это, возможно, связано не только с различной детальностью изученности, но и с тем, что некоторые из локальных осложнений имеют седиментационную или денудационную природу.

По сейсмомаркирующему горизонту P_1 , близко расположенному к подошве соленосных отложений, структура Астраханского свода мало отличается от ее формы по сейсмомаркирующему горизонту P_2 . Многие из локальных осложнений этой поверхности находят отражение и в рельефе поверхности P_1 , но общее их количество уменьшается. Это подтверждает, что если не все, то часть из них имеет нетектоническое происхождение.

Кроме Астраханского выступа, рассматриваемая группа включает еще две подгруппы: Кобяковско-Мынтыобинскую и Новобогатинско-Биикжалскую.

Кобяковско-Мынтыобинская и Новобогатинская подгруппы погребенных выступов фундамента и связанных с ними сводов различаются размерами (от 60,0 до 120 км в длину), формой и простираем. Однако общих признаков у них гораздо больше: 1) одновысотность и плосковершинность, их плоские вершины в плане оконтуриваются изогипсами поверхности фундамента (горизонт Φ) с отметками $-7,5$ км, причем контрастность структурных форм по горизонту P_3 больше, чем по горизонту P_2 ; 2) сокращение толщины или полное выклинивание на выступах отложений карбона между горизонтами P_2'' и P_2 ; 3) возможное развитие не тектонических, а седиментационных и денудационных локальных форм палеорельефа, следами которых могут оказаться полузакмнутые малоконтрастные поднятые участки различных стратиграфических уровней, развитые в неодинаковых структурных условиях. Среди них могут быть и биогермные (рифовые тела).

В состав Новобогатинско-Биикжалской подгруппы входит и привлекавший внимание как объект ближайших поисковых работ на нефть и газ Гурьевский свод, в пределах которого могут быть вскрыты докарбонные нефтегазоносные отложения.

Подморско-Тугаракчанская впадина — уникальное для Прикаспийской синеклизы тектоническое сооружение, существующее только в рельефе верхней кромки фундамента и в древних горизонтах нижнего структурного этажа. На севере впадина примыкает к Астраханско-Биикжалской группе выступов фундамента, на востоке ее замыкает Утыбайский выступ и отвечающий ему одноименный свод. На западе впадина продолжается под акваторией Северного Каспия. Остается невыясненным, достигает ли она Астраханского выступа или замыкается раньше каким-либо другим, еще не выявленным выступом фундамента.

Сухопутную часть впадины, по Н.В.Неволину, называют Тугаракчанским прогибом, который простирается почти широтно на 300 км. Акваториальная часть впадины, ее Подморский прогиб, изучен в меньшей мере, чем сухопутная часть. Протяженность Подморского прогиба, вероятно, не менее 200 км, ширина до 150 км. Прогиб осложнен несколькими кру-

тymi поднятиями, строение которых рассмотрено в статье В.П.Гаврилова, А.Н.Руднева в настоящем сборнике.

Погружение верхней кромки фундамента с севера на юг превосходит 4-5 км, поверхность относительно ровная без каких-либо выступов, террас, уступов и других осложнений. Однако не следует исключать возможность их обнаружения при более детальном сейсмокартографировании, тем более что есть основание ожидать развитие в фундаменте дизъюнктивов.

Наиболее дискуссионными оказались представления о строении самой южной части Тугаракчанского прогиба. О.Г.Бражников, А.Я.Бродский, Ю.А.Иванов, Л.Г.Кирюхин, Д.Л.Федоров и другие рассматривают прогиб как двубортную структуру, полагая, что он имеет не только относительно широкий северный борт, но и сравнительно узкий южный борт, поднимающийся над шарниром прогиба до 3,0 км и срезающийся далее к югу тектоническим швом между синеклизой и герцинидами.

Н.В.Неволин и его соавторы предложили иной вариант строения юга Тугаракчанского прогиба, по которому он не имеет южного борта: поверхность горизонта Ф на юге непосредственно примыкает к тектоническому шву, срезающему ее на разных высотах. При таком варианте Тугаракчанского прогиба как такового нет, он превращается в падающий на юг односклон с изменяющимися углами наклона. Вся же Подморско-Тугаракчанская впадина занимает краевое положение в структуре юга Прикаспийской синеклизы.

Средний структурный этаж заключен между поверхностями сейсмомаркирующих горизонтов P_3 и P_2'' и содержит внутри себя горизонт P_2'' . О стратиграфической приуроченности горизонта P_3 сказано выше.

Сейсмомаркирующий горизонт P_2 , вероятно, приурочен к нижнему карбону, возможно, к его средневизейской части. На севере рассматриваемого района горизонт P_2'' находится на глубине до 6,0 км и погружается в южном направлении согласно с горизонтом P_3 и несогласно с горизонтом P_2 . С приближением к тектоническому шву залегание горизонта P_2'' меняется, и он начинает воздыматься на юг субпараллельно горизонту P_2 . Глубина его залегания убывает до 2,5 км, а на площади Торесай он выходит на доюрскую поверхность.

Сейсмомаркирующий горизонт P_2 относят к поверхности регионального размыва, на которую на юге и востоке синеклизы выходят отложения от визейского и серпуховского ярусов нижнего карбона до башкирского и московского ярусов среднего отдела той же системы.

На размытую поверхность допермских отложений налегают различные секции разреза докунгурской перми. Несмотря на разновозрастность допермских отложений, выходящих на поверхность сейсмомаркирующего горизонта P_2 , все они по вещественному составу близки - известняковые. Покрывающие их пермские отложения представлены глинистыми известняками, мергелями, известковистыми глинами и сульфатными породами. Священный с их контактом горизонт P_2 погружается с юга на север от текто-

нического шва к Внутренней впадине синеклизы от отметок -2,0 км до отметок -12,0 км. Отложения, заключенные между горизонтами P_3 и P_2 , слагающие средний структурный этаж, регионально погружаются от Астраханско-Бикжальской группы выступов фундамента и отвечающих им сводов к тектоническому шву, в этом же направлении увеличивается их общая толщина от 1,5-2,0 до 7,0-8,0 км (см. рис.1).

На севере рассматриваемого района выделяется упомянутый выше Гурьевский свод, оконтуренный изогипсой горизонта P_3 -6,0 км. В пределах этого контура длина брахиформной вершины свода до 34,0 км, ширина до 20,0 км.

К южнее Гурьевского свода совпадение структурных планов горизонтов Φ и P_3 нарушается появлением новых форм: Приморской зоны поднятий и Машкенушмолинских линейных дислокаций, наложенных на склоны Высокой гряды выступов фундамента и Тугаракчанского прогиба.

Поверхность сейсмомаркирующего горизонта P_3 , погружающаяся на юг от Гурьевского свода, образует обширную Приморскую зону брахиантиклиналей и куполов. Сухопутная часть зоны простирается вдоль побережья Каспийского моря на 160 км, имея ширину до 60,0 км и относительную высоту 1,6-1,8 км. Брахиантиклинали и купола Приморской зоны сложены известняками верхнего девона - карбона и карбонатно-глинистыми и сульфатными породами подсолевой перми, объединяя здесь средний и верхний структурные этажи. Связи их с выступами фундамента не установлены. В состав Приморской зоны входят Тажигалинская брахиантиклиналь (иногда ее называют Приморским валом, она имеет почти широтное простирание и протяженность всего 30 км), Каратонский, Приморский, Тенгизский, Огайский купола. В пределах Каспийской акватории установлено продолжение зоны в виде нескольких крупных куполовидных поднятий. Еще одной особенностью Приморской зоны служит ее внутренняя синклинали, обрамленная названными брахиантиклиналями и куполами. В пределах этой синклинали маркирующие горизонты P_2 и P_1 опускаются относительно вершин поднятий более чем на 1,0 км. С Тенгизским и Королевским куполами связаны скопления нефти.

Тенгизский купол, контролирующий одноименное скопление нефти, имеет высоту около 1,6 км, его размеры в плане в верхней части 22,0x25 км, в нижней они увеличиваются, происходит сочленение Тенгизского и Королевского куполов. Форма Тенгизского купола по различным горизонтам несколько меняется: иногда доминирует северо-восточное простирание, в других случаях - юго-восточное. Она проявляется в ориентировке его "катетов", которыми связаны и мелкие осложнения Тенгизского купола. Вероятно, эти же направления окажутся доминирующими в простираниях трещиноватости, в распределении фильтрационно-емкостных свойств коллекторов и других петрофизических параметров природного резервуара.

До сих пор нет убедительного объяснения генезиса локальных поднятий Приморской зоны, структурные формы которой по сейсмомаркирующим горизонтам P_2 и P_1 значительно более контрастны, чем по горизонту P_3 . Высказывались различные точки зрения для объяснения генезиса рассматриваемых поднятий:

1) цепочка локальных поднятий представляет ископаемый атолл-кольцевой риф из органогенных пород. Кольцевое обрамление может быть сплошным или состоять, как в нашем случае, из отдельных поднятий - атоллов, окружавших центральную лагуну. В пределах Приморской зоны следы ее сохранились в виде внутренней синклинали, хорошо выделяющейся, как отмечалось, в структуре поверхностей горизонтов P_2'' , P_2 и P_1 .

Глинистые известняки, мергели и сульфаты докунгурской перми, с которыми связаны сейсмомаркирующие горизонты P_2 и P_1 , не являются рифообразующими породами. Следовательно, рифогенезом нельзя объяснить совпадение структурных планов горизонтов P_2'' , связанное с рифообразующей формацией, и P_2 , P_1 ;

2) поднятия Приморской зоны, в том числе и Тенгизский купол, имеют эрозионную природу. Скульптурный рельеф карбонových отложений образован размывами, следы которых хорошо видны в отложениях этого возраста. В этом случае следовало бы ожидать уменьшения их контрастности в горизонтах P_2 и P_1 , подобного рода явлений здесь не наблюдается;

3) гипотеза о тектоническом происхождении локальных поднятий Приморской зоны не объясняет избирательную тектоническую активизацию, охватившую юг Прикаспийской синеклизы и приведшую здесь к дифференциальным воздыманиям отдельных блоков фундамента. В рельефе верхней кромки фундамента в пределах зоны не установлено мелких блоков фундамента, с дифференциальными подвижками которых можно бы связать образование отдельных поднятий в подсольевых отложениях.

Ни одна из приведенных гипотез не может в отдельности объяснить многофакторный генезис локальных поднятий Приморской зоны, но, вероятно, отражает те или иные особенности их образования. Только их синтез на основе нового фактического материала позволит понять происхождение Тенгизского купола и других локальных поднятий Приморской зоны.

Маткенушмолинская группа линейных дислокаций, выявленная в 1986 г. В.М.Пилифосовым, В.П.Николенко, А.П.Корнейко, развита в отложениях верхнего девона и нижнего карбона, вероятно, там, где эти отложения состоят из переслаивания терригенно-глинистых и карбонатных пород, и располагается над восточной частью погребенного Тугаракчанского прогиба. Группа состоит из ряда линейных антиклинальных и синклинальных складок, простирающихся в северо-восточном направлении параллельно тектоническому шву синеклизы с обрамляющими герцинидами. Отдельные антиклинали имеют протяженность от 25 до 60 км при ширине в 10-20 км, относительная высота поднятий превышает 0,5 км.

Складки представляют экзотическое для Прикаспийской синеклизы образование, можно предполагать, что они возникли в результате бокового тектонического воздействия со стороны надвигавшихся с юга герцинид.

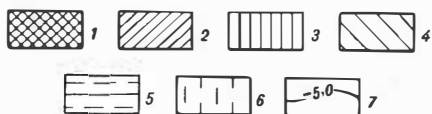
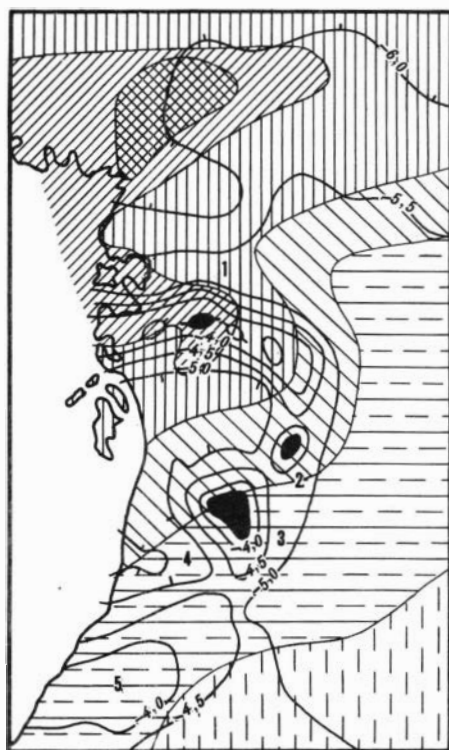
Верхний структурный этаж ограничен сейсмомаркирующими горизонтами P_2 и P_1 . Стратиграфическое положение горизонта P_2 рассмотрено выше. Горизонт P_1 относят к глинистым известнякам и мергелям или глинисто-сульфатным слоям в нижней части бессолевого кунгура, иногда его отождествляют с подошвой соленосной толщи кунгура. Толщина этажа изменчива, на отдельных участках достигает 2,0 км, местами, особенно над Новобогатинско-Биикжальской подгруппой выступов фундамента, она значительно меньше, хотя горизонты располагаются глубже.

Отложения, слагающие верхний этаж, с резким угловым несогласием залегают на среднем структурном этаже (см. рис.1). Как было показано, поверхности горизонтов Φ и P_3 регионально погружаются с севера от Новобогатинско-Биикжальской подгруппы выступов фундамента на юг к тектоническому шву, тогда как поверхности горизонтов P_2 и P_1 регионально падают с юга на север от тектонического шва к Внутренней впадине синеклизы (см. рис.1-3). У фронта герцинского аллохтона, образующего тектонический шов, глубина залегания горизонта P_2 около 2,0 км, над погребенной Новобогатинско-Биикжальской подгруппой выступов фундамента 6,0-8,0 км, далее на север к Внутренней впадине синеклизы она возрастает до 12,0 км и более.

Структура верхнего сейсмостратиграфического комплекса, исключая Астраханский свод и Приморскую зону, односкатная, наклоненная на север. Южная ее часть известна как Южно-Эмбинское поднятие (рис.4). Первые сведения о нем получены в результате гравиметрических исследований, выявивших на юге синеклизы обширный максимум силы тяжести, названный Южно-Эмбинским. Позже в его пределах бурением установлено приподнятое залегание под юрскими отложениями (на глубине до 3,0 км) верхнедевонско-пермских отложений (площади Тортай, Торесай, Северный Мынсулалмас), и максимум стали интерпретировать как крупное палеозойское поднятие. На юге Южно-Эмбинское поднятие примыкает к тектоническому шву между Прикаспийской синеклизой и обрамляющими ее герцинидами. В современном структурном плане оно протягивается вдоль шва почти на 300 км и представляет южное продолжение регионального подъема в этом направлении сейсмомаркирующих горизонтов P_2 и P_1 .

Особенности строения Южно-Эмбинского поднятия палеозойских отложений следующие:

поднятию имеет только северный склон, примыкающий к тектоническому шву. Этот склон сливается с общим региональным северным погружением пермских подсолевых отложений. Односклон осложнен невысокими продольными флексурами и валобразными поднятиями. Некоторые из составляющих их антиклиналей могут иметь свои корни в карбоновых отложениях среднего структурного этажа. Поверхность палеозоя к югу от тектоничес-

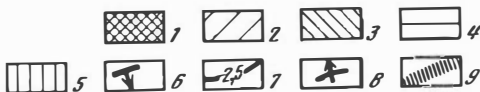
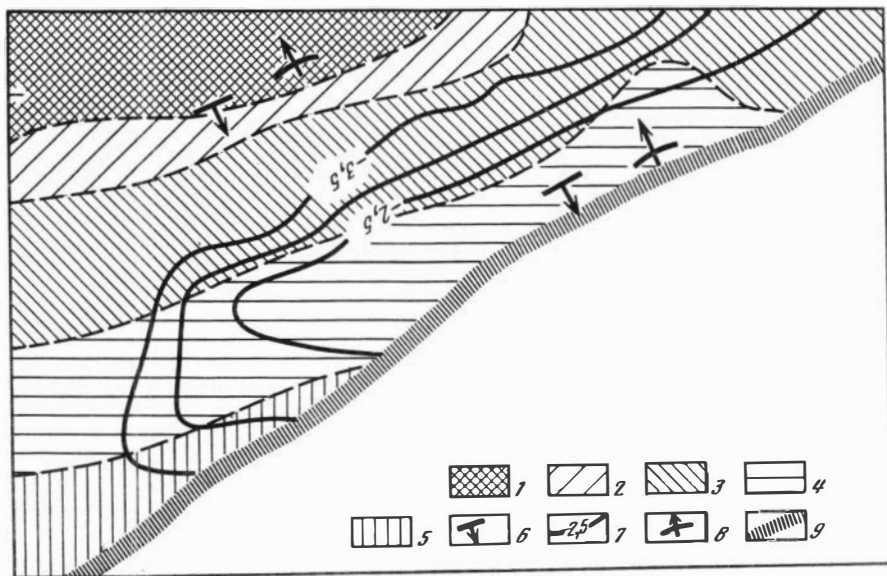


Р и с. 3. Приморская зона поднятий

Глубины залегания (км) поверхности сейсмомаркирующего горизонта П₃: 1 - менее 6,0; 2 - 6,0-6,5; 3 - 6,5-7,0; 4 - 7,0-7,5; 5 - 7,5-8,0; 6 - более 8,0; 7 - изогипсы поверхности горизонта П₃

Р и с. 4. Соотношение поверхностей сейсмомаркирующих горизонтов Ф, П₃, П₂, П₁ в районе Южно-Эмбинского поднятия

Глубины залегания горизонта Ф: 1 - менее 8,2 - 8-10, 3 - 10-12, 4 - 12-14, 5 - более 14; 6 - направление регионального погружения горизонта П₃; 7 - изогипсы поверхности горизонта П₂; 8 - направления региональных погружений горизонтов П₂ и П₁; 9 - фронтальная часть тектонического шва Прикаспийской синеклизы с герцинидами



кого шва испытывает погружение, но она не образует второго склона Южно-Эмбинского поднятия. В.В.Липатова, Ю.А.Волож, Э.С.Воцалевский, В.Н.Кривонос, В.П.Николенко и другие показали, что к югу от тектонического шва палеозой имеет иной тектоформационный облик. Это указывает на древнее образование тектонического шва между Прикаспийской синеклизой и ее герцинским обрамлением. Только в мезозойском покрове над Южно-Эмбинским и Северо-Устьуртским палеозойскими блоками существует единое полигенетическое тектоническое сооружение;

поднятие имеет только одну юго-западную периклиналь, на противоположном конце оно суживается и не выделяется на региональном фоне односклонного северного падения сейсмомаркирующих горизонтов P_2 и P_1 ;

под наложенным поднятием верхнего структурного этажа, как известно, значительно увеличивается толщина нижнего и среднего структурных этажей. Верхнедевонские и нижнекарбоновые отложения имеют здесь терригенный, грубообломочный состав, вероятным источником сноса служило каледонско-раннегерцинское горное сооружение, существование которого можно предполагать в пределах Устьурта. Сами же терригенные тела могли образоваться как конуса выноса с этого сооружения. Фундамент синеклизы погружается в сторону предполагаемого орогена;

на Южно-Эмбинском поднятии отсутствуют соленосные кунгурские отложения, которых нет и южнее тектонического шва.

Тектонические сооружения, обладающие названными морфологическими признаками и разнородные в генетическом отношении, нельзя определять, что часто делают, как свод, мегавал или вал. Все эти дислокации генетически целостные, принадлежащие разновозрастной платформе, они обязательно обладают замкнутыми контурами и имеют не менее двух склонов и двух периклиналей.

Наиболее правильно сохранить за этим участком приподнятого односклонного залегания докунгурских палеозойских отложений нейтральное название – Южно-Эмбинское поднятие, существование которого составляет одну из особенностей структуры южной периферии Прикаспийской синеклизы.

Высказывались предположения, что Южно-Эмбинское поднятие имеет инверсионное происхождение и развито на месте ранее существовавшего авлакогена. Можно также допустить, что своим образованием это поднятие связано надвиганием герцинид на синеклизу. Следы такого воздействия можно видеть в валообразных осложнениях поверхностей горизонтов P_2 и P_1 . Подобные дислокации установлены юго-западнее Южно-Эмбинского поднятия в Волгоградско-Астраханском Поволжье в пределах развития аллохтона герцинид, надвинутых на южный склон Астраханского выступа.

Южно-Эмбинское поднятие не единственное в пределах тектонического шва. Примером подобного тектонического сооружения может служить крупное Култукское поднятие северо-восточного простирания при протяженности вдоль тектонического шва до 70 км и ширине в 25,0–30,0 км. Выявленное по горизонту P_1 , оно расположено у устья Култукского залива.

Его юго-западная периклиналь и южное крыло срезаны тектоническим швом. На северо-восточном погружении поднятия располагается Кужный купол, иногда относимый к Приморской зоне, однако отличающийся от составляющих ее поднятий многими своими морфологическими особенностями и, вероятно, генезисом.

На некоторых тектонических и структурных схемах Прикаспийской синеклизы показано большое количество различных дизъюнктивных дислокаций. На нашей схеме сохранены только пограничные тектонические швы между Прикаспийской синеклизой и ее герцинским обрамлением. Это не означает отрицания нами возможности существования в различных частях синеклизы дизъюнктивов, но мы считаем преждевременным показ их на тектонических и структурных схемах до установления точного пространственного положения и определения других характеристик этих дизъюнктивов.

УДК 553.98 (262.81)

В.П.Гаврилов, А.Н.Руднев

ПОДСОЛЕВАЯ ТЕКТНИКА СЕВЕРНОГО ОКОНЧАНИЯ КАСПИЙСКОГО ШЕЛЬФА

Первые данные о тектоническом строении северного окончания Каспийского моря были получены в конце 50-х – начале 60-х годов [2], затем исследования были надолго прекращены. Лишь в последние годы начался новый этап в изучении акватории Северного Каспия. Стимулом к этому послужили открытия в подсолевых палеозойских отложениях западного и восточного побережий широко известных ныне Астраханского газоконденсатного, а также Тенгизского и Королевского нефтяных месторождений. Выявленные на суше крупные зоны нефтегазоаккумуляции послужили основой для обоснования поисков таких зон и высокой оценки их перспектив нефтегазоносности в подсолевых отложениях шельфовой зоны Северного Каспия [1,3].

Значительный объем аэрогравиметрических, электроразведочных, в ряде участков сейсморазведочных работ в комплексе с аэрокосмическими методами позволяет представить основные черты тектоники севера Каспийской акватории и выделить наиболее перспективные в нефтегазоносном отношении объекты.

По мнению Ю.А.Сударикова, основной структурой фундамента шельфовой зоны Северного Каспия, как и восточного его побережья, является глубокая депрессия, которую он назвал Подморским прогибом и объединил с Тугаракчанским в единую Подморско-Тугаракчанскую впадину. Кужный край этой впадины на всем ее протяжении срезается тектоническим швом, по которому Прикаспийская синеклиза граничит с обрамляющими ее герцинидами.

© В.П.Гаврилов, А.Н.Руднев, 1990

В пределах Подморского прогиба в отложениях подсолевого палеозоя выделяется ряд крупных поднятий, подобных известным в сухопутном окружении севера Каспийского шельфа. Часть этих поднятий, так же как и соседний Астраханский свод, может оказаться унаследованной от выступов фундамента. Другие же, аналогично Тенгизскому и Королевскому, представляют бескорневые поднятия, не имеющих основания в виде выступов фундамента. Природа их, вероятно, окажется тектоно-седиментационной.

К первым из них можно отнести Джамбайское поднятие, западная часть которого, как и упомянутый выше Астраханский свод, оконтурена в пределах суши по сейсмическому горизонту П₁. Джамбайское поднятие, продолжающее восток-юго-восточное простираие Астраханского свода, имеет протяженность до 70 км, ширину 40 км и относительную амплитуду по подсолевым отложениям до 1 км. К востоку от него расположено Северо-Каспийское поднятие, выявленное по отражающим горизонтам в мезокайнозойском комплексе еще в 60-е годы. По юрским отложениям, это поднятие имеет протяженность около 100 км, ширину до 40 км при амплитуде 1,5 км. Кровля юрских отложений фиксируется на глубине около 1 км. На северном крыле этого поднятия соленосные толщи кунгура выклиниваются, и подсолевые палеозойские отложения в его пределах несогласно перекрываются терригенными образованиями мезозоя.

Следующим на той же Астраханской линии поднятий намечается Западно-Прорвинское. В отличие от названных выше поднятий для него характерно валобразное строение. Оно объединяет несколько локальных структур, имеющих субширотное простираие и общую протяженность до 80 км.

Заканчивается Астраханская линия Култукским поднятием, имеющим уже северо-восточное простираие. Расположено оно в основном на восточном побережье, на его северо-восточной периклинали находится крупное локальное поднятие Южное, которое обычно совместно с Тенгизским и смежными с ним поднятиями объединяется в Приморскую группу, строение которой было рассмотрено в статье Ю.А.Сударикова в настоящем сборнике.

Сейсмическими исследованиями в районе, примыкающем к Уральской бороздине с востока, было обнаружено несколько крупных поднятий. Они продолжают в западном направлении цепочку известных поднятий: Тажигали - Каратон - Королевское - Тенгизское - Огайское, прослеживаясь в море более чем на 100 км. Установлено, что все слагающие рассмотренную цепочку поднятия на суше имеют тектоно-седиментационное происхождение. Есть мнение, что они представляют собой крупный палеоатолл каменноугольного моря. Имеющиеся данные свидетельствуют о значительном продолжении последнего и под современным дном Каспийского моря. При этом абсолютные отметки подсолевых отложений в сводовых участках ряда крупных структур, составляющих его, не превышают 3,5-3,9 км.

В северной части рассматриваемой акватории по сейсмомаркирующему горизонту Π_1 выделяется еще одно крупное поднятие – Манашское. Это крупная пологая двухсводовая структура восток–юго-восточного простирания размером 90–40 км. Западная его вершина, расположенная большей частью в пределах суши, погружена до глубины 5,6–5,8 км, восточная на 100–200 м больше. Это поднятие на севере примыкает к Новобогатинскому погребенному своду Астраханско–Энбекского пояса приподнятого залегания фундамента.

Кроме крупных поднятий, принимающих участие в строении подсолевых отложений Северокаспийского сегмента Прикаспийской синеклизы, значительная площадь последнего занята отрицательными элементами. Наиболее значительный из них – Усть–Уральский прогиб. По подсолевым отложениям, которые здесь погружены на глубину до 6 км, он имеет субмеридиональное простирание и протягивается в южном направлении более чем на 100 км, при ширине 40–50 км, в целом совпадая в плане с контуром Уральской бороздины. Такая выраженность в неотектонических движениях, с которыми, безусловно, связано образование Уральской бороздины, позволяет предполагать раннее заложение и непрерывное развитие рассматриваемого прогиба.

Вторая область прогибания в пределах северного окончания Каспийского шельфа – Усть–Эмбинская впадина, которая располагается на крайнем северо-востоке шельфа. Подсолевые отложения в ее пределах также погружены на глубину свыше 6 км. Эта изометрическая структура размером 50х70 км сопряжена с Приморской группой поднятий рифогенных структур. Касаясь вопросов оценки перспектив нефтегазоносности морской части Прикаспийской синеклизы, следует сказать, что наиболее крупные залежи УВ с высокой достоверностью обнаружения следует связывать со структурами морского продолжения Приморской группы поднятий – Джамбайской и Манашской, где подсолевые отложения перекрыты соленосной толщей кунгура. Структуры, расположенные в пределах Северо–Каспийского, Западно–Прорвинского и Култукского поднятий и располагающиеся вдоль контура выклинивания соли, также высокоперспективны в нефтегазональном отношении. Диапазон нефтегазоносности в их пределах значительно расширяется за счет коллекторских горизонтов мезозоя (триас, юра, мел). На это указывают известные скопления нефти и газа Бузачинского свода (Каламкас, Каратурун, Каражанбас и Култукское поднятия).

ЛИТЕРАТУРА

1. А л и х а н о в Э.Н. Нефтегазоносность Каспийского моря. М.: Недра, 1977. 369 с.
2. В а р т а н о в С.П., К о р н е в В.А. Новые данные о геологическом строении Северного Каспия // ДАН СССР. 1961. Т. 136, № 5. С. 1172–1175.
3. Каспийское море: Геология и нефтегазоносность/ Л.И.Лебедев, И.А.Алексина, Л.С.Кулакова и др. М.: Наука, 1987. 296 с.

М.И.Тарханов, А.С.Кожабаяев
ОСОБЕННОСТИ ТЕКТОНИЧЕСКОГО РАЗВИТИЯ ФУНДАМЕНТА И
НИЖНЕПАЛЕЗОЙСКОЙ ТОЛЩИ ЮГА ПРИКАСПИЙСКОЙ СИНЕКЛИЗЫ В ПАЛЕЗОЕ

Палеотектонический анализ раннего этапа геологической истории рассматриваемой территории в условиях недостаточной ее разбуренности может быть проведен лишь по данным сейсморазведки, которые могут дать только общие представления о режиме тектонических движений и основных тенденциях развития наиболее крупных структурно-тектонических элементов. Он проведен нами по основным этапам геологического развития, выбор которых определяется возможностями сейсморазведки в выделении регионально прослеживаемых сейсмомаркирующих горизонтов.

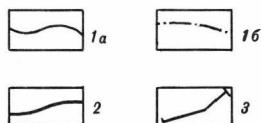
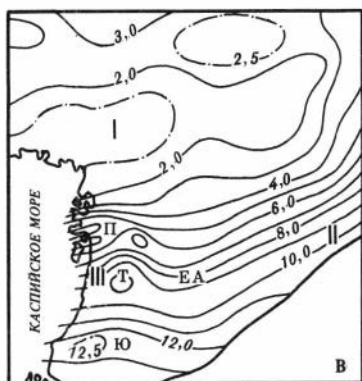
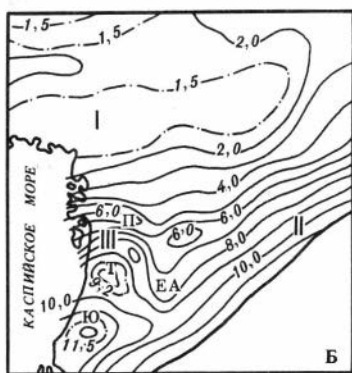
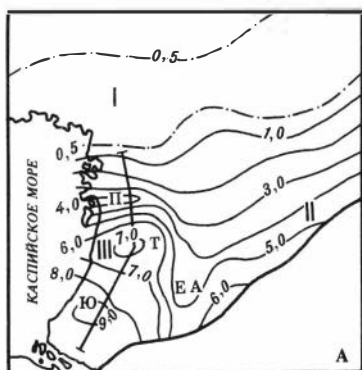
В соответствии с приведенными стратиграфическими привязками опорных сейсмомаркирующих горизонтов в качестве основных рубежей истории геологического развития определены: начало девонского периода, начало пермского периода и начало кунгурского века.

История формирования рельефа фундамента. К началу девонского времени поверхность фундамента юго-востока Прикаспийской синеклизы характеризовалась общим погружением в южном направлении от почти нулевых отметок до глубины 8-9 км (рис.1,А). Это погружение носило дифференцированный характер, причем выделяется 3 крупные палеотектонические зоны: собственно Тугаракчанский прогиб, Приморская зона погружения и Гурьевско-Биикжальская приподнятая зона.

Гурьевско-Биикжальская приподнятая зона характеризовалась слабо расчлененным рельефом и толщина накопившихся додевонских отложений в ее пределах не превышает 0,5 км. По форме изопахит намечается ее расчленение на Гурьевский и Биикжальский своды.

К югу от Гурьевско-Биикжальской приподнятой зоны располагалась область устойчивого погружения, но характер его по площади был неодинаков. Большую часть этой области занимал Тугаракчанский палеопроегиб. По одной из моделей (см. статью Ю.А.Сударикова в настоящем сборнике), прогиб имеет только один борт - северный, погружавшийся относительно равномерно и спокойно в юго-восточном направлении до глубины 5-6 км. По этому признаку его иногда определяют как "моноклиальный прогиб" и даже "моноклиаль". В этой работе данные термины нами не используются. Еще южнее северный борт срезался тектоническим швом.

Располагавшаяся к западу от одновозрастного прогиба Приморская зона погружалась в южном направлении. Различия в развитии Приморской зоны и Тугаракчанского прогиба заключаются в более интенсивных темпах нисходящих движений - до глубины 8-9 км. Погружение имеет резко дифференцированный характер, причем четко выражен инверсионный (по отношению к современному структурному плану) характер слагающих ее крупных локальных структур. Повышенной толщиной нижнепалеозойских от-



Р и с. 1. Схема формирования рельефа фундамента юго-восточного склона Прикаспийской синеклизы к началу: А - девонского периода, Б - пермского периода, В - кунгурского века

Палеоизогипсы : 1а - основные (через 1,0 км), 1б - дополнительные; 2 - краевой шов; 3 - линия профиля. Палеотектонические зоны: I - Гурьевско-Бийжалская; II - Южно-Эмбинская; III - Приморская (П - Приморский палеопрогиб, Т - Тенгизская палеомульда, Ю - Южная палеомульда); ЕА - Елемес-Арманская палеоструктура

ложений хорошо выделяются площади Приморского вала, Тенгизского и Южного поднятий, формировавшиеся как отрицательные структуры с амплитудой погружения от нескольких сот метров до 1,0 км. Наибольшей тектонической напряженностью (более высокие градиенты толщ ны) характеризуется северная часть Приморской зоны погружения; соответственно в северном направлении повышается структурная выраженность палеопргибов.

Вся Приморская зона погружения достаточно четко отделяется от палеопргиба зоной сгущения изопахит, отвечающей, возможно, разлому, непосредственно к востоку от которой вырисовывается палеоструктурный нос, наиболее четко выраженный в Елемес-Арманской подзоне.

Описанные палеоструктурные тенденции сохраняются и к концу каменноугольного периода, претерпевая лишь дальнейшее развитие и усиление

(рис. I, Б). Значительно более четко была выражена Гурьевско-Биикжальская зона замедленного погружения, имевшая четкое замыкание на востоке и тенденцию к разделению на две части. Резко возрос градиент падения северного склона, увеличившийся почти вдвое. Как и на предыдущем этапе, наибольшей тектонической напряженностью отличалась Приморская зона, характеризовавшаяся инверсионным развитием Приморского вала, Тенгизского, Королевского, Южного и, по-видимому, более мелких локальных поднятий, развивавшихся как палеомульды; при этом наибольшей тектонической напряженностью отличалась северная часть Приморской зоны - собственно Приморский вал, амплитуда прогибания которого достигала 1,0 км. Можно отметить выравнивание интенсивности наклона Приморской зоны и Тугаракчанского прогиба, что сопровождалось некоторым уменьшением выразительности палеоструктурного носа, разделявшего названные палеотектонические зоны, хотя тенденция к усилению палеонаклона в юго-западном направлении вдоль краевого шва сохранялась.

К началу кунгурского века общий палеоструктурный план поверхности фундамента сохранил свои основные черты, описанные выше; изменения носили количественный характер (рис. I, В). Хотя в целом и отмечается некоторое выравнивание или сглаживание палеорельефа, также отчетливо выделяется Гурьевско-Биикжальская приподнятая зона и расположенная к югу от нее область моноклинального погружения. Гурьевско-Биикжальская приподнятая зона достаточно отчетливо дифференцируется на составляющие ее несколько более приподнятый Гурьевский (толщина подсолевых отложений до 1,5 км) и относительно более погруженный Биикжальский (до 2,0 км) своды, достаточно четко отграниченные как с юга, так и с севера - со стороны Внутренней впадины синеклизы.

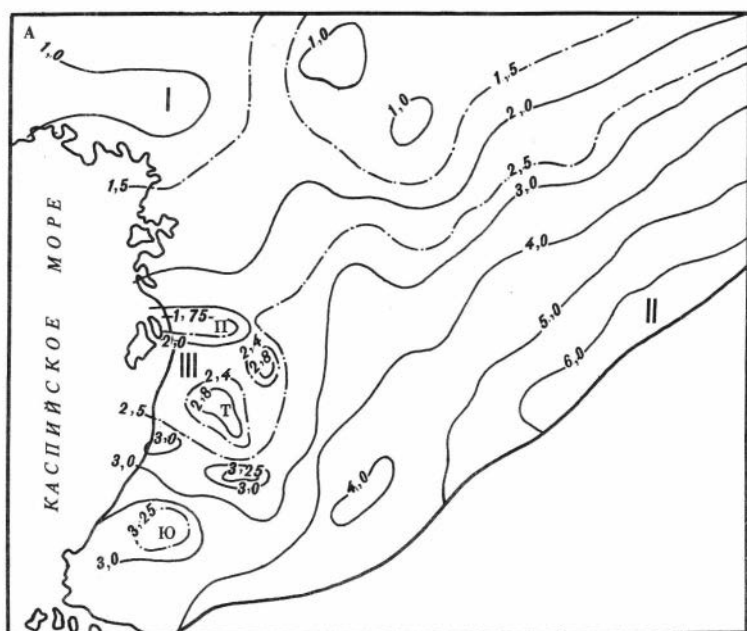
Наиболее существенным отличием палеоструктурного плана поверхности фундамента к началу кунгурского века по сравнению с ранее рассмотренным служило отсутствие резкой дифференциации на Тугаракчанский прогиб и Приморскую зону погружений. Хотя последняя была несколько более глубокой и имела вид обширного палеоструктурного "залива", ограниченного с востока слабо выраженным палеоструктурным носом, тем не менее всю эту территорию можно рассматривать в качестве единой области, осложненной в западной части (Приморская зона) рядом локальных мульд, соответствующих современным положительным структурам: Приморскому валу, Тенгизскому, Южному и другим более мелким поднятиям. В целом, как и раньше, вдоль краевого шва интенсивность погружения увеличивается в юго-западном направлении - от 10 до 13 км. На северо-востоке по характеру распределения толщины отложений намечается палеоструктурный "залив".

Особенности тектонического развития додевонских отложений. К концу каменноугольного периода палеоструктурный план поверхности девонской толщи юго-востока Прикаспийской синеклизы принципиально не отличался от описанного выше плана поверхности фундамента, сохранив основные тенденции его развития, а именно - подразделение на две палео-

тектонические области: относительного воздымания и устойчивого погружения (рис.2,А).

Область относительного воздымания располагалась на севере и отвечала Гурьевскому и Биикжальскому сводам, которые были достаточно четко дифференцированы, разделяясь палеоструктурным "проливом" с толщиной отложений более 1,5 км. Как и по фундаменту, несколько более приподнятое положение занимал Гурьевский свод, на большей части которого толщина верхнепалеозойских отложений не превышала 1 км, в то время как основная часть Биикжальского свода была погружена до глубины 1,5 км; здесь палеоотметками -1,0 км фиксируются лишь отдельные вершины.

Область устойчивого погружения подразделяется на две зоны. Большую восточную ее часть занимал Тугаракчанский палеопргиб, испытывавший довольно равномерное по площади погружение в юго-восточном направлении. Существенным отличием палеотектонического режима рассматриваемого отрезка геологической истории в области устойчивого погружения являлось изменение сравнительных темпов погружения Тугаракчанского палеопргиба и Приморской зоны, что нашло свое выражение в изменении их гипсометрических соотношений к концу каменноугольного периода: по по-



Р и с. 2. Схема тектонического развития додевонских отложений юго-восточного склона Прикаспийской синеклизы

Палеоструктурные схемы поверхности додевонских отложений: А - к началу пермского периода, Б - к началу кунгурского века. Условные обозначения см. на рис. 1

ских отложений прогиб как бы раскрывался на северо-восток, в то время как на юго-западе происходило его центриклинальное замыкание; здесь, в пределах Елемес-Арманской зоны, существовало локальное палеоподнятия, оконтуренное изопахитой 4,0 км.

Основные тенденции, проявившиеся в девонско-каменноугольное время, находят свое дальнейшее развитие в последующее, раннепермское время (см. рис. 2, Б). К началу кунгурского века сохранилось подразделение юго-востока Прикаспийской синеклизы на области относительного воздымания и устойчивого погружения. В пределах первой наиболее рельефно был выражен Гурьевский свод, занимавший, как и на предыдущем этапе, более высокое гипсометрическое положение по сравнению с Биикжальским сводом. Последний не имел такого четкого выражения в рельефе поверхности додевонских отложений, как Гурьевский свод (нет южного ограничения), но намечался достаточно однозначно.

Область устойчивого погружения подразделяется на Тугаракчанский палеопроегиб и Приморскую зону, разделенные на схеме ступенчатым палеоизогипс, по-видимому, связанным с разломом. Еще более отчетливо, чем на предыдущем этапе, проступает структурно-тектоническая общность Гурьевского свода и Приморской зоны, в пределах которой несколько ослабевал инверсионный характер развития локальных структур. И наоборот, в сопредельной Елемес-Арманской зоне, расположенной на юго-западной центриклинали Тугаракчанского палеопроегиба, на месте палеоподнятия, намечавшегося на предыдущем этапе, формировалась Елемес-Арманская палеомульда амплитудой свыше 500 м. Как и к концу каменноугольного периода, между Приморской зоной и Тугаракчанским палеопроегибом протягивался в субмеридиональном направлении палеопроегиб, который далее на севере разделял Гурьевский и Биикжальский своды.

Подводя итоги палеоструктурного анализа поверхности фундамента и нижнего палеозоя, необходимо отметить следующее важное обстоятельство. К основным этапам тектонического развития юго-востока Прикаспийской синеклизы, определившим современный облик и объясняющим его геологическую природу, относятся предпермская и раннепермская эпохи. Своеобразие этого сравнительно кратковременного отрезка геологической истории заключается в том, что многие крупные структурно-тектонические элементы претерпели полную инверсию. Это относится в первую очередь к Тугаракчанскому палеопроегибу и Приморской зоне. Однако в связи с принятой нами этапностью палеотектонического анализа, определяемой ограниченными возможностями сейсморазведки в выделении опорных горизонтов, в одном (весьма протяженном по времени) этапе тектонического развития суммируются часто разнонаправленные движения, что не только не позволяет воссоздать все особенности тектонического развития во времени, но затушевывает ряд весьма принципиальных вопросов.

В частности, на схемах рельефа поверхности фундамента и додевонских отложений к началу кунгурского века (см. рис. 1, В и 2, Б) в преде-

лах Приморской зоны поднятий и Кжно-Эмбинского поднятия отражен суммарный эффект разнонаправленных тектонических движений, которые на протяжении допермской и последующей эпох характеризовались противоположным знаком движений.

В целом же можно отметить однозначный характер палеотектонического развития поверхности фундамента и поверхности додевонских отложений на протяжении всей истории их развития. Это относится в первую очередь к Гурьевско-Ближальской зоне относительного воздымания и Тугаракчанскому палеопрогибу, имевших однозначные тенденции в направлениях и в темпах тектонических движений. Это устанавливается сопоставлением палеоструктурных планов (ср. рис. I и 2): по поверхности фундамента оба названных палеотектонических элемента выражены гораздо рельефнее, чем в толще нижнепалеозойских отложений. Что касается Тугаракчанского палеопрогиба – темпы и масштабы его погружения были настолько высоки, что, как уже отмечалось, тектоническая инверсия, приведшая к формированию на его южной периферии Кжно-Эмбинского палеозойского поднятия в раннепермском периоде, практически не отразилась на гипсометрии ни фундамента, ни нижнего палеозоя: хотя отложения карбона и перми на северо-западном склоне наклонены в сторону центральной депрессии (сейсмические отражающие горизонты P_1 и P_2), поверхность фундамента и нижнепалеозойские отложения сохранили свой наклон (и довольно интенсивный) в противоположном, юго-восточном направлении.

Иначе обстоит дело с Приморской зоной. Здесь инверсионные движения, во-первых, имели большую интенсивность и, во-вторых, что особенно существенно, эта зона по сравнению с периферической, наиболее погруженной частью Тугаракчанского палеопрогиба занимает иную, как бы поперечную, палеотектоническую позицию и приходит в соприкосновение с относительно приподнятой частью Тугаракчанского палеопрогиба (его северо-западным склоном), в связи с чем ее инверсия в раннепермское время имела значительно более контрастное проявление, что нашло отражение во взаимоотношениях с сопредельными палеотектоническими элементами. В связи с этим по поверхности нижнепалеозойских отложений Приморская зона имела гораздо более рельефное выражение, чем в рельефе фундамента (ср. рис. I и 2).

В.И.Гридин

ОСОБЕННОСТИ СТРОЕНИЯ НЕФТЕГАЗОНОСНОЙ АКВАТОРИИ СЕВЕРНОГО И ЦЕНТРАЛЬНОГО КАСПИЯ ПО РЕЗУЛЬТАТАМ СИСТЕМНО-АЭРОКОСМИЧЕСКИХ РАБОТ

Прикаспийская и Северокавказско-Мангышлакская нефтегазоносные провинции характеризуются значительной изученностью аэрокосмическими методами (особенно в обзорном и региональном масштабах). Акватория Северного и Центрального Каспия до последнего времени оставалась этими методами практически неизученной. Основная причина этого – низкая информационная емкость материалов аэро- и космических съемок, получаемых традиционными методами.

Расчеты показывают [7], что при существующей методике и технологии получения аэро- и космической информации предельная глубина видимости дна моря для самых прозрачных вод 60–70 м. Влияние атмосферной дымки и рассеивающий эффект поверхности моря уменьшают предельную глубину видимости дна водоема из космоса до 10–20 м [6].

Тем не менее космонавты неоднократно сообщали о том, что они наблюдали участки подводных горных хребтов, расположенных на глубинах от 200 до 2600 м под поверхностью океана. Л.С.Демин [4] в августе 1975 г. в ходе экспериментов на космическом корабле "Союз-15" при полете в направлении Африка – о-в Мадагаскар на дне Мозамбикского пролива отчетливо наблюдал светлые протяженные полосы (как бы донные барханы), расположенные поперек пролива при его глубине около 1800 м. В.В.Коваленок наблюдал участок Срединно-Атлантического хребта во время работы на станции "Салют-6" [5]. В.А.Ляхов и В.В.Рюмин с этой же станции "ясно видели ... участок подводного горного хребта ... юго-западнее Гавайских островов" [1]. Похожие явления наблюдались и другими космонавтами [7]. В специальной литературе это явление получило название эффекта "аномального космического видения" дна моря. Аномальным в указанных наблюдениях из космоса представляется то, что с космической орбиты удается визуально регистрировать структурные элементы дна океана на глубинах, существенно превышающих пределы прямой видимости [4].

Экспериментальные факты наблюдений потребовали интерпретации и теоретических объяснений [2,4,7]. В целом теоретические оценки показали, что с энергетической [4] и физико-геологической [2] точек зрения прямые и косвенные наблюдения дна моря с космических кораблей и самолетов возможны.

С целью совершенствования технических средств и повышения информационной емкости получаемых материалов дистанционного зондирования в 1984–1988 гг. выполнена серия экспериментальных работ по изучению дис-

танционными методами акваторий морей. На примере акватории Северного и Центрального Каспия разработаны новая методика визуально-инструментальных наблюдений с борта ОС "Салют-7", "Мир" и самолетов-лабораторий и новая технология получения, предварительной и тематической обработки специализированных материалов дистанционного зондирования. Целью создания новых методов и приемов было выявление и картографирование в обзорно-региональном, региональном и детальном масштабах системы закономерно построенных геодинамически активных флексурно-разрывных и складчатых дислокаций. На базе новых технологий подготовлены четыре экипажа операторов визуально-инструментальных наблюдений. С борта ОС "Салют-7" и "Мир" и самолета-лаборатории экипажами получены качественные информационные материалы. Их предварительная обработка и тематическое дешифрирование, сопоставление с результатами предшествующих геолого-геофизических работ позволили получить новые данные об особенностях строения изученной территории.

В акватории Северного и Центрального Каспия были намечены две закономерно построенные системы зон линейно ориентированных компонентов ландшафта [3, с.163]. Наиболее представительна система диагональных (северо-западного и северо-восточного простираний) зон линеаментов, господствующая в Северном Каспии. Вторая система объединяет линеаменты субширотного и субмеридионального простираний, преобладающие в Центральном Каспии, а в акватории Северного Каспия встречающиеся в виде отдельных фрагментов. Зоны линеаментов находят отображение на материалах космического фотографирования обзорно-регионального уровня генерализации. На космических снимках регионального и детального уровней генерализации устанавливаются уже отдельные элементы и их закономерно построенные совокупности в виде зон и полос.

Выявлено девять крупных, по-видимому, субрегиональных зон линеаментов, в том числе пять северо-западного и четыре северо-восточного простирания. Указанные зоны и полосы на материалах специализированных космических съемок отличаются резким возрастанием расчлененности подводного рельефа. Наиболее четко дешифрируется Астрахань-Хазарская зона. При ширине 35-45 км эта зона прослежена на расстоянии свыше 500 км. По результатам структурного дешифрирования и в сопоставлении с эталонными участками "Тенгиз", "Каспий", "Хазар" выявленные зоны линеаментов могут быть отождествлены с флексурно-разрывными нарушениями в осадочном чехле и фундаменте. Некоторые из них (Астрахань-Хазарская, возможно, Гурьевско-Комсомольская и Тенгиз-Островная) имеют предположительно грабенообразное строение.

Астрахань-Хазарская зона в юго-восточной части имеет вид сложно построенного грабенообразного сооружения с четко выраженными разломными ограничениями. Индикаторами геодинамически активных разломов служат линейные ограничения форм и элементов подводного рельефа, линейно ориентированные уступы, гряды и ложбины, цепочки кратеров с предполагаемыми выходами газово-жидких продуктов преобразования глу-

бинных осадков. Наблюдаются несколько генераций линейментов, различных по возрасту и, возможно, генезису. Северо-западная часть Астрахань-Хазарской зоны рассекает Астраханское поднятие. Здесь Астрахань-Хазарская зона в подсолевых отложениях характеризуется амплитудами вертикальных смещений до 100-150 м, а в современном ландшафте выражена линейно ориентированными уступами, гривами и межгривными понижениями, а также закономерным распределением эоловых отложений. На пересечении с Мангышлакской системой разломов она несколько затушевывается, но к северо-западу и юго-востоку от нее выражена в современном ландшафте достаточно уверенно. Зона состоит из двух подзон с расположенной между ними относительно спокойной полосой шириной 20-25 км. Судя по выраженности в рельефе дна моря и положению отдельных блоков, разделяемых флексурно-разрывными нарушениями, можно предположить грабенообразное строение всей Астрахань-Хазарской зоны нарушений, а также Черноземельной, Тюленьей, Гурьевско-Комсомольской и Тенгиз-Островной зон. Последние характеризуются значительно меньшей (15-20 км) шириной и менее четко выраженным грабенообразным характером строения. На отдельных участках зоны нарушений северо-восточного простирания также имеют вид грабенообразных прогибов, но по сравнению с Астрахань-Хазарской зоной они находятся на самой начальной стадии развития. Можно предположить, что система диагональных флексурно-разрывных нарушений, отображаемых четко выраженными ландшафтными индикаторами, является каркасом разгрузки современных тектонических напряжений. Хорошим подтверждением этому служит то обстоятельство, что современный ландшафт и прежде всего орографические особенности в плане хорошо вписываются в эту систему. Конфигурация побережья Северного и Центрального Каспия, переуглубления в морском дне подтверждают выявленную при дешифрировании систему линейно ориентированных компонентов ландшафта и контролирующих их особенностей геодинамики.

Грабенообразный характер самих зон нарушений свидетельствует, по-видимому, о наличии не только вертикальных, но и горизонтальных современных движений по ним. Не исключено, что современная пульсация тектонических нарушений с их разрядкой по указанным зонам - одна из основных причин долговременных колебаний уровня Каспийского моря.

Судя по выраженности этих зон в современном ландшафте и на основе анализа их плановых взаимоотношений, диагональные флексурно-разрывные нарушения рассекают субширотно-субмеридиональные. При этом нарушения северо-западного простирания расчленяют на отдельные отрезки зоны нарушений северо-восточного простирания. Можно предположить, что самые молодые на современном этапе развития региона-северо-западные нарушения, более древние - северо-восточные, затем - субширотные и субмеридиональные.

Система субширотно-субмеридиональных нарушений преобладает в Центральном Каспии, а в акватории Северного Каспия наблюдается в виде от-

дельных, иногда разрозненных фрагментов, расчлененных явно господствующей здесь системой диагональных флексурно-разрывных нарушений.

Взаимоотношения двух систем разрывных нарушений, несмотря на отрывочный характер имеющихся сведений, дают достаточно четкое представление о перекрестном структурном плане изученной территории, подтверждая тем самым высказанное ранее мнение о перекрестном структурном плане Туранской плиты и распространяя это предположение на акваторию Каспийского моря.

Диагональные зоны флексурно-разрывных нарушений играют важную роль в формировании современного структурного плана, образуя каркас разгрузки тектонических напряжений. Они контролируют конфигурацию и положение береговых линий Каспийского моря, местоположение и простираение долин и русел рек, положительные и отрицательные деформации морских и аллювиальных равнин и др. Эти зоны разделяют различные по размерам блоки, характеризующиеся дифференцированными, но закономерными во времени и пространстве горизонтальными и вертикальными движениями. По результатам повторного нивелирования, выполненного в пределах Прикаспийской синеклизы, выявлены блоки с устойчивыми опусканиями (накопленные за период наблюдений в 15–25 лет разности превышений достигают –20, –30 мм) и устойчивыми поднятиями (+15, +20 мм). Разделяющие их зоны флексурно-разрывных нарушений характеризуются резко дифференцированными (с амплитудами от +30, +40 до –40, –50 мм) значениями разностей превышений.

Обобщение имеющейся информации свидетельствует, что геодинамически активные зоны флексурно-разрывных нарушений контролируют степень тектонической трещиноватости продуктивных осадков, ухудшают условия проводки скважин по осадочному чехлу (особенно в соленосных и глинистых толщах), в верхней части разреза создают наиболее благоприятные условия для грифонообразования, аварийных выбросов газово-грязевых и песчанисто-газово-грязевых масс с последующим, иногда катастрофическим обрушением вышележащих отложений. Все это свидетельствует о необходимости выполнения специальных исследований по их изучению и картированию и включения этих исследований в проекты и планы геологоразведочных работ.

Таким образом, экспериментальные и опытно-методические работы показали широкие возможности системно-аэрокосмического изучения акватории Северного и Центрального Каспия, открыв, по существу, новое направление в комплексном изучении и освоении нефтегазоносных акваторий. Представляется целесообразным опытно-производственное на первом этапе (1990–1991 гг.) и широкомасштабное производственное на втором этапе (1992–1995 гг. и на период до 2005 г.) использование новых методов. С целью внедрения системно-аэрокосмических методов в комплекс-

ные работы по изучению и освоению нефтегазоносных акваторий необходимо осуществить следующие мероприятия:

1. Разработать, согласовать и обеспечить реализацию долгосрочной (на 1990–1995 гг. и на период до 2005 г.) программы системно-аэрокосмического изучения нефтегазоносных акваторий в общем комплексе геолого-геофизических и проектно-изыскательских работ, предусмотрев в этой программе использование специализированных материалов дистанционного зондирования для топогеодезического, инженерно-геологического, структурного, геодинамического и экологического обеспечения геологоразведочных работ в акваториях.

2. Организовать в 1990–1995 гг. научно-исследовательские, экспериментальные и опытно-методические работы по направлению "Разработка, опробование и внедрение методики и технологии получения, предварительной обработки и тематического дешифрирования специализированных материалов дистанционного зондирования для изучения и освоения акваторий".

3. Разработать, согласовать и утвердить долгосрочную программу специализированных аэро- и космических съемок нефтегазоносных акваторий на 1990–1995 гг. и на период до 2005 г.

4. Обеспечить в 1990–1995 гг. кадровое сопровождение внедрения системно-аэрокосмических методов в геолого-геофизические и проектно-изыскательские работы путем переподготовки исполнителей на факультетах по переподготовке кадров, руководителей на факультете повышения квалификации, подготовки операторов визуально-инструментальных наблюдений, а также специалистов высшей квалификации через аспирантуру и докторантуру.

ЛИТЕРАТУРА

1. Б е р е г о в о й Г.Т. Космос – землянам. М.: Мол. гвардия, 1981. 191 с.

2. Г р и д и н В.И. Эффект "аномального космического видения" дна моря и перспективы использования системно-аэрокосмических методов для изучения Каспийского моря // Прикаспийский регион: Пробл. соц.-экон. развития. М.: ВИНТИ, 1987. Т. 8: Аэрокосмич. исслед. С. 254–260.

3. Дистанционные исследования при нефтегазописковых работах / А.А.Аксенов, В.Г.Можаева, В.Г.Воробьев, В.И.Гридин и др. М.: Наука, 1988. 224 с.

4. К объяснению эффекта "аномального космического видения" дна морей и океанов / Д.В.Зласов, А.Я.Горбунов, Л.С.Демин и др. // Проблемы лазерного аэрозондирования поверхности Земли. Ташкент: ТашПИ, 1985. С. 11–18.

5. К о в а л е н о к В.В., Л а з а р е в А.И., С а в и н н ы х В.П. Визуально-инструментальные наблюдения с "Салюта-6". Л.: Гидрометеиздат, 1983. 102 с.

6. М и х а л ь ц е в а Т.В., П о т а й ч у к С.И. Возможности использования космической информации в рыбохозяйственных исследованиях. М.: ЦНИИТЭИ рыб. хоз-ва, 1979. 52 с.

7. Соломаха В.Л., Федоров К.Н. О возможностях наблюдения глубинных форм донного рельефа океана из космоса // Исслед. Земли из космоса. 1983. № 6. С. 13-21.

УДК 551.24 (470.40)

И.Н.Комиссарова, Б.А.Соловьев

ТЕКТОНИКА ВОСТОЧНОЙ ЧАСТИ ПРИКАСПИЙСКОЙ СИНЕКЛИЗЫ

Восточная часть Прикаспийской синеклизы, граничащая с южным погружением Уральской складчатой системы, имеет сложное тектоническое строение. Оно рассматривалось в работах К.Х.Бакирова, Р.Г.Гарецкого, И.Б.Дальяна, А.К.Замаренова, Н.В.Неволина, Р.Б.Сапожникова, А.Е.Шлеингера, А.Л.Яншина и др.

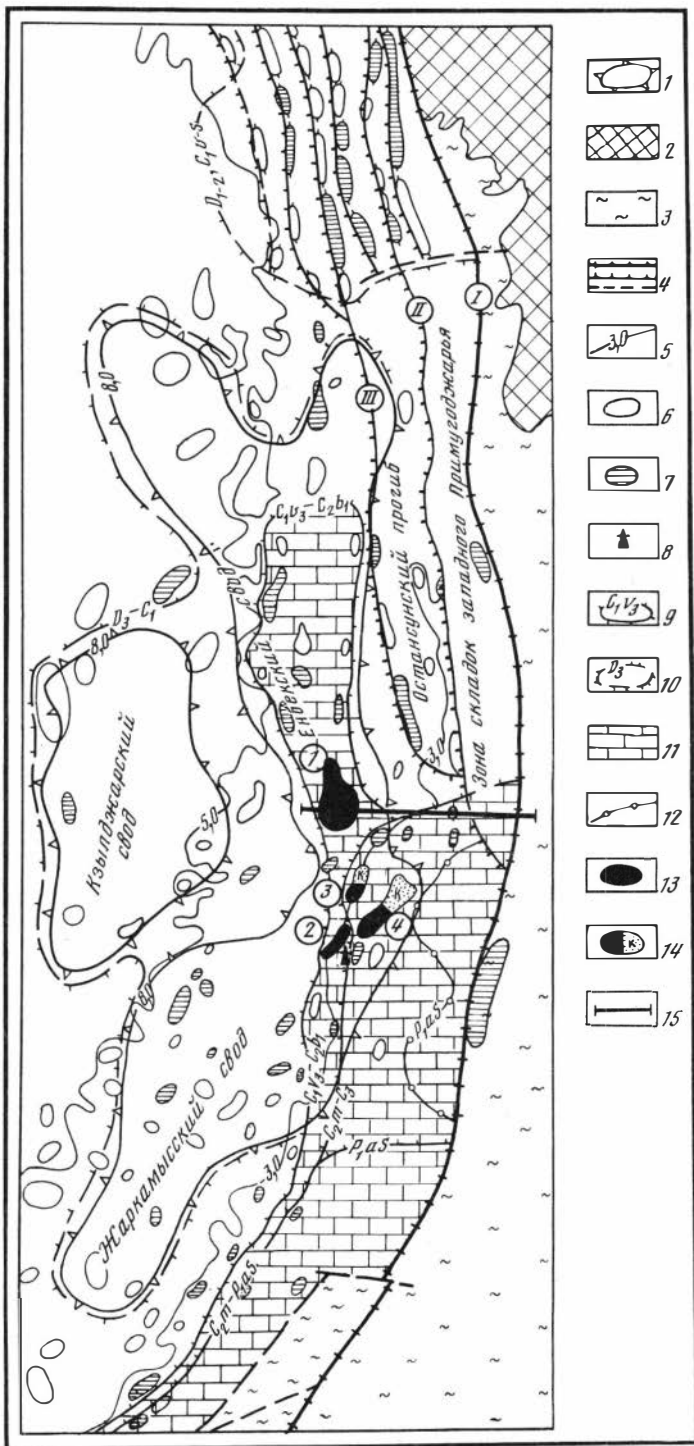
Значительный объем выполненных на рассматриваемой территории региональных и поисковых геолого-геофизических исследований позволяет рассматривать восточную часть Прикаспийской синеклизы как зону краевого ограничения Восточно-Европейской платформы, в геологической истории которой и соответственно строении отразилось влияние развития Уральской геосинклинали.

На сейсмических разрезах подсолевых отложений палеозоя восточной части Прикаспийской синеклизы выделяются два типа отражений: повсеместно прослеживаемые опорные (P_1 , P_2^1 , P_3) и ограниченно распространенные промежуточные (P_2^C , P_2^T , P_2, P_2^2 , P_3^3, P_3^4). Перечисленные сейсмомаркирующие горизонты по стратиграфической принадлежности близки, но не всегда идентичны одноименным горизонтам юга Прикаспийской синеклизы (см. ст. Ю.А.Сударикова в настоящем сборнике).

К кровле фундамента приурочен преломляющий горизонт Ф с граничной скоростью 6,2-6,5 км/с, увеличивающейся к центральной части синеклизы до 7,2-7,4 км/с. Бурением подсолевые отложения вскрыты более чем на 60 площадях (включая район Актюбинского Приуралья) в стратиграфическом диапазоне нижняя пермь (артинский ярус) - нижний карбон (турнейский ярус).

Одна из особенностей строения подсолевого комплекса в данном районе - несоответствие региональных структурных планов его подошвы (горизонт Ф) и кровли (горизонт P_1). Установлено наличие крупных выступов и прогибов по фундаменту и пологое погружение поверхности докунгурских отложений на запад к центральной части синеклизы. Прослеженное изменение толщины подсолевого комплекса составляет 2-7 км (рис.1).

Подошва подсолевых отложений погружается как в направлении внутренних районов синеклизы, так и на восток к складчатому Уралу. Отвечающий обширной приподнятой зоне фундамента его крупный положительный тектонический элемент выделяется как Илецко-Эмбинская [5], или Актю-



бинская, зона поднятий, входящая в Астраханско-Актюбинскую систему приподнятого (до 7-8 км) залегания фундамента. Она состоит из крупных поднятий, выступов, вершин и разделяющих их прогибов.

Входящие в восточную зону поднятий фундамента структурные элементы по размерам и названиям исследователями трактуются неоднозначно. На основе изданной под редакцией Л.И.Ровнина и С.Е.Чакабаева структурной карты [1] и имеющихся структурных построений других исследователей выделяются Енбекский и Жаркамысский выступы на востоке зоны и Кызлджарский на западе. Енбекский выступ с осложняющими его вершинами Енбекской и Темирской (Арансайской) и протягивающийся непосредственно южнее Жаркамысский выступ, также осложненный двумя вершинами - Тамдыкольской и Утыбайской, по изогипсе -8,0 км формируют восточную полосу приподнятого залегания фундамента размерами (40-60)х(330-350) км субмеридионального простираения. Вершины прослеживаются на глубине около 7,0 км. В направлении погружения восточных склонов выступов к краевому Сакмаро-Кокпектинскому тектоническому нарушению поверхность фундамента опускается на глубину 9-10,5 км. Эта узкая и протяженная краевая зона выделяется под названием Примугоджарского прогиба. Западнее этой приподнятой полосы располагается Кызлджарский выступ протяженностью до 270 км с вершинами по изогипсе -8,0 км: Ащикольской на севере, Караулкельдинской в центре и Коскульской на юге. Эта полоса приподнятого залегания фундамента по ориентировке субпараллельна восточной, приближаясь к последней в северной части.

В региональном структурном плане кровли подсолевого комплекса, как было отмечено, данная система выступов фундамента не находит отражения. В подсолевых отложениях отвечающие выступам своды погребены. Наиболее четко они выражены в структурных построениях по сейсмическому опорному отражающему горизонту P_3 , приуроченному к поверхности низкоскоростных пород ($V_p = 4,8-5,2$ км/с). Относительно стратиграфической привязки исследователи высказывают разные предположения о его приуроченности: 1) к толще пород верхнего девона - нижнего карбона; 2) к кровле довершнедевонских отложений или к размытой преддевонской поверхности; 3) к

Р и с.1. Схема строения подсолевых отложений восточной части Прикаспийской синеклизы

1 - крупные положительные структурные элементы фундамента (с указанием глубины залегания, км); довершнепалеозойский складчатый комплекс Урала: 2 - на дневной поверхности, 3 - под мезозойско-кайнозойским чехлом; 4 - тектонические нарушения - надвиги (I - Сакмаро-Кокпектинский, II - Ащисайский, III - Остансукский); 5 - изогипсы кровли подсолевых отложений, км; 6 - локальные подсолевые (докунгурские) структуры; 7 - структуры, где подсолевые отложения вскрыты бурением; 8 - Прикаспийская глубокая св. I (ПГС-I), находящаяся в бурении; 9 - границы распространения каменноугольных и нижнепермских карбонатных отложений (с указанием возраста); 10 - границы предполагаемого распространения верхнедевонско-нижнекаменноугольных карбонатных отложений; II - область шельфовой карбонатной седиментации; 12 - граница конуса выноса нижнепермских (докунгурских) терригенных отложений; месторождения: 13 - нефтяные (1 - Кенкияк, 2 - Кожасай), 14 - нефтегазоконденсатные (3 - Урихтау, 4 - Жанажол); 15 - линия геологического профиля

кровле терригенно-карбонатных отложений верхнего протерозоя. С учетом современных данных о строении и истории геологического развития горизонт P_3 , вероятнее всего, соответствует поверхности доверхнедевонских разновозрастных терригенных образований и характеризует строение нижней части осадочного чехла.

Толщина отложений, заключенных между горизонтами P_3 и Φ , повсеместно сокращается в направлении сводов от 1500–2000 до 800–1200 м. Енбекский и Жаркамысский своды очерчиваются изогипсой –6,8 км в виде единой приподнятой зоны протяженностью более 250 км и шириной 36,0–37,5 км в северной его части и 60 км в южной. Вершины прослеживаются на глубине 6,0–6,2 км. Северная часть краевого Примугоджарского прогиба, граничащая по фундаменту с восточным склоном Енбекского выступа, по горизонту P_3 структурно обособляется в Остансукский прогиб, осевая часть которого прослеживается на глубине 7,8–8,0 км, испытывая вздымание на юг до 7,5 км. В пределах Кзылджарского свода, располагающегося в более погруженной внутренней зоне синеклизы, наиболее высокой является центральная Караукельдинская вершина, по изогипсе –6,8 км имеющая размеры 25x65 км.

Выделяемые рядом исследователей сейсмические отражающие горизонты P_2^D , P_2^S , P_2^C в верхнедевонско-нижнекаменноугольных отложениях прослеживаются фрагментарно, а их стратиграфическая и литологическая привязка условны.

Сейсмические отражающие горизонты P_2^I , P_2 , P_2^T , P_2^C , P_1 , приуроченные к терригенно-карбонатному разрезу нижнепермско-каменноугольных отложений, на основе имеющихся сейсмических и буровых данных имеют более надежную стратиграфическую привязку. Это дает возможность выполнить сеймостратиграфические исследования с целью обоснования эффективных направлений поисково-разведочных работ на нефть и газ на востоке Прикаспийской синеклизы. Прослежено распространение в центральной и южной частях Енбекского свода и на восточном склоне Жаркамысского свода шельфовых карбонатных образований и их замещение, морфологически выраженные карбонатными уступами, на терригенно-карбонатные отложения глубоководного типа.

Современную структуру нижнекаменноугольных отложений характеризует горизонт P_2^I , прослеживаемый практически повсеместно и стратифицируемый как кровля средневизейских отложений. В зонах развития верхневизейских карбонатов данный горизонт фиксирует границу их раздела с подстилающими терригенными отложениями, а в районах относительно более погруженных литологическая его приуроченность, вероятно, несколько иная. Наличие приподнятых зон залегания средневизейских терригенных отложений отмечается в пределах Енбекского, Жаркамысского и Кзылджарского сводов.

Темирская зона субмеридионального простирания размерами около 25x50 км, характеризующаяся по горизонту P_2^I глубинами 4,8–5,3 км, приурочена к южной части Енбекского свода и отвечает одноименной вершине

фундамента. Более приподнятая Жанажол-Торткольская зона осложняет восточный склон Жаркымысского свода. Минимальная глубина прослеживания этого отражающегося горизонта здесь составляет 3,0-3,2 км. В пределах Кызлджарского свода стратификация горизонта P_2^I требует уточнения. Зона приподнятого залегания (6,2-6,4 км) характеризуемых им отложений размером 40x70 км отвечает, как и по горизонту P_3 , Караулкельдинской вершине фундамента. В центральной наиболее погруженной части Остансуцкого прогиба, расположенного восточнее Темирской и севернее Жанажол-Торткольской приподнятых зон, горизонт P_2^I опускается на глубину 7,0-7,2 км.

Следует отметить, что на рассматриваемой территории структурные планы по горизонтам P_3 и P_2^I сходны, однако выраженность тектонических элементов фундамента в строении верхнедевонско-нижекаменноугольных отложений (по горизонту P_2^I) проявляется уже значительно слабее. Характерна тенденция усиления регионального наклона в направлении центральной части Прикаспийской синеклизы.

В Темирской и Жанажол-Торткольской зонах на протяжении палеозоя на шельфе неоднократно отлагались карбонатные породы, что привело к формированию Темирского карбонатного массива и Жанажол-Торткольской "карбонатной платформы" с развитием в разрезе нескольких карбонатных толщ (КТ). На основе анализа результатов выполненных в Темирской зоне поисковых сейсморазведочных работ МОИТ предполагается карбонатный состав верхнедевонско-нижекаменноугольного комплекса (КТ-III), заключенного между отражающими горизонтами P_2^I - P_3 . Его толщина в центре массива составляет 1200-1300 м, залегание кровли прослеживается на глубине 4900-5100 м. Карбонатный уступ погружается на западе до 7 км, на востоке, в бортовой зоне Остансуцкого прогиба, до 6 км.

Данными бурения и сейсморазведки в Темирской зоне установлено более широкое площадное развитие верхневизейско-раннебашкирских карбонатов (КТ-II) толщиной в сводовой части массива 350-400 м с уменьшением ее на запад до 300 м и увеличением на восток до 600 м. Сейсмический горизонт P_2 , фиксирующий ее кровлю, прослеживается непрерывно в пределах Жанажол-Торткольской зоны, где возраст карбонатной толщи увеличивается до раннемосковского, а толщина составляет 580-700 м. Максимальная толщина (942 м) пройдена скв. П-4 Алибекмола в северной краевой части этой зоны. Общая протяженность Темирской и Жанажол-Торткольской зон развития верхневизейско-нижемосковских карбонатных отложений превышает 300 км при ширине от 40-45 км в северной части до 20-22 км на юге. Кровля карбонатов (горизонт P_2) в направлении южного простирания полосы их развития испытывает устойчивый региональный подъем с глубины 5,5-6 до 2-2,5 км. Ее локальный структурный план характеризуется значительной расчлененностью. С поднятиями связаны открытия залежей УВ (месторождения Кенкияк, Жанажол, Урихтау, Кожасай) и дальнейшее направление нефтегазописковых работ.

Восточной границей распространения шельфовых карбонатов в Жанажол-Торткольской зоне служит Сакмаро-Кокпектинский глубинный разлом. На западе, а также в пределах Темирского карбонатного массива их развитие фиксируется карбонатными уступами, которые в структурном плане горизонта P_2 выражены протяженными флексурами, образованными схождением данного горизонта к подошвенному горизонту P_2^T . За пределами уступов преимущественно органогенные известняки замещены на маломощные (50–100 м) карбонатно-глинистые относительно глубоководные одновозрастные образования.

По данным региональных сейсмических профилей КМПВ, пересекающих Темирский карбонатный массив и Остансукский прогиб, прохождение преломленной высокоскоростной волны t_k ($V_T = 5,8-6,2$ км/с) совпадает с положением отражающего горизонта P_2 в пределах массива (кровля верхневизейско-нижебашкирских карбонатов), после сближения которого с отражающим горизонтом P_2^T в зоне погружения карбонатного уступа прослеживается через весь Остансукский прогиб. По мнению Е.С.Гушина, Х.Ж.Тасановой и В.В.Зорина, верхнедевонско-нижекаменноугольные отложения в Остансукском прогибе сложены преимущественно карбонатными породами. Возможно, на востоке Прикаспийской синеклизы они имеют большое площадное распространение и наряду с Енбекским сводом и Остансукским прогибом развиты также в пределах Жаркамьского (включая Жанажол-Торткольскую приподнятую зону) и Кзылджарского сводов.

Верхняя карбонатная толща (КТ-I) подольско-гжельского возраста развита лишь в пределах Жанажол-Торткольской зоны, где ее толщина составляет 430–600 м. От отложений КТ-II она отделена толщей подольских терригенных пород толщиной 100–500 м. Резкое увеличение толщины КТ-I в южной части зоны (площади Жантай, Восточный Тортколь, Тохутколь) до 1200 м связано с наращиванием разреза нижнепермскими известняками преимущественно ассельского яруса. Строение подошвы и кровли КТ-I характеризуют соответственно отражающие горизонты P_2^T и P_2^C , имеющие общий региональный наклон в направлении внутренней части синеклизы. Наиболее высокое положение (1,7–2,0 км) подошвы карбонатов отмечается в южной части зоны. В северном направлении она плавно погружается на глубину 3,2–3,4 км. Аналогично и поведение горизонта P_2^C : с 1,0–1,3 км на юге он опускается до 2,8–3,0 км в районе площадей Жанажол и Синельниковская. Осложняющие поверхность КТ-I локальные поднятия имеют, как правило, субмеридиональную ориентировку. На Жанажольской, Урихтауской и Алибекмолинской структурах выявлены промышленные залежи УВ.

Терригенные отложения нижней перми, а в отдельных районах (Енбекский свод, Остансукский прогиб) и верхнего карбона толщиной от нескольких сотен до 1000 м и более выравнивают дифференцированный рельеф подстилающих отложений. В краевой полосе они образуют несколько мощных конусов выноса, которые, соединяясь, формируют гигантскую клиноформу, постепенно выклинивающуюся в глубь Прикаспийской синеклизы. Региональный структурный план поверхности подсолевого палеозоя (отра-

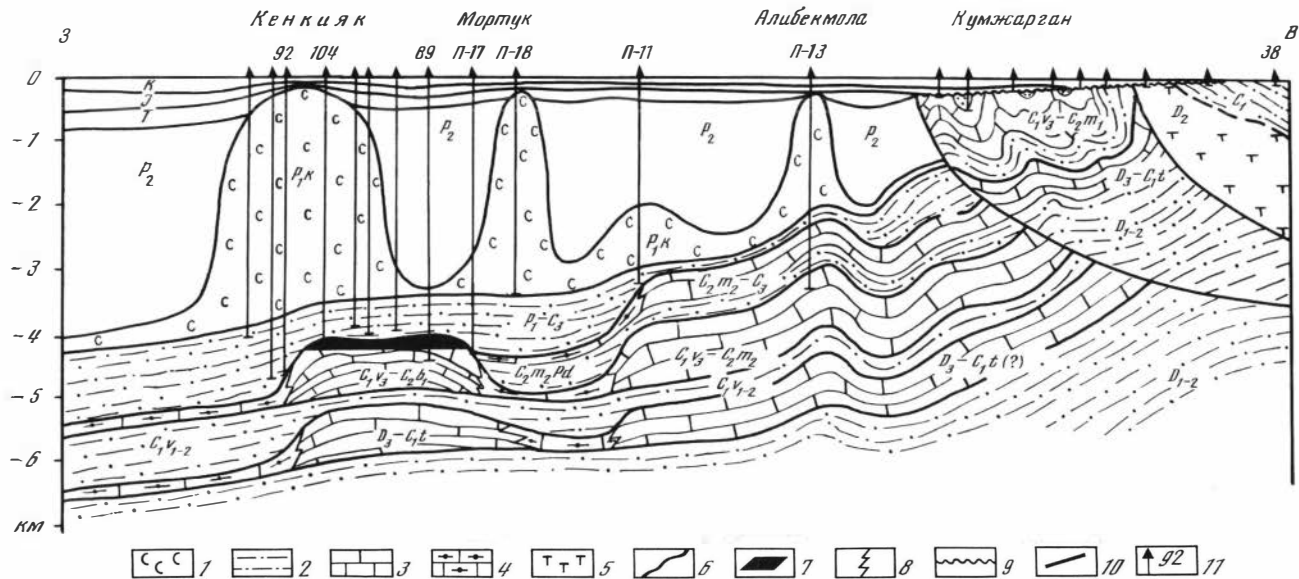
жающий горизонт P_1) имеет моноклинально-флексурный (ступенчатый) характер погружения от 2 до 5,5–6,0 км к центру синеклизы. Выделяются Жанажольская, Кенкиякская, Коздысайская и Щубаркудукская ступени [7], осложненные локальными складками, простирающимися преимущественно параллельно бортовой зоне.

Сложным в тектоническом отношении является вопрос краевого сочленения Прикаспийской синеклизы с южным погруженным продолжением Уральской складчатой системы. В современной структуре палеозойских образований зоне краевого опускания по фундаменту (Примугодждарский прогиб) отвечают Атажаксинский, Остансукский и Актюбинский периклинальные прогибы, унаследованно развивавшиеся в девонское и раннекаменноугольное время. Активные горизонтальные движения земной коры со стороны развивавшейся Уральской геосинклинали определили образование системы краевых надвигов [4].

К наиболее крупным относятся Сакмаро-Кокпектинский, Ащисайский и Остансукский надвиги (рис. I, 2), характеризующиеся значительными наклонами поверхностей смещений на восток и последовательным уменьшением амплитуд перемещения пород в сторону синеклизы. Последнее объясняется ослаблением тангенциальных напряжений в эпоху орогенеза при удалении от Уральской геосинклинали. Наибольшую амплитуду (вероятно, порядка 20–30 км) имеет краевой Сакмаро-Кокпектинский надвиг, ограничивающий с востока всю Прикаспийскую синеклизу и прослеживающийся на север вдоль восточного борта Предуральского краевого прогиба.

Данную зону надвигов можно подразделить на Сакмаро-Кокпектинскую, Ащисайскую и Остансукскую подзоны, в строении которых выделяются два структурно-литологических этажа – покровный (аллохтон) и поднадвиговый (автохтон). Верхние этажи (в каждой из подзон) характеризуются интенсивной дислоцированностью пород, ослабевающей к фронтальным частям надвигов и в целом в направлении к внутренней части синеклизы, нижние, оставшиеся на месте образования, – платформенными условиями залегания с несколько осложненным структурным планом в результате проявления бокового сжатия со стороны Урала.

Структурными скважинами на четырех профильных пересечениях зоны надвигов и глубокими скважинами на Кокпектинской и Изембетской складках под юрско-меловыми породами в Сакмаро-Кокпектинской и Ащисайской подзонах в инт. 200–1750 м вскрыты интенсивно дислоцированные и на отдельных участках прорванные ультрабазитовыми интрузиями верхнедевонско-среднекаменноугольные отложения аллохтона. Они представлены терригенными и вулканогенно-осадочными породами. В Остансукской подзоне надвига, характеризующейся относительно небольшим горизонтальным смещением, строение осадочного чехла идентично в целом всей Прикаспийской синеклизе, где выделяются надсолевой, соленосный и подсолевой структурно-литологические комплексы.



Р и с. 2. Геологический профиль по линии Кенкияк - Кумжарган (составили И.Н.Комиссарова, А.А.Константинов)

Отложения: 1 - галогенные, 2 - терригенные, 3 - карбонатные шельфовые, 4 - карбонатно-глинистые относительно глубоководные; 5 - интрузия ультрабазитов; 6 - стратиграфические границы; 7 - нефтяные залежи; 8 - границы фациального замещения отложений; 9 - несогласное залегание отложений; 10 - тектонические нарушения; 11 - скважины, пробуренные параметрические (П), поисково-разведочные и структурно-профильные и их номера

Выявленные признаки нефтегазоносности в интенсивно дислоцированном и структурно приподнятом аллохтонном комплексе зоны надвигов свидетельствуют о возможных высоких перспективах отложений палеозоя поднадвиговых зон. Платформенные условия залегания терригенно-карбонатных толщ, претерпевших менее активные процессы складкообразования, которые, однако, способствовали созданию высокоамплитудных структурных форм и активизации генерации УВ, благоприятный геотермический режим явились положительными факторами для формирования залежей нефти и газа.

Остансукский прогиб на севере сменяется зоной линейных складок Актюбинского Приуралья, занимающей южную погруженную часть Зилаирского антиклинория (зона передовых складок Урала). Вопросы геологического строения, истории развития и нефтегазоносности отложений верхнего палеозоя Актюбинского Приуралья рассмотрены П.Я.Авровым, К.Х.Бакировым, Р.Г.Гарецким, А.К.Замареновым, Н.В.Неволиным, А.Л.Яншиным и др. Ими предложен ряд схем тектонического районирования этой территории.

В период развернутого проведения нефтегазопроисковых работ в Актюбинском Приуралье (1947-1956 гг.) превалировало мнение о развитии здесь лишь складчатых дислокаций осадочного чехла толщиной до II-12 км. Нефтегазоперспективными объектами рассматривались флишевые и молассовые нижнепермско-каменноугольные образования, принимающие участие в строении узких (1,5-3 км) протяженных (8-25 км) и высокоамплитудных (до нескольких сотен метров) складок, группирующихся в 5-7 линейно-антиклинальных полос субмеридионального (уральского) простирания, разделенных глубокими синклиналями. Одна из характерных особенностей строения складок - их асимметричность (крутые западные крылья с углами наклона до 70-75° и более пологие восточные - 20-50°) и осложненность продольными взбросами (восточные крылья надвинуты на западные) амплитудой от нескольких сотен до 2000-2300 м. По мере продолжавшегося геолого-геофизического изучения Предуральского краевого прогиба было установлено, что широко развитые надвиги, осложняющие антиклинальные складки, имеют региональный характер и прослеживаются параллельно структурам Урала на многие десятки километров [2].

Передовые складки Оренбургско-Актыбинской зоны образуют верхний структурный этаж, находящийся в аллохтонном залегании [3]. Поверхностные складчатые структуры верхнего этажа выполаживаются с глубиной и сменяются субгоризонтально залегающими палеозойскими образованиями. Такое строение некоторыми исследователями объясняется послонным движением, или "срывом", горных напластований, которые возможны в толщах флишевого и молассового типов [6].

Выполненные в 1982 г. в Актыбинском Приуралье детализационные и поисковые сейсморазведочные работы МОГП внесли уточнение в расшифровку глубинного строения этого района. На сейсмопрофилях глубже прослеженных отражающих горизонтов C_3 , C_2^I , C_3^{II} , приуроченных к сильно дисло-

цированным отложениям верхнего карбона, прослеживаются горизонты C_2 и C_2^1 в толще среднего карбона с более пологим залеганием и глубже, на отдельных участках сейсмопрофилей, группа отражений субгоризонтальной ориентировки, стратиграфически привязанных (с определенной долей условности) к отложениям нижнего карбона.

Это свидетельствует о платформенных условиях залегания ниже-среднекаменноугольных пород и подстилающих их более древних образований.

Следует полагать, что, аналогично строению восточного склона Предуральского краевого прогиба, Актюбинское Приуралье имеет чешуйчатонадвиговое покровное строение. В подпокровном комплексе предполагается развитие среднекаменноугольных и верхнедевонско-нижекаменноугольных (турнейский ярус) флишевых образований песчано-глинистого состава толщиной 4,0–4,5 км и ниже-среднедевонских и нижекаменноугольных (визейский и серпуховский ярусы) толщиной 2,0–2,5 км, сложенных известняками, глинистыми сланцами, песчано-алевролитовыми разностями [8]. Нижняя часть осадочного выполнения Актюбинского периклинального прогиба представлена, очевидно, отложениями верхнего протерозоя и нижнего палеозоя.

Поставленная в настоящее время задача усиления геологоразведочных работ в Прикаспийской нефтегазонасной провинции предусматривает как увеличение глубины проходки скважин (до 6–7 км и глубже), так и расширение фронта буровых работ с выходом в более погруженные внутренние районы синеклизы. Следует отметить, что на рассматриваемой территории ведется бурение нескольких скважин на глубине 6,2–7,0 км в пределах Жаркамьского, Енбекского и Кызлджарского сводов. Результаты этих работ дадут возможность уже в ближайшее время внести уточнение в расшифровку глубинного строения восточной части Прикаспийской синеклизы.

ЛИТЕРАТУРА

1. Глубинное строение Прикаспийской впадины и дальнейшее ее изучение региональными геофизическими методами / Г.А.Габриэлянц, А.Г.Будагов, Г.А.Масляев и др. // Прогноз нефтегазонасности структурно-формационных комплексов подсолевого палеозоя Прикаспийской впадины. М.: ИГиРИИ, 1989. С. 14.

2. Камалетдинов М.Е., Казанцев Ю.В., Казанцева Т.Т. Происхождение складчатости. М.: Наука, 1981. 134 с.

3. Меламуд Е.А. Особенности тектоники и перспективы нефтегазонасности Оренбургско-Актюбинской части зоны передовых складок // Геология и нефтегазонасность Приуралья и западного склона Урала. М.: Наука, 1976. С. 36–45.

4. Особенности разведки и бурения скважин на нефть и газ в подсолевых карбонатных отложениях востока Прикаспийской впадины // Т.Н.Джумагалиев, С.У.Утегалиев, М.А.Танкибаев и др. М.: Недра, 1986. С. 176.

5. Сапожников Р.Б. Тектоническое районирование восточной части Прикаспийской впадины и южного погружения Урала по геофизическим данным // Бюл. МОИП. Отд. геол. 1975. № 1. С. 53-67.

6. Соколов В.Л., Гаркуша М.П., Голубева З.В. Элементы тектонического и нефтегазогеологического районирования западного склона Южного Урала. М.: Наука, 1976. С. 56-68.

7. Структура подсолевого комплекса юго-востока Прикаспийской впадины и перспективы ее нефтегазоносности / А.Л.Яншин, В.П.Авров, Р.Б.Сапожников и др. // Изв. АН СССР. Сер. геол. 1976. № 7. С. 5-20.

8. Тектоника и нефтегазоносность Актыбинского Приуралья / К.Х.Бакиров, М.А.Чимбулатов, А.В.Яковлев, Д.З.Валеев // Тр. ЗапКазНИГРИ. М.: Недра, 1972. Вып. 5. 200 с.

УДК 553.98:55(470,4)

О.Г.Бражников, В.Н.Михалькова

ОСОБЕННОСТИ ТЕКТониКИ ПОДСОЛЕВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ЗАПАДНОГО ПРИКАСПИЯ

Представления о современной тектонике подсолевого палеозоя Западного Прикаспия основаны на материалах бурения, различных методов сейсморазведки, грави- и магниторазведки, а также дистанционных съемок.

Прикаспийская синеклиза с запада ограничена Воронежской антеклизой, отделенной с севера Пачелмско-Саратовским авлакогеном от Волго-Камской антеклизы. Предполагают, что фундаменты восточного склона Воронежской антеклизы и запада Прикаспийской синеклизы близки по времени образования и вещественному составу. Однако по современному состоянию их свойства могут различаться. На это указывают характеристики связанных с ними сейсмомаркирующих горизонтов. Поверхность фундамента антеклизы прослеживается по горизонтам t_1 , t_2 (по данным КМПВ), а синеклиза - по d_0^k , d_c^k (по данным ГСЗ).

В подсолевой части разреза запада Прикаспия намечены байкальский, каледонский и герцинский крупные осадочные комплексы.

Байкальский комплекс развит в авлакогенах и представлен, как можно предполагать, отложениями рифея и венда. По В.Л.Соколову и другим, начало формирования Прикаспийской синеклизы связано с байкальским рифтообразованием, во время которого возникли узкие зоны раздвига земной коры. В последующее время они были переработаны в авлакогены.

© О.Г.Бражников, В.Н.Михалькова, 1990

К их числу принадлежит наиболее изученный Пачелмско-Саратовский, заполненный отложениями рифея и венда. Этот авлакоген разделяет Волго-Камскую и Воронежскую антеклизы, его юго-восточное продолжение (напоминающее раструб) входит в современную синеклизу. В пределах поднятой части Русской плиты на восточной окраине Воронежской антеклизы от авлакогена отходят западный и северный желоба, простирающиеся вдоль бортов синеклизы.

Каледонской комплекс, с размытой поверхностью которого связан сейсмомаркирующий горизонт P_4 , сложен из слоистых (сейсмические данные В.Н.Мыльцина, Б.П.Шалилова и др.) отложений нижнего палеозоя (рис.1).

Между Воронежской антеклизой и Прикаспийской синеклизой существует переходная зона, к которой можно отнести Уметовско-Линевский грабен, в котором сохранились отложения ордовика и силура, Приволжский выступ докембрийского фундамента, Обильненско-Цацинская и западные бортовые ступени (рис.2).

От западного борта синеклизы горизонт P_4 погружается во Внутреннюю впадину синеклизы. На этом фоне выделяются опущенные и приподнятые блоки. Примерами их служат Волгоградско-Ерусланский и Сарпинский грабены. Глубина первого грабена до 12 км, ширина до 25-35 км, протяженность от Саратова до Волгограда более 400 км; глубина второго грабена до 17 км. Предполагается, что на юге у тектонического шва синеклизы с герцинидами названные грабены могут соединяться.

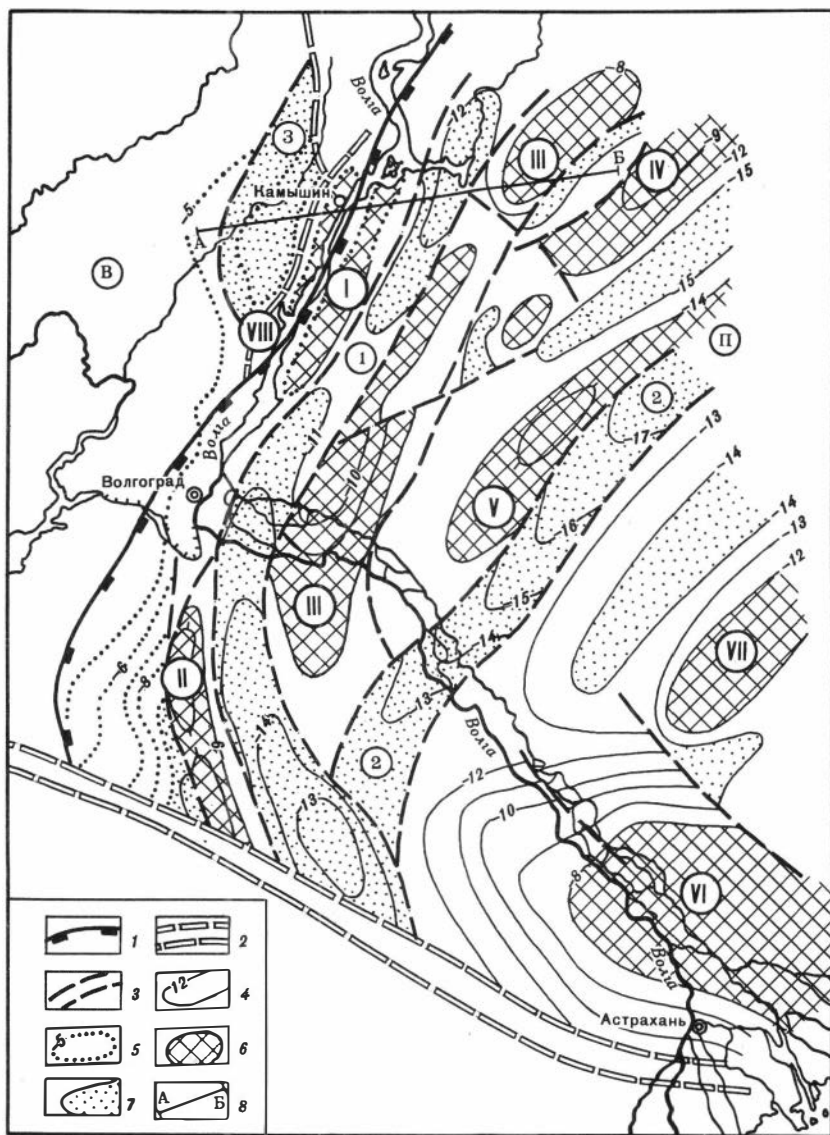
Между Волгоградско-Ерусланским и Сарпинским грабенами находится крупный Палласовско-Джаныбекский протяженный выступ, осложненный Ахтубинско-Палласовской, Джаныбекской и Аралсорской ступенями, погружающимися в восточном направлении от 8 до 14 км.

Герцинский комплекс представлен отложениями среднего и верхнего девона, карбона и нижней перми. В составе этого комплекса установлены сейсмомаркирующие горизонты P_3 , P_2 и P_1 , на фоне регионального восточного погружения которых выделяются приподнятые зоны и валообразные поднятия.

Анализ фактического материала показал, что основные тектонические элементы фундамента отображаются в той или иной форме в слоях герцинского комплекса, определяя основные черты его строения, фациальный состав и толщину слоев.

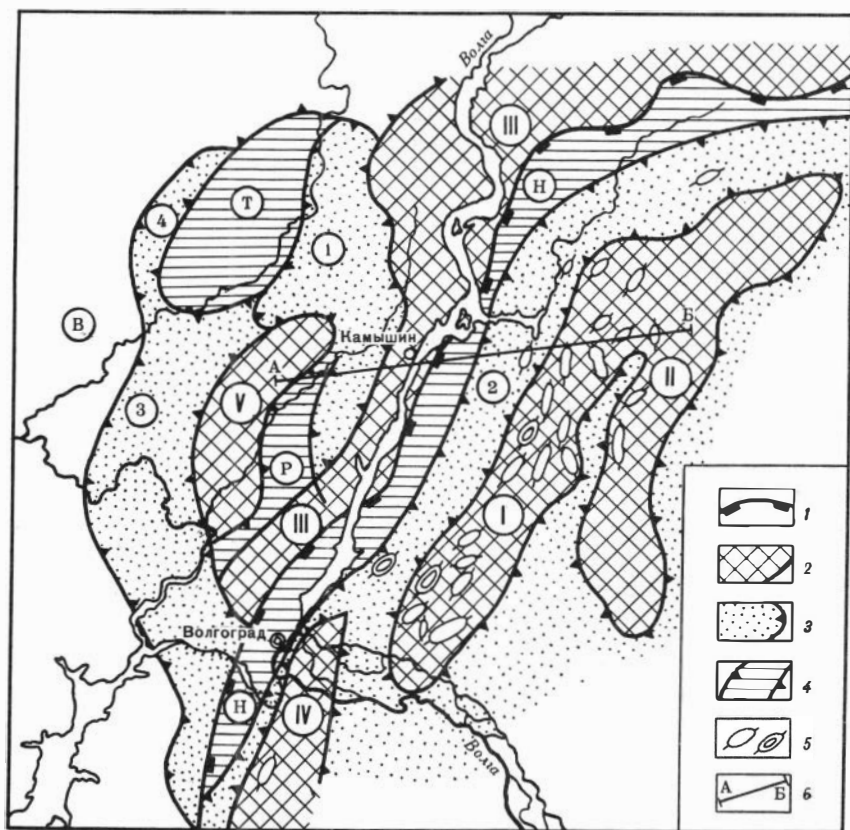
В структуре поверхности сейсмомаркирующего горизонта P_3 (кровля терригенного девона) достаточно четко выделяется унаследованный Волгоградско-Ерусланский прогиб, а на месте Уметовско-Линевского грабена прослеживается выположенная асимметричная депрессия.

Сейсмомаркирующий горизонт P_2 не имеет надежной стратиграфической привязки и весьма условно относится нами к поверхности размыта нижне-башкирских известняков. Эта поверхность погружается в восточном направлении от глубин 6-6,5 км в бортовой зоне до 14-15 км в централь-



Р и с. 1. Схема строения поверхности каледонского комплекса

I - граница между Воронежской антеклизой (В) и Прикаспийской синеклизой (П); 2 - Северо-Донецкий и Главный Донецкий надвиги; 3 - региональные разрывные нарушения; 4 - изогипсы поверхности каледонского комплекса; 5 - изогипсы поверхности докембрийского фундамента; 6 - приподнятые зоны и выступы: I-V - зоны (I - Николаевско-Городищенская, II - Обильненско-Цацинская, III - Ахтубинско-Палласовская, IV - Джаныбекская, V - Аралсорская), VI-VIII - выступы (VI - Астраханский, VII - Арзгирский, VIII - Приволжский); 7 - прогибы и грабены (цифры в кружках): I - Волгоградско-Ерусалимский, 2 - Сарпинский, 3 - Уметовско-Линевский; 8 - линия геологического профильного разреза А-В



Р и с. 3. Тектоническое районирование Западного Прикаспия

I - граница между Воронежской антеклизой (В) и Прикаспийской синеклизой (П); 2 - мегавалы и валы по сейсмомаркирующему горизонту П₁ (I - Ахтубинско-Палласовский, II - Джаныбекско-Эльтонский, III - Приволжский, IV - Обильненско-Щагинский, V - Кубиновский); 3 - прогибы (1 - Уметовско-Линевский, 2 - Волгоградско-Ерусланский, 3 - Арчедино-Дорожковский, 4 - Ивановский); 4 - структурные ступени и террасы (Н - Николаевско-Городищенская, Р - Романовская, Т - Терсинская); 5 - локальные поднятия по сейсмомаркирующему горизонту П₁; 6 - линия геологического разреза А-Б

жское поднятие, размеры его 4x15 км, амплитуда до 800 м, выше и ниже происходит выполаживание слоев.

В пределах Ахтубинско-Палласовского мегавала глубина залегания П₁ 1500 м, градиент падения 35 м/км. Поверхность горизонта заметно выполаживается, региональное погружение становится близким к наклону горизонта в районе Доно-Саратовских дислокаций. Протяженность мегавала до 400 км, ширина 25-50 км. В его составе выявлено более 25 локальных поднятий (рис.3), группирующихся в антиклинальные линии. Из них

наиболее изучены сейсмокартированием и переданы в разведочное бурение на нефть и газ Упрямовское, Южно-Упрямовское поднятия, завершается подготовка к разведочному бурению Демидовского поднятия.

Размеры локальных поднятий (3х14)х(8х20) км, амплитуда 100–150 м. По генезису это типичные инверсионные поднятия, из них на Упрямовском подсолевые верхнеартинские отложения вскрыты на глубине 5803 м. Сложены они переслаиваемыми аргиллитами, известняками и конгломератами, залегающими на размытой поверхности отложений мячковского горизонта (средний карбон). Представлен этот горизонт аргиллитами с тонкими прослоями алевролитов, песчаников. При забое 6500 м Упрямовская параметрическая скважина не вышла из этих отложений. Из артинских и среднекарбонных пород из инт. 5875–5952 и 5935–5979 м были получены притоки нефти и газа, о которых сообщено далее в статье В.Н.Михальковой в этом сборнике.

УДК 553.98:55 (470.4)

В.Н.Мыльцин, И.А.Кобылкин, Б.П.Шалимов, С.С.Скродцкий

НОВЫЕ ДАННЫЕ О СТРОЕНИИ ЦЕНТРАЛЬНОЙ ЧАСТИ ПРИКАСПИЙСКОЙ СИНЕКЛИЗЫ

Многие исследователи рассматривали центральную часть Прикаспийской синеклизы как малоперспективную в нефтегазоносном отношении. В основе их оценки лежали представления о больших глубинах залегания здесь подсолевого палеозоя (до 12,0 км и более), малой его тектонической дифференциации и возможном отсутствии коллекторов в подсолевых отложениях.

На первом этапе геологоразведочных работ на нефть и газ информации о строении синеклизы получали только региональными геофизическими исследованиями и сверхглубоким бурением (скв. I Аралсор глубиной 6806 м). По комплексному проекту геологоразведочных работ в Прикаспийской синеклизе в XII и XIII пятилетках Волгоградская геофизическая экспедиция в 1983–1987 гг. провела региональные профильные сейсморазведочные исследования МОГТ по направлению р. Волга – р. Урал (см. рисунок, вкл.). В восточном направлении его продолжением служит профиль МОГТ, выполненный НПО "Нефтегеофизика" по направлению р.Урал–р.Эмба. В результате совершенно субширотное геофизическое пересечение Прикаспийской синеклизы протяженностью более 1000 км. Уникальность пересечения не только в его протяженности по крупной соленосной провинции, но и в большой глубине освещения строения земной коры этого региона. Это стало возможным потому, что ранее по этому профилю проведено сейсмозондирование ГСЗ–КМПВ (профиль Волгоград–Челжар), давшее инфор-

© В.Н.Мыльцин, И.А.Кобылкин, Б.П.Шалимов, С.С.Скродцкий, 1990

мацию о глубине залегания кристаллического фундамента и поверхности Мохоровичича (40,0–45,0 км). Кроме того, по линии названного пересечения устанавливались наблюдаемые значения гравитационного и магнитного полей. Все это позволило осуществить комплексную интерпретацию материалов различных геофизических методов. В результате высказано несколько гипотез в формировании Прикаспийской синеклизы (платформенное развитие с преимущественно мелководным осадконакоплением; длительное некомпенсированное прогибание с преобладанием глубоководной седиментации; рифтогенная, сочетающаяся с идеями движения литосферных плит). Возможно, что в таком обширном регионе в разных его частях сочетались различные его формы.

Активное развитие рифтов, происходившее в байкальском цикле тектогенеза, сменилось постепенным затуханием и на смену ему пришел механизм субдукции, сочетавшийся с действием в каледонский, герцинский, альпийский циклы изостазии. Это приводило к формированию поднятий, их глубокой денудации при чередовании шельфовой и глубоководной седиментации.

В западной части Прикаспийской синеклизы по составу и глубине залегания фундамента выделяются две микроплиты: континентальная Волгоградская (часть Восточно-Европейской платформы) и океаническая Прикаспийская. В каждой из них выделяются подчиненные элементы. Так, Прикаспийская микроплита разделяется на Волгоградско-Оренбургскую моноклинал (склон синеклизы, погружающийся в ее Центрально-Прикаспийскую депрессию, известную также как Внутренняя впадина синеклизы) и Актюбинско-Астраханскую моноклинал, ограничивающую с юга и востока эту депрессию, отвечающую Астраханско-Энбекскому поясу приподнятого залегания фундамента.

Два последних тектонических элемента, вероятно, разделены внешней палеостровной дугой. На рисунке этот район совпадает с местом пересечения профилем р. Уил. В геофизических полях граница этих зон фиксируется резким изменением толщины подсолевых отложений и скачком напряженности магнитного поля.

Сочленение континентальной Волгоградской и океанической Прикаспийской микроплит весьма сложно. У р. Волги по фундаменту отмечается поддвиг океанической плиты под континентальную. Вблизи западной бортовой зоны синеклизы резко изменяется общий рисунок сейсмической записи отраженных волн, что вызвано, очевидно, существенным различием геологического строения указанных плит. Одновременно на этом участке изменяется и граничная скорость поверхности фундамента по данным ГСЗ-КМПВ: от 5,9–6,2 км/с в пределах платформы до 6,7–7,0 км/с в Прикаспии. Поддвиг четко отражается в гравитационном и магнитном полях в виде резких ступеней кривой силы тяжести в редукции Буге, значений напряженности магнитного поля и в сложном характере волновых сейсмических полей. Различие в характере геофизических полей Волгоградской и Прикаспийской микроплит определяется прежде всего разницей в веще-

ственном составе их фундаментов – "гранитном" для первой из них и в основном "базальтовом" – для второй.

Совместное рассмотрение материалов МОГТ и ГСЗ позволяет дать следующую характеристику строения земной коры Прикаспийской синеклизы по линии субширотного профиля Волга – Урал – Эмба (см. рисунок).

В зоне сочленения двух микроплит осадочный чехол резко погружается в восточном направлении, консолидированная толща земной коры сокращается до 10–15 км в центральной части Прикаспийской синеклизы по сравнению с участком его западного борта, где эта толщина составляет 35–40 км. Сокращение толщины идет за счет воздымания к центру синеклизы поверхности мантии – наиболее глубокой геофизической границы Мохоровичича, связанной с подъемом мантийного диапира, от отметок –45 км в районе подвига микроплит до – 32 км. Результатом этих процессов явилось отсутствие "гранитного" слоя в пределах Центрально-Прикаспийской депрессии ("базальтовое окно"). Далее на восток, т.е. в Центрально-Прикаспийской депрессии и Актюбинско-Астраханской системе поднятий, подошва земной коры ступенчато погружается до отметок –45 км, причем в пределах каждой ступени она воздымается в восточном направлении. Амплитуды нарушений при этом достигают 5–6 км (см. рисунок).

По данным МОГТ, толщина неконсолидированного чехла осадочных отложений резко увеличивается в бортовой зоне от 5–6 до 18–22 км во внутренней части Прикаспия. По характеру сейсмических волновых полей нами в пределах осадочной части плит выделяется пять сеймостратиграфических комплексов, или структурных этажей:

нижний подсолевой – отложения рифея–венда и, возможно, нижнего палеозоя (кембрий, силур, ордовик);

верхний подсолевой – отложения девона – нижней перми;

гидрохимический – отложения кунгура;

нижний надсолевой – отложения верхней перми – палеогена;

верхний надсолевой – плащеобразный неоген–четвертичный покров.

Н и ж н и й п о д с о л е в о й к о м п л е к с характеризуется невыразительной сейсмической записью: малоинтенсивные короткие, иногда криволинейные оси синфазности, на первый взгляд хаотически расположенные. При этом условные горизонты имеют тенденцию крутого наклона в западном направлении в сторону борта синеклизы. В ее центральной части они, вероятно, непосредственно залегают на "базальтовом" слое, в ее краевых частях – на "гранитном" фундаменте. Представляется, что эти додевонские отложения сильно дислоцированы. Толщина их уменьшается в восточном направлении от 7–10 км в районе западного борта синеклизы до 3–5 км в центральной ее части. По-видимому, они полностью отсутствуют в пределах восточной бортовой зоны. Причем по мере утонения фундамента (и соответственно уменьшения толщины нижнего подсолевого комплекса) к центру Прикаспия на его поверхность налегают все более и более молодые отложения нижнего подсолевого комплекса, возможно, вплоть до нижнего девона, вероятнее всего, в результа-

те спрединга на геосинклинальном этапе развития. Несколько восточнее скв. I Аралсор отмечается сближение поверхностей фундамента и додевонских отложений. Можно предположить, что именно здесь располагается зона палеорифта, возникшая вследствие деструктивного изменения земной коры (ее перестройки, растяжения) и подвижек систем плит, приведших к поддвижению Прикаспийской микроплиты под Волгоградскую.

Верхний подсолевой комплекс включает серию из четырех-шести четких горизонтов разных стратиграфических уровней (см. рисунок). Строение этого комплекса вызывает наибольший интерес. В пределах моноклиналей (Волгоградско-Оренбургской и Актобинско-Астраханской) поверхность верхнего подсолевого комплекса погружается от 2-3 км в бортовых частях до 8,0-8,5 км при переходе к Центрально-Прикаспийской депрессии, где фиксируется в целом субгоризонтальное залегание поверхности подсолевого горизонта на уровне 8,0-10,0 км. Толщина этого комплекса увеличивается от бортов впадины (2-4 км) к центру (7-9 км) в основном за счет карбоновых и частично девонских отложений. Породы этого комплекса умеренно дислоцированы. В пределах названных моноклиналей по профилю Волга - Урал - Эмба выделяется ряд антиклинальных перегибов, которые, вероятно, соответствуют ранее выявленным валообразным поднятиям (Упрямовскому, Джанибекскому, Кенкиякскому и др.), и ряд новых перегибов в подсолевой перми, карбоне и девоне. В западной части профиля это сравнительно небольшие Аюбинский, Малоузенский, Большезузенский валы, глубины залегания поверхности карбона в пределах которых достигают 7-8 км.

В центральной части в междуречье Малый Узень - Урал выделяется крупнейшая Кушумская приподнятая зона, или свод (см. рисунок, пикеты 310-420 профиля ВГЭ). Эта сложнопостроенная зона по профилю имеет размеры более 100 км. Она выделяется сокращением глубин залегания поверхности подсолевого ложа (8-9 км на фоне наиболее погруженных значений порядка 10 км). Тем самым амплитуда этого свода составляет 2000 м.

Кушумская приподнятая зона (свод) построена достаточно сложно. Помимо тектонических нарушений, в ее пределах выделяются три отдельные вершины. Несмотря на большие глубины залегания подсолевых отложений, выявление этого объекта имеет принципиальное значение. Впервые установлена резкая дифференциация строения подсолевых отложений в центральной, наиболее погруженной части Прикаспия. Весьма существенными представляются размеры наметившегося Кушумского свода, которые могут обусловить большие запасы УВ, что сделает рентабельным бурение поисковых и эксплуатационных скважин с забоями порядка 8000-8500 м.

Отдельного внимания заслуживает выделение в пределах центральной части Прикаспийской синеклизы несколько восточнее Кушумской зоны мощной (более 2000 м) толщи отложений подсолевой перми (см. рисунок, пикеты 430-475 профиля ВГЭ и пикеты 419-350 профиля НПО "Нефтегеофизика"). Протяженность антиклинального перегиба подсолевого ложа при

этом составляет более 100 км, амплитуда около 1700 м. Глубина залегания поверхности этих отложений в апикальной части 8500 м. В случае наличия карбонатов в рассматриваемом интервале подсолевой перми выявление аномально мощной толщи этого стратиграфического уровня в центральной части Прикаспия представляет определенный практический интерес с позиций проведения геологоразведочных работ в XIII пятилетке.

Характерная черта всего подсолевого комплекса – широкое развитие разрывных нарушений. Используя данные различных геофизических методов, по профилю выделены главнейшие и главные тектонические нарушения. Первые носят региональный характер, затрагивают практически весь осадочный чехол и консолидированное основание, оконтуривают крупные тектонические элементы с деструкционными явлениями в земной коре. Их амплитуды составляют от первых сотен метров в верхнем подсолевом комплексе до 7–8 км на уровне поверхности Мохоровичича. Вторые нарушения носят соподчиненный характер, отличаются по глубине проникания, очерчивают отдельные блоки в тех или иных комплексах и в большинстве случаев служат формообразующими для структур в осадочных отложениях. Примечательно большеамплитудное нарушение в центре Прикаспийской синеклизы на участке профиля р. Волга – р. Урал в районе пикета 300 (восточнее р. Малый Узень). Оно затрагивает весь осадочный чехол вплоть до неоген-четвертичных отложений и проникает до поверхности Мохоровичича. Это нарушение имеет сбросо-надвиговый характер и связано, очевидно, с Пачелмским авлакогеном. Мы видели в нем хорошую иллюстрацию строения зоны сочленения (надвига) различных микроплит Прикаспийской синеклизы, развитие которой продолжалось и на неотектоническом этапе.

Гидрохимический комплекс и надсолевые комплексы целесообразно рассматривать совместно, так как их формирование во многом определяется соляным тектогенезом. Высота отдельных соляных тел составляет 3–5 км в пределах внутренней прибортовой зоны Прикаспия и достигает 8–9 км в центральной части синеклизы, фиксируется совпадение крутых стенок куполов с нарушениями в подсолевых отложениях. Надсолевые отложения выполняют в основном межкупольные мульды, где толщина этих отложений достигает 10 км, утоняясь в пределах сводовых частей куполов до нескольких сот или даже десятков метров. Основная масса надсолевого комплекса приходится на пермо-триасовые отложения. Наблюдается чередование мульды, выполненных преимущественно триасовыми или пермскими отложениями, вырисовывая тем самым гигантские триасовые синклинали или пермские антиклинали. Можно отметить распространение и палеогеновых (так называемых молодых) мульд. Отмечается соответствие повышенной толщины пермских отложений положительным аномалиям силы тяжести.

Таким образом, геологические результаты регионального геофизического профиля Волга – Урал – Эмба свидетельствуют о высокой степени дислоцированности не только прибортовых частей Прикаспийской синеклизы, но и ее обширной центральной части, в пределах которой в подсолевых

отложениях имеются крупные приподнятые зоны. Эти результаты служат основанием для усиления в XII пятилетке региональных и рекогносцировочных геофизических исследований в центральной части синеклизы как одного из наиболее перспективных объектов сосредоточения всего комплекса последующих геологоразведочных работ. В частности, необходимо сконцентрировать сейсморазведочные работы в пределах наметившегося Кушумского свода. Эти работы целесообразно проводить в комплексе с глубоким параметрическим бурением, для чего следует решить вопрос о заложении в пределах названного свода параметрической скважины глубиной 8500 м.

УДК 553.98 (470.40) 55I.73

Л.Ш.Донгарян

**НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ ПОДСОЛЕВОГО ПАЛЕОЗОЯ ЮГО-ВОСТОКА
ПРИКАСПИЙСКОЙ СИНЕКЛИЗЫ**

Нефтегазосность Прикаспийской синеклизы установлена в широком стратиграфическом диапазоне – от девона до плиоцена. При изучении особенностей формирования и размещения залежей нефти и газа осадочный покров на территории Прикаспийской синеклизы подразделен на два регионально нефтегазосных мегакомплекса: подсолевой и надсолевой. В надсолевой части разреза, не являющейся специальным объектом данного исследования, основная нефтегазосность связана с верхнепермско-триасовым и юрско-палеогеновым нефтегазосными комплексами юго-западной, южной и восточной частей Прикаспийской синеклизы.

В работе рассмотрено состояние разведанности ресурсов УВ подсолевого мегакомплекса Прикаспийской синеклизы в целом, а также нефтегазосность юго-восточной ее части. Вместе с другими статьями настоящего сборника, посвященными нефтегазосности других участков синеклизы, она позволяет охарактеризовать нефтегазосность подсолевого палеозоя всего региона.

Состояние разведанности ресурсов УВ

С целью изучения нефтегазосности подсолевых отложений и установления глубинной, литолого-стратиграфической и структурной зональностей распределения скоплений УВ был проведен анализ распределения запасов нефти, газа и конденсата в зависимости от глубинной и формационной их приуроченности.

Для анализа выбраны 500-метровые интервалы глубин, в которых просуммированы данные по разведанным (категории $A+B+C_1$) и предварительно оцененным (категория C_2) запасам нефти, газа и конденсата; было проанализировано распределение этих запасов в формациях, выделенных на территории Прикаспийской синеклизы А.К.Мальцевой и Т.В.Владимирской (см. статью в настоящем сборнике).

Анализ позволил установить следующее: запасы газа промышленного значения (свободные и растворенные газы, а также содержащиеся в газовых шапках) сосредоточены в подсолевых отложениях на глубинах от 1,5 до 5,5 км и распределены крайне неравномерно (табл.1).

В инт. 1-2,5 и 3-3,5 км содержится около 0,6% запасов газа, установленных в пределах северного и западного бортов Прикаспийской синеклизы.

Наибольшая доля запасов газа провинции приурочена к глубине 3,5-4 км, достигая 65,3%. Основную роль здесь играют газы Астраханского газоконденсатного месторождения. Около трети запасов сосредоточено в инт. 4-5 км в восточной и северной частях провинции. Это главным образом газы Карачаганакского и растворенные газы Тенгизского месторождений. Газы Карачаганакского месторождения, выявленные на глубинах свыше 5 км, составляют 1,2%.

Еще более дифференцированная картина наблюдается в распределении запасов газа по формациям (табл.2). Практически все запасы сосредоточены в двух карбонатных формациях: в мелководно-морской ниже-среднекаменноугольной (91,8%) и в мелководно-морской среднекаменноугольно-нижнепермской (8,0%).

Глубинный диапазон распространения выявленных геологических запасов конденсата несколько уже, чем газа, и составляет от 2 до 5 км (см. табл.1). Интервалы максимальной концентрации УВ, однако, совпадают. На глубинах 3,5-4,0 км сосредоточено около 62% запасов конденсата. Это в основном конденсаты Астраханского и части Карачаганакского месторождений. В инт. 4-5 км конденсата несколько меньше (36,5%), но практически весь он принадлежит Карачаганакскому месторождению. Оставшиеся запасы конденсата (менее 2%) распространены в инт. 2,0-3,5 км в северной, северо-западной и северо-восточной бортовых частях Прикаспийской НПП.

Литолого-стратиграфическая (формационная) зональность распределения запасов конденсата аналогична ее распределению по газу (см. табл.2). 91% геологических запасов конденсата приурочен к карбонатной ниже-среднекаменноугольной формации и сосредоточен в Карачаганакском, Жанажольском и Астраханском месторождениях. Около 9% запасов конденсата выявлено в карбонатной среднекаменноугольно-нижнепермской формации и менее 0,1% запасов сосредоточено в терригенной нижекаменноугольной, что совпадает с распространением газовых запасов.

Нефтяные скопления Прикаспия встречены в 4-километровом диапазоне в инт. 1,5-5,5 км (см. табл.1). При этом в инт. 1,5-4 км выявлено

Распределение запасов УВ Прикаспийской НГП по глубинам (% от суммарных)

Т а б л и ц а 1

Интервал, км	Газ		Нефть		Конденсат	
	A + B + C _I	C ₂	A + B + C _I	C ₂	A + B + C _I	C ₂
0-0,5	-	-	-	-	-	-
0,5-1,0	-	-	-	-	-	-
1,0-1,5	0,21	0,03	-	-	-	-
1,5-2,0	0,10	0,10	0,10	-	-	-
2,0-2,5	0,06	0,02	-	-	0,04	0,02
2,5-3,0	1,87	0,06	4,50	0,30	1,32	0,06
3,0-3,5	0,09	0,01	0,53	0,32	0,06	-
3,5-4,0	27,08	38,25	7,20	1,65	22,46	39,49
4,0-4,5	7,34	2,46	21,96	17,94	3,48	0,52
4,5-5,0	10,40	10,68	20,40	17,80	15,75	16,80
5,0-5,5	0,49	0,75	2,85	4,40	-	-

Распределение запасов УВ Прикаспийской НГП по формациям (% от суммарных)

Т а б л и ц а 2

Литологический состав пород	Формация	Газ		Конденсат		Нефть	
		A + B + C _I	C ₂	A + B + C _I	C ₂	A + B + C _I	C ₂
Терригенные	Среднедевонско-нижнекаменноугольная	0,01	0,04	-	-	-	-
	Нижнекаменноугольная	0,09	-	0,06	-	0,20	0,10
	Среднекаменноугольная	-	-	-	-	-	-
	Нижнекаменноугольно-нижнепермская	-	-	-	-	2,00	2,15
Карбонатные	Верхнедевонско-нижнекаменноугольная	0,04	-	-	-	3,0	4,75
	Нижне-среднекаменноугольная	40,70	51,65	34,75	56,29	43,55	38,05
	Среднекаменноугольно-нижнепермская	7,33	0,68	8,30	0,60	6,04	0,16

15,5% всех запасов нефти. Основные запасы нефти (до 78%) сосредоточены в инт. 4–5 км, по категориям они распределены довольно равномерно. На глубине свыше 5 км выявлено 7,2% запасов нефти.

Так же как по газу и конденсату, основная доля геологических запасов нефти связана с карбонатными отложениями. Это верхнедевонско-нижнекаменноугольная мелководно-морская (7,7% запасов), ниже-среднекаменноугольная (81,6%) и среднекаменноугольно-нижнепермская (6,0%) формации. На долю терригенных отложений приходится лишь около 4,5% всех геологических запасов нефти, сосредоточенных главным образом в нижнекаменноугольно-нижнепермской формации.

Суммируя изложенное, необходимо отметить, что основные установленные геологические запасы газа и конденсата сосредоточены на глубине 3,5–4,0 км, а нефти – 4,0–5,0 км. Однако этот факт нельзя считать признаком вертикальной зональности в распределении скоплений УВ. Скорее это следствие известной закономерности в площадном распределении скоплений УВ различного фазового состояния: на северном и юго-западном бортах синеклизы преобладают газоконденсатные скопления, на восточном и юго-восточном – нефтяные и газонефтяные. С другой стороны, глубинный контроль распределения газовых нефтяных запасов обусловлен глубинами распространения в этих районах продуктивных, преимущественно карбонатных отложений.

К главным нефтегазо(конденсато)носным отложениям относятся карбонаты средневизейско-нижнемосковской формации (запасов газа более 90%, конденсата более 90%, нефти более 80%). В целом в карбонатных отложениях сосредоточено до 99,8% газа, 99,9% – конденсата и 95,5% – нефти. Наибольший вклад в топливно-сырьевую базу региона вносят Астраханское, Карачаганакское, Тенгизское и Жанажольское месторождения.

Интерес представляет изучение соотношения между разведанными и потенциальными ресурсами УВ, характеризующее состояние разведанности запасов. Современная разведанность недр региона низкая, по газу она составляет около 13%, по нефти – 12%, по конденсату – около 20% и охватывает только верхнюю часть подсолевых отложений (глубины до 5 км). Перспективы поисков скоплений УВ следует связывать с глубинами 5–7 км, где прогнозируется почти вдвое больше ресурсов.

Нефтегазоносность юго-востока Прикаспийской синеклизы

В изученном регионе установлен широкий стратиграфический диапазон (от девонских до нижнепермских отложений включительно) распространения скоплений УВ. Промышленные притоки в изученном регионе получены из нижнепермских и каменноугольных отложений. Имеются признаки нефтегазоносности верхнедевонских осадочных образований.

На изученной территории юго-восточной части Прикаспийской синеклизы выделены и прослежены четыре типа терригенных и три типа карбонатных формаций, различающихся как по составу, так и по пространственно-временным границам распространения.

Терригенные формации

Граувакковая среднедевонско-нижекаменноугольная формация относится к наиболее древним на изучаемой территории. На площади Жанасу, приуроченной к Южно-Эмбинскому поднятию, в инт. 2184–2506 м при бурении отложений D_3 получены непромышленные притоки и поднят керн, пропитанный густой нефтью. Плотность нефти достигает $0,980 \text{ г/см}^3$, содержание s до $0,42\%$. Отложения формации вскрыты также на площадях Туресай и Биикжал, однако признаков нефтегазоносности здесь не установлено.

Нижнекаменноугольная формация прослеживается на территории Приморской зоны поднятий в небольшом стратиграфическом диапазоне, охватывая среднюю часть тульского горизонта. На площади Туресай, расположенной в пределах Южно-Эмбинского поднятия, с глубины 3164–3154 и 3140–3130 м получен непромышленный приток газа. Стратиграфический диапазон формации здесь несколько шире и охватывает отложения яснополянского надгоризонта и нижней части алексинского горизонта.

В нижекаменноугольно-нижепермской формации промышленные скопления углеводородов установлены в пределах Южно-Эмбинского поднятия (месторождения Равнинное, Тортай), Тугаракчанского прогиба (месторождение Юго-Западное Улькентобе) и Жаркамьско-Темирской группы выступов фундамента (месторождения Бозоба, Кенкияк).

На месторождении Равнинное две нефтяные залежи обнаружены в отложениях московского яруса. Верхняя залежь – пластовая сводовая, стратиграфически экранированная, нижняя – пластовая сводовая.

На Тортайском месторождении продуктивны отложения московского яруса C_2 (горизонт А) и нижекаменноугольные породы, слагающие горизонты Б, В, Г и Д. С продуктивными горизонтами связаны нефтяные залежи пластово-сводового типа, с элементами литологического (стратиграфического?) экранирования в залежи А. Нефти месторождения Тортай сравнительно легкие ($0,8409\text{--}0,8592 \text{ г/см}^3$). Содержание s в них $0,06\text{--}0,38\%$, смол $2\text{--}12\%$, асфальтенов $2,76\text{--}6,95\%$, парафинов $0,69\text{--}2,3\%$.

К северу от Тортайского известно нефтяное месторождение Юго-Западное Улькентобе, залежь которого приурочена к терригенным коллекторам московско-касимовского возраста. Нефти месторождения малосложистые, малосернистые, парафинистые, плотность их $0,856\text{--}0,885 \text{ г/см}^3$.

Бурением скв. СГ-2 Биикжал зафиксированы нефтепроявления в инт. 5250–5450, 5391 и 5727 м. Дебит нефти достигал $0,36 \text{ м}^3/\text{сут}$, плотность $0,8990\text{--}0,8810 \text{ г/см}^3$. В составе нефти s $0,21\text{--}0,57\%$, парафинов 2% , смол сернокислых 12% , асфальтенов $0,06\%$. Для нее характерно отсутствие бензиновой фракции.

На восточном борту Прикаспийской синеклизы также открыты два многопластовых месторождения – Кенкияк и Бозоба.

Кенкиякское нефтяное месторождение включает около 30 залежей в юрских и триасовых отложениях, а также в верхнепермских отложениях, эк-

ранированных соляным штоком. В 1969 г. была подтверждена продуктивность подсолевых отложений, где к настоящему времени установлены шесть залежей. Пять из них приурочены к нижнепермским терригенным отложениям и имеют пластово-сводовое строение с элементами литологического и тектонического экранирования. Плотность нефтей этих залежей 0,8085–0,8859 г/см³, содержание S 0,52–0,82%. Получен фонтанный приток нефти из сульфатно-терригенных отложений кунгурского яруса.

На Бозобинском нефтяном месторождении в нижнепермских отложениях установлено шесть залежей нефти, характеризующихся пластово-сводовым строением с элементами литологического экранирования. В процессе бурения наблюдались нефтепроявления из кунгурской части разреза.

Песчано-глинистая молассоидная верхнекаменноугольно-нижнепермская формация широко распространена в пределах исследованной территории. С этими отложениями связаны промышленные притоки нефти на площади Каратюбе. Полупромышленные притоки нефти в пределах Жаркамьско-Темирской группы выступов фундамента были получены на площадях Курсай, Северный Киндысай, Южный Муртук, нефтегазопроявления имели место на площадях Остансук, Кумсай, Шубаркудук, Жанатан.

На Южно-Эмбинском поднятии притоки нефти получены на месторождении Равнинном, структурах Шолькара, Уртатау-Сарыбулак, Елемес, Северный Култук.

На территории Приморской зоны поднятий нефтегазопроявления наблюдались на площадях Южная, Пустынная, Каратон, Тенгиз.

Анализ распространения скоплений УВ в терригенных отложениях юго-восточной части Прикаспийской синеклизы показывает, что с ними связаны преимущественно нефтяные залежи. Наибольшее число установленных залежей и месторождений приурочено к песчано-глинистым отложениям нижнекаменноугольно-нижнепермской формации: Равнинное, Тортай, Юго-Западное Улькентобе, Бозоба, Кенкияк.

Карбонатные формации

Верхнедевонско-нижнекаменноугольная мелководно-морская формация вскрыта в пределах Приморской зоны поднятий, где на площадях Южная и Каратон были установлены нефтегазопроявления.

Нижне-среднекаменноугольная мелководно-морская формация, как уже подчеркивалось, является основной нефтегазоконденсатной в пределах всей Прикаспийской синеклизы в целом. С этими отложениями связаны залежи и месторождения, приуроченные к Астраханскому своду, Приморской зоне поднятий и Жаркамьско-Темирской группе выступов фундамента.

Астраханское газоконденсатное месторождение связано с одноименным сводом. Залежь, установленная в верхнебашкирских известняках, относится к массивному типу. Она характеризуется аномально высокими давлениями, достигающими 63 МПа, и температурами 105–110°C. Содержание конденсата составляет 513,3 см³/м³ при плотности 0,812 г/см³. В составе пластового газа CH₄ 47–49%, его гомологов 5–8%, N₂ 0,5–2%, CO₂ – 18–21%,

H_2S до 24,5%. Перспективны в нефтегазоносном отношении также нижнекаменноугольные и более древние отложения.

На Кордуанской площади, также приуроченной к Астраханскому своду, из известняков башкирского яруса (инт. 4186–4197 м) получен приток газа дебитом $90 \text{ м}^3/\text{сут}$ с пластовой водой. Кроме того, выше по разрезу наблюдался выход легкой нефти, а из нижнекаменноугольных отложений поднят керн с запахом H_2S , бензина и нефти. Пластовые условия башкирских отложений Кордуанской площади близки к таковым на Астраханском месторождении.

Тенгизское месторождение приурочено к Приморской зоне поднятий. Стратиграфический диапазон единой нефтяной залежи датируется здесь от артинского яруса нижней перми до нижнего карбона с выпадением сакмарских и ассельских отложений нижней перми, верхнекаменноугольного отдела, московского и местами верхней части башкирского ярусов среднего карбона.

Коллекторами служат обломочные, органогенно-обломочные известняки и доломитовые мергели, перекрытые известняковистыми аргиллитами, реже доломитами, известняками, выше которых залегают кунгурские эвапоритовые отложения. Тип залежи массивно-пластовый. Пластовая углеводородная система характеризуется следующими параметрами: коэффициент аномальности давления $1,77-2,04$ (при давлениях 79–87 МПа); газонасыщенность в пластах $603-487 \text{ м}^3/\text{т}$, температура $105-107^\circ\text{C}$. Нефти характеризуются низкой плотностью как в пластовых условиях ($0,6320-0,6440 \text{ г}/\text{см}^3$), так и в поверхностных ($0,7886-0,8055 \text{ г}/\text{см}^3$). Содержание S в них достигает 0,5%, парафина 2,2%. Состав газа: CH_4 70%, C_2H_6 10,5%, C_3H_8 и высших 7,5%; неуглеводородные газовые компоненты: CO_2 2,1%, N_2 1,4%, H_2S 9,8%.

В 1987 г. в непосредственной близости от Тенгиза открыто Королевское месторождение. Промышленная нефтегазоконденсатность установлена скв. 10. Здесь в инт. 4766–4796 м из отложений серпуховского яруса и окского надгоризонта нижнего карбона получены притоки нефти – $432 \text{ м}^3/\text{сут}$, газа – 171,8 тыс. $\text{м}^3/\text{сут}$ на 8-миллиметровом штуцере. Параметры продуктивного пласта: давление 61,1 МПа, температура 106°C , газосодержание $493,3 \text{ м}^3/\text{м}^3$, плотность нефти $0,807 \text{ г}/\text{см}^3$. Предполагается, что по фазовому составу эта залежь газоконденсатная с нефтяной оторочкой. Разведочные работы на месторождении продолжаются.

В северо-западной части Приморской зоны поднятий в 1978 г. открыто газонефтяное Тажигалинское месторождение. Нефтяная залежь с газовой шапкой связана здесь с кавернозными известняками серпуховского яруса (C_1) и нижней частью башкирского яруса (C_2). Плотность нефти $0,886 \text{ г}/\text{см}^3$, в ее составе 1,25% S, 9% смол. Газ состоит на 67,4% из CH_4 и содержит 11–17% H_2S .

Фонтанный приток нефти и газа получен на Пустынной площади из серпуховских отложений. Нефти характеризуются высоким содержанием S и средней плотностью (до $0,835 \text{ г}/\text{см}^3$).

На юге Приморской зоны поднятий (Южная площадь) наблюдались газопроявления в отложениях подольского и каширского ярусов.

Необходимо отметить отрицательные результаты поисков скоплений УВ в нижнем карбоне на самой восточной и погруженной структуре описываемой зоны – Каратонской. Здесь в процессе поискового бурения отмечались только отдельные признаки водорастворенного газа по всему разрезу нижнего карбона. Отсутствие качественной крышки и наличие сбросов субмеридионального направления обусловили отсутствие залежей.

В пределах Жаркамьско–Темирской группы выступов фундамента к отложениям карбонатной формации приурочены залежи месторождений Жанажол, Кожасай, Бозоба и Кенкияк.

Жанажольское месторождение многопластовое, в тектоническом отношении приурочено к брахиантиклинальной складке северо-восточного простирания; наличие общей залежи с Синельниковской площадью позволило объединить его в общее Жанажол–Синельниковское месторождение. На месторождении выявлены пять залежей: нижняя – нефтяная, вышезалегающие – нефтегазоконденсатные.

К промышленным относятся карбонатные отложения от вижневского горизонта вize до каширского горизонта московского яруса (КТ–II). В этой толще выделяются две продуктивные пачки Г и Д, разобценные пачкой непроницаемых пород верейского горизонта. Разрывные нарушения обусловили блоковое строение и относительную изолированность залежей в блоках. Нефтяные залежи с газовой шапкой относятся к типу пластовых сводовых, тектонически экранированных с элементами литологического ограничения. Плотность нефти невысока (0,826–0,832 г/см³). Нефть бензиновая, малосмолистая (3,98%), s до 0,74%, парафинов 4,8%, асфальтенов 0,2%. В газе содержатся CH₄ 83%, его гомологов 9,5%, CO₂ 0,62%, N₂ 2,2%, H₂ S I, 28–3%.

Нефтяная залежь Кожасайского месторождения приурочена к КТ–II, стратиграфический диапазон которой распространяется от стешевского горизонта (C₁) до верейского (C₂). Максимальный дебит нефти (120 м³/сут) и газа (14,9 м³/сут) получен при испытании в инт. 3385–3346 м в скв. 87. Плотность нефти составляет 0,826 г/см³, содержание в ней s 0,8%. На глубине 3100 м давление достигает 34,8 МПа, температура 64°C. В верхней части КТ–II получены промышленные притоки газоконденсата до 128,6 тыс. м³/сут на 7,5–миллиметровом штуцере.

С карбонатными серпуховско–башкирскими отложениями, вероятно рифогенной природы, связаны массивные залежи нефти месторождений Бозоба и Кенкияк. Притоки газа из каширских отложений получены на месторождении Урихтау.

Известняки, пропитанные нефтью, подняты с инт. 4726–4738 и 4741–4752 м скв. П–I Арансай. На площади Жагабулак непромышленный приток газоконденсата получен при испытании инт. 2654–2715 м. Нефтегазопроявления отмечены на площадях Жанатан, Алибекмола и Южный Мортук.

Среднекаменноугольно-нижнепермская мелководно-морская формация выделяется в верхней части карбонатного разреза подсолевых отложений. По местной номенклатуре, это первая карбонатная толща (КТ-I). Промышленные залежи в этих отложениях известны в пределах Жаркамьско-Темирской группы поднятий фундамента.

На Жанажол-Синельниковском месторождении в разрезе КТ-I выделяются продуктивные пачки А, Б, В и В'. Первые три пачки развиты по всей площади, В' - в своде северной структуры. По фазовому состоянию залежи, приуроченные к пластам А, Б и В, относятся к нефтегазовым, при этом вниз по разрезу увеличивается доля нефтяной части. Залежь, связанная с пластом В₁, классифицируется как газоконденсатная. Все продуктивные пласты имеют единый газонефтяной контакт на отметке -2560 м и изменяющийся по площади ВНК (от -2631 м на западном крыле до -2651 м на восточной и северной периклиналях). Пластовые давления в залежах 23,5-29,6 МПа при температурах около 60-62 °С.

Залежь месторождения Урихтау газоконденсатная с нефтяной оторочкой, содержание конденсата в газе достигает 500 г/см³. Плотность конденсата 0,736-0,791 г/см³, нефти 0,862-0,830 г/см³, s - до 4%. Давление в продуктивной толще пласта 30,7-31,6 МПа, температура около 67 °С. Залежь характеризуется массивным строением и связана, как предполагается, с рифогенной постройкой.

В приморской части изученной территории отложения формации размыты на значительной территории. Только на Южной площади получены незначительные притоки газа, нефти и газового конденсата.

Таким образом, можно отметить, что карбонатно-доломитовые формации, распространенные в пределах юго-восточной части Прикаспийской синеклизы, значительно дифференцируются как по числу установленных скоплений, так и по их фазовому состоянию.

Наибольшее количество крупных залежей приурочено к ниже-среднекаменноугольной карбонатной формации. При этом в пределах Приморской зоны поднятий это газоконденсатнонефтяные и нефтяные системы, а на восточном борту синеклизы - нефтяные. Отложения среднекаменноугольно-нижнепермской карбонатной формации в пределах восточного борта содержат преимущественно газоконденсатные скопления с нефтяной оторочкой. Для объяснения подобной закономерности необходимо изучить генетический аспект углеводородных систем.

Сравнительный анализ распределения скоплений УВ позволил отметить преимущественную нефтегазоносность терригенных формаций и значительное содержание нефтегазоконденсатных скоплений в карбонатных формациях.

По приведенным данным отмечаются различия в свойствах углеводородов, приуроченных к различным формациям. Так, плотность нефтей из карбонатных отложений ниже плотности нефтей, приуроченных к терригенным коллекторам. Естественно, что тип залежи контролируется составом фор-

мации. Так, в терригенных отложениях установлены пластовые сводовые залежи, группирующиеся в многопластовые системы. Широкое развитие рифогенных структур обусловило массивный характер соответствующих ловушек и залежей.

УДК 553.98(470.40)

В.Н.Михалькова

О НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ЗАПАДА ПРИКАСПИЙСКОЙ СИНЕКЛИЗЫ

Долгие годы поисково-разведочные работы на нефть и газ в западной части Прикаспийской синеклизы были сконцентрированы в ее узкой окраинной полосе, на остальной территории этого сегмента синеклизы проводилось бурение глубоких параметрических скважин в комплексе с сейсмическими и другими геофизическими исследованиями. По результатам этих работ, дополнив их материалами по сопредельной Нижневолжской нефтегазоносной области (НГО), оказалось возможным в разрезе подсолевого палеозоя Николаевско-Городищенской ступени и сопредельной полосы выделить шесть нефтегазоносных комплексов (НГК).

1. Преимущественно терригенный средне-верхнедевонский (эйфельско-нижефранский) НГК. Из этого комплекса промышленный приток нефти с дебитом 18,3 м³/сут получен с инт. 5131-5143 м из скв. 4 Николаевская. Вскрытая этой скважиной залежь расположена в пределах Николаевско-Городищенской ступени, включающей девонский, карбоновый, нижнепермский бортовые уступы. Продуктивны здесь песчаники; залежь принадлежит к литологическому типу. Нефтепроявления отмечены в скв. 3 Иловатская этого НГК.

Приток нефти с дебитом 11 м³/сут в близких структурных условиях получен из саргавского горизонта, входящего в состав рассматриваемого НГК. Названный горизонт, сложенный известняками, вскрыт скв. 238 - Быховская в инт. 5512-5645 м. Этот интервал из-за невысокого дебита испытывается только в открытом стволе испытателем пластов (ИП).

2. Преимущественно карбонатный верхнедевонско-нижекарбоновый (среднефранско-нижевизейский) НГК. В 1988 г. установлена промышленная нефтегазоносность турнейских отложений на Левчуновской и Ново-Никольской площадях, расположенных в пределах той же Николаевско-Городищенской группы. На Левчуновской площади этаж нефтеносности, по данным ИП, более 100 м, а на Ново-Никольской площади - около 50 м. Залежи многопластовые, содержатся в пористо-трещиноватых известняках, локальными покрышками служат плотные разности известняков. Региональную покрышку комплекса образуют глины бобриковского горизонта.

Нефтенасыщенные пласты на Левчуновской площади залегают в инт. 4130-4280 м, на Ново-Никольской - 4760-4815 м и глубже. Скважины испы-

тывались как в открытом стволе ИП, так и в колонне. На Левчуновской площади приток нефти с глубины 4176–4182 м достигал 160 м³/сут, в других интервалах, по данным ИП, он изменялся от 13 до 785 м³/сут, что, вероятно, связано с неоднородностью карбонатного природного резервуара. Получение столь значительных притоков из рассмотренного НГК имеет принципиально важное значение, это выдвигает комплекс на первое по перспективности место среди других НГК Николаевско–Городищенской ступени.

3. Терригенно–карбонатный средневизейский НГК. Его нефтегазонасыщенность подтверждена промышленными притоками нефти на Левчуновской и Малышевской площадях. Выявленные здесь залежи нефти связаны с отложениями бобриковского горизонта. В скв. 238 Быковская из пород тульского горизонта с глубины 4420–4462 м был получен приток нефти (4 м³/сут).

4. Преимущественно карбонатный верхневизейско–нижнебашкирский НГК. Промышленная газоконденсатность названного комплекса доказана открытием Лободинского месторождения. Здесь залежь массивного типа приурочена к карбонатным отложениям нижнебашкирского горизонта. Из них же получены притоки нефти (до 4 м³/сут) в скв. I Николаевская, а газопроявления – в скв. I Ново–Никольская.

В скв. 4 Александровско–Кисловская приток газа получен из алевролитов верхнебашкирского горизонта (толщина до 8 м). Дебит газа всего 15 тыс. м³/сут, что указывает на низкие фильтрационно–емкостные свойства коллектора.

5. Терригенно–карбонатный верхнебашкирско–нижнемосковский НГК. Впервые в 30 км восточнее Николаевско–Городищенской ступени в параметрической скв. I Упрямовская с глубины 5935–5979 м был получен приток нефти до 13 м³/сут. Нефть легкая (0,783 г/см³). Залежь, как можно предполагать по геофизическим данным, пластовая, сводовая.

6. Карбонатный среднекарбонный–нижнепермский НГК. Газонефтеносность комплекса установлена открытием Солдатско–Степновского и Комсомольского газовых и Кисловского нефтяного месторождений, залежи которых связаны с отложениями, входящими в состав названного НГК. Скопления УВ приурочены к сакмарско–артинским рифам, сложенным известняками и доломитами. Эти ископаемые рифы располагаются над пермским бортовым уступом Николаевско–Городищенской ступени. Рифовые ловушки в послепермское время претерпели существенные изменения вследствие регионального восточного наклона всей ступени. Залежи небольшие, газ содержит до 0,2% сероводорода.

Особенность строения Николаевско–Городищенской ступени – существование в ее составе разновозрастных бортовых уступов – определила формирование над ними различного типа тектоно–седиментационных структур и тем самым оказала существенное влияние на зональность распределения зон нефтегазонакопления. В разрезе подсолевого палеозоя ступени намечаются три зоны нефтегазонакопления. Самая западная зона должна

контролировать размещение локальных скоплений УВ в девонских отложениях. С ней связана залежь нефти в пашийском горизонте, выявленная в скв. 4 Николаевская. В центральной зоне скопления УВ связаны с верхнедевонско-нижекарбонным НГК. Восточная зона содержит скопления УВ в остальных вышерасположенных НГК.

Из приведенного обзора можно сделать вывод о том, что в пределах Николаевско-Городищенской ступени нефтегазопроявления различной интенсивности установлены из отложений, слагающих все шесть НГК. Отмечено увеличение диапазона и этажности нефтегазоносности с запада на восток.

Полагая распространение выделенных НГК далее на восток от бортовых уступов, в настоящее время еще нельзя наметить закономерности размещения здесь скоплений УВ. У ряда исследователей сложилось представление о преимущественной газоносности большей части западного Прикаспия, находящегося во внутренней части синеклизы. Ряд фактов не позволяет согласиться с таким мнением. Геохимические исследования Р.К.Нароцкого и А.Я.Куклинского, выполненные в 1985-1986 гг., указывают на возможность обнаружения жидкой нефти в западной части синеклизы и к востоку от бортовых уступов. В последние годы установлено, что в западной части синеклизы палеогеотермический градиент ниже, чем в сопредельной с ней части Нижневолжской НГО. По расчетам П.А.Карпова, нижняя граница возможного существования скоплений жидкой нефти находится здесь на глубине 6800-7000 м. Все эти предположения подтверждаются уже известным нам получением высокодебитного притока нефти в параметрической скв. I Упрямовская.

УДК 550.83.05(470.40)

Т.А.Ботнева, М.К.Калинко, И.Н.Комиссарова, О.С.Обрядчиков,
А.А.Размышляев, В.И.Самодуров, Б.А.Соловьев, О.П.Четверикова

ОБОСНОВАНИЕ НАИБОЛЕЕ ЭФФЕКТИВНЫХ НАПРАВЛЕНИЙ НЕФТЕГАЗОПОИСКОВЫХ РАБОТ В ПРИКАСПИЙСКОЙ СИНЕКЛИЗЕ

Результаты выполненных поисково-разведочных работ на нефть и газ в подсолевых отложениях Прикаспийской синеклизы позволяют прийти к выводу, что важнейшая черта нефтегазоносности региона – преимущественная концентрация ресурсов УВ в ограниченном числе месторождений с карбонатным типом коллектора. Эта закономерность оказывает решающее влияние на определение стратегии поисковых работ, которая направлена на выявление палеозойских карбонатных тел различного генезиса как на-

© Коллектив авторов, 1990

ибо более перспективных объектов обнаружения высокеемких ловушек для жидких и газообразных УВ. Значительно меньшее внимание уделяется терригенным комплексам пород.

Совершенствование стратегии поисково-разведочных работ связано с необходимостью создания геологической модели строения Прикаспийской синеклизы и развития в ее недрах процессов нефтегазообразования и нефтегазоаккумуляции.

Обобщение и анализ всей имеющейся геолого-геофизической информации позволяет выделить в развитии Прикаспийской синеклизы четыре стадии.

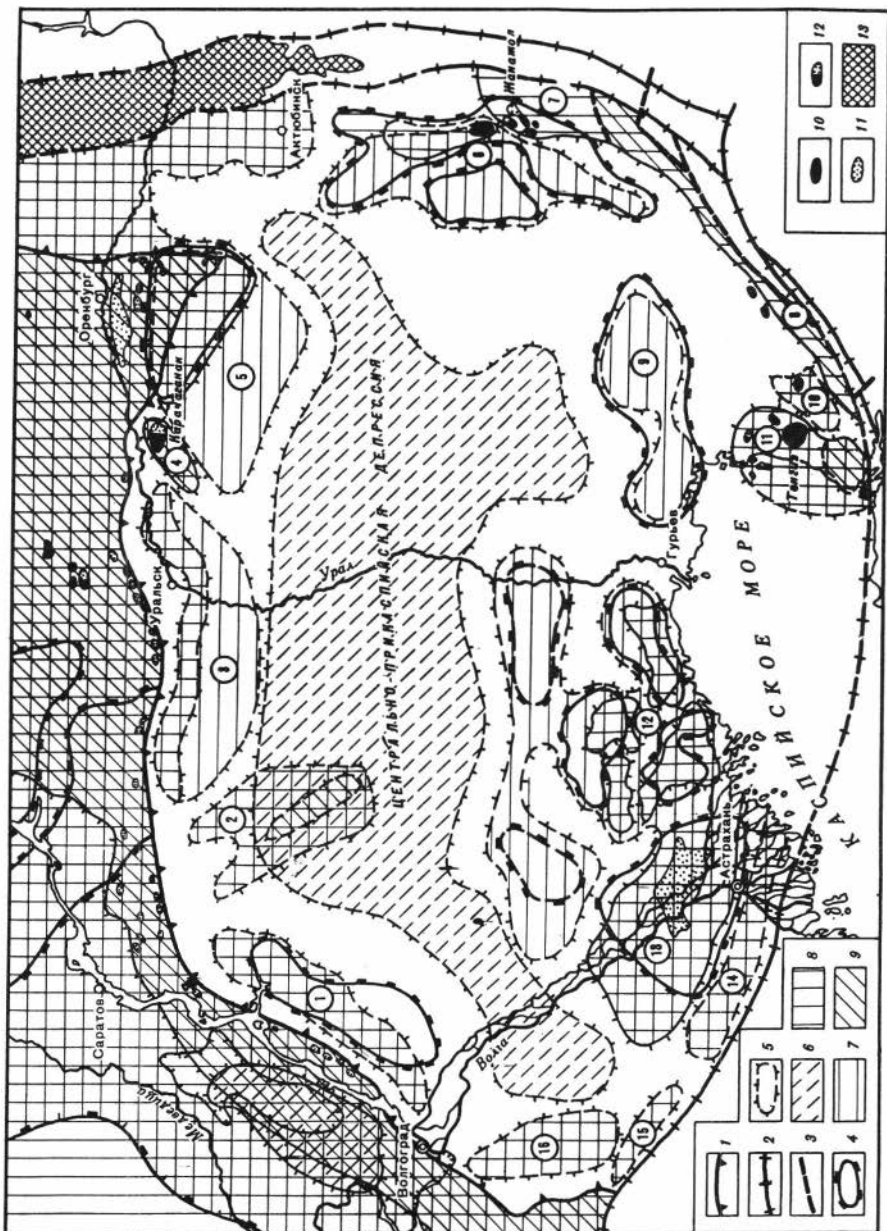
I. Рифтогенная стадия (рифей-кембрий) характеризуется формированием Пачелмского, Ново-Алексеевского и Сарпинского авлакогенов, образующих зону тройного сочленения в области современной Центрально-Прикаспийской депрессии, в пределах которой выявлены участки развития коры океанического типа. Заполнены авлакогены, очевидно, толщей преимущественно терригенно-вулканогенных образований верхнего протерозоя.

II. Раннесинеклиальная стадия (ордовик - ранний девон) ознаменовалась заложением общего структурного плана Прикаспийской синеклизы в границах, близких к современным. Судя по результатам бурения на отдельных площадях западного и северо-восточного обрамления Прикаспийской синеклизы и геофизических исследований, а также учитывая тектоно-седиментационную цикличность, характерную для всей Восточно-Европейской платформы, следует полагать, что в Центрально-Прикаспийской депрессии и в располагавшихся между выступами фундамента других депрессивных зонах в ордовикско-раннедевонское время накапливались терригенно-карбонатные осадки. В последних, по аналогии с силурийскими образованиями Уметовско-Линевской впадины, могут присутствовать рифогенные постройки.

III. Стадия формирования некомпенсированных прогибов (средний девон-артинский век) - специфический и наиболее важный с точки зрения формирования нефтегазоносных структур этап развития Прикаспийской синеклизы. На этой стадии она была частью пассивной континентальной окраины Уральского палеоокеана¹.

В Центрально-Прикаспийской депрессии в условиях некомпенсированного прогибания накапливались маломощные кремнисто-глинисто-карбонатные образования глубоководного происхождения. Крупные тектоно-седиментационные структуры служили зонами преимущественно шельфового карбонатного осадконакопления, наиболее значительный масштаб которого проявился в средне- и позднедевонскую эпохи (Астраханский, Северо-Каспийский, Биикжалский, Жаркамьский, Енбекский своды, Илекское и Уральское палеоподнятия, др.). В каменноугольный период и раннепермскую эпоху при постепенном углублении морского бассейна происходило разрастание

¹Кирюхин Л.Г., Размышляев А.А. Древняя структура Прикаспийской впадины и перспективы нефтегазоносности подсолевых отложений // Геология нефти и газа. 1987. № 8. С. 24-28.



областей некомпенсированного прогибания и соответственно смещение зон карбонатообразования к его краевым частям. Так, в ранней перми карбонатные осадки накапливались лишь в Жанажольско-Южноэмбинской зоне на юго-востоке синеклизы и на обширной территории ее западного и северного обрамления (см. рисунок).

В крайних прогибах, сопряженных с зонами орогенного визейского и послебашкирского воздымания Урала и кряжа Карпинского, накапливались флишевые и молассовые отложения толщиной до 5,5 км. Одновременно на континентальных склонах формировались проградационные клиноформы терригенных осадков, генетически связанные с авандельтами, конусами выносов и турбидитами.

IV. Позднесинеклизная стадия (послеартинское время) характеризуется наиболее динамичным тектоническим режимом, что проявилось в накоплении мощной галогенно-терригенной мегаформации, развитии галокинеза и образовании надвиговых зон со стороны кряжа Карпинского и Урала общей протяженностью более 800 км при ширине 20–60 км.

Стадийность развития Прикаспийской синеклизы отразилась соответственно в динамике и масштабах онтогенеза нефти и газа.

Основные нефтегазоматеринские толщи (НГМТ) формировались в период развития впадины как элемента пассивной окраины Уральского палеоокеана. Для карбонатных толщ шельфа характерно низкое содержание РОВ. Их генерационный потенциал для жидких УВ оценивается в 30–50 усл. ед. Карбонатно-глинистые породы фаций околорифтовых лагун и континентальных склонов обладают более высоким потенциалом: 200–300 усл. ед. жидких и 300–600 усл. ед. газообразных УВ. Глубоководные глинисто-карбонатно-кремнистые породы отличаются наибольшей плотностью эмиграции УВ: 1000 усл. ед. жидких и 1400 усл. ед. газообразных УВ.

Среди изученных терригенных толщ высоким генерационным потенциалом обладают нижнекаменноугольные отложения на юго-востоке синеклизы, для которых плотность эмиграции оценивается максимальными значениями (900 усл. ед.) при соотношении жидких и газообразных УВ 1:4. Такой потенциал в основном определяется строением толщи, представленной пересла-

←

Схема распространения карбонатных толщ подсолевого комплекса Прикаспийской синеклизы

I – нижнепермский карбонатный бортовой уступ Прикаспийской синеклизы; 2 – краевые надвиги; 3 – региональные разломы; 4 – выступы фундамента; 5 – границы распространения палеозойских карбонатных толщ; палеошельфовые карбонатные толщи: 6 – ордовикские и силурийские, 7 – девонские, 8 – каменноугольные, 9 – нижнепермские; месторождения: 10 – нефтяные, 11 – газовые, 12 – газоконденсатные; 13 – доверхнепалеозойский складчатый комплекс Урала на поверхности.

Области развития карбонатных отложений (цифры в кружках): I – Ахтубинско-Палласовская, 2 – Питерско-Новоузенская, 3 – Уральская, 4 – Карачаганакская, 5 – Илекская, 6 – Жаркамыско-Енбекская, 7 – Жанажольская, 8 – Южноэмбинско-Торткольская, 9 – Биикжалская, 10 – Арман-Елемеская, 11 – Каратон-Тенгизская, 12 – Северокаспийско-Азгирская, 13 – Астраханская, 14 – Краснохудукско-Смушковская, 15 – Чапчавская, 16 – Калмыцкая

иванием пачек нефтегазоматеринских пород, являющихся внутриформационными флюидоупорами, и коллекторских горизонтов.

Терригенные толщи континентальной окраины, преобразованной в ороген столкновения (темирский сакмаро-артинский тип разреза), характеризуются невысоким генерационным потенциалом (100–200 усл. ед.) из-за малой доли липидных компонентов в исходном РОВ. Приведенные данные свидетельствуют, что в Прикаспийской синеклизе наиболее высоким генерационным потенциалом обладают фации палеоконтинентальных склонов и абиссальных областей. Присутствие в терригенных отложениях этих фаций окисных форм металлов исключает возможность образования в них существенных примесей сероводородных газов.

Выявленные в Прикаспийской синеклизе палеозойские нефти характеризуются неглубокими катагенными изменениями, что связано с особенностями геотермического режима ее недр. С увеличением глубины наблюдается тенденция утяжеления конденсатов и облегчения нефтей. Предполагается, что на больших глубинах могут быть встречены залежи нового типа углеводородных (жидких) флюидов – "нефтеконденсатов", близких по свойствам как к нефти, так и к конденсатам.

В зависимости от условий формирования залежей УВ и их геохимической истории в отдельных районах синеклизы отмеченная тенденция изменения свойств нефтей и конденсатов может нарушаться. Так, например, на Биикжальской площади из каменноугольных отложений с глубины около 5700 м получена тяжелая нефть, что связано с палеогипергенезом. В отдельных скважинах Карачаганакского и Астраханского месторождений легкие конденсаты встречаются иногда глубже, чем тяжелые. Но общая тенденция в целом для подсолевых отложений остается одна – облегчение нефтей и утяжеление конденсатов с увеличением глубины залегания, температуры и давления.

Нефти подсолевых отложений подразделяются на три генотипа (девонский, каменноугольный и нижнепермский). Генетическое различие нефтей фиксируется по характеристике структуры парафиновых цепей (показатель "Ц"), выраженной отношением количества C_{H_2} -групп в длинных и коротких цепях, и по физико-химическим свойствам нефтей. В девонских нефтях показатель "Ц" колеблется от 6 до 8, в каменноугольных – от 4 до 6, а в нижнепермских – от 9 до 13. Нефти девонского генотипа легкие, с высоким содержанием бензиновых фракций, низкой степенью циклизации парафино-нафтеновой фракции, с повышенным содержанием бензолной ароматики и низким – ванадиевых парафинов. Нефти каменноугольного генотипа более тяжелые с относительно низким содержанием бензинов. Характерная их особенность – повышенное содержание парафино-нафтеновых УВ с высокой степенью циклизации молекул. Нефти нижнепермского генотипа отличаются от рассмотренных по структуре парафиновых цепей значительным преобладанием длинных парафиновых цепей и низкой степенью их разветвленности. Существование указанных генотипов нефтей указывает на флюидодинамическую изолированность вмещающих их комплексов пород, в

связи с чем обеспечиваются условия формирования многопластовых месторождений.

Особенности режима седиментации на стадии некомпенсированного прогибания отразились в динамике процессов нефтегазоаккумуляции. В палеошельфовых областях формировались палеозоны концентрации преимущественно жидких УВ. Они образовались при реализации генерационного потенциала НГМТ этих областей и непосредственно примыкающих к ним формаций континентальных склонов. Глинисто-карбонатно-кремнистые отложения, фациально замещающие карбонатные толщи палеошельфов, в это время находились в неуплотненном или слабоуплотненном состоянии и низкотемпературных условиях глубоководных котловин, в связи с чем в процессе нефтегазообразования не участвовали. Отсутствие в пределах палеошельфов регионально выдержанных покровов приводило к гипергенному окислению жидких УВ и формированию палеозон битумоаккумуляции.

В послекунгурское время в результате компенсации Прикаспийской впадины галогенными и терригенными отложениями глинисто-карбонатно-кремнистые НГМТ вступили в зону глубокого катагенеза. Наличие мощной соленосной экранирующей толщи способствовало хорошей сохранности генерируемых этими НГМТ газообразных и жидких УВ и их миграции в бортовые части впадины, в том числе и в зоны палеоконцентрации УВ. Поступление новых порций газонасыщенных углеводородных смесей в эти зоны сопровождалось формированием вторичных газоконденсатных залежей и газовых залежей с высоким содержанием конденсата. Для этих зон характерно повышенное содержание в свободных и водорастворенных газах сероводорода, что обусловлено широким распространением мощных карбонатных толщ с включениями и пропластками сульфатных пород, относительно высокими (более 100°C) пластовыми температурами и присутствием гипергенно окисленных нефтей. В этих условиях химическое восстановление сульфатов с образованием сероводорода протекает наиболее активно.

В соответствии с рассмотренной моделью строения Прикаспийской синеклизы и условиями формирования залежей нефти и газа рекомендуются следующие направления нефтегазопромысловых работ.

1. В качестве принципиально новых нефтегазопромысловых объектов в ближайшей перспективе должны стать проградационные клиноформы верхнепалеозойских терригенных пород. Региональное развитие девонских терригенных клиноформ весьма вероятно в северо-восточной части синеклизы, южнее полосы Ташлинско-Чинаревского, Кошинского и Оренбургского поднятий, к сводам которых эти отложения выклиниваются. Очевидно, они широко развиты и на периклиналях крупных сводов на востоке и юге синеклизы.

Особый интерес для поисков нефти и безсернистых газов представляют отложения авандельт и конусов выноса. На западе и северо-западе синеклизы, при переходе от обрамления к ее внутренним частям, осадками авандельтового типа толщиной 600–1000 м (верхнебашкирско-верейские отложения) выполнен ряд прогибов, существовавших на склоне окско-ниж-

небашкирского карбонатного уступа. Система обширных конусов выноса, сложенных нижнепермскими терригенными образованиями (Клинско-Алимбетский, Березовский, Актастинский, Суртугайский, Кокпектинский), установлена на востоке синеклизы; на юго-востоке выявлена Тортайская нижнепермская клиноформа.

С подобными морфологическими элементами, как показывает мировая практика, могут быть связаны открытия крупных и гигантских месторождений, таких, как месторождения Фриг (Норвегия), Квири-Квири (Венесуэла), Эндене Айленд (США), Нембе Крик (Нигерия) и др.

2. Седиментационная модель строения горизонтов Прикаспийской синеклизы, предполагающая развитие нижнепалеозойского (скорее всего, силурийского) карбонатного комплекса в Центрально-Прикаспийской депрессии, позволяет рассматривать последний в качестве объекта сверхглубокого бурения в регионе.

3. Площадь перспективных районов на юге и востоке синеклизы может быть расширена за счет освоения карбонатных автохтонов в поднадвиговых зонах, в том числе погребенных под молассами герцинских складчатых сооружений.

4. Перспективы получения крупных приростов запасов УВ в ближайшее время следует связывать с открытием месторождений, приуроченных к зонам развития мощных карбонатных комплексов среднедевонско-артинских палеошельфов. Наибольший интерес представляют зоны резкого увеличения толщины карбонатного комплекса, связанные, как правило, с формированием органогенных построек. Особое внимание должно быть уделено выявлению изолированных карбонатных массивов органогенной природы, располагающихся в зонах развития относительно глубоководных фаций. Высокая продуктивность таких седиментационных сооружений доказана открытием Тенгизского и Карачаганакского месторождений. Перспективны для поисков новых месторождений УВ Темирский (Енбекский) карбонатный массив и прогнозируемые Северокаспийско-Азгирский, Ахтубинско-Палласовский, Краснохудукско-Смушковский, Чапчаевский, Калмыцкий и Питерско-Новоузенский карбонатные массивы. Высоко оцениваются перспективы карбонатных образований Арман-Елемесской зоны.

5. На глубинах более 5 км следует ожидать крупные скопления УВ преимущественно газоконденсатного состава с высокой или предельной концентрацией жидких компонентов ("нефтеконденсатов"). В прибортовых зонах прогнозируется выявление углеводородных систем вторичного генезиса и многопластовых месторождений.

СОДЕРЖАНИЕ

Бакиров Э.А., Балыбердина И.Т., Виноградов В.Н., Закиров С.Н., Клещев В.А. Современное состояние и проблемы освоения нефтегазовых ресурсов подсоловых отложений Прикаспия	3
Семенович В.В. Некоторые проблемы нефтегазоносности Прикаспия	II
Гибшман Н.Б. Стратиграфия нижнекаменноугольных карбонатных отложений и освоение нефтегазовых ресурсов Прикаспийской синеклизы	16
Владимирова Т.В., Мальцева А.К. Формации подсоловых палеозойских отложений Прикаспийской синеклизы	32
Гальянова Т.И., Прошляков Б.К. Коллекторы и флюидопоры подсоловых отложений востока Прикаспийской синеклизы.....	40
Гурьянов А.В., Мухин С.И., Сипидина Л.С. Коллекторские свойства карбонатных пород ниже-среднекаменноугольных отложений подсолового комплекса востока Прикаспийской синеклизы	46
Крылов Н.А., Авров В.П. Особенности строения нижних продуктивных горизонтов Тенгизского месторождения.....	52
Твердова Р.А., Волкова Т.П., Скибицкая Н.А. Особенности состава твердых битумов подсоловых отложений Тенгизского месторождения	59
Судариков Ю.А. Структура подсоловых отложений южного прибортового сегмента Прикаспийской синеклизы	68
Гаврилов В.П., Руднев А.Н. Подсоловая тектоника северного окончания Каспийского шельфа	80
Тарханов М.И., Кожобаев А.С. Особенности тектонического развития фундамента и нижнепалеозойской толщи юга Прикаспийской синеклизы в палеозое	83
Гридин В.И. Особенности строения нефтегазоносной акватории Северного и Центрального Каспия по результатам системно-аэрокосмических работ	90
Комиссарова И.Н., Соловьев Б.А. Тектоника восточной части Прикаспийской синеклизы	95
Бражников О.Г., Михалькова В.Н. Особенности тектоники подсоловых отложений Западного Прикаспия	105
Мыльцин В.Н., Кобылкин И.А., Шалимов Б.П., Скроцкий С.С. Новые данные о строении центральной части Прикаспийской синеклизы	110
Донгарян Л.Ш. Нефтегазоносность подсолового палеозоя юго-востока Прикаспийской синеклизы	115
Михалькова В.Н. О нефтегазоносности запада Прикаспийской синеклизы	124
Ботнева Т.А., Калинин М.К., Комиссарова И.Н., Обрядчиков О.С., Размышляев А.А., Самодуров В.И., Соловьев Б.А., Четверикова О.П. Обоснование наиболее эффективных направлений нефтегазопоисковых работ в Прикаспийской синеклизе.....	126

CONTENTS

Bakirov E.A., Balyberdina I.T., Vinogradov V.N., Zakirov S.N., Kleshev V.A. The present state and the problems of oil and gas development of subsalt deposits of pre-Caspian.....	3
Semenovich V.V. Some problems of petroleum potential of pre-Caspian.....	11
Gibshman N.B. Stratigraphy of Lower Carboniferous carbonate deposits and exploitation of oil and gas resources of pre-Caspian syncline.....	16
Vladimirova T.V., Maltzeva A.K. Formations of subsalt paleozoic deposits of pre-Caspian syncline.....	32
Galyanova T.I., Proshlyakov B.K. Reservoirs and seals of subsalt deposits of eastern pre-Caspian syncline.....	40
Guryanov A.V., Mukhin S.I., Sipidina L.S. The reservoirs properties of carbonate rocks of Lower-Middle Carboniferous deposits of subsalt complex of pre-Caspian syncline.....	46
Krylov N.A., Avrov V.N. The features of structure of lower producing horizons in Tengiz field.....	52
Tverdova R.A., Volkova T.P., Skibitzkaya N.A. The features of hard bitumen composition of subsalt deposits in Tengiz field.....	59
Sudarikov Yu.A. Structure of subsalt deposits of pre-flank segment of pre-Caspian syncline.....	68
Gavrilov V.P., Rudnev A.N. Subsalt tectonics of the northern end of Caspian shelf.....	80
Tarkhanov M.I., Kozhabayev A.S. The features of tectonic development of basement and Lower Paleozoic strata of southern pre-Caspian syncline in Paleozoic.....	83
Gridin V.I. The features of structure of oil and gas bearing water area of northern and central Caspian on the basis of system-aerocosmic survey.....	90
Comissarova I.N., Solovjev B.A. Tectonics of eastern part of pre-Caspian syncline.....	95
Brazhnikov O.G., Mikhal'kova V.N. The features of tectonics of subsalt deposits of western pre-Caspian	105
Myltzyn V.N., Kobylkin I.A., Shalimov B.P., Skrotzky S.S. New evidence on structure of central part of pre-Caspian syncline.....	110
Dongaryan L.Sh. Petroleum potential of subsalt Paleozoic deposits of south-eastern pre-Caspian syncline	115
Mikhal'kova V.N. On petroleum potential of western pre-Caspian syncline.....	124
Botneva T.A., Kalinko M.K., Comissarova I.N., Obryadchikov O.S., Rasmyshlyayev A.A., Samodurov V.I., Solovjev B.A., Chetverikova O.P. Substantiation of the most effective directions of prospecting for oil and gas in pre-Caspian syncline.....	126

Научное издание
ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ СОЗДАНИЯ
ПРИКАСПИЙСКОГО НЕФТЕГАЗОДОБЫВАЮЩЕГО КОМПЛЕКСА

Утверждено к печати
Научным советом АН СССР по проблемам геологии
и геохимии нефти и газа
и Институтом геологии и разработки
горючих ископаемых

Художественный редактор И.Ю. Нестерова
Технический редактор Н.В. Вишневецкая
Корректор Е.И. Лавренко

Подписано к печати 29.12.89. Т - 18812
Формат 60x90/16. Бумага офсетная № 1. Печать офсетная
Усл.печ.л. 8,5+1,3 вкл.Усл.кр.-отт.10,1.Уч.-изд.л.11,0
Тираж 600 экз. Тип.зак. 2268. Цена 2р.20к.

Ордена Трудового Красного Знамени издательство "Наука"
117864 ГСП-7, Москва В-485, Профсоюзная ул., д.90

Ордена Трудового Красного Знамени
1-я типография издательства "Наука"
199034, Ленинград В-34, 9-я линия, 12

К ст. Т.В.Владимировой, А.К.Мальцевой

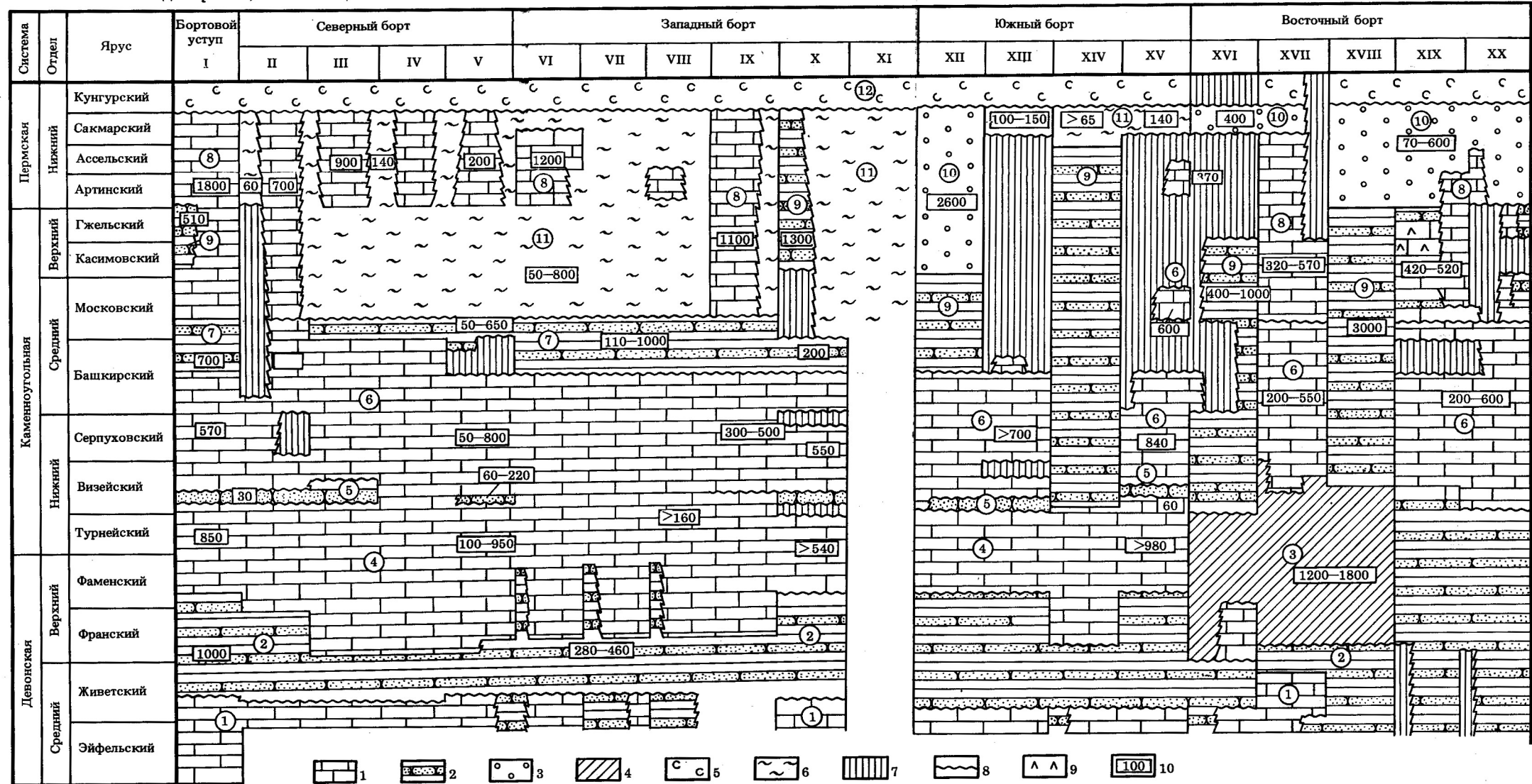


Схема пространственно-возрастных соотношений подсолевых формаций Прикаспийской синеклизы

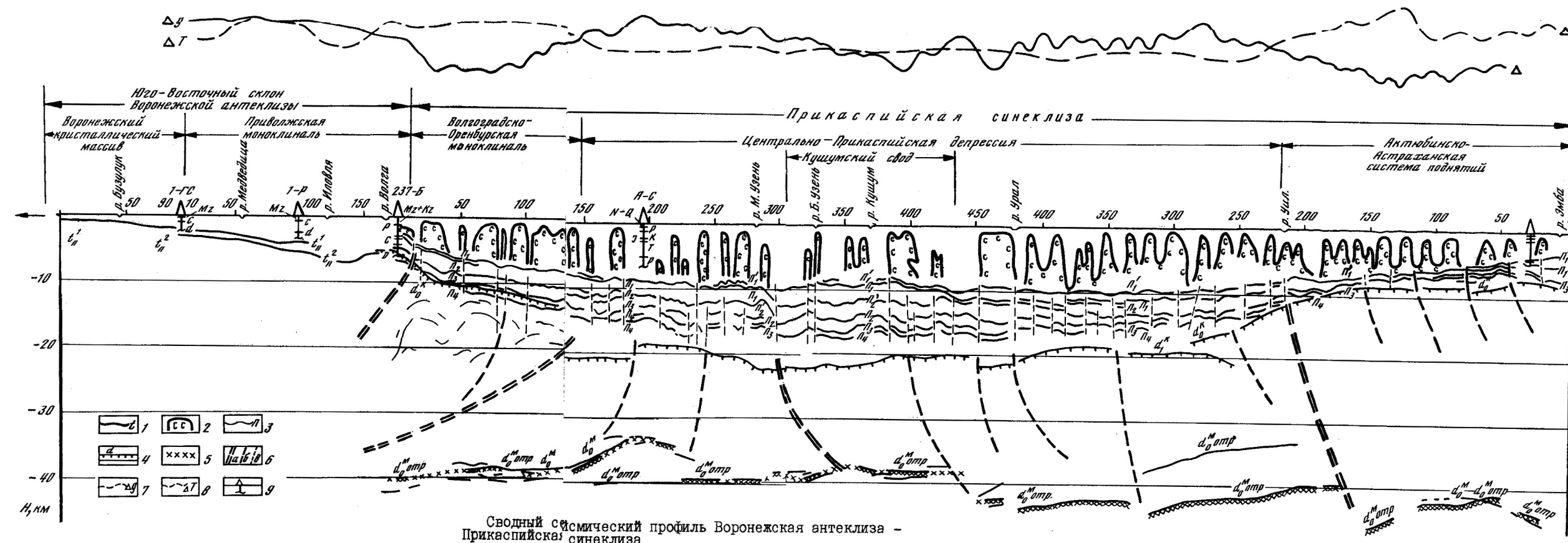
Формации: I - карбонатная доломитово-известняковая; 2 - песчано-глинистая; 3 - песчано-глинистая молассоидная; 4 - грауввакковая; 5 - соленосная; 6 - карбонатно-кремнисто-глинистая; 7 - зоны отсутствия отложений; 8 - перерывы в осадконакоплении; 9 - ангидриты; 10 - толщина формаций, м

Цифры в кружках - номера формаций: I - доломито-известняковая сероцветная мелководно-морская (D_{2ef-gv}); 2 - песчано-глинистая сероцветная прибрежно-морская и переходная (D_{2gv2-D_{2fr}}); 3 - грауввакковая (аспидная или флишевая) сероцветно-красноцветная прибрежно-морская (D_{2ef-C_{1v2}}); 4 - доломитово-известняковая сероцветная мелководно-морская (D_{2fr-C_{1v1}}); 5 - песчано-глинистая сероцветная прибрежно-морская и переходная (C_{1v1-3}); 6 - доломитово-известняковая сероцветная прибрежно-морская (C_{1v2-C_{2m1}}); 7 - песчано-глинистая сероцветная прибрежно-морская и переходная (C_{2b2-m1}); 8 - доломитово-известняковая се-

роцветная мелководно-морская (C_{2m1-F_{1a}}); 9 - песчано-глинистая сероцветная прибрежно-морская (C_{1v1-F_{1k}}); 10 - песчано-глинистая молассоидная (C_{3-F₁}); II - карбонатно-кремнисто-глинистая битуминозная темноцветная глубоководная (D-R₁); I2 - соленосная (F_{1k})

Римские цифры - структурные элементы: I - бортовой уступ; II - Карачаганакско-Кобландинская зона поднятий; III - Чинаревско-Павловская зона поднятий; IV - Деркульская зона поднятий; V - Питерско-Озинковская зона поднятий; VI - Александровско-Кисловская зона; VII - Лободинская зона; VIII - Ново-Николевская зона; IX - Сарпинско-Тингулинская зона; X - Карасальская моноклинал; XI - Сарпинский прогиб; XII - Каракульско-Смушковская зона поднятий; XIII - Астраханский свод; XIV - Северо-Каспийский свод; XV - Каратон-Тенгизская зона поднятий; XVI - Тортай-Бикжалская зона; XVII - Жаназу-Туресайская зона; XVIII - Терескенская зона; XIX - Жанажол-Торткольская зона; XX - Арансай-Алибекмолинская зона

К ст. В.Н.Мыльцина, И.А.Кобылкине и др.



Сводный сейсмический профиль Воронежская антеклиза - Прикаспийская синеклиза

I - преломляющие горизонты (кристаллический фундамент) по данным КМВ; 2 - поверхность соли (куполы массивы, штоки) по данным МО; ОИТ; 3 - основные отражающие горизонты в подсолевой области по данным МО; ОИТ; 4 - поверхность карбонатно-кремнисто-глинистой толщи; 5 - поверхность угловатых отложений; 6 - граница внутри карбонатно-кремнисто-глинистой толщи; 7 - наблюдаемые значения силы тяжести в редевонских отложениях; 8 - значения напряженности магнитного поля; 9 - скважины глубоководия: I-ГС (Гришино-Свиридовская площадь), I-Р (Романовская площадь), 237-Б (Быковская площадь), I-СТ (сверхглубокая, Аралсорская площадь)

а₀^м, а₀^{отр} - преломляющий и отражающий горизонты поверхности Мохоровичича; 5 - поверхность Мохоровичича по данным комплексной интерпретации; 6 - основные тектонические нарушения; а - по данным комплексной интерпретации; б - по данным ГС; в - по данным МО; ОИТ; 7 - наблюдаемые значения силы тяжести в редевонских отложениях; 8 - значения напряженности магнитного поля; 9 - скважины глубоководия: I-ГС (Гришино-Свиридовская площадь), I-Р (Романовская площадь), 237-Б (Быковская площадь), I-СТ (сверхглубокая, Аралсорская площадь)