

ВОЦАЛЕВСКИЙ Э.С.

О НЕФТЕГАЗОВОМ ПОТЕНЦИАЛЕ НАДСОЛЕВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ЮГА ПРИКАСПИЙСКОЙ ВПАДИНЫ

Мақалада Каспий маңы ойпатының оңтүстік жағының тұз үсті түзілімдерінің, Каспий теңізінің солтүстік айдынымен бірге мұнайгаз мүмкіндігін бағалау және кешенді мұнайгаз геологиялық аймақтандыру қаралады.

Рассматриваются вопросы комплексного нефтегазогеологического районирования и оценки нефтегазового потенциала надсолевых отложений южной части Прикаспийской впадины, включая северную акваторию Каспийского моря.

The article deals with the problems of complex oil-and-gas-geological division into districts and oil-and-gas potential estimation of the above-saline deposits in the southern part of Pricaspian I depression including northern water area of the Caspian Sea.

В течение 2003–2005 гг. в лаборатории нефтяной геологии выполнялись научно-исследовательские работы по комплексной оценке нефтегазового потенциала надсолевых отложений юга Прикаспийской впадины и прилегающей акватории Каспийского моря.

Указанная площадь включает в себя, полностью или частично, разнообразные по геологическому строению районы востока, юго-востока, юга, юго-запада и внутренних частей Прикаспийской впадины с дифференцированной нефтегазоносностью надсолевого разреза.

Нефтегазовый потенциал оценивался по классической схеме нефтегазогеологического районирования с последующей количественной оценкой потенциальных ресурсов углеводородов и их неразведанной прогнозной долей.

С этой целью были дополнительно рассмотрены сейсмостратиграфические характеристики надсолевого разреза по пяти базовым меридиональным и широтным пересечениям, охватывающим различные структурно-тектонические зоны и более 100 солянокупольных структур с разделяющими их межкупольными мульдами. В совокупности с региональными структурными картами и картами мощностей, подготовленными сотрудниками Специализированного гравиметрического предприятия (СГП) Г.Г. Шевчук и А.В. Матусевич по комплексу гравиметрических и сейсмических данных, это позволило получить более обоснованные материалы для последующих структурно-тектонических и палеотектонических построений.

Палеогеографические и палеотектонические особенности рассматривались с позиций формирования толщ-резервуаров и толщ-флюидоупоров, а также эволюции региональной структуры этой части чехла на различных этапах геологической истории.

Было установлено, что палеогеографические обстановки на протяжении позднепермско-неогенового времени были благоприятными за исключением позднепермско-раннетриасового этапа и частично - в барремское время, когда осадконакопление происходило в континентальных условиях с преимущественно аридным климатом.

В позднепермско-раннетриасовое и частично в среднетриасовое время основные источники сноса находились в юг-юго-восточной части исследуемой площади, однако на последующих этапах они были вовлечены в интенсивное погружение и одним из основных источников сноса являлись северо-восточные участки.

Преобладание благоприятных обстановок и циклические их изменения привели к формированию положительных параметров разреза надсолевого мегакомплекса - наличию в нем толщ-резервуаров с высокими и удовлетворительными емкостно-фильтрационными свойствами, а также толщ-флюидоупоров разного ранга, в том числе региональной позднекелловейско-оксфордской покрывки. Следует при этом отметить, что изоляционные свойства этой покрывки сильно ослаблены в тех частях юга Прикаспийской впадины, где активно проявляется солянокупольная тектоника. В то же время на крайнем юге (аква-

¹Казахстан. 050010, г. Алматы, ул. Кабанбай батыра 69а, Институт геологических наук им. К. И. Сатпаева.

тория) и на юго-востоке (суша) солянокупольная тектоника проявилась только в позднепермско-раннетриасовое время, в связи с чем эта покрывка является надежным флюидоупором на прорвинском типе структур, которые развиты здесь достаточно широко.

Неоднократные изменения палеогеографических обстановок являлись следствием глобальных изменений интенсивности и направленности тектонических движений.

Очевидно, что на закрытие бассейна и его изоляцию от Мирового океана оказали влияние процессы сжатия, проявившиеся к началу кунгура особенно контрастно на юге и юго-востоке рассматриваемой площади. Эти процессы продолжались до конца среднего триаса, окончательно сформировав гигантский складчато-надвиговый пояс, ограничивающий с юг-юго-востока Прикаспийский солеродный бассейн. Они же вызвали начальный рост соляных куполов.

В региональном плане анализ особенностей развития южной части Прикаспия выполнялся по трем наиболее важным этапам: позднепермско-триасовому, юрско-палеогеновому и неоген-четвертичному. Первый из них основан на базовых сейсмических отражающих горизонтах VI и V; второй - на горизонтах V, III, II, I; третий - на горизонте «А». В совокупности с многочисленными данными бурения это позволяет составить надежные представления об особенностях развития юга Прикаспия.

Закономерное увеличение мощностей позднепермско-триасовой секции разреза от 500 м в юго-западной, южной и юго-восточной частях до 6000 м в северных районах однозначно свидетельствует о развитии интенсивных нисходящих тектонических движений, охвативших центральные и северные районы юга Прикаспия. В этот же отрезок времени, особенно в поздней пермисреднем триасе, начала развиваться солянокупольная тектоника, которая создавала ячеистую структуру, состоящую из соляных гряд, куполов, перешейков и межкупольных мульд.

Изменение тектонического режима фиксируется в позднем триасе, когда темп прогибания центральных и северных частей района резко замедляется, а в южном секторе за счет вовлечения его в интенсивное прогибание, накапливаются наиболее мощные сероцветные отложения позднего триаса (Прорвинская и Северо-Бузачин-

ская зоны). Замедление и практически полное прекращение нисходящих движений пространственно связаны с палеозойской Астраханско-Актюбинской системой поднятий, а возобновление их в палеобортовой части - с Тугаракчанско-Заволжской палеозойской системой палеопрогибов, что говорит об определенной взаимосвязи докунгурского и послекунгурского этапов развития.

Начавшийся в позднем триасе подъем северных и северо-восточных частей района продолжился в юрское время, что подтверждается возрастанием мощности с севера на юг от 200 до 1200-1300 м. При этом увеличение мощности отмечается практически по всем подразделениям юры.

Юрский осадочный бассейн без видимых ограничений распространяется в пределы Туранской плиты, осложняясь только отдельными внутрибассейновыми поднятиями и, в первую очередь, Бузачинским.

В мел-палеогеновое время указанные особенности бассейна сохраняются.

Тектоническая активность этапов была резко дифференцированной. Первый этап характеризовался активными тектоническими процессами, что обусловило крайне сложное строение позднепермско-среднетриасовой секции разреза, в том числе формирование по периферии района гигантской складчато-надвиговой системы. На протяжении всего этого этапа уверенно прослеживается бортовая и внутренняя погруженная часть бассейна с относительно широкой, протяженной и слабонаклоненной на север равниной между ними.

Юрско-палеогеновый этап характеризуется более спокойной тектонической обстановкой и структурной инверсией с подъемом северных частей и интенсивным погружением южных. Происходит фактическое раскрытие бассейна на юг и соединение его с Туранской и Скифской плитами. Осложняющими элементами в бассейне остаются солянокупольные структуры, а также группа внутренних поднятий, продолжающих развиваться унаследованно и в мел-палеогеновое время. На юге района, в зонах развития палеозойских карбонатных платформ, соляные купола на участках склонов платформ прорывают всю надсолевою часть разреза, образуя гигантские по высоте соляные диапиры. Подобные особен-

тин, Макат, Вост. Макат, Орысказган, Крыкмултык и Кенбай в Сагизской зоне; Каратобе в Шубаркудук-Акжарской зоне; Косшагыл, Мунайлы, Кульсары в Южно-Эмбинской зоне). Подавляющее число, 84 из 91 месторождения, содержит залежи нефти и газа в юрских и меловых отложениях, при этом большинство залежей связано с апт-неокомской толщей нижнего мела и батбайосской толщей средней юры. На 8 месторождениях установлена нефтегазоносность среднего и верхнего триаса, на трех - нижней юры. На 10 месторождениях нефтегазоносны породы сенноманского яруса верхнего мела и только в одном случае нефтяная залежь выявлена в палеогене.

Нефтегазоносность верхней юры установлена в Южно-Эмбинской и Прорвинской зонах нефтегазонакопления с единичными случаями промышленных залежей в Сагизской и Жамбайско-Забурунской зонах.

В целом наиболее широкий стратиграфический диапазон нефтегазоносности характерен для Сагизской и Южно-Эмбинской зон, а самый узкий (апт-неокомская или келловейская секции разреза) - для Жамбайско-Забурунской.

Таким образом, основными нефтегазоносными комплексами являются среднеюрский и нижнемеловой, продуктивность которых установлена практически во всех зонах и месторождениях.

К категории достаточно широко распространенных нефтегазоносных комплексов следует отнести также верхнепермско-триасовый.

Что касается фазового состояния залежей, то подавляющее их количество является нефтяными с ярко выраженной закономерностью уменьшения плотности нефтей в зависимости от глубины залегания. Единичные газовые залежи обычно встречаются эпизодически на разных стратиграфических уровнях. Однако в Прорвинской зоне газоконденсатные залежи с нефтяными оторочками и без оторочек развиты наиболее широко и указанная зона по газовой составляющей резко отличается от всех остальных зон нефтегазонакопления.

Проведенными исследованиями биомаркеров

в нефтях Прикаспийской впадины, в том числе на рассматриваемой территории, установлено, что нефти подсолевых и надсолевых отложений имеют одну генетическую основу, что однозначно свидетельствует о связи надсолевых нефтей с палеозойскими генерационными источниками. В то же время выделяется более 10 генетических разновидностей нефтей, в том числе для надсолевых отложений юга Прикаспия трех типов, индексированных как А, В, С. Детальное описание генетических характеристик нефтей и связи их с автономными источниками генерации в палеозойской толще описана ранее, поэтому здесь приводятся только фрагментарные сведения².

Нефти типа А развиты в междуречье р. Урал-Волга, главным образом в южной части Мартышинской зоны, а также в Прорвинской зоне. По характеру биомаркеров они могут быть связаны с материнскими отложениями преимущественно карбонатного состава, которые в мезозое указанных зон отсутствуют и встречаются в верхнем палеозое в девон-нижнекаменноугольной секции рассматриваемых и сопредельных зон.

Нефти типа В наиболее широко распространены в Сагизской, Южно-Эмбинской и частично - в северной части Мартышинской зоны. По характеру биомаркеров этот тип нефтей может связываться с генерационными нижнепермскими алевролитоглинистыми отложениями, широко развитыми на рассматриваемой площади.

Наличие в надсолевом разрезе северных частей Сагизской зоны термически более зрелых нефтей свидетельствует об их миграции из центральных частей впадины.

Нефти типа С распространены только в пределах Тенгиз-Кашаганской палеозойской карбонатной платформы. По реликтовым параметрам нефтей можно предполагать о преимущественно карбонатном составе генерационных комплексов в виде морских карбонатов и мергелей. Четкая локализация этого типа нефтей позволяет рассматривать в качестве главного генерационного комплекса среднедевонские и нижнюю секцию верхнедевонских отложений, локализованных в пределах девонской карбонатной платформы.

Положение определенного генетического

²Шлыгин, Э.С. Воцалевский, Д.А. Вейврек. Генетические типы нефтей Прикаспийской впадины и их значение для прогноза нефтегазоносности // Минерагенция и перспективы развития минерально-сырьевой базы. Алматы: ғылым, 1999. Ч. 2. С. 9-32.

типа нефтей в пространстве дает возможность определить в первом приближении параметры очага генерации и преимущественные направления миграционных потоков.

Совершенно очевидно, что три главных фактора определяют нефтегазоносность надсолевого разреза - наличие достаточных генерационных источников в подстилающих палеозойских отложениях; время и направления миграции нефти и газа; время формирования и последующая сохранность ловушек.

С учетом особенностей строения как подсолевых, так и надсолевых отложений, можно утверждать, что вертикальные перетоки углеводородов были определяющими при формировании месторождений.

Использование всех этих факторов существенно повышает достоверность нефтегазогеологического районирования и количественную оценку нефтегазового потенциала.

Для надсолевого мегакомплекса юга Прикаспийской впадины в качестве элементов нефтегазогеологического районирования целесообразно выделять нефтегазоносные и перспективно-нефтегазоносные районы и зоны. Однако в практической деятельности при нефтегазогеологическом районировании на протяжении десятилетий широко используется термин «зона». Не нарушая эту устоявшуюся практику, указанный термин сохранен, хотя очевидно, что по своим параметрам большинство выделяемых зон вполне могут быть классифицированы в качестве районов с соответствующим подразделением на зоны.

С учетом комплексного анализа нефтегазовых систем в качестве нефтегазоносных и перспективно-нефтегазоносных зон нефтегазонакопления рассматриваются «относительно приподнятые» структурно-тектонические зоны, к которым отнесены Сагизская, Шубаркудук-Акжарская, Южно-Эмбенская, Тенгиз-Кашаганская, Прорвинская, Мартышинская, Нижнеуральская, Жамбайско-Забурунская, Карагайская, Астраханская, Мынтобинская и Азгирская (рис. 2).

Дифференциация нефтей по определенным генетическим типам в пределах перечисленных зон однозначно свидетельствует о наличии автономных источников генерации углеводородов в подстилающих позднепалеозойских отложениях и последующих преимущественно вертикаль-

ных перетоков в надсолевой мегакомплекс.

К перспективно-нефтегазоносным отнесены Азгирская, Мынтобинская, Астраханская и Карагайская зоны, где пока нет выявленных месторождений нефти и газа.

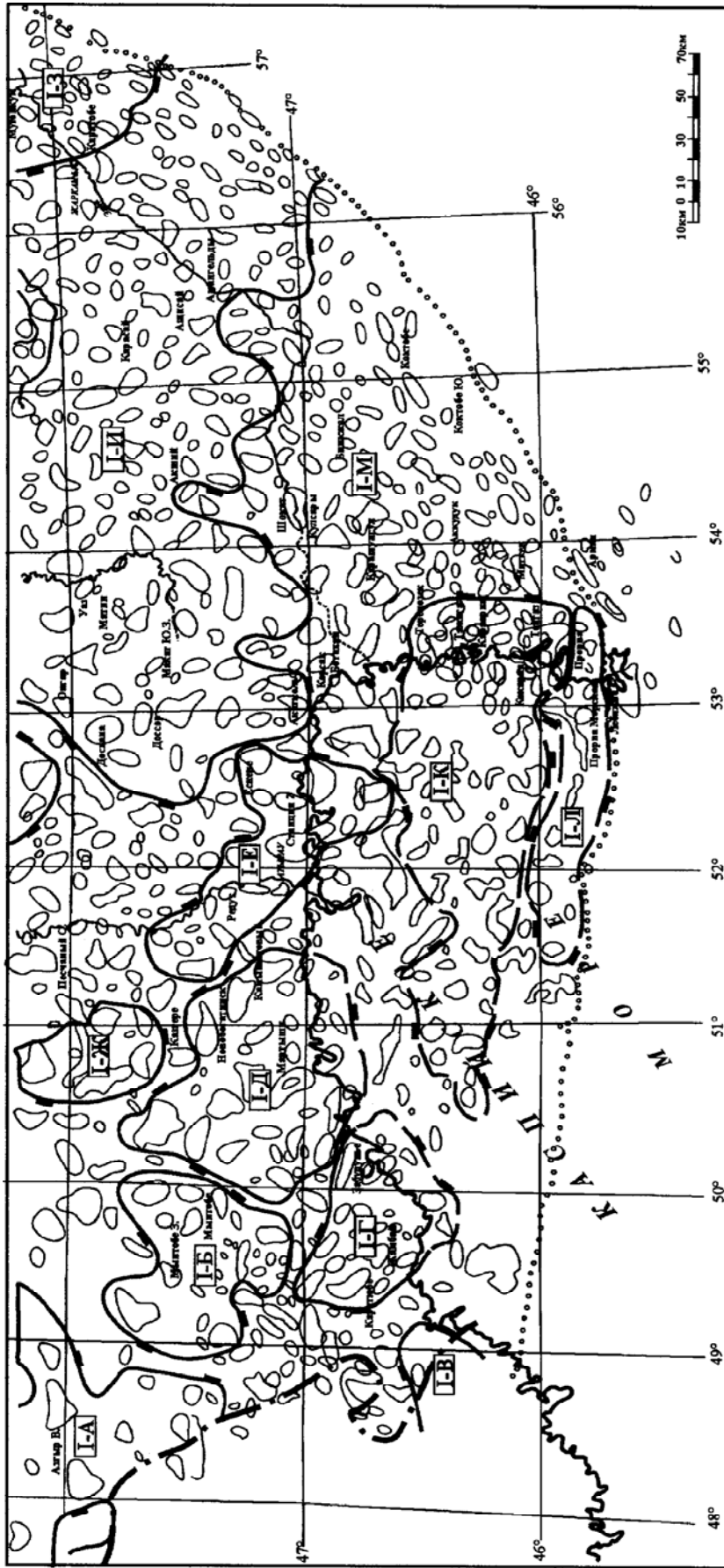
Оценка нефтегазового потенциала, в том числе его прогнозной доли выполнялась по каждой из перечисленных зон методом удельной плотности ресурсов в единице полезного (эффективного) объема. При этом в качестве исходных параметров использовалась удельная плотность извлекаемых запасов углеводородов в эффективном объеме эталонного участка, а также коэффициент аналогии, учитывающий изменение базовых параметров подсчетного участка по отношению к эталонному в долях единицы.

Расчеты показали, что прогнозные неразведанные ресурсы на суше юга Прикаспийской впадины сопоставимы с разведанными к настоящему времени запасами нефти и газа, а в акватории Каспия, в границах распространения соляных куполов, они почти в полтора раза превышают разведанные на суше запасы нефти и газа. Все это однозначно свидетельствует о значительном нереализованном нефтегазовом потенциале надсолевых отложений юга Прикаспийской впадины. Потенциально наиболее богатыми остаются Прорвинская, Тенгиз-Кашаганская, Сагизская и Южно-Эмбенская зоны нефтегазонакопления, но высокая вероятность выявления новых месторождений сохраняется и для других зон.

Анализ показывает также, что при возможном выявлении единичных крупных месторождений с извлекаемыми запасами углеводородов в нефтяном эквиваленте более 30 млн т, наиболее широко распространенными будут преимущественно мелкие и средние месторождения с извлекаемыми запасами 1,0-15,0 млн т.

Эти месторождения могут быть связаны с различными типами ловушек, среди которых следует отметить:

- традиционные ловушки, связанные со сводовыми частями соляных куполов;
- ловушки, стратиграфически и тектонически экранированные в присводовых частях куполов, а также примыкающие к крутым стенкам соляных ядер;
- ловушки, над соляными подушками (вздутиями), образованными либо внедрением мало-



- контуры соляных куполов по гравиметрическим и сейсмическим данным
 - граница распространения соли
 - граница Казахстана с Российской Федерацией
 - границы зон нефтегазонакопления
- Зоны нефтегазонакопления**
- | | | | |
|-------------------------|---------------------|----------------------------|---------------------------|
| I-A Актюбская | I-L1 Маргашинская | I-L11 Карагайская | I-L12 Провалинская |
| I-B Мамтобинская | I-L2 Астраханская | I-L13 Шубаркудук-Актарская | I-L14 Южно-Эмбильская |
| I-C Жамбайло-Зебурнская | I-L3 Нижнеуральская | I-L15 Сагская | I-L16 Тентиз-Капгаганская |

Рис. 2. Схема нефтегазогеологического районирования надсолевого комплекса юга Прикаспийской впадины

мощных языков соли в межкупольные мульды, либо структурами облекания над соляно-ангидритовыми останцами;

- ловушки подкарнизные;
- ловушки, приуроченные к соляным перешейкам между соляными куполами;
- ловушки в инверсионных палеомульдах разного возраста, полностью перекрытых в современном плане мощной (до 3 км) толщей соли;
- участки моноклинального залегания мезозойских отложений над глубоко погруженными соляными телами, экранированные по восстанию тектоническими нарушениями, близкими по ориентировке региональному структурному плану подсолевого палеозоя;
- брахиантиклинальные структуры над глубоко погруженными соляными телами;
- ловушки, связанные с региональным выклиниванием палеогеновых и неогеновых отложений на бортах одновозрастных мульд;

- ловушки в межкупольных зонах, экранированные сквозными нарушениями;

- ловушки разнообразного типа в низах кунгурского яруса;

- палеорусловые ловушки в нижней юре и байосской секции средней юры.

Масштабы месторождений по величине запасов могут быть значительными при комбинированном сочетании нескольких типов ловушек в пределах конкретного соляного купола или в межкупольной зоне, что подтверждается уже известными месторождениями.

Залогом успеха выявления новых месторождений является применение новых технологий геофизических, буровых и опробовательских работ.

Проведенные исследования с учетом результатов геологоразведочных работ последних пяти лет подтверждают необходимость дополнительных исследований по корректировке нефтегазового потенциала всего осадочного чехла Прикаспийской впадины, что предполагается осуществить в течение 2006-2008 годов.