

УДК 553.98

Д.В. Люгай, Б.С. Коротков, Е.Е. Поляков

Стратегия поисков газа в Прикаспийской впадине

Прикаспийская впадина является краевой частью Восточно-Европейской платформы. Ее площадь по контуру распространения соляных куполов составляет 550 тыс. км. Мощность осадочных образований в центральной части впадины изменяется, по различным оценкам, от 15 до 25 км. Такой большой разброс значений объясняется чрезвычайно сложными горно-геологическими условиями проведения геофизических работ и большими трудностями геологической интерпретации полученных геофизических данных.

Добыча нефти из надсолевых отложений ведется с конца XIX в. Начало масштабных геологоразведочных работ (ГРП) на глубоководные подсолевые отложения относится к 1960–1970-м гг., когда появились соответствующие технические средства. Первая сверхглубокая скважина 1СГ-Аралсорская была пробурена в центральной части Прикаспийской впадины с целью изучения подсолевых отложений. Бурение продолжалось с 1961 г. по декабрь 1968 г., достигнутая глубина – 6806 м, на забое вскрыты красноцветные отложения предположительно кунгурского яруса (подсолевые отложения не вскрыты). Практически одновременно (1962–1971 гг.) в юго-восточной части Прикаспийской впадины, на Биикжальском своде бурилась вторая сверхглубокая научная скважина СГ-2, достигнутая глубина – 6028 м. Скважина вскрыла подсолевые отложения, из которых были получены непромышленные притоки нефти и газа. Из-за плохого технического состояния скважины полноценные исследования провести не удалось.

В 1970–1980-е гг. по всему периметру Прикаспийской впадины в бортовых зонах широким фронтом проводились поисково-разведочные работы, увенчавшиеся открытием целого ряда месторождений нефти и газа, в том числе уникальных по запасам Астраханского, Карачаганакского и Тенгизского, а также крупных Жанажольского и Королевского. Подавляющее большинство открытых месторождений находится в пределах северо-восточного, восточного и юго-восточного бортов впадины, т.е. на территории Казахстана.

После распада СССР в Республике Казахстан поиски углеводородов в подсолевых отложениях были продолжены. Наибольшие успехи достигнуты в юго-восточной части Прикаспийской и на морском продолжении Каратон-Тенгизской зон поднятий. В 2000 г. открыто одно из крупнейших в мире нефтяное месторождение Кашаган. В последующие годы открыт еще ряд крупных нефтяных месторождений: Западный Кашаган, Юго-Западный Кашаган, Актоты, Каламкас-море, Кайран. Суммарные геологические запасы углеводородов, по разным источникам, оцениваются от 1,1 до 12 млрд т н.э. По данным совместной операционной компании North Caspian Operating Company (NCOC), геологические запасы нефти составляют 6,4 млрд т. В Жанажольской группе месторождений в 2005 г. открыто нефтяное месторождение Умит.

На российской территории (северо-западный, западный и юго-западный бортовые участки впадины) успехи были не столь очевидными. В советский период в западной и северно-западной бортовых зонах (Волгоградская и Саратовская области) было пробурено значительное число сверхглубоких параметрических и поисково-разведочных скважин на подсолевой комплекс. В параметрических скважинах: 1-Ерусланская, 1-Упрямовская и 9-Александровская получены прямые признаки нефтегазоносности подсолевых нижнепермских отложений. Скважина 1-Ерусланская из интервала 5818÷5820 м фонтанировала газонефтяной смесью с ее последующим

Ключевые слова:

Прикаспийская впадина, перспективы, газ, углеводороды, геологическая модель, глубокие горизонты, сверхглубокие скважины.

Keywords:

Peri-Caspian depression, trends, gas, hydrocarbons, geological model, the deeper horizons, super-deep wells.

возгоранием. В скважине 1-Упрямовская при испытании в открытом стволе в интервалах 5935÷5979 и 5952÷5875 м получены притоки нефти дебитом до 12 м³/сут. Плотность нефти – 825 кг/м³. Нефтегазопроявления, в том числе мощные неуправляемые фонтаны, отмечались в ряде поисково-разведочных скважин, что свидетельствует о присутствии нефти и газа в глубокопогруженных подсолевых отложениях. Однако не было открыто ни одного крупного или даже среднего по запасам месторождения. Кроме технических причин (очень сложные горно-геологические условия проведения полевых геофизических и буровых работ) сказалась низкая степень геолого-геофизической изученности глубокопогруженных подсолевых отложений, что не могло не отразиться на результатах ГРП.

В конце 1980-х гг. необходимость планомерного изучения глубоких недр с целью создания достоверной геологической модели Прикаспийской впадины стала очевидной. Была разработана масштабная Государственная программа геологического изучения подсолевого комплекса, реализация которой планировалась на период 1990–2000 гг. Программой предусматривалось бурение 75 сверхглубоких научных скважин суммарным объемом 550 тыс. пог. м, в том числе 11 скважин глубиной более 8 км, а также проведение глубинных сейсмических исследований по региональным опорным профилям. Из-за распада СССР до практической реализации этой программы дело не дошло. После 1991 г. бурение сверхглубоких научных скважин за счет госбюджета на территории российской части впадины не велось. Резко сократились и объемы глубокого поисково-разведочного бурения, проводимого нефтегазовыми компаниями на своих лицензионных участках.

Из многочисленных нефтегазовых компаний только ОАО «Газпром» до середины 2000-х гг. были продолжены поисково-разведочные работы на глубокопогруженные подсолевые отложения в районах размещения Оренбургского и Астраханского газодобывающих центров. Наибольший объем глубокого и сверхглубокого параметрического и поисково-разведочного бурения выполнен в северной бортовой зоне впадины, в широтной полосе между Карачаганакским и Оренбургским месторождениями. До про-

ведения работ эта обширная территория на картах геолого-геофизической изученности представляла собой белое пятно. В то же время ее расположение между уникальными Карачаганакским и Оренбургским месторождениями давало основание относить эти земли к высокоперспективным для поисков новых крупных месторождений углеводородов. Задача была весьма актуальной из-за нарастающей недозагрузки Оренбургского газохимического комплекса, вызванной снижением добычи на Оренбургском месторождении.

Ведущими научно-исследовательскими институтами бывшего Министерства геологии СССР была составлена Программа проведения геологоразведочных и научно-исследовательских работ для обеспечения сырьевой базы Оренбургского газового комплекса, рассчитанная на 1993–2000 гг. После многоуровневой экспертизы в июне 1992 г. программа была утверждена руководством федерального Комитета природных ресурсов (бывшего Мингео СССР) и РАО «Газпром».

Главной стратегической задачей ставился поиск месторождений карачаганакского типа (крупных и с большой плотностью запасов), которые связывались с органогенными (рифовыми) постройками, прогнозировавшимися в бортовой зоне Прикаспийской впадины и на смежных участках южного окончания Предуральяского прогиба.

Этот прогноз базировался на популярной модели унаследованного развития Прикаспийской впадины в среднем и позднем палеозое. Предполагалось, что в центральной части впадины отлагались осадки депрессионных (глубоководных) фаций, в которых не могли формироваться природные резервуары для нефти и газа. Перспективы связывались с шельфовыми карбонатами, образующими по периферии впадины карбонатные платформы. Согласно модели, в зонах перехода от карбонатных платформ к депрессионным осадкам образовывались морфологически выраженные бортовые тектоно-седиментационные уступы, в которых на разных стратиграфических уровнях присутствовали биогермные (рифовые) постройки. Последние рассматривались в качестве главных объектов поисковых работ.

Приведенная выше модель строения Прикаспийской впадины стала официальной и практически безальтернативной, причем как

у российских, так и у казахских геологов. Все новые месторождения Казахстана (Кашаган, Западный Кашаган и др.) сегодня связываются с рифовыми постройками, хотя логичнее было бы главным фактором формирования гигантских месторождений считать приуроченность их к крупным высокоамплитудным сводовым поднятиям и валам.

«Рифомания» направила поисково-разведочные работы по ложному следу. Рифы стали искать не только на крупных поднятиях, но и на средних и мелких, а также вне связи с локальными поднятиями. Сейсморазведчики на временных сейсмических разрезах начали выделять аномалии типа «риф», которые выдавались заказчикам в качестве полноправных объектов для постановки глубокого бурения.

Реализация программы ГРП осуществлялась предприятием ООО «Оренбурггазпром», которое в 1993–2006 гг. пробурило 15 скважин глубиной более 5000 м: параметрические – 1-Южно-Линевская (6145 м), 1-Каинсайская (6516 м), 1-Буранная (6504 м), 501-Вершиновская (7005 м), 1-Нагумановская (6007 м); поисковые – 2-Каинсайская (6581 м), 17-Песчаная (5126 м), 20-Песчаная (5701 м), 30-Восточно-Песчаная (4926 м, проектировалась на 5030 м), 35-Чиликайская (6302 м), 2-Нагумановская (4850 м, проектировалась на 5000 м), 3-Нагумановская (5000 м), 150-Корниловская (5710 м), 171-Акобинская (5330 м), 161-Кзылобинская (5215 м). Целевыми объектами поисков были именно «рифы». Практически все скважины пробурены до проектных отметок (некоторые даже глубже), испытаны и ликвидированы по геологическим причинам как выполнившие свое назначение. Результаты бурения оказались весьма скромными – в ряде скважин отмечались нефтегазопроявления, открыто несколько мелких сложнопостроенных залежей. Ни на одном поисковом объекте по результатам бурения «рифы» не обнаружены.

После 1991 г. значительный объем глубокого и сверхглубокого бурения выполнен на Астраханском своде.

Первая сверхглубокая поисковая скважина 2-Володарская (проектная глубина – 6500 м) была забурена в феврале 1994 г. в северо-восточной части Астраханского свода за контуром башкирской залежи. Общая вскрытая мощность карбонатных каменноугольных и верхнедевонских отложений

составила 1628 м. В июне 1997 г. на глубине 5961 м при проходке известняков верхнего девона произошло мощное газонефтепроявление. Через боковой отвод более трех часов горел гигантский факел, который затем погас. Последующие попытки вызвать приток нефти и газа, как и продолжить бурение скважины до проектной отметки, успеха не имели, и скважина была ликвидирована по техническим причинам. Однако сам факт нефтегазопроявления получил неожиданно большой резонанс в стране, вызвав повышенный интерес многих нефтяных компаний к нефти девонских отложений.

В последующие годы планомерные ГРП на девонские отложения осуществлялись ОАО «Газпром». В ноябре 1997 г. была забурена первая параметрическая скважина 2-Девонская проектной глубиной 7000 м. С целью ускорения оценки потенциала девонского комплекса в разных сейсмофациальных зонах с небольшим временным отставанием бурились еще две поисковые скважины (1-Д и 3-Д), каждая на глубину 6500 м. В правобережной части Астраханского свода в 1999 г. была начата бурением параметрическая скважина 1-Правобережная проектной глубиной 6500 м. Несколько позже в 2,5 км к северо-западу от скважины 2-Володарская компанией «Астран» забурена сверхглубокая скважина 1-Северо-Астраханская (проектная глубина – 6500 м, фактическая – 6849 м).

Полностью девонский разрез вскрыт скважиной 2-Д (забой – 7003 м). На глубине 7000 м установлено резкое изменение литолого-физического облика пород – переход от нижнедевонских аргиллитов к кварцитовидным песчаникам додевонского возраста.

Скважина 2-Д вскрыла полный разрез верхнепалеозойской карбонатной формации в стратиграфическом объеме от башкирского яруса среднего карбона до франского яруса верхнего девона. Отложения среднего и нижнего девона представлены терригенными породами, в которых преобладают аргиллиты с подчиненными пластами алевролитов и песчаников.

В скважине 2-Д при испытании в колонне интервала 6459–6522 м, представленного песчаным пластом с прослоями аргиллитов, получен приток сухого метанового газа следующего состава: метан – 99,48 %, этан-бутан – в сумме около 0,5 %, сероводород отсутствует.

Пористость песчаников, по данным геоинформационной системы (ГИС), изменяется от 16 до 22 %, газонасыщенность – от 67 до 79 %. Дебит газа составил 10 тыс. м³/сут на штуцерах диаметром 1,98÷1,58 мм при устьевых давлениях 27,0÷29,0 МПа и забойных – 72,5÷88,5 МПа. Замеренное на глубине 6387 м пластовое давление равнялось 129 МПа, температура – 178,6 °С. Коэффициент аномальности пластового давления (в сравнении с условным гидростатическим) близок 2,0, что значительно выше проектных показателей. Испытание выполняли высококвалифицированные специалисты компании Halliburton, но из-за исключительно сложных горно-геологических и термобарических условий даже им не удалось провести их удовлетворительно.

По залегающим ниже объектам, рекомендованным геофизиками к испытанию, данные противоречивы: либо технически не удалось испытать (самый нижний объект – 6835÷6795 м), либо не удалось вызвать приток. Слабый приток метанового газа отмечался при испытании интервала 6553÷6592 м. Пласт представлен известняками пористостью 11÷20 %. Учитывая многочисленные сбои в работе оборудования, контрольных приборов и длительный период простоя скважины до начала проведения работ, результаты испытания карбонатных пород среднего и нижнего девона не могут быть признаны кондиционными.

Что касается поисковых скважин 1-Д и 3-Д, было принято решение об их ликвидации до вскрытия продуктивного пласта, учитывая техническое состояние этих скважин и весьма жесткие пластовые термобарические условия. Таким образом, вопрос промышленной ценности открытой газовой залежи в девонских отложениях Астраханского свода остался нерешенным.

Новые интересные данные по нефтегазоносности Астраханского свода получены в результате бурения и испытания скважины 1-Правобережная (1-ПР). История ГРП в этом районе весьма поучительна. При переработке старых сейсмических материалов специалистами Астраханской геофизической экспедиции была выделена на временных разрезах аномалия сейсмической записи (АСЗ), выражающаяся в прозрачности сейсмических границ в карбонатной формации в интервале залегания отложений нижнего карбона – верх-

него девона. При геометризации АСЗ проявилось некое крупное амебообразное тело, которое стали интерпретировать как крупный рифовый объект [1]. Идея была подхвачена многими другими авторами, с «рифом» стали ассоциировать гигантское нефтяное месторождение, сопоставимое с Тенгизом. В конечном счете появилось обоснование на бурение поисковой скважины, которое было принято в ОАО «Газпром». Составление проекта было поручено ВНИИГАЗу.

В проект было заложено две модели: рифовая и традиционная, горизонтально-слоистая, в которой прозрачность сейсмических горизонтов объяснялась наличием зоны повышенной трещиноватости пород, что подтвердилось бурением. Внутри карбонатной формации «рифового» объекта не оказалось, в связи с чем было принято решение углубить скважину ниже проектной отметки 6500 м до технической возможной глубины. Скважину удалось пробурить до глубины 6645 м. Из карбонатной формации скважина не вышла.

В скважине 1-ПР было испытано несколько интервалов разреза, характеризующихся повышенной трещиноватостью карбонатных пород. Получены притоки воды, дебит которых достигал 120 м³/сут. Свободный газ отсутствовал, поскольку субвертикальная трещинная система обеспечивала его струйную миграцию вверх по разрезу, и газ накапливался под региональной нижнепермской сульфатно-галогенной крышкой.

Непосредственно под крышкой в башкирских отложениях открыто Западно-Астраханское газоконденсатное месторождение (ГКМ) принципиально нового типа. Ловушка представляет собой структурный нос, осложняющий северо-западный склон Астраханского свода. По данным ГИС, газонасыщенные карбонатные породы прослеживаются в скважине 1-ПР до глубины 4300 м, что на 150 м ниже раздела «газ – вода» в соседних продуктивных скважинах Астраханского ГКМ (правый берег Волги). Соответственно, гипсометрически ниже находится и кровля башкирского резервуара. В качестве временной рабочей модели принят вариант с тектоническим экранированием залежи. Подобного типа месторождения-спутники Астраханского ГКМ, скорее всего, будут открываться по всему периметру башкирской залежи.

Данные бурения глубоких и сверхглубоких скважин на Астраханском своде, в Южном Оренбуржье, а также в бортовой зоне на территории Волгоградской и Саратовской областей не укладываются в официальную модель унаследованного развития Прикаспийской впадины. По результатам их обработки и анализа было сделано заключение о необходимости кардинального переосмысления геологической природы Прикаспийской впадины [2]. Новая региональная модель должна базироваться на следующих положениях:

- Прикаспийская впадина – это не унаследованная, а наложенная депрессия, формирование которой связано с герцинской фазой складчатости пограничных складчатых систем Урала и Кряжа Карпинского;

- в докунгурский этап геологической истории территория современной Прикаспийской впадины являлась частью древней Восточно-Европейской платформы, на которой были аналогичные условия осадконакопления, т.е. существовали и шельфовые, и относительно глубоководные фации. Это означает, что под нижнепермской соленосной толщей в центральных частях впадины можно встретить самые различные типы отложений;

- борта впадины имеют тектоническую природу. Формирование бортовых уступов в эпоху герцинской фазы складчатости происходило достаточно интенсивно и сопровождалось образованием масштабных тектонических нарушений (листрические сбросы, взбросы, надвиги), подводнооползевыми явлениями, турбидитами.

Резкая смена тектонической обстановки началась с кунгурского времени, когда на обширной площади развития разнородных, преимущественно линейных, тектонических элементов стала формироваться изометричная впадина с мощной галогенной формацией в основании. Формирование впадины продолжалось на протяжении всего мезокайнозоя.

Таким образом, в геологической истории юго-восточного края Восточно-Европейской платформы четко выделяются два крупных временных отрезка – докунгурский и кунгурско-третичный.

Главной закономерностью пространственного распределения нефти и газа в подсолевом комплексе Прикаспийской впадины является приуроченность подавляющего

числа залежей промышленного значения и абсолютно всех крупнейших из них к первому под региональной соленосной покрывкой природному резервуару. Другими словами, сульфатно-галогенная формация кунгурского яруса нижней перми контролирует процессы формирования и консервации залежей нефти и (особенно) газа. Если гипсометрически ниже по разрезу еще встречаются небольшие скопления нефти, в том числе полупромышленные (башкирская залежь нефти на Нагумановском месторождении), то промышленных залежей газа уже нет. Это обусловлено отсутствием на глубине более 4 км кондиционных газоупоров. Аргиллиты, глинистые известняки и другие типы пород, которые на малых и средних глубинах выполняют функции покрывок, на больших глубинах утрачивают газоупорные свойства.

Следует отметить также закономерности размещения мелких и средних нефтегазовых месторождений в Волго-Уральской и Прикаспийской нефтегазоносных провинциях:

- месторождения углеводородов (преимущественно нефтяных) приурочены к зонам ближнего правобережья и левобережья р. Волги, древнего регионального разлома и (или) зоны дробления (субвертикальная трещинная система миграции углеводородов);

- поисковым критерием выявления таких месторождений являются в общем случае оперяющие разломы и зоны дробления (под 45° к основному разлому), перекрытые структурными ловушками, в надсолевом комплексе – глинистыми перемычками.

Обобщая выявленные закономерности в Волго-Уральской и Прикаспийской нефтегазоносной провинции, можно сделать следующие стратегические выводы и вытекающие из них первоочередные научно-технологические рекомендации:

- новая модель строения Прикаспийской впадины как эпипалеозойской наложенной депрессии позволяет более оптимистично и конструктивно оценить перспективы нефтегазоносности подсолевого комплекса не только в бортовых зонах, но и в обширной центральной части впадины. Первоочередной задачей является детализация этой модели с использованием всей совокупности данных, имеющихся в государственных фондах и нефтегазовых компаниях;

- на больших (более 4,5 км) глубинах объектом поисковых работ должен быть первый подсолевой резервуар. Все более глубокопогруженные отложения (в том числе «риффы») даже при наличии коллекторов не будут содержать залежей промышленного значения;

- картирование подсолевых отложений на первом научно-технологическом этапе необходимо производить в рамках единой структурной геологической цифровой модели по имеющимся фондовым данным сейсморазведки разных лет и результатам глубокого бурения в зонах лево- и правобережья Волги в Астраханской, Волгоградской и Саратовской областях.

Список литературы

1. Бродский А.Я. Новый взгляд на строение Астраханского подсолевого поднятия / А.Я. Бродский, Ю.Г. Юров, Ю.А. Волож // Недр Поволжья и Прикаспия. – 1997. – Вып. 12. – С. 31–41.
2. Коротков Б.С. Научное сопровождение поисковых работ на газ в глубокозалегающих горизонтах / Б.С. Коротков // Газовые ресурсы России в XXI веке. – М.: ВНИИГАЗ, 2003. – С. 94–105.