

УГЛЕВОДОРОДНОЕ СЫРЬЕ

НЕФТЕГАЗОНОСНОСНЫЙ ПОТЕНЦИАЛ АКВАТОРИИ СЕВЕРНОГО КАСПИЯ

Л.Г. Кирюхин, М.Ю. Хакимов

Инженерный факультет
Российский университет дружбы народов
ул. Миклухо-Макля, 6, Москва, Россия, 117198

В российском секторе Каспийского моря в начале текущего столетия открыта новая высокоперспективная Северо-Каспийская газонефтеносная область. Залежи нефти и газа содержатся в отложениях средней и верхней юры, нижнего мела и палеогена. Этаж нефтегазоносности — 2700 м. На базе выявленных месторождений формируется новый крупный район газонефтедобычи России.

Каспийское море — крупнейшее в мире бессточное озеро-море площадью 376 тыс. км², которое находится на 27,9 м ниже уровня океана. Воды Каспия занимают длинный (более 1000 км) и широкий меридиональный прогиб земной коры, пересекающий несколько крупных геологических структур. Под северными мелководьями располагается Прикаспийская впадина древней Восточно-Европейской платформы. Южнее в акваторию Каспия с запада продолжают геоструктуры северной части Скифской плиты, развитые на герцинском складчатом фундаменте. Это кряж Карпинского, Манычский прогиб, Прикумская зона поднятий и Терско-Каспийский краевой прогиб. С востока в акваторию Северного Каспия продолжают эпигерцинские структуры Туранской плиты: Бузачинский свод, Северо-Устюртский и Южно-Мангышлакский прогибы. Они разделены киммерийскими структурами Горного Мангышлака, выраженными выходами на поверхность складчатых пород триаса и слабодислоцированных отложений юры и мела.

Сочленение крупнейших разновозрастных тектонических элементов происходит по глубинным разломам. В центральной части Северного Каспия по данным магнито- и гравиметрии выделяется Аграхано-Гурьевский глубинный разлом. Он имеет, по нашему мнению, сдвиговую составляющую существенных размеров. В этот разлом с запада «упираются» структуры Скифской плиты, с востока — Туранской. В северной части акватории Каспия граница между древней Восточно-Европейской платформой и молодыми плитами Скифской и Туранской про-

ходит по глубинным разломам: Донбасско-Астраханскому на западе и Южно-Эмбенскому на востоке. Эти разломы выражены в структуре фундамента и в нижних горизонтах платформенного чехла.

Акватория Северного Каспия, согласно межправительственному соглашению между Российской Федерацией и Республикой Казахстан, разделена на российский и казахский секторы. Еще 15 лет назад территория российского сектора акватории Каспия не считалась высокоперспективной. Причиной этого являлось наблюдаемое на суше выполаживание структур Восточного Предкавказья в направлении к берегу Каспия, а также небольшие запасы единственного открытого у берегов Дагестана небольшого месторождения Инчхе-море.

Проведенные с 1995 г. НК «ЛУКОЙЛ» в российском секторе Каспийского моря сейсморазведочные работы 2D регионального, а затем поискового и детализационного характера позволили выявить свыше 15 перспективных структур. Многие из этих структур (Ракушечная, им. В. Филановского, Хвалынская, Центральная, Самур и др.) оказались гораздо крупнее, чем это можно было предполагать по аналогии с восточным погружением Скифской плиты.

Поисково-оценочным бурением проведенным НК «ЛУКОЙЛ» в 2000—2005 гг. было открыто шесть многопластовых высокодебитных месторождений нефти, газа и конденсата — Ракушечное, им. Ю. Корчагина, Сарматское, 170 км, Хвалынское, им. В. Филановского. По результатам бурения и сейсмических работ 3D были созданы модели месторождений и проведен подсчет запасов [1].

Установленный стратиграфический этаж нефтегазоносности широк — от палеогена до верхов средней юры в интервале глубин 700—3400 м. Достоверные и предварительно оцененные запасы составляют около 1,2 млрд т в нефтяном эквиваленте. При этом на запасы свободного газа приходится около 70% общего объема запасов углеводородов этих месторождений. В стратиграфическом отношении нефть установлена в карбонатных пластах верхней юры и терригенных отложениях неокома. Газовые и газоконденсатные залежи встречены в палеогене, альбе, апте, верхней части неокома, верхней и средней юре. По сравнению с суши неожиданно высокой оказалась продуктивность карбонатных пород волжского яруса верхней юры.

Выявленные месторождения контролируются локальными поднятиями, размеры которых оказались крупнее, чем предполагалось до начала работ. Структуры выражены четко, но амплитуды их невелики и составляют первые десятки метров. По данным сейсморазведки установлены малоамплитудные разломы. Крупные структуры — Ракушечная и Хвалынская — осложнены мелкими куполами. Характерно несовпадение структурных планов поднятий по разным горизонтам. Западно-северо-западное структурное простирание согласуется с ориентировкой региональных тектонических элементов — акваториальных продолжений кряжа Карпинского и Восточно-Манычского прогиба.

Проведенные сейсмические и буровые работы позволили внести новое в региональную геологию региона и прежде всего в региональную палеогеографию. Оказалось, что в самом конце поздней юры, в эпоху региональной регрессии моря,

на территории современной акватории Северного Каспия существовал морской бассейн с повышенными мощностями юры, приуроченными к Каспийской субмеридиональной юрской палеодепрессии [2].

В неокомских отложениях обнаружены многочисленные аккумулятивные тела барового типа, с которыми могут быть связаны, по аналогии с залежами месторождения им. В. Филановского, крупные запасы нефти [3].

На месторождениях дебиты разведочных скважин из отложений юры и мела достигали 250—380 т/сут нефти, газа — 250—950 тыс. м³/сут и более; конденсата — 20 т/сут. Открытая пористость карбонатных пород-коллекторов до 20%, терригенных — до 25%.

Нефти открытых залежей легкие, малосернистые, но парафинистые (парафина до 14%). Газы — жирные с содержанием в них тяжелых углеводородов (ТУ) до 7—10%. В карбонатных породах юры газы содержат сероводород. Конденсаты легкие, их содержание в газе — до 90 г/см³.

Итак, на шельфе российского сектора Северного Каспия открыто шесть месторождений, из них пять нефтегазоконденсатных и одно газоконденсатное. Практически все месторождения — многопластовые. Залежи газа и нефти содержатся в терригенных отложениях палеогена, нижнего мела — в альбе, апте и неокоме, и в карбонатных породах верхней юры. Большинство залежей пластовые сводовые, интервал газонефтеносности — от 700 до 3300 м. На конкретных примерах кратко рассмотрим строение месторождений.

Хвалыньское газоконденсатное месторождение. Запасы газа содержатся в пяти продуктивных горизонтах — трех в терригенных нижнемеловых и двух карбонатных верхнеюрских. Основные запасы приурочены к продуктивному пласту альба в интервале глубин 2320—2370 м. Залежь пластовая сводовая. Газонасыщенная мощность продуктивного пласта 15 м, пористость терригенного коллектора 20%, пластовое давление гидростатическое. Покрышки — разновозрастные глины. Месторождение по запасам газа относится к категории крупных.

На **Сарматском нефтегазоконденсатном месторождении** газоносны карбонатные отложения верхней юры в интервале глубин 3073—3342 м. Здесь выделено шесть продуктивных горизонтов. Пористость известняков очень низкая 0,5%, газонасыщенная толщина 30 м. Газ содержит 7% ТУ. Месторождение мелкое по запасам.

На **месторождении им. Ю. Корчагина** продуктивный терригенный пласт неокома содержит запасы газа в газовой шапке над нефтяной залежью. Залежь массивно-пластовая. Суммарная газонасыщенная толщина 30 м. Дебиты газа — до 630 тыс. м³/сут, конденсата — до 35 м³/сут. Нефтенасыщенная толщина 12,5 м, пористость терригенного порового коллектора 25%. Дебиты нефти в верхней и средней частях продуктивного пласта 210 м³/сут, в нижней — 22 м³/сут. Месторождение по запасам относится к категории средних.

Нефтегазоконденсатное месторождение 170 км — самое южное месторождение лицензионного участка НК «ЛУКОЙЛ». Залежь нефти и газа содержится в I продуктивном пласте волжского яруса верхней юры. Продуктивный

пласт сложен известняками и доломитами с открытой пористостью 16%. Эффективная нефтенасыщенная толщина 11 м.

Газонасыщенный пласт вскрыт в интервале глубин 2934—2950 м. Сверху он перекрыт верхнеюрскими аргиллитами, снизу подстилается глинистыми известняками. Коллекторы представлены известняками и доломитами. Эффективная газонасыщенная толщина 13 м, пористость 18%. Дебиты газа — 590 тыс. м³/сут, конденсата — 180 м³/сут. Газ содержит около 90% метана, 5,7% ТУ, 0,7% азота и 0,4% углекислого газа. Месторождение мелкое по запасам нефти и газа.

Газоконденсатное месторождение Ракушечное. Залежи приурочены к пологой брахиантиклинальной складке субширотного простирания амплитудой около 20 м по кровле продуктивных отложений альба. Складка осложнена многочисленными малоамплитудными разрывными нарушениями.

Газоконденсатные залежи выявлены на глубинах 1200—1260 м в двух терригенных продуктивных пластах альбского яруса, разделенных глинистыми породами. Коллекторы представлены алевролитами с открытой пористостью 22—26%, суммарная эффективная газонасыщенная толщина 20 м. Дебиты газа — 110—200 тыс. м³/сут. Газ жирный, содержание ТУ — 9%.

Наиболее крупным нефтяным месторождением российского сектора Северного Каспия является открытое в 2005 г. месторождение им. В. Филановского с запасами нефти в песчаниках неокома категории С₁ 130 млн т и категории С₂ 83 млн т [3].

Итак, в акватории Северного Каспия в его российском секторе за последние семь лет открыто и в той или иной мере разведано шесть месторождений нефти, газа и конденсата с суммарными запасами около 1,2 млрд т в нефтяном эквиваленте.

Кроме выявленных шести месторождений, в российской части Каспия подготовлено еще свыше 10 перспективных объектов. На одном из них — структуре Морская — в 2008 г. в поисково-разведочной скважине из меловых отложений получен высокодебитный приток газа. Все это свидетельствует об открытии новой крупной газонефтеносной области России. Важность сделанных открытий заключается в принципиально более высокой, чем давалась ранее, оценке перспектив всей российской акватории Каспийского моря.

В Северном Каспии формируется новый российский газонефтедобывающий район с большими перспективами. Ввод в разработку только основных залежей трех месторождений (им. Ю. Корчагина, им. В. Филановского и Хвалынского) позволит в кратчайшие сроки выйти на годовую добычу 15—20 млрд м³ газа и столько же нефти. Это, несомненно, одно из крупнейших достижений последних лет в поисках и разведке месторождений нефти и газа в России.

Перспективы значительного увеличения добычи нефти и газа в акватории Северного Каспия связываются и с освоением месторождений его казахстанского сектора. Площадь казахстанского шельфа — около 110 тыс. км². Небольшие глубины моря благоприятствуют разведке перспективных структур и освоению от-

крытых месторождений. Выявлены уникальное месторождение Кашаган и около 120 перспективных структур.

Важнейший морской проект — «Кашаган». Месторождение Кашаган открыто в 2000 г. Оператор — компания Agip КСО. На месторождении продуктивный интервал связан с рифогенными подсолевыми породами палеозойского возраста (карбон-девон ?) на глубине 4500—5100 м. Мощность нефтеносного пласта — до 600 м. Пробурено пять продуктивных скважин. Для пласта характерно аномально высокое пластовое давление. Дебиты разведочных скважин — 600 т/сут нефти и 200 тыс. м³/сут газа. Нефть высококачественная — плотность 46° API, характеризуется высоким газовым фактором, содержанием серы и меркаптанов. Извлекаемые запасы составляют не менее 1,2 млрд т нефти и около 1 трлн м³ газа. На первом этапе освоения добыча может составить около 20 млн т нефти в год, на втором — 45 млн т, на третьем — 60 млн т в год.

Кроме месторождения Кашаган, в пределах казахстанского сектора Каспийского моря получены промышленные притоки нефти на структурах Каламкас-море — 310 т/сут с глубины 1600 м, Актоты — 210 т/сут с глубины 3760 м и Юго-Западный Кашаган — 280 т/сут с глубины 4849 м. Здесь выявлено около 120 перспективных структур, расположенных как на морском продолжении Прикаспийской впадины, так и на морском продолжении эпигерценской Туранской плиты. Имеются все предпосылки для создания здесь нового мощнейшего центра нефтегазодобычи.

Представленный материал показывает, что акватория Северного Каспия обладает огромным нефтегазовым потенциалом, который оценивается в 15—20 млрд т в нефтяном эквиваленте. Из этого объема ресурсов около 2,5 млрд т уже разведано. Освоение нефтегазовых ресурсов Северного Каспия в перспективе выдвинет этот регион в один из крупнейших нефтегазодобывающих регионов мира.

Освоению нефтегазового потенциала Северного Каспия способствует развитая инфраструктура на его побережье. Здесь от уникального месторождения Тенгиз (Казахстан) до нефтяных терминалов Новороссийска проходит экспортный Каспийский нефтепровод. На северо-западе побережья функционируют многочисленные нефте- и газопроводы — по последним транспортируется к потребителям газ, в том числе из уникального Астраханского газоконденсатного месторождения (Россия).

ЛИТЕРАТУРА

- [1] Глумов И.Ф., Маловицкий Я.П., Новиков А.А., Сенин Б.В. Региональная геология и нефтегазонасыщенность Каспийского моря. — М.: Недра, 2004.
- [2] Крылов Н.А. Крупные открытия в Российском секторе Каспийского моря // Геология нефти и газа. — 2004. — № 1. — С. 3—5.
- [3] Хлебников П.А., Клещев К.А., Голов А.А. Тенденции и проблемы развития ресурсной базы Российской нефтегазовой отрасли // Разведка и охрана недр. — 2008. — № 9. — С. 100—103.

OIL AND GAS POTENTIAL OF AREA OF WATER NORTHERN CASPIAN

L.G. Kiryukhin, M.Yu. Khakimov

Engineering Faculty
Peoples' Friendship Russian University
Miklucho-Maklaya str., 6, Moscow, Russia, 117198

At the beginning of current century the new large North-Caspian oil-gas bearing area was opened in Russian sector Caspian. Pools oils and gas are contained in Deposits of Middle and Upper Jurassic, Lower Cretaceous and Paleogene. The storey of oil and gas Potential — 2700 m. Based on discovered Fields new large region oil and Gas Production is formed in Russia.