

ПРИКАСПИЙСКАЯ ВПАДИНА. ПРОБЛЕМЫ ОСВОЕНИЯ ГАЗОВОГО ПОТЕНЦИАЛА

Ю.Б. Силантьев, Г.Р. Пятницкая (ООО «Газпром ВНИИГАЗ»)

Началом формирования газовой промышленности России является зима 1942–1943 гг. В этот период были введены в эксплуатацию месторождения Бугурусланской группы с целью газообеспечения/энергоснабжения Куйбышевского (Самарского) индустриального узла. Город Куйбышев в это время был местом пребывания Правительства страны и иностранных дипломатических миссий. Однако еще ранее, за 40 лет до этого, в заволжских степях природный газ использовался для энергообеспечения мельницы в одной из станиц. На значительный экономический потенциал станиц междуречья Урал–Волга указывал Д.А. Фурманов в книге «Чапаев». Естественно, хозяйственные казаки оценили экономические возможности использования приповерхностных газопроявлений, связанных с отложениями палеогена Джаныбек-Порт-Артурского района.

В пределах Прикаспийской впадины открыт ряд месторождений газа, к концу прошлого столетия сформировались два региональных центра газодобычи: Астраханский и Карачаганакский, несколько субрегиональных (Жаназольский и др.) и локальных (Жилянка и др.) центров газодобычи. В 1990-е годы в планах ОАО «Газпром» фигурировало Шаджинское месторождение, газ которого предполагалось использовать для газификации северной части Астраханской области (Черноярский район) и республики Калмыкия.

В настоящее время Прикаспийская впадина является наиболее перспективным регионом Европейской части страны для обнаружения крупных газовых и газоконденсатных месторождений, несмотря на открытие в ее пределах более 200 преимущественно мелких месторождений углеводородов (УВ). Значительная часть этих месторождений связана с надсолевым комплексом и характеризуется преимущественно небольшими запасами нефти (исключение – Кенкияк, Доссор, Искине и др.). С семидесятых годов основные перспективы поиска месторождений УВ связаны с подсолевым докунгурским комплексом преимущественно карбонатных отложений. В данных отложениях открыты уникальные месторождения: Астраханское газоконденсатное месторождение (АГКМ), Тенгиз, Кашаган и др.

По данным Министерства природных ресурсов России, остаточные (неразведанные) перспективные ресурсы категорий C_3 - D_1 Прикаспийской впадины оцениваются в 40,0 млрд т н.э., из которых на газ приходится 85 %. В российской части прогнозируется до 14,0 млрд т н.э. (И.Е. Варшавская, Ю.А. Волож и др., 2011). За счет ресурсов D_2 перспективные ресурсы газа C_3 - D могут быть увеличены еще как минимум на 50 %.

Однако более точная оценка ресурсов УВ Прикаспийской впадины затруднена из-за сложного строения и недостаточной геолого-геофизической (региональной) изученности.

Последнее десятилетие характеризуется фактическим прекращением региональных (в том числе тематических) бюджетных исследований. Современные геологические обобщения (Х.Б. Абилхасимов и др.) в значительной мере дублируют работы последней трети прошлого столетия (А.Б. Чепелюгин, Г.А. Шереметьева и др., 1995).

В подсолевом разрезе Прикаспийской впадины по данным глубинного сейсмического зондирования (ГСЗ) и анализа гравимагнитных полей (трансформации поля силы тяжести в верхнее полупространство и т.п.) (Н.И. Мартовский и др., 1970; В.И. Циммер и др., 1971; О.В. Ветвицкий и др., 1972 и др.) обособляются два комплекса отложений: доплитный (тафрогенный, промежуточный) и плитный.

Ареал распространения доплитного комплекса приурочен к пространственно связанным системам Центрально-Прикаспийского (субширотного) и Пачелмского (Саратовско-Гурьевского) позднекриптозойского рифтогенеза. По данным гравимагнитных исследований и ГСЗ к пересечению этих систем приурочена область редукции земной коры, в том числе за счет подъема поверхности Мохо до 32,5 км и менее. Северо-западнее и юго-восточнее Центрально-Прикаспийской депрессии (ЦПД) область базальтификации ограничена соответственно зонами архей-протерозойского и позднекриптозойской консолидации.

Таким образом, доплитный комплекс связан с рифейским этапом интракратонной сегментации Восточно-Европейского мегакратона. В восточной части территории исследований обособляется Восточно-Прикаспийский геоблок, включающий зоны Северо-Каспийских и Жаркомыс-Темирских

поднятий (Каракудукский, Жаикский своды и др.). Вероятно, в позднем криптозое этот геоблок являлся аналогом Мугоджарского или Кокчетавского микроконтинентальных бассейнов.

По аналогии с зонами палеорифтогенеза Среднерусской зоны в пределах Центрально-Прикаспийской зоны дивергенции прогнозируется преимущественно терригенный состав тафrogenного комплекса. В пределах внешней (пассивной) окраины (в акватории Северного Каспия) возможно развитие позднекриптозойских карбонатных толщ – аналогов калтасинской, шкаповской свит и др. Прогнозируется высокая степень метаморфизма этих пород, значительная часть которых вошла в байкальский фундамент Прикаспийско-Туранского геоблока (С.Л. Костюченко и др., 2000).

Мощность рифей-вендских образований по аналогии с Рязано-Саратовским авлакогеном и по данным ГСЗ, достигает 3 тыс. м и более. В пределах пассивной окраины Северного Каспия мощность отложений позднего криптозоя может достигать больших значений, сопоставимых с разрезами Южного Урала (В.Е. Зиньковский, 1985).

В последние годы появилась информация о лавинно-седиментационном генезисе терригенного заполнения грабенов ЦПД и других депрессионных зон. Ранее каменноугольно-девонские фановые (руслово-авандельтовские) системы турбидитового генезиса выделялись в пределах Саратовского Заволжья (А.В. Воробьев и др., 1987) и Восточного Прикаспия (В.М. Бреннер, 1976). В 1995 г. по данным бурения каньонно-веерная система турбидитовой седиментации раннепермского возраста выделена в пределах Ахтубинско-Новоникольского участка (Ю.А. Писаренко, В.Н. Кривонос, 1992).

Аналогичные системы по данным сейсмических исследований МОГТ (ГЭ-2) выделяются в пределах Карасальской моноклинали. Для интервала ПЗ–П2 (девон–карбон) характерно наличие двух трендов увеличенных мощностей. Первый приурочен к палео-седиментационному уступу и простирается вдоль Прикаспийской моноклинали (Волгоградское Заволжье) и кряжа Карпинского. Восточнее уступа мощность интервала ПЗ–П2 сокращается с 2,0–2,5 до 0,5–0,75 тыс. м. Очевидно, эта зона сокращенных мощностей характеризует континентальный уступ (палеосклон), вдоль которого вероятно имеет место развитие баровых сооружений. В пределах внутренней части палеосклона отмечается зона увеличенных до 1,5 тыс. м мощностей интервала ПЗ–П2, обусловленных авандельтовой седиментацией «нижних» фанов.

В пределах Западного Прикаспия возможно пространственное совмещение нескольких гетерохронных фановых систем: позднего криптозоя – раннего палеозоя, раннего палеозоя, девона-карбона, карбона, карбона-перми.

Большая часть этих гетерогенных фановых систем приурочена к Центрально-Прикаспийской зоне депоцентров седиментации. Они формируют региональный терригенный фильтр-экран (преимущественно раннекаменноугольного возраста) для мигрирующих флюидов из более глубоких частей впадины и являются также мощными очагами генерации УВ.

Эволюция рассматриваемой территории определялась экзогенальным положением региона. Первый этап ее формирования связан с криптозойским расколом Пангеи (Л.И. Зоненшайн, 1977). Предлагаемая модель тектогенеза интегрирует фиксистские и мобилистские представления о развитии Прикаспийского региона. Находясь в структуре Восточно-Европейского геоблока и занимая его юго-восточную периферию, регион испытывал влияние Урало-Монгольского и Альпийского (Средиземноморского) подвижных поясов.

Таким образом, рассматриваемый регион характеризуется сложной историей формирования архитектуры (тектоносферы) и структуры отложений (седиментосферы). Региону присущи большой стратиграфический интервал нефтегазоносности (отложения верхнего палеозоя, мезозоя, кайнозоя) и сложная структура УВ-сферы. Западная часть впадины характеризуется преимущественной газоносностью (Астраханское ГКМ и месторождения Калмыкии), за исключением посткунгурских месторождений, примыкающих к Каракульско-Смушковскому валу (Чкаловское, Бешкульское) и надсолевых месторождений Казахстана (Мартыши, Гран и др.), а также месторождения Верблюжье. Основные выявленные запасы УВ приурочены к Астраханской зоне нефтегазонакопления. В российской части впадины выявлено одно гигантское (Астраханское ГКМ) месторождение газа, одно среднее (Южно-Плодовитенское) и более двадцати мелких. Анализ распределения выявленных месторождений по крупности на основе принципа Парето указывает на вероятность открытия здесь еще ряда крупных и средних месторождений.

Анализ имеющихся данных указывает на незавершенность формирования УВ-системы подсолевого палеозоя базового месторождения региона (Астраханского ГКМ); например, отмечается значительный диапазон изменения состава природного газа в пределах месторождения: сероводорода (от 15 до 30 %) и углекислого газа (от 6 до 16 %), с трендом уменьшения в восточном направлении. Отметим, что данный тренд изменения содержания сероводорода (и, очевидно, углекислого газа) определяется близостью к Каракульско-Смушковой зоне (табл. 1). На незавершенность формирования УВ-системы указывает и наличие АВПД ($K_{ав} = 1,5$).

Эта зона характеризуется жесткими термобарическими условиями, а также высокой и значительной степенью катагенеза органики, что определяет генерацию агрессивных газов. Аналогичные условия вероятны и в нижней части разреза Центрально-Прикаспийской депрессии.

Низкое содержание сероводорода в газе в районе западного обрамления впадины (Северо-Лиманское, Лободинское месторождения) связано с наличием терригенных авандельтовых (турбидитовых) комплексов, представляющих собой естественные фильтры.

Таблица 1

Содержание сероводорода по площадям/месторождениям юго-западного Прикаспия

Месторождение, площадь, скважина	Возраст пород	Глубина, м	Содержание сероводорода, %
Астраханская 5	C ₂ B ₁	3990–4050	22,0
Астраханская 26	C ₂ B ₁	3960–3985	26,0
Заволжская	C ₂ B	4260–4304	5,6
Смушковая	C ₂ B ₁	3571	27,4
Имашевская	C ₂ B ₁	4020–4100	15,6
Ширяевская 1	C ₂ B ₁	3950–4200	27,4
Лободинская	C ₂	4294–4305	0,26
Северо-Лиманская	C ₂	3131–3044	0,015
Мокроусовское	P ₁	1590–1599	0,7–0,9
Южно-Плодовитенское	C ₂ B ₁	3900–3960	6,5

В пределах Волгоградского Заволжья состав керогена сравнительно однороден (табл. 2). В подсолевых отложениях степень метаморфизма органического вещества (ОВ) соответствует главной фазе нефтеобразования. Однако жидкие УВ были вытеснены «газовой волной» ЦПД в западном направлении, что способствовало формированию нефтяных месторождений Ближнего Заволжья и Нижневолжской НГО.

Таблица 2

Элементный состав керогена пород Николаевско-Городищенской ступени

Площадь, скважина	Возраст	Глубина, м	Элементный состав, %					C _{ат.}	C _{ат.}	Рентгено-структурн. тах, Å	Стадия катагенеза ОВ
			С	Н	О	N	S				
Заволжская 1	P ₁	4400–4600	69,9	5,83	6,06	6,46	11,36	1,3	0,065	4,5; 3,5	ПК ₃
Лободинская 263	P ₁	5700–5770	71,0	6,25	5,81	5,29	12,89	1,05	0,062	3,5; 4,5	МК ₁
Лободинская 263	C ₂	5900–5980	71,5	6,28	5,68	5,16	11,35	1,06	0,078	4,5; 3,5	МК ₁ -МК ₂
Быковская 238	C ₂	4560	69,2	6,68	6,17	5,61	12,34	1,16	0,09	4,5; 3,5	МК ₁
Левчуновская 3	C ₁	5400–5600	72,2	6,48	5,45	4,96	10,90	1,07	0,06	4,5; 3,5	МК ₂
Быковская 237	C ₁	5650	73,1	6,61	5,19	4,72	10,38	1,08	0,053	4,5; 3,5	МК ₂ -МК ₃
Быковская 237	D ₃	5900	73,9	5,54	4,99	4,53	9,97	0,91	0,05	4,5; 3,5	МК ₃
Николаевская	D ₃	4900–5500	71,4	5,89	7,90	7,24	15,90	0,99	0,08	4,5; 3,5	МК ₃

В табл. 3 приведена характеристика нефтегазопроявлений в нижнепермских отложениях Карасальской моноклинали. Содержание H₂S резко изменчиво, что связано с неоднородностью катагенно-седиментационной структуры этого комплекса и наличием систем локального подтока из подстилающих зон с высоким метаморфизмом ОВ.

Таблица 3

**Характеристика нефтегазопроявлений в нижнепермских отложениях Карасальской моноклинали
(по данным Б.Л. Соловьева и Н.И. Немцова, 1998)**

Площадь, скважина	Интервал опробования, м	Возраст	D ₄ ²⁰ нефти	Состав нефти, %				Состав газа, %			
				смолы серно-кислотные	асфальтены	твердые парафины	S	CH ₄	TUV	CO ₂	H ₂ S
Южно-Плодовитенская 1	4419–4432	P ₁ ar	0,899	21,65	1,26	–	0,65	79,46	17,0	1,01	0,0125
Карасальская 2	3626–3631	P ₁ k	–	22,20	0,32	2,58	0,42	–	–	–	–
Восточно-Шарнурская	2676–2714	P ₁ k	0,814	0,3–2,0	0,13	–	0,64	81,9	9,8	1,7	4,1
Листинская 1	2437–2456	P ₁ k	–	–	–	–	–	12,29	–	0,9	86,78
Листинская 1	2688–2700	P ₁ ar	–	–	–	–	–	93,80	–	1,3	–
Кануковская 101	2745–2752	P ₁ ar	–	–	–	–	–	81,74	–	2,58	–

Рассматриваемый регион характеризуется значительной горизонтальной и вертикальной (геолого-геофизической и геохимической) анизотропией, обусловленной различиями в тектогенезе, тектонодинамике и онтогенезе УВ. Выявленные закономерности распределения температур и зрелости ОВ и установленные между ними коррелятивы указывают на возрастание метаморфизма ОВ с глубиной. Очевидно, для основных нефтегазоносных зон характер этих закономерностей несколько различен, что и обусловлено сложностью УВ-сферы рассматриваемого региона.

Представленная информация указывает на необходимость проведения региональных нефтегазогеологических исследований, направленных на создание комплексной модели строения и нефтегазоносности Прикаспийской впадины. Отсутствие регионального научно-аналитического обеспечения определяет низкую эффективность проводимых геолого-разведочных работ.

Приведенная информация указывает на возможность прогнозирования характеристик УВ-систем Прикаспийской впадины, в тм числе локализации зон развития скоплений бессернистого газа, которые должны быть первоочередными объектами поиска.

В качестве первоочередного объекта может рассматриваться Озинковская нефтегазоносная зона, выявленная в 2007 г., включающая четыре объекта, суммарный ресурсный потенциал которых, по данным Нижне-Волжского Научно-Исследовательского Института Геологии и Геофизики (НВ НИИГГ), оценивается в 1,0 млрд т н.э.