

4. Иванов С. А. Применение дифференциально-нормированного метода электроразведки на шельфе Каспийского моря / С. А. Иванов, П. Ю. Легейдо, Г. А. Богданов, С. В. Делия, Г. Ю. Кобзарев // Геофизика. – 2004. – № 5. – С. 38–41.
5. Кунин Н. Я. Глубинное строение Прикаспийской впадины по данным сейсмических зондирований и некоторые вопросы ее происхождения / Н. Я. Кунин, Ю. А. Волож, В. А. Циммер, Г. И. Семенова. – М. : Недра, 1974. – С. 29–48.
6. Самойленко Ю. Н. Рациональный комплекс обработки и интерпретации геолого-геофизической информации при поисках и разведке месторождений нефти и газа в карбонатных отложениях / Ю. Н. Самойленко, А. Ф. Шейкина, А. В. Шилин. – Саратов : Изд-во Саратов. ун-та, 2000. – 218 с.

References

1. Angelopulo O. K. Burovye rastvory, ispol'zuemye pri razburivanii solevykh otlozhenij v glubokih skvazhinah / O. K. Angelopulo, B. N. Hahaev, N. A. Sido-rov. – М. : VNIIOJeNG, 1978. – S. 72.
2. Dahnova I. V. Prognoz sodержaniya serovodoroda v gazah podsolevykh otlozhenij Prikaspijskoj vpadiny / I. V. Dahnova, R. G. Pankina, L. G. Kirjuhin, V. L. Mehtieva // Geologija nefi i gaza. – 1981. – № 10. – S. 43–46.
3. Dmitrievskij A. N. Sistemno-strukturnyj analiz neftegazonosnykh osadochnykh bassejnov / A. N. Dmitrievskij // Geologija nefi i gaza. – 1993. – № 11. – S. 2–4.
4. Ivanov S. A. Primenenie differencial'no-normirovannogo metoda jelektrozvedki na shelfe Kaspijskogo morja / S. A. Ivanov, P. Ju. Legejdo, G. A. Bo-gdanov, S. V. Delija, G. Ju. Kobzarev // Geofizika. – 2004. – № 5. – S. 38–41.
5. Kunin N. Ja. Glubinnoe stroenie Prikaspijskoj vpadiny po dannym sejsmicheskikh zondirovanij i nekotorye voprosy ee proishozhdenija / N. Ja. Kunin, Ju. A. Volozh, V. A. Cimmer, G. I. Semenova. – М. : Nedra, 1974. – S. 29–48.
6. Samojlenko Ju. N. Racional'nyj kompleks obrabotki i interpretacii geologo-geofizicheskoi informacii pri poiskah i razvedke mestorozhdenij nefi i gaza v karbonatnykh otlozhenijah / Ju. N. Samojlenko, A. F. Shejkina, A. V. Shilin. – Saratov : Izd-vo Saratov. un-ta, 2000. – 218 s.

ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ЗАПАДНОГО БОРТА ПРИКАСПИЙСКОЙ ВПАДИНЫ НА ОСНОВЕ КОНЦЕПЦИИ ДВУХЭТАПНОГО ФОРМИРОВАНИЯ ЗАЛЕЖЕЙ УГЛЕВОДОРОДОВ И ОБОСНОВАНИЕ ЦЕЛЕСООБРАЗНОСТИ ВЕДЕНИЯ ГЕОЛОГО-РАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ

Сианисян Сергей Эдуардович, главный специалист, ООО «ЛУКОЙЛ Оверсиз Сервис Б.В.», 115035, Россия, г. Москва, ул. Б. Ордынка, 1, e-mail: ssianisyan@lukoil-overseas.ru

Бочкарев Виталий Анатольевич, кандидат геолого-минералогических наук, ООО «ЛУКОЙЛ Оверсиз Сервис Б.В.», 115035, Россия, г. Москва, ул. Б. Ордынка, 1, e-mail: vbochkarev@lukoil-overseas.ru

Сианисян Эдуард Саркисович, доктор геолого-минералогических наук, Южный федеральный университет, 344090, Россия, г. Ростов-на-Дону, ул. Р. Зорге, 40, e-mail: edward@sfedu.ru

На основе предложенной ранее модели двухэтапного формирования залежей нефти и газа, анализа геолого-геофизических и геохимических материалов обоснованы перспективы нефтегазоносности и целесообразность ведения геолого-разведочных работ в пределах платформенного и бортового склонов Прикаспийской впадины, оценены ресурсы углеводородов. Экспериментальным доказательством многоэтапного формирования залежей углеводородов явились результаты исследования флюидных включений.

Ключевые слова: нефть, газ, перспективы нефтегазоносности, модель, залежи нефти и газа, Прикаспийская впадина, флюидные включения.

**OIL-BEARING PROSPECTS OF THE WESTERN BOARD
OF THE PRE-CASPIAN HOLLOW OF THE BASIS ON THE
TWO-STADIES CONCEPTION OF FORMATION OF HYDROCARBONS
DEPOSITS AND SUBSTANTIATION OF REASONABILITY OF
CONDUCTING PROSPECTING WORKS**

Sianisyan Sergey E., Main specialist, LLC "LUKOIL Overseas Service B.V.",
1 B. Ordynka st., Moscow, 115035, Russia, e-mail: ssianisyan@lukoil-overseas.ru

Bochkarev Vitaly A., C.Sc. in Geology and Minerology, "LUKOIL Overseas
Service B.V.", 1 B. Ordynka st., Moscow, 115035, Russia, e-mail:
vbochkarev@lukoil-overseas.ru

Sianisyan Eduard S., C.Sc. in Geology and Minerology, Southern Federal
University, 40 Zorge st., Rostov-on-Don, 344090, Russia, e-mail: edward@sfsedu.ru

Authors prove prospects of oil-bearing and expediency carrying out of prospecting works within platform and onboard slopes of the Pre-Caspian hollow, resources of hydrocarbons. Researches are executed on the basis of model two-stage formations of deposits of oil and gas and analysis of geology-geophysical and geochemical materials. Researches of fluid inclusions are executed.

Key words: oil, gas, prospect of oil-and-gas-bearing, model, oil and gas deposits, Pre-Caspian hollow, fluid inclusions.

Ранее на основе анализа геологических, геохимических, гидродинамических процессов была предложена модель двухэтапного формирования залежей нефти и газа в пределах западного борта Прикаспийской впадины и примыкающего к нему платформенного моноклинального склона Воронежской антеклизы [1, 2, 5].

На первом этапе депрессионная и платформенная части впадины в девонское и каменноугольное время испытывали устойчивое погружение, обеспечивая компенсированное осадконакоплением прогибание бортовой части и полноту стратиграфических подразделений палеозойских отложений. К началу верхнекаменноугольного периода нефтегазоматеринские отложения девона и нижней части раннего карбона находились в погруженных частях западного борта Прикаспийской впадины в условиях главной зоны нефтеобразования (ГЗН) (интервал глубин 1800–3000 м, градации катагенеза МК¹₁–МК²₂). Нефтегазовые залежи формировались как в зоне генерации, так и на путях миграции УВ. В составе последних значительную долю составляли газообразные УВ, что способствовало высокой подвижности нефти и ее продвижению на значительные расстояния в пределы платформенного склона. Нефть на пути латеральной миграции из материнских проницаемых пород зоны генерации при достижении зоны дробления пород (ЗДП) сбросов проникала по нарушениям в вышележащие отложения, заполняя последовательно все ловушки в примыкающих к сбросу пластах-коллекторах в левобережной и правобережной частях западного борта [2, 3, 5].

На Степном, расположенном в пределах Воронежской антеклизы (Пачелмско-Саратовский авлакоген), и Алексеевском, находящемся на западном борту Прикаспийской впадины (Малышевско-Петровская структурная зона), месторождениях мигрирующие по ЗДП УВ при встрече с пластами-

коллекторами последовательно заполняли все имеющиеся в наличии приразломные ловушки (рис. 1). Степень заполнения ловушки определяется наивысшей точкой сечения пласта верхней линией ограничения ЗДП или точкой оттока УВ [1]. Условием для поступления в ловушки нефти была приуроченность миграционных потоков к многочисленным путям миграции УВ со стороны впадины по гипсометрически наивысшим протяженным участкам структурного плана девонских отложений.

На втором этапе материнские породы оказались в условиях главной зоны газообразования (ГЗГ) (интервал глубин 3000–4300 м, градации катагенеза $МК^3_1$ – $МК^5_1$) и зоны метанообразования (интервал глубин 4300–5300 м – забой скважины 3 Левчуновская и до фундамента, градации $МК^5_1$ – $АК^3_2$ и более), в которых идут активные процессы генерации и эмиграции углеводородных газов (УВГ).

В зоне генерации объем осадочных пород, вошедших в главную зону газогенерации, в несколько раз превышает объем пород, ранее пребывавших в ГЗН. При этом породы пребывали в ГЗГ более длительное геологическое время после завершения процессов нефтегазообразования. Отсюда масштабное миграционное смещение сплошного проникновения УВГ от глубинно-катагенетических генерационных зон внутренних частей впадины к ее борту и вверх по разрезу осадочных пород, а также по породам терригенного девона в пределы платформенного склона [2, 3, 5]. В результате влияния газового потока в разрезе бортовой части впадины и ее платформенного продолжения сформировались на данном этапе развития нефтегазоносного бассейна три основные зоны: газовая (Г), переходная от газовой к нефтяной (П) и нефтяная (Н). На путях миграции газоконденсатных растворов происходят процессы перераспределения ранее сформировавшихся залежей.

Новая газоконденсатная история подобных залежей связана с постоянно возобновляемыми запасами УВ зоны генерации, где уже имеются избыточные ресурсы УВГ в условиях АВПД. В связи с этим подток УВГ сопровождается ростом пластового давления в залежи.

На Алексеевском месторождении начальное пластовое давление (до разработки) в продуктивных пластах черепетского и кизилковского горизонтов составляло 48,43–49,95 МПа. После ввода их в разработку отмечалось закономерное изменение величины пластового давления как отражение модели двухэтапного формирования залежей: сначала его снижение, а затем после короткого периода стабилизации (19 МПа) рост до начального пластового давления и далее до АВПД (58 МПа). При этом давление насыщения газом на кривой подъема соответствовало пластовому давлению (рис. 2).

Новым убедительным доказательством многоэтапного формирования залежей нефти и газа в пределах платформенного и бортового склонов Прикаспийской впадины явились выполненные нами исследования флюидных включений (ФВ).

Газово-жидкие включения являются дефект-областями кристаллических решеток минералов, в которых законсервированы «микроусловия» и микроколичества той палеосреды, из которой образовался сам минерал, т.е. представляют собой замкнутые физико-химические системы с определенными параметрами: температурой, давлением, составом и концентрацией (Т-Р-Х), а также агрегатным состоянием. К настоящему времени убедительно доказаны широкие возможности и целесообразность их использования для целей нефтегазовой геологии [6, 7].

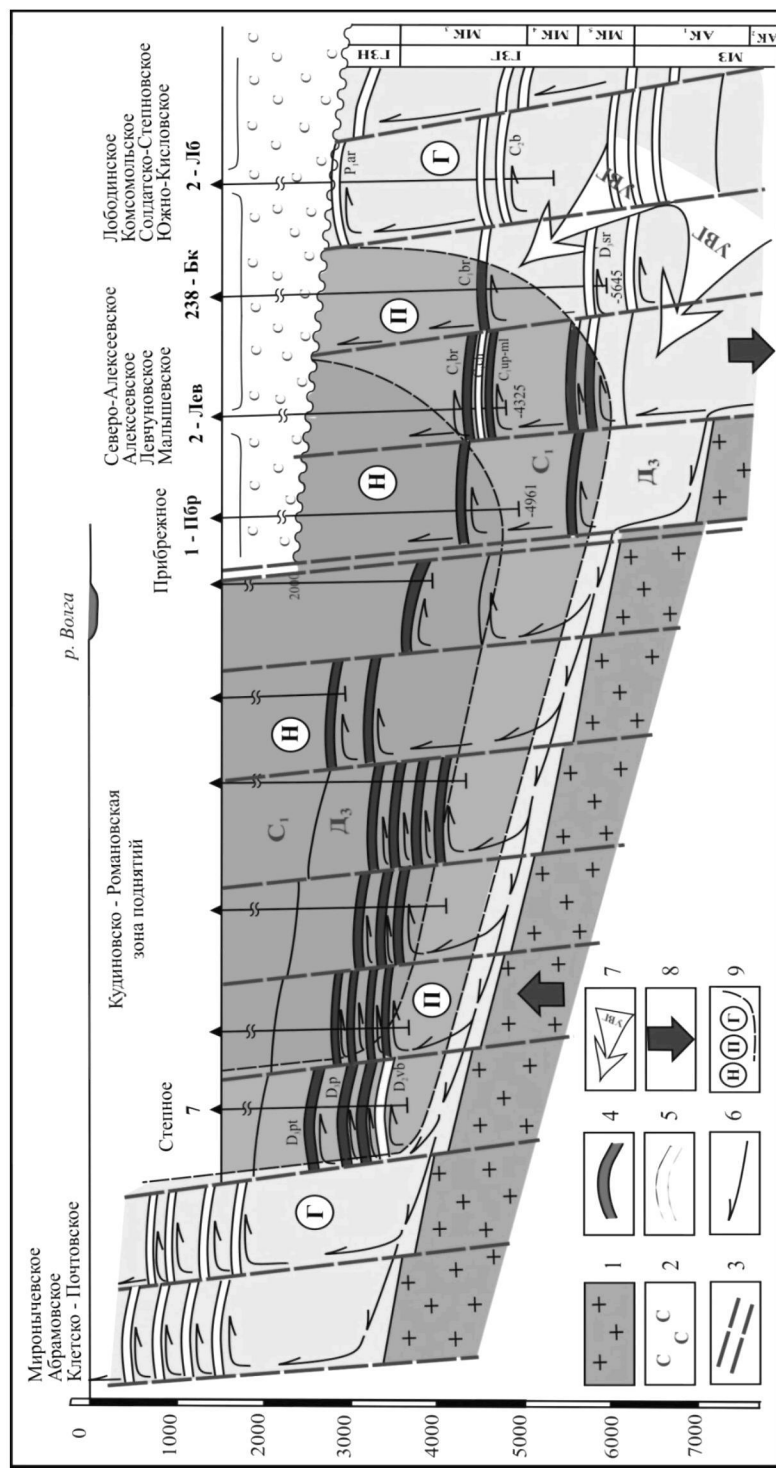


Рис. 1. Генерационно-аккумуляционная система западного борта Прикаспийской впадины.

Условные обозначения: 1 – породы кристаллического фундамента; 2 – отложение солей; 3 – сброс (ПСН и ЗДП); 4 – нефтяные залежи; 5 – газоконденсатные залежи; 6 – направление путей миграции УВ; 7 – миграционный поток УВГ из зоны генерации; 8 – направление регионального подъема (правобережная часть) и погружения (левобережная часть); 9 – границы зон накопления; Н – нефтенакопления; П – переходная от нефти к газоконденсату; Г – газои газоконденсатонакопления

Исследование газово-жидких включений производилось в специально приготовленных плоскопараллельных пластинках минерала толщиной 0,1–3 мм или в сколах образцов. Целью этих наблюдений являлось установление минералогического состава, степени раскристаллизованности, определение количества газово-жидких включений в единице объема, их размеров, структурно-морфологических особенностей вакуолей, агрегатного состояния их содержимого при нормальных условиях, выделения их генетических типов. Эти предварительные сведения дают возможность приступить к более детальному анализу – реконструкции палеоусловий минералообразующей среды.

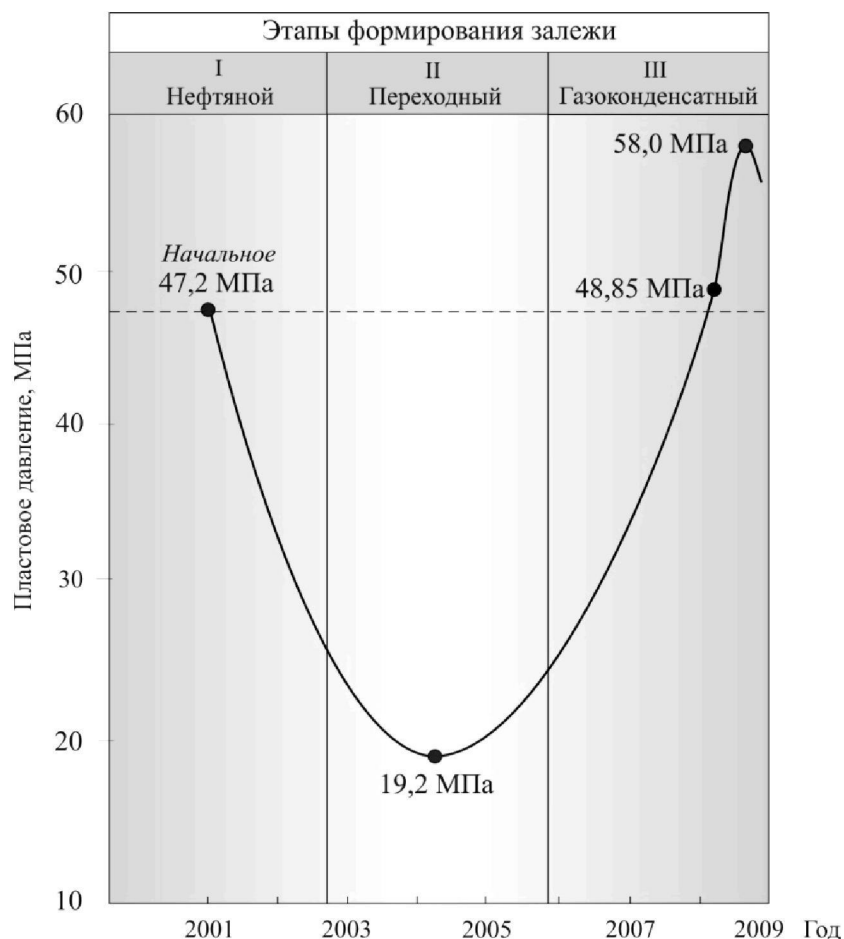


Рис. 2. Изменение пластового давления в скважине № 2 Алексеевская как отражение переформирования нефтяной залежи в газоконденсатную

Включения в минералах пород слабо выражены, имеют небольшие размеры (единицы, десятки микрон), неправильной формы, хаотично расположены в теле минерала и уверенно могут быть отнесены к первичным и первично-вторичным. Исследование их декрипационной активности может дать информацию о максимальных палеотемпературах, испытанных породами в процессе литогенеза. В качестве иллюстрации на рисунке 3 приведена область расположения ФВ этого генетического типа в мелкокристаллическом известняке керна из скважины Алексеевская, 3, 4225,95 м. Включения, как правило, неправильной формы или в виде отрица-

тельного кристалла. Расположены в теле кристалла или по спайности, их размеры составляют доли – первые десятки микрон.

Полученные декриптограммы (рис. 3) свидетельствуют о том, что максимальные палеотемпературы Малышевско-Петровской структурной зоны достигали в породах бобриковского горизонта 98–125 °С, а палеогеотермический градиент составлял 28–31 °С/км.

Особое место занимают результаты исследования включений жильных образований, содержащих захваченные микропорции раствора, что помогает восстановить истинную картину процессов миграции. Очевидно, что минералы, заполняющие трещины, характеризуют последний этап движения флюидов по данному пути. В одном из образцов были обнаружены гидротермальные трещины, заполненные кальцитом. При их изучении установлено наличие двухфазовых газово-водных первичных включений. Контрастно выделяются две фазы – вода и газ в объемных соотношениях ~ 6–7 : 1. Отмечены также примазки темно-коричневого и черного цвета. При боковой подсветке в ультрафиолетовом свете они приобретают голубоватый или желтоватый оттенок, что свидетельствует об их углеводородной составляющей. Очевидно, в прошлом происходила вертикальная или субвертикальная миграция водно-углеводородного раствора.

Гомогенизация и вакуумная декриптация газово-жидких включений свидетельствует о том, что температура их консервации составляла 160–180 °С. Приняв палеогеотермический градиент равным 28–30 °С/км, можно предположить, что миграция флюидов могла происходить с глубин 5 км и более.

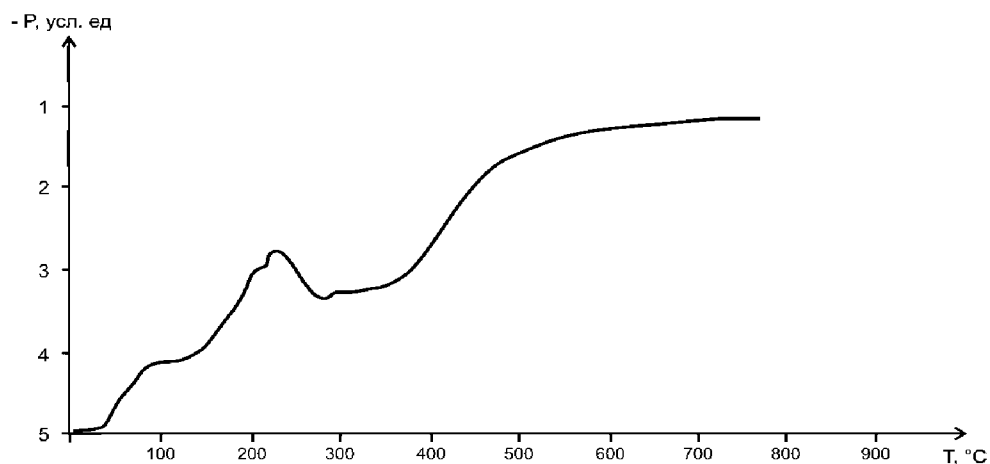
Практически во всех образцах отмечаются два пика декриптации активности: 98–125 °С и 170 °С и выше. Первый температурный интервал отражает максимальный прогрев пласта, второй связан с локальным прогревом, обусловленным повышенной температурной напряженностью в породах в результате тектонодинамических процессов. Характерна и еще одна особенность – увеличение значений аномальных палеотемператур вверх по разрезу. На наш взгляд, это обусловлено особенностями разломного процесса, когда наибольшая тектонодинамическая активность в большей степени проявилась в более молодых породах.

В отдельных образцах пород бобриковского горизонта Алексеевской площади (скв. 3) отмечены аномальные температуры, достигающие 180–245 °С и выше. На наш взгляд, столь высокие палеотемпературы могли быть обусловлены термодинамической активностью в зонах плоскости сместителя нарушения при смещении пород, где происходит интенсивное перетирание, раздавливание, уплотнение и преобразование за счет кратковременного воздействия высоких температур при трении.

Левобережная часть Волгоградской области рассматривается не без основания как регион со значительным потенциалом нефтегазодобычи. Достаточно указать, что по состоянию изученности на 1.01.2000 г. прогнозные ресурсы УВ (по оценке НПЦ ООО «ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть») рассматриваемой территории составляют более половины неразведанных ресурсов всей Волгоградской области.

Однако до настоящего времени по различным экономическим и субъективным причинам этот высокий потенциал остался невостребованным и требует своего подтверждения путем осуществления долгосрочных программ освоения ресурсов углеводородов.

Образец № 4. Известняк микрокристаллический. Алексеевская, 3, 4219,85 м



Образец № 5. Известняк реликтивно-биоморфный. Левчуновская, 4, 4196,65 м

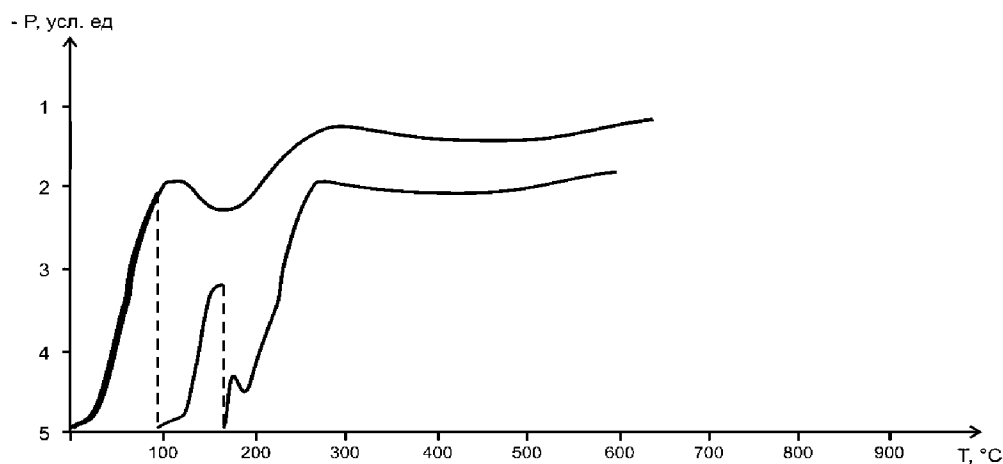


Рис. 3. Примеры вакуумно-декрипционной активности образцов

Таким образом, вакуумно-декриптометрические исследования образцов палеозойских пород отдельных площадей подтверждают предложенную ранее концепцию о существовании нескольких стадий формирования залежей углеводородов в пределах платформенного и бортового склонов Прикаспийской впадины.

Вместе с тем имеющийся геолого-геофизический материал вкупе с применением вышеизложенной концепции строения территории позволяет выделить объемы поисково-разведочных работ на ближайшую перспективу на первоочередных, ранее выявленных объектах, требующих доизучения сейсморазведочными исследованиями и буровыми работами в пределах Нижне-волжской НГО и Прикаспийской НГП.

Необходимо отметить, что степень изученности рассматриваемой территории глубоким бурением на уровне нижнекаменноугольных отложений, из которых и получены притоки нефти, крайне низка. На всем протяжении Бортовой ступени (более 300 км) на данный момент таких скважин пробурено

всего 17, преимущественно в ее центральной части, т.е. степень изученности бурением этого перспективного района крайне низка. При этом, несмотря на низкую степень изученности территории, в центральной ее части протяженностью около 100 км, благодаря результатам сейсморазведочных работ прошлых лет и глубокого бурения и основываясь на разломно-блоковой концепции строения подсолевых отложений, можно выделить ряд перспективных объектов.

Признаки нефтегазоносности различного характера установлены на многих площадях и распределяются в стратиграфическом разрезе в карбонатных и терригенных отложениях – от верхнего девона до нижней перми включительно. Однако, несмотря на такую большую площадь и стратиграфический диапазон в левобережной части Волгоградской области, открыто семь нефтяных (Малышевское, Левчуновское, Центральное, Алексеевское, Прибрежное, Сергеевское и Северо-Алексеевское, а также Белокаменное месторождение в Саратовской области) и пять газоконденсатных (Лободинское, Солдатско-Степновское, Южно-Кисловское, Комсомольское и Быковское) небольших по запасам месторождений.

Перспективный стратиграфический диапазон нефтегазоносности (P_1-D_2) располагается в пределах территории исследований на глубинах, доступных для эксплуатационного бурения (2000–6000 м), значительно выше, чем во внутренней части Прикаспийской впадины, а нижнекаменноугольная и девонская нефть здесь малосернистая, в выявленных залежах газа сероводород либо отсутствует, либо находится в небольших концентрациях (до 0,6 %).

Следует отметить, что северная часть исследуемой территории существенно лучше исследована сейсморазведочными работами, а также бурением глубоких скважин, что, естественно, отразилось на лучшей подготовленности перспективных структур и на несравнимо большем количестве открытых месторождений. Здесь, в пределах Малышевско-Петровской зоны, помимо открытых нефтяных Левчуновского, Алексеевского, Малышевского, Северо-Алексеевского, Центрального и Прибрежного месторождений, сейсморазведкой закартирован ряд перспективных структур различной степени кондиции. Среди них по своей морфологии и размерам наибольший интерес представляют Островная, Жемчужная и Бережновская структуры, подготовленные к глубокому поисковому бурению. В 1991 г. по ним геофизиками выданы паспорта. Однако в тот период и последующие годы из-за политико-экономической ситуации ни одно из них не было введено в бурение.

К юго-востоку от Жемчужной структуры, уже в пределах Иловатско-Быковской тектонической зоны уверенно выделяется Калиновская сложнопостроенная структура небольших размеров, которая, по всей видимости, разбита нарушениями на отдельные блоки. В ее пределах возможно образование тектонически экранированных залежей УВ и в верхнедевонских отложениях.

Долгожданная и Золигорская структуры, выявленные по результатам сейсморазведочных работ прошлых лет севернее Левчуновского месторождения, были опробованы путем бурения скважин № 2 Долгожданная и № 1 Золигорская соответственно. В связи с тем, что в скважинах не было получено промышленных притоков УВ, структуры были признаны неперспективными. Однако при анализе материалов одним из авторов сделан вывод, что скважина № 2 Долгожданная, в которой были получены притоки воды как из нижнекаменноугольных, так и из верхнедевонских отложений, была

пробурена в неоптимальных условиях на восточном крыле антиклинальной складки, приуроченной, согласно разломно-блоковому строению территории, к локальному тектоническому блоку. Скважина № 1 Золигорская, как было выяснено, вовсе не была испытана на перспективные нижнекаменноугольные и верхнедевонские отложения. При пластовых испытаниях на трубах нижнепермских отложений, артинских доломитов, были получены незначительные притоки углеводородов, по всей видимости, из пластов с ухудшенными коллекторскими свойствами. Таким образом, данные структуры были необоснованно признаны неперспективными и нуждаются в доисследовании сейсморазведочными работами и поисковым бурением с дальнейшим испытанием нижнекаменноугольных и верхнедевонских отложений.

Самая восточная часть западного борта Прикаспийской впадины – Лободинско-Новоникольская тектоническая зона, соответствующая бортовому уступу, в северной части, как, в общем, на подавляющем большинстве протяженности всей исследуемой территории, недостаточно обеспечена сейсмическими работами и параметрическими данными. Имеющихся сейсмических материалов крайне недостаточно для надежного картирования ожидаемых здесь перспективных объектов. Почти все профили, расположенные в пределах прибортовой ступени, оканчиваются на подходе к бортовой зоне. Эта зона непрерывно пересекается только единичными профилями. Отсутствуют связующие, ориентированные по простиранию профили в пределах осевых линий выявленных локальных поднятий. Это затрудняет достоверное определение гипсометрических соотношений отдельных сводов. В пределах данной тектонической зоны большой площади на сегодняшний день, преимущественно краевыми профилями, выявлено всего 6 перспективных структур (Восточно-Юрьевская, Пионерская, Прибортовая, Становая, Марьинская и Восточная). Однако, исходя из принятой разломно-блоковой концепции строения данной территории и анализа всего накопленного объема геологических данных, можно с уверенностью сказать, что в Лободинско-Новоникольской тектонической зоне существует большая вероятность выявления перспективных ловушек УВ при проведении дополнительных сейсморазведочных работ. По принятой модели двухфазного формирования залежей углеводородов западного борта Прикаспийской впадины данная область относится к зоне газо- и газоконденсатонакопления, вследствие чего здесь прогнозируются газоконденсатные залежи в нижнепермских и нижнекаменноугольных отложениях в интервале глубин от 2300 до 5000 м (рис. 1). Подтверждением перспективности данной тектонической зоны служат уже открытые в ней непосредственно ниже пород кунгурского яруса, в известняках ассельско-артинского и ниже-башкирского возраста, в небольших малоамплитудных структурах Комсомольского, Солдатско-Степновского и Южно-Кисловского месторождений газа (рис. 5), а также Лободинского, южнее рассматриваемой территории, с запасами не более 3 млрд м³. Амплитуда предполагаемых структур по турнейскому горизонту порядка 20–30 м, площадь от 2 до 4 км². Они залегают на глубинах с отметками от -4750 м до -4840 м. Верхнедевонские отложения в пределах Лободинско-Новоникольской тектонической зоны погружены на глубины от 6000 м и ниже, в связи с чем, учитывая небольшие амплитуды и площади уже выявленных структур, представляются малоперспективными.

В южной части исследуемой территории в пределах Малышевско-Петровской и Иловатско-Быковской тектонических зон, по данным сейсморазведки МОГТ, с разной степенью детальности намечено не менее 10 перспективных объектов. Из них – Дмитровская, Южно-Дмитриевская, Пискаревская и Вишневая – ранее были приняты в фонд подготовленных к бурению, затем выведены из-за прекращения работ. В этой части исследуемой территории, достаточно слабо изученной сейсмическими работами, можно выделить Майскую, Верхне-Балыклейскую, Элитную, Молодежную и Полевую структуры. Изученность структур сейсмическими работами с позиций подготовки паспортов на бурение недостаточна.

В 2000–2002 гг. на исследуемой территории было проведено несколько работ с целью оценки ресурсов углеводородов как в целом территории, так и локальных структур, выделенных по результатам сейсморазведки.

Нами проведена независимая оценка ресурсной базы западного борта Прикаспийской в пределах Волгоградской области, которая впервые основана на разломно-блоковой концепции его строения и модели двухфазного формирования залежей углеводородов. При оценке была использована известная методика оценки прогнозных ресурсов. Расчет произведен по перспективным верхнедевонским, нижнекаменноугольным и нижнепермским отложениям. Максимальными прогнозными ресурсами категории C_3 обладают Жемчужная, Бережновская и Островная структуры, расположенные в северо, и Южно-Дмитровская в южной части рассматриваемой территории.

Так, согласно представлению авторов о морфогенетической модели Жемчужной структуры, продуктивными, помимо нижнекаменноугольных, могут быть нижнефаменские отложения. В этом случае прогнозные геологические ресурсы категории нефти C_3 составят до 8,3 млн т, извлекаемые – 2,9 млн т, растворенного газа – 1,79/0,62 млрд m^3 соответственно.

Прогнозные ресурсы Бережновской структуры, приуроченной к Иловатско-Быковской тектонической зоне, оцениваются по нижнекаменноугольному комплексу около 7,1 млн т. В верхнедевонских отложениях прогнозируются, согласно модели двухфазного формирования залежей углеводородов, продуктивные залежи свободного газа (рис. 1) в объеме до 2,6 млрд m^3 .

По Южно-Дмитровской сложнопостроенной структуре, осложненной тремя локальными поднятиями, распределение по фазовому состоянию предполагается аналогичным Бережновской структуре, прогнозные ресурсы нефти нижнекаменноугольных отложений подсчитаны в размере 6,8/2,4 млн т, ресурсы свободного газа верхнедевонских отложений составляют 2,2 млрд m^3 .

Выполненный анализ показал, что в пределах исследуемой территории западного борта Прикаспийской впадины суммарные неразведанные ресурсы углеводородов продуктивных подсоловых отложений составляют: нефти – 118,4/41,4 млн т, растворенного газа – 25,5/8,9 млрд m^3 , свободного газа 62,7 млрд m^3 .

С учетом открытых месторождений нефти и газа начальные суммарные геологические/извлекаемые ресурсы нефти оцениваются в 149,1/53,5 млн т нефти и 74,7 млрд m^3 свободного газа. Разведанность нефти составляет 20,6 %, свободного газа – 16,1 %.

Для выявления и детализации объектов углеводородного сырья, за счет которых можно получить прирост запасов нефти и газа, целесообразно провести ряд сейсморазведочных работ на площади исследования. С целью опре-

деления оптимального положения структурных уровней C_{1bb} , C_{1t} и D_{3fm} вновь выявленных объектов необходимо отработать меридиональные рассечки профилей МОВ ОГТ по оси структур. Исходя из полученных результатов обработки детализационных профилей сейсморазведки МОВ ОГТ, следует провести бурение поисково-разведочных скважин в районе выявленных структур.



Рис. 5. Схема объектов (выявленных и предполагаемых) ведения геолого-разведочных работ в пределах западного борта Прикаспийской впадины

Таким образом, приведенные выше исследования, расчеты и доказательства, экспериментальные исследования позволили на основе созданной модели разломно-блокового строения и двухэтапного формирования залежей УВ обосновать перспективы нефтегазоносности и целесообразность ведения ГРП в пределах западного борта Прикаспийской впадины.

Список литературы

1. Бочкарев А. В. Катагенез и прогноз нефтегазоносности недр / А. В. Бочкарев, В. А. Бочкарев. – М. : ОАО «ВНИИОЭНГ», 2006. – 324 с.
2. Бочкарев В. А. Новая модель строения и двухэтапного формирования залежей углеводородов западного борта Прикаспийской впадины и ее платформенного склона / В. А. Бочкарев, С. Э. Сианисян, С. Б. Остроухов // Геология нефти и газа. – 2010. – № 3. – С. 30–36.
3. Бочкарев В. А. Резервы восполнения сырьевой базы старых нефтегазодобывающих районов / В. А. Бочкарев, С. Б. Остроухов // Нефтепромысловое дело. – 2009. – № 9. – С. 20–27.
4. Бочкарев В. А. Экранирующие и проводящие свойства сбросов в пластах коллекторах / В. А. Бочкарев // Вопросы геологии и разработки месторождений нефти и газа. – Волгоград, 2006. – Вып. 65. – С. 91–98.
5. Остроухов С. Б. Модель строения и формирования залежей углеводородов западного борта Прикаспийской впадины / С. Б. Остроухов, В. А. Бочкарев // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. – 2009. – № 3. – С. 17–24.
6. Сианисян С. Э. Флюидные включения в минералах – генетический источник информации о формировании и развитии осадочных нефтегазоносных бассейнов / С. Э. Сианисян, Э. С. Сианисян // Нефть и газ Юга России, Черного, Азовского и Каспийского морей : мат-лы VII Междунар. конф. – 2010. – С. 174–176.
7. Сианисян Э. С. Термобарогеохимические методы исследований как наиболее достоверный источник количественной оценки процессов осадконакопления и осадкообразования / Э. С. Сианисян, В. В. Харчук, С. Э. Сианисян // Научная мысль Кавказа. – 2005. – № 5. – С. 42–45.

References

1. Bochkarev A. V. Katagenez i prognoz neftegazonosnosti neдр / A. V. Bochkarev, V. A. Bochkarev. – M. : ОАО "VNIIOJeNG", 2006. – 324 s.
2. Bochkarev V. A. Novaja model' stroenija i dvuhjetapnogo formirovanija zalezhej uglevodorodov zapadnogo borta Prikaspijskoj vpadiny i ee platformennogo sklona / V. A. Bochkarev, S. Je. Sianisjan, S. B. Ostrouhov // Geologija nefiti i gaza. – 2010. – № 3. – S. 30–36.
3. Bochkarev V. A. Rezervy vospolnenija syr'evoj bazy staryh neftegazodobyvajuvih rajonov / V. A. Bochkarev, S. B. Ostrouhov // Neftepromyslovoe delo. – 2009. – № 9. – S. 20–27.
4. Bochkarev V. A. Jekranirujuvie i provodjavie svojstva sbrosov v plastah kolektorah / V. A. Bochkarev // Voprosy geologii i razrabotki mestorozhdenij nefiti i gaza. – Volgograd, 2006. – Vyp. 65. – S. 91–98.
5. Ostrouhov S. B. Model' stroenija i formirovanija zalezhej uglevodorodov zapadnogo borta Prikaspijskoj vpadiny / S. B. Ostrouhov, V. A. Bochkarev // Geologija, geofizika i razrabotka nefjtjanyh mestorozhdenij. – 2009. – № 3. – S. 17–24.
6. Sianisjan S. Je. Fljuidnye vkljuchenija v mineralah – geneticheskij istochnik informacii o formirovanii i razvitii osadochnyh neftegazonosnyh bassejnov / S. Je. Sianisjan, Je. S. Sianisjan // Neft' i gaz Juga Rossii, Chernogo, Azovskogo i Kaspijskogo morej : matly VII Mezhdunar. konf. – 2010. – S. 174–176.
7. Sianisjan Je. S. Termobarogeohimicheskie metody issledovanij kak naibolee dostovernij istochnik kolichestvennoj ocenki processov osadkonakoplenija i osadkoobrazovanija / Je. S. Sianisjan, V. V. Harchuk, S. Je. Sianisjan // Nauchnaja mysl' Kavkaza. – 2005. – № 5. – S. 42–45.