

ДЕВОНСКИЕ ОТЛОЖЕНИЯ – ПЕРСПЕКТИВНОЕ НАПРАВЛЕНИЕ ПОИСКОВЫХ РАБОТ НА НЕФТЬ И ГАЗ В ПРИКАСПИЙСКОМ БАССЕЙНЕ

Д.К. Ажгалиев

ТОО «Компания «Недра-Инжиниринг», Алматы, Казахстан, e-mail: dulat.azhgaliev@gmail.com

Рассмотрены региональные особенности строения и распространения девонских отложений в подсолевом палеозойском комплексе Прикаспийского бассейна с учетом новых данных бурения и результатов интерпретации данных аэромагнитных исследований. Дана общая оценка перспективности девонской толщи и в целом, палеозойских отложений, залегающих на повышенных глубинах (5,5-8,0 км) с акцентом на перспективные объекты – крупные поднятия по девонско-нижнекаменноугольному комплексу отложений. Представлена характеристика отдельных зон с выявленными крупными локальными поднятиями на уровне сейсмического горизонта P_3 на юго-востоке (Кашаган-Тенгизская и Южно-Эмбинская зона) и востоке (Жанажол-Торткольская зона валообразных поднятий и Боржер-Акжарская тектоническая ступень) бассейна осадконакопления.

Ключевые слова: девонские отложения, нефть, газ, Прикаспийский бассейн

DOI: <http://doi.org/10.18599/grs.19.2.4>

Для цитирования: Ажгалиев Д.К. Девонские отложения – перспективное направление поисковых работ на нефть и газ в Прикаспийском бассейне. *Георесурсы*. 2017. Т. 19. № 2. С. 111-116. DOI: <http://doi.org/10.18599/grs.19.2.4>

В настоящее время изучение подсолевых палеозойских отложений, с которыми связаны основные перспективы нефтегазоносности Прикаспийского бассейна, находится на качественно новом этапе исследования. По результатам исследований последних лет в рамках регионального проекта «Комплексное изучение осадочных бассейнов Республики Казахстан» (2009-2013 гг.), выполненного по инициативе АО НК «КазМунайГаз» и Комитета геологии и недропользования МИИР РК, в палеозойском комплексе научно обоснована необходимость проведения поисковых работ на повышенных глубинах до 5,5-8,0 км.

В контексте данного определенного направления результаты проведенных поисковых работ по изучению глубокозалегающих отложений палеозоя (девон – карбон) за последние годы позволили получить ряд важных и принципиальных положений и выводов, которые заключаются в следующем.

а) Сохранение стратиграфической полноты разреза в относительно погруженных внутренних районах бассейна осадконакопления (наряду с бортовыми зонами), в которых ранее предполагалось сокращение разреза: в одном случае – за счет размывов и выпадения отдельных секций каменноугольных отложений и более древних комплексов, в другом – в результате развития крупных палеоподнятий (Биикжалский свод и др.). Уточнение модели палеозойского осадконакопления и появление новых фактических геолого-геофизических данных позволило установить, что формирование крупных локальных поднятий характеризовалось в большей степени конседиментационным характером накопления осадков в этих зонах.

б) Достаточно уверенное прослеживание палеозойских сейсмических горизонтов P_3 , P_2^d , P_2^1 , характеризующих девонско-нижнекаменноугольную часть разреза и относительно более надежное выделение двух основных сейсмокомплексов – девонско-средневизейского и верхневизейско-артинского (Ескожа, Воронов, 2008).

в) Подтверждение нефтегазоносности палеозойского комплекса во внутренних, более погруженных районах подсолевого Прикаспия на глубинах до 7,0 км на площади

Тасым Юго-Восточный, приуроченной в плане к северному склону Атырауско-Шукатской системы выступов фундамента. Наряду с этим новые данные бурения и сейсморазведки позволяют высоко оценивать перспективность палеозоя на ряде новых структур, как в традиционных доступных по глубинам – в прибортовых участках, так и в относительно погруженных более глубоких районах бассейна осадконакопления, здесь для решения поисковых задач делается акцент на верхнедевонско-нижнекаменноугольную часть разреза.

г) Низкое содержание серы и сероводорода, отмеченное при проведении поисковых работ на выше указанных перспективных объектах на глубинах 5,5-7,0 км, что является важной предпосылкой в планировании поисковых работ (Исказиев и др., 2014), базирующихся на прогнозе экологически чистых от сероводорода и серы залежей углеводородов (УВ).

д) Уточнение представления о структурно-тектонических и пространственных моделях залегания палеозойских отложений в более погруженных внутренних участках бассейна с учетом осуществленной взаимной увязки основных подсолевых сейсмических горизонтов (ОГ D_1 , P_3 , P_2^d , P_2^1 , P_2 , P_2^c и P_1). В результате дана новая оценка ресурсному потенциалу и перспективам нефтегазоносности палеозойских отложений, в особенности в интервале глубин 5,5-7,0 км, в существенной мере скорректированы подходы в оценке перспективности палеозойских отложений и подготовке первоочередных объектов, прогноз зон развития крупных палеозойских поднятий – ловушек нефти и газа для постановки ГРП.

Следует отметить, что качественно новый этап исследований оказался возможным в значительной мере благодаря существенно возросшим техническим возможностям и новому уровню обработки и интерпретации геолого-сейсмических данных.

В разрезе палеозоя, в соответствии с формационным составом, имеющимся перерывами осадконакопления и региональными несогласиями, выделяется две толщи/мегакомплекса: нижний додевонский (рифей – нижний

палеозой) и верхний девонско-артинский мегакомплекс. Соответственно, выделяется 2 структурных этажа (нижний – нижнепалеозойско-франский и верхний – фаменско-артинский), характеризующие различные этапы развития и осадконакопления. Толщина выделенных этажей по сейсмическим данным составляет 1-2 км и 4-6 км, соответственно.

Отложения нижнего палеозоя (ордовик, силур) по данным сейсморазведки предполагаются в Погодаевско-Остафьевском прогибе, на Карповском выступе и в зоне к северу от Карачаганакского выступа. Взаимоотношения отложений в разрезе характеризует сейсмический отражающий горизонт D_1 . Толщина отложений на этих участках по данным Акчулакова У.А. и др. (2009-2013 гг.) составляет порядка 450-1000 м (Акчулаков и др., 2012). Отложения нижнего палеозоя также прогнозируются на крупных, приподнятых блоках южной, восточной и центральной части Прикаспийского бассейна.

Анализ имеющихся данных в результате позволил выделить на отдельных участках южного, восточного и северного обрамления, а также в более погруженных внутренних районах бассейна крупные поднятия в девоне и нижнем карбоне, строение которых можно проследить на уровне горизонтов P_3 , P_2^D , P_2^1 и P_2 . Отличают эти объекты значительные размеры в плане, большая амплитуда структур и сходство между собой сейсмических параметров волновой картины. Во многих случаях данные также указывают на связь и приуроченность большинства крупных поднятий к выступам фундамента. При этом в оценке перспективности палеозойских поднятий и в качестве основного ориентира поисковых исследований акцентируется внимание на верхнедевонско-нижнекаменноугольном диапазоне и, в особенности на девонской части разреза.

Долгое время о продуктивности девонских отложений свидетельствовали локальные (или ограниченные) данные по юго-восточному (Тенгиз, Ансаган), северному (Чинаревское, Карачаганак) и юго-западному (р-н скважины №2 Володарская на северном погруженном склоне Астраханского свода) обрамлению Прикаспийского бассейна. В последние годы получены данные о возможной промышленной нефтегазоносности девонских отложений в пределах восточной бортовой части бассейна на площади Урихтау (Жанажол-Торткольская зона поднятий). Также, о высокой вероятности нефтегазоносности девонских отложений свидетельствуют данные бурения, ГИС и сейсморазведки на ряде площадей юго-восточного и северного обрамления бассейна (Рис. 1).

Таким образом, имеются реальные основания для оконтуривания зон региональной продуктивности девона в пределах Прикаспийского бассейна. Очевидно, что достигнутыми результатами потенциальные возможности девонского комплекса подсолевого Прикаспия далеко не исчерпываются. Новые данные бурения дают возможность в более широком плане оценить внутреннюю структуру и строение глубокозалегающих девонских отложений.

На глубине до 7,0 км за последние годы обоснована перспективность крупных палеозойских поднятий на севере (Кобланды, Ширак, Тамды, Желаяевская), юге (Кобяковская, Забурунье, Новобогатинское, Сарайшик, Жамбай), юго-востоке (Кузбак, Кызылкудук, Буйыргын, Кырыкмерген – Мунайлы Северный) и востоке (Акжар Восточный, Урихтау, Аккемир, Косколь – Шубаркудукская зона) Прикаспийского бассейна. Крупные объекты прогнозируются в «переходной» Бозашинско-Эмбинской зоне на крайнем юго-востоке бассейна (Мунайбай, Сарытау, Бурыншик Восточный, Островная).

Результаты интерпретации данных новых аэромагнитных исследований, выполненных в рамках проекта по Комплексному изучению Прикаспийского осадочного бассейна, существенно дополнили предположения о региональном распространении перспективных объектов и дали информацию о глубине залегания девонских отложений по территории бассейна в целом.

На основе анализа новых карт аномального магнитного поля отчетливо прослеживаются обширные выступы фундамента широтного направления, протягивающиеся на 50-60 км по обе стороны от среднего течения р. Эмба, в административном плане занимающие северо-восточные районы Атырауской области (Коврижных П.Н., Каримов С.Г. и др., 2009-2012 гг.) (Акчулаков и др., 2012). Выделены две основные категории районов (участков) с характерными признаками и интенсивностью распределения аномального магнитного поля.

Возможно, на значительной территории Прикаспийского палеозойского бассейна (южный, восточный и северный бортовой «сегмент»), соответствующей зонам

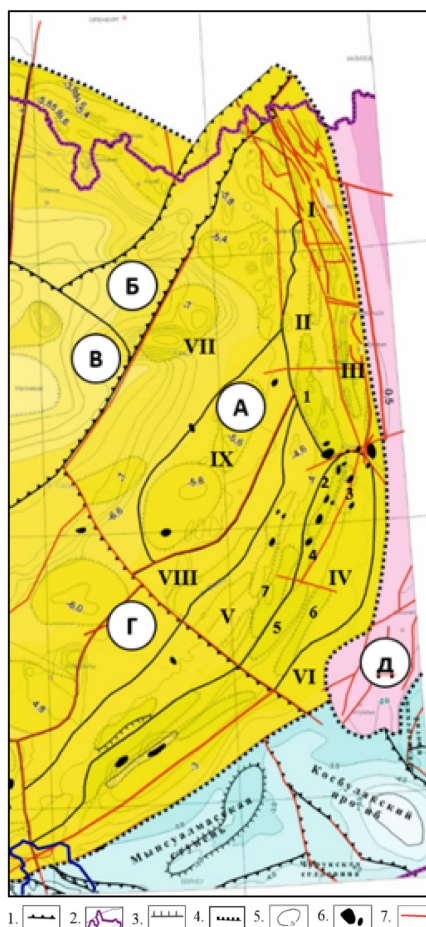


Рис. 1. Тектоническая схема юго-восточного и восточного бортов Прикаспийского бассейна по подсоловому комплексу (по данным Акчулакова У.А. и др., 2009-2013 гг.). 1. Геоблоки / блоки фундамента: А – Восточный, Б – Новоалексеевский, В – Центрально-Прикаспийский, Г – Южный, Д – Сакмаро-Кокпектинская ступень / выходы палеозоя на поверхность; 2. Тектонические структуры II порядка. Зоны валообразных поднятий: I – Актюбинская, II – Темирская, IV – Жанажол-Торткольская, IX – Шубаркудук-Коскольская; прогибы: III – Остансуковский, VI – Тереккенский; тектонические ступени: V – Боржер-Акжарская, VIII – Байганинская; VII – Егены-Сарыкумакская; 3. Вали / поднятия: 1 – Кенкияк-Аккудукский, 2 – Урихтау-Кожасайский, 3 – Жанажол-Синельниковский, 4 – Тузкумский, 5 – Торткольский, 6 – Восточно-Торткольский; 7 – Боржерский; 4. Контуры Прикаспийского бассейна; 5. Изогипсы по кровле подсолевых отложений (ОГ П), км; 6. Месторождения УВ; 7. Региональные разломы и тектонические нарушения

пониженного значения аномального магнитного поля, девонский комплекс располагается на глубинах порядка 8 км. Результаты районирования магнитного поля показывают, что для этих зон наиболее информативным является магнитное поле «ΔТ рег.». Основанием для таких выводов послужили результаты сопоставления и увязки соответствующих аномалий с элементами прогноза нефтегазоносности (тренды разломной тектоники и крупных локальных структур по отражающим горизонтам в девоне и карбоне).

Важным результатом комплексного анализа представляется соответствие выделенных аномалий определенного ранга на схеме районирования магнитного поля крупным зонам нефтегазоаккумуляции по палеозойскому комплексу (Карачаганак, Кашаган, Тенгиз, Жанажол – Кожасай).

В продолжение этого вполне корректным с данных позиций представляется подход к оценке перспективности крупных локальных поднятий в палеозойском комплексе на ряде блоков, где на базе подготовленных сейсмических моделей и атрибутов в экспериментальном порядке более уверенно выделяется девонско-нижнекаменноугольная часть разреза.

Ко второй категории отнесены земли с несколько большей интенсивностью наблюдаемого аномального магнитного поля. Они относительно меньше по площади, выделяются в центральной (западная половина), северной (юго-западная четверть) и северо-восточной (область сочленения северного и восточного борта) части бассейна. Перспективные девонские отложения связываются с интервалом глубин порядка 10 км. Полагаем, что с прогрессом в развитии и освоении технологий глубокого бурения мирового уровня, прогнозируемые крупные поднятия в девоне могут стать основными объектами поисковых работ в период 2020-2040 гг.

С учетом обоснованных и уточненных на данной основе направлений предполагается 3 основных типа зон/районов концентрации поисковых работ по дальнейшему изучению и прогнозу нефтегазоносности девонских отложений.

Так, на I этапе (до 2025 г.) акцент в размещении поисковых работ следует придать:

- крупным карбонатным платформам, их перифериями глубоким бортам на глубинах 6-7 км (Тенгиз-Кашаганская карбонатная платформа, Карачаганак-Кобландинская и Тепловско-Токаревская зона развития карбонатов);

- относительно погруженным зонам в прибортовых частях и внутренним районам Прикаспийского бассейна, где предполагается преимущественно терригенный и карбонатно-терригенный состав и характер осадконакопления в интервале глубин 7-8 км (Кошалакско-Октябрьская, Новобогатинская, Атырауско-Шукатская, Темирско-Утыбайская и Коскольско-Ащикольская системы выступов фундамента).

На II этапе (до 2040 г.) районами концентрации поисковых работ в данном направлении могут являться внутренние и центральные районы Прикаспийского бассейна с интервалом глубин залегания девонских отложений – 8-10 км. В плане им соответствуют зоны Жаикского и Азгирского выступов фундамента, Хобдинского «максимума», участка юго-западнее Токаревско-Тепловской группы нефтегазоносных структур, Предуральской системы прогибов (полоса сочленения восточного и северного борта), выступов нижнего палеозоя – рифея,

включая коры выветривания возможных тел гранитно-магматического состава.

Строение наиболее перспективной по прогнозам верхнедевонской части разреза, как известно, отражает поведение сейсмического горизонта P_3 . В целом, в подсолевом Прикаспии горизонт P_3 стратиграфически увязывается с девонско-нижнекаменноугольным интервалом разреза и с различной степенью интенсивности упругих колебаний выделяется практически повсеместно. В волновом поле отражения регистрируются переменной и временами хаотичной интенсивностью фазовых колебаний, что в большей мере позволяет рассчитывать местами все же на биогермный и рифогенный характер осадконакопления в толще, связанной с горизонтом P_3 .

Более ясное и однозначное прослеживание данной толщи характерно для юго-востока Прикаспийского бассейна, где граница P_3 больше тяготеет к поверхности додевонских отложений (Ескожа, Воронов, 2008). На юго-востоке в разрезах отдельных структур Маткен-Биикжальской и Кульсаринской приподнятой зоны (Машлы, Шокат, Мунайлы, Кырыкмерген – Мунайлы Северный и др.) по сейсмическим данным определены некоторые важные региональные особенности строения девонских и додевонских отложений (Рис. 2). На профилях 84-850521 и 84-850519 отмечается слоистый характер толщи между ОГ P_2^d и P_3 . Данная толща выделена в нижней части терригенного девонско-нижнекаменноугольного сейсмогеологического комплекса и имеет мощность 600-800 м. По ней на уровне девона выделены крупные структурные поднятия (Ескожа, Воронов, 2008).

На восточном борту подсолевого Прикаспия данная граница, предположительно, соответствует поверхности нижнего-среднего девона (Исказиев и др., 2014). На временном поле данное отражение представлено в виде 1-2-х фазного колебания с видимой частотой в пределах 20-25 Гц. По сейсмическим данным отражающий горизонт P_3 в абсолютных значениях залегает на глубинах 5,7-8,6 км (Акчулаков и др., 2012). В западной части Жанажольской ступени (Жанажол-Горткольская зона валлообразных поднятий) в пределах Урихтау-Кожасайского вала по результатам исследований в 2011 г. по девонскому комплексу выделено крупное поднятие Урихтау с аномальными пространственными характеристиками. По поверхности фундамента данной зоне соответствует Жанажольский выступ Темирско-Утыбайской системы выступов (Акчулаков и др., 2012). Темирско-Утыбайская система выступов оконтурена по изогипсе -8,0 км. Последовательно с севера на юг по изогипсе -7,0 км в пределах данной системы блоков, в виде отдельных самостоятельных вершин выделены Енбекский, Темирский, Жанажольский и Утыбайский выступы фундамента.

В контуре поднятия Урихтау к кровле девонского комплекса, предположительно верхнему девону, приурочен горизонт «R» (PGD Services), ниже выделена устойчивая граница, которая характеризует цокольную часть крупного карбонатного тела и, предположительно, связывается с подошвой верхнего девона (Рис. 3). К данной возрастной границе приурочен сейсмический горизонт P_3 .

По результатам интерпретации данных сейсморазведки 3Д (PGD Services) по сейсмическому горизонту «R» (кровля девона) сделан прогноз крупной карбонатной постройки. По изогипсе -4700 м, размеры девонского

поднятия Урихтау составляют 4,7 км x 3,4 км, амплитуда – более 300 м. Площадь предполагаемого резервуара – 12 кв км. Наличие крупной карбонатной постройки в верхнедевонских отложениях явилось основанием для постановки работ и бурения в 2013 г. наклонно-направленной поисково-разведочной скважины У-5 с проектной глубиной 6000 м (автор принимал непосредственное участие в обосновании местоположения данной скважины и в координации процесса ее проводки). Бурением кровля девонских карбонатов вскрыта на отметке 4948 м (по стволу), на 152 м выше, чем предусматривалось по проектным данным и сейсмическими построениями 3Д. При бурении в интервале 4966-4975 м в скважине отмечено увеличение газопоказаний до 52% (газ преимущественно метанового ряда). Ниже, в интервале 5361-5374 м также было получено увеличение в растворе содержания газа (до 54 %), что в последствии привело к интенсивному нефтегазопроявлению. При забое 5374 м скважина в связи с осложнениями ствола и невозможностью дальнейшего углубления введена в консервацию.

По данным лабораторного анализа пробы газа и пластового флюида отмечено низкое содержание серы и

сероводорода – до 0,024 % (НИИ «Каспиймунайгаз»). В процессе бурения в девонской части разреза выполнен отбор керна в 4-х интервалах (4973-4982 м, 5090-5108 м, 5220-5229 м и 5326-5335 м). В образцах пород отмечены многочисленные прямые признаки УВ. В литологическом отношении девонские карбонаты представлены преимущественно органогенными трещиноватыми известняками. По результатам лабораторных исследований (АктюбНИГРИ) породы с интервала 4972,6-4982 м датированы верхнефаменским возрастом верхнего девона.

По неполным результатам бурения уточнена оценка ресурсов по категории С₃, проведена корректировка структурных построений по подсолевым сейсмическим горизонтам (PGD Services). В результате по ОГ «R» поднятие имеет более значительные пространственные характеристики. Размеры поднятия по изогипсе -5400 м составили 7,2 км x 5,4 км, амплитуда поднятия – более 800 м (Рис. 3). Площадь резервуара составляет 36,2 кв км. С учетом полученных новых данных на поднятии Урихтау ожидается продолжение поисковых работ с целью изучения и выяснения в полной мере перспектив нефтегазоносности девонского комплекса на данной площади.

Повышение качества обработки и интерпретации сейсмических данных позволяет установить характер поведения наиболее перспективной девонско-средневизейской толщи и на других участках восточного борта подсолевого Прикаспия (Рис. 1). Так, по данным 3Д уточнено строение и структурный план отдельных районов Боржер-Акжарской тектонической ступени, расположенной к западу от Жанажол-Торткольской зоны поднятий (АО «АктюбНИГРИ», 2012-2013 гг.). В пределах Боржер-Акжарской тектонической ступени, дифференцированной, в свою очередь, на ряд валообразных поднятий (Киндысай-Акжарский, Боржерский вал, Оймаут-Токайский и Акшункольский валы), в районе западнее скважины Г-5 Акжар Восточный (зона Курсай – Акжар Восточный) выделены значительные по площади крупные структурные поднятия по девонско-нижнекаменноугольной части разреза (Рис. 4). По ОГ П₃ и П₂ поднятия выделены в меридиональной (вдоль борта) ориентировке, оконтуриваются по изогипсе -5375 м и 4650 м, соответственно. Амплитуда составляет 225 м и 300 м, соответственно. По этим сейсмическим горизонтам в площади поднятия, соответственно, на отметке -5350 м (П₃) и 4625 м (П₂) выделяются две вершины. По имеющимся данным не исключается продолжение поднятия и приподнятой перспективной зоны в направлении на север. В настоящее время данные структуры представляются как крупные палеозойские

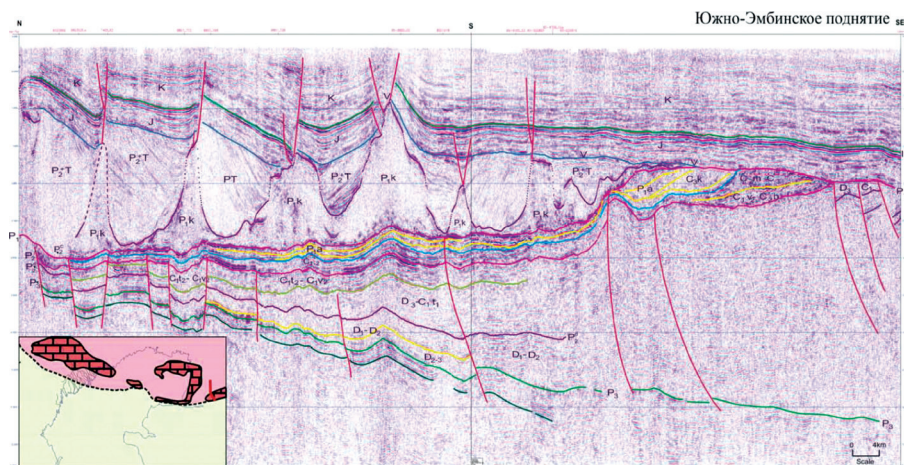


Рис. 2. Характеристика палеозойского комплекса юго-востока Прикаспийского бассейна по региональному сейсмическому профилю 84-850521 и 84-850519 (по данным Ескожа Б.А., Воронова Г.В., 2008)

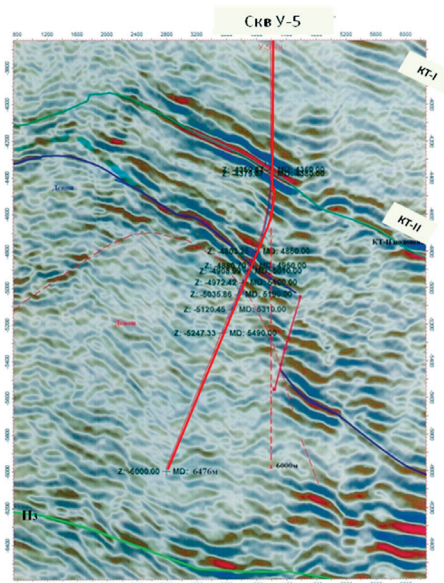
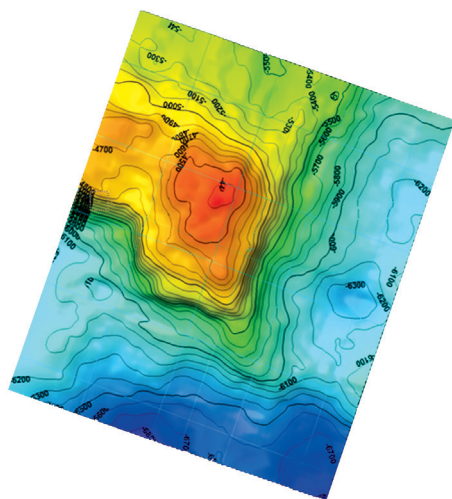


Рис. 3. Поднятие Урихтау (Жанажол-Торткольская зона валообразных поднятий). Структурная схема по кровле девонских отложений (ОГ «R») (по данным компании «PGD Services»)

поднятия, и могут быть рекомендованы к поисковому бурению в качестве высокоперспективных объектов.

Таким образом, на примере восточной бортовой зоны подсолового Прикаспия имеющиеся материалы и полученные новые данные вполне обоснованно указывают на высокие перспективы дальнейшего детального изучения глубокозалегающих отложений девона и нижнего карбона и позволяют прогнозировать в них крупные объекты. Выполнение данной задачи на ближайшие годы обосновано и другими выделенными и прогнозируемыми крупными объектами – палеозойскими поднятиями по девонско-нижнекаменноугольному интервалу в разрезе Темирского карбонатного массива в пределах одноименной зоны валобразных поднятий (Аккемир) и Шубаркудук-Коскольской зоны поднятий (Шиликты Северный) в глубоководной части бассейна (Акчулаков и др., 2012).

Перспективность и благоприятный прогноз крупных палеозойских поднятий в этих районах дополнительно обосновывается на новых представлениях о модели строения ловушек и, в целом, благоприятных структурных предпосылках.

Как известно, ранее на востоке подсолового Прикаспия пробурено 5 скважин (Г-4 Кумсай, Г-1 Бактыгарын, Г-5 Акжар Восточный, Г-9 Бозоба и Г-1 Аккум), в которых в различной мере и соотношении вскрыты отложения нижнего, среднего и верхнего девона на глубинах 4830-5843 м (Бакиров и др., 2003). Относительно большое расстояние между данными площадями указывает на региональное прослеживание и распространение девонских отложений на востоке Прикаспия. По этим данным и судя по распределению толщин отдельных свит, на поднятиях отмечается в большей мере пластовое конседиментационное залегание девонских отложений, унаследованное, как видно, от более древних выступов коренных пород. Наряду с объектами с карбонатным составом резервуаров (Урихтау) предполагается, что выявленные новые крупные поднятия по девону – нижнему карбону, имеющие пластовый характер залегания, в большинстве будут приурочены к областям терригенного и карбонатно-терригенного осадконакопления. При этом следует отметить, что данные локальные поднятия отвечают новым условиям и модели залегания, характеру осадконакопления, представляют собой объекты, подготовленные на более высоком уровне интерпретации и комплексном анализе имеющихся геолого-геофизических материалов. Автором прогнозируются участки с благоприятным фактором отсутствия или низкого содержания серы и сероводорода при поисковых работах, характерного, как известно, для условий терригенного и карбонатно-терригенного осадконакопления.

Выше по разрезу на восточном борту значительные по масштабам залежи УВ уже выявлены в карбонатных резервуарах массивного пластового характера в отложениях среднего – верхнего карбона (Жаназол, Кожасай, Урихтау, Алибекмола и др.). В отложениях глубоководного конуса выноса нижней перми получен внушительный фонтан нефти дебитом 650 м³/сут на площади Акжар

Восточный в скважине №1 из терригенных отложений в интервале 5049-5075 м.

Новые возможности сейсмических методов исследований 2Д/ 3Д позволяют рассчитывать на благоприятный прогноз и обнаружение масштабных залежей нефти и газа, связанных с крупными подсоловыми объектами – структурными унаследованными поднятиями пластово-массивного типа и карбонатными постройками. Для данных объектов, как показывают результаты бурения последних лет (Кобланды, Ширак, Тасым Юго-Восточный, Чинаревская, Ансаган, Буйыргын), характерно в целом низкое содержание сероводорода и серы. В отдельных случаях их концентрация не превышает 3-5 %. В данном отношении впечатляют важные результаты скважины №2 Володарская, пробуренной на северном погруженном склоне Астраханского свода. В ней с глубины 6200 м в отложениях среднего девона получены промышленные притоки легкой бессернистой нефти (Исказиев и др., 2014, Матлошинский, 2013).

С открытием в 2000 г. газоконденсатной безсервироводной и малосернистой нефтяной залежи на глубине около 5200 м в карбонатных отложениях бийского горизонта среднего девона на площади Чинаревская на северном борту Прикаспийского бассейна вырисовывается более отчетливая закономерность регионального распространения продуктивных горизонтов в девоне, практически

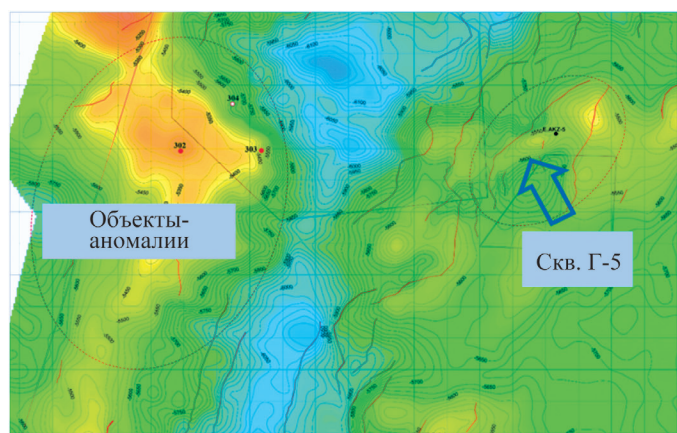


Рис. 4. Восточный борт Прикаспийского бассейна. Прогноз крупных поднятий в девонских отложениях (ОГ ПЗ) Боржер-Акжарской тектонической ступени (по данным компании «Казакхмыс»)

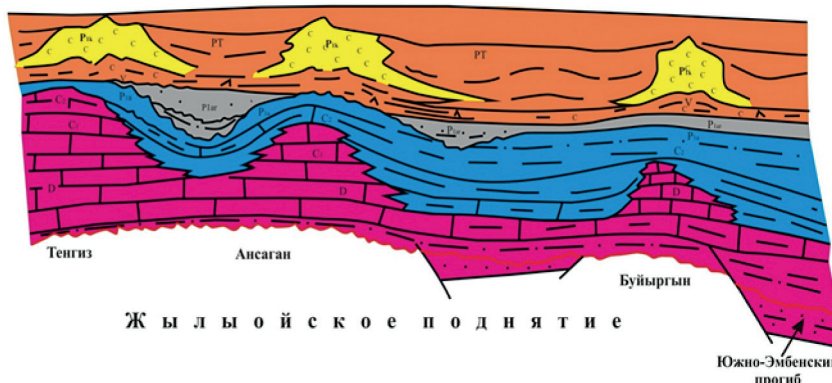


Рис. 5. Модель палеозойских поднятий (карбонатных построек) в широтном направлении по профилю Тенгиз – Ансаган – Буйыргын. Модели крупных палеозойских структур на юго-востоке Прикаспия (Тенгиз, Кашаган, Королевское, Ансаган); Возможные крупные структуры на периферии карбонатной платформы (Буйыргын); Возраст структур: верхний девон – нижний карбон (турне)

не содержащих сероводород. Продуктивные отложения среднего девона в данном регионе также приурочены к структурам, расположенным на южном склоне «внутренней» прибортовой полосы бассейна.

И наконец, поворотным пунктом в направлении изучения глубокопогруженных горизонтов палеозоя и прогноза в них безсероводородных скоплений УВ является получение в 2011 г. притока безсернистых УВ (газоконденсат) на повышенных глубинах в отложениях карбона в скважине №1 Тасым Юго-Восточный глубиной 7050 м на северном склоне Атырауской системы выступов по фундаменту. Как видно, наряду с бортовыми зонами, поисковые работы в последние годы серьезно продвинулись в относительно погруженные внутренние районы Прикаспийского бассейна осадконакопления.

Примечательной особенностью полученных результатов является приуроченность залежей безсероводородных и малосернистых нефтей к склонам крупных «сквозных» карбонатных платформ (по типу Тенгиз, Кашаган). В региональном плане данные платформы ассоциируются с отдельными, зачастую изолированными и локализованными зонами, которые образно характеризуются «сероводородным заражением». В более древних по возрасту (нижний и средний девон) погруженных участках (за пределами этих зон «заражения», на склонах), возможно, ожидаются в основном малосернистые скопления УВ. Отмеченные выше результаты на площадях Ансаган, Чинаревская и Володарская подтверждают необходимость учета «древности» возраста продуктивных комплексов (Рис. 5).

Таким образом, отмеченные выше благоприятные геолого-геофизические предпосылки представляются важными и предлагаются в качестве нового обосновывающего материала для дальнейшего целенаправленного изучения

и оценки перспективности глубокозалегающих отложений девона и нижнего карбона на глубинах 5,5-8,0 км на юго-востоке и востоке подсолевого Прикаспия. Важны, в первую очередь, возможности практической реализации мероприятий по данным рекомендациям. В региональном отношении аналогичные крупные аномальные по размерам и площади объекты в последнее время выделяются все чаще. Одной из важных задач в этом ключе является выяснение закономерностей их регионального положения и дальнейшая геолого-геофизическая идентификация их генезиса с потенциально нефтегазоносными структурами.

Литература

Акчулаков У.А., Абилхасимов К.Б., Ажгалиев Д.К. и др. Комплексное изучение осадочных бассейнов Республики Казахстан. Прикаспийский бассейн. Отчет АО «Казахский институт нефти и газа» и ТОО «Ак-Ай Консалтинг». Астана. 2012.

Бакиров К.Х., Бакиров Н.К., Макаров В.Д. Прикаспийская впадина впервые с магматогенными складками в карбонатах девона; первое выделение каледонид, создавших во впадине крупные сводовые поднятия с новой мощной толщей девонских карбонатов. Уфа. 2003. 29 с.

Ескожа Б.А., Воронов Г.В. Строение подсолевого комплекса юго-востока Прикаспийской впадины. *Известия Академии наук Казахстана*. 2008. №1.

Исказиев К.О., Ажгалиев Д.К., Каримов С.Г. О перспективах поисков малосернистой нефти в Казахстане. *Oil and gas of Kazakhstan*. 2014. №3.

Матлошинский Н.Г. Нефтегазоносность девонских отложений Прикаспийской впадины. *Нефть и газ*. 2013. №3. С. 77-91.

Сведения об авторе

Дулат Калимович Ажгалиев – технический консультант, к. геол.-мин. н., ТОО Компания «Недра-Инжиниринг» Казахстан, 010000, Астана, Проспект Достык, 5/1, кв. 173
Тел: +7 701 999 6352/+7 777 222 4002;
E-mail: dulat.azhgaliyev@gmail.com

Статья поступила в редакцию 11.04.2017;

Принята к публикации 01.06.2017; Опубликована 30.06.2017

Devonian deposits – prospective direction of searching for oil and gas in the subsalt complex of the Caspian basin

D.K. Azhgaliyev

Nedra-Engineering Company LLP, Almaty, Kazakhstan, e-mail: dulat.azhgaliyev@gmail.com

Abstract. The regional features of the structure and distribution of the Devonian deposits in the subsalt Paleozoic complex of the Caspian basin are considered taking into account the new drilling data and the results of the interpretation of the aeromagnetic studies data. A general assessment of the prospects of the Devonian strata and, in general, the Paleozoic deposits lying at elevated depths (5.5-8.0 km) is given, with an emphasis on promising objects which are the large uplifts along the Devonian-Lower Carboniferous complex of sediments. The characteristics of individual zones with identified large local uplifts at the level of the seismic horizon P₃ in the southeast (Kashagan-Tengiz and South Emba zone) and in the east (Zhanazhol-Tortkol zone of barren rises and the Borzher-Akzhar tectonic stage) of the sedimentation basin are presented.

Keywords: Devonian deposits, oil, gas, Caspian basin

For citation: Azhgaliyev D.K. Devonian deposits – prospective direction of searching for oil and gas in the subsalt complex of the Caspian basin. *Georesursy = Georesources*. 2017. V. 19. No. 2. Pp. 111-116. DOI: <http://doi.org/10.1859 9/grs.19.2.4>

References

Akchulakov U.A., Abilkhassimov K.B., Azhgaliyev D.K. et al. Complex study of sedimentary basins of the Kazakhstan Republic. Caspian region. Report AO «Kazakhstanii institut nefiti i gaza» and TOO «Ak-Ai Konsalting». Astana. 2012.

Bakirov K.Kh., Bakirov N.K., Makarov V.D. The Caspian depression originally with magmatogenic folds in the Devonian carbonates; The first allocation of Caledonides, which created in the basin large vaults from a new thick layer of Devonian carbonates. Ufa. 2003. 29 p.

Eskozha B.A., Voronov G.V. The structure of the subsalt complex of the southeast of the Caspian depression. *Proceedings of the Academy of Sciences of Kazakhstan*. 2008. No. 1

Iskaziev K.O., Azhgaliyev D.K., Karimov S.G. On the prospects of searching for low-sulfur oil in Kazakhstan. *Oil and gas of Kazakhstan*. 2014. No. 3.

Matloshinskii N.G. Neftegazonosnost' devonskikh otlozhenii Prikaspiiskoi vpadiny [Oil and gas potential of Devonian deposits of the Caspian depression]. *Neft i gaz* [Oil and gas]. 2013. No.3. Pp. 77-91.

About the Author

Dulat K. Azhgaliyev – PhD in Geology and Mineralogy, Technical advisor, Nedra-Engineering LLP
Kazakhstan, 010000, Astana, Prospect Dostyk, 5/1, 173

Manuscript received 11 April 2017; Accepted 1 June 2017;

Published 30 June 2017