



В.В. Корсунь
д-р геол.-мин. наук
ООО «НРК-Технология»¹
главный геолог
korsunvv@irdc.ru



Г.Р. Гатаулин
канд. техн. наук
ООО «НРК-Технология»¹
ведущий геолог
gatauling@irdc.ru

Перспективы роста ресурсной базы Бортового лицензионного участка в Саратовской области

¹Россия, 119034, Москва, ул. Остоженка, 10.

Рассмотрены перспективы наращивания ресурсной базы УВ, главным образом, в западной и восточной частях Бортового лицензионного участка. Основными объектами, с которыми связываются перспективы открытия нефтяных скоплений, являются прогнозируемые одиночные органогенные постройки в карбонатных отложениях верхнего девона-турнея и среднего карбона; открытие залежей бессернистого газа связывается с погребенными песчаными телами пашийского, ардамовского, воробьевского и койвенского горизонтов девона, осложнёнными высокоамплитудными структурами и тектонически приподнятыми блоками, а также с бийскими органогенными постройками

Ключевые слова: органогенная постройка; барьерно-рифовая система; ангидритовые валы; соленосные и карбонатные отложения; разрывные нарушения; тектонические ступени; нефтяные скопления; бессернистый газ; ресурсная база

Авторы выражают глубокую благодарность за подготовку и оформление статьи сотрудникам компании ООО «НРК-Технология» Т.И. Перфильевой и А.В. Фейшутиху.

Значительные потребности нефтегазовой промышленности в углеводородном сырье на территории Центральной России требуют все более углубленного изучения деталей геологического строения осадочного чехла, главным образом, в интервале глубокопогруженных девонских и каменноугольных отложений в зонах их максимального развития в южных районах Саратовской области, и в частности, в пределах Бортовой зоны Восточно-Европейской платформы.

Фаза активного геолого-геофизического изучения территории Саратовской области насчитывает 70-летнюю историю. В её пределах открыто более 120 месторождений нефти и газа, однако до настоящего времени имеются существенные расхождения в интерпретации геолого-геофизических материалов, толковании особенностей тектонического развития, перспектив открытия новых залежей УВ.

К числу наиболее значимых геолого-геофизических обобщений по рассматриваемой территории относятся исследования А.К. Замаренова, Ю.А. Писаренко [1], Д.Л. Фёдорова [2], В.А. Бабадаглы, Ю.Н. Никитина, С.В. Яцкевича, В.П. Шебалдина [5, 6] и др. выдающихся геологов и геофизиков.

По мнению большинства геологов, Бортовая зона в течение всего среднего и верхнего палеозоя, начиная с девона и заканчивая пермью, являлась южным шельфовым окончанием Восточно-Европейской платформы (Шебалдин В.П. и др. [5, 6], Рединг Х. [3], Яцкевич С.В. [3, 4] и др.).

Ю.А. Писаренко, на основе анализа структурных карт по подошве кунгурского соленосного комплекса, построенным по данным интерпретации более тысячи погонных километров сейсмических профилей 2D, отработанных после 2000 г. в пределах северного борта Прикаспийской впадины, констатировал **отсутствие надежных структурных поднятий и тектонических нарушений** [7].

По его мнению, имеющая место «сейсмическая моноклираль» Бортовой зоны контрастирует с аналогическими районами Припятской и Днепровско-Донецкой впадин, где амплитуды разломов подсолевого ложа достигают сотен метров, а подсолевые поднятия контролируются положением соляных гряд и куполов.

В.П. Шебалдин [6] полагает, что в северо-западной части периметра Прикаспийской синеклизы сейсмическими исследованиями **не удалось выявить разломов и достоверных поднятий** в отложениях терригенного девона; не обнаружены также очевидные признаки существования рифов. Им сделан также вывод о том,

что данный регион является пассивной окраиной с пассивной тектоникой; по его мнению, Бортовая зона перманентно переходит в Прикаспийскую синеклизу, северное ограничение которой проводится по крутому склону московско-артинского бортового уступа, совпадающего с северной границей Прикаспийского солянокупольного бассейна.

Следует отметить, что многие геологи полагают, что Бортовой лицензионный участок расположен у подножия пассивной континентальной окраины Восточно-Европейской платформы, **где отсутствовали тектонические и палеогеоморфологические предпосылки** для формирования скоплений нефти и газа.

В многочисленных публикациях уже продолжительное время перспективы наращивания ресурсной базы Саратовской области связываются с «рифовым направлением», поиском «Карачаганак-2» (Феоктистов А.В. и др., 2011). При этом авторами всех этих рекомендаций районы поиска прогнозируются южнее Бортовой части, на участках северного склона Прикаспийской синеклизы.

В.П. Шебалдин отмечает, что поиски внутрибассейновых рифов ведутся уже продолжительное время, но пока не дали положительных результатов (бурение велось на Владимировской, Тимофеевской, Южно-Дьяковской, Алтатинской, Южно-Алтатинской, Графской, Черная-Падина и др. площадях). Автор считает, что отсутствие положительных результатов обусловлено **слабой тектонической активностью дорифейского времени** (отсутствием антиклинальных структур по поверхности терригенного девона и разрывных нарушений) на пассивной верхнедевонско-нижнекаменноугольной окраине платформы.

Бортовой лицензионный участок (ЛУ) (недропользователь ООО «Диалл Альянс», **рис. 1**) расположен в юго-восточной части Саратовской области. Его площадь составляет более 3220 км², при длине с запада – юго-запада на восток 220 км и ширине от 10 до 18 км.

В границах участка открыты 9 небольших по запасам месторождений УВ, практически все они сосредоточены в нижнепермских доломитах и известняках филипповского и артинского горизонтов. Исключением являются залежи газа Краснокутского и Непряхинского месторождений, которые контролируются, соответственно, пашийскими песчаниками верхнего девона и образованиями бийского и койвенского горизонтов.

К настоящему времени в промышленную разработку вовлечены только нефтегазоконденсатные залежи Карпенского и Ждановского месторождений, расположенные на западе участка;

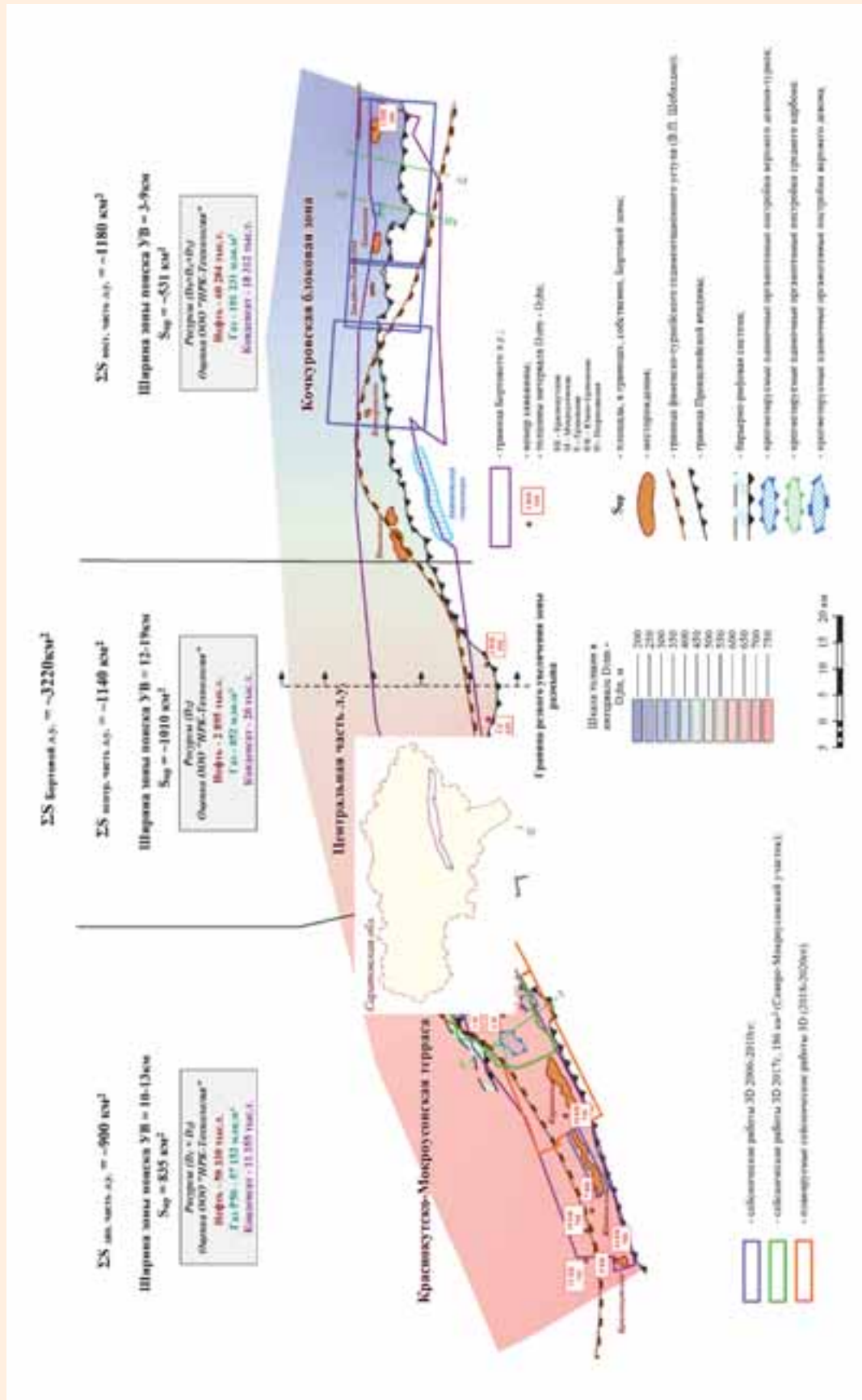


Рис. 1. Бортовой лицензионный участок. Схема толщин девонских отложений в интервале от бийских отложений среднего горизонта до паийских отложений верхнего девона

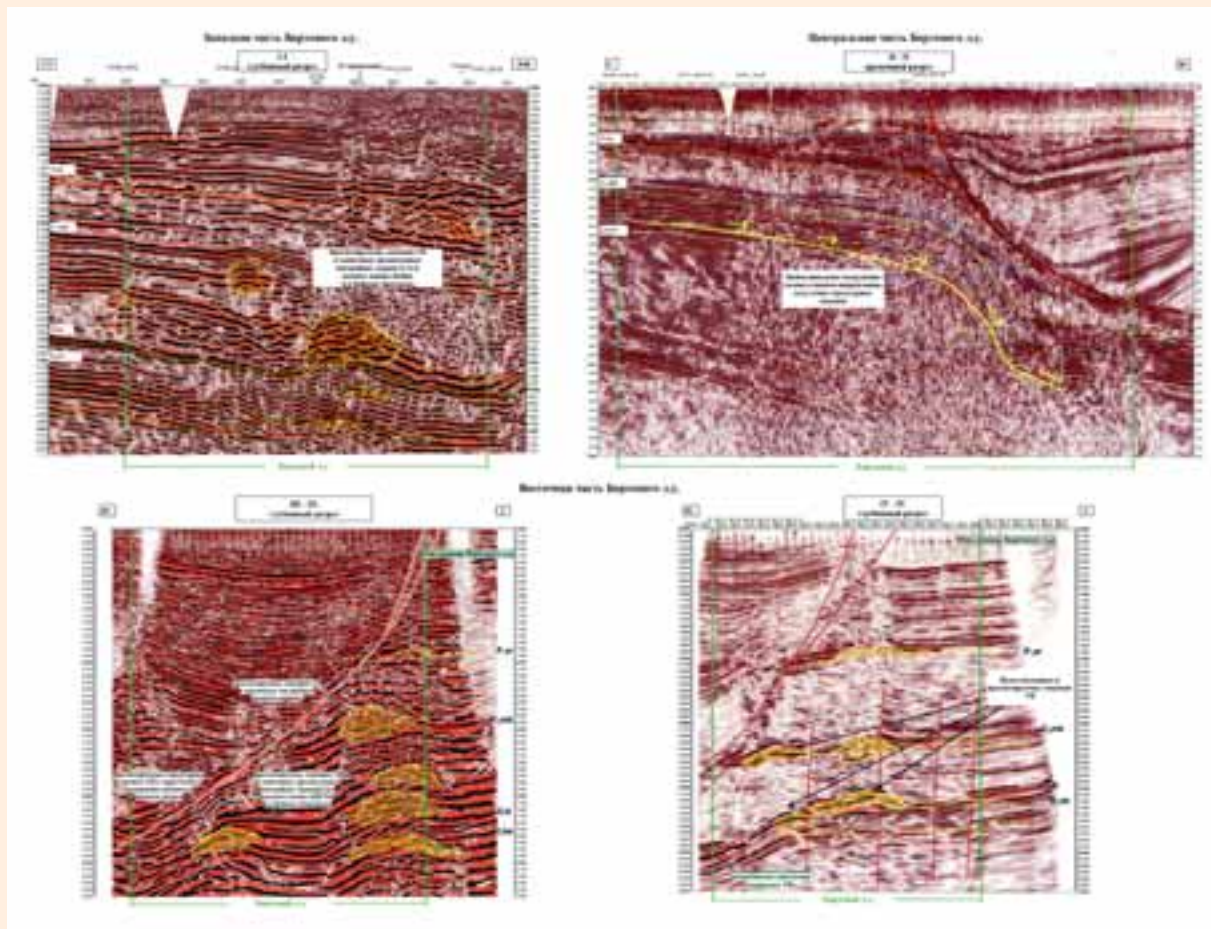


Рис. 2. Глубинные и временной сейсмические разрезы, иллюстрирующие принципиальные различия в геологическом строении западной, центральной и восточной частей Боржомского ЛУ

остальные месторождения находятся в консервации.

На основе данных структурного бурения и сейсморазведки МОВ в границах участка были спрогнозированы нефтегазоперспективные объекты, вовлеченные в глубокое поисковое бурение в конце 60-х и особенно в 70-е годы прошлого века. Именно в те годы были реализованы значительные объемы буровых работ. К настоящему времени в пределах территории участка пробурено более 200 глубоких скважин, из которых только 10 эксплуатационные; остальные относятся к категории поисковых, разведочных и параметрических.

Перспективные на поиски крупных месторождений УВ отложения карбона и девона были вскрыты в 41 скважине; в 10 из них при испытаниях получены притоки УВ (только в 2 – имеющие промышленное значение); в 16 скважинах зафиксированы газопроявления при бурении.

На территории участка в 2000-е гг. на современном техническом уровне выполнены значи-

тельные объемы сейсморазведочных работ 2D и 3D; при этом сейсмикой 3D в объеме 730 км² закартирована значительная по площади восточная часть участка. Установленные здесь Павловское, Кочкуровское, Западно-Липовское, Липовское и Непряхинское месторождения УВ до настоящего времени не вовлечены в разработку.

В пределах западной части ЛУ небольшие по площади участки (~30 км²) закартированы сейсмикой 3D в пределах Ждановского и Мокроусовского месторождений. В 2017 г. сейсморазведкой 3D покрыта Северо-Мокроусовская площадь (186 км²); материалы этих работ в настоящее время находятся в обработке и интерпретации (рис. 1).

Анализ бурения и испытания глубоких поисковых и разведочных скважин, пробуренных в 60–70-е гг. прошлого века, свидетельствует о высоких перспективах отложений осадочного чехла, залегающих под уже установленными залежами в нижнепермских отложениях. Судя по расположению этих глубоких скважин на глубинных и временных сейсмических разрезах

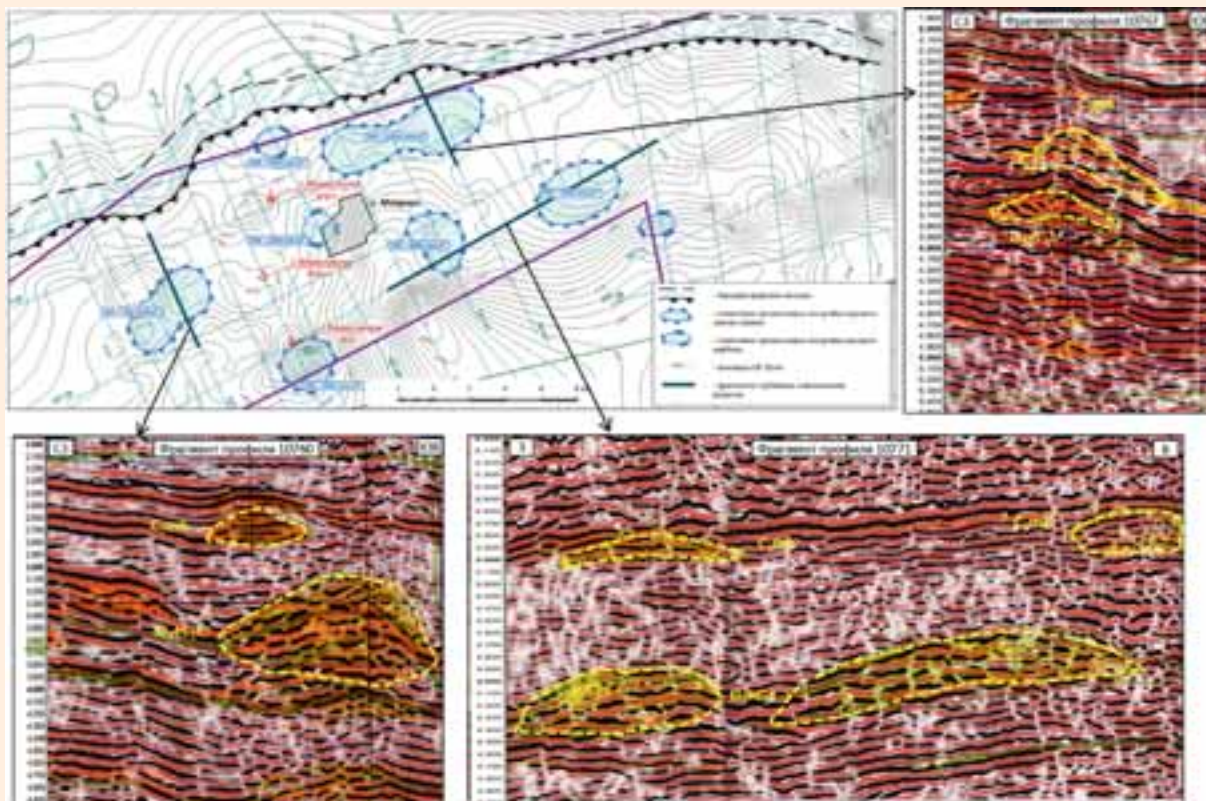


Рис. 4. Схема расположения одиночных органогенных построек в отложениях верхнего девона-турнея и в среднекарбоневых породах в районе г. Мокроус. Глубинные сейсмические разрезы иллюстрируют расположение прогнозируемых органогенных построек

последних лет (выполненных в 2002–2008 гг.), все они располагаются вне сводовых частей антиклинальных структур и седиментационных поднятий, образованных, на наш взгляд, одиночными органогенными постройками карбона и верхнего девона-турнея.

На основе авторской геологической интерпретации сейсмопартий 2D – СП 05 и СП 10 (2002–2008 гг.), в западной части Бортового ЛУ возможно обнаружение более чем двух десятков нефтегазоперспективных объектов, как связанных с высокоамплитудными (более 100 м) локальными поднятиями, фиксируемыми в терригенных и карбонатных отложениях верхнего, среднего и нижнего девона (D_{3ps} , D_{2vb} , D_{2bs} , D_{1kv}), так и с прогнозируемыми органогенными постройками амплитудой более 150–200 м в верхнедевон-турнейских и среднекарбоневых отложениях.

Анализ сейсмических глубинных и временных разрезов позволяет пересмотреть принципиальные геолого-геофизические модели прогноза ловушек УВ в интервале от кровельной части допалеозойского основания до нижней перми в пределах всей территории Бортового ЛУ.

На **рис. 2** приведены фрагменты 4 сейсмических разрезов, пересекающих рассматриваемый

лицензионный участок в крест простирания. Эти сейсмические разрезы объясняют принципиальные различия в геологическом строении западной, центральной и восточной его частей. В данной статье нами рассматриваются перспективы наращивания ресурсной базы УВ в пределах западной периферии и восточной части ЛУ Бортовой зоны, где фиксируется высокая степень структурной дифференциации допалеозойского основания. В их границах развиты амплитудные структурные и седиментационные поднятия, многочисленные разрывные нарушения.

Центральная часть Бортового ЛУ располагается в пределах южного склона Ершовского выступа между Мокроусовским и Павловским месторождениями; она характеризуется моноклинальным погружением в Прикаспийскую впадину и, по нашему мнению, представляется наименее перспективной на поиски УВ-скоплений.

Восточная его часть включает территорию Павловского месторождения и весь район к востоку от него, вплоть до Непряхинского газового месторождения. При общей площади более 1180 км², в пределах собственно Бортовой зоны, находится только относительно узкая его полоса

шириной 39 км и площадью ~530 км², примыкающая к его северной границе; она названа нами Кочкуровской блоковой зоной. Субширотная система пологих сбросов наклонена в направлении северного борта Прикаспийской синеклизы. В границах собственно Бортовой зоны толщины солей не претерпевают существенных изменений. Нижнепермские локальные поднятия уверенно картируются над артинско-ассельской барьерно-рифовой системой. В подстилающих отложениях карбона и девона по сейсмике 2D и 3D уверенно фиксируются тектонические блоки, осложненные системами разрывных нарушений, сформировавшие ловушки УВ тектонически экранированного типа; на некоторых участках (Восточно-Липовская площадь) визуализируются локальные органогенные постройки в среднекаменноугольных (С₂mk) и верхнедевон-турнейских отложениях (*рис. 2, 6*).

В работах В.В. Корсуня (1974, 1975, 2008) показано, что в пределах Амударьинской аккумуляционно-топографической впадины наиболее перспективны ее западный и северный участки, осложненные мысообразными палеоподнятиями и бухтообразными заливами вблизи гребневых частей позднеюрской барьерно-рифовой системы; в удалении от них на сотни метров и первые километры вглубь палеобассейна над домезозойскими палеоподнятиями располагаются одиночные органогенные постройки, запечатанные по латерали депрессионными фациями (Сев. Уртабулак, Кокдумалак, Зеварды, Алан, Южный Памук и др.), *рис. 3*.

Аналогичное строение, на наш взгляд, имеет западная часть Бортового ЛУ, особенно в районе г. Мокроуса, где по сейсмическим данным СП 10 предполагается наличие тектонически приподнятой террасы, названной нами Краснокутско-Мокроусовской, осложненной тектоническими блоками и поднятиями допалеозойского основания. Эта терраса располагается между Воскресенским блоком и северным бортом Прикаспийской впадины; южная ее часть осложнена глубинными разломами. Предполагается, что в позднепалеозойское время, в период формирования складчато-надвиговых сооружений Урала, между южным краем Восточно-Европейской платформы и жесткими блоками северного борта Прикаспийской антеклизы произошел раскол, приведший к дрейфу последних в южном направлении (*рис. 5, 6*) с образованием узких зон межплитных раздвигов.

Поднятия и тектонические блоки, осложняющие Краснокутско-Мокроусовскую террасу, были благоприятны для формирования локальных и зональных песчаных тел в койвенское, ардаатовское, воробьевское и пашийское время; они

ограничены разрывными нарушениями и развивались конседиментационно в верхнедевон-турнейское и башкирское время, обеспечивая оптимальные условия для развития органогенных построек (*рис. 4*).

На наш взгляд, рассматриваемый район юго-западной окраины Восточно-Европейской платформы был тектонически активен в течение всего верхнедевонского и каменноугольного периода, что способствовало развитию высокоамплитудных одиночных органогенных построек.

Размеры прогнозируемых одиночных рифогенных ловушек УВ в отложениях карбона и верхнего девона-турнея не превышают 6–8 км², однако их высокие амплитуды (до 200–250 м) позволяют рассчитывать на открытие значительных по запасам высокодебитных залежей нефти. Над ними по данным ГИС уверенно выделяется глинистая реперная пачка верейского горизонта. Толщина этого комплекса региональных пород-покрышек в пределах Бортового лицензионного участка в его западной части составляет на Краснокутской площади порядка 250 м, на Карпенской – 210 м, на Мокроусовской – 300 м. В направлении депрессионного ложа Прикаспийской впадины происходит существенное увеличение его толщины, достигающее 1010 м в скв. 11 Карпенская и 1250 м в скв. 3 Мокроусовская.

В центральной и восточной частях Бортового ЛУ глины верейского горизонта уменьшаются в мощности до 107 м в скв. 4 Ершовская и 130 м в скв. 2 Милорадовская; на Кочкуровской и Восточно-Кочкуровской площадях толщины верейских глин составляют порядка 170–175 м.

Существенно отличается геологическое строение западной части Бортового ЛУ и по подстилающим отложениям в интервале от тиманских глин до кровельной части допалеозойского основания (*рис. 1*).

В скв. 11 Краснокутская, расположенной на западной периферии участка и вскрывшей койвенские отложения нижнего девона, суммарная толщина комплекса этих отложений превышает 1050 м; мощность тиманской глинистой покрышки составляет порядка 190 м. Толщина наиболее нефтегазоперспективного интервала разреза, включающего песчаники пашийского, ардаатовского, воробьевского горизонтов и известняки бийского горизонта, составляет 610 м (скв. 10 Карпенская) и 620 м (скв. 11 Краснокутская), соответственно.

Перспективные на поиски безсернистого газа пашийские, ардаатовские и воробьевские отложения, регионально продуктивные в Саратовской обл., на полную толщину вскрыты скв. 10, 11 и 14 Краснокутскими, 10 Карпенской и 3 Мокроусовской; при этом суммарные толщины

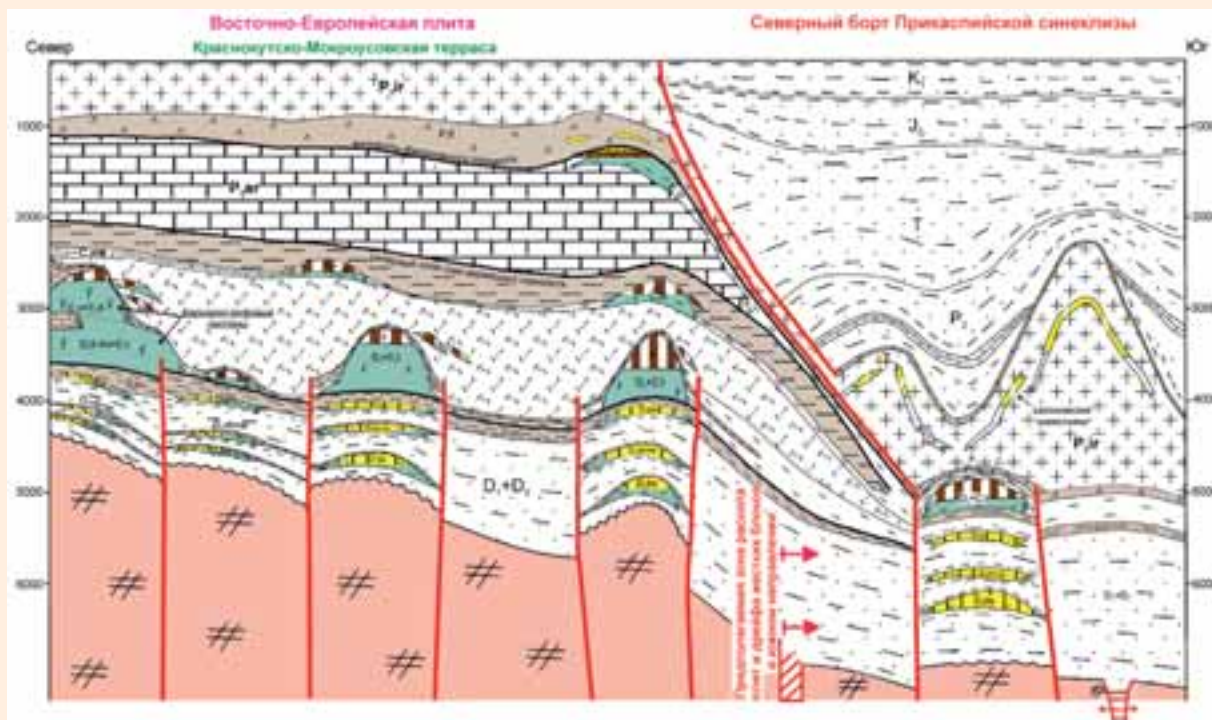


Рис. 5. Принципиальная геологическая модель строения западной части Бортового ЛУ в интервале между допалеозойским основанием и соленосными отложениями кунгурского яруса (см. условные обозначения к рис. 6)

этих отложений изменяются от 315 м в скв. 3 Мокроусовская до 355 м в скв. 14 Краснокутская.

В центральной части Бортового ЛУ суммарная мощность тимано-койвенской толщи сокращается до 830 м (скв. 7 Ершовская) и до 710 м (скв. 5 Южно-Ершовская); толщина терригенных газоперспективных отложений пашийского, ардатского и воробьевского горизонтов уменьшается до 180 м. Мощностью тиманских глин в скв. 5 Южно-Ершовская составляет уже всего 60 м, а в скв. 18 Павловская – 37 м.

В период позднефранских инверсионных подвижек произошел глубокий размыв, обеспечивший выпадение из разреза терригенных отложений верхнего девона и кровельной части среднего девона. Суммарная толщина средне-нижнедевонских отложений в скв. 1 Непряхинская составляет всего 495 м; расхождения в суммарных толщинах отложений, заключенных в интервале от подошвы верхнедевонских известняков до ориентировочно средней части койвенского горизонта (величина условная, поскольку эти отложения вскрыты на неполную толщину), между западной и восточной частями Бортового ЛУ составляют порядка 555 м (рис. 1).

Стратиграфический интервал разреза под поверхностью известняков верхнего девона, особенно в его крайней восточной периферии, более чем в 2 раза редуцирован по отношению к западной части; верхнедевонские известняки

залегают на размытой поверхности терригенных отложений воробьевского горизонта среднего девона (скв. 1 Непряхинская), при этом кровельная часть допалеозойского основания залегает на 500–600 м гипсометрически выше, чем на западе ЛУ. Толщина тиманских глинистых пород-покрышек здесь не превышает первых единиц метров. Ширина между северной границей лицензионного участка и северным бортом Прикаспийской впадины сужена в 2,5–3 раза по отношению к западной его части. Судя по данным бурения и испытания скв. 1 Непряхинская, эта часть Бортового ЛУ перспективна преимущественно на поиски газовых скоплений с относительно низким содержанием сероводорода (до 0,5–0,6%).

Недавнее (2012 г.) открытие на территории восточной части Бортового ЛУ Непряхинского газового месторождения в глубокозалегающих (4178–4635 м) ниже-среднедевонских отложениях стало принципиально важным событием. Залежи газа контролируются ловушками тектонически экранированного типа и сосредоточены в породах-коллекторах бийского и койвенского горизонтов. Нам представляется, что ловушки подобного типа являются доминирующими в пределах Кочкуровской блоковой зоны и именно с такими объектами связываются новые открытия скоплений УВ (рис. 1, б).

Глубины залегания наиболее перспективных карбонатных отложений карбона (C₂b), верхнего

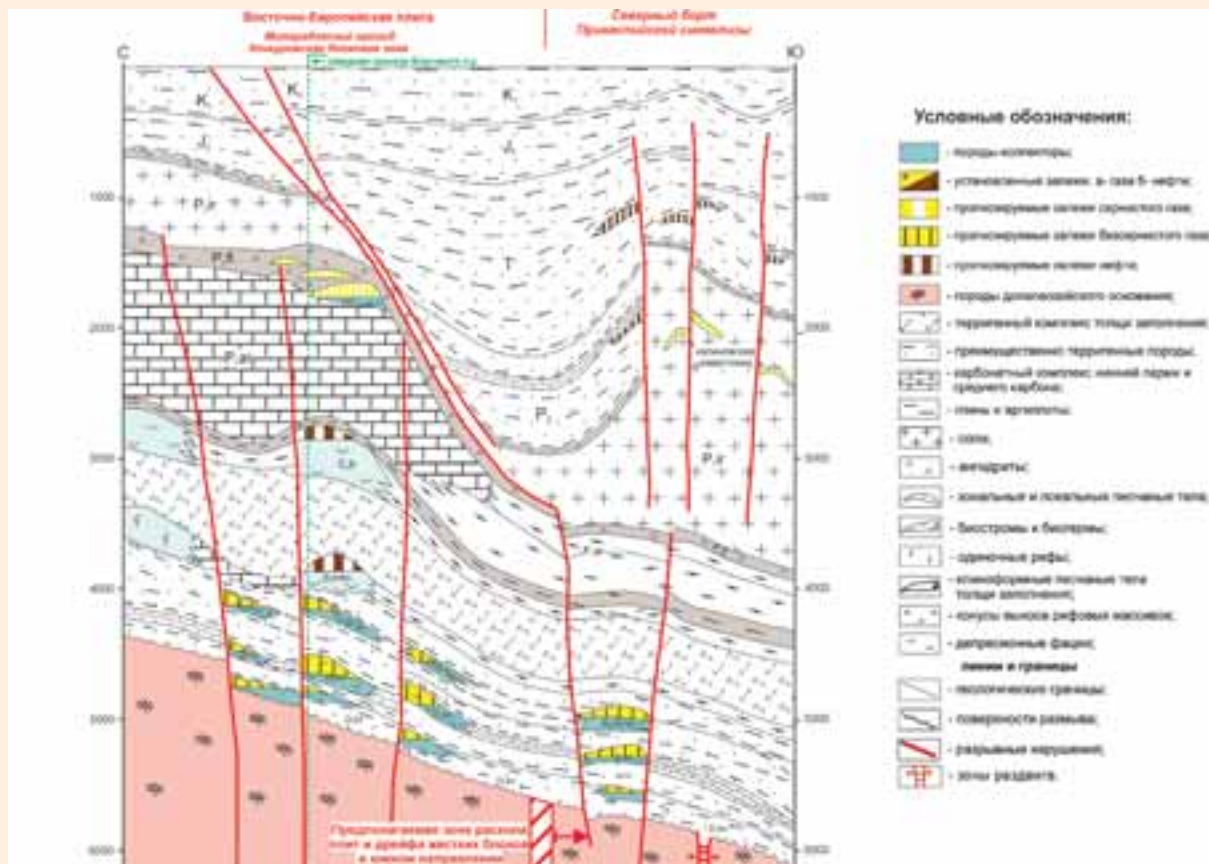


Рис. 6. Принципиальная геологическая модель строения восточной части Бортовского ЛУ

девона-турнея (D_3+C_1t), терригенных пашийского, ардатовского, воробьевского (D_3ps, D_2ar, D_2vb) и карбонатов бийского горизонта (D_2bs) находятся в интервале от 2,6 до 4,7 км.

По данным сейсмики 3D, выполненной в пределах Кочкуровской и Тимонинско-Липовской площадей (730 км²), подготовлены к постановке поискового бурения одиннадцать структур. По ее результатам пробурены 4 поисковые скважины; одна из них открыла Непряхинское газовое месторождение; остальные скважины из-за геологических осложнений не решили поставленных геологических задач.

Сопоставлением сейсмических и буровых данных установлены значительные (более 100 м) расхождения в абсолютных отметках всех горизонтов в интервале от подошвы кунгурского соленосного комплекса до кровли койвенских отложений нижнего девона. По глубоко погруженным воробьевским отложениям среднего девона величина расхождения в скв. 1 Непряхинская составляет 295 м, при этом суммарные расхождения интервала от нижней перми до среднедевонских отложений превышают 500 м. Такой существенный разброс в значениях абсолютных отметок между сейсмическими и бу-

ровыми данными может привести к неверной трактовке структурного плана. В этой связи представляется целесообразным до продолжения ГРП в восточной части ЛУ осуществить переобработку и переинтерпретацию всего ранее выполненного объема сейсмики 2D и 3D по единому графу обработки с учетом всех глубоких скважин, в том числе пробуренных в период с 2009 по 2017 гг., что обусловлено:

- большими расхождениями (на десятки и сотни метров) между проектными и фактическими глубинами вскрытия реперных горизонтов;
- существенными невязками на участке стыка сейсмических данных 3D разных лет и данными 2D сейсмики;
- необходимостью картирования ловушек тектонически и стратиграфически экранированного типов, образованных субширотной и субмеридионально ориентированными разрывными нарушениями, с которыми связываются высокие перспективы газонефтеносности средне- и верхне-девонских отложений;
- целесообразностью картирования гипсометрически приподнятых блоковых структур, расположенных к югу от зоны сбросов и сдвигов,

обрамляющих северный борт Прикаспийской впадины. На этой территории высока вероятность обнаружения козырьковых залежей УВ в песчаных телах триаса и в юрско-меловой толще, выклинивающихся вверх по восстанию слоев на участках их экранирования соленосными породами иренского горизонта верхней перми вдоль сбросов, ограничивающих соляные диапиры.

История открытия залежей сернистого газа, конденсата и нефти в нижнепермских отложениях насчитывает уже более чем полувекую историю. Однако, как показывают данные бурения глубоких скважин и сейсморазведки, этот комплекс отложений детально не изучен и имеет существенные перспективы для поиска новых нефтегазовых и газоконденсатных залежей в артинских и нижней части филипповских отложений.

До настоящего времени в границах двух разрабатываемых месторождений западной части Бортового ЛУ на государственном балансе числятся только залежи УВ в филипповских отложениях нижней перми.

Детальная корреляция разрезов всех глубоких скважин Ждановского и соседнего с ним Карпенского месторождений показала, что в границах каждого из них фиксируются нефтегазовые скопления, не относящиеся к слоям доломитов и известняков, заключенных в толще ангидритов филипповского горизонта. Нефтегазовые залежи, установленные в скв. 13 и 18 Карпенского, скв. 8 и 30 Ждановского месторождений являются самостоятельными УВ скоплениями, изолированными пачкой базальных ангидритов от вышелегающих линзовидных тел доломитов и известняков, относящихся к пластам группы K_{1+3} филипповского горизонта.

Важно подчеркнуть и тот очень важный факт, что емкостно-фильтрационные свойства кровельной части артинских известняков в интервале преимущественно ангидритового разреза филипповского горизонта существенно отличаются от слоев доломитов и известняков. По КВД скважин средние значения проницаемости кровельной части продуктивных артинских пород составляют 24,8–26,4 мД против 2,2–4,5 мД в межангидритовых линзах скв. 19, 101, 102, 103, 107 Карпенской и Ждановской площадей. Нефтегазовые скопления в артинских известняках являются массивными; в межангидритовых линзах доломитов и известняков пластов группы K_{1+3} – литологически ограниченными. В этой связи считаем целесообразным залежи УВ в скв. 8 и 30 Ждановского и 13, 18 Карпенского месторождений рассматривать как самостоятельные объекты подсчета запасов и разработки (рис. 7).

Залежи нефти и газа в артинских известняках района скв. 13 и 18 Карпенская контролируются небольшим по площади и узким по ширине локальным поднятием, расположенным под южным, погруженным в сторону Прикаспийской синеклизы склоном филипповского ангидрито-доломитового вала (учитывая подчиненное положение доломитов в интервале филипповского горизонта, в последующем изложении для краткости этот горизонт обозначен как ангидритовый); его толщина с севера на юг, на субширотном участке шириной в первые сотни метров, уменьшается от 224 м в скв. К1-10 Карпенская и 222 м в скв. 16 Карпенская до 99 м в скв. 13 Карпенская; еще южнее в направлении Прикаспийской синеклизы толщины ангидритов практически сохраняются, изменяясь на первые метры в скв. 9 и 11 Карпенских, соответственно, составляя 95 и 104 м, а далее к югу еще более уточняются (в скв. 6 – 47 м, в скв. 14 – 30 м), рис. 7.

При этом происходит и смещение свода артинского локального поднятия в скв. 13 по отношению к своду по подошве кунгурских соленосных пород (кровле филипповского горизонта) в южном направлении на расстоянии порядка 600–700 м. До настоящего времени в практике сейсморазведочных работ кровельная часть артинских отложений не картируется как отражающий горизонт.

По данным бурения на небольших расстояниях между скважинами фиксируется большой разброс в значениях мощности верхнепермских соленосных отложений иренского горизонта (их толщины изменяются от 344 до 847 м). При относительно малоамплитудных антиклинальных изгибах этих отложений (порядка 50 м), артинские объекты, залегающие под ангидритовыми валами, могут быть пропущены даже при осуществлении сейсмики 3D.

Не исключено, что южная прибортовая часть Восточно-Европейской платформы отделена серией глубинных разрывных нарушений от северного борта Прикаспийской синеклизы; при этом, как нам представляется, вдоль всей западной части Бортового ЛУ велика вероятность обнаружения целого ряда новых нижнепермских газонефтеперспективных объектов на глубинах от 1,5 до 1,7 км (к западу от Карпенского и к востоку от Ждановского и Мокроусовского месторождений), которые призваны поддержать падающую добычу уже разрабатываемых залежей газа и нефти.

При структурных построениях и анализе карт толщин кунгурских соленосных пород и ангидритов обращают внимание существенные, до 1,5–2,5 км, смещения осевых частей куполов в границах этих месторождений и резкое изме-

нение толщин галогенных отложений. Так, ось локального поднятия и сокращенные толщины солей и ангидритов в пределах восточной периферии Ждановского месторождения смещены по отношению к осевой части западного купола Карпенского месторождения как минимум на 2–2,5 км в северном направлении. Такие же смещения, только с меньшими величинами расхождений, фиксируются между отдельными куполами, образующими Ждановское, Карпенское и Мокроусовское месторождения. На наш взгляд, здесь имеют место сдвиговые дислокации, обусловленные процессами раскола жестких блоков северной части Прикаспийской синеклизы, отколовшихся от Восточно-Европейской платформы в конце герцинского этапа активизации региона (в период образования складчато-надвигового пояса Урала) и начавших движение на юг (*рис. 5–7*). Предполагается, что именно с этими процессами связано образование соляных куполов и штоков. В узкой, субширотной зоне под поверхностями листрических сбросов, полого наклоненных на юг, кунгурские соленосные породы на очень коротких расстояниях (первые сотни метров) резко сокращаются в мощности, а затем в южном направлении на очень коротких расстояниях (первые сотни метров) формируют соляные купола толщинами 2000 м и более (скв. 6, 14 Карпенские) в пределах северного борта Прикаспийской синеклизы.

На наш взгляд, соляные купола образуются над узкими участками раскола и раздвига между жесткими блоками, формирующими северный борт Прикаспийской синеклизы. Ранее автором (В.В. Корсунь, 1980) такая точка зрения уже высказывалась по территории Амударьинского бассейна, где Репетек-Келифская зона соляных диапиров (Репетекский вал) располагается над предполагаемой зоной раскола и раздвига Бешкентской и Туркменской жестких плит, располагающихся в домезозойском основании Амударьинской впадины.

Южная периферия Бортового ЛУ к югу от зоны сбросов характеризуется развитием солянокупольной тектоники, очень сложным геологическим строением, мелкими размерами тектонических блоков, ограниченных большим количеством разрывных нарушений, а также резкими фаціальными замещениями. На этой территории участка возможно выявление залежей нефти и газа в надсолевых отложениях триаса, юры и мела, аналогичных Узеньскому, Куриловскому, Старшиновскому и Таловскому месторождениям в интервалах глубин от 750 до 2100 м с извлекаемыми запасами порядка 90–150 тыс. т.

В пределах собственно соляных куполов перспективными объектами на поиски УВ скоп-

лений являются межсолевые слои известняков калиновской свиты верхней перми, их толщины могут достигать 150–200 м. Аналогом является Каменское месторождение, расположенное в пределах прилегающей территории Северного Казахстана, где из межсолевых известняков калиновской свиты, залегающих на глубинах 2660–3030 м (скв. 2, 5, 6), были получены фонтанные (до 400 тыс. м³/сут) притоки газа.

В центральной части ЛУ сейсмикой 2D в надсолевых отложениях закартирована Антоновская структура. При детализации ее геологического строения сейсмикой 3D предполагается закартировать межсолевые известняки калиновской свиты верхней перми и спрогнозировать нефтеперспективные ловушки в надсолевых триас-меловых отложениях. При этом возможно установление новых газонефтеперспективных объектов в подсолевой толще, залегающих в подстилающих образованиях карбона и девона на глубинах более 5,5–6 км.

Представленные в данной статье материалы с очевидностью свидетельствуют о высоких перспективах открытия новых залежей нефти, газа и конденсата в пределах Бортового ЛУ. Наиболее высоким потенциалом открытия преимущественно нефтяных скоплений обладают прогнозируемые палеогеоморфологические ловушки УВ в одиночных органогенных постройках верхнего девона-турнея и среднего карбона в западной его части, и особенно – в районе города Мокроуса. Здесь, на Северо-Мокроусовской площади, уже выполнены сейсморазведочные работы 3D в объеме 186 км². К концу 2017 г. по результатам их интерпретации предполагается определить первоочередные объекты для постановки поискового бурения и, возможно, зарезки боковых стволов из ранее пробуренных скв. 1, 2 и 3 Мокроусовских. Кроме того, к западу и к востоку от Северо-Мокроусовской площади в 2018–2019 гг. планируется отработать сейсморазведочные работы 3D в объеме 520 км² в границах Карпенского и Мокроусовского месторождений, что позволит:

- существенно уточнить детали геологического строения ловушек УВ, контролирующих газовые и нефтегазовые скопления в нижнепермских отложениях;

- оценить возможность по сейсмическим данным фиксировать линзовидные слои доломитов и известняков в толще ангидритов филипповского горизонта;

- выявить нефтеперспективные объекты в прогнозируемых органогенных постройках мелекесского горизонта среднего карбона, залегающих под верейскими глинами и являющимися региональной покрывкой, в частности, на Баженовской площади, где в скв. 1 Баженовская еще

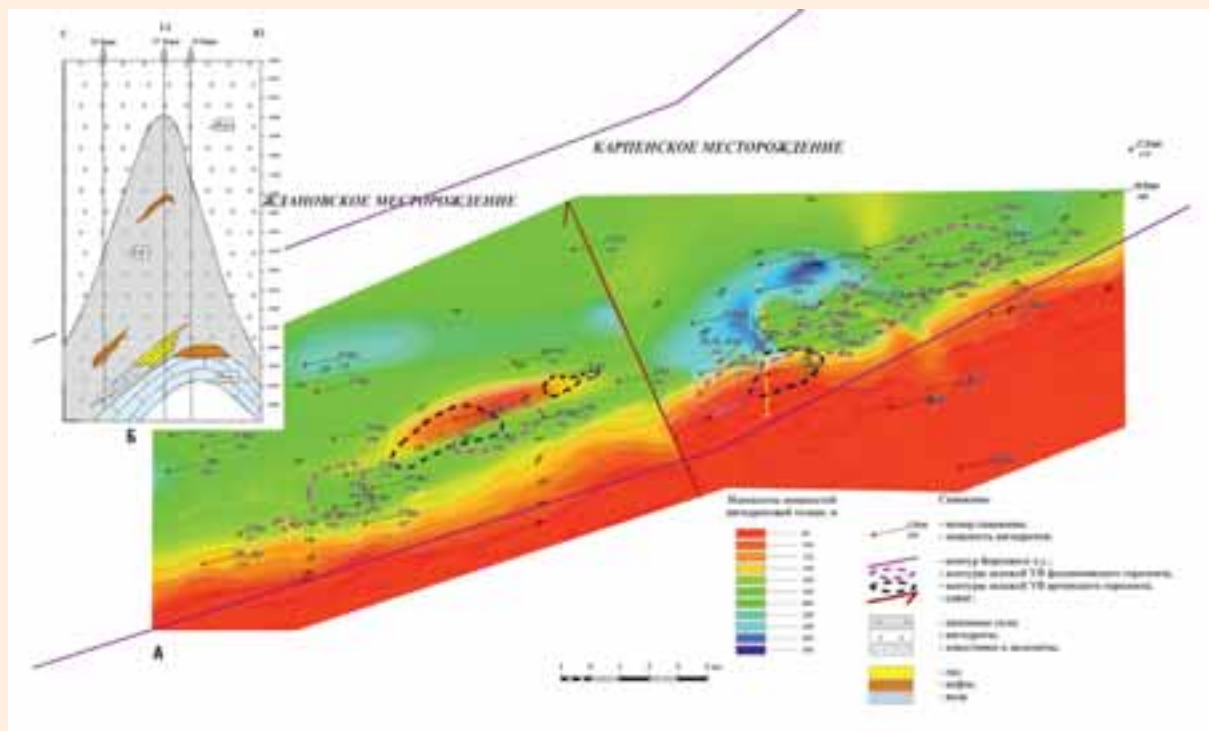


Рис. 7.
А – Карпенское и Ждановское месторождения. Карта изопахит ангидрито-доломитовой толщи филипповского горизонта нижней перми. Б – Карпенское месторождение. Схематический геологический профиль через свод западного купола

в 70-е гг. прошлого века при испытаниях в открытом стволе был получен приток нефти;

- выявить прогнозируемые на этом участке локальные органогенные постройки в верхнедевонско-турнейских карбонатных отложениях, возможно, экранированных сверху глинами нижнего карбона;

- закартировать прогнозируемые локальные и зональные песчаные тела в пашийском, ардамовском и воробьевском горизонтах верхнего и среднего девона, перекрытых 150–200 м толщиной глин тиманского горизонта;

- спрогнозировать нефтегазоперспективные объекты в бийских органогенных постройках, а также в койвенских и базальных терригенных отложениях, перекрывающих допалеозойское основание;

- выявить и протрассировать разрывные нарушения, закартировать ловушки УВ тектонически экранированного типа;

- определить участки, в границах которых развиты тектонически приподнятые блоки, в том числе, сформировавшиеся в дофаменское время; очертить границы образующих их субширотных и субмеридиональных систем разрывных нарушений; по возможности, определить их влияние на формирование УВ скоплений, особенно в средне-нижнедевонской части разреза осадочного чехла;

- закартировать поверхность допалеозойского основания; выявить в его приквельной области участки разуплотнения или зоны развития базальных, грубообломочных отложений в интервалах такатинско-вязовского горизонта верхнеэмского подъяруса нижнего девона, перекрывающего разновозрастные породы допалеозойского основания.

На основе проведенного геолого-геофизического анализа нами выполнен вероятностный прогноз ресурсов нефти, газа и конденсата в пределах различных частей Бортового ЛУ с учетом степени их геологической изученности; при этом коэффициенты успешности открытия залежей УВ не вводились.

Нефтегазоперспективные ловушки в восточной части участка (Муравлинская, Сев. Песчаная, Вост. Липовская, Вост. Кочкуровская, Вост. Тимонинская, Южно-Кочкуровская и Синегорская), закартированные сейсмикой 3D, являются подготовленными; оцененные авторами сейсмических отчетов по этим объектам ресурсы газа, конденсата и нефти отнесены к категории D_0 (подготовленные). Ресурсы четырех ловушек УВ, закартированных сейсмикой 2D, являются локализованными (Дл).

По выполненной ООО «НРК-Технология» оценке **ресурсы восточной части** ЛУ составляют:

- по нефти – 60 284 тыс. т;

- по газу – 101 231 млн м³;
- по конденсату – 18 132 тыс. т.

Паспортизированные объекты нами критически не пересматривались. Но такую работу целесообразно осуществить при переработке и переинтерпретации всех данных 2D и 3D в комплексе с результатами бурения глубоких поисковых скважин на Муравлинской, Кочкуровской и Восточно-Липовской площадях. По этим объектам были даны высокие оценки нефтеносности карбонатных отложений среднего карбона и верхнего девона, не подтвержденные скважинными данными.

Центральная часть характеризуется относительно невысокой степенью геолого-геофизической изученности, поэтому ресурсы УВ здесь отнесены к прогнозным (D₂).

По выполненной ООО «НРК-Технология» оценке **ресурсы центральной части** ЛУ составляют:

- по нефти – 2895 тыс. т;
- по газу – 852 млн м³;
- по конденсату – 20 тыс. т.

Западная часть Бортового ЛУ, учитывая небольшие размеры прогнозируемых нефтегазоперспективных объектов, также характеризуется низкой степенью геолого-геофизической изученности. Выявленными здесь числятся только две структуры – Южно-Краснокутская и Западно-Баженовская; их ресурсы отнесены к локализованным; остальные нефтегазоперспективные объекты спрогнозированы по данным авторской геологической интерпретации сейсмике 2D. В этой связи ресурсы УВ западной части участка отнесены, в основном, к перспективным (D₁).

По выполненной ООО «НРК-Технология» оценке **ресурсы западной части** ЛУ составляют:

- по нефти – 50 330 тыс. т;
- по газу – 57 133 млн м³;
- по конденсату – 11 355 тыс. т.

На наш взгляд, приоритетным районом для развития геологоразведочных работ является западная часть Бортового ЛУ.

Перспективы поиска и разведки УВ скоплений здесь существенно выше, чем на остальной его территории, что обусловлено:

- получением промышленных притоков безсернистого газа в скв. 5 и 14 Краснокутского месторождения, приуроченных к песчаным телам пашийского горизонта верхнего девона и притоков нефти в отложениях мелекесского горизонта среднего карбона в скв. 1 Баженовская;

- интенсивными газопроявлениями в процессе бурения при проходке терригенных отложений верхнего и среднего девона (скв. 6, 9, 10, 11, 20 Карпенские, 1, 2, 3 Мокроусовские); картирование этих площадей сейсмикой 3D по-

зволит определить пространственное положение газонефтеперспективных ловушек и привязать скважины с газо- и нефтепроявлениями к детально закартированным объектам в большом стратиграфическом интервале разреза от нижней перми до нижнего девона, поставить их запасы нефти и газа на госбаланс и оперативно ввести в разработку;

- четкой визуализацией на ряде глубинных сейсмических разрезов 2D и 3D (10758, 10759, 10760, 10762, 10764, 10766, 10771, инлайн 860 куба 3D на Липовско-Песчаной площади) **одиночных органогенных построек** в интервале верхнего девона-турнея и среднего карбона, **перспективных на поиски высокодебитных залежей нефти** (по нашему мнению, аналоги установлены на Белокаменном, Сладковско-Заречном и Луговом месторождениях); **в восточной части органогенные постройки уверенно визуализируются на единичных инлайнах** (инлайн 860 на Липовско-Песчаной площади 3D). Мы полагаем, что именно в районе г. Мокроуса сосредоточены основные нефтеперспективные объекты рассматриваемого региона (**рис. 2, 6**);

- наличием относительно широкой (до 10–12 км) Краснокутско-Мокроусовской допалеозойской террасы, расположенной между южным окончанием Степновского сложного вала и границей северного борта Прикаспийской впадины, осложненной палеоподнятиями и охватывающей всю территорию западной части Бортового ЛУ площадью 830 м², над которыми формировались погребенные локальные и зональные песчаные тела в терригенных отложениях девона (койвенские, воробьевские, ардатовские, пашийские горизонты), вероятно, содержащие скопления безсернистого газа; одиночные органогенные постройки бийского возраста, возможно, содержащие газоконденсатные и нефтяные залежи; а также рифовые сооружения верхнего девона-турнея и среднего карбона (башкирский ярус), контролируемые нефтяные скопления. Вдоль южных, обращенных в депрессию склонов органогенных построек, в отложениях нижнего и среднего карбона прогнозируются клиноформные нефтегазоперспективные песчаные тела (аналоги колганской толщи), **рис. 5, 6**;

- наличием мощной (более чем 150–200 м) пачки тиманских глин и аргиллитов, являющихся надежными крышками для нижележащих песчаных пород-коллекторов в пашийском горизонте; в восточной части они практически отсутствуют;

- большим стратиграфическим интервалом газонефтеперспективных, преимущественно терригенных отложений девона суммарной тол-

щиной более 700–750 м, залегающих в интервале от допалеозойского основания до глинистого (в восточной части ЛУ толщина этого комплекса не превышает 300 м), **рис. 1**.

На основе выполнения всего намеченного объема сейсморазведки 3D в объеме порядка 716 км² в пределах Карпенской, Северо-Мокроусовской и Мокроусовской площадей в западной части Бортового ЛУ будут определены первоочередные объекты для постановки глубокого поискового и разведочного бурения на девонские, карбоновые и нижнепермские от-

ложения, обосновано размещение новых кустов эксплуатационных скважин в пределах Карпенского и Мокроусовского месторождений, даны рекомендации для зарезки боковых стволов из ранее пробуренных поисковых и разведочных скважин на Мокроусовской, Карпенской и Баженовской площадях.

Реализация этих работ позволит существенно нарастить ресурсную базу Бортового ЛУ в районе действующего нефтеперерабатывающего завода и имеющейся инфраструктуры по добыче нефти и газа. **■**

Литература

1. Замаренов А.К., Писаренко Ю.А. Основные черты эволюции палеозойского осадконакопления на юго-восточной периконтинентальной окраине Восточно-Европейской платформы // Недр Поволжья и Прикаспия. 1998. Вып. 15.
2. Федоров Д.Л. Нефть и газ как продукт взаимодействия геосфер // Недр Поволжья и Прикаспия. 2001. Вып. 27.
3. Рединг Х. Обстановки осадконакопления и фации. М.: Мир. 1990.
4. Яцкевич С.В., Мамулина В.Д., Щеглов В.Б. Перспективы обнаружения коллекторов и ловушек в подсолевом палеозое внутренней части Прикаспийской мегавпадины // Недр Поволжья и Прикаспия. 2003. Вып. 34.
5. Шебалдин В.П., Бабадаглы В.А., Яцкевич С.В. и др. Зональность геофизических полей северо-западной части Прикаспийской впадины и её геологическая интерпретация // Труды ВНИГНИ. 1974. Вып. 160.
6. Шебалдин В.П. Тектоника Саратовской области. Саратов. 2007.
7. Писаренко Ю.А. Тезисы докладов научно-практической региональной конференции «Стратегия развития минерально-сырьевого комплекса Приволжного Южного Федеральных округов на 2009 и последующие годы». Саратов. 2008.
8. Корсунь В.В. Нефтегазосность Узбекистана и Западной Сибири. Санкт-Петербург: Недр. 2008.

UDC 553.98

V.V. Korsun, Doctor of Geological and Mineralogical Sciences, Chief Geologist of LLC “NRC–Technology”¹, korsunvv@irdc.ru
G.R. Gataulin, PhD, Leading Geologist of LLC “NRC–Tchnology”¹, gatauling@irdc.ru

¹10 Ostozhenka str. Moscow, 119034, Russia

Expansion of the Resource Base of Bortovoy Licence Area in the Saratov Region

Abstract. The article considers promising opportunities of the rise of hydrocarbon base in western and eastern parts of Bortovoy licence area. Main objects perspective for oil accumulations are isolated organogenic structures in carbonate deposits of the Upper Devonian–tour Period and the Middle Carboniferous Period. Deposits of sulfur-free gas are associated with buried sand bodies of D_{3ps}, D_{2ar}, D_{2kv} ages and organogenic structures D_{2bs} age. Sand bodies are complicated by high-amplitude structures and tectonically raised blocks.

Keywords: organogenic structure; barrier reef system; anhydrite swell; salt and carbonate deposits; faults; tectonics structures; oil accumulations; sulfur-free gas; resource base.

Reference

1. Zamarenov A.K., Pisarenko Iu.A. *Osnovnye cherty evoliutsii paleozoiskogo osadkonakopleniia na iugo-vostochnoi perikontinental'noi okraine Vostochno-Evropeiskoi platform* [The main features of the evolution of Paleozoic sedimentation on the southeastern pericontinental margin of the East European Platform]. *Nedra Povolzh'ia i Prikaspiia* [The subsoil of the Volga region and Pre-Caspian], 1998, issue 15.
2. Fedorov D.L. *Neft' i gaz kak produkt vzaimodeistviia geosfer* [Oil and gas as a product of interaction of geospheres]. *Nedra Povolzh'ia i Prikaspiia* [The subsoil of the Volga region and Pre-Caspian], 2001, issue 27.
3. Reding Kh. *Obstanovki osadkonakopleniia i fatsii* [Depositional environments and facies.]. Moscow, Mir Publ., 1990.
4. Iatskevich S.V., Mamulina V.D., Shcheglov V.B. *Perspektivy obnaruzheniia kollektorov i lovushek v podsolevom paleozoe vnutrennei chasti Prikaspiiskoi megavpadii* [The prospect of discovering reservoirs and traps in the subsalt Paleozoic of the inner part of the Peri-Caspian megadepression]. *Nedra Povolzh'ia i Prikaspiia* [The subsoil of the Volga region and Pre-Caspian], 2003, issue 34.
5. Shebaldin V.P., Babadagly V.A., Iatskevich S.V. i dr. *Zonal'nost' geofizicheskikh polei severo-zapadnoi chasti Prikaspiiskoi vpadiny i ee geologicheskaiia interpretatsiia* [Zonation of geophysical fields of the North-Western part of the Peri-Caspian depression and its geological interpretation]. *Trudy VNIIGNI* [], 1974, issue 160.
6. Shebaldin V.P. *Tektonika Saratovskoi oblasti* [Tectonics of the Saratov region]. Saratov, 2007.
7. Pisarenko Iu.A. *Tezisy dokladov nauchno-prakticheskoi regional'noi konferentsii «Strategiia razvitiia mineral'no-syr'evogo kompleksa Privolzhnogo Iuzhnogo Federal'nykh okrugov na 2009 i posleduiushchie gody»* [Theses of reg. conf. «Strategy for the development of the mineral and raw materials complex of the Volga region and the Southern Federal Districts for 2009 and subsequent years»], Saratov, 2008.
8. Korsun' V.V. *Neftegazonosnost' Uzbekistana i Zapadnoi Sibiri* [Oil and gas potential of Uzbekistan and Western Siberia]. Sankt-Peterburg, Nedra Publ., 2008.