

## О НОВЫХ ПЕРСПЕКТИВАХ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ПАЛЕОЗОЙСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ КАРПОВСКОГО ВЫСТУПА



**А.М. ОСПАНОВ,**  
докторант Карагандинского  
технического университета  
им. А.Сагинова,  
[a.ospanov@kstu.kz](mailto:a.ospanov@kstu.kz)



**А.Д. МАУСЫМБАЕВА,**  
кандидат технических наук,  
доктор PhD, асоц. профессор,  
[a.mausymbaeva@kstu.kz](mailto:a.mausymbaeva@kstu.kz)

КАРАГАНДИНСКИЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ИМ. АБЫЛКАСА САГИНОВА  
Республика Казахстан, 100027, Караганда, пр. Н. Назарбаева, 56

*Приводятся геологические данные последних лет – результаты сейсморазведочных работ и глубокого бурения, которые позволяют сделать новые построения модели строения палеозойского осадочного комплекса северной бортовой зоны Прикаспийского бассейна. В историческом развитии Прикаспийского осадочного бассейна наблюдаются многократные неотектонические коллизии, приводившие к трансгрессиям и регрессиям палеоокеана, а также к размывам накопившихся осадочных толщ, также перерывам в осадконакоплении.*

*В северной бортовой зоне определяющее влияние структурно-седиментационного фактора сказалось для разновозрастных карбонатных уступов Карачаганакской карбонатной платформы Аксайского блока, Тепловско-Токаревской зоны Карповского тектонического выступа. С этими зонами связано большинство из выявленных в подсоловом комплексе севера Прикаспийской впадины нефтяных, нефтегазоконденсатных и газоконденсатных месторождений.*

*Сравнительное сопоставление месторождений прибортовых зон Прикаспийской впадины показало принципиальное различие условий накопления продуктивных горизонтов, которое заключается в характере размещения и в значительной изменчивости фильтрационно-емкостных свойств пластов в природных резервуарах.*

*Наличие глубокопогруженных карбонатных структур прогнозируются в глубокой части впадины, на склонах карбонатных платформ. Перспективы обнаружения органогенных построек во внутренней части палеобассейна предполагаются на восточном продолжении Карповского выступа фундамента и внутри Погодаево-Остафьевского прогиба, где*

по результатам сейсморазведочных работ 2D и 3D выявлены перспективные структуры Меловая, Орловская и ряд других.

**КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА:** Палеозойский осадочный комплекс, Прикаспийский осадочный бассейн, Карповский тектонический выступ, месторождения и нефтепроявления, Приграничная, Первосоветская, Орловская, Меловая площади, нефтегазоносность.

## КАРПОВСКИЙ ЖОБАСЫНДАҒЫ ПАЛЕОЗОЙЛЫҚ ШӨГІНДІЛЕРДІҢ МҰНАЙ-ГАЗ ҚАБЫЛДЫЛЫҒЫНЫҢ ЖАҢА БОЛАШАҒЫ ТУРАЛЫ

**Ә.М. ОСПАНОВ**, А. Сағынов атындағы Қарағанды техникалық университетінің докторанты, [a.ospanov@kstu.kz](mailto:a.ospanov@kstu.kz)

**А.Д. МАУСЫМБАЕВА**, кандидат технических наук, доктор PhD, ассоц. профессор, [a.mausymbaeva@kstu.kz](mailto:a.mausymbaeva@kstu.kz)

ӨБІЛҚАС САГИНОВ АТЫНДАҒЫ ҚАРАҒАНДЫ ТЕХНИКАЛЫҚ УНИВЕРСИТЕТІ  
Қазақстан Республикасы, 100027, Қарағанды қ., Н. Назарбаев даңғылы, 56

Мақалада соңғы жылдардағы геологиялық деректер – сейсмикалық барлау және терең бұрғылау нәтижелері келтірілген, бұл Каспий маңы бассейнінің Солтүстік борттық аймағының палеозой шөгінді кешені құрылымының жаңа құрылымдарын жасауға мүмкіндік береді. Каспий маңы шөгінді бассейнінің тарихи дамуында палео мұхитының трансгрессиялары мен регрессияларына, сондай-ақ жинақталған шөгінді қабаттардың эрозиясына, сондай-ақ шөгінділердің үзілуіне әкелетін бірнеше геотектоникалық қақтығыстар байқалады.

Солтүстік борттық аймақта құрылымдық-тұндыру факторының анықтаушы әсері Карпов тектоникалық проекциясының Теплово-Токаревский аймағы Ақсай блогының Қарашығанақ карбонатты платформасының әртүрлі жастағы карбонатты кертпелеріне әсер етті. Каспий маңы ойпатының солтүстігіндегі тұз асты кешенінде анықталған мұнай, мұнай-газ конденсаты және газ конденсаты кен орындарының көпшілігі осы аймақтармен байланысты.

Каспий маңы ойпатының аспаптық аймақтарының кен орындарын салыстырмалы салыстыру өнімді горизонттардың жинақталу жағдайларының түбегейлі айырмашылығын көрсетті, бұл табиғи резервуарлардағы қабаттардың фильтрациялық-сыйымдылық қасиеттерінің орналасу сипаты мен айтарлықтай өзгергіштігінен тұрады.

Терең суға батқан карбонатты құрылымдардың болуы депрессияның терең бөлігінде, карбонатты платформалардың беткейлерінде болжанады. Палеобассейннің ішкі бөлігіндегі органогендік құрылыстарды анықтау перспективалары Іргетастың Карпов жотасының шығыс жалғасында және 2D және 3D сейсмикалық барлау жұмыстарының нәтижелері бойынша бор, Орел және басқа да бірқатар перспективалық құрылымдар анықталған ауа-райы-Остафьев иілуінің ішінде болжанады.

**ТҮЙІН СӨЗДЕР:** Палеозой шөгіндікешені, Каспий маңышөгінді бассейні, Карпов тектоникалық проекциясы, кенорындары мен мұнайкөріністері, шекарамаңы, Первосоветская, Орел, бор алаңы, мұнай-газ.

## ON NEW PROSPECTS FOR PETROLEUM AND GAS CAPABILITY OF PALEOZOIC SEDIMENTS OF THE KARPOVSKI PROJECTION

**A.M. OSPANOV**, Doctoral student at Karaganda Technical University named after. A. Saginova, [a.ospanov@kstu.kz](mailto:a.ospanov@kstu.kz)

**A.D. MAUSYMBAEVA**, Candidate of Technical Sciences, Doctor PhD, Associate Professor, [a.mausymbaeva@kstu.kz](mailto:a.mausymbaeva@kstu.kz)

*The article presents the geological data of recent years – the results of seismic exploration and deep drilling, which allow us to make new constructions of the model of the structure of the Paleozoic sedimentary complex of the northern side zone of the Caspian basin. In the historical development of the Caspian sedimentary basin, multiple geotectonic collisions have been observed, leading to transgressions and regressions of the Paleocene, as well as erosion of accumulated sedimentary strata, as well as interruptions in sedimentation.*

*In the northern side zone, the determining influence of the structural sedimentation factor affected the age-varying carbonate ledges of the Karachaganak carbonate platform of the Aksai block, the Teplov-Tokarev zone of the Karpovsky tectonic ledge. Most of the oil, oil and gas condensate and gas condensate fields identified in the subsalt complex of the north of the Caspian Basin are associated with these zones.*

*A comparative comparison of the deposits of the instrument zones of the Caspian basin has shown a fundamental difference in the conditions of accumulation of productive horizons, which lies in the nature of the location and in the significant variability of the filtration and capacitance properties of formations in natural reservoirs.*

*The presence of deep-submerged carbonate structures is predicted in the deep part of the depression, on the slopes of carbonate platforms. Prospects for the detection of organogenic structures in the inner part of the paleobasin are assumed on the eastern extension of the Karpovsky ledge of the foundation and inside the Pogodaevo-Ostafyevsky trough, where, according to the results of 2D and 3D seismic surveys, promising structures Cretaceous, Orlovskaya and a number of others have been identified.*

**KEY WORDS:** *Paleozoic sedimentary complex, Caspian sedimentary basin, Karpovsky tectonic protrusion, deposits and oil occurrences, Bordering, Pervosovietskaya, Oryol, Cretaceous areas, oil and gas potential.*

**В**ведение. В строении глубокопогруженного подсолевого комплекса северной бортовой зоны Прикаспийской впадины принимают участие девонские, каменноугольные и нижнепермские отложения, отличающиеся многообразием фаций и своеобразием их смены по латерали и вертикали.

В южной части выступа (Западно-Каменская площадь) условия также были оптимальными для формирования мелководных карбонатных отложений. На распределение толщин карбонатных пород оказывала влияние разница в глубинах ложа прогибов и обрамляющих их палеоподнятий, унаследованных от выступов фундамента. В приподнятых участках могли отлагаться мелководные карбонаты, формироваться шельф и его барьерно-рифовое обрамление. В прогибах процесс осадконакопления был замедлен и отлагались преимущественно мелководные кремнисто-карбонатные осадки. Нижне-эйфельские карбонатные отложения в еще больших толщинах могут быть развиты в погруженных частях палеобассейна. Для Приграничной приподнятой зоны характерен более мелководный характер карбонатных образований, где длительное время была суша, поскольку нижнедевонские отложения здесь представлены, по сути, корой выветривания фундамента толщиной около 60 м.

В начале живетского времени уровень моря понизился, и осадконакопление активно происходило в пониженных частях территории, что связано с активным привнесом терригенного материала, по всей видимости, водными потоками и его

распределением в осадочном бассейне. Однако отложения комплекса из-за среднефранской фазы тектогенеза и последовавшей за ней эрозии не сохранились или сохранились в сокращенном объеме в пределах выступов фундамента (поднятий).

По сравнению со среднедевонским, этапом карбонатакопления для данного этапа характерно существенное расширение области мелководного карбонатакопления, охватившей не только приподнятые участки, но и значительную часть территории южнее Карповского выступа. С формированием данного комплекса практически завершается активное проявление локального тектогенеза, и только отдельные тектонические нарушения проявляются по кровле комплекса.

Визейско-нижнебашкирский карбонатный комплекс состоит из тульского, алексинского, михайловского и веневского горизонтов визейского яруса, серпуховского яруса (нижний карбон) и нижнебашкирскоподъяруса среднего карбона. Главной особенностью его развития, как и других карбонатных комплексов, является смена мелководно-морской карбонатной седиментации платформенного типа через рифовую, в области платформенного края, на глубоководную депрессионную. Карбонатный комплекс формировался в условиях высокого положения уровня моря, и соответствует высокоуровневой группе последовательностей визейско-башкирской составной последовательности. Визейско-башкирский рифовый пояс смещен к югу по отношению к девонско-турнейскому, а в восточной части района он контролируется клиноформой кожинского надгоризонта.

Московский бассейн осадконакопления унаследовал характер режима седиментации от башкирского.

В западной части северной бортовой зоны, ассельские отложения в объеме всех трех фузулинидовых зон залегают на отложениях верхнего карбона или московского яруса среднего карбона. На остальной части северного борта отложения ассельского яруса залегают несогласно на отложениях среднего и нижнего карбона. В пределах карбонатного мелководного шельфа ассельский ярус мощностью 50-200 м сложен карбонатными отложениями. В зоне бортового уступа, где широко развиты органогенные постройки, ассельский ярус сложен биогермными и слоистыми мелководно-шельфовыми образованиями, вмещающими органогенные постройки.

Артинские отложения развиты повсеместно в объеме двух подъярусов. В зоне бортового уступа развиты слоистые и биогермные карбонатные отложения. Здесь сохраняются стабильные условия для накопления осадков, и по мере падения уровня они приобретают черты мелководной седиментации. Такое объяснение хорошо согласуется особенностями строения разрезов, непосредственно примыкающих к крутым склонам нижнепермского борта (Тепловско-Токаревской зоны). Набор и состав слагающих их пород во многом обусловлены особенностями осадконакопления в сопряженных с ними участках борта впадины.

Региональные геотектонические движения во многом определили фациальные границы распространения и мощности отложений осадочного комплекса Прикаспийской впадины, источники сноса на разных этапах эволюции бассейна. Все это и создало сложную картину распространения терригенных и карбонатных пород в палеозойском комплексе, крайне важную для нефтегазогеологического районирования и обоснованной оценки, и прогноза перспектив нефтегазоносности (Клещев,

Петров, Шеин, 1995). В формировании благоприятных региональных и локальных структур, контролирующих региональную и локальную нефтегазоносность, играет структурно-седиментационный фактор.

Северный борт Прикаспийской синеклизы – нефтегазоносной провинции, представляет собой Северную НГО, граничащую на юге с Центрально-Прикаспийской НГО. Каждая из этих областей отвечает крупному геоструктурному элементу, со свойственными ему строением, историей геологического развития и онтогенезом нефти газа [1]. Северная НГО, согласно структурно-тектоническому районированию, включает Тепловско-Токаревский, Озинковско-Рожковский, Северо-Челкарский, Карачаганакско-Кобландинский и Новоузенский нефтегазоносные районы (НГР). В ней районы с уже открытыми месторождениями нефти и газа отнесены к нефтегазоносным; те, в которых месторождения углеводородов еще не открыты, но оценены их значительные прогнозные ресурсы – к перспективным нефтегазоносным, а те, в которых из-за низкой геолого-геофизической изученности оценены сравнительно небольшие величины тех же ресурсов – к возможно нефтегазоносным.

*Карповский* НГР, относящийся к Нижневолжской НГО, располагается в северо-западной части полигона исследования и приурочен к южной окраине Нижневолжской НГО. Тектонически связан с Карповско-Тепловским поднятием и субширотно протягивается более чем на 100 км при средней ширине до 40 км. Поверхность фундамента в пределах поднятия погружается в южном и восточном направлениях от 4.5 км до 6 км и более. Кровля нижнепермских отложений представляет собой моноклинал с отметками около -1400 м на западе и более чем -2200 м на юго-востоке.

Основные перспективы территории связаны с девоном восточной и юго-восточной ее частей, где данные отложения погружены на значительные глубины и до настоящего момента недостаточно изучены.

На южном склоне Карповского выступа сформировались визейско-башкирский и трансгрессивно смещенные от него нижнепермские барьерные рифовые системы (уступы) северного борта Прикаспийской впадины. Вдоль нижнепермского барьерного рифа сформировалась цепочка локальных рифовых построек, к которым приурочена Тепловско-Токаревская группа нефтегазоконденсатных месторождений.

Самыми древними породами, в которых были отмечены признаки нефти, являются нижнедевонские в северной части Прикаспийской впадины. Живетско-нижнефранский терригенный нефтегазоносный комплекс ( $D_2gv-D_3^1p-kn$ ) выделяется по аналогии с Волго-Уральской нефтегазоносной провинцией. Данная толща включает отложения живетского, а также пашийский горизонт франского яруса, продуктивные в пределах всех нефтегазоносных областей Волго-Уральской провинции [3].

В казахстанской части северной бортовой зоны Прикаспийской впадины залежь нефти в пашийском песчаном горизонте выявлена при бурении скважины П-48 Приграничная на одноименном выступе фундамента. Эйфельско-франский карбонатный комплекс имеет потенциально высокие перспективы после получения промышленных притоков нефти в скважине D-1 месторождения Карачаганак, где из песчаников живетского яруса ( $D_2$ ) с глубины 5750 м получен приток нефти дебитом  $55m^3/сутки$ , а из бийских отложений ( $D_2ef-bs$ ) с глубины 6190 м получен приток нефти дебитом  $113m^3/сутки$ .

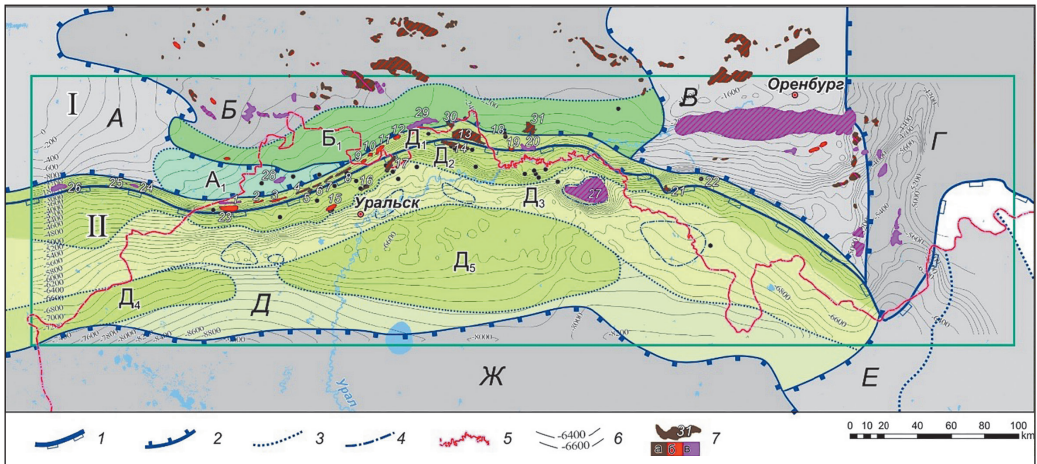


Рисунок 1 – Схема нефтегазогеологического районирования северного борта Прикаспийской синеклизы и прилегающих территорий (по Исакиеву К., 2021):

- Границы: 1 – Прикаспийской синеклизы, 2 – нефтегазоносных областей (НГО), 3 – нефтегазоносных и перспективных районов (НГР, ПНГР), 4 – нефтегазоносных и перспективных зон (НГЗ, ПНГЗ), 5 – государственная; 6 – изогипсы абсолютных отметок кровли карбонатов нижней перми; 7 – государственная; 8 – месторождение и ее номер (а – нефтяное; б – газовое; в – конденсатное);
- I – ВОЛГО-УРАЛЬСКИЙ НГБ:** А – Нижневолжская НГО; Б – Средневолжская НГО; В – Уфимско-Оренбургская НГО; Г – Южно-Предуральская НГО;
- II – ПРИКАСПИЙСКИЙ НГБ:** Д – Северо-Прикаспийская НГО; Д<sub>1</sub> – Теплово-Токаревский НГР, Д<sub>2</sub> – Озинковско-Рожковский НГР, Д<sub>3</sub> – Карачаганакско-Кобландинский НГР, Д<sub>4</sub> – Новоузенский ПНГР, Д<sub>5</sub> – Северо-Челкарский ПНГР; Е – Эмбинско-Актюбинская НГО; Ж – Центрально-Прикаспийская НГО;
- Месторождения: 1 – Токаревское (P<sub>1</sub>); 2 – Цыгановское (P<sub>1</sub>); 3 – Ульяновское (P<sub>1</sub>); 4 – Гремячинско (P<sub>1</sub>); 5 – Восточно-Гремячинское (P<sub>1</sub>); 6 – Южно-Гремячинское (P<sub>1</sub>); 7 – Западно-Тепловское (P<sub>1</sub>); 8 – Тепловское (P<sub>1</sub>); 9 – Восточно-Тепловское (P<sub>1</sub>); 10 – Красноуральское (P<sub>1</sub>); 11 – Уральское (P<sub>1</sub>); 12 – Усовское (P<sub>1</sub>); 13 – Чинаревское (C<sub>1t</sub>; D<sub>2ef</sub>); 14 – Рожковское (C<sub>1t</sub>; C<sub>1v</sub>; C<sub>2b</sub>); 15 – Ростошинское (C<sub>2b</sub>); 16 – Чаганское; 17 – Дарьинское (C<sub>2b</sub>); 18 – Ташлинская (C<sub>1v</sub>; C<sub>2b</sub>); 19 – Кузнецовское (P<sub>1</sub>); 20 – Бородинское (P<sub>1</sub>); 21 – Песчаное (P<sub>1</sub>); 22 – Восточно-Песчаное (P<sub>1</sub>); 23 – Каменное (P<sub>1</sub>); 24 – Липовское (P<sub>1</sub>); 25 – Западно-Липовское (P<sub>1</sub>); 26 – Павловское (P<sub>1</sub>); 27 – Карачаганак (D<sub>3fm</sub>; C<sub>1v</sub>; C<sub>1s</sub>; C<sub>2b</sub>; P<sub>1</sub>); 28 – Первосоветское; 29 – Долинное (D<sub>2vb</sub>; C<sub>1v</sub>); 30 – Восточно-Долинное (D<sub>2vb</sub>; C<sub>1v</sub>); 31 – Сладковско-Заречное (D<sub>2ef</sub>; D<sub>2zv</sub>; D<sub>3f1</sub>; D<sub>3fm</sub>; C<sub>1t</sub>; C<sub>1v</sub>; C<sub>2b</sub>; P<sub>1</sub>);

**Материалы и методы исследования.** По данным бурения фундамент Прикаспийского бассейна вскрыт лишь немногими скважинами в северной бортовой части, в пределах которой выделяются крупные тектонические элементы, которым соответствуют структурно-фациальные зоны, различающиеся по структурно-морфологическим характеристикам, продуктивности литолого-стратиграфических комплексов и типам залежей – Карповская, Федоровская, Аксайская и Соль-Илецкая.

Развитие карбонатных франских отложений можно предполагать в Погодаево-Остафьевском прогибе Карповского тектонического выступа. По существующим представлениям нижнедевонские отложения в основном выступают в качестве толщи, выполняющей неровностей рельефа фундамента и развивавшейся преимущественно конседиментационно (рисунок 2).

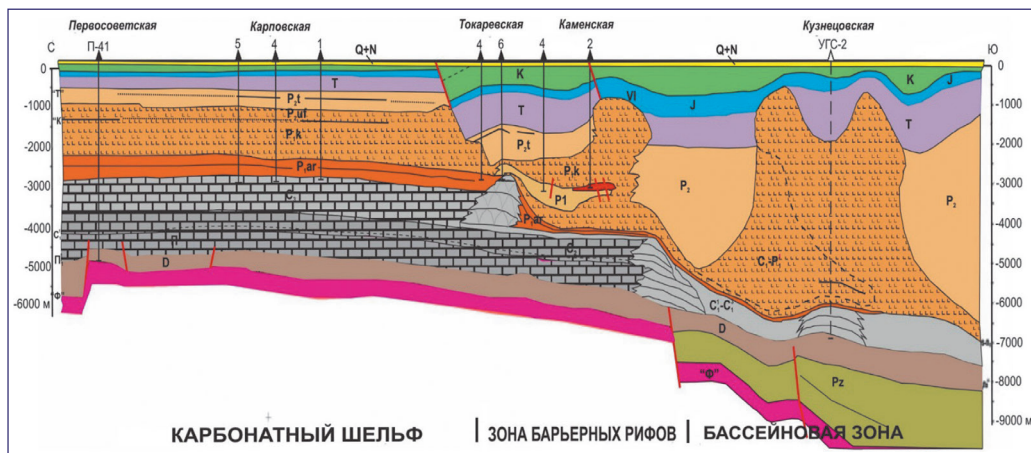


Рисунок 2 – Северное обрамление Прикаспийской впадины. Схематический геологический разрез (Матлошинский, Куандыков)

Высокоемкими природными резервуарами могут быть радаевские и средне-верхнефранские карбонатные платформы. По данным сейсморазведки можно предположить наличие нескольких радаевских карбонатных платформ с редуцированными шельфами и рифогенными отложениями в краевой части, обращённой в сторону прогиба. Ограниченные постройки эйфельского возраста шельфового типа развиты на приподнятом краю палеобассейна отмечены на Чинаревском поднятии, а также на Приграничной и Белосыртовской площади. Особый интерес представляет поиск литологических и стратиграфических типов резервуаров, которые практически не изучены. Исследование разрезов и их корреляция позволили выявить различные типы разрезов, которые характеризуются полной и сокращенной стратиграфической последовательностью [2].

Осадочный комплекс в пределах центральной части Карповского выступа сформировался в условиях шельфа. Отложения нижнего девона формировались в мелководном морском бассейне в эпоху приподнятого положения уровня моря и вскрыты скважинами: П-41, 2, 9, 10 Первосоветскими, П-48 Приграничной.

Признаки нефти и газа из *турнейских отложений* установлены в скважине 2 Карповская при испытании интервала 4023-4038 м получена вода с пленками нефти и газом. Нефть легкая, плотностью 0.814г/см<sup>3</sup>, с содержанием серы - 0.07%, парафина - 2.45%, смол до 3%. Повышенные газопоказания отмечались при бурении по *бобриковским отложениям* (до 2.5%), а в тульских (интервале 3993-3967 м) отмечался самоизлив воды с пленкой легкой нефти. Запах и выпоты нефти в керне из *баширских отложений* отмечены в скважине 2 (интервале 3833-3840 м) и в скважине 9 Первосоветской площади (интервал 3840-3852 м). При их испытании в скважине 2 (интервал 3828-3840м) получены притоки воды с дебитами 174 при Ндин., равном 449. Газоводяные факторы при этом составляли 2.3 л/л.

В скважине 2 Карповская при бурении в *мячковских отложениях* (глубина 2923 м) отмечались примазки нефти в растворе, а в подольских отложениях (интервал 3165-3170 м) - газопроявления. В скважине 6 этой же площади при испытании *подольских*

*отложений* (интервал 3096-3115 м) получена вода с пленками нефти, а из каширских (интервалы 3210-3240 м, 3180-3197 м) - 280 л нефти плотностью 0.900г/см<sup>3</sup>. В керне из этих глубин отмечались примазки вязкой нефти (битумов).

В 1992 г. на Первосоветской площади получен слабый приток газа с конденсатом из карбонатных *среднедевонских отложений афонинского горизонта*, в интервале - 4908-4935 м дебит газа составил 4.0 тыс. м<sup>3</sup>/сут, конденсата - 1.3 м<sup>3</sup>/сут.

Кроме того, **в ряде скважинна различных стратиграфических уровнях отмечены нефтегазопроявления** в виде незначительных притоков нефти, нефтяных пленок на поверхности бурового раствора, примазок, выпотов и запаха нефти в керне.

Слабое газопроявление получено при испытании пластоиспытателем в скважине 2 Южная Первосоветская (интервале 5004-5106 м). Из *афонинских отложений* в скважине П-48 (Приграничная) при испытании в колонне получен приток пластовой воды (интервале 4730-4763 м) дебитом 4.4 м<sup>3</sup>/сут.

Признаки в керне *из отложений фаменского яруса* в виде запаха и выпотов конденсата отмечались в скважине П-41 (интервале 4334-4420 м), в колонне интервал не испытывался. В скважине 1 Щучкинская при бурении в *фаменских отложениях* отмечалось увеличение газопоказаний до 2-6,3% по тяжелым УВ (интервал 4012-4240 м). При бурении в интервале 4030-4060 м в буровом растворе отмечались пленки нефти (собрано 16 л нефти). Нефть плотностью 0.809 г/см<sup>3</sup>, с содержанием светлых фракций 42%, серы 0.03%, парафина 5.5%, смол 2.2 %. В интервале 3624-3691 м - Запах и выпоты нефти в керне из *башкирских отложений* (интервал 3621-3628 м) получены притоки воды с дебитами 9 м<sup>3</sup>/сут при Ндин., равном 1126 м. Газоводяные факторы при этом составляли 1.5 л/л.

В скважине 2 Белосыртовская при забое в *отложениях радаевского горизонта* (глубине 4400 м) отмечено нефтегазопроявление в виде повышенных газопоказаний и пленки нефти в буровом растворе. Нефтепроявление сопровождало бурение скважины до окончательного забоя. Нефть тяжелая плотностью 0.897 г/см<sup>3</sup> с низким содержанием легких фракций 5-7 % (до 200 °С), возможно, представляет собой ореольное рассеивание значительного скопления.

Повышенные газопоказания при бурении в *верейских отложениях* отмечались в скважине 1 Щучкинская, которое сопровождалось нефтепроявлением в виде пленки нефти в буровом растворе (интервал 3221-3245 м).

В скважине 1 Щучкинская при бурении в *каширских отложениях* отмечались повышенные газопоказания (интервал 3083-3181 м), а в скважине П-61 поднят керн с запахом бензина (интервал 4109-4120 м). Запах и выпоты нефти зафиксированы в керне из подольских (интервал 3181-3185 м) и мячковских (интервал 3111-3118 м) отложений в скважине П-45, а запах бензина - в керне из мячковских отложений (интервал 2578-2653 м) в скважине П-48.

В *отложениях верхнего карбона* обильные признаки в виде запаха, выпотов и пленок нефти были отмечены в скважине 1 Щучкинская (интервал 2724-2727 м - кавернозный известняк с запахом нефти) и скважине 6 Карповская (интервал 3015-3135 м - выпоты нефти в керне, интервал 2812-3020 м - пленки нефти в воде, полученной при испытании). Признаки нефти и газа из ассельско-артинских отложений были отмечены в скважинах: 2 Белосыртовская (выпоты темно-коричневой вязкой



нефти в кавернозном известняке из интервал 3057-3061 м), 9 Приграничная (запах бензина на свежем сколе известняков из интервал 1955-1962 м), 1 Солдатовская (примазки нефти в интервал 2685-2690 м), 5 Солдатовская (повышенные газопоказания 3.7-6.5% в интервал 2610-2616 м), в скважине П-41 (запах и выпоты конденсата в инт. 2529-2566 м, в скважине П-48 (запах бензина на свежем сколе в интервалах 2045-2052 м, 2108-2113 м), в скважине 2 Белосыртовская (выпоты вязкой нефти по кавернам в инт. 3057-3061 м), и в скважине П-61 (запах бензина в известняке из интервалах 2941-2963 м, 3769-3783 м). В скважине 1 Остафьевская при испытании объекта из верхней части артинского яруса (интервалы 2771-2775; 2780-2785 м) был получен приток пластовой воды со столбом (3-6 м) нефти на уровне. Нефть плотностью 0.952 г/см<sup>3</sup>, имеет выраженный остаточный характер и содержит: легких фракций 15,4% (до 200°С), серы – 2.43%, парафина – 1.87%, асфальтенов – 10.3%.

**Результаты и обсуждение.** По результатам интерпретации новых данных 2Д и 3Д сейсморазведочных работ наибольший интерес представляют две структуры: Орловская и Меловая.

**Орловская структура.** Фаменско-турнейский рифовый тренд сформировался вдоль западной границы наиболее опущенной части Погодаево-Остафьевского прогиба. По более глубоким горизонтам прослеживается дугообразное субмеридиональногорстообразное поднятие, характеризующееся значительно опущенным восточным крылом. Данная структурная ступень послужила цоколем для формирования, указанного фаменско-турнейского рифового тренда.

По результатам обработки и интерпретации сейсморазведки 3Д уточнилось геологическое строение Орловской структуры. По вновь построенным картам видно, что структура имеет замкнутые контуры по верхне- и среднедевонским, нижне- и среднекаменноугольным отложениям. По новым данным можно отметить некоторое уменьшение размеров структур.

Также, по новым имеющимся материалам выделяются небольшие объекты в отложениях нижней перми, которые могут представлять поисковый интерес.

**Меловая структура.** Поднятие Меловое прослеживается по всем горизонтам подсолевой части осадочного чехла. Площадь, амплитуда и конфигурация данного поднятия в целом идентичны, начиная от горизонта D<sub>2</sub>bs и кончая горизонтом C<sub>1</sub>t. Выше по разрезу размеры структуры уменьшаются. Подобное соотношение амплитуд поднятий по различным горизонтам говорит о поствизейском времени формирования данного объекта. Поднятие относится к антиклинальному типу, осложненному дизъюнктивными нарушениями по периферии. Материалы сейсморазведочных работ 3Д уточнили размеры структуры Меловая, а именно наблюдается увеличение площади, по некоторым горизонтам – значительное, с выделением второго купола в северо-западном направлении.

С учетом вновь полученной информации по интерпретации сейсморазведочных работ 3Д выполненная специалистами ФГУП «НВНИИГГ», суммарные перспективные геологические ресурсы УВ (P50) с учетом перспективных ресурсов по ранее оцененным структурам, а также обновленной оценки по структурам Орловская и Меловая составили: газа – 54627,5 млн м<sup>3</sup>, конденсата – 18,45 млн т, нефти – 49,4 млн т.

**Заключение и выводы.** В пределах Карповского выступа был подготовлен сейсморазведкой и разбурен целый ряд локальных объектов. Несмотря на многочисленные признаки продуктивности в виде повышенных газовых показаний, высоких процентов содержания растворенного газа и пленок нефти в воде, запаха и выпотов нефти в керна, реальный приток газа с газоконденсатом был получен в единственной скважине ЮВ-Первосоветской №9 из мосоловской карбонатной толщи.

Относительный неуспех геологоразведочных работ на территории Карповского выступа, может быть связан с нестандартностью ловушек УВ, приуроченных к среднедевонским отложениям данной территории. Значительный региональный наклон отложений всего осадочного чехла в сторону Прикаспийской впадины приводит к размыканию сформировавшихся антиклинальных образований, к превращению их в структурные носы. Поэтому главная роль в формировании ловушек УВ отводилась экранирующим тектоническим разломам. Очевидно, что картирование подобных ловушек, особенно при небольших амплитудах подвижек, по данным сейсморазведки является очень сложной задачей, а качество имевшегося сейсмического материала не позволяло закартировать систему экранирующих разломов с высокой точностью. Существующий объем профилей высокого качества также не обеспечивает в полной мере решение этой задачи.

По мере увеличения глубины залегания отложений повышается и продуктивность подсолевого комплекса, что подтверждается открытым небольшим Первосоветским газоконденсатным месторождением с залежью в девонской рифогенной структуре. Большинство скоплений углеводородов района связаны с локальными выступами карбонатных построек. Также присутствуют ловушки, экранированные разрывными нарушениями и антиклинальные структуры, сформированные в обстановках тектонического сжатия (рисунок 3).

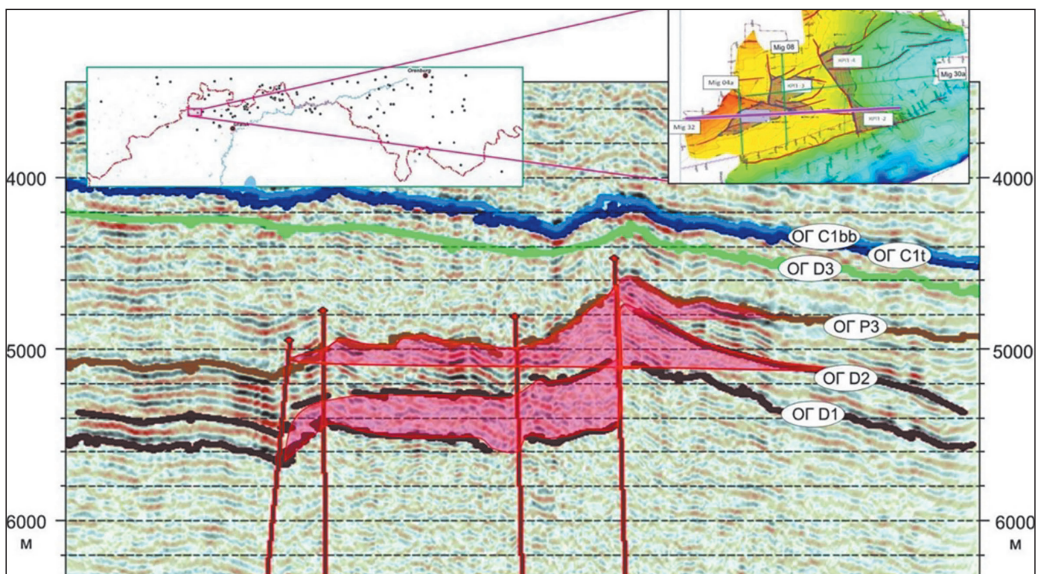



Рисунок 3 – Карповский НГР. Фрагмент структурной карты по горизонту П3 с положением перспективных объектов [1]

По результатам работ, проведенных недропользователями на предыдущем этапе в пределах Карповского выступа выделено пять локальных объектов сходного генезиса – серия ловушек УВ в бийской и мосоловской карбонатных толщах, приуроченных к структурным носам, экранированным с северо-запада системой субпараллельных дизъюнктивных нарушений. По остальным направлениям ловушки в бийской карбонатной толще экранируются глинами клинцовского горизонта, а в мосоловских карбонатах – чернойярской глинистой толщей.

В пределах Карповского выступа нижняя часть осадочного чехла разбита многочисленными разнонаправленными разрывными нарушениями различного порядка. В данных условиях роль дизъюнктивов в формировании скоплений УВ будет достаточно велика. Однако, достаточно вероятно, что не меньшую роль здесь играет литологическое экранирование залежи за счет латерального замещения коллектора на непроницаемые разности, возможно, с повышенной глинистостью.

**Заключение и выводы.** Подводя итоги вышесказанному, необходимо отметить, что практически во всех продуктивных комплексах, как терригенных, так и карбонатных, установлены признаки нефти и газа, что является косвенным свидетельством существования скоплений УВ. Это подтверждается также высокими газовыми факторами пластовых вод – 3-6 л/л.

В результате интерпретации сейсмических материалов разных лет в пределах Карповского выступа было выделено более десятка локальных объектов, представляющих поисковый интерес, уточнилось геологическое строение, размеры структур, наличие и положение тектонических нарушений.

Таким образом, для уточнения строения выделенных локальных объектов, оценки ролиэкранирующих факторов и качества природных резервуаров необходимо получение представительных сейсмических материалов высокого качества, целесообразнее всего в виде МОГТ 3D, это позволит снизить риски при проведении дальнейших поисковых работ как в пределах Карповского выступа, так и, в целом, северного борта Прикаспийской впадины. 

## ЛИТЕРАТУРА

- 1 Исказиев К.О. Научные основы стратегии освоения ресурсов нефти и газа севера Прикаспийской синеклизы. Диссертация на соискание ученой степени доктора геол.-мин. наук. – М., 2021. [Iskaziev K.O. Nauchnye osnovy strategii osvoeniya resursov nefti i gaza severa Prikaspijskoj sineklizy. Dissertaciya na soiskanie uchenoj stepeni doktora geol.-min. nauk. – М., 2021.]
- 2 Абилхасимов Х.Б. Особенности формирования природных резервуаров палеозойских отложений Прикаспийской впадины и оценка перспектив их нефтегазоносности. - М.: Издательский дом Академии Естествознания, 2016. – С. 244. [Abilhasimov H.B. Osobennosti formirovaniya prirodnyh rezervuarov paleozojskih otlozhenij Prikaspijskoj vpadiny i ocenka perspektiv ih neftegazonosnosti. - М.: Izdatel'skij dom Akademii Estestvoznaniya, 2016. – S. 244.]
- 3 Абилхасимов Х.Б. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности южного борта Предуральского прогиба // Нефть и газ. – 2020. - №3-4. - С. 69-84. [Abilhasimov H.B. Geologicheskoe stroenie i perspektivy neftegazonosnosti yuzhnogo borta Predural'skogo progiba // Neft' i gaz. – 2020. - №3-4. - С. 69-84]

- 4 Куандыков Б.М., Матлошинский Н.Г., Сентгиорги К. и др. Нефтегазоносность палеозойской шельфовой окраины севера Прикаспийской впадины. – Алматы, 2011. – С. 280. [Kuandykov B.M., Matloshinskij N.G., Sentgiorgi K. i dr. Neftegazonosnost' paleozojskoj shel'fovoj okrainy severa Prikaspijskoj vpadiny. – Almaty, 2011. – S. 280.]
- 5 Матлошинский Н.Г. Девонский карбонатно-терригенный комплекс северной бортовой части Прикаспийской впадины // Геология Казахстана. - 1999. - № 1. - С. 12-23. [Matloshinskij N.G. Devonskij karbonatno-terrigennyj kompleks severnoj bortovoj chasti Prikaspijskoj vpadiny // Geologiya Kazahstana. - 1999. - № 1. - S. 12-23.]