

## NEWS

OF THE NATIONAL ACADEMY OF SCIENCES OF THE REPUBLIC OF KAZAKHSTAN  
SERIES OF GEOLOGY AND TECHNICAL SCIENCES

ISSN 2224-5278

Volume 4, Number 424 (2017), 43 – 55

A. A. Aubakirov<sup>1</sup>, Zh. K. Zhamauov<sup>1</sup>, M. U. Aimagambetov<sup>1</sup>, V. F. Pankratov<sup>2</sup>, B. A. Yeskozha<sup>1</sup>

<sup>1</sup>“Firma “ALMEX PLUS” LLP,  
<sup>2</sup>Geo Energy Group LLP, Atyrau, Kazakhstan.  
E-mail: b.yeskozha@gmail.com

### ON INITIAL GEOLOGICAL RESULTS OF THE TARGET STUDY OF THE UPPER DEVONIAN FORMATIONS OF THE SOUTH EASTERN PRE-CASPIAN BASIN

**Abstract.** The article presents the initial results of works at the presalt highs located in the immediate proximity to the Tengiz oilfield. The 3D seismic surveys have detailed the structure of seven presalt highs. The drilling works at the depths of 5200-6200 m have been performed under abnormally high formation pressures and high temperatures. The newly obtained data on the drilling at Ansagan give the opportunity to define the perspectives of the deep Devonian strata and they represent the start of a new direction of exploration for large reserves of hydrocarbons in the South-Eastern Pre-Caspian basin.

**Keywords:** presalt sediments, Pre-Caspian Oil & Gas bearing Basin, oilfield, Upper Devonian, gas condensate, volumetric seismics, perspectives.

УДК 553.98(-925.22)

A. A. Аубакиров<sup>1</sup>, Ж. К. Жаманов<sup>1</sup>, М. У. Аймагамбетов<sup>1</sup>, В. Ф. Панкратов<sup>2</sup>, Б. А. Ескожа<sup>1</sup>

<sup>1</sup>ТОО «Фирма «АЛМЭКСПЛЮС»,  
<sup>2</sup>ТОО «ГеоЭнерджиГрупп», Атырау, Казахстан

### О ПЕРВЫХ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ РЕЗУЛЬТАТАХ ЦЕЛЕНАПРАВЛЕННОГО ИЗУЧЕНИЯ ПОРОД ВЕРХНЕГО ДЕВОНА НА ЮГО-ВОСТОКЕ ПРИКАСПИЙСКОЙ ВПАДИНЫ

**Аннотация.** Приведены начальные результаты геологоразведочных работ на подсолевых поднятиях, расположенных в непосредственной близости от нефтяного месторождения Тенгиз. Буровые работы на глубинах 5200–6200 м проведены в условиях аномально высоких пластовых давлений и повышенных температур. Полученные новые данные бурения на площади Ансаган позволят определиться с перспективами девонской толщи на больших глубинах и представляют собой начало нового направления поисков крупных запасов УВ на юго-востоке Прикаспийской впадины.

**Ключевые слова:** подсолевые отложения, Прикаспийский нефтегазоносный бассейн, месторождение, верхний девон, газоконденсат, объемная сейсмозвездка, перспективы.

**Введение.** Перспективы открытия крупных скоплений углеводородного сырья все больше связываются с глубинными слоями Прикаспийской впадины. Кроме доказанных перспектив пород подсолевого палеозоя, этому способствуют возросшая информативность сейморазведочных исследований, мощная технико-технологическая оснащенность буровых предприятий и новая генерация инженерных кадров. Другим стимулирующим фактором служит установление в ряде регионов резервуаров с хорошими фильтрационно-емкостными свойствами в условиях АВПД и значительным насыщением углеводородными газами на глубинах более 8000 м (Западная Сибирь), доказанная продуктивность отложений от перми до ордовика в Анадарском и Пермском бассейнах до глубин 9583 и 8700 м соответственно [2].

На большей части Приморского поднятия, возвращенной государству компанией «ТенгизШеврОйл» после всестороннего ее изучения, в 2014 году ТОО «Фирма «АЛМЭКС ПЛЮС» были возобновлены геологоразведочные исследования. Район работ приурочен к юго-восточной части Прикаспийской впадины (рисунок 1), в геологическом строении которой принимают участие три структурных этажа – подсолевой, соленосный и надсолевой. Принято считать, что фундамент юго-восточной части Прикаспийской впадины, имеющий байкальский возраст, в палеозое подвергся значительным тектоническим перестройкам и это отразилось на блоковом ее строении. По мнению ряда исследователей [1, 10], блоковое строение фундамента Прикаспийской впадины имело значительное влияние на продолжительность этапов седиментации и формирование карбонатных платформ и при этом различные глубины залегания платформенного основания определяют изменчивость литологического состава и мощностей отложений палеозоя, т.е. наблюдается связь между условиями осадконакопления и блоковой структурой фундамента.

Особый интерес к исследуемой площади связан с существованием здесь погребенных, глубокозалегающих карбонатных платформ девонско-турнейского возраста (участок Ансаган – Пионерская), перспективы которых были не совсем ясны ввиду малого количества буровых и промысловых данных [10]. Другой задачей постановки работ является прогнозирование потенциала УВ на участках развития подсолевых поднятий вне зон развития карбонатных платформ.

Вскрытый палеозойский структурный этаж на участках развития карбонатных платформ сложен породами девона-карбона преимущественно карбонатного состава и, как правило, терригенно-карбонатными отложениями раннепермского возраста. Как показывает сравнительный анализ, Астраханский и Тенгизский типы палеозойского карбонатного разреза юга впадины характеризуются спокойным платформенным строением и слабой дислоцированностью пород, и являются наиболее благоприятными для скопления углеводородов [7,11]. Вне зоны развития карбонатных платформ вскрытая часть подсолевого разреза представлена преимущественно терригенными породами с включением туфогенного материала. Указанные особенности строения южной части впадины отразились на перспективах нефтегазоносности и объясняют различия фазового состава углеводородов открытых месторождений. На данном разведочном блоке насчитывается 20 глубоких скважин советского периода, вскрывшие отложения девонского, каменноугольного, пермского и мезо-кайнозойского возрастов, результаты бурения которых подтверждают сложное строение данного участка (рисунки 2, 3).

По результатам анализа имеющихся геолого-геофизических материалов на контрактном участке (рисунок 1) общей площадью 1460 км<sup>2</sup>, прилегающем к известным подсолевым месторождениям Тенгиз и Королевское, выделен ряд подсолевых поднятий различной степени изученности и разного генезиса.

Для уточнения строения выделяемых поднятий и поисков нефтегазовых залежей в верхнем палеозое, в первые три года (2014-2016 гг.) периода разведки проведены сейморазведочные исследования МОГТ 3Д в объеме 1080 км<sup>2</sup> на площадях Пионерская-Максат, Прорва Глубокая, Колтык Северный, Огай, Пустынная, Тажигали и пробурены разведочные скважины Ансаган-2 и Ансаган-3. Следует отметить, что на площади Ансаган компанией «ТенгизШеврОйл» в 2003 году были проведены сейморазведочные работы 3Д в объеме 412 км<sup>2</sup> и пробурена поисковая скважина Ансаган-1 глубиной 6200 м. В результате кратковременного испытания в открытом стволе скважины получен фонтанный приток газоконденсата и была установлена продуктивность карбонатных пород фаменского яруса верхнего девона. Пластовый флюид легкий, плотностью 780 кг/м<sup>3</sup>, с высоким газовым фактором - 1348,23 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>, и низким, по сравнению с нефтяным месторождением Тенгиз, содержанием

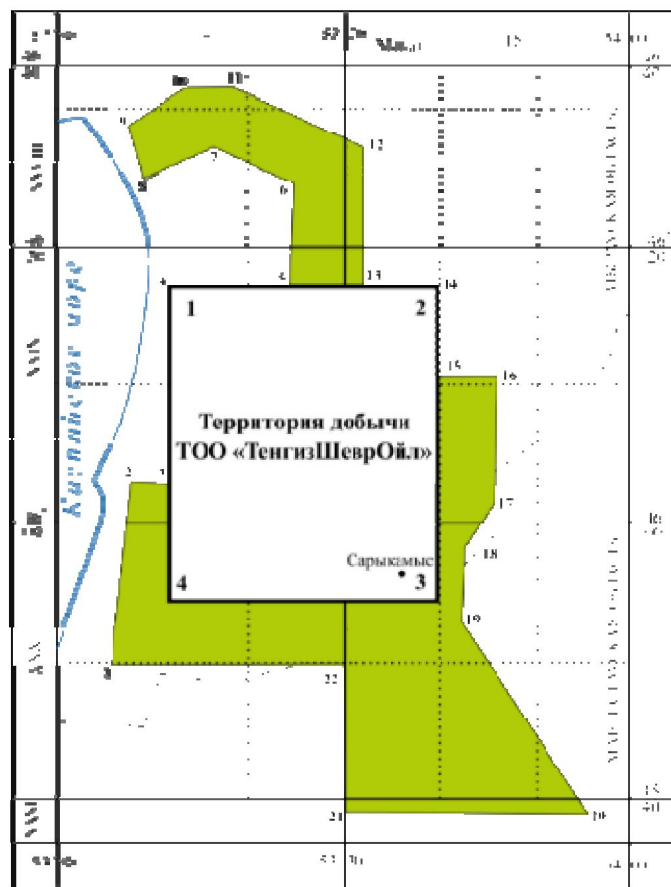


Рисунок 1 – Контуры участков геологического отвода контрактной территории

Figure 1 – The contours of geological blocks

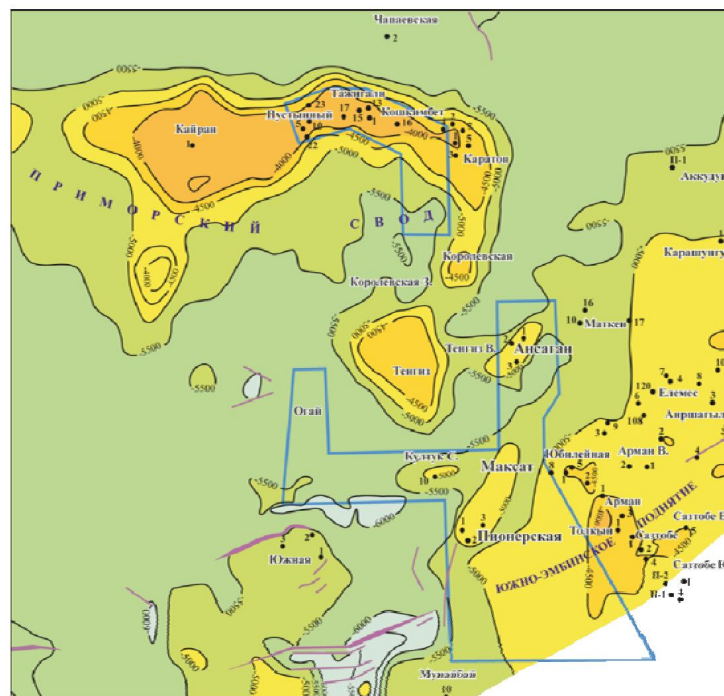


Рисунок 2 – Структурно-тектоническая схема района работ по карбону

Figure 2 – The Carboniferous structural tectonic scheme of the area of activities

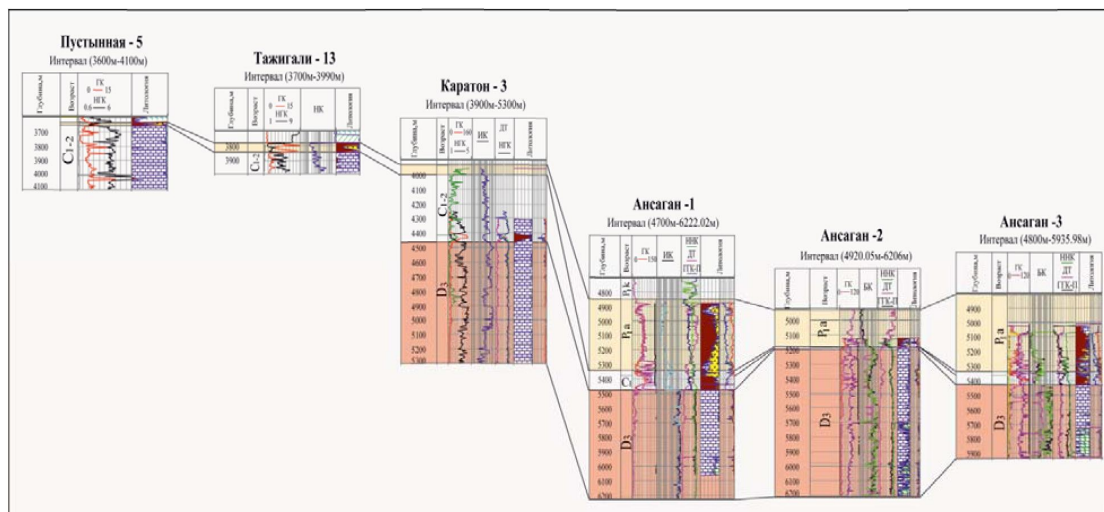


Рисунок 3 – Корреляционная схема

Figure 3 – Correlation scheme

сероводорода – 5,3%. Результаты сейсморазведочных работ и данные глубокого бурения позволили произвести детализацию строения, приступить к оценке углеводородного потенциала верхнепалеозойской толщи данной территории и наметить насыщенную программу геологоразведочных работ на ближайшую перспективу.

При планировании работ учтены данные российских и казахстанских геологов [3-5, 7] по условиям формирования исключительно газовых месторождений с высоким содержанием кислых компонентов на месторождениях Западно-Астраханское, Астраханское, Имашевское, Чинаревское, Тенгиз, Королевское. Палеотемпературы в глубоких (до 7000 м) скважинах на Астраханском поднятии, вскрывших терригенно-карбонатные породы нижнего и среднего девона, на глубине до 5000 м не превышали 155-165<sup>0</sup>С и они близки к современным (135-145<sup>0</sup>С). В этих отложениях с АВПД и температурами на глубине 6600 м до 180<sup>0</sup>С выделяются визейско-башкирский газовый и нижне-среднедевонский, вероятно нефтегазовый, горизонты с разными источниками питания. Из песчаников на глубине около 6,5 км получен приток метанового газа (10 тыс. м<sup>3</sup>/сут) без сероводорода. В глинистой толще среднего франа коэффициент аномальности снижается от 2 до 1,5. Подошва верхнего девона (горизонт П<sub>3</sub>) находится на глубинах 6,5-8,0 км, и это позволяет рассматривать терригенно-карбонатные отложения ниже фамена в качестве одного из основных источников углеводородов. Другим возможным поставщиком УВ рассматриваются фаменско-каменноугольные терригенно-карбонатные образования за одновозрастными карбонатными массивами.

При испытании первого объекта на скважине Ансаган-2 температура пласта в интервале 5977-6190 м (франский ярус) составила 146<sup>0</sup>С. Нефтяное месторождение Тенгиз также характеризуется невысоким (2,5<sup>0</sup>/100 м) геотермическим градиентом, что обуславливает расположение зоны нефтеобразования (до 160<sup>0</sup>С) на глубинах 5500-6000 м. Как справедливо отмечают известные казахстанские геологи Куандыков Б.М. и Матлошинский Н.Г. [6, 8, 9], изучавшие вопросы проявления и причин происхождения среднефранской фазы тектогенеза на северном борту Прикаспийской впадины, «...перспективы нефтегазоносности палеозойских отложений южной части Прикаспийской впадины не ограничиваются известными месторождениями. Здесь могут иметь место погруженные карбонатные платформы, связанные с газоконденсатными системами с аномально высоким содержанием жидкой фазы».

Все вышеприведенные данные и обнадеживающие прогнозы указывают на достаточно высокие перспективы нефтегазоносности и неогценный углеводородный потенциал девонской толщи отложений и служат основанием для целенаправленного изучения глубокозалегающих пластов юго-востока Прикаспийской впадины.

По материалам новых сейсмических данных для большей части изучаемой территории выполнены обновленные кондиционные структурные построения крупного масштаба региональных отражающих горизонтов  $P_3$  (поверхность терригенного среднего девона),  $P_2d$  (кровля девонско-турнейского комплекса отложений),  $R$  (поверхность, отождествляемая с кровлей карбонатного резервуара),  $P_2$  и  $P_2'$  (кровля и подошва башкирских отложений),  $P_1$  (подошва соленосной толщи или размытая поверхность докунгурского палеозоя), характеризующих строение выявленных подсолевых поднятий участка, а также карты кровли соли (отражающий горизонт VI) и основных надсолевых сеймостратиграфических границ. В перспективе планируется изучение самой южной части контрактного участка, где можно ожидать существование дислоцированных карбонатных платформ каменноугольного (?) и пермского возраста (типа месторождения Толкын).

Далее представляется уместным вкратце представить сведения об особенностях строения изучаемых подсолевых структур Максат, Огайское, Пустынная, Тажигали по новым материалам сейсморазведочных работ МОГТ 3Д в объеме 700 км<sup>2</sup>. Положительным моментом проведенных исследований следует считать использование на завершающей стадии интерпретации методики миграции ES360, позволяющей исследовать анизотропные свойства среды и прогнозировать зоны, например, с повышенной трещиноватостью разреза.

**Поднятие Максат** была выявлена по сейсмическим профилям 2Д прошлых лет и уточнена трехмерной съемкой в 2015 году. Сводовая часть погребенной карбонатной постройки девонского (девонско-турнейского?) возраста локализуется в центральной части карбонатного тренда Пионерское-Ансаган и осложнена четырьмя локальными вершинами (рисунок 4). Основанием постройки является слаболожительный рельеф по горизонту  $P_3$ , видимо, существовавший на момент зало-

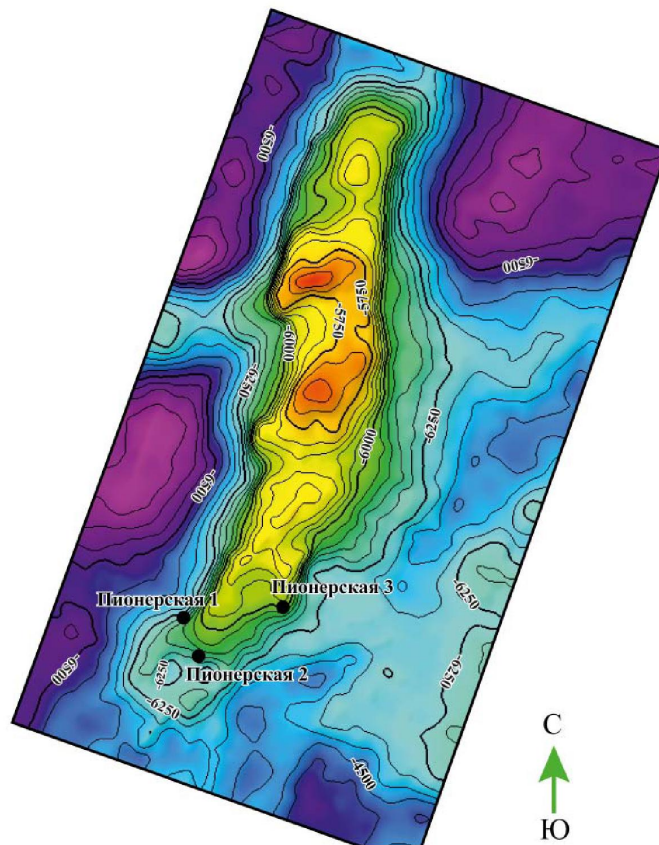


Рисунок 4 – Поднятие Максат. Структурная карта по горизонту  $P_2d$  (кровля девонских отложений)

Figure 4 – Maksat High. Horizon  $P_2d$  structural map (Devonian Top)

жения карбонатного тела на этой части площади. Кровля карбонатного резервуара (отражающий горизонт R) в региональном плане воздымается с юга на север в направлении структуры Ансаган. По прогнозной замыкающей изогипсе минус 7000 м, выходящей за пределы 3Д съемки, площадь структуры составляет 205 км<sup>2</sup> при максимальной амплитуде ловушки 1300 м. Кровля карбонатного резервуара в верхнем девоне, по сравнению с Ансаганом, залегает значительно ниже, на глубинах порядка 5800-5900 м.

Как и для других участков развития карбонатных построек, здесь наблюдается аномальное уменьшение времен регистрации горизонта П<sub>3</sub>, что косвенно может свидетельствовать о наличии в подсолевом разрезе пород с высокими интервальными скоростями (известняки, доломиты). Такое явление рассматривается в качестве надежного индикатора, позволяющего идентифицировать присутствие карбонатов в девонско-каменноугольной толще отложений.

Другой важной особенностью участка является существование крупного поднятия в отложениях среднего-верхнего карбона и перми (участок Пионерская), где, по данным бурения еще в советское время трех глубоких скважин, прогнозируется существование крупных зон накопления карбонатов. По изогипсе минус 4450 м горизонта П<sub>1</sub> обширная структурная ловушка имеет площадь 37 км<sup>2</sup> при амплитуде 250 м (рисунок 5). Наличие данного объекта, изучение которого возможно попутно с изучением подстилающей карбонатной платформой, может увеличить эффективность дальнейших поисковых работ на участке и повышает перспективы его нефтегазоносности.

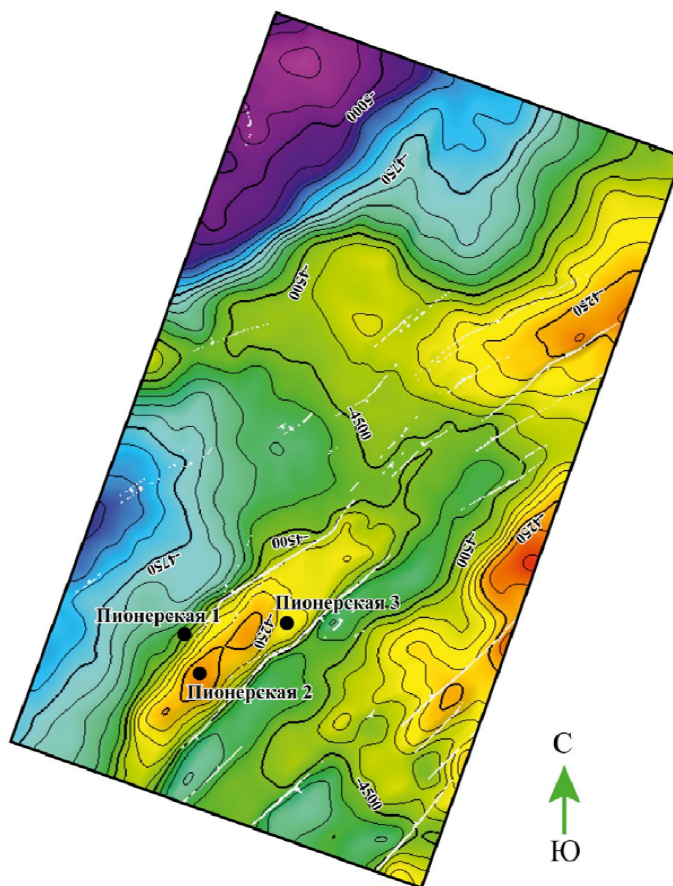


Рисунок 5 – Поднятие Максат. Структурная карта по горизонту П<sub>1</sub> (кровля подсолевого палеозоя)

Figure 5 – Maksat High. Horizon P<sub>1</sub> structural map (Presalt Paleozoic Top)

**Поднятие Огай.** Исторически данный участок некоторыми исследователями рассматривался как зона локализации погребенной карбонатной платформы, сопряженной с Тенгизским месторождением. Выполненные в 2016 году сейсмические 3Д исследования показали, что он характеризуется хорошей динамической выраженностью целевых горизонтов и достаточно спокойным и согласным поведением подсолевых границ. Кровля подсолевых отложений (отражающий горизонт  $P_1$ ) залегает на отметках от минус 5470 м до минус 4925 м. Выделяемое здесь малоамплитудное поднятие представляет собой брахиантиклиналь, вытянутую в северо-восточном направлении. Структурный план горизонта  $P_2'$  в целом повторяет основные морфологические особенности горизонта  $P_1$ . На уровне залегания горизонта  $P_3$  наблюдается моноклиналиное погружение в юго-восточном направлении в пределах отметок от минус 7350 до 8025 м. В восточной части структура отделена от Тенгизского месторождения седловиной, выполненной как терригенными породами нижней перми, так и склоновыми фациями карбона.

Полученная глубинно-скоростная модель указывает на низкие интервальные и пластовые скорости подсолевого разреза, в интервале значений 3500-5300 м/с, что не позволяет предполагать наличие карбонатных построек в фамене или карбоне. Тем не менее, подтверждается наличие обширной замкнутой структуры с двумя вершинами, которая по оконтуривающей изогипсе минус 6550 м горизонта  $P_2d$  (поверхность девонского комплекса отложений) имеет площадь 32 км<sup>2</sup> (рисунок 6). Амплитуда поднятия порядка 50-60 м. По подошве башкирских отложений (изогипсе минус 5650 м) параметры структуры соизмеримы с девонской.

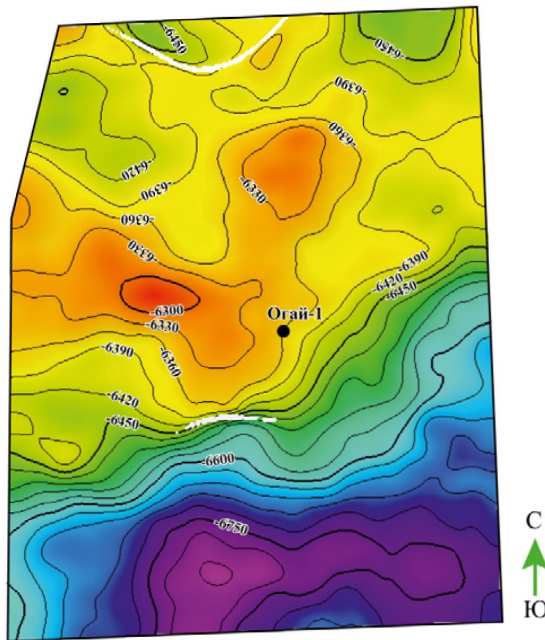


Рисунок 6 – Поднятие Огай. Структурная карта по горизонту  $P_2d$  (кровля девонских отложений)

Figure 6 – Ogai High. Horizon  $P_2d$  structural map (Devonian Top)

Имеющиеся на сегодняшний день данные о низких фильтрационно-емкостных свойствах терригенной части подсолевого разреза и относительно небольшие размеры выявленных структур не предполагают первоочередное изучение объектов участка Огай и оставляют их в фонде подготовленных структур с недостаточно высокими прогнозными ресурсами.

**Поднятие Пустынная-Тажигали** расположено в пределах Приморского свода, представляющего собой карбонатную платформу девонско-каменноугольного возраста в составе Тенгиз-Кашаганского карбонатного массива. На участке Тажигали-Пустынная отмечается достаточно резкое изменение направления простираения карбонатного тренда с северо-западного на юго-западное, на соединение с морским участком месторождения Кайран.

Участок активно изучался бурением еще в советское время, однако, несмотря на отдельные аварийные выбросы нефти и газа, перспективы его до сих пор представляются спорными.

По отражающему горизонту  $P_1$  отмечается высокоамплитудная структура субширотного простирания. Поверхность горизонта в кровельной части карбонатного тела изменяется в пределах 3600-3850 м, круто погружаясь на склоновых зонах до отметок минус 5600 м на севере и 4850 м – на юге. Наиболее приподнятые участки поверхности  $P_1$  приурочены к краевым частям платформы. Южная зона приподнятого залегания, где располагается вершина поднятия Пустынная, более протяженна, чем северная, куда тяготеет сводовая часть структуры Тажигали.

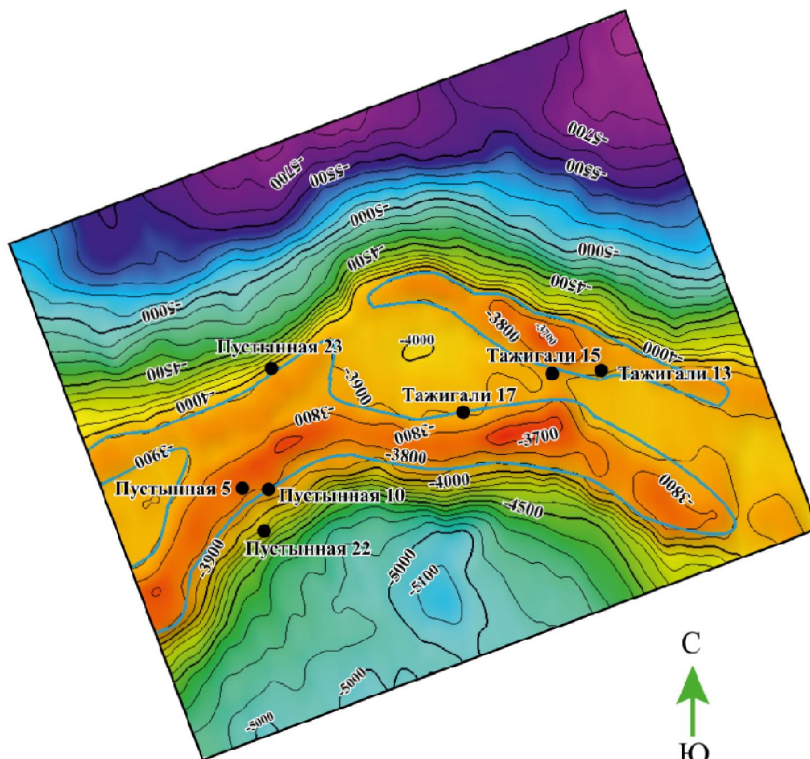


Рисунок 7 – Поднятие Пустынная-Тажигали. Структурная карта отражающего горизонта R (кровля карбонатного резервуара)

Figure 7 – Pustynnaya-Tazhigali High. Reflection Horizon R structural map (Carbonate Formation Top)

Структурная карта по кровле башкирских карбонатов (горизонт  $P_2$ ) указывает на наличие серии поднятий глубинами 3625 м, приуроченных к центральной части поднятия Пустынная. В кровельной части карбонатной платформы горизонт R совпадает с подошвой терригенного комплекса нижней перми (рисунок 7), а на периферии отображает границу фациального перехода от карбонатного тела к терригенно-карбонатному комплексу, слагающему борта структур. В краевой зоне карбонатной постройки Тажигали также отмечены поднятия меньшей амплитуды. По аналогии с Тенгизом коллектора с улучшенными фильтрационно-емкостными свойствами следует ожидать в пределах бортовой зоны и вдоль границ платформы. Основанием карбонатной платформы служат породы среднего девона (горизонт  $P_3$ ), испытывающие небольшое погружение на юго-восток. Глубина залегания границы  $P_3$  (6500-6700 м) на участке Пустынный является минимальной для сухопутной части юга Прикаспийской впадины и вполне доступна для современного бурения. Учитывая большую вероятность существования обширного пологого свода по данному горизонту, простирающемуся от участка Пустынный на суше к участкам Кайран и Кашаган в акватории, предполагается дальнейшие поисковые работы проводить с учетом вскрытия горизонта  $P_3$  хотя бы одной скважиной.



**Поднятие Ансаган.** По поверхности терригенного среднего девона (отражающий горизонт П<sub>3</sub>) отмечается пологое погружение с северо-запада с глубины минус 7200 м до минус 8600 м на востоке (рисунок 8).

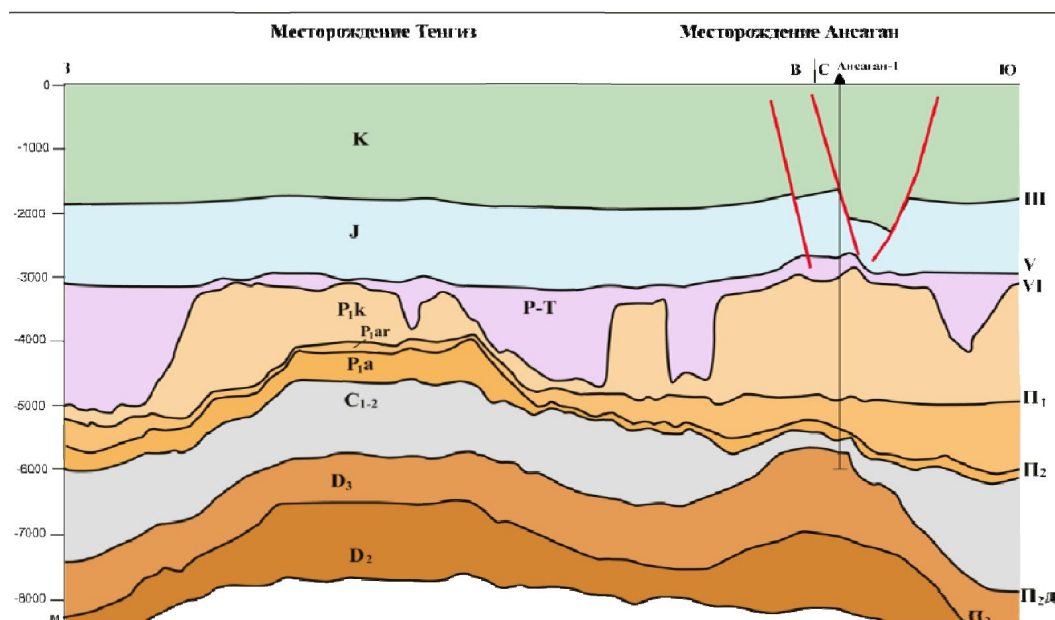


Рисунок 8 – Геологический профиль Тенгиз-Ансаган

Figure 8 – Tengiz-Ansagan geological profile

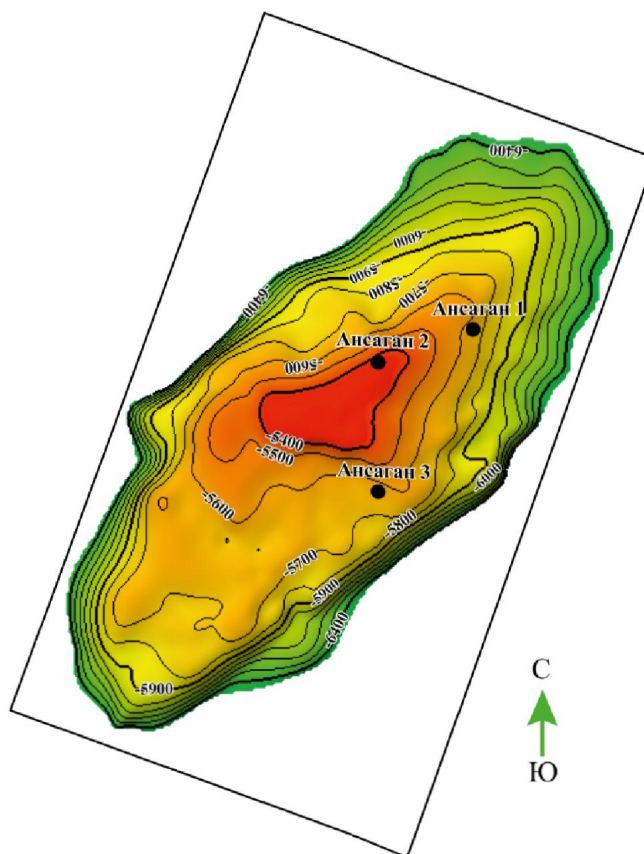


Рисунок 9 – Поднятие Ансаган. Структурная карта кровли девонского резервуара

Figure 9 – Ansagan High. Devonian Formation Top structural map

Отражающий горизонт  $P_2d$  (поверхность карбонатной толщи верхнего девона) образует собственно структуру Ансаган – сложно построенную приподнятую зону, оконтуренную изогипсой минус 6400 м. Площадь прогнозируемой продуктивной части карбонатной постройки по замыкающей изогипсе минус 5900 м составляет 32,9 км<sup>2</sup>. Свод структуры по данным бурения картируется на глубине 5286 м (рисунок 9). Западная периклиналь поднятия через седловину и локальную структуру (Тенгиз Восточный) переходит в массив Тенгиз. По имеющимся данным, экранирующей зоной между месторождениями Тенгиз и Ансаган может служить седловина в фамене на глубине от 5790 до 6230 м.

Отражающий горизонт  $P_2$  (подошва башкира) залегает на глубине 5250 м и по изогипсе минус 5400 м образует «структурный нос», протягивающийся на восток от месторождения Тенгиз до восточной периклинали структуры Ансаган. Отложения каменноугольного возраста, являющиеся основной нефтесодержащей толщей на месторождении Тенгиз, имеют тенденцию сокращения в восточном направлении и на своде структуры Ансаган происходит полное их выклинивание (рисунок 8, таблица).

Стратиграфия скважин месторождения Ансаган

Ansagan Field Wells Stratigraphy

Стратиграфия		Ансаган-1			Ансаган-2		Ансаган-3	
Возраст пород	Индекс	граница	глубина	мощность	глубина	мощность	глубина	мощность
неоген-четвертичные	Q+N	кровля	0	212	0	193	0	181
		подошва	212		193	193	181	181
мел	K2	кровля	212	465	193	486	181	470
		подошва	677		679		651	
	K1	кровля	677	1274	679	990	651	1024
		подошва	1951		1669		1675	
юра	J3	кровля	1951	47	1669	86	1675	152
		подошва	1998		1755		1827	
	J2	кровля	1998	315	1755	558	1827	606
		подошва	2313		2313		2433	
	J1	кровля	2313	417	2313	58	2433	103
		подошва	2730		2371		2536	
триас	T	кровля	2730	24	2371	459	2536	320
		подошва	2754		2830		2856	
		кровля	2754	2097	2830	1906	2856	1955
нижняя пермь	P1k	подошва	4851		4736		4811	
		кровля	4851	490	4736	449	4811	546
	P1a+ass	подошва	5341		5185		5357	
		кровля	5341	42	-	-	5357	9
карбон	C2	подошва	5383		-		5366	
		кровля	5383	91	-	-	5366	64
	C1	подошва	5474		-		5430	
		кровля	5474	748	5185	786	5430	504
верхний девон	D3fm	подошва	6222		5971		5934	
		кровля	6222		5971		5934	
	D3fr	подошва	-	-	6200	229	-	-

По вышезалегающему отражающему горизонту  $P_1$  (кровля докунгурских образований) структура Ансаган практически не выражена.

Компанией «АЛМЭКС ПЛЮС» завершено бурение двух разведочных скважин (Ансаган-2, Ансаган-3 глубинами 6200 м и 5934 м) и намечается строительство очередной поисковой скважины Ансаган-4.

Скважиной Ансаган-2 пройдены соленосные породы кунгурского возраста мощностью 1906 м, ассельско-артинские отложения толщиной 449 м, отложения карбона сокращенной мощности, встреченные в разрезе скважины Ансаган-1, здесь практически размыты. На глубине 5185 м вскрыты карбонатные породы верхнего девона. По данным исследования керна на предположительно глубине 5971 м вскрыты породы франского яруса верхнего девона (таблица). На основе изучения 19 образцов керна с целью определения фораминифер и 10 образцов на палинологический анализ выделены отложения девонской системы.

**Франский ярус** (образцы с 6191,16-6197,76 м) литологически представлен доломитами серовато-коричневыми, темно-серыми, известняками серовато-коричневыми доломитовыми. Породы трещиноватые, трещины заполнены углефицированными растительными остатками или кальцием. Выделенный спектр спор, в котором ведущее место занимают виды подгруппы *Archaeozonotriletes*: *Archaeozonotriletes variabilis* Naum., *A. rugosus* Naum., *A. aff. aculeatus* Naum., совместно с *Hymenozonotriletes Hymenozonotriletes aff. imperpetus* Senn., *H. sp.*, а также *Lophozonotriletes sp.*, *L. curvatus* Naum., позволяет датировать отложения евлановско-воронежскими горизонтами франского яруса верхнего девона.

В образцах интервала 6197,13-6197,24 м встречаются единичные однокамерные фораминиферы *Parathuramminasp. Atjusellasp.*, *Tubeporinagloriosa* Pron., *Bithuramminasp.*, и харофиты *Umbellacf. Bella* Masl., *Umbellasp.*, определяющие возраст отложений, как франский ярус. Вскрытая толщина отложений франского яруса 229 м.

**Фаменский ярус** (образцы интервала 5920,5-5946,34 м) литологически сложен известняками серовато-коричневыми, перекристаллизованными, участками доломитизированными, трещиноватыми, со стилолитовыми швами. Трещины заполнены углефицированным веществом, отмечаются вкрапления кальцита.

Изученный комплекс фораминифер и водорослей характеризуется присутствием таксонов *Parathuramina cf. Breviradosa* Reitl., *Saltovskajinascitula* (Tchuv.), *Eotuberitinapraecipia* Tchuv., *Cribrókamaenafurcillata* Brenkle, определяющие нижнефаменский возраст отложений.

Фаменскому возрасту отложений также не противоречат присутствие в породах остатков микроспор: *Archaeozonotriletesfamensis* Naum., *A.aff. acanthaceus* (Naum.) Kedo, *Lophozonotriletes aff. proscurrens* Kedo, *L. sp.*, *Zonomonoletes aff. vulgaris* Kedo, *Cornispora monocornata* Naz.

Толщина отложений фаменского яруса 786 м.

В разрезе скважины Ансаган-2 завершено испытание 5 объектов в отложениях верхнего девона. Из первых двух объектов в интервалах 5977-6189,7 м (франский ярус); 5730-5742 м (фаменский ярус) получены притоки пластовой воды плотностью 1,02 г/см<sup>3</sup> с большим содержанием растворенного газа.

При опробовании последующих трех объектов в интервалах 5686-5704, 5664-5682 м (III); 5336-5390, 5396-5420 м, 5430-5436 м (IV); 5300-5324 м (V) получены фонтанные притоки газа и конденсата. По данным анализа глубинных проб флюид является стабильным газоконденсатом плотностью 455 кг/м<sup>3</sup>. Газовый фактор объекта 1648 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>. Пластовое давление 88,9-91, 40 МПа, температура пласта 133-146<sup>0</sup>С. Содержание сероводорода в газовой фазе 6,1%.

В скважине Ансаган-3 начато испытание и опробование выделенных перспективных объектов в отложениях верхнего девона и нижней перми.

Небольшой экскурс в историю развития участка показывает, что принципиально важным для дальнейшего анализа и понимания строения является корректное отображение поверхности П<sub>3</sub>, с которым связывается существование в районе работ мелководного бассейна с компенсированными условиями преимущественно терригенного осадконакопления. После регионального размыва началась морская трансгрессия и постепенное погружение минибассейна. В начальный период существовали мелководноморские условия, что способствовало обособлению обширной зоны карбонатакопления и образованию известных карбонатных построек. Увеличение скорости погружения в средне-позднедевонскую эпоху уже к началу турнейского века сформировало относительно глубоководный морской бассейн глубиной до 300-400 м. Обширная дугообразная карбонатная постройка разделила бассейн на внешнюю зону и зону обособленной открытой лагуны внутри полукольца Кайран-Пустынная-Каратон-Королевская-Тенгиз-Максат-Пионерская (рисунок 2). Основное отличие этих зон заключается в увеличенном содержании карбонатного материала в лагуне, что отображается на картах пластовых скоростей. Наиболее вероятным объяснением значительного сокращения области развития карбонатных тел может служить увеличение количества терригенного материала, поступающего в бассейн и подавляющего карбонатакопление. На это указывает отступление области карбонатакопления с юга и юго-востока, по направлению движения терригенного потока.

В позднедевонско-турнейское время, после регрессии моря повторяется длительная трансгрессия и это способствовало дальнейшему росту карбонатных построек. Анализ распределения

толщин между сейсмическими отражающими горизонтами  $P_3$  и V (предположительно подошва визейских отложений) позволяет утверждать об ограниченном характере поступления терригенного материала, но карбонатакопление происходило наиболее интенсивно, о чем можно судить по карбонатам этого возраста на Тенгизе толщиной более 900 м.

Начиная с позднедевонской эпохи происходит разделение единой карбонатной платформы на отдельные постройки – Пионерская-Максат, Ансаган, Тенгиз, Королевская, Каратон, Пустынная. С визейского века прекращается процесс карбонатакопления на участках Пионерская-Максат, Ансаган. В конце турнейского века завершается этап трансгрессии и после непродолжительной регрессии происходит скачкообразное уменьшение площади карбонатакопления, которое продолжается и в среднекаменноугольную эпоху только в пределах структур Пустынный, Тажигали, Каратон, Королевское, Тенгиз.

#### **Выводы.**

1. Проведенными исследованиями получает свое подтверждение высказываемая многими исследователями мысль о наличии единой карбонатной платформы на юге Прикаспийского бассейна, сформированной в позднем девоне и охватывающей значительную площадь, на которой выявлены крупные и гигантские месторождения нефти и газа – Тенгиз, Кашаган и Астраханское и др.

2. Полученные геологические результаты ознаменовывают собой начало нового направления поиска крупных скоплений углеводородов в глубокозалегающих горизонтах верхнего и среднего девона и могут служить основанием для возобновления и усиления геологоразведочных работ на подсольевых поднятиях Южное, Айыршагыл, Урихтау, Кенжалы и др., расположенных на юго-восточном и восточном бортах Прикаспийской впадины.

#### **ЛИТЕРАТУРА**

[1] Акчулаков У.А., Жолтаев Г.Ж., Куандыков Б.М., Исказиев К.О., Ескожа Б.А. Прогноз перспектив нефтегазоносности осадочных бассейнов Казахстана на основе геологических моделей их строения // Науки о Земле в Казахстане. Доклады казахстанских геологов на 35 сессии МГК. – Алматы, 2016. – С. 294-315.

[2] Богоявленский В.И. Сейсморазведка и нефтегазоносность палеозойских отложений Каспийского региона // Тезисы Первой Международной геологической конференции «АтырауГео-2011» по нефтепоисковым исследованиям на юге Прикаспийской впадины. – Атырау, 2011. – С. 16-18.

[3] Волож Ю.А., Парасына В.С. Астраханский карбонатный массив: строение и нефтегазоносность. – М.: Научный мир, 2008. – 221 с.

[4] Волож Ю.А., Леонов Ю.Г., Антипов М.П., Быкадоров В.А. Строение и перспективы нефтегазоносности зоны сочленения Прикаспийской впадины со Скифской и Западно-Туранской плитами // Тезисы Первой Международной геологической конференции «АтырауГео-2011» по нефтепоисковым исследованиям на юге Прикаспийской впадины. – Атырау, 2011. – С. 9-13.

[5] Ескожа Б.А., Воронов Г.В. О результатах изучения строения подсольевого комплекса юго-востока Прикаспийской впадины // Известия НАН РК. Серия геологическая. – 2008. – № 1. – С. 37-46.

[6] Куандыков Б.М., Маглошинский Н.Г. Новые перспективы нефтегазоносности палеозойской шельфовой окраины севера Прикаспийской впадины // Труды КОНГ, выпуск 5. Каспийский регион: проблемы строения и нефтегазоносности глубокозалегающих комплексов и генетическая природа углеводородов. Доклады на Третьей Международной геологической конференции «АтырауГео-2015». – Алматы, 2015. – С. 68-80.

[7] Марабаев Ж.Н., Жолтаев Г.Ж., Утегалиев С.А., Байымбетов А.Ж., Досмухамбетов М.Д., Исказиев К.О., Битеуова С.А., Джамикешев А.М. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности Северного и Среднего Каспия. – Алматы, 2005. – 194 с.

[8] Маглошинский Н.Г. Нефтегазоносность палеозойских карбонатных отложений юга Прикаспийской впадины // Тезисы Первой Международной геологической конференции «АтырауГео-2011» по нефтепоисковым исследованиям на юге Прикаспийской впадины. – Атырау, 2011. – С. 50-54.

[9] Маглошинский Н.Г. Нефтегазоносность девонских отложений Прикаспийской впадины // Труды ОНПК, вып. 4. Каспийский регион: геологическое строение и нефтегазоносность. Доклады на Второй Международной геологической конференции «АтырауГео-2013». – Алматы, 2014. – С. 124-135.

[10] Муссагалиев М.З., Панкратов В.Ф., Куанышев Ф.М., Пронин А.П. - Эволюция верхнепалеозойских карбонатных платформ юга Прикаспийской впадины // Геология и охрана недр. – 2004. – Вып. 2. – С. 17-21.

[11] Bazar Yeskozha, Marat Aimagambetov, Andrey Kondratenko, Vladimir Sementsov, Vladimir Pankratov, Aigul Kuanysheva, Alexander Inozemtsev, Vadim Soloviev, Zvi Koren. Applying full-azimuth angle domain imaging to study carbonate reefs at great depths // FIRST BREAK. An EAGE Publication. – March, 2017. – Vol. 35. – P. 77-83.

## REFERENCES

- [1] Akchulakov U.A., Zholtayev G.Zh., Kuandykov B.M., Iskaziev K.O., Yeskozha B.A. The forecast of oil and gas bearing perspectives of sedimentary basins of Kazakhstan on the basis of geological models of their structure // Earth Sciences in Kazakhstan. The reports of geologists of Kazakhstan at the 35<sup>th</sup> Session of the International Geological Congress. Almaty, 2016. P. 294-315.
- [2] Bogoyavlensky V.I. The seismic exploration and oil and gas bearing perspectives of the Paleozoic formations of the Caspian Region // The theses of the First International Geological Conference "AtyrauGeo 2011" on oil exploration studies in the Southern Pre-Caspian. Atyrau, 2011. P. 16-18.
- [3] Volozh Yu.A., Parasyna V.S. The Astrakhan carbonate massive: the structure and oil and gas bearing perspectives. M.: Scientific World, 2008. 221 p.
- [4] Volozh Yu.A., Leonov Yu.G., Antipov M.P., Bykadorov V.A. The structure and oil and gas bearing perspectives of the zone of the conjunction of the Pre-Caspian Basin with the Scythian and West Turan plates // The theses of the First International Geological Conference "AtyrauGeo 2011" on oil exploration studies in the Southern Pre-Caspian. Atyrau, 2011. P. 9-13.
- [5] Yeskozha B.A., Voronov G.V. On the results of the study of the structure of the presalt complex of the South-Eastern Pre-Caspian Basin // The News of the National Academy of Sciences of the Republic of Kazakhstan. The Geological Series. 2008. N 1. P. 37-46.
- [6] Kuandykov B.M., Matloshinsky N.G. New oil and gas bearing perspectives of the Paleozoic shelf edge of the Northern Pre-Caspian // The works of the Kazakhstan Association of Petroleum Geologists, issue 5. The Caspian Region: the problems of the structure and of oil and gas bearing perspectives of deep complexes and the genetic nature of hydrocarbons. The theses of the Third international geological conference "AtyrauGeo 2015". Almaty, 2015. P. 68-80.
- [7] Marabayev Zh.N., Zholtayev G.Zh., Utegaliev S.A., Baiymbetov A.Zh., Dosmukhambetov M.D., Iskaziev K.O., Biteuova S.A., Dzhamikeshv A.M. The geological structure and oil and gas bearing perspectives of the Northern and Middle Caspian. Almaty, 2005. 194 p.
- [8] Matloshinsky N.G. The oil and gas bearing perspectives of the Paleozoic carbonate sediments of the Southern Pre-Caspian // The theses of the First International Geological Conference "AtyrauGeo 2011" on oil exploration studies in the South Pre-Caspian. Atyrau, 2011. P. 50-54.
- [9] Matloshinsky N.G. The oil and gas bearing perspectives of the Devonian sediments of the Pre-Caspian Basin // The works of the Kazakhstan Association of Petroleum Geologists, issue 4. The Caspian Region: the geological structure and oil and gas bearing perspectives. The theses of the Second International Geological Conference "AtyrauGeo 2013". Almaty, 2014. P. 124-135.
- [10] Musagaliev M.Z., Pankratov V.F., Kuanyshv F.M., Pronin A.P. –The evolution of upper Paleozoic carbonate platforms of the Southern Pre-Caspian // Geology and Subsoil Protection. 2004. Issue 2. P. 17-21.
- [11] Bazar Yeskozha, Marat Aimagambetov, Andrey Kondratenko, Vladimir Sementsov, Vladimir Pankratov, Aigul Kuanysheva, Alexander Inozemtsev, Vadim Soloviev, Zvi Koren. Applying full-azimuth angle domain imaging to study carbonate reefs at great depths // FIRST BREAK. An EAGE Publication. March, 2017. Vol. 35. P. 77-83.

**А. А. Аубакиров<sup>1</sup>, Ж. Қ. Жамауов<sup>1</sup>, М. Ө. Аймағамбетов<sup>1</sup>, В. Ф. Панкратов<sup>2</sup>, Б. А. Есқожа<sup>1</sup>**

<sup>1</sup>ЖШС «Фирма «АЛМЭКСПЛЮС»,  
<sup>2</sup>ЖШС «ГеоЭнерджиГрупп», Атырау, Қазақстан

### **КАСПИЙ МАҢЫ ОЙПАТЫНЫҢ ОҢТҮСТІК-ШЫҒЫСЫНДА ЖОҒАРҒЫ ДЕВОН ҚҰРЫЛЫМЫН ГЕОЛОГИЯЛЫҚ ЗЕРТТЕУДІҢ АЛҒАШҚЫ НӘТИЖЕЛЕРІ**

**Аннотация.** Теңіз мұнай кеніші маңында орналасқан тұз асты дөңестерінде жүргізілген геологиялық-барлау жұмыстарының алғашқы нәтижелері баяндалады. 5200-6200 м тереңдіктегі бұрғылау жұмыстары қалыпсыздық қысым мен жоғары температура жағдайында өтті. Ансаған алаңында жүргізілген бұрғылау барысында қол жеткен табыс үлкен тереңдіктегі девон құрылымының мүмкіндіктерін анықтай түсуге ықпалын тигізіп, Каспий маңы ойпатының оңтүстік-шығысында көмірсутектің мол қорын іздестіру жолында жаңа бетбұрысқа жетелейді.

**Түйін сөздер:** тұз асты құрылымы, Каспий маңы мұнай-газ алабы, кен орны, жоғарғы девон, газконденсат, көлемдік сейсмосбарлау, келешек.