

УДК 550.8.05
МРНТИ 38.53.23

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108707>

Получена: 23.01.2024.

Одобрена: 12.03.2024.

Опубликована: 31.03.2024.

Научный обзор

Геологическое строение и нефтегазоносные системы казахстанского сектора Каспийского моря Южно-Мангышлакского осадочного бассейна

Н. Нурабаев

КМГ Инжиниринг, г. Астана, Казахстан

АННОТАЦИЯ

В данной статье рассматриваются результаты исследования геологического строения мезозойских отложений казахстанского сектора Каспийского моря Южно-Мангышлакского осадочного бассейна. Данная работа включала в себя анализ существующих геолого-геофизических данных с целью описания характеристик нефтегазоносных элементов. Проанализированы основные особенности условий осадконакопления нефтематеринских пород, коллекторов и покрышек. Определены ключевые зоны источников углеводородов на территории казахстанского сектора Каспийского моря. Приведена корреляция существующих скважин для определения региональных покрышек и основных трендов осадконакопления коллекторов.

Ключевые слова: казахстанский сектор Каспийского моря, нефтегазоносные элементы, Южно-Мангышлакский осадочный бассейн, депоцентры, геологическое строение.

Как цитировать:

Нурабаев Н. Геологическое строение и нефтегазоносные системы казахстанского сектора Каспийского моря Южно-Мангышлакского осадочного бассейна // *Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана*. 2024. Том 6, №1. С. 5–17. DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108707>.

UDC 550.8.05
CSCSTI 38.53.23

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108707>

Received: 23.01.2024.

Accepted: 12.03.2024.

Published: 31.03.2024.

Review article

Geological structure and petroleum systems of the Kazakhstan sector of the Caspian Sea South Mangyshlak sedimentary basin

Nurlan D. Nurabayev

KMG Engineering, Astana, Kazakhstan

ABSTRACT

This article discusses the results of a study of the geologic structure of Mesozoic sediments in the Kazakhstan sector of the Caspian Sea South Mangyshlak sedimentary basin. This paper includes an analysis of existing geological and geophysical data aimed at describing the characteristics of petroleum system elements. The main features of the sedimentation conditions of oil source rocks, reservoirs, and caps have been analyzed. The key hydrocarbon source zones in the territory of the Kazakhstan sector of the Caspian Sea have been determined. The correlation of existing wells to determine regional covers and main trends in reservoir sedimentation has been provided.

Key words: *Kazakhstan sector of the Caspian Sea; petroleum system elements; South Mangyshlak sedimentary basin; depocenters; geological structure.*

To cite this article:

Nurabayev N. Geological structure and petroleum systems of the Kazakhstan sector of the Caspian Sea South Mangyshlak sedimentary basin. *Kazakhstan journal for oil & gas industry*. 2024;6(1):5–17. DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108707>.

ӨОЖ 550.8.05
ҒТАХР 38.53.23

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108707>

Қабылданды: 23.01.2024.

Мақұлданды: 12.03.2024.

Жарияланды: 31.03.2024.

Ғылыми шолу

Оңтүстік Маңғышлақ шөгінді бассейнінің Каспий теңізінің қазақстандық секторының геологиялық құрылысы және мұнай-газ жүйелері

Н. Нұрабаев

ҚМГ Инжиниринг, Астана қаласы, Қазақстан

АННОТАЦИЯ

Бұл мақалада Оңтүстік Маңғышлақ шөгінді бассейнінің Каспий теңізінің қазақстандық секторының мезозой шөгінділерінің геологиялық құрылысын зерттеу нәтижелері қарастырылады. Бұл жұмыс мұнай-газ элементтерінің сипаттамаларын сипаттау мақсатында қолданыстағы геологиялық-геофизикалық деректерді талдауды қамтыды. Мұнай-аналық жыныстардың, коллекторлар мен жамылғылардың шөгінді жиналу жағдайларының негізгі ерекшеліктері талданды. Каспий теңізінің қазақстандық секторының аумағында көмірсутек көздерінің негізгі аймақтары анықталды. Аймақтық жамылғылар мен коллекторлардың шөгінді жиналу негізгі тенденцияларын анықтау үшін қолданыстағы ұңғымалардың корреляциясы келтірілген.

Негізгі сөздер: *Каспий теңізінің қазақстандық секторы, мұнай-газ элементтері, Оңтүстік Маңғышлақ шөгінді бассейні, депоцентрлер, геологиялық құрылыс.*

Дәйексөз келтіру үшін:

Нұрабаев Н. Оңтүстік Маңғышлақ шөгінді бассейнінің Каспий теңізінің қазақстандық секторының геологиялық құрылысы және мұнай-газ жүйелері // *Қазақстанның мұнай-газ саласының хабаршысы*. 2024. 6 том, №1, 5–17 б. DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108707>.

Введение

Современное развитие геологии характеризуется активным изучением строения морских и океанических шельфовых областей, в т.ч. относительно небольших внутриконтинентальных морей. Изучение этих водоёмов является необходимым для выяснения закономерностей их строения и развития и более глубокого понимания геологии прилегающих к ним регионов с целью поиска углеводородов (далее – УВ). Особое место среди континентальных водоёмов Средней Азии занимает Каспийское море, которое до сих пор не полностью изучено, в особенности в отношении структурных элементов восточной и западной частей моря и положения отдельных структур.

Каспийское море – один из крупнейших регионов мира, известный своей высокой нефтегазоносностью. По характеру рельефа и гидрологическим особенностям в пределах казахстанского сектора Каспийское море обычно подразделяют на Северный и Центральный (Средний) Каспий. Центральная часть казахстанского сектора Каспийского моря (далее – КСКМ) представляется уникальным регионом с богатым потенциалом, обусловленным тем, что нефтегазоносные элементы Южно-Мангышлакского осадочного бассейна (далее – ЮМОБ) – ключевого осадочного бассейна региона – находят своё продолжение на морской части. За последние 30 лет проведения геологоразведочных работ на акватории ЮМОБ были открыты месторождения нефти и газа, такие как Хвалыинское, Центральное, Ракушечное-море.

В данной статье рассмотрены геологические особенности нефтегазоносных элементов средней части Каспийского моря в пределах ЮМОБ в КСКМ, а также данные и результаты предыдущих исследований. На основе данных научных изысканий проведен анализ нефтегазоносных комплексов ЮМОБ континентальной части и шельфа Каспийского моря.

Площадь исследования

Район исследований охватывает КСКМ и прилегающие территории на суше (рис. 1). Общая площадь акватории КСКМ в пределах ЮМОБ составляет более 55 тыс. км².

Обе части КСКМ, Северный и Центральный (Средний) Каспий, обладают своим уникальным характером и гидрологическими особенностями.

Глубина воды в пределах Центрального Каспия варьируется от 20 м в районе мыса Сегынды до 600 м у южной границы территориальных вод Казахстана. Рельеф дна моноклинально погружается в юго-западном

направлении и осложнён подводными оползнями, каньонами и реликтами древних речных долин.

До 1990 г. на исследуемой территории была изучена только восточная, сухопутная часть в районе Песчаномысско-Ракушечного поднятия, что позволило определить продуктивность отложений юры, триаса и палеозоя. Более того, значительная часть продуктивных отложений мезозойского комплекса, вероятно, расположена в акватории Каспийского моря [1].

В 1994–1997 гг. в КСКМ были проведены сейсморазведочные работы, в результате которых были обнаружены локальные структуры Нурсултан, Ракушечное-море, Аль-Фараби, Улутау, Кетик, Акмола, Женис и Сары-Арка. Сеть профилей МОГТ-2D (метод общей глубинной точки) была уточнена до густоты 16x16, 8x8 и иногда 4x4 км. Начиная с 1995 г., в западной части акватории Северного и Среднего сектора российской части Каспийского моря проводились широкомасштабные сейсморазведочные работы, в результате которых было обнаружено 15 перспективных структур, таких как Хвалыинская, Центральная и др., расположенных на границе территории Казахстана [2].

В начале 2000 г. на структуре Хвалыинской была пробурена первая разведочная скважина, в результате чего были получены промышленный приток газоконденсата с отложений нижнемеловых и верхнеюрских горизонтов и непромышленный приток нефти с оксфорд-келловейской пачки. В 2008 г. в приграничной части территории Казахстана была заложена разведочная скважина на структуру Центральная, которая открыла залежи УВ в неокомских и верхнеюрских отложениях [3].

По результатам проведенных в 2008–2009 гг. полевых сейсморазведочных работ на структурах Нурсултан и Ракушечное-море было уточнено строение этих структур. В 2010 г. на структуре Ракушечное-море была пробурена поисково-разведочная скв. R-1, которая достигла глубины 2600 м и вскрыла триасовые отложения. После бурения и проведения геофизических исследований, опробования открытого ствола методом модульного динамического испытания пласта и взятия глубинных проб были обнаружены залежи нефти и газа в отложениях апт-неокома и верхней юры [4].

В 2012 г. на структуре Нурсултан была пробурена поисково-разведочная скв. N-1 с проектной глубиной 3300 м до триасовых отложений. Однако бурение было прервано на глубине 2894 м из-за катастрофического поглощения бурового раствора. В ходе испытания скважины были обнаружены притоки газа из нижнемеловых отложений [4].

Тектоно-литостратиграфическая характеристика района

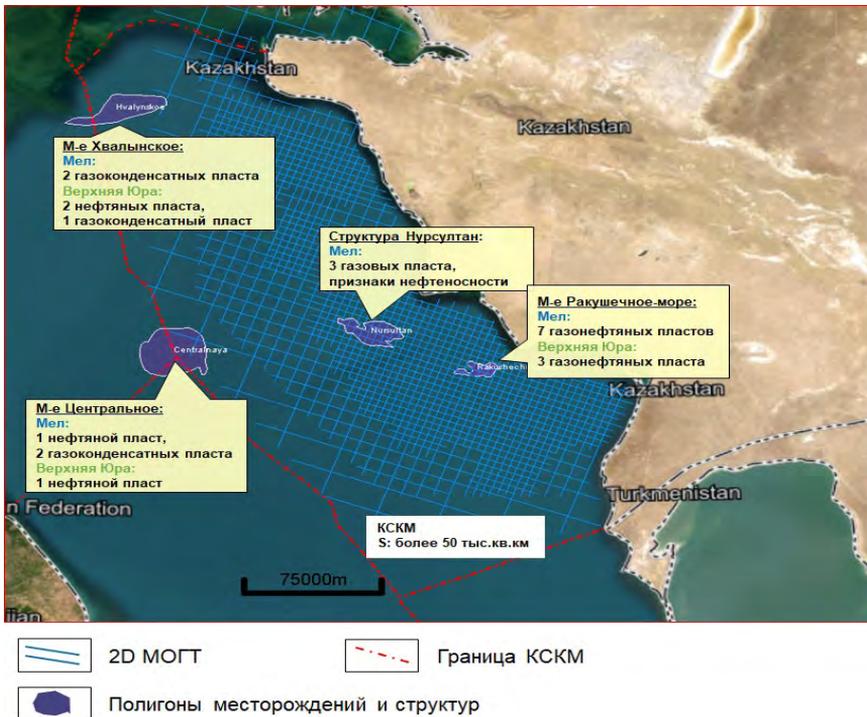
Фундамент Центральной части Каспийского моря представлен герцинской аккрецией, состоящей из различных деформированных пород среднего и позднего палеозоя. Позднепермско-триасовая рифтовая система перекрывает фундамент; рифтовая система заполнена как обломочными, так и карбонатно-вулканическими породами [5]. Нижние и среднеюрские отложения, являющиеся основной толщей рифтовой системы, представлены терригенными породами континентально-морского типа, с прослойками угля, обогащенными органическим веществом. В нижней части юрских отложений породы являются в основном континентальными и постепенно переходят к прибрежно-морским отложениям в средней юре. Во время широко распространенной трансгрессии в келловей-киммериджское время на исследуемой территории аккумуляровались сланцы и карбонаты [6].

Титонский интервал представлен на всей площади карбонатными породами – в основном доломитами с прослойками ангидрида и известняками. Меловые отложения, преимущественно морские, состоят из неокомских терригенных пород с прослойками карбона-

тов, мощного апт-альбского терригенно-обломочного материала, мощной карбонатной пачки верхнего мела. Палеоцен-эоценовые породы в верхней части платформенной толщи представлены мощными мелководными отложениями. Основной причиной таких отложений палеоцен-эоценовых пород является влияние быстрорастущего Большого Кавказского складчатого пояса. Данная толща достигает максимальной мощности 4–6 км в переднем углублении вдоль горного фронта (западная часть Среднего Каспия, побережье Дагестана и Азербайджана). Последовательность начинается с майкопской толщи олигоцен-нижнемиоценового возраста – мощного сланцевого разреза. Глубоководные чёрные сланцы, обогащённые керогеном II типа, являются основной материнской породой месторождений западного побережья Каспийского моря. На территории КСКМ глубина залегания майкопских глин достигает 1 км, мощность палеоцен-эоценовых пород варьируется от 200 до 800 м [7].

Локальные депоценты и инверсионная тектоника Центрального Каспия

По данным региональных исследований восстановления тектонического движения



**Рисунок 1. Обзорная карта
Figure 1. Overview map**

плит Центрального Каспия (ресторации) в пермтриасе, непосредственно к югу от Мангышлакской зоны деформаций существует вторая, меньшая по размеру, параллельная система рифтогенеза Туаркыр-Карауданская (рис. 3). Данный рифтогенез обусловлен Туаркырской зоной разлома, простирающейся в направлении северо-запад – юго-восток. На рис. 4 оконтурены и условно обозначены 5 локальных депоцентров по кровле пермтриасовой системы, в т.ч. западный и восточный Сегендык, Туаркыр, Ракушечный, Година. Депоцентры Година, Ракушечный и Туаркыр расположены на одной линии, и распределение осадков контролируется Туаркырской зоной разломов. Расположение депоцентров Сегендык определяется по краевому киммерийскому разлому с восточным и западным падениями Песчаномысского блока. Северо-Сегендыкский участок расположен на лежачем боку южного, ведущего края Южно-Мангышлакского надвигового пояса (рис. 2).

Все вышеперечисленные участки осадконакопления испытали конседиментационное и послеседиментационное сокращение различной степени во время множественных эпизодов раннетриасовых сокращений и инверсий, связанных с закрытием Палеотетиса и Неотетиса. Имеются значительные различия депоцентров, расположенных вдоль Туаркырской зоны разломов, по отложениям и толщам триасовых отложений (рис. 2). На протяжении большей части юрского, мелового и неогенового периодов данный регион испытывал компрессионные сжатия слабой и средней интенсивности. Сжатия были направлены в крест Мангышлакского осадочного бассейна оси западного – северо-западного простираения [8].

Нефтегазоматеринские породы, коллекторы, региональные и внутриформационные покрывки

Нефтегазоматеринские породы

Существуют два интервала нефтегазоматеринских пород, которые предположительно заполняют УВ мезозойские коллекторы на Центральном Каспии. К ним относятся триасовый комплекс и отложения юры.

Триас

В работе региональных исследований Центрального Каспия приводится обобщённая стратиграфическая колонка по отложениям триаса, составленная на основе данных по стратиграфии и биостратиграфии скв. Жетыбай Южный 4 и Жетыбай 25 [10], расположенных на суше (рис. 5). Триасовые отложения несогласно залегают местами на интрузивных и вулканических породах, местами на кварцитах и деформированных породах верхне-

пермского возраста, при этом сложены двумя ярко выраженными стратиграфическими пачками индско-оленинского и анизийско-ладинского возрастов. Обе эти пачки состоят из следующих типов отложений: в основании фации от континентальных до прибрежно-морских, в середине – ограниченно морские фации, выделяющиеся по поверхности затопления, наверху – континентальные и прибрежно-морские фации. В толще триаса выделяют несколько несогласий в соответствии со стратиграфическими и сейсмическими данными.

По данным сейсморазведки, на территории среднего Каспия полный разрез триасовых отложений сконцентрирован в локальных депоцентрах, таких как впадина Ракушечная и Година. Данные впадины ранее не были вскрыты скважинами. На сейсмическом профиле (рис. 6, а) представлена интерпретация отражающих горизонтов впадины Годины. На данном профиле видно, что среднетриасовые отложения размывы в юго-западной части, и нет соответствующих отражений среднетриасового комплекса. По ранее пробуренным поисково-разведочным скважинам на территории исследования были построены литофациальные карты среднего и верхнего триаса (рис. 6, б). В среднетриасовое время на территории современного Песчаномысско-Ракушечного поднятия отложения накапливались в условиях глубоководной части, к моменту верхнего триаса произошла смена условий осадконакопления с карбонатов среднетриасового возраста на терригенные породы.

На основе сейсмической характеристики, в районе морских пермтриасовых отложений впадины Година (рис. 6) предполагается наличие нефтегазоматеринских пород, интерпретируемых как индские отложения. Наличие материнской породы в оленекском ярусе предполагается на основе биостратиграфии и литологии наземных скважин Южного Мангышлака (Темир-Баба 1П, Аккар Северный 14, Жетыбай 25, Узень 1Т, Шақырган Восточный 2П, Ракушечная 6). Месторождение Жетыбай Южный сложено карбонатными коллекторами триаса и терригенными коллекторами юры, питаемыми из оленекских пород, представленных битуминозными известняками. Ладинские нефтегазоматеринские породы были выделены на основе геохимических данных по наличию прибрежно-морских и ограниченно морских фаций в скв. Аккар Северный 14 и Ракушечная 23 [6].

На рис. 7 представлен морской сейсмический профиль, проходящий через полуграбен в районе Година. Предполагается, что перед рифтогенезом были отложены пермтриасовые речные терригенные породы индского возраста.

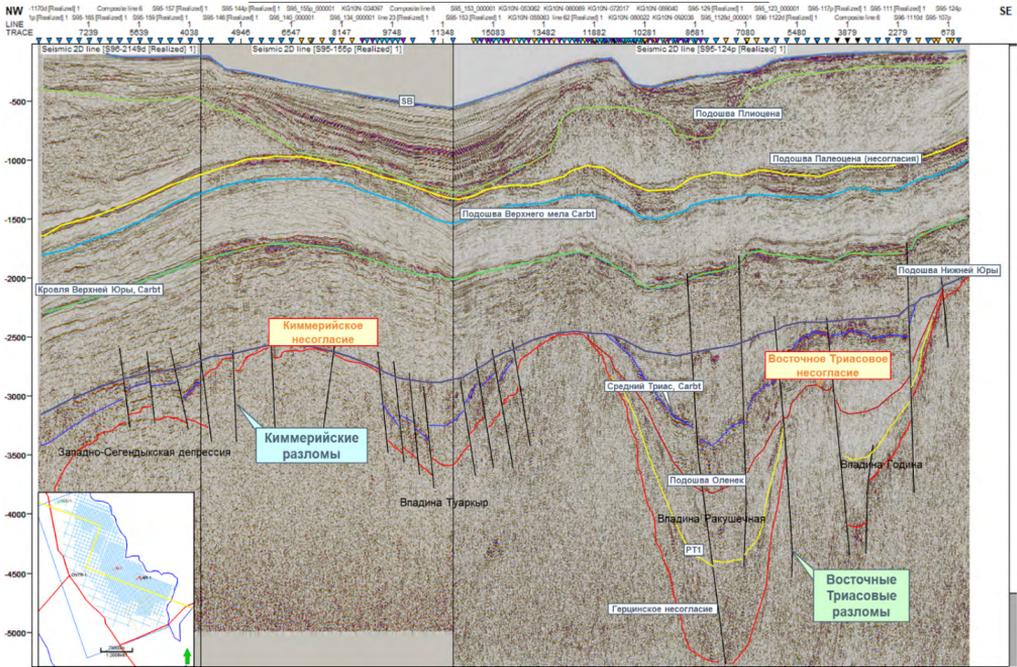


Рисунок 2. Построенный композитный сейсмический профиль северо-запад – юго-восток
 Figure 2. Completed northwest-southeast composite seismic reflection profile

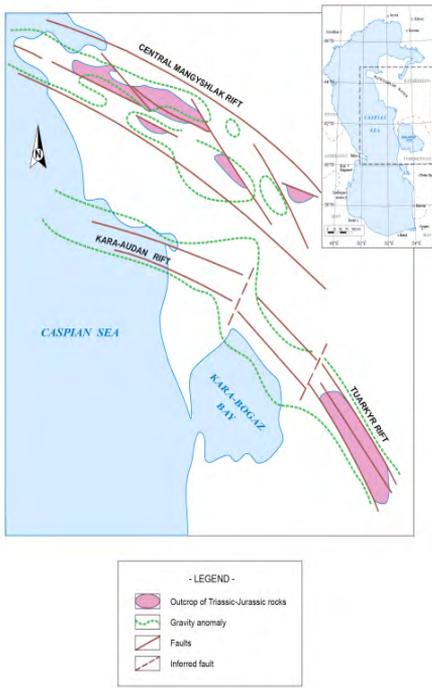


Рисунок 3. Обзорная карта расположений Караудан-Туаркырской рифтовой зоны [9]
 Figure 3. Overview map of the Karaudan-Tuarkeyr rift zone locations [9]

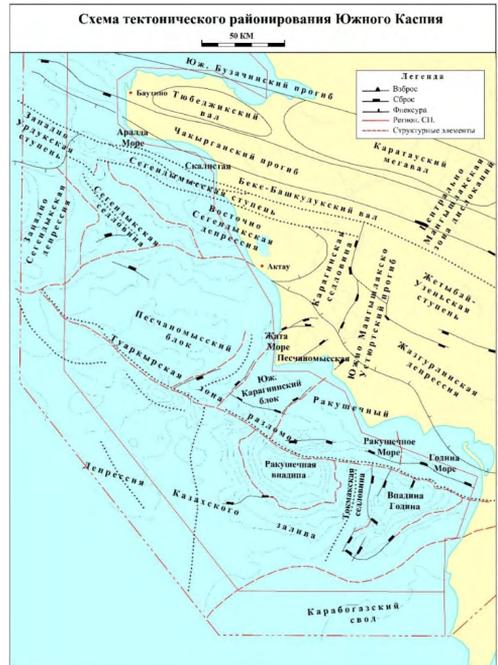


Рисунок 4. Схема тектонического районирования казахстанского сектора Каспийского моря [1]
 Figure 4. Tectonic classification plan of the Kazakhstan sector of the Caspian Sea [1]

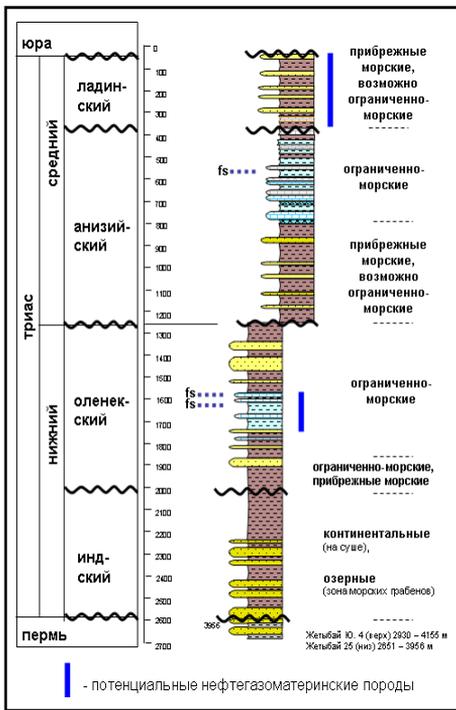


Рисунок 5. Разрез скв. Жетыбай Южный 4 и Жетыбай 25 [10]

Figure 5. Sections of Zhetybai Yuzhny 4 and Zhetybai 25 wells [10]

По мере развития полуграбена откладывались озерные слоистые глины, а речные осадки проградировали от краевых поднятий к юго-востоку, в сторону Карабогазского свода. После рифтогенеза (от кровли инда до кровли триаса) происходило отложение ограниченно морских и глубоководных морских фаций карбонатных и терригенных пород, а также неморских терригенных отложений. Возможно, выделенные в море слоистые глины индского яруса, оленекские морские карбонаты и глины, а также ладинские переходные морские карбонаты и озерные глины являются материнской породой.

Юра

Нижний юрский отдел в целом состоит из неморских отложений, а в подошве тоарского яруса залегают преимущественно речные отложения. По обнажениям в горах Каратау видно, что тоарский ярус отделяется от ааленского локальным угловым несогласием. В ааленское время доминируют речные отложения. Батские и байосские породы состоят из переходных морских и открыто морских кремнистых терригенных отложений. Эти отложения часто являются дельтовыми и прибрежно-морскими. Келловейский ярус состоит из переходных морских или открыто

морских кремнистых терригенных отложений, над которыми залегают интервал оксфордских морских глинисто-карбонатных отложений от оксфордского до титонского (волжского) ярусов, представленных известняками, доломитами и мергелями морских и ограниченно морских фаций.

По геохимическому анализу существующих на территории КСКМ месторождений отмечается высокий потенциал нефтегенерации среднеюрских аргиллитов с содержанием органического углерода (Сорг.) до 0,9% и следующими параметрами пиролиза: сумма УВ, образовавшихся при крекинге, $S_2 = 0,61-1,39$ мг/г, водородный индекс $HI = 100-376$ мгУВ/кг. Верхнеюрские отложения представлены известняками с Сорг. до 3,10%, с резко возрастающими показателями пиролиза: $S_1 = 0,48-3,72$ мг/г (показывает долю исходного генетического потенциала), $S_2 = 1,27-16,55$ мг/г. Верхнеюрские породы соответствуют главной зоне нефтеобразования (градация катагенеза МК2) по пробуренным скважинам месторождения Хвалынское [3].

На структуре Центральная, по данным геохимии, нефтематеринскими породами являются отложения верхней и нижней юры с содержанием органического углерода 7,6% и 3,83% соответственно [3].

Коллекторы

Для Северного и Центрального Каспия первичными коллекторами являются речные и дельтовые пески от байосского до келловейского ярусов; к вторичным коллекторам относятся аптско-альбские песчаники береговой линии. К коллекторам также относятся верхнеюрские известняки (например, месторождение Хвалынское и неокомские речные дельтовые пески) [3].

Средняя юра. Среднеюрские коллекторы на суше ЮМОБ сложены бат-байосскими речными и дельтовыми песками. В восточном направлении тренд осадконакопления речно-дельтовых песчаных тел имеет тенденцию снижения, идёт процесс проградации осадконакопления и увеличения глинистого материала в сторону Каспийского моря, но условие осадконакопления сохраняется. Например, байосские речные пески слабо коррелируют между собой в скважинах на площади КСКМ, в то время как песчаники окраинно-морских и морских фаций в верхней толще батского яруса коррелируют лучше (рис. 8). На площади КСКМ бат-байосские коллекторы представлены толщей переслаивающихся песчаников и глин. Эти пески интерпретируются как отложения фронта дельты и распределительных русел рек [11]. На основе изучения обнажений пород в горах Каратау, в т.ч. палеотечений и структур со следами осадконакопления, было выявлено,

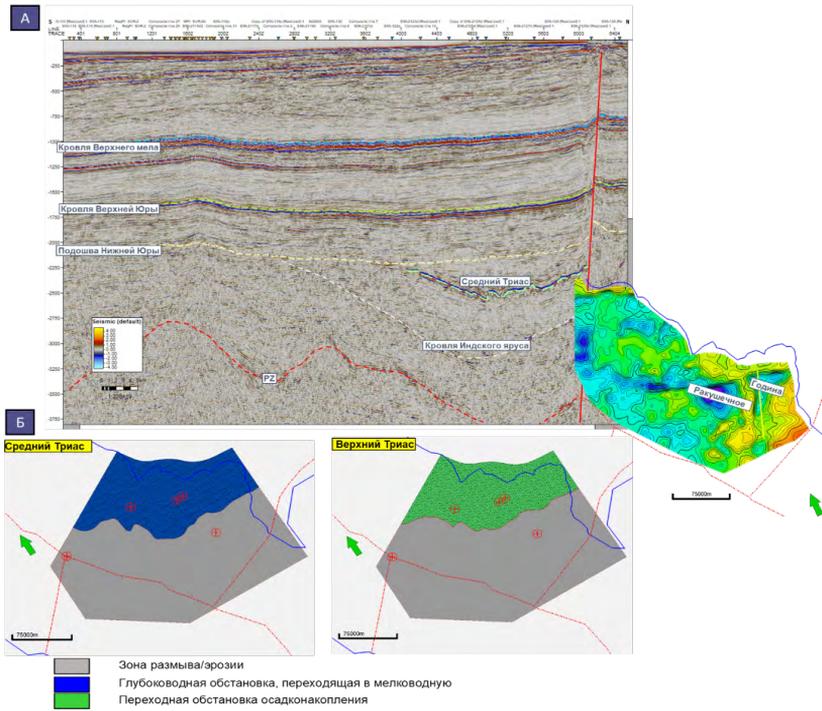


Рисунок 6. Сейсмофациальный анализ территорий КСМ

Figure 6. Seismic facies analysis of the territories of Kazakhstani Sector of the Caspian Sea
а) сейсмический профиль L95115 через впадину Година / L95115 seismic line through the Godin Basin;
б) литолого-фациальные карты по среднему и верхнему триасу // lithologic and facies maps of the middle and upper Triassic

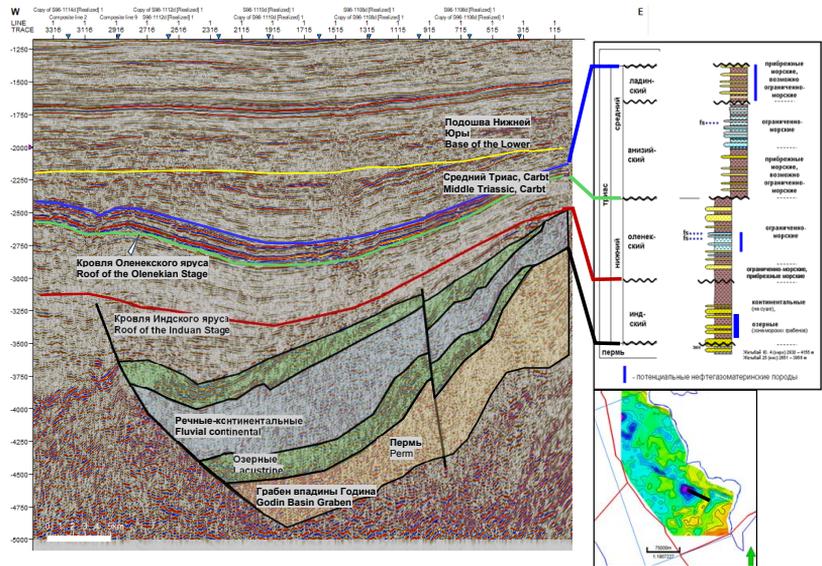


Рисунок 7. Профиль S96-2127d, иллюстрирующий сейсмическую характеристику индских фаций потенциальных материнских пород
Figure 7. Profile S96-2127d illustrating seismic characterization of Indus facies of potential source rocks

что на осадконакопление речных дельт сильное влияние оказывает деятельность отливных приливных вод [8].

На основе региональных исследований значение коэффициента песчаности изменяется в пределах 27–70%, и оно в целом уменьшается в направлении от суши (с востока) к морю (на запад).

К месторождениям на суше, по которым ведётся добыча из среднеюрских терригенных коллекторов, относятся Тенге, Жетыбай и Узень.

Верхняя юра. В титонских и кимериджских ярусах отложения в пределах Центрального Каспия состоят из морских ограниченных доломитов и известняков. Доломитовые отложения имеют хорошие коллекторские свойства с развитой вторичной пористостью. Титонские доломиты легко прослеживаются во всех скважинах КСКМ (рис. 9). По результатам исследований коллекторских свойств скважин структуры Хвалынской, открытая пористость доломитовых коллекторов варьируется от 15% до 30%. Известняки верхней юры высокоплотные, с открытой пористостью до 7%. На структуре Центральная доломитовые отложения имеют такую же динамику фильтрационно-емкостных свойств, как и на месторождении Хвалынское. Доломитовые отложения и его коллекторские свойства контролируются степенью перекристаллизации и окремнения зерен известняка.

Нижний мел. В аптском и альбском ярусах отложения в пределах Центрального Каспия состоят из мелководных морских песчаников береговой линии и морских глин. Эти песчаники являются потенциальными вторичными коллекторами. Аптские песчаники легко прослеживаются в скважинах КСКМ (рис. 9). По форме каротажных кривых в этих скважинах были выделены проградирующие пески и глины береговой линии, аналогичные классическим парапоследовательностям береговой линии.

В подошве залегают трансгрессивные глины, представляющие региональную поверхность затопления, затем по направлению к кровле увеличивается содержание песка. Для аптских отложений значения коэффициента песчаности изменяются в пределах 14–63%, уменьшаясь в направлении с востока на запад.

Региональные и внутриформационные покрывки

В Центральном Каспии выделено несколько региональных и внутриформационных покрывок. Интервал верхнеюрских пород и ниже лежащих оксфорд-келловейских глин, состоящих из морских фаций, имеет региональное распространение и является потенциальной покрывкой для среднеюрских коллекторов на территории Северного и Центрального

Каспия. Также являются потенциальными региональными покрывками неокомские и аптские глины нижнего мела. Кроме того, внутри толщи средней юры и нижнего мела имеются пласты глин, которые также являются внутриформационными покрывками для коллекторов.

Базальные неокомские морские глины, отложенные во время регионального затопления, являются ещё одной потенциальной покрывкой. Эти глины коррелируют регионально в скважинах Центрального Каспия.

В Центральном Каспии ярко выделяются верхнемеловые сеноманские глины, которые хорошо отслеживаются регионально по акватории КСКМ (рис. 9).

Заключение

Резюмируя тектоно-литостратиграфическую характеристику района, основной потенциал нефтегазоносного комплекса мезозойского чехла Центрального Каспия казахстанского побережья предположительно сконцентрирован возле локальных депозитов, вдоль Туаркырской разломной зоны, впадин Година, Туаркыр, Ракушечное.

Анализируя условия осадконакопления мезозойских комплексов суши Мангышлака и акваторий Каспийского моря, прослеживается единый тренд условий осадконакопления. Данный тренд доказан открытыми месторождениями на суше и на шельфе Каспийского моря.

Депозиты КСКМ не были вскрыты скважиной, но существующая сейсмическая картина вместе с аналогами пробуренных скважин триасового комплекса на суше даёт основные предположения о строении и заполнении данных впадин. Сейсмическая картина полуграбена Година имеет две толщи, различные по анализу отражающих амплитуд; по аналогии с месторождением Жетыбай данные толщи проинтерпретированы как озерные и речные толщи индского яруса. Основной карбонатный репер отражающего горизонта среднего триаса прослеживается в данных депозитов.

Литостратиграфический разрез среднеюрских отложений Центрального Каспия имеет тенденцию к увеличению глинистости, что негативно влияет на коллекторские свойства в Центральном Каспии.

Геохимия структур Центральная и Хвалынская даёт основание полагать, что отложения средней и нижней юры имеют хороший потенциал на образование УВ. Данная толща является основным источником генерации УВ месторождений.

По результатам анализа существующих месторождений на КСКМ целевыми горизон-

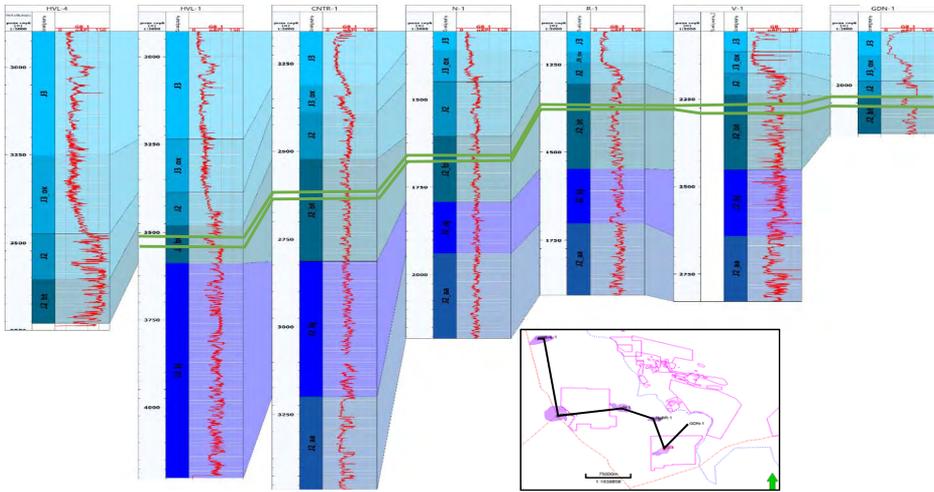


Рисунок 8. Региональная корреляция среднеюрских отложений по территории Центрального Каспия

Figure 8. Regional correlation of Middle Jurassic sediments across the Central Caspian Sea area

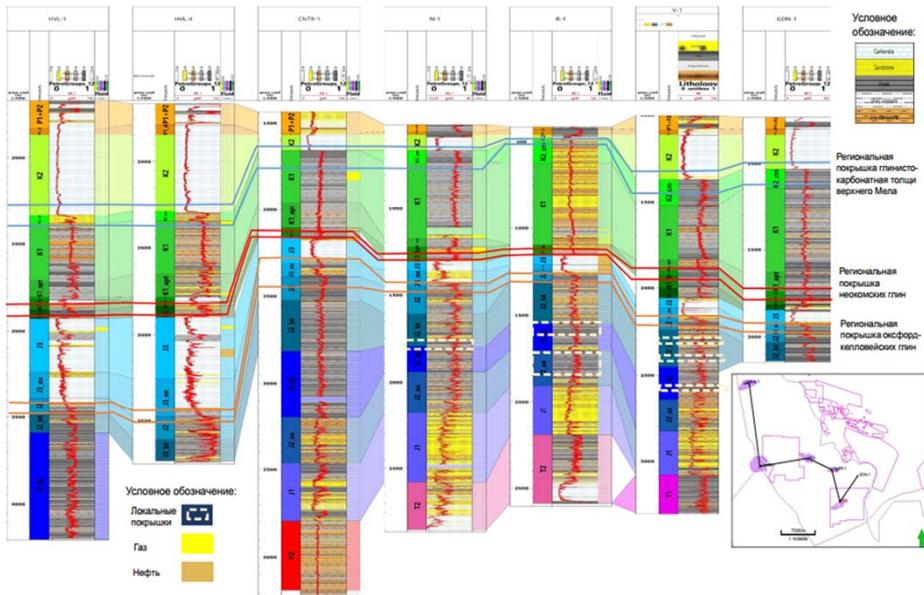


Рисунок 9. Региональная корреляционная схема скважин КСКМ

Figure 9. Regional correlation diagram of wells in the Central part of the Kazakhstan sector of the Caspian Sea

тами на УВ являются карбонатные породы верхней юры и нижнемеловые терригенные породы, но и не исключается потенциал нефтегазоносности триасового комплекса, по аналогии с месторождениями суши Мангышлака.

С точки зрения дальнейшего геологического изучения перспективной для исследования является приразломная зона

Туаркыр. Это связано с наличием нефтематеринских пород юрского возраста и возможным наличием нефтематеринских пород триаса в депоцентрах, а также в данной зоне коллекторские свойства титонских доломитов пород улучшены за счёт разломных зон.

ДОПОЛНИТЕЛЬНО

Источник финансирования. Автор заявляет об отсутствии внешнего финансирования при проведении исследования.

Конфликт интересов. Автор декларирует отсутствие явных и потенциальных конфликтов интересов, связанных с публикацией настоящей статьи.

ADDITIONAL INFORMATION

Funding source. This study was not supported by any external sources of funding.

Competing interests. The author declares that they have no competing interests.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Отчет по результатам работ по I этапу исследований Мезозойского комплекса казахстанского сектора Каспийского моря. Соглашение об оказании технических услуг между АО НК «КазМунайГаз» и Chevron Exploration Kazakhstan B.V., 2007.
2. Отчет о региональных и поисковых сейсморазведочных работах Консорциума «Казхстанкаспийшельф» в казахстанском секторе Каспийского моря в 1994–96 гг. с приложениями. Алматы : АО «Казхстанкаспийшельф», 1997.
3. Отчет «Комплексный анализ керна и пластовых флюидов из скважины № 1 Хвалынской и Центральной площади». Волгоград : ООО «ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть», 2008.
4. Отчет «Анализ и обобщение промысловых материалов по результатам бурения разведочной скважины N-1 на структуре Нурсултан». Астана : ТОО «Н Оперейтинг Компани», 2012.
5. Отчет «Нефтяная геология и углеводородный потенциал казахстанского сектора Каспийского моря» с приложениями. Лондон : Robertson Research International Limited, 1998.
6. Оруджева Д.С., Попков В.И., Рабинович А.А. Новые данные о геологическом строении и перспективах нефтегазоносности доюрских отложений Южного Мангышлака // Геология нефти и газа. 1985. №4.
7. Воцалевский Э.С., Булекбаев З.Е., Искужиев Б.А., и др. Месторождения нефти и газа Казахстана. Алматы : Комитет геологии и охраны недр, 2005.
8. Gomez-Perez I., Kelly S.R.A. Mesozoic stratigraphy of the Mangystau Mountains (Kazakstan). Fieldwork Report. CASP Central Caspian Project. Mesozoic sediment dispersal patterns in the Central Caspian Basin, 2005. Report No. 5. GGIS No. 525A18609.
9. Dercourt J., Gaetani M., Vrielynck B., et al. *Atlas Peri-Tethys*, Paleogeographic maps. Paris : Commision for the Geologic Map of the World, 2000.
10. spglobal.com [internet]. S&P Global. Commodity Insights. Дата обращения: 09.09.2023. Доступ по ссылке: <https://www.spglobal.com/commodityinsights/en>
11. Ulmishek G.F. Petroleum geology and resources of the Middle Caspian Basin, former Soviet Union. U.S. Geological Survey Bulletin 2201-A. Denver, Colorado : US Department of the Interior, 2001. Supersedes Open-File Report 99-0050-B.

REFERENCES

1. Otchet po rezul'tatam rabot po I etapu issledovaniy Mezozoyskogo kompleksa kazakhstanskogo sektora Kaspiyskogo morya. Soglasheniye ob okazanii tekhnicheskikh uslug mezhdru AO NK «KazMunayGaz» i Chevron Exploration Kazakhstan B.V.; 2007. (In Russ).
2. Otchet o regional'nyKh i poiskovykh seismorazvedochnykh rabotakh Konsortsiama «Kazakhstankaspishelf» v kazakhstanskom sektore Kaspiyskogo morya v 1994–96 gg. s prilozheniyami. Almaty: Kazakhstankaspishelf; 1997. (In Russ).
3. Otchet «Kompleksnyy analiz kerna i plastovykh flyuidov iz skvazhiny № 1 Khvalynskoy i Central'noy ploshchadi». Volgograd: LUKOIL-Nizhnevolzhskneft; 2008. (In Russ).
4. Otchet «Analiz i obobshcheniye promyslovykh materialov po rezul'tatam bureniya razvedochnoy skvazhiny N-1 na strukture Nursultan». Astana: N Operating Company; 2012. (In Russ).
5. Otchet «Neftyanaya geologiya i uglevodorodnyy potentsial kazakhstanskogo sektora Kaspiyskogo morya» s prilozheniyami. London: Robertson Research International Limited; 1998.
6. Oрудzheva DS, Попков VI, Рабинovich AA. Novye dannye o geologicheskomo stroenii i perspektivakh neftegazonosnosti doyrskikh otlozheniy Yuzhnogo Mangyshlaka. *Geologiya nefiti i gaza*. 1985;4. (In Russ).
7. Vocalevskiy ES, Bulekbaev ZE, Iskuzhiev BA, et al. *Mestorozhdeniya nefiti i gaza Kazahstana*. Almaty: Komitet geologii i ohrany nedr; 2005.
8. spglobal.com [internet]. S&P Global. Commodity Insights [cited 2023 Sept 9]. Available from: <https://www.spglobal.com/commodityinsights/en>.
9. Dercourt J, Gaetani M, Vrielynck B, et al. *Atlas Peri-Tethys, Paleogeographic maps*. Paris: Commision for the Geologic Map of the World; 2000.

10. Gomez-Perez I, Kelly SRA. Mesozoic stratigraphy of the Mangystau Mountains (Kazakhstan). Fieldwork Report. CASP Central Caspian Project. Mesozoic sediment dispersal patterns in the Central Caspian Basin; 2005. Report No. 5. GGIS No. 525A18609.

11. Ulmishek GF. Petroleum geology and resources of the Middle Caspian Basin, former Soviet Union. U.S. Geological Survey Bulletin 2201-A. Denver, Colorado: US Department of the Interior; 2001. Supersedes Open-File Report 99-0050-B.

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ

Нурабаев Нурлан Дауленулы
e-mail: n.nurabayev@kmge.kz.

AUTHOR'S INFO

Nurlan D. Nurabayev
e-mail: n.nurabayev@kmge.kz.