

УДК 553.98(574.1), 553.982.2

DOI 10.31087/0016-7894-2020-3-29-41

Перспективы шельфа Северного Каспия по результатам анализа распределения нефтегазоносности континентальной части Западного Казахстана

© 2020 г. | А.И. Тимурзиев

АО «Центральная геофизическая экспедиция», Москва, Россия; aitimurziev@cge.ru

Поступила 10.09.2018 г.

Доработана 04.09.2019 г.

Принята к печати 16.03.2020 г.

Ключевые слова: *площадь Курмангазы; структуры горизонтального сдвига; структурно-деформационные неоднородности; новейшая сдвиговая тектоника; перспективы нефтегазоносности.*

Аннотация: В статье рассмотрены закономерности пространственно-стратиграфического распределения запасов нефти и газа и перспективы нефтегазоносности Южно-Мангышлакской и Северо-Бузачинской нефтегазоносных областей Северо-Кавказско-Мангышлакской нефтегазоносной провинции. Проанализированы связи установленных закономерностей с зональностью неотектонического развития региона. Рассмотрены причины отрицательных результатов поискового бурения на площади Курмангазы (шельф Северного Каспия) в рамках совместного российско-казахстанского проекта. Эти причины связаны с использованием неверной геологической модели строения площади Курмангазы, принятой для поискового бурения на основе сейсморазведки методом общей глубинной точки 2D, и отсутствием геологического обоснования перспектив нефтегазоносности площади, имеющей сложное строение и неоднозначную трактовку в отношении принадлежности к прикаспийскому или бузачинскому типу разрезов и, соответственно, стратиграфического положения продуктивных интервалов.

Для цитирования: Тимурзиев А.И. Перспективы шельфа Северного Каспия по результатам анализа распределения нефтегазоносности континентальной части Западного Казахстана // Геология нефти и газа. – 2020. – № 3. – С. 29–41. DOI: 10.31087/0016-7894-2020-3-29-41.

Potential of North Caspian shelf according to results of oil and gas occurrence analysis in continental part of Western Kazakhstan

© 2020 | A.I. Timurziev

JSC "CGE", Moscow, Russia; aitimurziev@cge.ru

Received 10.09.2018

Revised 04.09.2019

Accepted for publication 16.03.2020

Key words: *Kurmangazy area; horizontal shear structures; structural and deformational inhomogeneities; most recent pull-apart tectonics; petroleum potential.*

Abstract: The author discusses geological model of the Kurmangazy area (North Caspian shelf) and reasons for the negative results of exploratory drilling under the collaborative Russian-Kazakhstan project. According to the results of the analysis, these reasons are related to incorrect geological model of the Kurmangazy area, which was approved for exploratory drilling on the basis of 2D CDP seismic data. Another reason is the lack of geologically based views on petroleum potential of the area, which has a complicated structure and not uniquely defined belonging to Caspian or Buzachinsky type of the section and, accordingly, to stratigraphic position of pay intervals. The author considers the objective laws of spatial and stratigraphic distribution of explored oil and gas reserves and petroleum potential of the South Mangyshlaksy and North Buzachinsky petroleum areas of the North Caucasus – Mangyshlaksy Petroleum Province, and analyses the association of the revealed patterns with zonality of neotectonic evolution of the region. Based on the analysis of correlations of the most recent tectonics with oil and gas potential of the Turansky Plate western part, and on the revealed objective laws, the assessment of petroleum potential of the Kazakhstan shelf of the Caspian Sea is conducted. In order to relive the Kurmangazy project, 3D CDP seismic survey is necessary in the area with the following high-quality geological interpretation on the basis of the author's ideas of key role of the most recent pull-apart tectonics in formation of structures and oil and gas accumulations. To select an exploratory well location with high probability of a deposit discovery, it is necessary to identify the structural and deformation inhomogeneities of the block-based structure in the shear zones by means of building 3D geomechanical model of the area, and to substantiate the structural features of rock tension and permeability in the volume of seismic cube. In order to determine the pay (target) search interval, the assessment of the petroleum potential and geopetroleum zoning on a genetic basis is required that is taking into account the ideas of the deep hydrocarbon genesis and the young age of their modern accumulations.

For citation: Timurziev A.I. Potential of North Caspian shelf according to results of oil and gas occurrence analysis in continental part of Western Kazakhstan. *Geologiya nefi i gaza*. 2020;(3):29–41. DOI: 10.31087/0016-7894-2020-3-29-41. In Russ.

Введение

Отрицательные результаты бурения двух поисковых скважин в рамках совместного российско-казахстанского проекта на морской площади Курмангазы негативно отразились на эффективности геолого-разведочных работ ПАО «Роснефть» и компании «КазМунайГаз» и вызвали пессимистические настроения среди акционеров в отношении перспектив нефтегазоносности приказахстанского шельфа Северного Каспия (мангыстау-бузачинская часть). Согласно представлениям автора статьи, причин неудач две:

1) неверная геологическая модель строения площади Курмангазы, принятая для поискового бурения на основе материалов сейсморазведки методом общей глубинной точки (МОГТ) 2D;

2) отсутствие геологического обоснования перспектив нефтегазоносности площади, имеющей сложное строение и неоднозначную трактовку в отношении принадлежности к прикаспийскому или бузачинскому типу разрезов и, соответственно, стратиграфического положения продуктивных интервалов.

И если первая причина может быть легко устранена путем постановки морской сейсморазведки МОГТ-3D и построения достоверной геологической модели площади Курмангазы, то обоснование перспектив этой площади требует серьезных геологических исследований по оценке нефтегазоносности и невозможно без увязки с нефтегазоносностью континентальной мангыстау-бузачинской части запада Туранской плиты.

Геологическая модель площади Курмангазы

Для подтверждения доводов в отношении недостоверности геологической модели строения площади Курмангазы на основе данных сейсморазведки МОГТ-2D и, как следствие, возможных ошибок при проектировании поисковых скважин автор статьи приводит некоторые геологические материалы.

Сдвиговая природа большинства нефтегазоконтролирующих структур осадочных бассейнов мира доказана на основе интерпретации данных сейсморазведки МОГТ-3D и является сегодня геологической аксиомой¹ [1–3]. По результатам этих исследований установлен новый тип структур горизонтального сдвига, разработана новая кинематическая 3D-модель таких структур как основа деформационной ячейки для механизма формирования зон сдвига в условиях кинематической модели чистого сдвига и фильтрационной ячейки для механизма вертикальной миграции глубинных флюидов, выявлены морфокинематические несоответствия моделей

«цветковых» структур зон сдвига. Предложен новый взгляд на механизм формирования структурных парагенезов зон сдвига. На основе изучения структурно-деформационных и флюидодинамических парагенезов, связанных с проявлением новейшей сдвиговой тектоники на месторождениях нефти и газа по материалам сейсморазведки 3D, выявлены структурные признаки проницаемости земной коры для очаговой разгрузки глубинных флюидов, разработаны научные основы фильтрационной ячейки для механизма вертикальной миграции флюидов и обоснования методов прогнозирования и поисков залежей на каналах вертикальной разгрузки глубинной нефти¹ [1, 4].

Для осадочных бассейнов Каспийского моря новейшая сдвиговая природа нефтегазоконтролирующих структур также подтверждается материалами сейсморазведки МОГТ-3D, выполненной на месторождениях Ракушечное, им. Ю. Корчагина, им. В. Филановского, Хвалынское, Центральное. В пределах этих месторождений закартированы типичные для горизонтальных сдвигов фундамента линейные эшелонированные кулисные системы сбросов в плане и «цветковые» структуры в разрезе. В качестве иллюстраций можно привести материалы Ю.Ф. Баюканского² по новейшей тектонике и нефтегазоносности российского сектора Северного и Среднего Каспия и В.А. Бочкарева и др. [5] по сбрососдвиговой тектонике месторождения им. В. Филановского.

Типичная сдвиговая природа площади Курмангазы, расположенной несколько севернее упоминаемых объектов, подтверждается результатами интерпретации материалов сейсморазведки МОГТ-2D (рис. 1 А). Кулисный рисунок строения структур Бузачинского свода прослеживается и в море на площади Курмангазы. Уверенно определяется зона сдвига, ширина которой маркируется сплошным северным и южными фрагментами разломов западно-северо-западного простирания, внутреннее пространство которого осложняют отдельные оперяющие кулисы сбросов северо-западного простирания. Есть все основания считать, что свод поднятия Курмангазы по простиранию полностью осложнен эшелонированной системой кулисного оперения регионального сдвига, ответственного за формирование Северо-Бузачинско-Каламкаской антиклинальной линии на суше и ее южного морского продолжения в пределах структур Дархан, Курмангазы, Западно-Кулалинская.

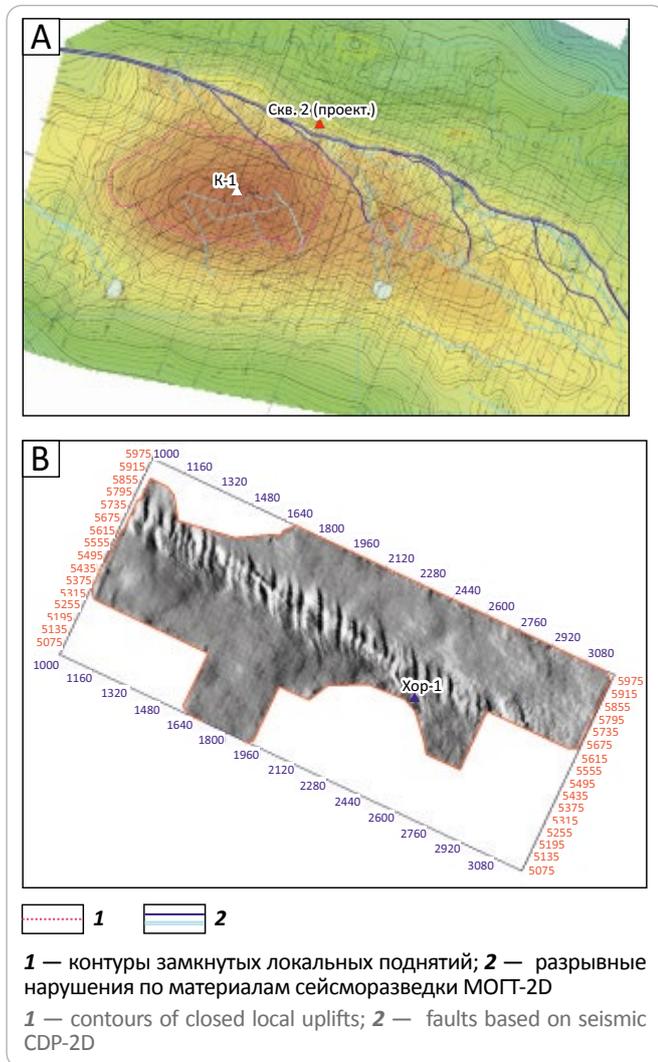
Для сравнения рассмотрим строение сдвиговой зоны, определенное по материалам сейсморазведки МОГТ-3D, осложняющей Лаганскую площадь, расположенную на западном прибрежном продолжении Промысловско-Ракушечной антиклинальной зоны

¹Тимурзиев А.И. Новейшая сдвиговая тектоника осадочных бассейнов: тектонофизический и флюидодинамический аспекты (в связи с нефтегазоносностью): автореф. дис. ... д-ра геол.-минерал. наук. – М.: МГУ, 2009. – 40 с.

²Баюканский Ю.Ф. Новейшая тектоника и нефтегазоносность российского сектора Северного и Среднего Каспия: автореф. дис. ... канд. геол.-минерал. наук. – М.: МГУ, 2007. – 22 с.

Рис. 1. Сопоставление строения присдвиговых структур по материалам сейсморазведки МОГТ-2D площади Курмангазы (А) и МОГТ-3D Лаганской площади (В)

Fig. 1. Comparison of pull-apart structures according to 2D CDP seismic data in the Kurmangazy area (A) and 3D CDP seismic data in the Lagansky area (B)



(см. рис. 1 В). Как видно, при типичном для всех рассматриваемых структур западно-северо-западном простирании сдвиговых зон рисунок их внутреннего строения принципиально отличается.

Неоднократно было показано³ [1], что внутреннее строение сдвиговых зон и структурные парагенезы осложняющих их пликативных и дизъюнктивных структур не поддаются интерпретации и расшифровке методами сейсморазведки 2D, в связи с чем структурные построения, основанные на данных МОГТ-2D, нельзя считать достоверными.

Проектирование поисково-разведочных скважин на структурах, осложненных сдвигами, является рискованной мерой даже в самых благоприятных структурных условиях с вероятностью поло-

жительного исхода при значимой статистической выборке 50 %. Для единичных испытаний, каким является бурение двух поисковых скважин на площади Курмангазы, вероятность положительного исхода может стремиться к нулю даже при благоприятных структурных условиях.

Для обоснования этого вывода можно сослаться на данные многочисленных наблюдений влияния структурно-деформационных условий на продуктивность поисково-разведочных скважин, полученные автором статьи на месторождениях Западной Сибири по результатам тектонофизических исследований и математического моделирования напряженно-деформированного состояния горных пород в пределах месторождений, осложненных сдвиговыми деформациями [4]. По результатам анализа структурно-тектонических условий, контролирующих продуктивность поисковых, разведочных и эксплуатационных скважин Еты-Пуровского, Северо-Губкинского, Тарасовского, Восточно-Тарасовского, Усть-Харампурского, Северо-Айваседопуровского, Усть-Часельского, Верхне-Коликъеганского, Бахиловского и других месторождений, установлены прямые связи расположения продуктивных и высокодебитных скважин с локальными зонами проницаемости земной коры и улучшения фильтрационно-емкостных свойств (ФЭС) коллекторов в приразломных зонах, приуроченных к деформационным структурам растяжения на телах сдвигов.

После интерпретации материалов сейсморазведки 3D, выполненной на осложненных сдвигами месторождениях, стало очевидно, что принятые ранее по данным бурения и сейсморазведки 2D пластово-сводовые структурные модели, характеризующиеся элементами литологического ограничения петрофизических неоднородностей пластов и изотропными свойствами пластовых резервуаров как основы гидродинамической модели, далеки от реального геологического содержания и требуют серьезного пересмотра.

Полученные результаты принципиально меняют устоявшиеся представления о геологическом строении месторождений, осложненных сдвигами. В связи с этим можно утверждать, что без качественной сейсмической 3D-основы невозможны как эффективное опосредованное и разведка таких месторождений, так и проектирование их разработки. Эти выводы в полной мере применимы в отношении площади Курмангазы, имеющей сдвиговую природу, и объясняют полученные отрицательные результаты поискового бурения.

Связь нефтегазоносности запада Туранской плиты с новейшей тектоникой и перспективы нефтегазоносности каспийского шельфа

Для прогноза возможного интервала продуктивности площади Курмангазы необходимо понимание

³ Тимурзиев А.И. Новейшая сдвиговая тектоника... 40 с.

закономерностей нефтегазоносности окружающих территорий континентальной части Южно-Мангышлакской и Северо-Бузачинской нефтегазоносных областей (НГО) в рамках системной организации УВ-систем бассейнового уровня.

Учитывая высокую степень геологической изученности и разведанности Южно-Мангышлакской НГО (доля разведанных запасов нефти и газа от суммарных прогнозных ресурсов УВ превышает 95 %), а также наличие данных о распределении выявленных запасов УВ в пределах структурно-тектонических зон и отдельных месторождений, автор статьи детально проанализировал распределение запасов УВ в зависимости от количественных параметров новейших тектонических движений для обоснования неотектонических критериев нефтегазоносности недр.

Детальное изучение новейшей структуры и морфоструктуры запада Туранской плиты (Южно-Мангышлакский прогиб и Бузачинский свод) дало возможность количественно оценить составляющие деформаций новейшего времени (амплитуду, знак и дифференцированность движений, новейшую раздробленность осадочного чехла) и осуществить неотектоническое районирование региона, а выполненный количественный анализ связей нефтегазоносности (распределение запасов УВ) с параметрами новейших тектонических движений позволил обосновать неотектонические критерии нефтегазоносности недр. Установлено, что закономерности пространственно-стратиграфического распределения единичных залежей УВ и зон нефтегазоаккумуляции, фазового состава и физико-химических свойств УВ в недрах Южно-Мангышлакской и Северо-Бузачинской НГО зависят от изменений активности новейших тектонических движений и характеризуются строгими количественными связями. Полученные связи позволяют дать заключение о перспективах нефтегазоносности прикаспийского шельфа Северного Каспия в рамках системной организации УВ-систем бассейнового уровня.

Южно-Мангышлакский прогиб. Палеотектонические реконструкции [6] показали, что современная асимметрия бортов Южно-Мангышлакского прогиба по горизонтам осадочного чехла возникла в результате деформаций в среднем миоцене, а в предсреднемиоценовое время имел место противоположный уклон бортов с превышением южного борта над северным на 500 м.

Промышленные скопления УВ (более 99 % разведанных запасов Южно-Мангышлакской НГО) локализованы в пределах структурно-тектонических зон, занявших относительно высокое гипсометрическое положение в среднемиоцен-четвертичное время. С учетом выводов о решающей роли позднекайнозойских тектонических движений в формировании современного структурного плана Южно-Мангышлакского прогиба и осложняющих его структурных

элементов II (зоны нефтегазоаккумуляции) и III (месторождения нефти и газа) порядков, значение палеотектонического фактора как критерия нефтегазоносности может рассматриваться только в интервале неоген-четвертичного времени.

Амплитуда, знак и дифференцированность (градиент амплитуд) новейших тектонических движений количественно характеризуют самые важные параметры новейших деформаций земной коры. Неотектоническое районирование Южно-Мангышлакской и Бузачинской НГО основано на этих данных.

По знаку и амплитуде новейших тектонических движений в пределах Южно-Мангышлакской НГО выделены области [6, 7].

1. Интенсивного прогибания в среднемиоцен-раннеплиоценовое время и умеренного поднятия в среднеплиоцен-четвертичное время (осевая зона и южный борт Южно-Мангышлакского прогиба, северо-западный склон Кара-Богазского свода, западная периклиналь Беке-Башкудукского вала и южное крыло Тюб-Караганского вала с суммарными амплитудами среднемиоцен-четвертичных движений от -250 до 0 м).

2. Умеренного прогибания в среднемиоцен-раннеплиоценовое время и интенсивного поднятия в среднеплиоцен-четвертичное время (западная часть северного борта Южно-Мангышлакского прогиба, западная периклиналь Беке-Башкудукского вала, Тюб-Караганский вал и Бузачинский свод с суммарными амплитудами среднемиоцен-четвертичных движений от 0 до 250 м).

3. Ограниченного прогибания в среднемиоцен-раннеплиоценовое время и максимального поднятия в среднеплиоцен-четвертичное время (свод и восточная периклиналь Беке-Башкудукского вала, Каратауская мегантиклиналь, восточно-мангышлакские дислокации с суммарными амплитудами среднемиоцен-четвертичных движений от 250 до 500 м и более).

С учетом выполненного районирования подавляющее большинство месторождений и большая часть запасов УВ Южно-Мангышлакской НГО приурочены к переходной зоне, между областью интенсивного прогибания и максимального поднятия в среднемиоцен-четвертичное время. На кумулятивных графиках распределения 70 % месторождений и > 95 % запасов УВ сосредоточено в диапазоне амплитуд от 0 до 150 м (вторая область), составляющих < 15 % размаха суммарных амплитуд среднемиоцен-четвертичных движений. К узкому интервалу значений амплитуд среднемиоцен-четвертичных движений от 100 до 150 м (вторая область), составляющих 5 % размаха суммарных амплитуд среднемиоцен-четвертичных движений, приурочено > 70 % суммарных запасов УВ Южно-Мангышлакской НГО. В интервале значений амплитуд среднемиоцен-чет-

вертикальных движений от –250 до 0 м (первая область) выявлено < 5 % запасов УВ, а в интервале значений амплитуд среднемиоцен-четвертичных движений от 150 до 500 м и более (третья область) залежи УВ не встречаются или полностью разрушены.

Изменения фазового состава и физико-химических свойств УВ подчиняются следующей закономерности. Область интенсивного новейшего прогибания (первая область) характеризуется преимущественным газонакоплением, переходная область (вторая область) — преимущественным нефтенакплением, и область максимального новейшего поднятия (третья область) — битумонакоплением. По УВ-составу нефти Южного Мангышлака (первая и вторая области) относятся к типу метановых, Тюб-Карагана (вторая область) — нафтеново-ароматических, в пределах Беке-Башкудукского вала (третья область) выделены битумы, асфальты, кыры. Общее утяжеление УВ с увеличением амплитуд новейших тектонических движений отражает одну из основных закономерностей нефтегазоносности Южно-Мангышлакской НГО и связано с дегазацией и разрушением залежей УВ в условиях ослабления экранирующих свойств осадочного чехла и региональных флюидоупоров.

Установленные ранее закономерности стратиграфической приуроченности залежей УВ в зависимости от гипсометрического положения структур [8], объясняются в статьях [6, 7, 9, 10] особенностями новейшего структурообразования, определившими современную асимметрию бортов Южно-Мангышлакского прогиба и гипсометрические уровни локализации нефтегазовых резервуаров. На примере месторождений Жетыбай-Узеньской ступени установлена прямая связь гипсометрического положения пластовых резервуаров юрской продуктивной толщи и контролируемых ими залежей УВ с амплитудами среднемиоцен-четвертичных движений.

В соответствии с этой закономерностью, расширение стратиграфического диапазона нефтегазоносности и повышение стратиграфической приуроченности базисных горизонтов месторождений нефти и газа Южно-Мангышлакской НГО связаны с увеличением активности (амплитуд и градиента амплитуд) новейших тектонических движений. На основе карт активности (градиента амплитуд) новейших тектонических движений подтверждены и количественно обоснованы основные закономерности пространственно-стратиграфического распределения нефтегазовых скоплений Южно-Мангышлакской НГО в зависимости от активности новейших деформаций земной коры (рис. 2).

Главной закономерностью пространственного распределения скоплений УВ является их приуроченность к линейным зонам максимумов активности новейших тектонических движений. В пределах Южно-Мангышлакской НГО на долю месторождений со значениями градиента амплитуд среднемио-

цен-четвертичных движений в интервале от 8 до 18 м/км, составляющем 21 % диапазона изменения значений активности новейших тектонических движений, приходится 98 % суммарных запасов УВ. При значениях активности новейших тектонических движений ниже 6 и выше 18 м/км промышленные скопления УВ не обнаружены. Стратиграфическая приуроченность залежей УВ зависит от изменения активности новейших тектонических движений и характеризуется строгими количественными связями (табл. 1).

В интервале значений активности новейших тектонических движений 6–10 м/км выявлены скопления УВ в доюрском комплексе (Северо-Ракушечное, Жиланды, Северное Карагие, Баканд, Пионерское и др.). При значениях активности новейших тектонических движений от 10 до 12 м/км диапазон нефтегазоносности расширяется за счет юрской продуктивной толщи (Южный Жетыбай, Тасбулат и др.), а в интервале от 12 до 14 м/км установлена нефтегазоносность юрской продуктивной толщи (Тенге, Карамандыбас, Асар и др.). При значениях активности новейших тектонических движений 14–16 м/км стратиграфический диапазон нефтегазоносности расширяется за счет меловых отложений (Узень, Дунга, Эспелисай и др.). Залежи УВ мелового комплекса характеризуются значениями активности новейших тектонических движений выше 16 м/км (Тюбеджик, Жангурши).

Значениям активности новейших тектонических движений > 18 м/км отвечает верхний предел нефтегазоносности для Южно-Мангышлакской НГО. Завершают ряд метаморфизма УВ-систем угольные поля складчатой области центрально-мангышлакских дислокаций (Горный Мангышлак).

В целом, без учета мелких залежей южного борта Южно-Мангышлакского прогиба (Тамды, Южный Аламурын, Кендырли, Оймаша) с долей запасов не более 0,2 % суммарных запасов УВ Южно-Мангышлакской НГО, установленная связь пространственно-стратиграфического распределения залежей и выявленных запасов УВ от активности новейших тектонических движений закономерна и может служить оценочным критерием перспектив нефтегазоносности различных структурно-тектонических зон, масштабов прогнозируемых скоплений и их стратиграфической локализации в разрезе земной коры (рис. 3).

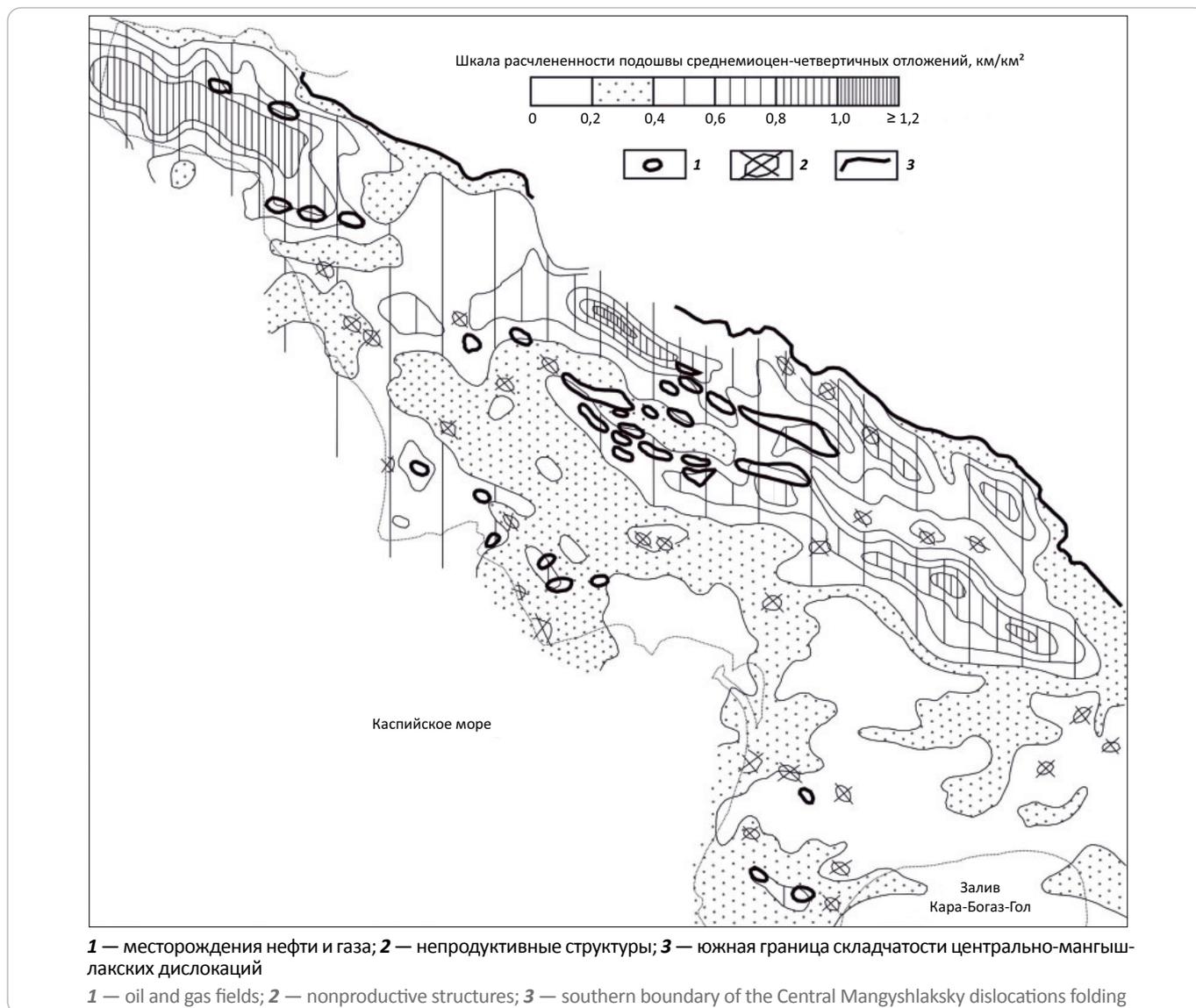
В комплексе неотектонических критериев нефтегазоносности анализировались закономерности распределения скоплений УВ в зависимости от гипсометрии тектонического рельефа (амплитуда среднеплиоцен-четвертичных поднятий), расчлененности рельефа (дифференцированность рельефообразующих движений) и густоты линеаментов (новейшая раздробленность чехла). Анализ показал общий характер связей параметров пликативной (амплитуда,



OIL AND GAS POTENTIAL AND GEOLOGICAL EXPLORATION RESULTS

Рис. 2. Карта районирования градиента амплитуд новейших тектонических движений (расчлененность подошвы среднемиоцен-четвертичных отложений) Южно-Мангышлакской НГО с распределением месторождений УВ (масштаб 1 : 2 500 000)

Fig. 2. Zoning plan of the amplitude gradient of most recent tectonic movements (differentiation of the Middle Miocene-Quaternary Bottom) in the South Mangyshlaksy Petroleum Area; HC fields occurrence is shown (scale 1 : 2 500 000)



гипсометрия) и разрывной (градиент движений, густота линеаментов) составляющих неотектогенеза и морфогенеза с закономерностями пространственно-стратиграфического распределения зон нефтегазо-накопления и единичных скоплений УВ.

Закономерные изменения всех охарактеризованных параметров неотектогенеза, а также наличие высокоградиентной зоны, совпадающей в плане по всем построениям с линией Тюб-Караганский вал – Беке-Башкудукский вал (западная периклиналь и свод) – Жетыбай-Узеньская ступень, предопределили как гипсометрические уровни локализации залежей УВ и изменение фазового состава и физико-химических свойств УВ, так и преимущественную концентрацию основных запасов УВ Южно-Мангышлакской НГО в пределах этой зоны.

Результаты исследований свидетельствуют о формировании и размещении зон нефтегазо-накопления и единичных скоплений УВ в областях переходных, промежуточных между максимальными и минимальными амплитудами, между участками с положительными и отрицательными знаками движений, зонах повышенных градиентов неотектонических движений.

В морфоструктурном плане им соответствует переходная между положительной (Центральный Мангышлак) и отрицательной (Южный Мангышлак) морфоструктурами I порядка региональная морфолексура со средними значениями морфометрических аномалий расчлененности рельефа и густоты линеаментов. В пределах зон нефтегазо-накопления месторождения УВ приурочены к положительным

Табл. 1. Количественные связи между стратиграфической приуроченностью залежей и параметрами активности новейших тектонических движений Южно-Мангышлакской НГО

Tab. 1. Quantitative relationship between stratigraphic association of accumulations and parameters of the most recent tectonic movements in the South Mangyshlaksy Petroleum Province

Стратиграфическая приуроченность залежей УВ (концентрации запасов)	Нижний предел нефтегазоносности	T + PZ	T + J	J	J + K	K	Верхний предел нефтегазоносности
Градиент амплитуд среднемиоцен-четвертичных движений, м/км	< 4–6	6–10	10–12	12–14	14–16	16–18	> 18
Амплитуда среднемиоцен-четвертичных движений, м	< (-50)	(-50)–0; (-200)–(-100)	0–50	50–150	150–200	200–250	> 250
Амплитуда среднеплиоцен-четвертичных движений, м	< 50	50–100	100–150	150–200	200–250	250–300	> 300
Густота линейamentos для $R_{оср} = 5$ км, км/км ²	< 500	500–1000	750–1250	1000–1250	1250–1750	1500–2000	> 2000

Рис. 3. Графики эмпирического распределения нефтегазоносности (разведанные запасы УВ) для Южно-Мангышлакской и Северо-Бузачинской НГО Северо-Кавказско-Мангышлакской НГП в зависимости от количественных параметров активности новейших деформаций земной коры

Fig. 3. Diagrams of empirical distribution of oil and gas occurrence (proven HC reserves) as a function of quantitative activity variables of the most recent Earth's crust deformations, South Mangyshlaksy and North Buzachinsky petroleum areas, North-Caucasus-Mangyshlaksy Petroleum Province

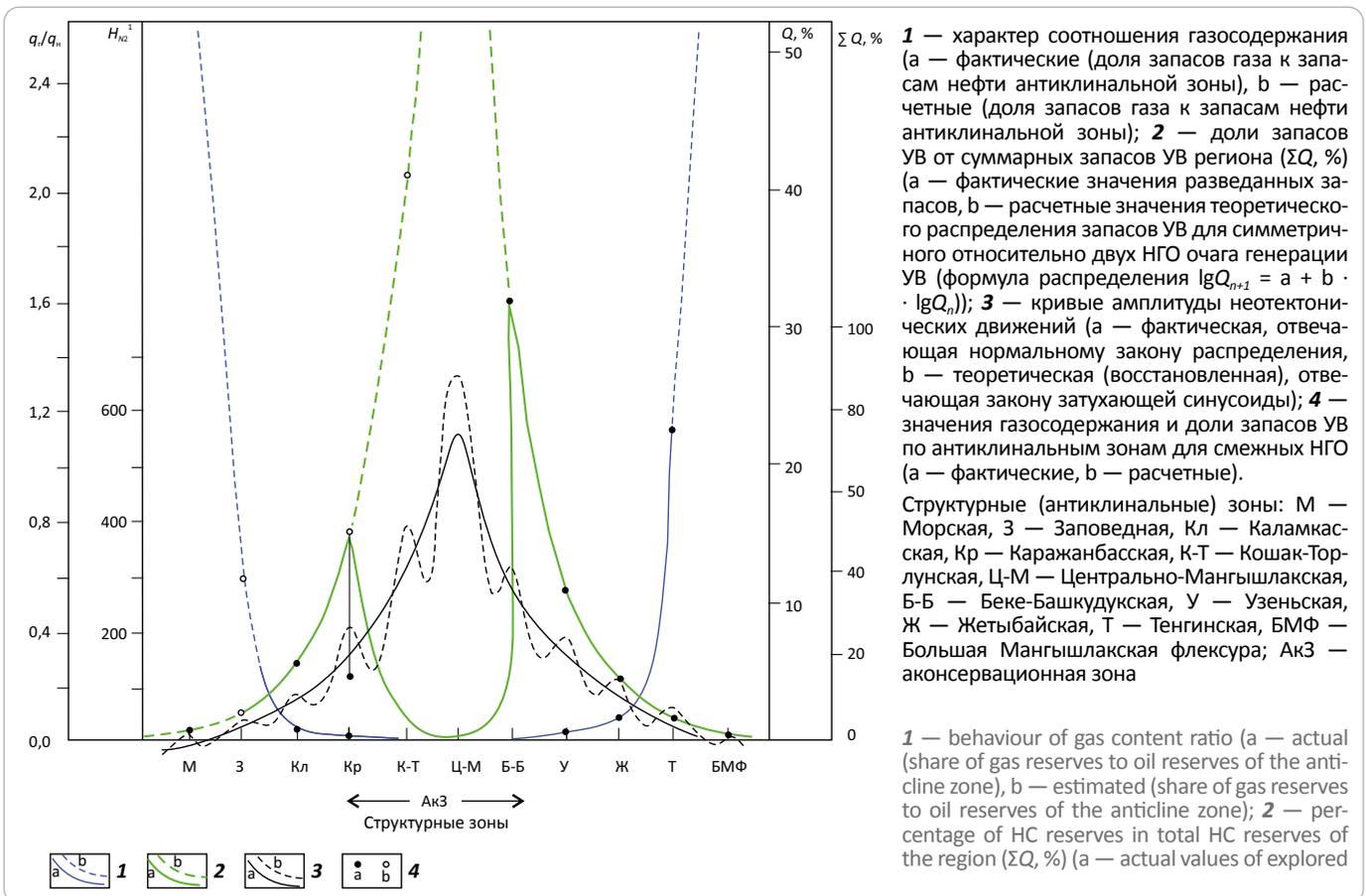


Табл. 2. Распределение запасов нефти и газа по месторождениям и стратиграфическим комплексам п-ова Бузачи, %
Tab. 2. Distribution of oil and gas reserves over the fields and stratigraphic series of the Buzachi Peninsula, %

Месторождение	Сумма УВ	Нефть/газ	Нефть/газ по разрезу		
			мел (аптский)	мел (неокомский)	юра
Арман	1,47	1,5/0	0/0	0/0	1,5/0
Каламкас	50,66	49,71/97,75	0/16,25	0/56,3	49,71/25,2
Каратурун, Восточный Каратурун	0,33	0,33/0	0/0	0/0	0,33/0
Северный Каражанбас	2,07	2,12/0	–	–	2,12/0
Каражанбас	22,17	22,62/0,11	–	16,44/0,11	6,18/0
Северные Бузачи	20,78	21,2/2,14	–	5,85/2,05	15,35/0,09
Кирель	1,56	1,59/0	–	0,98/0	0,61/0
Жалгизтюбе	0,93	0,93/0	–	0,93/0	0/0
Сумма	~100	100/100	0/16,25	24,2/58,46	75,8/25,29

Рассмотрим распределение разведанных запасов УВ с позиции закономерностей, установленных ранее для п-ова Бузачи и Южного Мангышлака [6, 10], в частности с точки зрения связи между нефтегазонасностью и активностью неотектонических движений [7, 9].

Территория п-ова Бузачи испытала за позднемiocен-раннеплиоценовое время преимущественное поднятие от 50 м на севере (Каламкасская линия) до 175 м и более (Кызан-Токубайский вал, Кошак-Торлунская линия) [11]. Амплитуда неотектонических движений Кызан-Токубайского вала и южного крыла Бузачинского свода сопоставима с амплитудой новейших поднятий Беке-Башкудукского свода и восточно-мангышлакских дислокаций. Анализ показал [6, 7, 9, 10], что движения с такой амплитудой в условиях экранирования, характерных для платформенного чехла запада Туранской плиты, выше предельных, обеспечивающих герметичность ловушек и консервацию залежей нефти и газа. Таким образом, отрицательные результаты бурения в этих зонах следует считать закономерными по причине неблагоприятных условий для сохранности УВ-скоплений (аконсервационная зона).

В Северо-Бузачинской зоне нефтегазонакопления амплитуда позднемиоцен-раннеплиоценовых движений снижается от 150 (Каражанбас) до 50 м (Каламкас). Уменьшение амплитуды поднятия способствует сохранности залежей. Так, если Каражанбасское месторождение характеризуется крайней степенью сохранности (высоковязкие дегазированные нефти с плотностью 0,95 г/см³ и более), то Каламкас — типичное газонефтяное месторождение с газовыми шапками и чисто газовыми залежами. Доля газа для Каражанбасской линии составляет 0,09 %, а для Каламкасской повышается до 3,68 %, наглядно отражая зависимость степени сохранности залежей

от разрушающего действия новейших деформаций земной коры.

Установленное для Южного Мангышлака закономерное расширение стратиграфического диапазона нефтегазонасности и снижение степени стратиграфической приуроченности базисных горизонтов [8], связанное автором статьи с уменьшением амплитуд неотектонических движений [6], наблюдается и на п-ове Бузачи [10]. С уменьшением амплитуд позднемиоцен-раннеплиоценовых поднятий (с юга на север и с запада на восток) происходит расширение стратиграфического диапазона нефтегазонасности (от неокома на Жалгизтюбе до юры – неокома – апта на Каламкасе) и закономерное снижение степени стратиграфической приуроченности основных запасов и базисных горизонтов месторождений Северо-Бузачинской НГО.

Из 75 % запасов нефти, разведанных в юрских отложениях Северо-Бузачинской НГО, 51 % приходится на месторождение Каламкас, а из 25% запасов нефти, связанных с неокомскими отложениями, 17 % относится к месторождению Каражанбас (7 % на Жалгизтюбе). При этом 100 % запасов нефти месторождения Каламкас приурочено к юре, а более 72 % запасов нефти месторождения Каражанбас — к неокому. По всем месторождениям Каламкасской линии 100 % запасов нефти локализовано в юрской толще, а по месторождениям Каражанбасской линии 50 % запасов содержится в юре и столько же — в неокоме.

Снижение стратиграфической приуроченности базисных горизонтов месторождений с уменьшением активности (амплитуд) неотектонических движений проявляется как внутри антиклинальных линий — с запада на восток (Арман — базисный горизонт Ю-I, Каламкас — Ю-III, Каратурун — Ю-IV, Каражанбас — неоком (Г), Северные Бузачи – Кирель — Ю-I), так и по региону в целом — с юга на север (Жалгизтюбе —

OIL AND GAS POTENTIAL AND GEOLOGICAL EXPLORATION RESULTS

Табл. 3. Стратиграфическая локализация запасов нефти по месторождениям вкрест простираения Северо-Бузачинской НГО
 Tab. 3. Stratigraphic localisation of oil reserves over the fields across the trend of the North Buzachinsky Petroleum Province

Продуктивные отложения		Амплитуда позднемиоцен-раннеплиоценовых поднятий, м			
период (ярус)	горизонт	50	100	150	175
		Каламкас	Северный Каражанбас	Каражанбас	Жалгизтюбе
Мел (аптский)		Г	–	–	–
Мел (неокомский)	A ₁	Г	–	Н/21,6	Н/100
	A ₂	–	–	Н/0,8	–
	Б	Г	–	Н/5,4	–
	В	Г	–	Н/2,4	–
	Г	Г	–	Н/40,6	–
	Д	Г	–	Н/2	–
Юра	Е	ГН	–	–	–
	Ю-I	НГ/24,7	Н/100	Н/23,9	–
	Ю-II	НГ/19,7	–	Н/3,5	–
	Ю-III	НГ/33,8	–	–	–
	Ю-IV	Н/11,4	–	–	–
	Ю-V	Н/5	–	–	–
	Ю-VI	Н/0,8	–	–	–
	Ю-VII	Н/2,6	–	–	–
	Ю-XI	–	–	–	–
Ю-XII	–	–	–	–	

Примечание. Доля запасов газа от суммарных запасов УВ-зоны составляет 2,02 %; доля запасов нефти от суммарных запасов месторождения — 33,8 %. Залежи: Н — нефтяные, Г — газовые, НГ — нефтегазовые.

Note. Gas reserves make 2.02 % of the total HC reserves of the zone; oil reserves make 33.8 % of the total HC reserves of the field. Pools: Н — oil, Г — gas, НГ — oil and gas.

неоком (А-1), Каражанбас — неоком (Г), Северные Бузачи – Кирель — Ю-I, Каламкас — Ю-III) (табл. 3). Происходит также закономерное снижение числа продуктивных горизонтов с увеличением амплитуд неотектонических поднятий (на Каламкасе — 14, Каражанбасе — 8, Жалгизтюбе — 1). Таким образом, установленные ранее для Южного Мангышлака закономерности нефтегазоносности [6, 7, 9] выражены на п-ове Бузачи довольно четко [10].

На графике (см. рис. 3) показано зеркальное относительно центрально-мангышлакских дислокаций расположение кривых изменения газосодержания (отношение запасов газа к запасам нефти по антиклинальным линиям). При этом как для Южного Мангышлака, так и для Бузачей газосодержание уменьшается в сторону Центрального Мангышлака. На Южном Мангышлаке четко прослеживается увеличение запасов УВ отдельных антиклинальных линий в сторону Центрального Мангышлака. То же можно ожидать и для Бузачинской зоны, однако здесь отмечается уменьшение разведанных запасов в направлении от Каламкасской и Каражанбасской антиклинальных линий. Вероятно, это частично связано с недоразве-

данностью Каражанбасской антиклинальной линии (например, морского продолжения), а частично — с разрушением залежей (например, Жаманорпинской зоны).

О запасах Беке-Башкудукского вала (не учтены запасы битумов Карасызь-Таспаса, величина которых превышает 3 млрд т) и центрально-мангышлакских дислокаций (Тюб-Караган) можно также судить как об остаточных после разрушения залежей.

Подводя итоги, можно отметить, что в современном структурном плане региональные и зональные условия нефтегазоносности на западе Туранской плиты проявляются в преимущественном тяготении зон нефтегазоаккумуляции и единичных скоплений УВ к гипсометрически приподнятым бортам прогибов, периклинальным и крыльевым погружениям сводовых и складчатых поднятий. Связь зон нефтегазоаккумуляции с современным структурным планом проявляется в их концентрическом распределении относительно глыбово-складчатой зоны центрально-мангышлакских дислокаций, характеризующейся максимальной гипсометрией и расчлененностью рельефа. В региональном плане зоны нефтегазо-

накопления Южно-Мангышлакской и Бузачинской НГО образуют пояса стратиграфического одновысотного группирования скоплений УВ относительно эпицентра складчатой зоны. Стратиграфическая приуроченность запасов УВ концентрических дуг (поясов) закономерно снижается с увеличением их радиуса и удалением от складчатой зоны центрально-мангышлакских дислокаций. Распределение УВ в пределах запада Туранской плиты подчиняется не стратиграфической зональности, а образует в разрезе секущее стратиграфические горизонты объемное тело, границы которого формируют наложенную на структуру осадочных бассейнов нефтегазовую зональность. Изменения параметров нефтегазовой зональности (плотность запасов, площадные координаты и гипсометрический уровень концентрации запасов, фазовый состав и физико-химические свойства УВ) подчинены неотектонической зональности и могут прогнозироваться на ее основе [7, 9].

Оценивая роль и место неотектонического критерия в комплексе критериев нефтегазоносности недр, подчеркнем его преимущественное влияние на масштабы вертикальной миграции УВ и сопутствующих флюидов в разрезе земной коры. Новейшая тектоническая активность, независимо от типов и истории геологического развития структур, определяет гипсометрический уровень локализации залежей УВ и, таким образом, в сочетании с экранирующими свойствами осадочного чехла и региональных флюидопоров служит фактором стратиграфического распределения УВ в недрах земной коры.

Сформулированная закономерность стратиграфического изменения и пространственной локализации запасов УВ как функции изменения по площади активности новейших тектонических движений позволяет прогнозировать стратиграфические интервалы нефтегазоносности осадочных областей в пределах различных зон, в том числе не изученных бурением. Можно с большой долей вероятности утверждать, что нет осадочных областей, где бы не соблюдалась установленная связь пространственно-стратиграфического распределения УВ с активностью новейших тектонических движений. Полученная связь является отражением универсального закона, которому подчинено глобальное распределение нефти и газа в недрах земной коры [7].

Перспективы нефтегазоносности казахстанского шельфа Каспийского моря

Учитывая активное проведение поисково-разведочных работ на казахстанском шельфе Каспийского моря, представляет интерес прослеживание выявленных на материковой части Южно-Мангышлакской и Бузачинской НГО закономерностей на их морском продолжении и возможность проверки работоспособности неотектонического критерия прогнозирования нефтегазоносности недр. Из-за отсутствия

данных о характере поведения чехла неоген-четвертичных отложений в акватории Каспийского моря и, как следствие, отсутствия количественных параметров активности новейших тектонических движений, выводы и прогнозы носят характер качественных заключений и позволяют наметить лишь общие тенденции.

Южно-Мангышлакская НГО. В пределах прибрежного пологого шельфа до его глубоководного уступа перспективы нефтегазоносности морского продолжения осевой зоны (Сегендыкская впадина) и южного борта (Песчаномысско-Ракушечная зона поднятий и Аксу-Кендырлинская ступень) Южно-Мангышлакского прогиба оцениваются автором статьи низкими для отложений юрско-мелового осадочного чехла в связи с невысокими значениями здесь фоновой активности новейших тектонических движений. Перспективными могут быть только отложения доюрского переходного комплекса и породы палеозойского фундамента на локальных структурах высокой активности.

Морское продолжение Песчаномысско-Ракушечной зоны сводовых поднятий и Кара-Богазского свода следует рассматривать высокоперспективным и самостоятельным направлением поисков залежей УВ в гранитных выступах фундамента. Фазовый состав УВ — от жирных газов до конденсатов и легких нефтей.

Морское продолжение Беке-Башкудукского вала и зоны центрально-мангышлакских дислокаций — самые перспективные направления поисков нефти и газа в разрезе юрско-меловых отложений осадочного чехла. По мере снижения активности новейших тектонических движений и увеличения мощности осадочного чехла с удалением от береговой линии Каспия, на морских структурах Беке-Башкудукского и Тюб-Караганского валов (центрально-мангышлакские дислокации) будет последовательно расширяться стратиграфический диапазон нефтегазоносности от верхнемеловых до нижнеюрских отложений на фоне закономерного снижения вниз по разрезу стратиграфического уровня концентрации запасов УВ. В этом же направлении будет происходить последовательное облегчение УВ-состава залежей от тяжелых нафтеново-ароматических нефтей в прибрежной полосе до легких метановых нефтей с появлением на максимальном удалении от береговой линии свободного газа, газовых шапок и, возможно, самостоятельных газоконденсатных и газовых залежей. Перспективны все выявленные в этой зоне локальные поднятия, масштабы открытий и величина запасов напрямую контролируются размерами (объемами) ловушек (резервуаров нефти и газа). Открытия месторождений Ракушечное, им. Ю. Корчагина, им. В. Филановского (морское погружение Тюб-Караганского вала), Хвалынское, 170 км, Сарматское (морское погружение Беке-Башкудукского вала) подтверждают эти выводы.

Бузачинский свод. С учетом полученных для Южного Мангышлака закономерностей (см. рис. 3) был сделан прогноз нефтегазоносности п-ова Бузачи [10]. Сравнительный анализ особенностей нефтегазоносности Южного Мангышлака и Бузачей позволил сделать следующие выводы о перспективах Бузачинского свода.

1. Высокая вероятность открытия нефтяных залежей, приуроченных к Каражанбасской антиклинальной линии (прежде всего, вызывает интерес морское продолжение).

2. По газосодержанию Каламкасская антиклинальная линия является аналогом Узеньской линии, что позволяет предположить к северу от нее наличие антиклинальной линии (Заповедная), содержащей нефтегазовые и газовые залежи в соотношении, близком к Жетыбайской линии.

3. С большой долей вероятности в пределах Бузачей можно прогнозировать диапазон нефтегазоносности и стратиграфическую приуроченность базисных горизонтов. К северу от Каламкасской антиклинальной линии следует ожидать расширение стратиграфического диапазона за счет верхнетриасовых и возможно палеозойских отложений и снижение стратиграфической приуроченности базисных горизонтов. Кроме того, предполагается увеличение числа продуктивных горизонтов и повышение доли газовых залежей [10].

Высокие перспективы нефтегазоносности морского продолжения структур Бузачинского свода доказаны открытиями залежей нефти и газа на морских погружениях месторождений Каражанбас-море и Каламкас-море. В этой зоне перспективны все морские прибрежные объекты, в том числе находящиеся южнее (морское продолжение Южно-Бузачинского прогиба) и севернее (морское продолжение Южно-Эмбинской системы прогибов и поднятий) основных структурных линий Бузачинского свода. В направлениях на север и на запад, в сторону погружения этих структур, прогнозируется сужение стратиграфического диапазона нефтегазоносности в интервале верхнемеловых и нижнеюрских отложений.

На широте Южно-Эмбинских поднятий перспективы нефтегазоносности юрско-мелового комплекса

снижаются и связаны преимущественно с палеозойским комплексом отложений. Ослабление стратиграфической приуроченности базисных горизонтов морских месторождений со снижением активности новейших тектонических движений прогнозируется как внутри антиклинальных линий с востока на запад, так и по Бузачинскому своду в целом с юга на север. В этом же направлении будет происходить облегчение УВ-состава прогнозируемых скоплений.

На основе выполненного анализа связей новейшей тектоники с нефтегазоносностью запада Туранской плиты можно сделать предварительный прогноз о перспективах обнаружения нефтяных и газоконденсатных залежей в юрской (главным образом нижней юре) и палеозойской частях разреза площади Курмангазы.

С учетом последних результатов бурения на структурах Хазар и Ауэзова к северо-востоку от площади Курмангазы в казахстанском секторе Каспия, подтвердивших нефтепродуктивность среднеюрских пород [12], прогнозы автора статьи выглядят вполне обоснованными.

Таким образом, для дальнейшей продуктивной работы по проекту Курмангазы необходимо провести на площади сейсморазведку МОГТ-3D, выполнить ее качественную геологическую интерпретацию на основе развиваемых автором статьи положений об определяющей роли новейшей сдвиговой тектоники в формировании скоплений нефти и газа в осадочных бассейнах⁴. Для выбора местоположения очередной поисковой скважины с высокой вероятностью открытия залежи необходимо выявить структурно-деформационные неоднородности блокового строения в зонах сдвига [4] на основе построения геомеханической 3D-модели площади и обосновать структурные признаки растяжения и проницаемости горных пород в объеме сейсмического куба 3D. Для определения продуктивного (целевого) интервала поисков следует оценить перспективы нефтегазоносности и выполнить нефтегазогеологическое районирование на генетической основе с учетом представлений о глубинном генезисе УВ и молодом возрасте их современных скоплений.

⁴ Тимурзиев А.И. Новейшая сдвиговая тектоника... 40 с.

Литература

1. Тимурзиев А.И. Новая кинематическая модель сдвигов // Доклады Академии наук. – 2009. – Т. 428. – № 4. – С. 542–546.
2. Naylor M.A., Mandl G., Supesteijn C.H.K. Fault geometries in basement-induced wrench faulting under different initial stress states // Journal of Structural Geology. – 1986. – Т. 8. – № 7. – С. 737–752. DOI: 10.1016/0191-8141(86)90022-2.
3. Sylvester A.G. Strike-slip faults // Geological Society of America Bull. – 1988. – № 100. – С. 1666–1703. DOI: 10.1130/0016-7606(1988)100<1666:SSF>2.3.CO;2.
4. Тимурзиев А.И. Особенности контроля продуктивности скважин на месторождениях Западной Сибири, осложненных структурами горизонтального сдвига // Нефтяное хозяйство. – 2010. – № 10. – С. 76–80.
5. Бочкарев В.А., Остроухов С.Б., Алексеев А.Г. Строение и формирование залежей УВ месторождения им. В. Филановского // Нефтепромысловое дело. – 2010. – № 2. – С. 5–9.

6. Тимурзиев А.И. Влияние неотектонических факторов на нефтегазоносность Мангышлака // Известия АН СССР. Серия геология. – 1988. – № 4. – С. 98–108.
7. Тимурзиев А.И. Новейшая тектоника и нефтегазоносность Запада Туранской плиты // Геология нефти и газа. – 2006. – № 1. – С. 32–44.
8. Юферов Ю.К., Аронсон В.Е., Рабинович А.А. Размещение залежей нефти и газа в пределах Жетыбай-Узеньской зоны нефтегазонакопления // Геология нефти и газа. – 1973. – № 5. – С. 30–36.
9. Тимурзиев А.И. Новое в закономерностях пространственного размещения и стратиграфической локализации углеводородов в недрах Мангышлака // Доклады АН СССР. – 1989. – Т. 309. – № 6. – С. 1438–1442.
10. Тимурзиев А.И., Эльдаров А.С. Закономерности распределения запасов нефти и газа и перспективы нефтегазоносности п-ова Бузачи // Известия АН Каз. ССР. Серия геологическая. – 1982. – № 5. – С. 81–85.
11. Объяснительная записка к карте новейших тектонических деформаций осадочного чехла нефтегазоносных областей СССР (масштаб 1: 5 000 000) / Под ред. С.К. Горелова, Л.Н. Розанова. – Л. : ВНИГРИ, 1978. – 60 с.
12. Кудряшов С.И., Бачин С.И., Скворцов М.Б., Малышев Н.А., Поляков А.А. Основные направления ГРП и развития ресурсной базы ОАО «НК «Роснефть» // Геология нефти и газа. – 2008. – № 6. – С. 13–19.

References

1. Timurziev A.I. Novaya kinematicheskaya model' sdivigov [New kinematic model of shear deformations]. *Doklady akademii nauk*. 2009;428(4):542–546. In Russ.
2. Naylor M.A., Mandl G., Suppe C.H.K. Fault geometries in basement-induced wrench faulting under different initial stress states. *Journal of Structural Geology*. 1986;8(7):737–752. DOI: 10.1016/0191-8141(86)90022-2.
3. Sylvester A.G. Strike-slip faults. *Geological Society of America Bull.* 1988;(100):1666–1703. DOI: 10.1130/0016-7606(1988)100<1666:SSF>2.3.CO;2.
4. Timurziyev A.I. Features of wells deliverability control in Western Siberia fields, complicated by horizontal fault structures. *Neftyanoe khozyaistvo*. 2010;(10):76–80. In Russ.
5. Bochkarev V.A., Osiroukhov S.B., Alexeev A.G. Structure and formation of hydrocarbon deposits of Filanovsky field. *Neftpromyslovoe delo*. 2010;(2):5–9. In Russ.
6. Timurziev A.I. Vliyaniye neotektonicheskikh faktorov na neftegazonosnost' Mangyshlaka [Influence of neotectonic factors on petroleum potential of Mangyshlak]. *Izvestiya AN SSSR. Seriya geologiya*. 1988;(4):98–108. In Russ.
7. Timurziyev A.I. Recent tectonics and oil and gas content of the West Turanian plate. *Geologiya nefi i gaza*. 2006;(1):32–42. In Russ.
8. Yuferov Yu.K., Aronson V.E., Rabinovich A.A. Razmeshcheniye zalezhei nefi i gaza v predelakh Zhetybai-Uzen'skoi zony neftegazonakopleniya [Oil and gas pool occurrence within the Zhetybai-Uzen'sky zone of oil and gas accumulation]. *Geologiya nefi i gaza*. 1973;(5):30–36. In Russ.
9. Timurziev A.I. Novoe v zakonomernostyakh prostranstvennogo razmeshcheniya i stratigraficheskoi lokalizatsii uglevodorodov v nedrah Mangyshlaka [New about the features of spatial location and stratigraphic position of hydrocarbons in the Mangyshlak subsurface]. *Doklady AN SSSR*. 1989;309(6):1438–1442. In Russ.
10. Timurziev A.I., El'darov A.S. Zakonomernosti raspredeleniya zapasov nefi i gaza i perspektivy neftegazonosnosti p-ova Buzachi [Patterns of oil and gas reserves distribution and petroleum potential of the Buzachi Peninsula]. *Izvestiya AN Kaz. SSR. Seriya geologicheskaya*. 1982;(5):81–85. In Russ.
11. Gorelov S.K., Rosanov L.N., eds. Obyasnitel'naya zapiska k karte noveishikh tektonicheskikh deformatsii osadochnogo chekhla neftegazonosnykh oblastei SSSR (masshtab 1: 5 000 000) [Explanatory note to the map of the most recent tectonic deformations of sedimentary cover in the petroleum provinces (scale 1: 5 000 000)]. Leningrad: VNIIGRI; 1978. 60 p. In Russ.
12. Kudryashov S.I., Bachin S.I., Skvortsov M.B., Malyshev N.A., Polyakov A.A. The main trends of exploration works and resource base development of JSC “OC “Rosneft”. *Geologiya nefi i gaza*. 2008;(6):13–19. In Russ.

Информация об авторе

Тимурзиев Ахмет Исакович

Доктор геолого-минералогических наук,
академик РАН, советник

АО «ЦГЭ»,

123298 Москва, ул. Народного Ополчения, д. 38/3

e-mail: aitimurziev@cge.ru

Information about author

Akhmet I. Timurziev

Doctor of Geological and Mineralogical Sciences,
Member of the Russian Academy of Natural Sciences, Advisor
JSC “CGE”,

38/3, ul. Narodnogo Opolcheniya, Moscow, 123298, Russia

e-mail: aitimurziev@cge.ru