

УДК 553.98:550.822(470.4/.5+574.1)

DOI 10.47148/0016-7894-2024-5-5-16

Освоение ресурсов углеводородов глубоких горизонтов Прикаспийской нефтегазоносной провинции

© 2024 г. | Ю.А. Волож¹, П.Н. Мельников², Н.В. Милетенко³, И.В. Орешкин⁴, Е.И. Петров⁵, С.Ф. Хафизов⁶

¹Федеральное государственное бюджетное учреждение науки «ГИН РАН», Москва, Россия, yvolozh@yandex.ru;

²Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт (ВНИГНИ), Москва, Россия, melnikov@vnigni.ru;

³Всероссийский научно-исследовательский геологический институт им. А.П. Карпинского, Санкт-Петербург, Россия, miletenko@mnr.gov.ru, nvmilet@yandex.ru;

⁴Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт (ВНИГНИ), Саратовский филиал, Саратов, Россия, oreshkiniv@yandex.ru;

⁵Федеральное агентство по недропользованию, Москва, Россия, epetrov@rosnedra.gov.ru;

⁶РГУ нефти и газа имени И.М.Губкина, Москва, Россия, khafizov@gubkin.ru

Поступила 09.07.2024 г.

Доработана 15.07.2024 г.

Принята к печати 25.07.2024 г.

Ключевые слова: глубокие горизонты; уникальная Прикаспийская нефтегазоносная провинция; проект сверхглубокого бурения «Евразия»; инвестиции в геологоразведку.

Аннотация: Из истории становления многих государств следует, что геолого-разведочные работы не относятся к статье затрат. Это самые выгодные инвестиции, часто геополитического масштаба. Проблема освоения глубоких горизонтов в современной стратегии нефтегазопоисковых работ становится первостепенной. В перспективе она коснется и природного водорода, и гидроминеральных, гидротермальных ресурсов, и использования сухого тепла Земли. Полигоном для решения этой проблемы по инициативе российских геологов стал уникальный Прикаспийский осадочный бассейн, при изучении которого в рамках проекта сверхглубокого бурения «Евразия» продвигается Казахстан. Геологи этого региона докладывают о своих результатах на ежегодных заседаниях Межправительственного совета. Прикаспийская нефтегазоносная провинция — наиболее перспективный регион европейской части России, расположенный в благоприятных природно-климатических условиях, в непосредственной близости от нефтеперерабатывающих предприятий, основных потребителей углеводородного сырья и экспортных терминалов, обладающий развитой инфраструктурой, высококвалифицированным кадровым и научным потенциалом. Регион характеризуется высоким ресурсом открытия крупнейших промышленных скоплений углеводородов. Статья направлена на привлечение внимания компаний-недропользователей и научных организаций к этой важнейшей проблеме, а также на усиление позиции отечественной геологии в глубинных геолого-геофизических исследованиях стратисферы.

Для цитирования: Волож Ю.А., Мельников П.Н., Милетенко Н.В., Орешкин И.В., Петров Е.И., Хафизов С.Ф. Освоение ресурсов углеводородов глубоких горизонтов Прикаспийской нефтегазоносной провинции // Геология нефти и газа. – 2024. – № 5. – С. 5–16. DOI: 10.47148/0016-7894-2024-5-5-16.

Deep horizons of Caspian Petroleum Province: hydrocarbon resource development

© 2024 | Yu.A. Volozh¹, P.N. Melnikov², N.V. Miletenko³, I.V. Oreshkin⁴, E.I.Petrov⁵, S.F.Khafizov⁶

¹Federal State Budgetary Institution of Science "GIN RAS", Moscow, Russia, yvolozh@yandex.ru;

²All-Russian Scientific-Research Geological Oil Institute (VNIGNI), Moscow, Russia, melnikov@vnigni.ru;

³All-Russian Scientific Research Geological Institute named after A.P. Karpinsky, St. Petersburg, Russia, miletenko@mnr.gov.ru, nvmilet@yandex.ru;

⁴All-Russian Scientific-Research Geological Oil Institute (VNIGNI), Saratov branch, Saratov, Russia, oreshkiniv@yandex.ru;

⁵Federal Agency for Subsoil Use, Moscow, Russia, epetrov@rosnedra.gov.ru;

⁶Gubkin Russian State University of Oil and Gas, Moscow, Russia, khafizov@gubkin.ru

Received 09.07.2024

Revised 15.07.2024

Accepted for publication 25.07.2024

Key words: deep horizons; unique Caspian Petroleum Province; Eurasia Ultra-deep Drilling Project; investments in geological exploration.

Abstract: The history of many countries' early days shows that geological exploration is not attributed to expenses. It is the most profitable investment ever made, often on a geopolitical scale. The problem of deep horizons in modern hydrocarbon exploration strategy becomes paramount. In the future, this will affect natural hydrogen, hydromineral, and hydrothermal resources, and the use of the Earth's dry heat. The unique Caspian Sea sedimentary basin, which Kazakhstan is studying as



FORMATION AND LOCATION OF OIL AND GAS POOLS

part of the Eurasia Ultra-Deep Drilling Project, has become a testing ground for addressing this problem at the initiative of Russian geologists. Geologists from the region report on their findings at annual meetings of the Intergovernmental Council. The Caspian Petroleum Province is the most promising area in the European part of Russia. It is located in favorable environmental conditions, in close proximity to oil refineries – the main consumers of raw hydrocarbons – and export terminals. The region possesses a developed infrastructure, highly qualified human and scientific potential. The region has a high potential for large commercial hydrocarbon accumulation discovery. This article aims at drawing attention of subsoil user companies and scientific organizations to this important problem, as well as strengthening the position of Russian geologists in deep geological and geophysical studies of the stratosphere.

For citation: Volozh Yu.A., Melnikov P.N., Miletenko N.V., Oreshkin I.V., Petrov E.I., Khafizov S.F Deep horizons of Caspian Petroleum Province: hydrocarbon resource development. *Geologiya nefti i gaza*. 2024;(5):5–16. DOI: 10.47148/0016-7894-2024-5-5-16. In Russ.

Введение

Россия обладает уникальным запасом стратегических полезных ископаемых, играющих огромную роль в самодостаточности страны и занимающих весьма заметное положение в мировой экономике. Достаточно вспомнить золото Кольмы и Чукотки, алмазы Якутии, апатиты Кольского полуострова, полиметаллические руды Норильска и т. д. Общеизвестно, что ограничение поставок инертных газов из России грозит крахом всей микроэлектронной промышленности мира. И не требуется дополнительного упоминания роли нефти и газа в экономике России.

Сейчас сложно представить как развивалась бы экономика Норвегии, Ирана, Саудовской Аравии, Ирака, Казахстана без открытия на их территории крупнейших скоплений УВ. Очевидно, что в основе уверенного положения и процветания многих стран мира лежало изучение геологии недр. Из сказанного можно сделать только один вывод: геолого-разведочные работы не относятся к статье затрат, это самые выгодные инвестиции в историю, часто геополитического масштаба.

Даже в условиях намечающегося переходного периода к замещения УВ-энергетики на «зеленую» востребованность углеводных энергоносителей еще длительное время останется весьма высокой, также будет повышаться их ценность как химического сырья. В работе [1] отмечено, что при современных темпах добычи, а также принимая во внимание тот факт, что за последние два десятилетия годовой прирост УВ едва покрывает истощение запасов, рентабельно извлекаемых запасов в России хватит примерно на 20 лет.

Прирост запасов всех видов полезных ископаемых обеспечивают только геолого-разведочные работы. Многовековая история поисковых работ на большую часть полезных ископаемых показывает следующие тенденции:

- увеличение глубины залегания полезных ископаемых;
- усложнение геологических условий залегания полезных ископаемых;
- смещение поисков полезных ископаемых в регионы со сложными географическими и климатическими условиями, а также в акватории мирового океана;

– появление новых объектов поиска — нетрадиционных залежей полезных ископаемых;

– снижение промышленных концентраций полезных ископаемых в залежах.

Вышеперечисленные тенденции неизбежно ведут к удорожанию и все возрастающей научности поисковых работ, в том числе на нефть и газ. При этом на территории России есть регионы, которых практически не касаются последние три пункта. Например, это Прикаспийская нефтегазоносная провинция.

Прикаспийская нефтегазоносная провинция — наиболее перспективный регион европейской части России, расположенный в благоприятных природно-климатических условиях в непосредственной близости от нефтеперерабатывающих предприятий, основных потребителей УВ-сырья и экспортных терминалов, обладающий развитой инфраструктурой, высококвалифицированным кадровым и научным потенциалом.

Перспективы нефтегазоносности российской части Прикаспийской нефтегазоносной провинции

Прикаспийская нефтегазоносная провинция — один из высокоперспективных регионов европейской части России, что обусловлено не только значительными разведанными запасами месторождений УВ, открытых в подсолевых отложениях, но и высокими прогнозными ресурсами нефти, газа и конденсата. В настоящее время в подсолевых отложениях российской части Прикаспийской впадины открыто только одно промышленно значимое месторождение — Астраханское серогазоконденсатное. Южно-Плодовитенское и Великое месторождения пока практически не доказаны. Также получен приток нефти на Упрямовской площади, Лободинском пересечении, аварийный выброс УВ зафиксирован на Ерусланской структуре и др.

Высокие перспективы нефтегазоносности могут быть связаны с выявленными в последние годы Алтатинской и Озинской группами поднятий, что подтверждается открытием крупнейшего Карабаганакского месторождения в казахстанской части региона, расположенного в непосредственной близости от российской территории.

Площадь российского сектора Прикаспийской впадины приблизительно в 5 раз меньше площа-

ди казахстанского сектора. Однако это относится к районам с доступными для бурения глубинами, т. е. в основном к надсолевым отложениям, чей ресурсный потенциал на два порядка уступает подсолевому мегакомплексу. Российская часть бортовых зон впадины, обрамленная полосой глубин до 7000 м, составляет около 1600 км, тогда как казахстанская — менее 1000 км.

Сопоставление ресурсного потенциала российского сектора нефтегазоносной провинции с казахстанским, а также крупнейшими нефтегазоносными провинциями европейской части России — Волго-Уральской, Северо-Кавказской и Тимано-Печорской показано в таблице. Данные по Прикаспийской нефтегазоносной провинции приведены по результатам количественной оценки на 01.01.1988 г., т. е. на дату последней совместной оценки. Анализ сопоставления показывает, что наименее разведанным ресурсным потенциалом в европейской части России обладает Прикаспийская нефтегазоносная провинция. По сравнению с Волго-Уральской, Северо-Кавказской и Тимано-Печорской нефтегазоносными провинциями российский Прикаспий имеет высокий потенциал открытия крупнейших, а возможно, и гигантских скоплений УВ.

Необходимо отметить, что после открытия нефтяного месторождения Кашаган (30.07.2000 г.) неразведанные начальные суммарные ресурсы российской и казахстанской частей нефтегазоносной провинции почти сравнялись при равной высокой статистической вероятности открытия крупнейших скоплений УВ в российском секторе Прикаспийской нефтегазоносной провинции.

На настоящее время из подсолевых отложениях казахстанской части Прикаспийской нефтегазоносной провинции суммарно добыто уже более 1 млрд т нефти.

Моделирование и сравнительный анализ совокупности процессов формирования залежей УВ в подсолевых отложениях показали, что волгоградско-саратовский сектор Прикаспийской нефтегазоносной провинции в большей степени обогащен жидкими УВ (в основном нефтью), чем оренбургская (РФ) и уральская (РК) части региона.

В частности, наиболее перспективный в настоящее время Озинско-Алтатинский участок по суммарным ресурсам УВ, способных к аккумуляции, не уступает, а по жидким значительно превосходит карачаганакский сектор [2].

Нефтяная промышленность, в том числе поиски месторождений, существуют в Прикаспийской впадине более 125 лет. На первом этапе поиски и разработка нефтяных месторождений, связанных с надсолевыми отложениями, велись преимущественно в Гурьевской (Атырауской) области Казахстана. Первое нефтяное месторождение Каражунгыл было открыто в 1899 г.

В 1960–1970 гг. в регионе развернулись широкомасштабные поисковые работы на подсолевой мегакомплекс. Обоснованием таких работ были комплексные проекты, составлявшиеся с 5-летней периодичностью. Работы выполнялись в соответствии с этапностью исследований на различных стадиях изучения региона. При этом основные объемы поисково-разведочных работ были сосредоточены в казахстанском и астраханском секторах Прикаспийской нефтегазоносной провинции.

Таблица. Сопоставление структуры суммарных начальных ресурсов Северо-Кавказской, Волго-Уральской, Тимано-Печорской НГП, российского и казахстанского секторов Прикаспийской НГП

Table. Comparison of total initial resource structure of North Caucasus, Volga-Urals, Timan-Pechora Petroleum provinces, Russian and Kazakhstan sectors of the Caspian Petroleum Province

Элементы районирования, нефтегазоносные комплексы	Сумма извлекаемых УВ, млн т усл. топлива							
	Накопленная добыча	A + B + C ₁	C ₂	C ₃	D ₁	D ₂	C ₃ + D	НСР
Волго-Уральская НГП на 01.01.2002 г.	8428,1	4316,2	609,5	545,6	5840	403	6788,6	20 142,4
Тимано-Печорская НГП на 01.01.2002 г.	11686,2				8358,9	20045,1		
Северо-Кавказская НГП на 01.01.2002 г.	1725,7	510	167	155,2	1521	348	2024,2	4426,9
Прикаспийская НГП (Россия) на 01.01.1988 г.	6,4	2482,8	2137,5	500	6250	2580	9330	13 956,7
подсолевые	4,2	2478,3	2136,2	487	6035	2540	9062	13 680,7
надсолевые	2,2	4,5	1,3	13	215	40	268	276
Прикаспийская НГП (Казахстан) на 01.01.1988 г.	137,6	2966,9	1813,9	159	7460	6230	13849	18 767,4
подсолевые	20,4	2820,6	1781,8	139	6880	6180	13199	17 821,8
надсолевые	117,2	146,3	32,1	20	580	50	650	945,6



FORMATION AND LOCATION OF OIL AND GAS POOLS

В результате таких планомерных и поэтапных работ во второй половине 1970-х гг. были открыты гигантские месторождения — Астраханское газоконденсатное (Россия), Караганакское нефтегазоконденсатное, Тенгизское нефтяное, а также Жанажольская группа нефтяных и газоконденсатных месторождений (Казахстан). Последующее открытие крупнейшего нефтяного месторождения Кашаган (2000 г.) силами консорциума западных компаний стало результатом ранее выполненных советскими специалистами геофизических работ. Так, на последнем совместном рассмотрении планов геолого-разведочных работ (июнь 1991 г., Мингео СССР) обсуждалась программа поисковых работ на данном объекте. Проведенные добуровые работы Консорциумом «Казахстанкаспийшельф» (поисковая сейсморазведка 2D) только уточнили ранее предложенную модель строения.

В результате указанного выше дисбаланса распределения сил и средств на поисковые работы основные открытия региона сосредоточены в казахстанской части Прикаспийской нефтегазоносной провинции. В российском секторе открыты и учтены в Государственном балансе запасов только Астраханское газоконденсатное месторождение. Южно-Плодовитенское и Великое нефтяные месторождения пока практически не разведаны (около 90 % запасов отнесены к категории C₂). Несложно заметить, что все открытые крупнейшие месторождения приурочены к крупным валам или тектоноседиментационным, биогермным постройкам с амплитудами в несколько сотен метров, т. е. к объектам, мимо которых «трудно пройти». Пожалуй, наибольшее влияние на последующие поисковые работы оказало открытие в 1979 г. Караганакского месторождения, ловушка которого представляет собой нижнепермскую высокоамплитудную рифогенную постройку на мощном верхнедевон-среднекаменоугольном цоколе с общей амплитудой 1500 м. Именно это открытие вдохновило большинство геологов и геофизиков на поиски ловушек караганганакского типа. Очевидно, что в сложнопостроенных отложениях подсолевого мегакомплекса Прикаспийской впадины присутствуют как аналогичные структуры, так и ловушки другого типа — антиклинальные, литолого-стратиграфические и т. д., содержащие достаточно крупные запасы УВ. В неразведенной части, по прогнозной оценке и генерационным возможностям, российский сектор Прикаспийской нефтегазоносной провинции не уступает казахстанскому [2].

Следует отметить, что приведенные выше количественные оценки УВ-ресурсов были выполнены до глубин 7000 м (см. таблицу). При этом толщина осадочного комплекса Прикаспийской нефтегазоносной провинции в ее центральной части превышает 20 000 м. Таким образом, суммарные прогнозные оценки ресурсов УВ окажутся, вероятно, значительно выше.

Мировая практика показывает, что исследования крупных и гигантских залежей газа и нефти переместились на большие глубины. Все открытые сегодня крупные и гигантские месторождения УВ (Лула-Ирасима (Тупи) в Бразилии, Тайбер в акватории Мексиканского залива, Лунтан-1 на Таримском бассейне и др.) залегают на глубинах более 8–10 км [3–8].

В конце ноября 2022 г. завершилась Фаза-1 проекта «Евразия». Из доступной в настоящее время информации известно, что в отведенное время и в рамках финансирования была выполнена большая работа по обоснованию сети геофизических профилей и разработке методики их отработки в объеме более 9000 км сейсморазведки и свыше 4500 км электроразведки. Выполнен большой объем несейсмических геофизических наблюдений (Фаза-1), а также бассейновое моделирование подсолевого нефтегазоносного бассейна и оценка УВ-ресурсов. Сеть геофизических профилей рассчитана на обоснование выбора места заложения сверхглубокой скважины глубиной до 15 000 м в казахстанской части Прикаспийской нефтегазоносной провинции [3]. Здесь, на площади около 420 тыс. км², предусматривается выполнить программу работ по Фазе-2 проекта «Евразия» в две подфазы.

1. Фаза-2А. Отработка девяти региональных сейсмических профилей (геотраверсов), всего 5100 пог. км (рис. 1) в комплексе с небольшим объемом несейсмических геофизических съемок в основном вдоль геотраверсов, проходящих через Хобдинский и Аралсорский максимумы силы тяжести (участки 4 и 5).

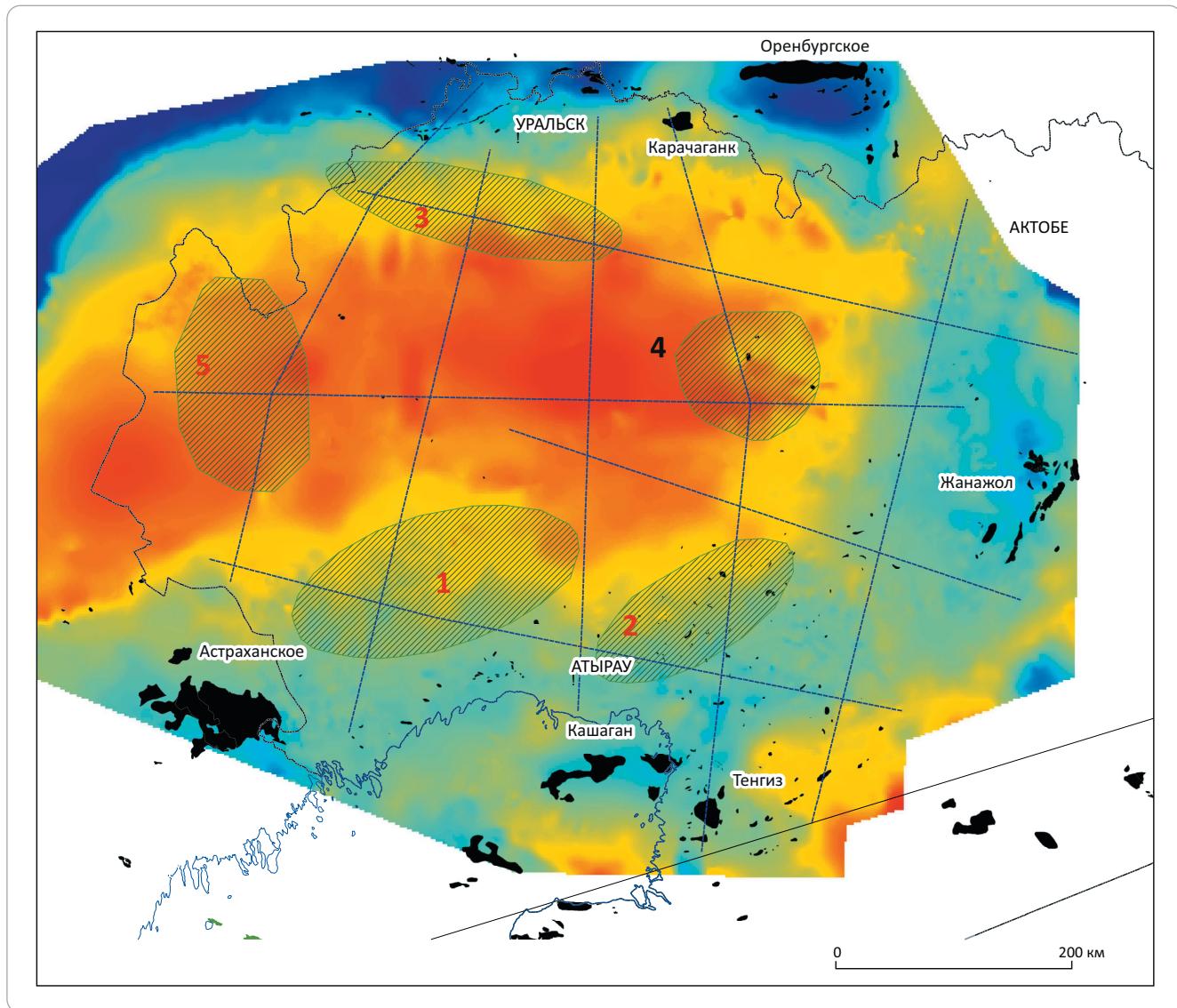
2. Фаза-2Б. Отработка дополнительных поисково-детализационных сейсмических профилей на подтвержденных (Фаза-2А) перспективных участках. Объем дополнительных сейсмических работ на выделенных перспективных блоках будет определяться по результатам Фазы-2А.

В результате выполнения геолого-разведочных работ в Фазе-2 будет изучено глубинное геологическое строение Прикаспийской впадины, будут выявлены перспективные объекты, проведено их ранжирование и среди них будут выбраны первоочередные для заложения сверхглубокой скважины.

Для Фазы-3 предусмотрено бурение сверхглубокой поисковой скважины (глубиной 10–15 км) на перспективной структуре, выявленной по результатам работ Фазы-2, с целью изучения глубокозалегающих перспективных палеозойских отложений и оценки их нефтегазоносности. Авторы статьи надеются, что также успешно будут выполнены полевые работы в рамках Фазы-2А и 2Б.

После обработки и комплексной интерпретации полученных геофизических данных важным этапом является определение критериев для выбора места заложения сверхглубокой скважины. В связи с этим приведем основные критерии решения данного вопроса [3].

Рис. 1. Предлагаемые геолого-разведочные работы Фазы-2 проекта «Евразия» [3]
Fig. 1. Proposed geological exploration activities of Phase 2 of the Eurasia Project [3]



В первую очередь нужно определиться с задачами скважины — поисковыми или опорно-параметрическими. По классическим правилам опорные и параметрические скважины должны закладываться в пределах отрицательных структур для вскрытия максимально полного литолого-стратиграфического разреза. Помимо этого, в Прикаспийской впадине существует непреодолимое противоречие, возникающее при сопоставлении разрезов различных зон. Центральная часть (Центрально-Прикаспийская впадина) на протяжении по меньшей мере всего палеозойского времени представляла собой область устойчивого погружения и стабильных, относительно глубоководных обстановок осадконакопления. То есть при наличии совершенно уникального непрерывного палеозойского разреза, который будет изучен параметрической скважиной, здесь значительно снижается вероятность присутствия в разрезе отложений карбонатных платформ и биогермных построек, представляющих в настоящее время основной поисковый и промысловый

интерес. Основными поисковыми объектами здесь являются отложения конусов выноса, в первую очередь терригенных нижнепермских, и очень глубокозалегающие предположительно нижнепалеозойские мелководные карбонаты; также это могут быть разного рода нетрадиционные объекты. То есть, выполняя опорно-параметрические задачи, скважина, скорее всего, не решит прямую поисковую задачу (открытие месторождения) или решит ее частично.

Бортовые части, в отличие от центральной, не содержат полного разреза, поскольку в геологической истории прибортовой зоны наблюдалось как минимум девять крупных и множество мелких перерывов в осадконакоплении, сопровождавшихся значительной эрозией уже накопленных отложений. И если в надсолевом разрезе области эрозии распространены более-менее повсеместно, то четыре крупных палеозойских перерыва (предпражский, франский, предмосковский и предкунгурский), в первую очередь три верхних, охватывали главным образом именно бортовые зоны, т. е. обра-



FORMATION AND LOCATION OF OIL AND GAS POOLS

зовывали кольцевые или, точнее, подковообразные области отсутствия значительной части разреза. В первую очередь это относится именно к Астрахано-Актюбинской зоне поднятий, к которой приурочены все крупнейшие открытия за исключением Караганского, тоже подвергшегося эрозии в несколько стадий с остановкой роста самой постройки и размыва ее уже сформировавшейся части. То есть скважина с поисковыми задачами даст некоторую опорно-параметрическую информацию, но далеко не представительную. При бурении на выявленный поисковый объект в любой части подсолевого разреза, вероятно, будет вскрыта достаточно крупная положительная структурная форма или ожидаемая органогенная постройка. В самом удачном случае будет получен прямой приток УВ, что позволит изучить состав флюида в данных термобарических условиях и обосновать прогноз для больших глубин и более жесткие пластовые режимы. При отсутствии притока комплексное изучение всех полученных образцов пород и флюидов (при отборе керна, проб пластовых флюидов, в том числе пластовой воды, данных о пластовых температурах и давлениях) позволит с достаточной степенью уверенности обосновать ожидаемые характеристики возможных залежей УВ по всему вскрытому скважиной разрезу и дать прогноз на более глубокие горизонты. Однако в большей мере это относится к «классической» опорно-параметрической скважине. Проблема в том, что поисковая скважина, скорее всего, окажется не в самом оптимальном месте для изучения региона в целом.

Задачи по изучению глубоких горизонтов Прикаспийской впадины

Исходя из известных в настоящее время данных о строении подсолевого мегакомплекса Прикаспийской впадины, следует определиться в выборе места заложения скважины по отношению к источникам сноса терригенного материала на различных этапах развития региона, таких как нижнепермские молассы вдоль юго-восточного и юго-западного периметров впадины, башкирско-верейские палеодельтовые (?) терригенные толщи в северо-западном и западном секторах. Важно определить местоположение скважины — в зоне возможного влияния этих источников терригенного материала либо на предельном удалении от нее. Авторы статьи считают, что такое влияние должно быть максимально исключено.

Еще один важный аспект — оценка возможных фазовых характеристик пластовых смесей. На этот параметр неизбежно влияет соляная тектоника пекрывающей нижнепермской галогенной толщи. Так, расчеты показывают, что пластовая температура в кровле подсолевых отложений под мощным Аралсорским соляным куполом должна быть почти на 60 °С ниже, чем под соседней практически бессолевой мульдой (рис. 2). Соответственно, фазовое состояние УВ-смесей под такими геологическими

телами может существенно различаться [9]. Данная задача решается минимум двумя глубокими скважинами, но в данном случае планируется бурение лишь одной сверхглубокой.

Для получения максимального диапазона изменения физических характеристик пород, пластовых температур и давлений, катагенеза рассеянного ОВ более предпочтительным выглядит вариант бурения в межсолевой мульде. При высокой скорости бурения в соленосных породах оптимальным представляется бурение в соляном куполе, тем более что в данном случае пластовые температуры подсолевых отложений будут существенно ниже по сравнению с участками под межсолеными мульдами [9]. Значит, выше вероятность присутствия УВ в жидкой фазе. Однако при таком варианте расположения скважины существует риск ошибки в выборе скоростной модели для соляной толщи, ошибиться можно и с выделением подсолевого поднятия. Подобных ошибок в практике картирования подсолевых поднятий известно достаточно много.

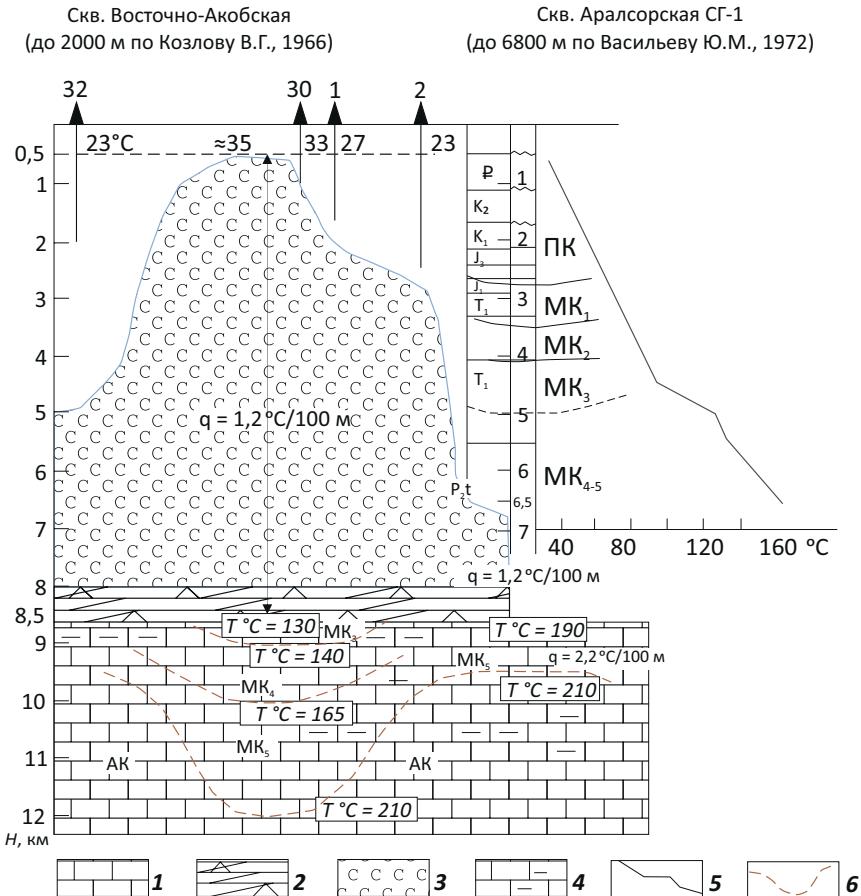
Другой подход к выбору точки бурения — известные геофизические аномалии. Однако природу этих аномалий мы до конца не знаем. При бурении, например, в области Хобдинского максимума силы тяжести есть опасность получить аномальный разрез, тогда как основная задача планируемой сверхглубокой скважины — оценить глубокие горизонты бассейна или большей его части.

Весьма важно дать оценку присутствия в литолого-стратиграфическом разрезе автоклавных систем [10, 11]. Их присутствие в подсолевом разрезе внутренних частей Прикаспийской впадины сомнений не вызывает, в частности, в глубоководных отложениях ассельско-артинского возраста — в рамках практически всех существующих моделей строения и истории ее развития. В этом случае скважина должна быть, по-видимому, максимально удалена от восточных и юго-восточных нижнепермских молasses.

Для уверенного выбора места заложения скважины по отношению к возможным источникам сноса и для максимального исключения их влияния необходимо провести наблюдения МТЗ на всей протяженности планируемых сейсмических профилей. Следует отметить, что одна скважина не решит проблему изучения строения и истории развития Прикаспийской мегавпадины в полном объеме, но она поможет получить ответы на многие вопросы в параметрическом и в поисковом аспектах. Основная задача, которую должна решить сверхглубокая скважина — получение данных о термобарических условиях, катагенезе, коллекторских и экранирующих свойствах глубокозалегающих подсолевых горизонтов. Даже в случае отсутствия прямых притоков УВ данные позволят сделать достаточно уверенный прогноз нефтегазоносности для больших глубин.

Рис. 2. Прогноз температур и катагенетической преобразованности рассеянного ОВ подсолевых пород внутренней части Прикаспийской впадины [4]

Fig. 2. Modelled temperature and catagenetic transformation levels in dispersed Organic Matter of subsalt rocks, inner part of the Caspian depression [4]



Породы (1, 2): 1 — соль нижнепермская, 2 — ангидрито-доломитовые нижнепермские; **подсолевые отложения (3, 4):** 3 — карбонатные, 4 — карбонатно-глинистые; 5 — изменение температуры с глубиной в скв. Аралсорская СГ-1; 6 — границы между уровнями катагенеза

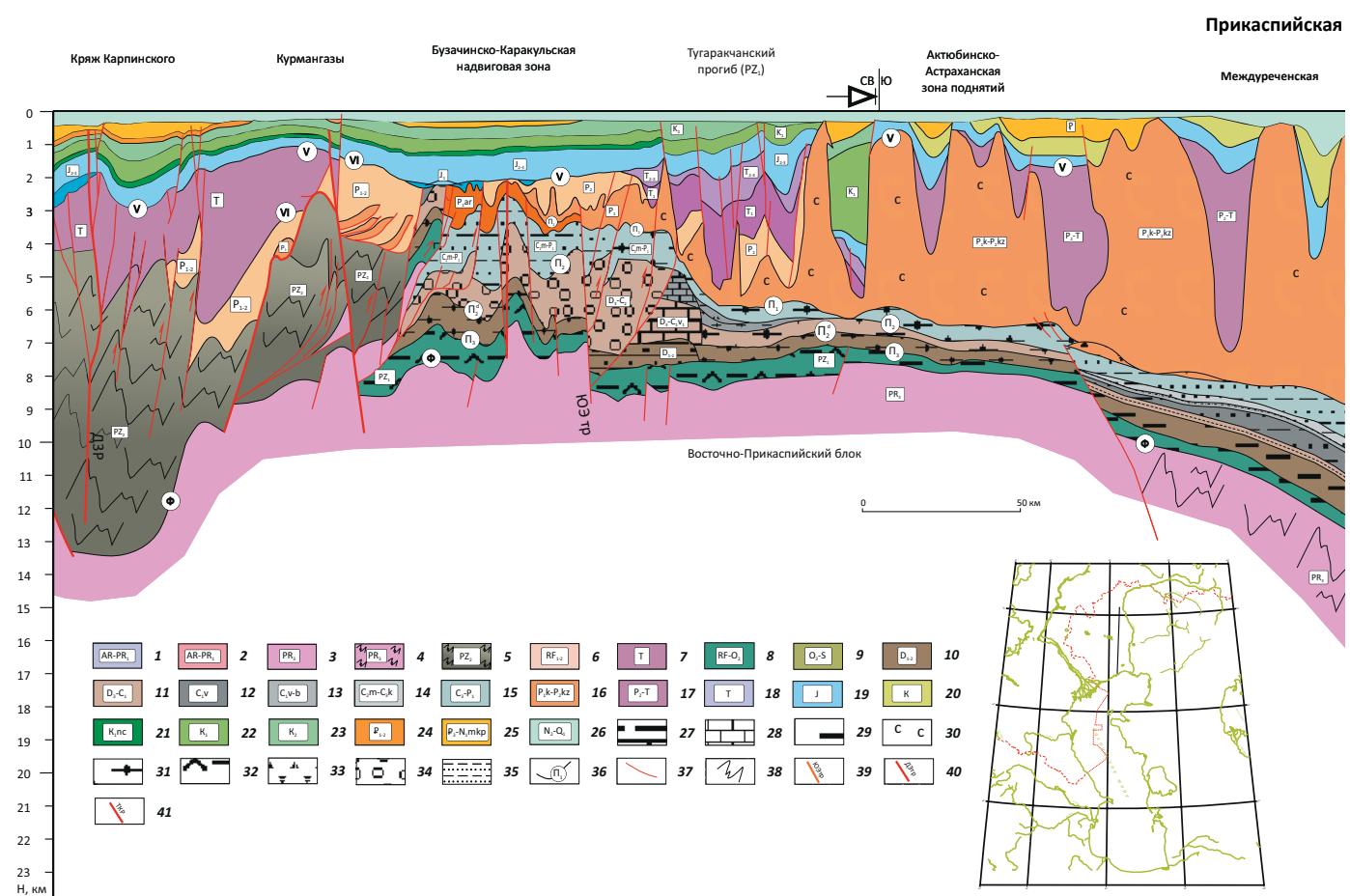
Rocks (1, 2): 1 — Lower Permian salt, 2 — Lower Permian anhydrite-dolomitic; **subsalt deposits (3, 4):** 3 — carbonate, 4 — carbonate-argillaceous; 5 — temperature vs depth in Aralsorskaya SG-1 well; 6 — boundaries between catagenesis levels

В условиях таких многоплановых вводных при определении места заложения скважины проекта «Евразия», видимо, следует выбрать наиболее типичный участок региона по результатам выполнения комплексных геофизических исследований Фазы-2.

По периметру внутренних прибрежных зон впадины пробурено несколько глубоких и параметрических скважин, в том числе вскрывших девонские отложения (Тенгизские, скважины Жаркамысского и Темирского сводов, Вершиновская, Караганак, Черная Падина, Тимофеевская, Упромовская, Володаровская). Если между соседними скважинами, например Караганак – Черная Падина, возможна интерполяция литологических, геохимических, термобарических данных, то во внутренней части впадины – только экстраполяция. Таким образом, бурение, например, на крупный поисковый объект, тяготеющий к любой прибрежной зоне, существующего положения не изменит.

С этой точки зрения идеальным для планируемой сверхглубокой опорно-параметрической скважины будет ее расположение в центральной части впадины, т. е. в Центрально-Прикаспийской депрессии. Информация, полученная при бурении скважины в центре впадины, позволит выполнить интерполяцию параметров (палеогеография, фации, фильтрационно-емкостные свойства, пластовые температуры и давления, данные о содержании, типе и катагенезе рассеянного ОВ, УВ-флюидах, битумоидах, составе пластовых вод и т. д.) с периферийных глубоких скважин к центру, и тем самым продемонстрирует единую, пока схематическую, комплексную модель строения, истории развития, процессов генерации, формирования залежей УВ, подсолевого мегакомплекса и, возможно, всего палеозойского разреза. Такая модель станет надежной основой для выполнения работ по прогнозированию перспектив глубокопогруженных нефтегазоносных комплексов, бассейновому моделированию.

Рис. 3. Обоснование глубины и ориентировочное условие бурения скв. Аралсорская СГ-1 в Фазе-3 проекта «Евразия» [3]
Fig. 3. Substantiation of depth and provisional conditions of drilling Aralsorskaya SG-1 well in Phase 3 of Eurasia Project [3]



Сейсмостратиграфические подразделения: **консолидированная кора** (1–3): **1** — архей-протерозойская утонченная, **2** — архей-протерозойская, **3** — верхнепротерозойская (кадомская); **складчатый комплекс осадочного чехла** (4, 5): **4** — верхнепротерозойский, **5** — верхнепалеозойский (девон-пермский); **доплитные комплексы осадочного чехла** (квазисинхронные сейсмокомплексы) (6, 7): **6** — рифейский, **7** — триасовый; **плитные квазисинхронные сейсмокомплексы** (8–26): **8** — рифей-среднеордовикский; **9** — верхнеордовик-силурийский; **10** — нижне-среднедевонский, **11** — верхнедевон-нижнекаменноугольный, **12** — визейский, **13** — визейско-башкирский, **14** — московско-касимовский, **15** — гжельско-аргинский, **16** — кунгурско-казанский, **17** — верхнепермь-триасовый, **18** — триасовый, **19** — юрский, **20** — меловой нерасчлененный, **21** — неокомский, **22** — нижнемеловой, **23** — верхнемеловой, **24** — палеоцен-эоценовый, **25** — олигоцен-миоценовый (майкопский), **26** — акчатыльско-четвертичный; **сейсмофации** (27–35): **27** — территиренно-карбонатные, **28** — карбонатные, **29** — терригенные, **30** — соленоносные, **31** — глубоководные кремнисто-глинистые, **32** — вулканоген-осадочные, **33** — терригенные подводные конусы, **34** — склоновые глинистые с линзами грубообломочных пород, **35** — нижнего склона — подводновеерные системы, преимущественно глинистые с прослоями грубообломочных пород; **36** — сейсмостратиграфические границы, опорные отражающие горизонты и их индекс; **37** — разломы; **38** — складчатые комплексы; **39** — Южно-Эмбинский сдвиг; **40** — Донбасско-Зеравшанский сдвиг; **41** — Трансказпийский надвиг

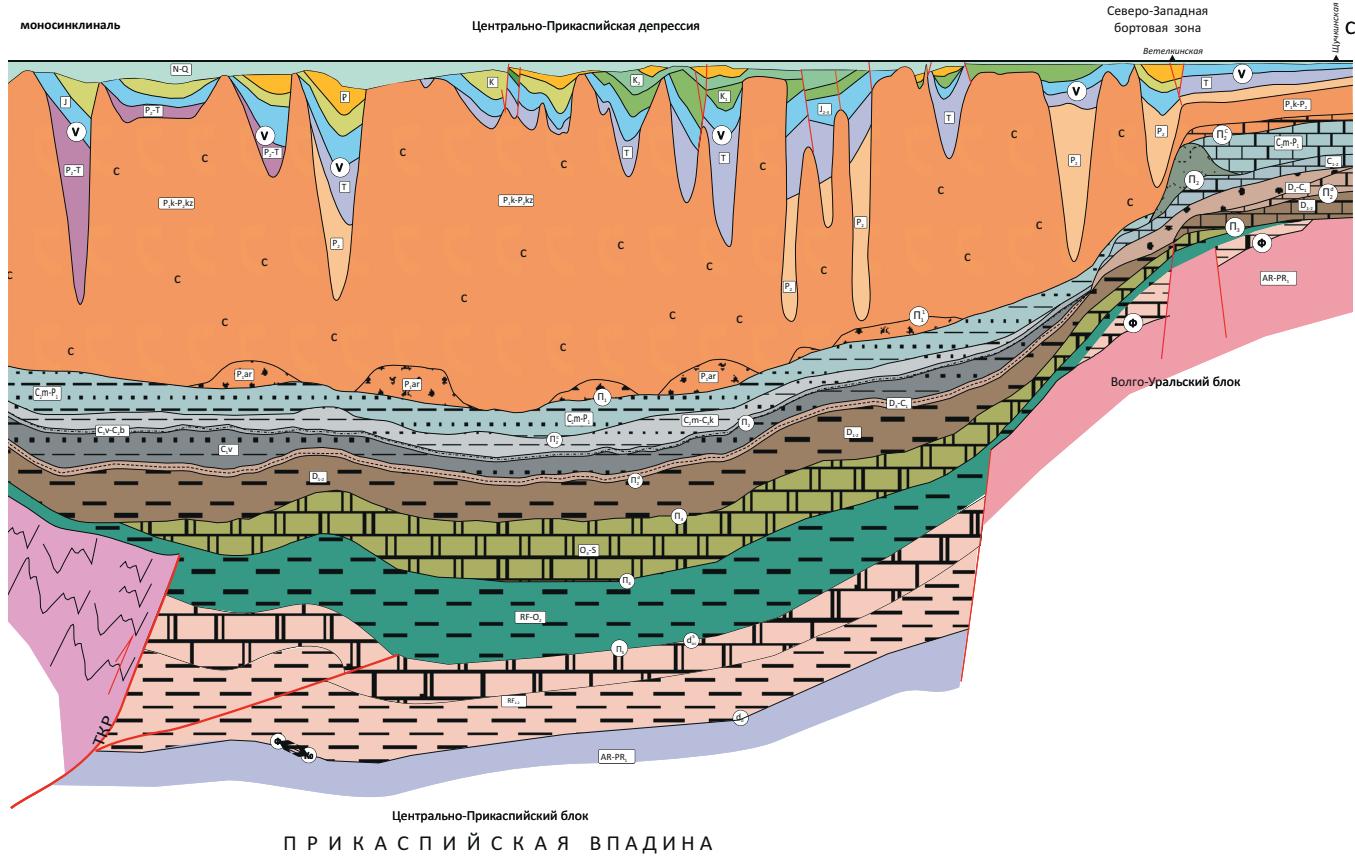
Таким образом, мы приходим к классическому решению выбора места заложения опорно-параметрической скважины — в наиболее погруженной депрессии для вскрытия максимально полного разреза. Исходя из принятой модели строения, до глубины 15 000 м скважина вскроет весь палеозойский разрез и может войти в отложения протерозоя (рис. 3). На данном этапе исследований и на достаточно длительную перспективу такая скважина будет стержнем, связующим звеном для создания единой комплексной модели нефтегазоносного бассейна.

Для получения максимальных значений всех параметров предпочтительным выглядит вариант

размещения скважины в межсолевой мульде. При этом целесообразно предусмотреть возможность последующего бурения второго ствола или, в случае бурения через соляной купол, наклонно-направленного бурения под подошву соляного купола либо под межсолевую мульду. Однако с технологической точки зрения бурение такой скважины на данный момент не представляется возможным — проводка скважины через многокилометровый разрез мульды весьма затруднена. То есть необходимо пожертвовать получением очень важной информации о строении межсолевых мульд в области их максимальной толщины в пользу получения информации о подсолевом комплексе. Бурение скважины через

Рис. 3, окончание
Fig 3, end.

нефтегазоносная провинция



Seismic stratigraphy units: consolidated crust (1–3): 1 — Archean-Proterozoic thinned, 2 — Archean-Proterozoic, 3 — Upper Proterozoic (Kadomsky); folded sequence of sedimentary cover (4, 5): 4 — Upper Proterozoic, 5 — Upper Palaeozoic (Devonian-Permian); pre-plate sequences of sedimentary cover (quasi-synchronous seismic sequences) (6, 7): 6 — Riphean, 7 — Triassic; plate quasi-synchronous seismic sequences (8–26): 8 — Riphean-Middle Ordovician; 9 — Upper Ordovician-Silurian; 10 — Lower-Middle Devonian, 11 — Upper Devonian-Lower Carboniferous, 12 — Visean, 13 — Visean-Bashkirian, 14 — Moskovian-Kasimovian, 15 — Gzhelian-Artinskian, 16 — Kungurian-Kazanian, 17 — Upper Permian-Triassic, 18 — Triassic, 19 — Jurassic, 20 — Cretaceous poorly defined, 21 — Neocomian, 22 — Lower Cretaceous, 23 — Upper Cretaceous, 24 — Paleocene-Eocene, 25 — Oligocene-Miocene (Maikopian), 26 — Akchagylsky-Quaternary; **seismic facies** (27–35): 27 — terrigenous-carbonate, 28 — carbonate, 29 — terrigenous, 30 — salt-bearing, 31 — deepwater siliceous-argillaceous, 32 — igneous-sedimentary, 33 — terrigenous submarine fans, 34 — slope argillaceous with lenses of rudaceous rocks, 35 — lower slope — submarine fan-shaped systems, mainly argillaceous with partings of rudaceous rocks; 36 — seismic stratigraphy boundaries, key reflector and its index; 37 — faults; 38 — folded series; 39 — South Embinsky strike-slip fault; 40 — Donbassky-Zeravshansky strike-slip fault; 41 — Trans-Caspian thrust

гигантский соляной купол, такой, например, как Челкар высотой более 9,5 км, представляется технологически решаемой задачей.

Данная скважина по традиционной классификации должна иметь статус опорной, т. е. сопровождаться сплошным отбором шлама, керна и максимальным опробованием на притоки пластовых флюидов, по крайней мере, по всей толще вскрытого подсолевого разреза (см. рис. 3). Весьма важной является задача максимально подробных палеонтологических, возможно пометровых (подециметровых), комплексных петрофизических и особенно геохимических исследований (генетические типы, содержание и катагенез рассеянного ОВ,

битумоиды, газы всех типов и т. д.), а также изучение всех полученных пластовых флюидов.

В целом задача получения информации по глубоким горизонтам при бурении опорно-параметрической скважины имеет важное научное и практическое значение.

В научном плане данные сверхглубокого бурения позволяют получить сведения о самостоятельном гидродинамическом этаже со специфическими термобарическими параметрами, трансформацией пород, флюидопроводящими и флюидоупорными свойствами коллекторов и покрышек. При этом открываются возможности для решения некоторых



FORMATION AND LOCATION OF OIL AND GAS POOLS

фундаментальных геологических проблем, в частности, для реконструкции истории формирования Прикаспийской впадины и выявления условий существования бездренажных автоклавных систем.

В практическом отношении сверхглубокое бурение ориентировано на поиски и разведку гигантских высокодебитных месторождений УВ и, возможно, природного водорода.

Заключение

Вся история развития геологической отрасли свидетельствует о том, что переход геолого-разведочных работ на все более глубокие горизонты неизбежен. Изучение строения и перспектив освоения глубоких горизонтов на основе проведения комплекса геофизических работ и сверхглубокого бурения представляет собой сложнейшую научно-технологическую проблему. Для Прикаспийской впадины ее решение целесообразно в пределах единого осадочно-породного нефтегазоносного бассейна в кооперации со специалистами Республики Казахстан с учетом целей и задач проекта «Евразия».

Организация масштабных геолого-разведочных работ на глубокие горизонты в российской части Прикаспийской впадины возможна за счет средств недропользователей на основе формирования консорциума заинтересованных компаний по схеме, апробированной казахстанскими коллегами. В настоящее время компании-недропользователи, получившие лицензии на пользование недрами на всю толщину осадочно-чехла, не намерены проводить работы на глубокие горизонты из-за дороговизны и высоких рисков. Консорциум может объединить заинтересованных владельцев лицензий российской части Прикаспийской впадины, профинансировать работы на так называемые спящие горизонты и выступить коллективным пользователем полученных результатов.

Литература

1. Волож Ю.А., Гогоненков Г.Н., Милетенко Н.В., Петров Е.И. Освоение ресурсов нефти из глубоких горизонтов традиционных регионов нефтедобычи // Геология нефти и газа. – 2021. – № 6. – С. 7–21. DOI: 10.31087/0016-7894-2021-6-7-21.
2. Орешкин И.В. Нефтегазогеологическое районирование и условия формирования месторождений в подсолевом мегакомплексе Прикаспийской нефтегазоносной провинции // Недра Поволжья и Прикаспия. – 2001. – Вып. 26. – С. 42–47.
3. Куандыков Б.М., Орешкин И.В., Волож Ю.А., Хафизов С.Ф., Шакуликова Г.Т. Проект «Евразия»: концепция и принципы выбора места бурения сверхглубокой скважины // Нефтяное хозяйство. – 2024. – № 5. – С. 24–29. DOI: 10.24887/0028-2448-2024-5-24-29.
4. Rosa M.B., de Araujo Cavalcante J.S., Miyakawa T.M., de Freitas L.C.S. The giant Lula Field: world's largest oil production in ultra-deep water under a fast-track development [Электронный ресурс] // Offshore Technology Conference, Houston, OTC 29043. – 2018. – 13 с. – Режим доступа: <https://onepetro.org/OTCONF/proceedings-abstract/18OTC/1-18OTC/D011S012R001/179298> (дата обращения: 15.05.2024). DOI: 10.4043/29043-MS.
5. Santos G.N. Deepwater challenges [Электронный ресурс] // Petrobras. – 2009. – Режим доступа: <http://www.ai.org.mx/archivos/foros/aguas-profundas/Petrobras.pdf> (дата обращения: 05.07.2024).
6. Mander J., d'Ablaing J., Howie J., Wells K., Ramazanova R., Shepherd D., Lee C. 21st century Atlantis — Incremental knowledge from a staged-approach to development, illustrated by a complex deep-water field // New understanding of the petroleum systems of continental margins of the World: сб. науч. тр. – Хьюстон, Техас : Gulf Coast Section SEPM Foundation, 2012. – С. 65–95.
7. Colling E.L., Alexander R.J., Phair R.L. Regional mapping and maturity modelling for the northern deep water Gulf of Mexico // Petroleum systems of deepwater basins: global and Gulf of Mexico experience: сб. науч. тр. – GCSSEPM Foundation 21st Annual Bob F. Perkins Research Conference, Houston. – С. 87–110.

Для проработки вопросов правового и организационно-экономического обеспечения формирования консорциума целесообразно создать рабочую группу из представителей научных организаций и компаний-недропользователей. Перед рабочей группой должны быть поставлены следующие задачи, определяющие перспективы изучения глубоких горизонтов Прикаспийской впадины:

- составление проектов геолого-разведочных работ на глубокие горизонты;
- отработка в российской части Прикаспийской мегавпадины увязанной с программой Фазы-2 проекта «Евразия» сети геофизических профилей по единой методике;
- выполнение работ по ревизии состояния пробуренных глубоких скважин в пределах внутренней прибортовой зоны для оценки возможности их углубления (добуривания) до 8000–10 000 м и вскрытия всего палеозойского разреза (Володарская, Упрямовская, Ерусланская, Тимофеевская, Черная Падина, Озинская, Вершиновская);
- переобработка фондовых геофизических материалов;
- выполнение современными методами лабораторных исследований имеющегося фонда кернового материала и пластовых флюидов подсолевых отложений из глубоких скважин по внутреннему периметру Прикаспийской впадины;
- подготовка программы сверхглубокого бурения в российской части Прикаспийской впадины.

Получение уникальной геологической информации по глубоким горизонтам Прикаспийской мегавпадины создаст условия для оценки УВ-потенциала больших глубин других нефтегазоносных провинций России и обоснования направлений нефтегазопоисковых работ в стране на перспективу.

8. Yang Haijun, Chen Yongquan, Tian Jun, Du Jinhu, Zhu Yongfeng, Li Honghui, Pan Wenqing, Yang Pengfei, Li Yong, Haiting An. An important discovery in Well Luntan-1 of the Tarim Basin, China, and its significance for ultra-deep oil and gas exploration. *China Petroleum Exploration*. 2020;25(2): 62–72. DOI: 10.3969/j.issn.1672-7703.2020.02.007.
9. Навроцкий О.К., Былинкин Г.П., Орешкин И.В., Сидоров И.Н. Прогноз палеотемператур и степени катагенетической преобразованности органического вещества подсолевых отложений Прикаспийской впадины // Геология нефти и газа. – 1982. – № 4. – С. 28–32.
10. Волож Ю.А., Абукова Л.А., Антипов М.П. и др. Углеводородные системы автоклавного типа Прикаспийской нефтегазоносной провинции (Россия): условия формирования на больших глубинах // Геотектоника. – 2022. – № 6. – С. 59–77. DOI: 10.31857/S0016853X22060078.
11. Волож Ю.А., Абукова Л.А., Орешкин И.В., Хафизов С.Ф., Антипов М.П. Возможные механизмы раннего нефтегазонакопления в автоклавной углеводородной системе Прикаспийской нефтегазоносной провинции // Нефтяное хозяйство. – 2023. – № 5. – С. 8–13. DOI: 10.24887/0028-2448-2023-5-8-13.

References

1. Volozh Yu.A., Gogonenkov G.N., Miletenco N.V., Petrov E.I. Oil resources development from deep horizons in historically oil producing regions. *Geologiya nefti i gaza*. 2021;(6):7–21. DOI: 10.31087/0016-7894-2021-6-7-21. In Russ.
2. Oreshkin I.V. Neftegazogelogicheskoe raionirovanie i usloviya formirovaniya mestorozhdenii v podsolevom megakomplekse Prikaspiskoi neftegazonosnoi provintsii [Geopetroleum zoning and conditions of fields formation in the subsalt mega-sequence of Caspian Petroleum Province]. *Volga and Pricaspian region resources*. 2001;(26):42–47.
3. Kuandykov B.M., Oreshkin I.V., Volozh Yu.A., Khafizov S.F., Shakulikova G.T. The Eurasia project: concept and principles of selecting a location for drilling an ultradeep well. *Oil Industry*. 2024;(5):24–29.
4. Rosa M.B., de Araujo Cavalcante J.S., Miyakawa T.M., de Freitas L.C.S. The giant Lula Field: world's largest oil production in ultra-deep water under a fast-track development. Offshore Technology Conference, Houston, OTC 29043. 2018. 13 p. Available at: <https://onepetro.org/OTCONF/proceedings-abstract/18OTC/1-18OTC/D011S012R001/179298> (accessed). DOI: 10.4043/29043-MS.
5. Santos G.N. Deepwater challenges. Petrobras. 2009. Available at: <http://www.ai.org.mx/archivos/foros/aguas-profundas/Petrobras.pdf> (accessed 05.07.2024).
6. Mander J., d'Ablaing J., Howie J., Wells K., Ramazanova R., Shepherd D., Lee C. 21st century Atlantis — Incremental knowledge from a staged-approach to development, illustrated by a complex deep-water field. In: New understanding of the petroleum systems of continental margins of the World. Houston, Texas. 2012. p. 65–95.
7. Colling E.L., Alexander R.J., Phair R.L. Regional mapping and maturity modelling for the northern deep water Gulf of Mexico. In: Petroleum systems of deepwater basins: global and Gulf of Mexico experience. GCSSEPM Foundation 21st Annual Bob F. Perkins Research Conference, Houston. p. 87–110.
8. Yang Haijun, Chen Yongquan, Tian Jun, Du Jinhu, Zhu Yongfeng, Li Honghui, Pan Wenqing, Yang Pengfei, Li Yong, Haiting An. An important discovery in Well Luntan-1 of the Tarim Basin, China, and its significance for ultra-deep oil and gas exploration. *China Petroleum Exploration*. 2020;25(2): 62–72. DOI: 10.3969/j.issn.1672-7703.2020.02.007.
9. Navrotsky O.K., Bylinkin G.P., Oreshkin I.V., Sidorov I.N. Predicting paleotemperatures and degree of catagenetic conversion of organic-matter in subsalt sediments of Precaspian depression. *Geologiya nefti i gaza*. 1982;(4):28–32.
10. Volozh Yu.A., Abukova L.A., Antipov M.P. et al. Autoclave type of the hydrocarbon systems in the Caspian oil and gas bearing province (Russia): conditions of formation at great depth. *Geotectonics*. 2022;(6):59–77. DOI: 10.1134/S0016852122060073. In Russ.
11. Volozh Yu.A., Abukova L.A., Oreshkin I.V., Khafizov S.F., Antipov M.P. Pre-Caspian oil-and-gas province: an autoclave hydrocarbon system and possible mechanisms of early oil and gas accumulation. *Oil industry*. 2023;(5):8–13. DOI: 10.24887/0028-2448-2023-5-8-13.

Информация об авторах

Волож Юрий Абрамович

Доктор геолого-минералогических наук,
главный научный сотрудник
ФГБУ «Геологический институт РАН»,
119017 Москва, Пыжевский пер. д. 7, стр. 1
e-mail: yvolozh@yandex.ru
ORCID ID: 0000-0001-8304-9069

Мельников Павел Николаевич

Кандидат геолого-минералогических наук,
генеральный директор
ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский
геологический нефтяной институт»,
105118 Москва, ш. Энтузиастов, д. 36
e-mail: melnikov@vnigni.ru
ORCID ID: 0000-0001-6076-2937
Scopus: 57457543400

Information about authors

Yuriii A. Volozh

Doctor of Geological and Mineralogical Sciences,
Senior Research Officer
Geological Institute of the RAS,
7, bld. 1., Pyzhevsky lane, Moscow, 119017, Russia
e-mail: yvolozh@yandex.ru
ORCID ID: 0000-0001-8304-9069

Pavel N. Mel'nikov

Candidate of Geological and Mineralogical Sciences,
Director General
All-Russian Research
Geological Oil Institute,
36, Shosse Entuziastov, Moscow, 105118, Russia
e-mail: melnikov@vnigni.ru
ORCID ID: 0000-0001-6076-2937
Scopus: 57457543400

**Милетенко Николай Васильевич**

Доктор геолого-минералогических наук,
профессор, советник директора
ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский
геологический институт им. А.П. Карпинского»,
199106 Санкт-Петербург, Средний пр-кт, д. 74
e-mail: nvmilet@yandex.ru

Орешкин Игорь Владимирович

Доктор геолого-минералогических наук, профессор,
руководитель группы
Саратовский филиал
ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский
геологический нефтяной институт»,
410012 Саратов, ул. Университетская, д. 28
e-mail: oreshkiniv@yandex.ru

Петров Евгений Игнатьевич

Кандидат физико-математических наук,
руководитель
Федеральное агентство по недропользованию (Роснедра),
125993 Москва, ул. Б. Грузинская, д. 4/6
e-mail: epetrov@rosnedra.gov.ru

Хафизов Сергей Фаизович

Доктор геолого-минералогических наук,
профессор, заведующий кафедрой
РГУ нефти и газа имени И.М.Губкина,
119991, Москва, Ленинский пр-кт, д. 65
e-mail: khafizov@gubkin.ru
ORCID ID: 0000-0003-1426-7649
Scopus ID: 55945999800

Nikolai V. Miletenko

Doctor of Geological and Mineralogical Sciences,
Professor, Advisor to Director
Russian Geological
Research Institute,
74, Sredny pr, St. Petersburg, 199106, Russia
e-mail: nvmilet@yandex.ru

Igor V. Oreshkin

Doctor of Geological and Mineralogical Sciences, Professor,
Head of Group
Saratov Branch
of the All-Russian Research
Geological Oil Institute,
28, Universitetskaya ul., Saratov, 410012, Russia
e-mail: oreshkiniv@yandex.ru

Evgenii I. Petrov

Candidate of Physical and Mathematical Sciences,
Head of Rosnedra
Federal Agency for Mineral Resources (Rosnedra),
4/6, ul. B. Gruzinskaya, Moscow, 125993, Russia
e-mail: epetrov@rosnedra.gov.ru

Sergei Ph. Khafizov

Doctor of Geological and Mineralogical Sciences, Professor,
Head of Department
Gubkin Russian State University of Oil and Gas
65, Leninsky Prospekt, Moscow, 119991, Russia
e-mail: khafizov@gubkin.ru
ORCID ID: 0000-0003-1426-7649
Scopus ID: 55945999800