

ТРУДНОДОСТУПНЫЕ РЕСУРСЫ НЕФТИ И ГАЗА – МЕСТОРОЖДЕНИЯ БОЛЬШИХ ГЛУБИН

Ю.А. Волож¹, Б.М. Куандыков²

1 – ГИН РАН; 2 – ТОО «Меридиан Петролеум»,

e-mail: yvolozh@yandex.ru; bmku@meridian-petroleum.kz

Труднодоступные ресурсы нефти и газа – это экономическое понятие. Оно объединяет достаточно широкий круг источников углеводородного сырья, извлечение которого из недр требует больших финансовых затрат. В эту категорию помимо всех разновидностей месторождений трудноизвлекаемых нетрадиционных источников углеводородов (*месторождения природного битума, сверхтяжелой и тяжелой нефти, высоковязкой и трудно извлекаемой нефти, сланцевой нефти, матричной нефти, горючих сланцев, газов угольных месторождений, сланцевого газа, газогидратов*) попадают месторождения больших глубин. Сюда же относятся и традиционные месторождения, расположенные в регионах, труднодоступных для освоения (таких, как Арктика и Антарктика). При освоении месторождений больших глубин, кроме ряда нерешенных теоретических проблем нафтидогенеза (наиболее важные из которых будут указаны ниже), приоритетное значение приобретают проблемы экономики и технологий. Технологическая проблема – это высокие температуры (до 280 °С), а для месторождений нефти – еще и обязательно аномально высокие давления ($k > 2$). Экономические проблемы – это величина запасов и дебит эксплуатационных скважин. При современных ценах на углеводородное сырье экономически рентабельными будут скопления углеводородов, обнаруженные в пределах старых нефтегазодобывающих провинций, расположенных на территории стран СНГ, на глубинах свыше 7 км, с извлекаемыми запасами свыше 200 млн т н.э. и дебите скважин более 1000 т/сут. [Б.С. Коротков, 2009 г.]. Сказанное выше определяет ***критерии, позволяющие оценить эффективность поиска месторождений на больших глубинах.*** Во-первых, это большая мощность осадочного чехла (более 10 км) нефтегазоносной провинции, во-вторых, значительные остаточные ресурсы при высокой степени освоенности верхних 5–6 км разреза и, наконец, наличие данных, указывающих на существование ловушек высокой емкости.

С учетом этих соображений авторами была выполнена сравнительная оценка нефтегазоносных провинций Северной Евразии. В ходе этих исследований было установлено, во-первых, что ресурсный потенциал старых нефтегазодобывающих

провинций, мощность осадочного чехла в которых превышает 10 км, еще весьма значительный, и, во-вторых, что неосвоенные ресурсы этих провинций связаны в основном с глубокими горизонтами осадочного чехла.

Так, например, остаточные ресурсы таких старых нефтегазодобывающих регионов как Западно-Сибирский, или Каспийский (включает три нефтегазодобывающих Прикаспийскую, Предкавказско-Мангышлакскую, Южно-Каспийскую провинции) сравнимы с ресурсами Восточно-Сибирской провинции, находящейся на стадии начального освоения, и незначительно уступает ресурсам Арктического шельфа. Эта оценка также свидетельствует о значительном ресурсном потенциале Прикаспийской НГП (до 40 млрд т.у.т.), входящей в состав Каспийского региона, и допускает вероятность обнаружения в ее пределах порядка двух десятков крупных (более 300 млн т.) месторождений и нескольких уникальных (см. табл. и диаграмму на рис. 1). [Волож, Дмитриевский, Леонов и др., 2009].

Таблица

Остаточные потенциальные ресурсы (категории С₂-Д₁) нефтегазоносных провинций Северной Евразии

Нефтегазоносные провинции		Нефть, млрд. т.	Газ, трлн. м ³	Всего, млрд. т.у.т. округленно	
Тип провинции	Название				
с концентрированным ареалом	крупная	Западно-Сибирская	29,0	48,6	77,6
	крупная	Прикаспийская	6,0	34	40
	уникальная	Волго - Уральская	4,7	6,56	11,3
с расселенным ареалом	крупная	Предкавказско - Мангышлакская	0,6	1,27	1,9
	крупная	Тимано-Печорская	2,43	1,56	4,0
новьясвоенный	крупная	Восточно-Сибирская	11,44	41,15	52,6
	крупная	Континентальный шельф	12,53	63,7	76,2

Каспийский регион - 53,2

Потенциальные ресурсы Южно-Каспийской провинции по оценкам специалистов западных компаний могут достигать 40 млрд т.у.т.



Рис. 1. Результаты статистического анализа распределения ресурсов

Как свидетельствует более чем столетний опыт поисково-разведочных работ в Прикаспийской впадине, крупные и гигантские месторождения можно ожидать исключительно в ловушках массивного типа седиментационной природы (рис. 2). Это

могут быть либо внутрибассейновые карбонатные платформы, либо подводные конуса выноса глубоководной котловины, или продолжающие их каньонные системы, осложняющие ее континентальный склон. Первый тип ловушек распространен в пределах Актюбинско-Астраханской нефтегазоносной области, а второй – в пределах Центрально-Прикаспийской нефтегазоносной области.

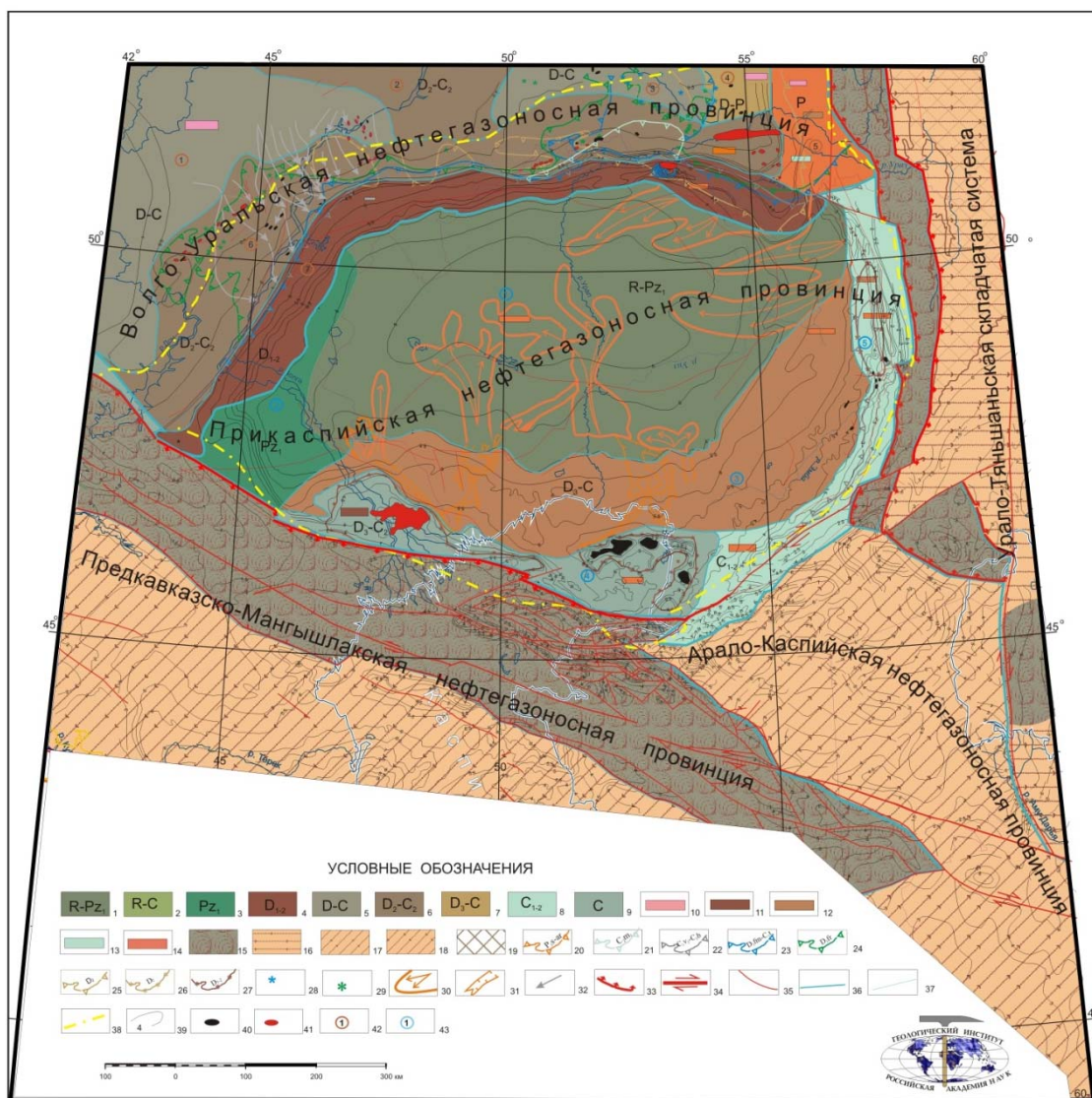


Рис. 2. Карта нефтегеологического районирования Прикаспийской впадины по типам разреза и структур подсолевого комплекса [Антипов, Волож, 2012]

Условные обозначения: 1–9 – преобладающие (основные) нефтегазоносные комплексы: 1 – рифейско-нижнепалеозойский, 2 – рифейско – каменноугольный, 3 – нижнепалеозойский, 4 – ниже-среднедевонский, 5 – девонско-каменноугольный, 6 – среднедевонско-среднекаменноугольный, 7 – верхнедевонско-каменноугольные, 8 – ниже-среднекаменноугольный, 9 – каменноугольный (нерасчлененный); дополнительные (второстепенные) НГ комплексы (10–14): 10 – рифейский, 11 – нижедевонский, 12 – среднедевонский, 13 – верхнедевонский, 14 – ниже-

пермский; 15 – малоперспективные земли; (16–18) – бесперспективные Земли в пределах: 16 – Урала, 17 – Скифской плиты, 18 – Туранской плиты; 19 – выход пород фундамента на поверхность; (20–25) – краевые карбонатные уступы, граница мелкого и глубокого шельфа: 20 – нижней перми (сакмаро-артинские), 21 – верхнего карбона, 22 – визе-башкира, 23 – фамена-турне, 24 – франа, 25 – среднего девона; (26–27) – уступы внутрибассейновых карбонатных платформ: 26 – среднего девона, 27 – нижнего-среднего девона; (28–29) – отдельные внутришельфовые постройки: 28 – среднедевонские (живетского яруса), 29 – верхнедевонские (франского яруса); (30–32) – фации подводных конуса выноса: 30 – нижнепермские (сакмаро-артинские), 31 – верхнекаменноугольно-нижнепермские, 32 – среднекаменноугольные (верейские); (33–35) разрывные нарушения: 33 – надвиги, 34 – постколлизионные трансконтинентальные сдвиги (индексом указан возраст), 35 – прочие разломы; (36–38) – границы элементов нефтегеологического районирования: 36 – провинций, 37 – областей, 38 – распространения кунгурской соли; 39 – изолинии подсолевого отражающего горизонта, в км; (40–41) – месторождения УВ: 40 – нефти, 41 – газа и газоконденсата.

Наименования нефтегазоносных областей: цифры в коричневых кружках Волго-Уральской провинции: 1 – Рязано-Саратовская НГО, 2 – Пугачевская НГО, 3 – Бузулукская НГО, 4 – Южно-Татарская НГО, 5 – Предуральская НГО, 6 – Волгоградско-Оренбургская НГО, 7 – Прикаспийская бортовая НГО; цифры в голубых кружках Прикаспийской провинции: 1 – Центрально-Прикаспийская НГО, 2 – Сарпинская НГО, 3 – Астраханско-Гурьевско-Актюбинская НГО, 4 – Астраханско-Тенгизская НГО, 5 – Примугоджарско-Южно-Эмбинская НГО

Ловушки седиментационной природы в подсолевом комплексе Прикаспийской нефтегазоносной провинции установлены на глубине от 4 до 13 км. Однако их продуктивность доказана только для тех, которые расположены на глубинах не более 5,5 км. Подобные ловушки, расположенные на больших глубинах, до последнего времени внимание к себе не привлекали. Ситуация кардинально изменилась в последние годы, чему способствовали следующие обстоятельства. Во-первых, стало очевидным, что степень изученности верхних 4–6 км горизонтов подсолевого разреза Прикаспийской впадины столь высока, что она исключает возможность обнаружения здесь крупных нефтегазолокализирующих объектов седиментационного типа, подобных уже выявленным. Во-вторых, было подтверждено практикой нефтепоисковых работ, что при наличии аномальных давлений гигантские месторождения нефти могут существовать на глубинах 10,5 км, где температуры достигают 250 °С (открытие в Мексиканском заливе). В-третьих, было доказано, что подсолевая гидросистема Прикаспийской впадины повсеместно характеризуется аномально высокими давлениями. Вывод очевиден: главным направлением поисковых работ в Прикаспийской нефтегазоносной провинции на ближайшую перспективу являются поиски месторождений на глубинах 6–9 км. К аналогичным выводам авторы пришли и при анализе других нефтегазоносных провинций Каспийского региона – Мангышлакско-Предкавказской и Южно-Каспийской. Таким образом, наращивание **ресурсной базы углеводородного сырья в промышленно**

освоенных регионах за счет освоения **месторождений больших глубин** для всех была бы приоритетной задачей.

Освоение ресурсного потенциала больших глубин сегодня требует решения ряда задач, затрагивающих **фундаментальные основы осадочно-миграционной теории формирования скоплений углеводородов**. В первую очередь это касается процессов формирования промышленных скоплений углеводородов и системы поисковых критериев (экран – коллектор) в интервале разреза с неустановившимся гидродинамическим режимом.

Перспективность глубоких горизонтов земной коры является основополагающим **предсказательным результатом** новой поисковой концепции – **«общей теории формирования промышленных скоплений углеводородов»**, пришедшей на смену **«осадочно-миграционной теории»**.

В становлении новой поисковой концепции существенное значение имели успехи в совершенствовании технологий сейсмических исследований методом общей глубинной точки (МОГТ) при изучении строения нижних горизонтов осадочного чехла, так называемого «промежуточного структурного этажа» (в понимании Н.Я. Кунина, 1981 г.), и структуры консолидированной коры, особенно зоны перехода земная кора/мантия. Обобщение результатов сейсмических исследований МОГТ, накопленных за последние десятилетия, позволило установить соотношение главных регионально и глобально прослеживаемых сейсмических границ в земной коре (включая границу «М») с событийными (хронозначимыми) геологическими рубежами, доказать, что все эти границы по своей генетической сущности являются сейсмостратиграфическими, а ограниченные ими совокупности пород – это естественные геологические тела.

Так, наиболее глубокая глобальная сейсмическая граница – преломляющий горизонт «М» (подошва земной коры) – маркирует время начала формирования земной коры и рассматривается как граница **«эндогенного» и «экзогенного» мира**. Она отделяет **сферическую оболочку литосферы, сложенную породами, образовавшимися на поверхности или вблизи от нее, от пород верхней мантии, не подвергавшихся воздействию приповерхностных геологических процессов**. При этом земная кора рассматривается в качестве седиментосферы (в понимании В.И. Вернадского), т. е. **верхней оболочки литосферы, сложенной породами, побывавшими в зоне, доступной для существования жизни**.

Следующая глобальная сейсмическая граница – преломляющий горизонт «К₀» (кровля консолидированной коры) – маркирует время завершения активных тектонических, магматических и метоморфических процессов, приводящих к формированию **магмо-метаморфической оболочки** земной коры, и отделяет ее от **вулканогенно-осадочной оболочки**. Далее по тексту, для краткости, нижняя оболочка именуется как **«консолидированная кора»**, а **верхняя оболочка – «осадочный чехол»**. **Консолидированная кора** сложена первично осадочными и вулканогенными породами, измененными до гранулитовой и амфиболитовой фаций метаморфизма, которые интенсивно деформированы и насыщены более молодыми интрузиями. **Осадочный чехол** – это верхний слой седиментосферы, сложенный недеформированными и (или умеренно) деформированными и слабо эпигенетически преобразованными (не выше начальной стадии метаморфизма) осадочными и вулканогенными породами. Следует заметить, что «вулканогенно-осадочная оболочка» сближается с понятием «увосфера» (углеводородная оболочка), введенным в литературу Б.А. Соколовым в 1984 г. Он относил к увосфере «трещинно-поровое пространство верхней части седиментосферы, образованной породами, занятыми в значительной степени гидросферой и пригодными для генерации и размещения углеводородных соединений в различном (газовом, жидком, полужидком и твердом) состоянии» [Б.А. Соколов, 2001 г.]. В соответствии с этими представлениями «консолидированная кора» – это часть седиментосферы, которая уже не генерирует углеводороды и выведена из биосферного круговорота органического вещества. Ее рассматривают как часть бывшей, выпавшей в осадок увосферы, которая выработала свой потенциал (переработала в углеводороды имевшийся запас органического вещества). В модельном (полном) разрезе земной коры **«консолидированная кора» рассматривается как единое естественное геологическое тело, внутренняя слоистость которого отражает ход исключительно эпигенетических процессов, связанных с «рейдной» тектоникой.** «Осадочный чехол» состоит из трех геодинамических сейсмокомплексов (сверху вниз): **плитного, доплитного и складчатого, отличающихся различной степенью тектонической переработки первично седиментационной структуры.** В качестве складчатого геодинамического комплекса осадочного чехла выделяются деформированные чехлы подвижных поясов, а также слабометаморфизованные (но не до стадии кристаллического фундамента) комплексы в низах осадочного чехла молодых платформ, которые формировались в областях с континентальным типом коры. Зачастую

эти комплексы ошибочно рассматриваются в составе фундамента. Границами между геодинамическими сейсмокомплексами служат регионально прослеживаемые отражающие горизонты, которые связаны с поверхностями складчатых (граница складчатого и доплитного сейсмокомплексов) и угловых (раздел плитного и доплитного сейсмокомплексов) несогласий. Первая из этих границ маркирует время завершения складчатости в регионе, а вторая – время смены постскладчатого, протоорогенного геодинамического режима платформенным.

В «общей теории формирования промышленных скоплений углеводородов» главное внимание уделяется установлению ведущего геологического процесса, приводящего к формированию месторождений нефти и газа. Проблема биогенного и abiогенного происхождения углеводородов имеет второстепенное значение. Ее заменяет представление о глубинном abiогенном происхождении органического вещества, из которого затем под воздействием биосферы образуется углеводород. Процесс преобразования органического вещества в углеводороды (продукт, который образует скопление/месторождение) происходит внутри земной коры в ходе формирования последней. При этом предполагается, что механизмы как преобразования органического вещества в углеводороды, так и, что особенно важно, миграции и скопления в ловушках нефти и газа в пределах регионов с различным типом земной коры (океанической, переходной, континентальной) различны, что и позволило А.Н. Дмитриевскому (2005 г.) сформулировать концепцию полигенного формирования месторождений углеводородов. Главные тезисы этой концепции: **(а) месторождения нефти и газа нужно искать не только в плитном и доплитном комплексах, но и в складчатом комплексе осадочного чехла; (б) размещение месторождений в разрезе осадочного чехла контролируется распределением давлений во флюидосистеме, месторождения приурочены к замкнутым зонам минимума давлений; (в) подавляющее большинство месторождений были сформированы в течение последнего, альпийского цикла тектогенеза; (г) латеральная миграция нефти и газа в свободном состоянии возможна только в пределах гидродинамически замкнутых ловушек, расстояние миграции определяется рангом (региональным, зональным и локальным) гидродинамической ловушки.**

Поиски месторождений больших глубин предъявляют особые требования к геолого-геофизической изученности региона. Стандартный набор данных о глубинном

строении нефтегазоносных бассейнов, как правило, ограничивается материалами, освещающими строение так называемого акустического фундамента (кровля складчатого комплекса осадочного чехла) и вышележащих толщ. Стандартного набора информации о глубинном строении региона недостаточно. Чтобы оценить ресурсы всего разреза земной коры, выработать систему критериев для поиска глубокозалегающих месторождений (для каждого региона она индивидуальна), определить, что является коллектором, что покрывкой в жестких термобарических условиях, и как эти условия повлияли на ход процессов эпигенетического изменения пород и флюидов, необходимо иметь дополнительные геолого-геофизические данные. Нужны также данные: (а) о положении поверхности М (подшвы стратисферы в понимании В.И. Вернадского); (б) о положении кровли консолидированной коры – границы осадочно-вулканогенного и интрузивно-магматического слоев земной коры (она же подошва косного и живого мира в понимании В.И. Вернадского, она же граница эндогенного и экзогенного мира в понимании Д.В. Рундквиста, она же подошва «увосферы» в понимании Б.А. Соколова); (в) о положении границы флюидосистем с установившимся и неуставившимся гидродинамическим режимом (положение регионального флюидоупора, ограничивающего интервал разреза осадочного чехла с АВПД).

Решение этих проблем невозможно без создания специальных комплексных крупных проектов, направленных на изучение глубинного строения, в первую очередь, старых нефтегазоносных провинций и объединяющих усилия **бизнеса, фундаментальной науки и государства**. Такого рода проекты сулят большие выгоды всем его участникам. **Бизнесу** – значительные финансовые выгоды за счет обнаружения уникальных и гигантских месторождений, и что особенно важно, невысокой стоимости извлечения углеводородов из недр. **Фундаментальной науке** – прорывы в области технологий прогнозирования и поисков залежей углеводородов на больших (6–9 км) глубинах. **Государству** – наращивание ресурсной базы и обеспечение устойчивого экономического развития регионов традиционной нефтедобычи с развитой инфраструктурой на длительную перспективу.

Первая международная программа регионального геолого-геофизического изучения, нацеленная на поиски месторождений больших глубин, была разработана для нефтегазоносных провинций Каспийского региона. В 2011 г. ее включили в план работ на 2011–2015 гг. Межправительственного Совета по недропользованию стран СНГ (рис. 3).

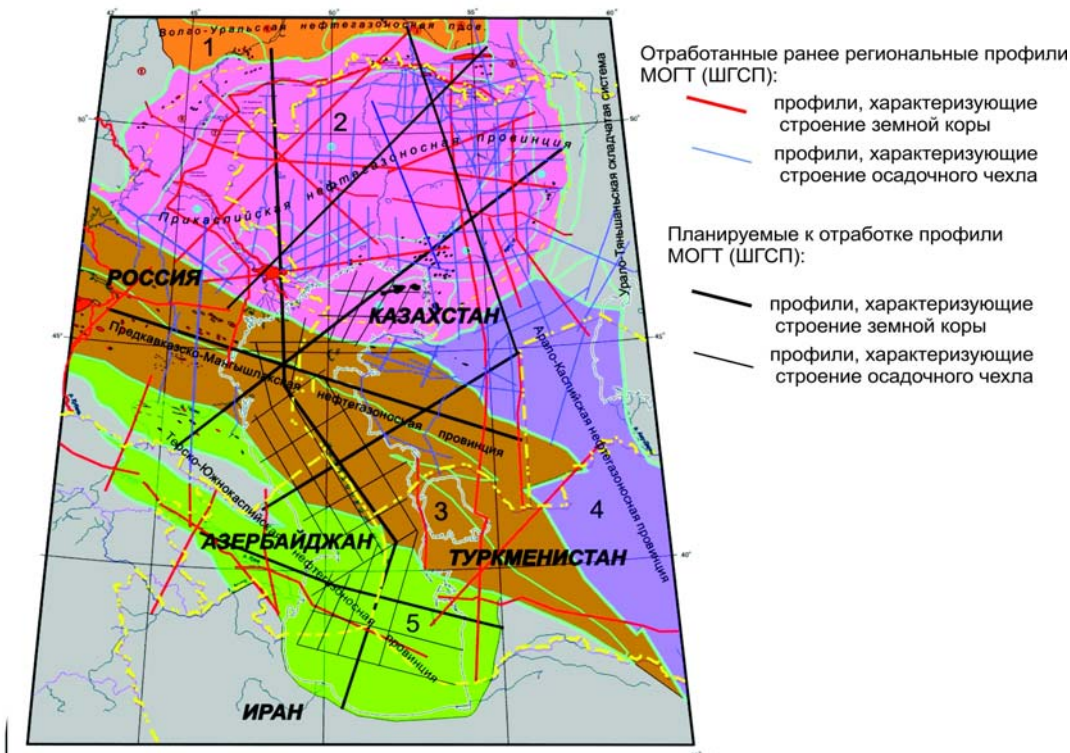


Рис. 3. Схема размещения профилей, предусмотренных Международной программой регионального геолого-геофизического изучения Каспийского региона (2010 г.)

В октябре 2013 г. Республика Казахстан объявила о начале создания проекта «Евразия» путем международного консорциума нефтегазовых компаний по изучению нефтегазоносности глубоких горизонтов Прикаспийской НГП (рис. 4) с намерением реализовать его в течение 2015–2020 гг. [Куандыков, 2014].

Центральной идеей этого проекта служит бурение не имеющей себе аналогов сверхглубокой скважины ОП Каспий-1 глубиной 15 км. Возможно, одним из предполагаемых мест заложения этой скважины станет свод купола-гиганта Челкар, расположенный в центральной, наиболее глубокой, части Прикаспийской НГО. Соляное ядро этого купола занимает площадь 1500 км^2 при высоте 8,5 км. Купол Челкар как бы насажен на более обширное подсолевое поднятие, сложенное терригенными отложениями ранней перми, высота которого в поперечном сечении составляет 1,0–1,5 км (рис. 5) Природа подсолевого поднятия скорее всего седиментационная (подводный конус выноса). Мощная толща гидрохимических отложений, с одной стороны, является надежным трансрегиональным флюидоупором, а с другой, – фактически превращает соляное ядро купола (по техническим возможностям) в своеобразное «окно» в глубокие недра земной коры.

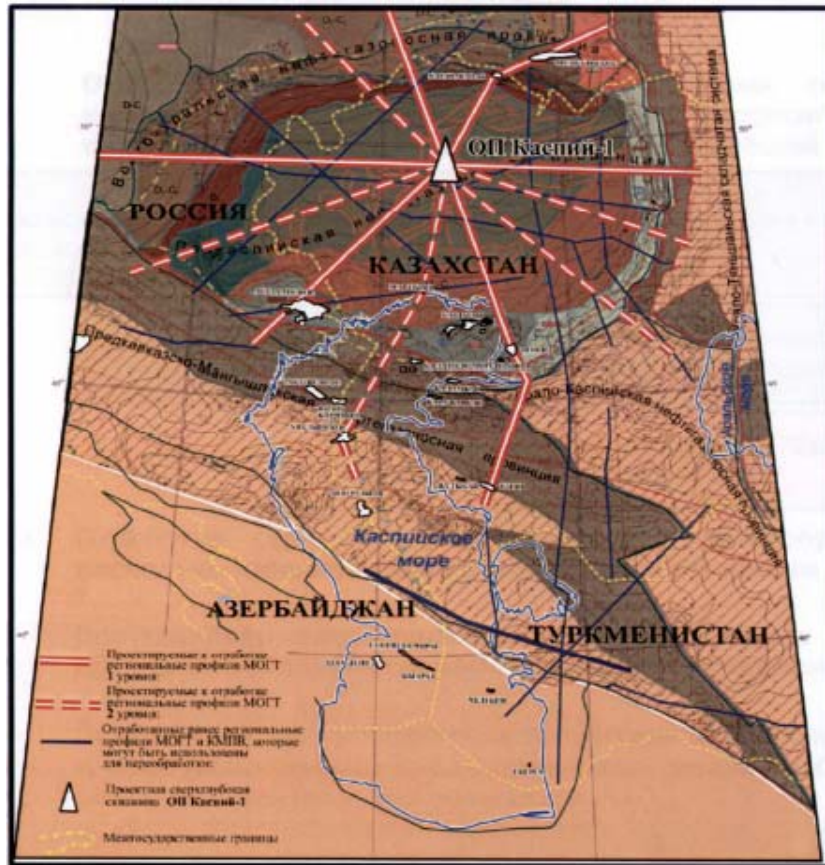


Рис. 4. Схема размещения профилей и сверхглубокой скважины, предусмотренных в проекте «Евразия»

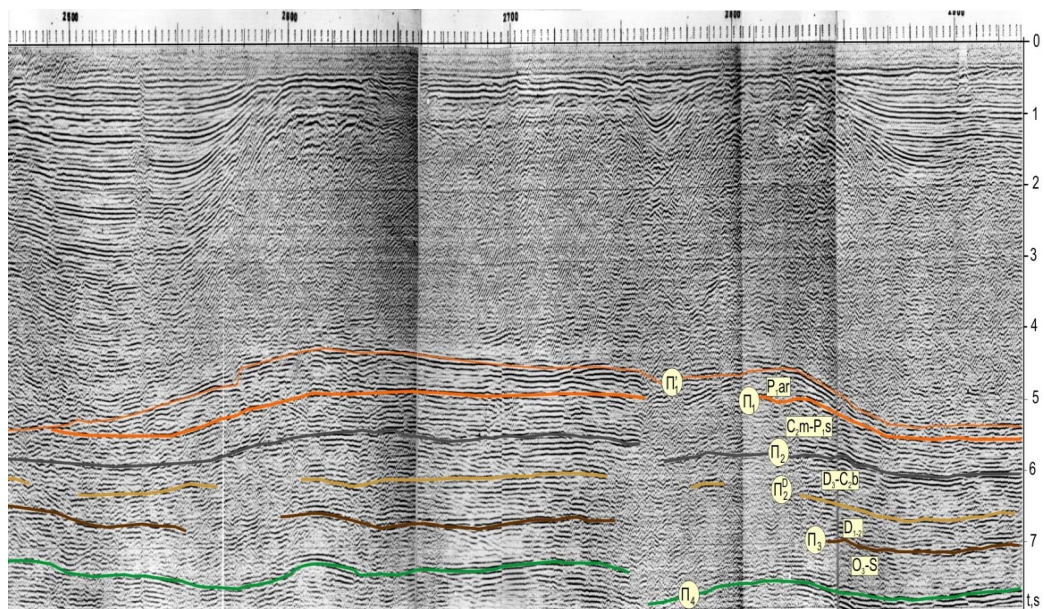


Рис. 5. Строение разреза в районе заложения ОП Каспий-1 по проекту «Евразия»

Естественно, по результатам имеющихся сейсмических данных прошлых лет, а также после проведения новых комплексных геофизических работ, включающих, как различные методы сейсмических работ, так и другие виды исследований (высокоточная гравика, магнитка и др.) будет уточнено окончательное местоположение этой уникальной скважины. Дело в том, что современная техника позволяет бурить скважины на континентах глубиной до 10–15 км.

Однако для успешной проводки таких скважин требуются сложнейшие инженерно-технические решения. В частности, помимо многих других технических проблем, особое внимание приходится обращать на неизбежно применяемую классическую телескопическую конструкцию крепления ствола, которая обуславливает существенное уменьшение диаметра скважины от устья до забоя. Так, например, бурение известных сверхглубоких скважин начиналось с самого большого диаметра (92 см в Кольской скважине, 71 см в скважине КТБ-Оберпфальц), а на забое их диаметр был намного меньше (в Кольской скважине на забое 12262 м – 21,5 см, в КТБ-Оберпфальц на забое 9101 м – лишь 16,5 см). Еще одна проблема, замедляющая проходку сверхглубоких скважин, а зачастую приводящая к различным осложнениям и авариям, это – отбор кернов, особенно в случае бурения «научных» скважин. Убедительный пример: самая глубокая скважина в бассейне Анадарко (США) – Берта Роджерс бурилась без отбора кернов и успешно достигла забоя (9583 м) всего за 502 дня. Немаловажной проблемой при бурении сверхглубоких скважин является высокая температура на глубине. В некоторых регионах уже на глубинах 4000 м она превышает 200 °С. В скважине СГ-1 Аралсор фактически замеренная температура на глубине 6500 м равна 163 °С. Предельно допустимая температура для существующего бурового оборудования не более 300 °С.

Уникальный разрез купола Челкар позволит существенно облегчить, по крайней мере, технические сложности проводки проектируемой сверхглубокой скважины Каспий-1. Огромную толщу гидрохимических отложений вполне реально «проскочить» одним стволом и, следовательно, сократить количество промежуточных колонн. При бурении по соленосным породам можно обойтись без отбора кернов. Теплопроводность каменной соли очень высокая – 4,5–5,5 Вт/(м•К), что превышает теплопроводность терригенных пород в 2–3 раза. Через соляные ядра куполов происходит усиленный вынос тепла, что приводит к заметному, часто локализованному, охлаждению подсолевых отложений. В СГ-2 Биикжал на глубине 5500 м замеренная температура равна 107 °С. Прогнозируемая

температура под мощным ядром соляного купола Челкар на глубине 10–12 км может быть в пределах 250 °С.

Освоение **месторождений больших глубин** – это не только новая страница в истории нефтепоисковых работ. Оно знаменует начало новой эры в изучении Земли. Получаемые в ходе бурения сверхглубоких скважин данные представляют большую ценность с точки зрения исторической геологии. Во вскрываемых ими разрезах, как правило, длительные перерывы в осадконакоплении отсутствуют, и в силу этого обстоятельства, они представляют собой своеобразные летописи, из контекста которых «вырвано» минимальное количество страниц. Так, разрез сверхглубокой скважины Каспий-1, бурение которой предусмотрено проектом «Евразия», будет уникален. Предполагается, что забой скважины достигнет кровли рифейских отложений. А это значит, что будут получены данные о строении непрерывной последовательности слоев, освещающей интервал времени длительностью как минимум 600 млн лет.

ЛИТЕРАТУРА

Волож Ю.А., Дмитриевский А.Н., Леонов Ю.Г., Милетенко Н.В., Ровнин Л.И. О стратегии очередного этапа нефтепоисковых работ в Прикаспийской нефтегазонасной провинции // Геология и геофизика. 2009. Т. 50, № 4. С. 341-362.

Антипов М.П., Волож Ю.А. Особенности строения и нефтегазонасность надсолевого разреза Прикаспийской впадины // Прикаспийская впадина: актуальные проблемы геологии и нефтегазонасности: Сб. науч. тр. Первой Международной геологической конференции «АТЫРАУ ГЕО-2011». Атырау. 2012. Вып. 1. С. 131-152.

Куандыков Б.М. Новый уникальный проект «Евразия», инициированный Казахстаном // Нефть и газ. 2014. № 4. С. 77-81.