

УДК 553.982.2

ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕНОСНОСТИ СЕВЕРНОЙ БОРТОВОЙ ЗОНЫ ПРИКАСПИЙСКОЙ ВПАДИНЫ



Н.Г. МАТЛОШИНСКИЙ,
кандидат геол.-мин. наук,
технический директор

ТОО «Reservoir Evaluation Services»,
050051, Республика Казахстан, г. Алматы, ул. Бегалина, 148/15

Рассмотрены основные направления нефтегазопроисковых работ в пределах Северной Бортонной зоны Прикаспийской впадины. На основе анализа геолого-геофизических материалов и одномерного бассейнового моделирования показано, что московско-артинский депрессионный комплекс Межуступной зоны представляет собой крупное скопление сланцевой нефти. Намечены пути его освоения.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: направление нефтегазопроисковых работ, 1Д бассейновое моделирование, депрессионный комплекс, сланцевая нефть, ресурсы, пути освоения.

КАСПИЙ МАҢЫ ОЙПАТЫ СОЛТҮСТІК БОРТ АЙМАҚТАРЫНЫҢ МҰНАЙ БЕРУІНІҢ ҚОСЫМША ПЕРСПЕКТИВІ

Н.Г. МАТЛОШИНСКИЙ, геол.-мин.ғылым. кандидаты, техникалық директор

ТЖШС «Reservoir Evaluation Services»,
050051, Қазақстан Республикасы, Алматы қ -сы, Бегалин к-сі, 148/15

Каспий маңы ойпаттарының Солтүстік Борт аймақтары шектерінде мұнай газ іздеу жұмыстарының негізгі бағыттары қарастырылды. Геологты- геофизикалық материалдар мен бір мезгілді бассейнді моделдеу сараптамалары негізінде Межуступты

Автор для переписки. E-mail: nmatloshinskiy@gmail.com

аймақтардың мәскеу-артиндік депрессиондық кешендері сланц мұнайлары жиынтығын көрсететіндігін дәлелдеді. Оны әрі қарай игеру жолдары белгіленді.

КІЛТ СӨЗДЕР: мұнай газ іздегіру жұмыстарының бағыттары, 1D бассейнді модельдеу, депрессионды кешен, сланцты мұнай, қорлар, игеру жолдары.

ADDITIONAL PROSPECTS OF OIL-AND-GAS POTENTIAL OF NORTH PERI-CASPIAN DEPRESSION

N.G. MATLOSHINSKY, PhD in Geology and Mineralogy, Technical Director

Reservoir Evaluation Services LLP,
148/15, Begalin str., Almaty, Republic of Kazakhstan, 050051

The main directions of oil and gas exploration within the Northern Escarpment zone of PreCaspian basin are considered. Based on the analysis of geological and geophysical data and one-dimensional basin modeling, it is shown that a large accumulation of shale oil (Mezhustupny) is contained in the Moscowian-Artinskian condensed section. The approaches of its development are discussed.

KEYWORDS: direction of oil and gas exploration, one-dimensional Basin modeling, shale oil, resources, condensed section, approaches of development.

Дальнейшее развитие нефтегазовой отрасли РК, среди прочего, связывается с продолжением наращивания углеводородной базы за счет открытия новых месторождений. Одним из направлений, где такие открытия возможны, являются более глубокие части Прикаспийской впадины. Однако, до сих пор нет надежной геологической основы для разворачивания поисковых работ на этом направлении, и многие его надежды связываются с проектом «Евразия».

В то же время не снижается актуальность поисков новых возможностей на привычных глубинах, до 5–6 км, доступных в различных бортовых зонах Прикаспия. Северная Бортовая зона (СБЗ) Прикаспийской впадины хорошо известна своими месторождениями нефти и газа (*рисунок 1*).

Среди них – гигантское месторождение Карачаганак, крупные – Чинаревское, Рожковское и Тепловско-Токаревская группа, ряд небольших по запасам месторождений. В последние годы здесь активно проводятся нефтегазописковые работы в пределах блоков: Федоровский, Карповский Северный, Каменковский и др. Перспективы нефтегазоносности СБЗ преимущественно связываются с подсолевым комплексом отложений, в котором установлено подавляющее большинство залежей углеводородов (УВ). В отложениях межсолевого комплекса (калиновский карбонатный горизонт) выявлено два месторождения: Каменское газовое – с небольшим содержанием конденсата и Южно-Гремячинское нефтяное.

Кроме того, здесь особое место занимают объекты неструктурного типа. Проведенные исследования показали большие возможности, которые с данным типом объектов могут быть связаны во внутренней прибортовой зоне и в Погадаево-Остафьевском прогибе. Однако, их освоению пока мешают традиционно сложившаяся нацеленность на структурные объекты и отсутствие практики работы с объектами неструктурного типа. В силу упомянутых причин, бурение на данный тип объектов,



Рисунок 1 – Схема нефтегазоносности СБЗ Прикаспийской впадины с положением контрактных участков разных компаний

а, значит, и открытия в них, откладываются. Тем не менее, уже сейчас можно констатировать, что неструктурный тип нефтегазопоисковых объектов стал предметом не теоретических рассуждений, а вполне конкретного обсуждения перспектив и способов их реализации.

Поиски месторождений в отложениях надсолевого комплекса СБЗ, которые безуспешно были начаты в 1950–1960 гг. на площадях: Павловская, Тепловская и Усовская, возобновлялись в конце 1990-х гг. на Сухановской площади, где на триасовые отложения была пробурена пустая скважина 1. Они возобновлены в последние годы – в пределах Каменковского участка – на более продуманной основе, где уже получены первые обнадеживающие результаты.

Практика геолого-поисковых работ на нефть и газ обычно построена таким образом, что по мере вовлечения в оборот какой-то перспективной группы объектов, как, например, в нашем случае – неструктурных стратиграфических ловушек, появляется новое перспективное направление, контуры которого только-только обозначаются. Какие объекты нового типа могут быть выделены в пределах СБЗ, как перспективные объекты будущего? Ответ на этот вопрос очевиден – это объекты, связанные со сланцевой нефтью и сланцевым газом.

Сегодня уже все знакомы с такого рода залежами и осторожное, недоверчивое отношение к ним постепенно сменяется все большим и большим интересом. Сланцевые залежи УВ представляют собой те из них, которые содержатся в нефтематеринских отложениях и сформировались *in situ*. Очевидно, что наиболее богатыми в их ряду будут те из них, которые генерировали нефть и газ и еще не успели их в полной мере отдать, что как раз и характерно для умеренных глубин.

С обращением к сланцевым УВ в нефтегазовой геологии, наконец-то, все становится на свои места – месторождения в данном случае являются именно месторождениями, а не местоскоплениями, как когда-то предлагалось называть традиционные залежи. Поиски в данном случае опираются исключительно на генетический признак – поиски пород наиболее богатых органикой и прошедших или находящихся в фазе нефте- и газогенерации. В работе со сланцевыми залежами геологический риск будет сводиться к минимуму и заменяется технологическим риском, а предмет поиска всегда будет находиться там, где его прогнозируют и, в принципе, пустые скважины станут редкостью, поскольку будут нацеливаться на так называемые «сладкие пятна», которые на современном уровне изучения не так и трудно выявлять.

Известно, что основными нефтематеринскими отложениями Прикаспийской впадины являются отложения среднего девона. Они залегают на достаточно больших глубинах, и в настоящее время для освоения сланцевой нефти практического интереса не представляют. В то же время имеются и более высоко залегающие нефтематеринские отложения, какими обычно являются толщи разновозрастных депрессионных отложений, называемых на западе *condensed sections*. В СБЗ к ним относятся три основных карбонатных комплекса: верхнедевонско-турнейский, визейско-башкирский и московско-артинский. Если в обрамлении эти комплексы формируют мелководно-морские карбонатные отложения толщиной от 500 м до 1000 м, при суммарной толщине 2,5–3,0 км, то во внутренней части впадины они уже представлены глубоководными отложениями, толщиной от десятков метров до 100 м, при суммарной толщине 200–300 м (*рисунок 2*).

Наибольший интерес московско-артинские нефтематеринские отложения, как залежь сланцевой нефти, могут представлять именно в пределах Межуступной зоны, области между нижнепермским и выдвинутым во впадину на расстояние до 15 км визейско-башкирским бортовыми уступами (*рисунок 3*). Здесь депрессионные московско-артинские отложения залегают в пределах глубин 4100–4500 м, то есть на наиболее высоких отметках. На *рисунке 4* приведена схема корреляции разрезов московско-артинских депрессионных отложений, вскрытых скважинами в Межуступной зоне. Как видно из данного рисунка, толщина этих отложений меняется от 32 до 130 м, составляя в среднем 70 м. Из сопоставления разрезов московско-артинских депрессионных отложений, приведенных на *рисунке 3*, следует, что их строение неоднородно.

Пачка с повышенными ГК, очевидно, соответствующая наиболее богатой органическими веществами части разреза, присутствует не во всех скважинах, и наиболее ярко представлена в части из них.

Породы палеозойского возраста региона в течение многих лет изучались на содержание нерастворимого остатка (НО), органического вещества (ОВ), хлороформных и спиртобензольных битумоидов (ХБ, ДСББ). Наряду с этим проводились: газожидкостная хроматография, пиролиз пород (ROCK-EVAL), экстракция и изучение ОВ. Часть этих данных собрана и представлена в [1]. В среднедевонских отложениях, вскрытых на Чинаревском выступе и Карачаганаке, содержание Сорг составляет 1,0–9,9%, βхв для автохтонного битумоида достигает 8%. Для потенциальных нефтематеринских отложений среднего девона (афонинский горизонт) T_{\max}

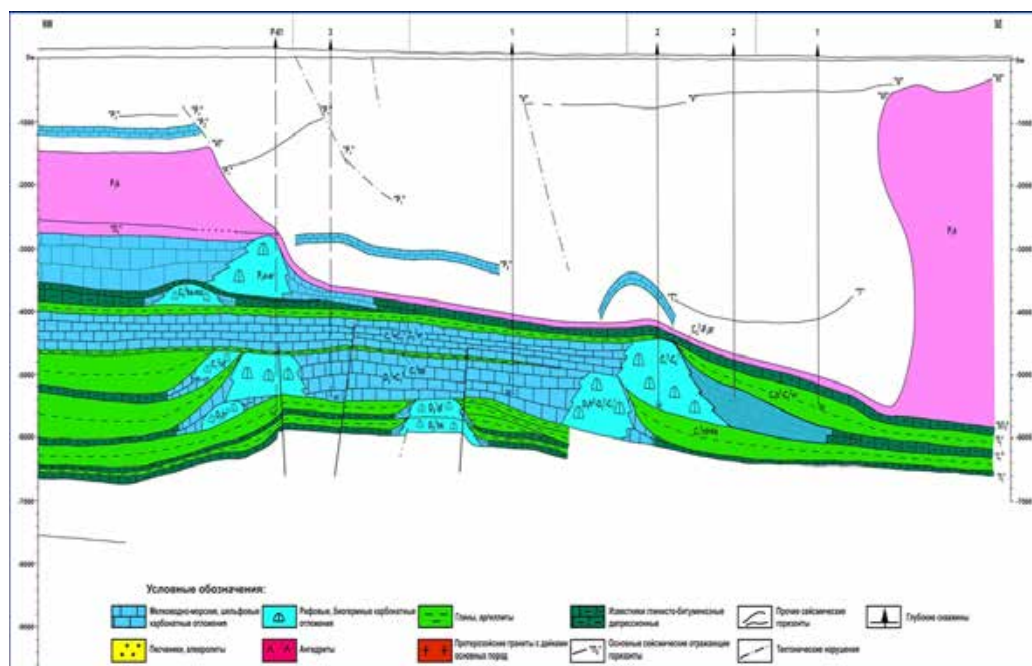


Рисунок 2 – Геолого-сейсмический разрез в крест СБЗ. Темно-зеленым цветом показано развитие разновозрастных депрессионных отложений (положение профиля на рисунке 3 показано линией красного цвета)

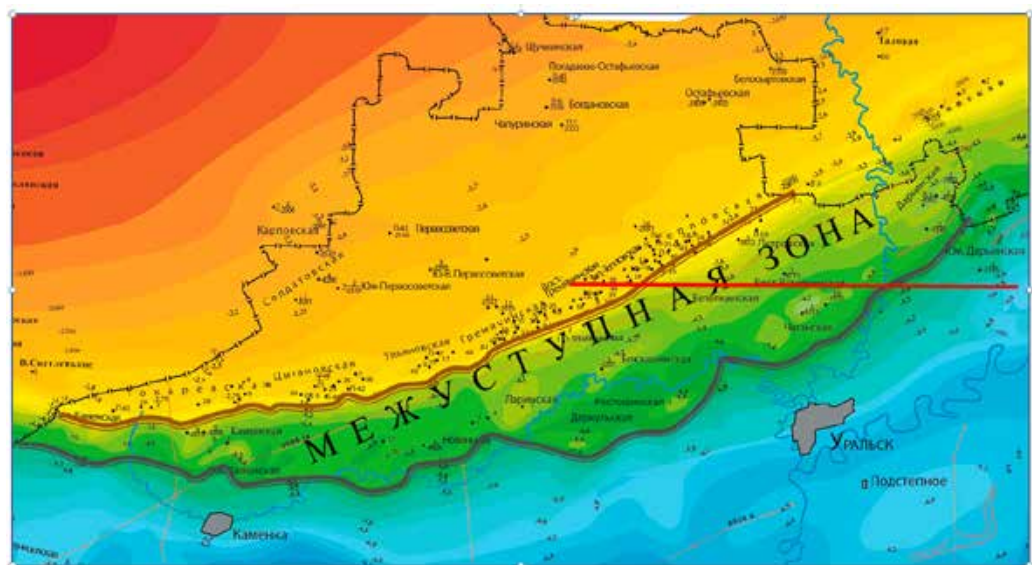


Рисунок 3 – Фрагмент региональной структурной карты по кровле подсолевых отложений с положением линий бортовых уступов: московско-артинского – на севере и визейско-башкирского – на юге. Межуступная зона – кандидат в сланцевое месторождение нефти.

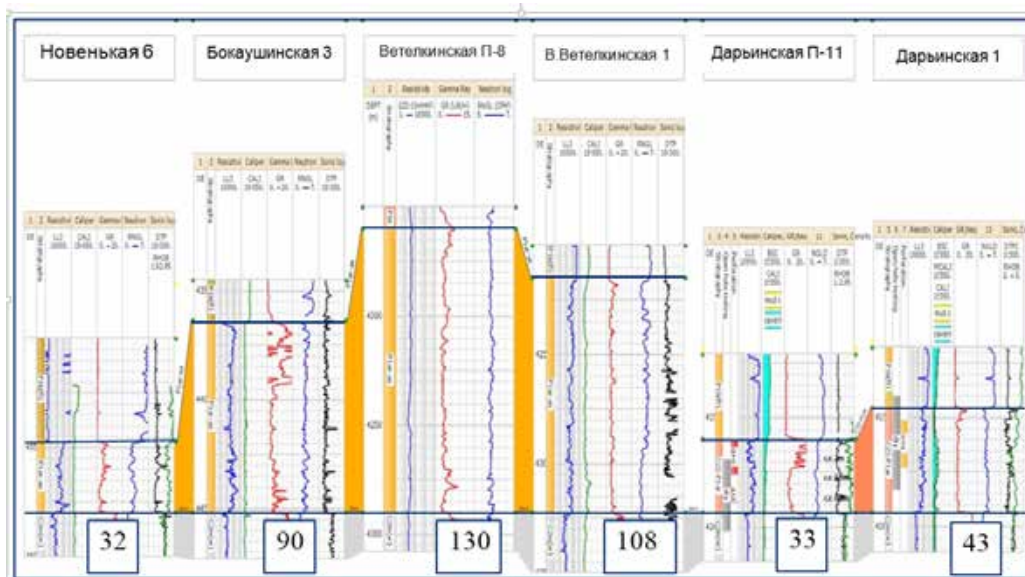


Рисунок 4 – Схема корреляции депрессионных московско-артинских отложений по скважинам, пробуренным в Межуступной зоне (цифрами указана общая толщина нижнепермских подсолевых отложений)

колеблется в пределах 391–474°C, составляя, в среднем, 458°C, что соответствует отражающей способности витринита 1,15 (рисунок 5) или МК-3-МК-4, т. е. выходу из нефтяного окна и вступлению в стадию генерации газа. Для московско-артинских отложений, самой верхней секции депрессионных отложений, T_{\max} достигает 434°C, что соответствует отражающей способности витринита 0,6 или началу МК-2, то есть ранней стадии вхождения в нефтяное окно. Нужно иметь в виду, что данные исследования проводились по Южной части Чинаревского выступа фундамента с залеганием артинских отложений в пределах глубин 3500–4000 м, а во внутренней части они будут залегать на глубинах 4200–4500 м – в Межуступной зоне и более 5000 м – во внутренней прибортовой части СБЗ.

С целью изучения генерационных возможностей московско-артинского депрессионного комплекса, как самой верхней секции подсолевых нефтематеринских отложений, было проведено одномерное моделирование в программной среде PetroMod 1D Express-9.0. Аномально низкие температуры СБЗ, обусловлены наличием в разрезе мощной соленосной толщи, обладающей повышенной, по сравнению с окружающими отложениями, теплопроводностью и выступающей в качестве естественного «холодильника» недр. Глубина воды осадочного бассейна за последние 200 млн лет в модели принята на уровне не более 10–25 м при температуре 15–20°C.

Тепловой поток подобран так, чтобы преобразованность ОВ в модели соответствовала замерам палеотемператур по T_{\max} (витриниту). Палеогеотермический градиент принят на уровне 30–40°C/1000 м. Задача решалась на базе средней условной скважины для района Межуступной зоны. Для восстановления истории осадконакопления в программном пакете были использованы реальные толщины,

Зона зрелости ОБ	Зона генерации УВ	ROCK-EVAL $T_{max}, ^\circ\text{C}$	Витринит %, Ro	$t, ^\circ\text{C}$	Стадия катагенеза	
Незрелая	Биогенный газ		0,2 0,3 0,4	95	Протокатагенез	ПК
Ранняя	CH ₄	430	0,5			
Средняя		Главная зона генерации нефти	435	0,6	118	Мезокатагенез
	440		0,65			
Поздняя	Главная зона генерации нефти	445	0,7	170		МК2
		450	0,8			
Пост/зрелая	Главная зона генерации нефти	455	1,0	185		МК3
		460	1,1			
		460	1,2	215		МК4
		470	1,65			
480	1,8	235		МК5		
550	2,05					
			2,5		Апокатагенез	АК1
			3,0			
			3,5			

Рисунок 5 – Стадийность преобразования органического вещества

дополненные эродированными частями разреза. Движение соли не учитывалось. Временная шкала была принята по Оксфордской шкале, адаптированной к местным геологическим подразделениям (Н. Матлошинский и М. Сияко, 1997).

На *рисунке 6* приведен график осадконакопления для средней псевдоскважины Межуступной зоны с положением изотерм в соответствии с тепловым потоком в 40–45 мВт/м², для условий, в наибольшей степени согласованных с имеющимися данными. Степень зрелости ОБ модели (*рисунк 5*) вполне соответствует степени зрелости ОБ Прикаспийской впадины по данным пиролиза. Как следует из *рисунка 6*, московско-артинские нефтематеринские отложения начали входить в нефтяное окно в конце триаса и окончательно вошли в него в средней юре (верхняя часть комплекса). Полностью они из нефтяного окна не вышли, хотя значительную часть своего потенциала реализовали. Прохождение комплексом максимума генерации приходится на палеогеновое время.

На *рисунке 7* приведен подробный разрез московско-артинских отложений по одной из скважин Межуступной зоны, на котором дана их более детальная характеристика. Из разреза следует, что пористость этих отложений может достигать 13%, по Кп НГК весь разрез имеет пористость на уровне 10% и более. При этом все пористые интервалы по Кп АК интерпретируются, как нефтенасыщенные. Более того,

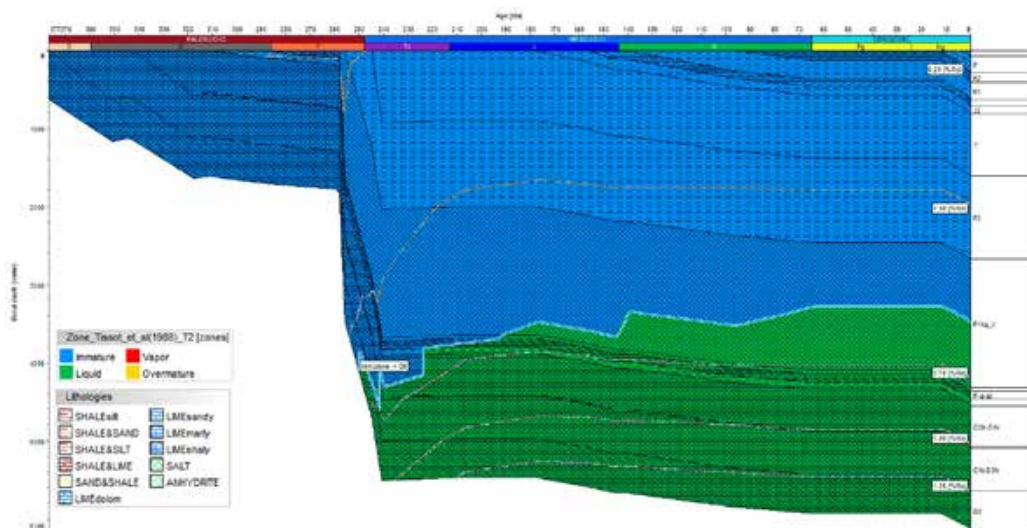


Рисунок 6 – История осадконакопления и преобразованность ОБ по усредненной псевдоскважине Межуступной зоны

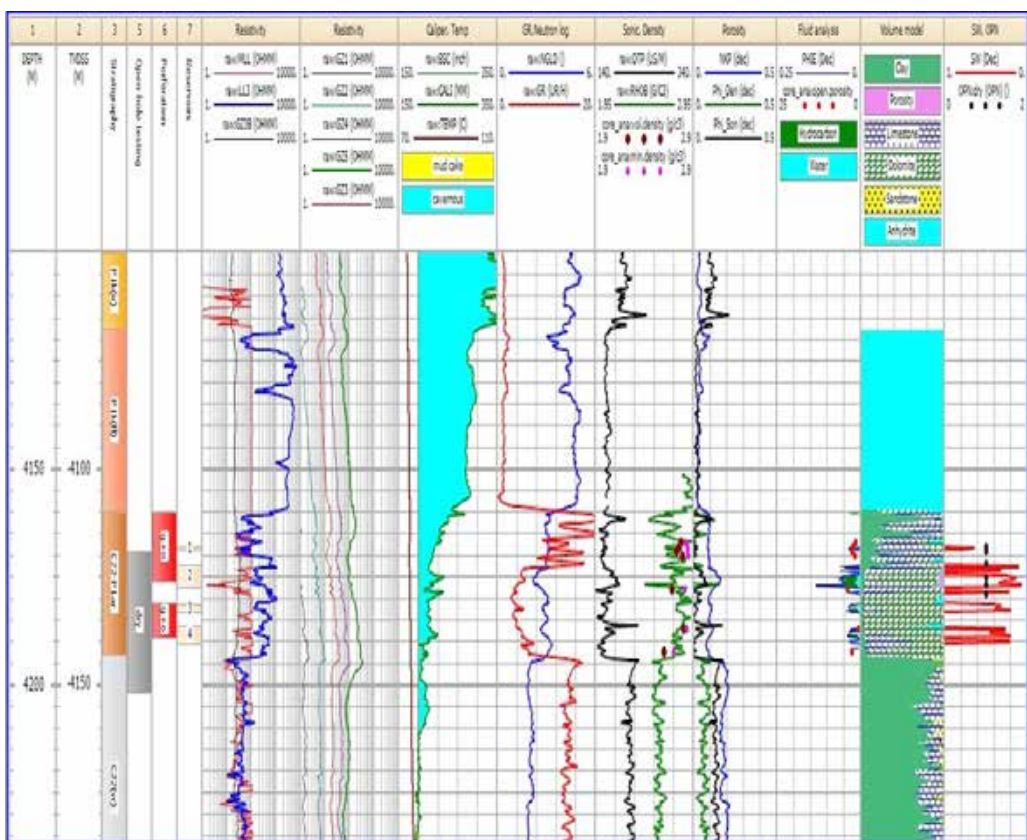


Рисунок 7 – Разрез московско-артинских депрессионных отложений в скважине из Межуступной зоны

в скважине, при испытании интервалов в депрессионных отложениях в колонне, были получены слабые притоки нефти с дебитами на уровне $2 \text{ м}^3/\text{сут}$ переливом после проведения СКО. Наличие подвижной нефти в московско-артинских депрессионных отложениях, надежно изолированных от подстилающих толщ, указывает на то, что эта нефть могла сформироваться в этих отложениях. Небольшие притоки нефти из московско-артинского депрессионного комплекса отмечались в ряде других скважин Межуступной зоны, а также они получены на Карачаганаке, за пределами нижнепермской органогенной постройки (скв. 19, 20).

Получение притоков нефти подтверждает вышеприведенные расчеты генерационного потенциала и показывает, что в пределах Межуступной зоны может быть развита нефть, все еще находящаяся в нефтематеринских отложениях (сланцевая нефть). Для того, чтобы оценить ее возможные ресурсы, были проведены несложные расчеты по объемной формуле. Приняты следующие условия: эффективная толщина – 0,6 от средней толщины отложений (70 м), средняя пористость – 6%, нефтенасыщенность – 80%, плотность нефти – $0,840 \text{ г/см}^3$ и пересчетный коэффициент – 0,800. Учитывая, что площадь межуступной зоны, в пределах границы РК, составила 1500 км^2 , геологические ресурсы нефти равняются 2030 млн т.

Освоение приведенных выше ресурсов сланцевой нефти, а их величина вполне заслуживает внимания, дело, по-видимому, не простое. Нужно отметить несколько положительных моментов для такого освоения. Во-первых, пласт, содержащий сланцевую нефть, надежно изолирован от вышележащих и нижележащих отложений: в первом случае толщей кунгурских и верхнепермских соленосных и глинисто-соленосных отложений, во втором – 50–100 м толщей глин и аргиллитов верейского горизонта (рисунки 7). Во-вторых, отложения только реализовали свой генерационный потенциал, и поэтому он сохранился в наибольшей степени в первоначальных условиях. В-третьих, залегание сланцевых горизонтов на большой глубине в подсолевых отложениях не несет никаких экологических угроз для региона.

Нужно отметить, что подобного рода отложения в разрезе подсолевых отложений СБЗ можно найти не только в Межуступной зоне. В подсолевых отложениях развиты пачки богатых органикой аргиллитов (бобриковский и верейский горизонты) в ассоциации перекрывающих карбонатных глубоководных (тульская плита, надверейская часть московского яруса) и глинисто-карбонатных (алексинский горизонт) отложений. На ряде площадей (Карповская, Солдатовская, Западно-Тепловская и др.), при проходке этих отложений, отмечались фантомные повышенные газопоказания и признаки нефти в керне, которые, по данным ГИС, не увязывались с какими-то насыщенными пластами. Эти отложения можно рассматривать в качестве резерва сланцевого потенциала, в случае успешного проведения работ на Межуступном перспективном объекте.

Глубина залегания сланцевого резервуара, в пределах Межуступной зоны, превышает глубины осваиваемых залежей в настоящее время. Попытка освоения ресурсов без соответствующей подготовки и правильных подходов может закончиться дискредитацией данного направления, как это на первом этапе произошло с освоением сланцевой нефти в баженовской свите Западной Сибири, залегающей на глубине порядка 3,0 км, в которой, по доступной информации, не удалось эф-

эффективно производить гидроразрывы. В этой связи, уместно напомнить, что по данным Hart's E&P 2012 г., 40–60% всех стадий гидроразрывов пластов являются неэффективными [2].

Отмечая эту и другие проблемы освоения сланцевых залежей УВ, связанные с недостаточным изучением строения недр, компанией CGG, бизнес-партнером которой является ТОО «Reservoir Evaluation Services» создан сланцевый альянс с компанией Baker Hughes, за счет объединения сейсмического и геонаучного опыта CGG с буровым и инжиниринговым опытом Baker Hughes. Основными задачами сланцевого альянса являются:

- выявление наиболее перспективных площадей
- поиски «сладких пятен» (наилучших мест) в сланцевых толщах
- оптимизация местоположения скважин и проектных решений.

Располагая современным арсеналом возможностей, можно эффективно освоить новые площади, в пределах которых могут быть развиты залежи сланцевой нефти. Пусть современные цены на нефть и не способствуют проведению таких, рискованных с технической точки зрения, работ, однако необходимо готовиться к тому, чтобы в будущем, когда цены изменятся в лучшую для нефтяников сторону, понимать свои новые возможности.

Дополнительное изучение потенциальных сланцевых скоплений можно было бы проводить, наряду с освоением объектов неструктурного типа, выделяемых в Межуступной зоне. При этом, можно было бы параллельно проводить целенаправленное изучение московско-артинского нефтематеринского комплекса – с отбором образцов и их изучением с помощью технологии RoqSCAN и др., проведением геохимических исследований и бассейнового 3D моделирования. Можно также использовать имеющиеся кубы сейсморазведки МОГТ 3D для изучения возможности дифференциации участков московско-артинского депрессионного комплекса и выбора лучших из них для освоения. Рано или поздно освоение ресурсов сланцевых УВ станет актуальным и для Республики Казахстан. 🌐

ЛИТЕРАТУРА/REFERENCE

- 1 Куандыков Б.М., Матлошинский Н.Г., Сентгиорги К. и др. Нефтегазоносность палеозойской шельфовой окраины севера Прикаспийской впадины. – Алматы, 2011. – 280 с. [Kuandykov B.M., Matloshinsky N.G., Sentiorgi K. i dr. Neftegazonosnost paleozoyskoy shelfovoy okrainy severa Prikaspyskoy vpadiny. – Almaty, 2011. – 280 s.]
- 2 Ли Ч.В., Оливер Г.М., Спенс Г. и др. Кросс-корреляция данных ГИС и сканирующего электронного микроскопа, основанная на минералогических данных и структурных данных, полученных в вертикальных скважинах – новое средство интеллектуального дизайна заканчивания и улучшенного прогнозирования добычи / SPE-171177-RU. Доклад на российской технической нефтегазовой конференции и выставке SPE по разведке и добыче. Москва, 2014. [Li Ch.V., Oliver G.M., Spens G. i dr. Kross-korrelyatsiya dannykh GIS i skaniruyushchego elektronnoho mikroskopa, osnovannaya na mineralogicheskikh dannykh i strukturnykh dannykh, poluchennykh v vertikalnykh skvazhinakh – novoye sredstvo intellektualnogo dizayna zakanchivaniya i uluchshennogo prognozirovaniya dobychi / SPE-171177-RU. Doklad na rossyskoy tekhnicheskoy neftegazovoy konferentsii i vystavke SPE po razvedke i dobyche. Moskva, 2014.]