

Сопоставляя схемы распределения аномалий метана, суммы тяжелых углеводородов и амплитуд новейших движений, следует констатировать, что практически все аномалии по метану и суммы тяжелых углеводородов совпадают с линейными локальными аномалиями амплитуд новейших движений.

Таким образом, можно сделать вывод, что анализ неотектонической активности региона совместно с анализом распределения углеводородного поля приповерхностных отложе-

ний позволяет выделить активные в неотектоническое и современное время зоны сочленения блоков. Учитывая тот факт, что именно к этим участкам приурочены практически все выявленные локальные аномалии углеводородов, а также и открытые месторождения, такие как Южно-Первомайское, Западно-Степное, Тёпловское и другие, можно говорить об эффективности подобного комплексирования при поисках месторождений углеводородов в пределах территорий с блоковым строением.

Л и т е р а т у р а

1. Коробов Д.С. Газометрическая съемка по верхнему опорному горизонту с целью поисков месторождений нефти и газа //Труды НВНИИГТ.– Саратов, 1969.– Вып. 14.– 185 с.
2. Явления парагенезиса субвертикальных геофизических, геохимических и биогеохимических полей в осадочном чехле земной коры //Открытия в СССР, 1980.– М.: изд-во ВНИИПИ, 1981.– С. 34-37.
3. Кузнецов О.Л. Задачи изучения напряженного состояния земной коры на различных стадиях геологоразведочного процесса на нефть и газ //Изучение напряженного состояния массивов пород сейсмоакустическим методом.– М.: изд-во ВНИИЯГТ, 1980.– С. 3-8.
4. Ласточкин А.Н. Неотектонические движения и размещение залежей нефти и газа //Труды ВНИГРИ.– Л.: Недра, 1974.– Вып. 327.– 68 с.
5. Четвертичные отложения, геоморфология и новейшая тектоника Среднего и Нижнего Поволжья: объяснительная записка к картам масштаба 1:500000. Ч.II /под ред. Ф.И. Ковальского, 1982.– 161 с.
6. Горелов С.К., Розанов Л.Н. Роль новейших тектонических движений в размещении месторождений нефти и газа //Геоморфология.– 1970.– № 4.– С. 32-39.
7. Демидов В.А., Мирзаев К.М. Новейшие дизъюнктивные нарушения в центральных районах Русской платформы и их значение для формирования углеводородных скоплений //Советская геология.– 1971.– № 3.– С. 143-146.

УДК 551.736.1:553.98

ОБЗОР ДАННЫХ О НИЖНЕПЕРМСКИХ ГЛУБОКОВОДНЫХ ОТЛОЖЕНИЯХ ПРИКАСПИЙСКОЙ ВПАДИНЫ КАК ВОЗМОЖНЫХ ОБЪЕКТАХ НЕФТЕГАЗОВОЙ ГЕОЛОГИИ

© 2014 г. П.Д. Кухтинов

ООО "Газпром ВНИИГАЗ"

Перспективность верхнепалеозойских отложений Прикаспийской впадины (ПВ) доказана открытием промышленных скоплений углеводородов, сосредоточенных в основном в пределах ее прибортовых зон. Из крупных месторождений, обнаруженных в отложениях нижней перми, может быть названо только

Карачаганакское, которое приурочено к одиночной органогенной постройке. Многолетние поиски подобных структур пока не увенчались успехом. В то же время представляют практический интерес небольшие нефтегазовые месторождения, выявленные в верхнеартинско-нижнекунгурской карбонатно-суль-

фатной толще бортовой подзоны на всем ее протяжении (Башкирия, Оренбург, Уральск, Саратов, Волгоград).

Известно, что бортовой уступ, нередко ограниченный органогенными постройками (особенно в ранней перми), представлял внешний край шельфа, от которого вглубь впадины начинается постепенное замещение относительно мелководных отложений глубоководными, определяемыми априори как малоперспективные в отношении нефтегазоносности. Лишь отдельные исследователи не исключали открытия месторождений во внутренних районах впадины, но эти ожидания связывались с одиночными органогенными постройками типа Карачаганак. В то же время Центрально-Прикаспийская впадина, имеющая авлакогенную природу и выполненная нижнепалеозойскими образованиями, рассматривается как потенциальная область нефтегазообразования, подпитывающая верхнепалеозойские карбонатные и терригенные толщи региона.

Прежде всего следует заметить, что, согласно опубликованным данным, глубоководные области – континентальный склон и его подножие, характеризующиеся мощными толщами осадочного выполнения, высокой скоростью седиментации, большим содержанием органического вещества (до 80% от общей массы) и повышенными значениями теплового потока, рассматриваются в качестве главной области нефтегазообразования [1]. Считается, что извлекаемые запасы углеводородов, расположенные между изобатами 20 и 3000 м, достигают 76 млрд м³ [2]. С глубоководными отложениями, особенно конусами выноса, связаны успешные поиски углеводородов в различных районах мира. Важно отметить также, что глубоководные кремнистые толщи рассматриваются сейчас и как нефтематеринские, и как коллекторы [3].

На возможную перспективность глубоководных отложений ПВ, заполняющих подводные каньоны и формирующих глубоководные

конуса выноса различного возраста, впервые, вероятно, обратили внимание А.К. Замарёнов и др. [4]. Наличие литологических ловушек, связанных с обратными клиноформами, прилегающими слоями и проградационными клиноформами, и ловушек, приуроченных к тектоническим поднятиям, предполагали Ю.А. Волож и др. [5]. Эта тема рассматривалась в работах Ю.А. Писаренко [6], П.Д. Кухтинова [7, 8] и др. Ниже приводятся фактические данные, позволяющие предварительно оценить состояние данной проблемы.

Имеющиеся данные бурения и сейсмостратиграфических исследований позволяют говорить о широком развитии глубоководных отложений, представленных в виде довольно мощной обратной клиноформы, латерально замещающейся на шельфовые карбонаты (северные и западные районы) или нижнемоласовые толщи первого уровня седиментации (восточные и, возможно, южные районы), или отделенной от них зоной отсутствия отложений, и тогда примыкающей к карбонатным платформам более древнего возраста. Эти отложения концентрически (в виде тороида – по А.П. Лисицыну) окаймляют с внутренней стороны карбонатные платформы Астраханско-Актюбинской и Волгоградско-Оренбургской систем поднятий или частично на них налегают, но во многих случаях доступны бурению и изучению.

Перспективность мощных терригенных комплексов восточной части ПВ в отношении нефтегазоносности изначально оценивалась весьма высоко. Одним из первых в этом отношении был изучен разрез Остансукской скв.П-38, пробуренной в пределах одноименного прогиба [9]. Вскрытый разрез мощностью 1181 м состоит из аргиллитов (65-67%) с прослоями алевролитов и песчаников. Прослойки песчаников мощностью 5-60 см не выдержаны по простиранию, содержат примеси более мелких фракций, плохо отсортированы, глинистые, известковистые, полимиктовые. В их составе содержатся неустойчивые по-

родообразующие компоненты, которые в ходе вторичных процессов переходят в глинистую субстанцию. Цемент песчано-алевролитовых пород карбонатный, порового и базального типа, составляет 27-38% массы породы. Наличие в глинистой части цемента монтмориллонита снижает проницаемость песчанников. Отмеченные особенности явились причиной плохих коллекторских свойств песчанников и алевролитов (открытая пористость 4,62-4,90%, проницаемость от 0,0001 до 0,014 мД). Кроме того, геофизическими данными в изученной толще не установлено тектонических нарушений, которые могли бы привести к появлению трещиноватости. По данным И.Б. Дальяна [10], глинистые толщи характеризуются высоким содержанием $C_{орг}$ (до 5,1-9,4%), РОВ (рассеянное органическое вещество) сапропелевого типа и СББт (спирто-бензолный битумоид) (до 15,8%) и являются нефтегенерирующими. Катагенез РОВ в интервале глубин 2624-5750 м и по замерам ОСВ (отражающая способность витринита) соответствует градации МК₁ (мезокатагенез) с палеотемпературами 110-130 °. Кроме того, по данным ГИС и керна в составе комплекса Кенкиякской, Бозобинской, Кокжидинской, Южно-Мортукской и Каратюбинской площадей было установлено 10 прослоев песчанников и алевролитов с гранулярными коллекторами, имеющими открытую пористость до 15,5-16,9% и проницаемостью до 1,2-1,4 мД. На фоне регионального ступенчатого погружения этих отложений во впадину отмечаются зоны поднятий, образовавшиеся к концу артинского века, которые благоприятны для формирования и размещения залежей углеводородов.

Полигоном для реальной оценки их перспектив стали Кенкиякская и особенно Акжар-Каратюбинская зоны, где было выделено до 8 продуктивных горизонтов. Критерием для их выделения послужило наличие пачек с относительно повышенными сопротивлениями, обусловленными переслаиванием ар-

гиллитов с песчаными и карбонатными прослоями, а также получение притоков. Опираясь на наличие характерных признаков (градационные текстуры, прослои туфогенных и планктоногенных пород среди слоев и пачек гравититов и др.), автор рассматривал их как глубоководные образования. Исследования показали, что предполагаемое широкое развитие в терригенных, преимущественно песчано-алевролитовых и более грубообломочных породах первично-поровых коллекторов, обычно обладающих высокими емкостно-фильтрационными свойствами даже на глубинах 4-5 км, не подтвердилось. Низкие значения проницаемости обусловлены широким развитием процессов карбонатной цементации и новообразованиями ангидрита.

При анализе материалов по нижнепермскому нефтегазоносному комплексу Кенкиякской ступени [11] относительно трещиноватости было сказано лишь то, что она ориентирована хаотически, трещины открытые или выполнены кальцитом, а коллекторы промышленных горизонтов – песчаники, алевролиты кварц-полевошпатовые, в разной степени известковистые, слабослюдистые, слоистые и неслоистые, плотные, участками трещиноватые – относятся к поровому и порово-трещинному типу. Характерно, что в семи продуктивных горизонтах отмечается открытая пористость от 1,9 до 16,2%, но породы часто непроницаемы. Связь нефтескоплений с разломами также не была изучена, но о существовании дизъюнктивных нарушений в этом районе известно давно.

На Акжар-Каратюбинской зоне, с помощью детальной сейсморазведки и по данным бурения, было установлено моноклиналное падение кровли нижней перми, осложненное отдельными небольшими локальными поднятиями и прогибами с амплитудами 25-75 м. Последние ограничены (в основном по кровле каменноугольных отложений или горизонту P_2^1) тектоническими нарушениями, сопровождающимися крупноамплитуд-

ные глубинные разломы, зафиксированные по кровле фундамента или отражающему горизонту P_3 [12]. Однако оказалось, что выявленные нефтяные скопления не контролируются структурными условиями и, как правило, находятся за пределами сводов. Практически единственным контролирующим фактором является литологический.

Максимальные значения пористости, по данным В.А. Саввина [12], для песчаников и алевролитов не превышают 10% (в среднем 5%), проницаемость матрицы песчано-алевритовых пород составляет сотые, тысячные доли мД. Монолитные аргиллиты имеют пористость по керну 6-8%, но их чешуйчато-листоватые разновидности, названные «акжаритами» [13], имеют величину этого параметра, достигающую 24%. Именно они и рассматриваются как основной коллектор.

Происхождение таких коллекторов объяснила Н.В. Павлинова [14]. В разрезах пермских отложений выделяются слои вулканогенных пород, которые распадаются на пласты собственно туфопелитов мощностью до 2 м, разделенных более тонкими прослоями минералокластических туфов алевритовой размерности. Здесь аутигенный смектит постепенно переходит в смешанослойные образования смектит-гидрослюдистого и гидрослюдисто-хлоритового состава. Образование гидрослюды сопровождается выделением межслоевой и поровой воды, разуплотнением и процессами гидроразрыва. Появляются трещины, чаще открытые, имеющие разнонаправленную, но большей частью горизонтальную ориентировку по отношению к напластованию. Таким образом, флюидоупор превращается в ложную покрывку, через которую возможен переток углеводородов. В то же время образование вторичных монтмориллонитов по пеплам среднего состава на ранних стадиях постседиментационного изменения приводит к ликвидации порового пространства, к непроницаемости глинистых прослоев, к превращению их во флюидоупор. Улучшение фильтрацион-

но-емкостных свойств пород происходит также при образовании трещин под влиянием тектонических движений и каверн выщелачивания по этим трещинам. Связь тектонических движений с образованием коллекторов подтверждается наличием большого числа зеркал скольжения в керне скважин, из которых получены притоки УВ. В целом в нижнепермском комплексе развит преимущественно каверново-трещинный тип коллекторов, что обусловлено проявлением трещинных деформаций в приразломных зонах.

В пределах Акжар-Каратобинской зоны выявленные нефтяные скопления не контролируются структурными условиями, а связаны с зонами развития трещиноватых, разуплотненных пород, приуроченными к глубинным разломам [Саввин, 12, 15]. Наиболее существенные притоки нефти были получены из нижних (VII и VIII) горизонтов и составляли от 2,5 до 921,6 м³/сут., газа – от 1,03 до 814,8 тыс. м³/сут., при депрессиях на пласт от 38,2 до 74,2% от пластового давления, составляющего для VIII, VII и III горизонтов соответственно 84,5 МПа, 74,3 МПа и 74,8 МПа. По двум глубинным пробам нефти, отобраным из VIII горизонта, определено давление насыщения, равное соответственно 28,73 МПа и 8,87 МПа, и газосодержание – 374,7 м³/т и 75,9 м³/т. Для всех опробованных объектов характерны аномально высокие пластовые давления. Коэффициенты аномальности варьируют от 1,49 до 1,84 с тенденцией к уменьшению аномальности вверх по разрезу. По данным С.Н. Нурсултановой [16], нефти легкие, малосернистые, смолистые.

В строении нефтеносного горизонта VIII участвуют битуминозные глины, аргиллиты, известняки, силициты, а также туфы, реже мергели, доломиты, туфоизвестняки, песчаники, алевролиты. Весьма показательны для него полимиктовые – битумно-кремнисто-карбонатно-глинистые породы, кремнистый (аутигенный и биогенный) и туфогенный материал, глобулярный пирит, обугленный

растительный детрит. Характерно тонкоплитчатое, листовато-чешуйчатое строение пород, обилие битумного органического вещества, горизонтальная и субвертикальная трещиноватость, приуроченная к зонам контактов разных по текстуре пород, и высокая гамма-активность (10-25 мкР/ч) горизонта. Коллекторские свойства можно было изучить только по наименее рассланцованным образцам, неразрушающимся при обработке [17]. Открытая пористость их не превышает 10%, максимальная проницаемость вдоль слоистости иногда достигает 6-7 мД, в основном не превышает 1 мД.

Для большинства объектов характерна пульсирующая работа скважин, и устойчивые притоки нефти были получены только на минимальных штуцерах, что характерно для коллекторов трещинного типа [12]. Повидимому, снижение дебитов при больших депрессиях связано со смыканием трещин, а уменьшение дебитов снизу вверх по разрезу – со снижением трещиноватости в этом же направлении. Участки развития трещиноватых, разуплотненных пород связаны с глубинными разломами субмеридионального простирания, выделяемыми по отражающим горизонтам Π_3 и Π_2^1 . Предполагается [15], что зоны развития трещиноватых пород довольно протяженны и имеют ширину до 1 км. Все значительные притоки нефти получены в скважинах, пробуренных в пределах этих зон или в непосредственной близости от них. Перспективные запасы, определенные в пределах разуплотненных зон, позволяют отнести нефтяную залежь VII горизонта к категории мелких, VIII – крупных.

Помимо Акжар-Каратюбинской зоны и Кенкиякской группы структур, перспективные продуктивные горизонты выявлены на других, более удаленных площадях к северу (Самбай, Арансай и др.), западу (Шубаркудук, Коздысай и др.), югу (Боржер и др.). Весьма многообещающие данные имеются по таким структурам юго-восточной части

впадины, как Сазтобе, где нефтеносны пачки дебитов, Арман-Биикжалская зона, где развиты турбидиты в виде шлейфов обломочных известняков.

В целом на территории восточной части ПВ выделено несколько зональных резервуаров, сложенных песчано-алевро-глинистыми отложениями, в пределах Остансукского прогиба, Боржер-Акжарской тектонической ступени, Жанажол-Синельниковского, Урихтау-Кожасайского Тускумского и Торткольского валов [18].

Вдоль Каракульского вала нижнепермские терригенные отложения, относящиеся к нижней молассе мощностью до 2100 м, образуют высокоамплитудные линейные структуры, осложненные разрывными нарушениями. Они формировались в условиях предгорного прогиба [19] и представлены перемежаемостью сероцветных полимиктовых песчаников, алевролитов, аргиллитов, гравелитов, конгломератов. Кластический материал представлен фрагментами эффузивных, интрузивных и осадочных – терригенных и карбонатных пород. Полимиктовый состав, плохая сортировка обломочного материала, обилие седиментационно-диагенетических карбонатов стали причиной низких емкостных и фильтрационных свойств песчаников. Более перспективными могут быть отложения авандельтовых бороздин (Высоковская, Каракульская площади) и возможные зоны вторичной пористости в области сочленения Каракульского вала с кряжем Карпинского.

На западе и северо-западе ПВ скважинами вскрыты глубоководные отложения Ерусланской, Тимофеевской, Ахтубинской, Южно-Дьяковской, Солнечной площадях, где они представлены (сверху вниз) пачкой глинисто-кремнисто-карбонатного состава (20-100 м), характеризующейся повышенной гамма-активностью, и ритмично построенной толщей (до 300-500 м), состоящей из чередования глубоководных образований и гравититов [6]. Установлено до четырех уровней с грави-

титами, суммарная мощность которых достигает 20 (скв.1 Черная Падина), 30 (скв.1 Южно-Дьяковской, скв.1 Тимофеевской), 40 (скв.1 Упрямовской) и 180 (скв.1 Ахтубинской) метров. Скв.1 Тимофеевская и скв.5 Ерусланская вскрыли толщу плотных, микрозернистых, участками кавернозных, трещиноватых известняков с отдельными прослоями кремнистых пород, стратиграфическое положение которых пока не установлено.

В скв.5 Ерусланской на глубине 5940-5943 м обнаружен тектонический щебень. Трещины и системы трещин имеют горизонтальную, вертикальную, наклонную ориентировку и являются литогенетическими и тектоническими. Наблюдаемая длина трещин варьирует от мм до м, раскрытость от 2 до 200 мкм, поверхностная плотность трещиноватости от 0,3 до 6,2 см/см², Кп от 0,02 до 0,22%, Кпр от 0,03 до 438 • 10⁻³ мкм². Открытые и сомкнутые трещины сопровождаются зонами разуплотнения шириной до 2-3 мм. В минерализованных трещинах разуплотняется кальцит и ангидрит.

В скв.1 Ерусланской из нижней перми был получен нефтегазоконденсатный фонтан. Фонтанирование его прекратилось через 10 дней из-за смятия колонны. Насыщенный газом керн был поднят из верхней пачки в скв.5 этой площади. Из этого стратиграфического уровня получен приток (12 т/сут.). В скв.1 Упрямовской площади наблюдались повышенные газопоказания из отложений, представленных известняками, доломитами, кремнистыми породами и аргиллитами с глубины 5856 м, ниже (5935-5979 м) из таких же пород получен приток нефти [20].

Во внутренней подзоне северной бортовой зоны скважина УГС-3 Долинская вскрыла мощную толщу (468 м) нижнепермских отложений бассейнового типа, рассматриваемую как дистальная часть конуса выноса [21]. Сложены они чередующимися пачками обломочных карбонатов и глубоководных кремнисто-

глинистых карбонатных пород, без признаков наличия углеводородов.

По заключению Г.П. Былинкина [22], нижнепермские (докунгурские) породы внутренней части ПВ содержат высококонцентрированное сапропелевое РОВ и в настоящее время заканчивают реализацию газоматеринского потенциала. Им обосновывается вывод о том, что этаж нефтегазоносности в подсолевых (в том числе нижнепермских) отложениях внутренней части ПВ, включая Сарпинский прогиб, составляет до 1,5-2,0 км.

Трещиноватость и разуплотнение изучались [23, 24] в керне Астраханского, Карачаганакского, Тенгизского месторождений, Ахтубинской, Ерусланской, Заволжской и Упрямовской площадей. В карбонатных, терригенных и кремнистых породах развиты раскрытые, сомкнутые, минерализованные трещины и связанные с ними зоны разуплотнения. В пределах Карачаганакского месторождения были обнаружены зоны повышенной трещиноватости шириной 0,5-0,8 км, к которой приурочены интервалы поглощения промывочной жидкости. Строение некоторых из них свидетельствует о крутом или вертикальном залегании зон тектонической трещиноватости. Не исключено наличие таких нарушений и на других месторождениях. Распределение скважин с притоками нефти в узких линейных зонах на месторождении Восточный Акжар, где стандартные коллекторы в керне и по ГИС не обнаружены, приводит к мысли о том, что резервуары нефти здесь приурочены к тектонически нарушенным породам. Благодаря этому месторождение по существенным признакам является нетрадиционным. Подобные месторождения еще мало изучены, поэтому могут получить неправильную промышленную оценку.

По заключению Т.А. Югая [23], локализованные в трещинных коллекторах нефтяные залежи могут приобретать морфологические черты зон трещиноватости и нарушений – по аналогии с метасоматозом и запол-

нением рудным веществом тектонических трещин, а также со скоплениями подземных вод (с миграционной способностью, близкой к нефти) в малопористых и непроницаемых в матрице породах (изверженных, метаморфических), приуроченных к разрывным нарушениям. Последние характеризуются, как правило, высоким пластовым давлением, гидродинамической замкнутостью и именуется трещинно-жильными. Позднее [24] была рассмотрена применимость этого понятия и для нефтескоплений данного района. Признание де-факто трещинно-жильных (штокверковых) нефтескоплений потребует определенных изменений в подходах к прогнозированию, поиску и изучению залежей. Особое внимание должно быть уделено изучению дизъюнктивных нарушений, бурению наклонных скважин, пересекающих вертикальные трещины в массивах горных пород.

О роли разломов в формировании месторождений углеводородов имеется обширная литература. Для территории ПВ этот вопрос ранее всесторонне рассматривал М. Б. Эздрин [25]. Однако применительно к глубоководным отложениям представляют интерес, прежде всего, данные о процессах, связанных с дилатансионными изменениями горных пород, приводящими к формированию локальных структур и зон разуплотнения, благоприятных для размещения залежей углеводородов. Способ поиска перспективных в этом отношении участков, представляющих из себя кольцеобразные зоны с аномально высокими значениями силы тяжести, был предложен В. А. Огаджановым [26].

В обстоятельной работе К. А. Клещева, А. И. Петрова, В. С. Шеина [27] детально рассмотрены вопросы формирования трещиноватости горных пород и формирования зон аномальной трещиноватости, которые могут являться самостоятельными типами природных резервуаров углеводородов. Ими показано, что преобладают два типа зон аномальной трещиноватости и связанного с ними разуплотнения пород – дилатансионно-очаговый и откольный. Очаги дилатансии и откольных

разрывных нарушений отражаются в ландшафте земной поверхности в виде концентрических или кольцевых форм, фиксируемых на космических и аэроснимках. Авторами предложена методика комплексной интерпретации геолого-геофизических и аэрокосмических данных с целью прогнозирования аномально трещинных коллекторов и выявления новых типов природных резервуаров нефти и газа.

Современная методология изучения пространственной зональности трещинных коллекторов нефти и газа на основе системно-структурного подхода, диагностических принципов и критериев идентификации высокопроницаемых трещинных зон в ловушках различного морфолого-генетического типа, комплексной методики выявления и оконтуривания трещинных и трещинно-карстовых зон с использованием дистанционных (аэрокосмических), полевых и скважинных геолого-геофизических, гидродинамических, технологических и математических способов, методов и методик предложена А. В. Петуховым [28].

О значении кольцевых зон миграции углеводородов – «газовых трубах» – говорится в работе Н. А. Бондаренко [29]. По его данным такие формы миграции углеводородов были выявлены на севере Западной Сибири, где они как бы подпирают крупные и гигантские месторождения газа и конденсата типа Уренгойского, Ямбургского и др. К «газовым трубам» приурочены высокие показатели АВПД. Предполагается также, что проявления кольцевых флюидодинамических каналов возникают на тройных сочленениях рифтов. В качестве примера называется гигантское месторождение Экофиск в Северном море. Тройное сочленение рифтов имеет место в ПВ.

Говоря об авлакогенных осадочно-породных бассейнах, к которым может быть отнесена ПВ, А. Е. Лукин [30] отмечал возможность формирования вторичных коллекторов под влиянием тектоно-кессонных эффектов, явлений естественного гидроразрыва, агрес-

сивности глубинных флюидов по отношению к породам различного состава (термокарст в карбонатах, выщелачивание минералов кремнезема и силикатов в песчаных, кремнистых и кристаллических породах), тектонического трещинообразования, гидротермально-метасоматических разуплотняющих процессов и т.д. Он считал, что характерной особенностью таких бассейнов является существование *сквозьформационных флюидопроводящих систем*. С этим перекликаются данные И.В. Орешкина [31] о наличии «воронки внедрения» на востоке ПВ, связанной с разрывными нарушениями и обеспечившей дополнительный приток углеводородов из нижележащих слоев палеозоя, а также представления о геосолитонной природе субвертикальных зон деструкции [32]. Идея существования транзитных субвертикальных каналов, обеспечивающих миграцию УВ и формирование залежей в глубокопогруженных горизонтах, была существенно дополнена [33] важными положениями о наличии надежной покрышки над предполагаемой залежью. Авторы исходят из представлений о том, что: а) в глубокопогруженных горизонтах может быть обнаружен в основном газ, находящийся под большим давлением (коэффициент аномальности 1,8-2,0); б) глинистые известняки и глины мелководного генезиса теряют газоупорные свойства на глубинах около 3 км, а глубоководные (батиальные) глины – 5 км; в) преобладающими на этих глубинах являются коллекторы трещинно-кавернозного и трещинного типа, эффективная емкость которых на один-два порядка ниже по сравнению с первично-поровыми коллекторами; промышленные скопления могут быть обнаружены только в мощных пластах (многие десятки или сотни метров); г) только сульфатно-галогенные толщи считаются безусловно надежными покрышками для газовых залежей на любой глубине; д) все нижележащие пласты должны быть исключены из проекта глубокого бурения вследствие их вероятной обводненности.

Можно отметить, что данные о перспективности депрессионных образований, обладающих коллекторами трещинного типа, получили подтверждение на юге Предуральского прогиба еще в середине прошлого века [34], когда были получены фонтанные притоки на структурах кинзебулатовского типа.

По данным сейсморазведки МОГТ [35] вдольбортовая зона сокращенных мощностей (40-300 м) надверейского карбонатного комплекса, сложенного в ее пределах плотными глинисто-кремнисто-карбонатными и сульфатными породами, имеет ограниченную ширину, и на удалении до 30-40 км от нижнепермского бортового уступа впадины мощность этого комплекса вновь резко нарастает. При этом по результатам сейсмофациального анализа прогнозируется преимущественно карбонатный состав отложений, сформировавшихся за счет переотложения мелководных известняков. Среди этих отложений возможно, по их заключению, развитие коллекторов и, таким образом, эти образования могут явиться новым объектом нефтегазопоисковых работ с глубиной залегания кровли в пределах 4900-6100 м.

Представленный обзор и анализ данных об особенностях строения разрезов внутренних районов впадины рассматривается как некоторый этап изучения этого специфического объекта нефтегазовой геологии. Очевидно, что для его дальнейшего исследования потребуются нетрадиционные подходы. Прежде всего, необходимо усилить НИР для разработки методов прогнозирования, поисков, разведки и эксплуатации подобных месторождений с учетом физико-литологических свойств пород нефтегазоносных комплексов.

В заключение можно заметить, что все изложенное выше направлено на привлечение внимания к главной мысли – о возможности и необходимости вовлечения неосвоенных потенциальных объектов и ресурсов, которые могут быть связаны с подводными конусами выноса и глубоководными отложениями внутренних районов ПВ.

ГЕОЛОГИЯ

Л и т е р а т у р а

1. Горбачёв В. Ф. Новые данные изучения дна мирового океана и их значение для проблемы газонефтеносности недр //Обзор. инф. ВНИИЭгазпрома. Серия: геология и разведка газовых и газоконденсатных месторождений. – М., 1979. – Вып. 1. – С. 1-56.
2. Геодакян А. А., Забанбарк А., Конюхов А. И. Нефтегазоносность континентальных склонов мирового склона //ДАН СССР. – 1985. – Т. 280. – № 2. – С. 423-426.
3. Бурлин Ю. К. О нефтеносности кремнистых толщ //Советская геология. – 1982. – № 8. – С. 134-142.
4. Замарёнов А. К., Кучерук Е. В., Морозов С. Н. Глубоководные терригенные отложения палеозоя Прикаспийской впадины – новый объект поисково-разведочных работ на нефть и газ //Геология, методы поисков и разведки месторождений нефти и газа: экспресс-информация. – М.: ВИЭМС, 1981. – Вып. 4. – С. 9-14.
5. Основные аспекты строения докунгурского разреза Прикаспийской впадины и ее обрамлений с позиции сейсмостратиграфического анализа /Ю. А. Волож, Р. Б. Сапожников, А. Е. Шлезингер, А. Л. Яншин //Докл. АН СССР. – 1983. – Т. 273. – № 6. – С. 1440-1445.
6. Писаренко Ю. А., Кухтинов П. Д. Перспективы нефтегазоносности подсолевого надверейского комплекса пород Прикаспийской впадины //Материалы Всерос. науч. конф. «Геология Русской плиты и сопредельных территорий на рубеже веков». – Саратов: ГосУНЦ «Колледж», 2000. – С. 72.
7. Кухтинов П. Д. Глубоководные конуса выноса – специфический объект нефтегазовой геологии Прикаспийской впадины //Геологические науки – 97: тезисы докл. науч. конф. геолог. ф-та и НИИ геологии. – Саратов: изд-во Сарат. ун-та «Колледж», 1997. – С. 35-36.
8. Кухтинов П. Д. Нижнепермские глубоководные отложения внутренних частей Прикаспийской впадины как возможные объекты нефтегазовой геологии //Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа. Нефтегазовая геология – итоги XX века (под ред. член-корр. РАН Б. А. Соколова, Э. А. Абля): материалы IV-й Международ. конф. – М.: изд-во Моск. ун-та, 2000. – С. 390.
9. Щуркин Б. С., Горячева Л. П. К оценке перспектив нефтегазоносности подсолевых отложений южной части восточного борта Прикаспийской впадины //Советская геология. – 1975. – № 2. – С. 127-130.
10. Дальян И. Б. Размещение залежей нефти и газа в подсолевых отложениях Прикаспийской впадины //Нефтегазоносность Прикаспийской впадины и сопредельных районов. – М.: Наука, 1987. – С. 122-124.
11. Дальян И. Б. Коллекторские особенности пород подсолевых нефтегазоносных комплексов Восточного Прикаспия //Коллекторские свойства пород на больших глубинах. – М.: Недра, 1985. – С. 69-77.
12. Саввин В. А. Новый тип продуктивных резервуаров в подсолевых отложениях Прикаспия (Акжар-Каратюбинская зона нефтегазонакопления) //Петрофизические исследования при поисках, разведке и разработке месторождений нефти и газа. – М.: ВНИГНИ, 1998. – С. 38-40.
13. Шерман Г. Х., Слукин А. В., Никишов В. В. «Акжариты» – новый тип коллекторов, образующих нефтегазовые резервуары Прикаспия? //Недра Поволжья и Прикаспия. – 1993. – Вып. 5. – С. 27-35.
14. Павлинова Н. В. Литофациальные критерии прогноза зон коллекторов и флюидоупоров в терригенных нижнепермских и юрских отложениях востока Прикаспийской впадины: автореф. дис. на соиск. учен. степени канд. геол.-минерал. наук. – М.: ВНИГНИ, 1990. – 23 с.
15. Саввин В. А. Модели строения типичных продуктивных резервуаров подсолевых месторождений Прикаспия //Недра Поволжья и Прикаспия. – 1999. – Вып. 17. – С. 3-11.
16. Нурсултанова С. Н. Прогноз нефтегазоносности подсолевого палеозойского комплекса пород востока Прикаспия: автореф. дис. на соиск. учен. степени канд. геол.-минерал. наук. – М.: ИГиРГИ, 1991. – 22 с.
17. Баймагамбетов Б. К., Яковлев А. В., Валеева О. И. Литологическое строение и коллекторские свойства гамма-активной пачки месторождения Восточный Акжар //Геология и минеральные ресурсы юго-востока Русской платформы. – Саратов: НВНИИГТ, 1998. – С. 26.

18. Абилхасимов Х.Б. Закономерности пространственного размещения природных резервуаров Прикаспийской впадины //Геология нефти и газа. – 2007. – № 6. – С. 11-17.
19. Морозов С.Н. Постседиментационные изменения и коллекторские свойства терригенных отложений подсолевого палеозоя западной бортовой зоны Прикаспийской впадины: автореф. дис. на соиск. учен. степени канд. геол.-минерал. наук. – Саратов: СГУ, 1981. – 17 с.
20. Плотников А.А., Дворецкий П.И., Медведев Н.Ф. Перспективы нефтегазоносности глубоких горизонтов палеозоя северной бортовой зоны Прикаспийской впадины //Основные задачи и направления региональных геолого-геофизических работ в Поволжско-Прикаспийском регионе: тезисы докл. регион. совещ. – Саратов: ГосУНЦ «Колледж», 1999. – С. 15-17.
21. Нефтегазоносность палеозойской шельфовой окраины севера Прикаспийской впадины (на примере Фёдоровского блока) /Б.М. Куандыков, Н.Г. Матлошинский, К. Сентгиорги и др. – Алматы, 2011. – 280 с., ил.
22. Былинкин Г.П. Нефтегазоматеринский потенциал рассеянного органического вещества подсолевых отложений юго-западной части Прикаспийской впадины: автореф. дис. на соиск. учен. степени канд. геол.-минерал. наук. – Л.: ВНИГРИ, 1982. – 18 с.
23. Югай Т.А. О возможности образования трещинных коллекторов на больших глубинах //Коллекторские свойства пород на больших глубинах. – М.: Наука, 1985. – С. 77-81.
24. Югай Т.А., Кухтинов П.Д. Трещиноватость коллекторов и резервуаров нефти и газа подсолевого палеозоя Прикаспийской впадины //Петрофизические исследования при поисках, разведке и разработке месторождений нефти и газа. – М.: ВНИГНИ, 1998. – С. 44-45.
25. Эздрин М.Б. Перспективы поисков скоплений нефти и газа в приразломных системах Прикаспийской впадины. – Саратов: изд-во Саратов. ун-та, 1980. – 136 с.
26. Огаджанов В.А. Геофизические исследования на основе явления дилатации горных пород: автореф. дис. на соиск. учен. степени д-ра геол.-минерал. наук. – Саратов: СГУ, 1997. – 35 с.
27. Клещев К.А., Петров А.И., Шеин В.С. Геодинамика и новые типы природных резервуаров нефти и газа. – М.: Недра, 1995. – 285 с., ил.
28. Петухов А.В. Методология изучения пространственной зональности трещинных коллекторов в связи с повышением эффективности поисков, разведки и разработки залежей нефти и газа: автореф. дис. на соиск. учен. степени д-ра геол.-минерал. наук. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2003. – 51 с.
29. Бондаренко Н.А. Пограничные структуры платформ Черноморско-Каспийского региона: автореф. дис. на соиск. учен. степени д-ра геол.-минерал. наук. – Саратов, 2009. – 37 с., ил.
30. Лукин А.Е. Литогеодинимические факторы нефтегазонакопления в авлакогенных бассейнах: автореф. дис. на соиск. учен. степени д-ра геол.-минерал. наук. – Киев: ИГН АН УССР, 1989. – 43 с.
31. Орешкин И.В. Перспективы поисков месторождений нефти и газа в подсоловом мегакомплексе Прикаспийского нефтегазоносного бассейна, основные проблемы и пути их решения //Геология и разработка месторождений в Прикаспийском регионе и морских акваториях. Сборник статей. – Волгоград: ООО «ЛУКОЙЛ-ВолгоградНИПИморнефть», 2010. – С. 275-284.
32. Бембель Р.М., Бембель С.Р., Мегеря В.М. Геосолитонная природа субвертикальных зон деструкции //Геофизика. – 2001. – Спец. выпуск. – С. 36-50.
33. Результаты и направления геологоразведочных работ в Прикаспийской впадине /А.К. Токман, В.С. Коваленко, Б.С. Коротков, С.Б. Коротков //Геология нефти и газа. – 2009. – № 3. – С. 27-35.
34. Оганесов Г.П., Хатьянов Ф.И. Перспективы газонефтеносности Башкирско-Оренбургского и Актюбинского Приуралья в связи с возможным продолжением в их пределы сакмаро-артинских рифов //Советская геология. – 1962. – № 2. – С. 3-16.
35. Малышев А.В., Никитин Ю.И. Геологические предпосылки нефтегазодобычи в Саратовской области //Недра Поволжья и Прикаспия. – 1991. – Пробный выпуск. – С. 39-46.