

ГЕОФЛЮИДОДИНАМИКА ГЛУБОКОПОГРУЖЕННЫХ ЗОН НЕФТЕГАЗОАКОПЛЕНИЯ ОСАДОЧНЫХ БАССЕЙНОВ

Абукова Л. А., Волож Ю. А.

Аннотация

Цель данной публикации – обоснование представлений о ведущей роли геофлюидодинамических процессов в формировании скоплений углеводородов в земной коре на больших глубинах. Геодинамическая модель нефтегазоаккумуляции базируется на обновленных представлениях о структуре тектоносферы Земли, включающей в свой состав плитный, доплитный и складчатый комплексы, что уточняет пространственные масштабы протекания процессов преобразования органического вещества в углеводороды нефтяного ряда. В низах земной коры прогнозируется особый – «стагнационный» – тип водонапорных систем со следующими отличительными признаками: (а) разномасштабность проявления – от локального до регионального; (б) ограниченность водообменных процессов с внешним окружением; (в) отсутствие дренажных выдержанных горизонтов (пластов, прослоев); (г) выравнивание гидродинамического потенциала по глубине и латерали; (д) нарастание роли литогидрохимических и органо-химических факторов в формировании пустотного пространства флюидовмещающей среды.

Системы с затрудненным водообменом контролируют образование и сохранение в течение длительного времени в своем внутреннем пространстве автоклавных углеводородных систем, главной особенностью которых является пространственное совмещение (локализация) процессов нефтегазообразования и нефтегазоаккумуляции. Выдвигается предположение о том, что в условиях всестороннего сжатия, бездренажности, гидродинамической неустойчивости положение продуктивных зон должно контролироваться не локальными гипсометрическими максимумами, а очагами пониженных поровых (пластовых) давлений.

В статье приведены результаты прогноза развития названных авторами стагнационными (затрудненный водообмен) водонапорными системами в подсолевых отложениях Прикаспийской впадины, для неразбуренных участков подсолевого разреза выполнен прогноз пластовых давлений, что можно рассматривать как необходимую составляющую прогноза нефтегазоносности осадочного чехла на больших (и сверхбольших) глубинах, поскольку позволит оконтурить новые (ранее неизвестные) зоны нефтегазоаккумуляции, имеющие промышленно важное значение.

Ключевые слова:

Геофлюидодинамический режим, водонапорная система, гидродинамический потенциал, зоны нефтегазоаккумуляции, автоклавные углеводородные системы, Прикаспийский осадочный бассейн.

ГЕОФЛЮИДОДИНАМИКА ГЛУБОКОПОГРУЖЕННЫХ ЗОН НЕФТЕГАЗОНАКОПЛЕНИЯ ОСАДОЧНЫХ БАССЕЙНОВ

Абукова Л.А. *, Волож Ю.А. **

**Институт проблем нефти и газа РАН, 119333, Москва, ул. Губкина, 3 (abukova@ipng.ru)*

***Геологический институт РАН, 119017, Москва, Пыжевский пер., 7*

АННОТАЦИЯ

Цель данной публикации – обоснование представлений о ведущей роли геофлюидодинамических процессов в формировании скоплений углеводородов в земной коре на больших глубинах. Геодинамическая модель нефтегазонакопления базируется на обновленных представлениях о структуре тектоносферы Земли, включающей в свой состав плитный, доплитный и складчатый комплексы, что уточняет пространственные масштабы протекания процессов преобразования органического вещества в углеводороды нефтяного ряда. В низах земной коры прогнозируется особый – «стагнационный» – тип водонапорных систем со следующими отличительными признаками: (а) разномасштабность проявления – от локального до регионального; (б) ограниченность водообменных процессов с внешним окружением; (в) отсутствие дренажных выдержанных горизонтов (пластов, прослоев); (г) выравнивание гидродинамического потенциала по глубине и латерали; (д) нарастание роли литогидрохимических и органо-химических факторов в формировании пустотного пространства флюидовмещающей среды.

Системы с затрудненным водообменом контролируют образование и сохранение в течение длительного времени в своем внутреннем пространстве автоклавных углеводородных систем, главной особенностью которых является пространственное совмещение (локализация) процессов нефтегазообразования и нефтегазонакопления. Выдвигается предположение о том, что в условиях всестороннего сжатия, бездренажности, гидродинамической неустойчивости положение продуктивных зон должно контролироваться не локальными гипсометрическими максимумами, а очагами пониженных поровых (пластовых) давлений.

В статье приведены результаты прогноза развития стагнационных водонапорных систем в подсолевых отложениях Прикаспийской впадины. Для неразбуренных участков подсолевого разреза выполнен прогноз пластовых давлений, что можно рассматривать как необходимую составляющую прогноза нефтегазоносности осадочного чехла на больших (и сверхбольших) глубинах, поскольку позволит оконтурить новые (ранее неизвестные) зоны нефтегазонакопления, имеющие промышленно важное значение.

Геофлюидодинамический режим, водонапорная система, гидродинамический потенциал, зоны нефтегазонакопления, автоклавные углеводородные системы, Прикаспийский осадочный бассейн.

ВВЕДЕНИЕ

Тенденция истощения запасов «традиционной» нефти общеизвестна; ее неизбежным следствием является необходимость комплексных научно-производственных работ по обоснованию экономически эффективных, социально значимых и экологически безопасных направлений наращивания ресурсной базы углеводородного сырья в России. К настоящему времени к основным из них относятся: (1) ресурсы мелких и средних месторождений, расположенных на технически доступных глубинах, (2) углеводороды сланцевых формаций, (3) невовлеченные или находящиеся на начальной стадии освоения ресурсы нефтегазоносных и перспективных провинций Восточной Сибири, шельфов Арктики и Дальнего Востока, (4) углеводороды на глубинах свыше 4–5 км в старых нефтегазоносных бассейнах [Конторович и др., 2019].

И.М. Губкин [1953] неоднократно указывал на важность для регионов с длительной историей нефтегазодобычи ведения поисков месторождений нефти и газа в горизонтах, расположенных ниже разрабатываемых залежей; особо выделял зоны глубоких депрессий, поскольку они «... являются тем местом, где осадки сапропелевого характера, погружаясь на значительную глубину, попадали в особые термобарические условия, потому становились источником нефти, мигрирующей к периферии впадин и к их внутренним поднятиям».

А.А. Трофимук [1991] также большое значение придавал поискам месторождений углеводородов в нижних этажах осадочного чехла, в частности, считая палеозойские отложения Западной Сибири перспективными в отношении нефтегазоносности. Он высоко оценивал и возможности обнаружения новых месторождений в подсолевых отложениях Прикаспийской впадины. Так, говоря о Тенгизе и Карачаганаке, указывал, что «...впервые в нашей стране выявлены месторождения, по плотности запасов на единицу площади и по продуктивности скважин приближающиеся к соответствующим показателям месторождений Ирана».

Планомерные поиски крупных скоплений углеводородов на глубинах ниже 3–4 км на территории постсоветского пространства велись в 60-х–70-х годах в Азербайджане, Туркменистане, Предкавказье, Волго-Урале, Западной Сибири, Прикаспийской впадине. В пределах последней получены наиболее значимые результаты: здесь открыты 5 гигантских месторождений углеводородов с уникальным геологическим строением – Тенгиз, Карачаганак, Кашаган, Астраханское, Оренбургское, разведанные запасы которых в совокупности составляют 9,3 млрд тонн нефти и 9,1 трлн кубических метров газа, при этом в подсолевых частях осадочного разреза (6–15 км и ниже) реально еще обнаружение до 40 млрд тонн нефтяного эквивалента начальных ресурсов [Волож и др., 2010, 2019].

Известно, что освоение углеводородного потенциала больших глубин осадочного чехла затруднено из-за слабой геологической изученности глубокопогруженных углеводородных систем, недостаточно разработанной научно-методической основы прогнозирования пространственного положения зон нефтегазонакопления ниже 5–6 км. В настоящей статье рассмотрены геофлюидодинамические аспекты прогнозирования крупных зон нефтегазонакопления на больших глубинах осадочных бассейнов, что дает возможность детализировать как научную, так и практическую составляющие прогноза нефтегазоносности подсолевого комплекса Прикаспийской впадины на геофлюидодинамической основе.

ГЕОФЛЮИДОДИНАМИЧЕСКАЯ СОСТАВЛЯЮЩАЯ ПРОГНОЗА НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ОСАДОЧНОГО ЧЕХЛА НА БОЛЬШИХ ГЛУБИНАХ

Нефтегазовая геофлюидодинамика – самостоятельное научное направление геологии, предметом исследования которого являются причины, механизмы и следствия совместного массопереноса воды, жидких и газообразных углеводородов в зависимости от геологической истории и эволюции физико-химических параметров флюидовмещающей среды в процессе прогрессивного и регрессивного литогенеза.

На развитие геофлюидодинамического анализа нефтегазоносных бассейнов существенное влияние оказали исследования физико-геологических особенностей взаимовлияния гидродинамических, геохимических, литологических параметров нефтегазоносных бассейнов. Еще в конце 60-х – начале 70-х годов были заложены основы так называемой геологической теории движения подземных вод, нефтей и газов как «синтетической дисциплины, возникшей из специальных разделов геотектоники, учения о формировании месторождений полезных ископаемых, литологии, геохимии, исторической геологии, классической подземной газогидродинамики и палеогидрогеологии, изучающей основные закономерности равновесия и динамики подземных флюидов в геологически длительные промежутки времени» [Валуконис, Ходьков, 1973].

В середине 70-х годов одновременно опубликованы три фундаментальные работы: А.Е. Гуревича [1976] – о природе геофлюидодинамических процессов и их протекании в различных геологических обстановках, Л.Н. Капченко [1976] – о главных типах преобразования состава подземных растворов и особенностей их движения на различных стадиях литогенеза; Р.С. Сахибгареева [1976] – о научном значении геофлюидодинамического анализа нефтегазоматеринских свит в естественно-историческом ключе. Они определили теоретические основы и информативные возможности геофлюидодинамики как актуального научного направления нефтегазопроисловительной геологии.

Б.А. Соколовым и В.Е. Хаиным на Всесоюзном совещании «Флюидодинамический фактор в тектонике и нефтегазоносности осадочных бассейнов» (Ашхабад, 1989 г.) была представлена (гео)флюидодинамическая модель нефтегазообразования в осадочных бассейнах. Научная составляющая модели раскрывает главный механизм превращения осадочного бассейна в нефтегазоносный, который заключается во взаимодействии двух систем: (1) материальной (литосфера с собственным органоминеральным потенциалом, разуплотненными зонами – вместилищами флюидов как продуктов дегидратации и дефлюидизации органического вещества и пород) и (2) энергетической, обеспечивающей тепломассоперенос в масштабе осадочного бассейна. [Соколов, Хаин, 1997].

За последующие годы были укреплены теоретические основы нефтегазовой геофлюидодинамики; особое значение обрели такие базисные положения современной гидрогеологии, как неравновесность системы «вода – порода – газ – органическое вещество» [Шварцев, 2011]; геологическая цикличность круговорота воды [Зверев, 2009]; возможное генетическое разобщение растворителя и растворенных веществ в водных растворах литосферы [Карцев и др., 2001]. Как следствие, повысилась роль геофлюидодинамического анализа в изучении онтогенеза нефтегазовых скоплений, обосновании направленности поисков и разведки месторождений нефти и газа в различных геолого-тектонических условиях [Конторович, Рогозина, Трофимук, 1972, Абукова, Карцев, 1999; Матусевич, Курчиков, Рыльков, 2001 и др.].

Геофлюидодинамические режимы во многом обуславливают виды и масштабы миграционных процессов в геологической среде. Открытость верхних частей осадочных

бассейнов, поддерживаемая режимом активного водообмена, определяет направленность массопереноса. С глубиной скорости гидродинамических течений падают, при этом сохраняется (и нарастает) влияние термобарического фактора и геофизических полей. До глубин 3–5 км инфильтрационные и элизионные (молодые) системы чаще всего испытывают влияние режимов затрудненного и крайне затрудненного водообмена, что позволяет формироваться зонам нефтегазонакопления посредством механизмов первичной и вторичной миграции [Конторович и др., 1975].

Зрелые и постэлизионные системы, несомненно, развиты и на больших глубинах, где они пребывают в режиме крайне затрудненного водообмена, а воды в них слабо подвижны. Различные проявления неподвижности вод в геологической среде отмечались неоднократно. В.В. Колодий с соавторами [1972], Н.Г. Мязина [2013] гидродинамические условия с предельно низкими скоростями называют квазизастойными, Г.Ю. Валуконис [1973] подчеркивает, что застойный режим проявляется при пьезометрических градиентах менее 0,0001, и в этом случае дренажность пород отсутствует, возраст вод, как правило, соответствует возрасту вмещающих пород и т.д. В более поздних работах по региональной гидрогеологии верхних частей осадочного чехла введено понятие «стагнационных точек» как ближайшей окрестности минимума градиента гидродинамического потенциала [Toth, 2009; Jiang, X.W. et al., 2011]. В расширение этого понятия водонапорные системы с низкими вертикальными и латеральными градиентами гидродинамических потенциалов мы предлагаем называть стагнационными (от греч. *stagnum* – стоячая вода).

Не существует четких границ между областями проявления различных гидродинамических режимов; критерии их выделения, в том числе и по скоростям движения вод, для глубоководных частей осадочных бассейнов носят условный характер. Учитывая редкую сетку скважин, пробуренных на большие глубины (или вовсе ее отсутствие), не приходится рассчитывать на фактографическое обеспечение моделей описания стагнационных точек и их окрестностей для больших глубин, как это предпринято для решения задач мелиоративной и региональной гидрогеологии [Jiang et al., 2011]. Для больших глубин подобная оценка может быть дана, исходя из анализа геологической ситуации на современный и предшествующий периоды развития. Так, развитие водонапорных стагнационных систем (ВСС) следует ожидать на больших глубинах в условиях высокой изоляции в отрицательных структурах различного порядка, в пределах которых формируются наиболее высокие пластовые давления, и где интенсивно проявляются процессы литификации пластичных пород.

ВСС полигенны по своей природе, испытывают влияние совокупности разнонаправленных факторов, приводящих к неустойчивому термобарическому равновесию с внешним окружением, критерием чего может выступать стабилизация с глубиной значений коэффициента негидростатичности. Такие примеры не единичны; они свидетельствуют о существенной зависимости пластовых давлений от активности процессов элизии и катагенной флюидогенерации (рис. 1а), степени истощения источников барогенерации с глубиной (рис. 1б), ограничения роста пластовых давлений условиями природного гидроразрыва (рис. 1в) и т.д.

Здесь попутно заметим, что представления ряда геологов о закономерном нарастании пластовых давлений (до литостатических) по мере приближения к фундаменту во многих случаях являются результатом недоизученности глубоких слоев осадочного чехла в условиях его геофлюидодинамической неоднородности (период активного исследования пластовых давлений в осадочных бассейнах в СССР пришелся на 70-е – 90-е годы, когда технически доступными для бурения и опробования были глубины не ниже 5 км). Тем не менее, накапливаются проверенные данные о том, что во многих случаях на больших глубинах сохраняются пластовые давления, близкие к гидростатическим, а распространение сверхвысоких пластовых давлений носит очаговый характер, как правило, проявляющийся в зонах активных катагенетических превращений органического вещества в жидкие углеводороды (главная фаза, главная зона нефтеобразования) [Конторович, Бабина, Богородская, 1967; Конторович А.Э., [Трофимук А.А.](#), 1976]. Даже не касаясь геологических регионов, где к фундаменту дефицит пластового давления неуклонно нарастает (Big Horn Basin, Восточная Сибирь и др.), отметим, что для ряда бассейнов (Wind River Basin, Alberta Basin и др.) характерно наличие зон дефицита пластового давления, сверху и снизу ограниченных нормальным пластовым давлением вплоть до фундамента [Paape, 1968; Bachu, 1999]. В другой – более представительной по количеству группе бассейнов – фиксируются промежуточные зоны сверхгидростатических давлений между значительными диапазонами глубин с нормальными пластовыми давлениями (Maturin Basin, Anadarko Basin, бассейн Делавэр-Вал-Дерве, Маракайбская впадина, Зеленогурская впадина Предсудетской моноклинали) [Al-Shaieb et al., 1994; Калинин, 2011]. Многочисленны случаи, когда сверхгидростатические давления сохраняются на больших глубинах, но градиент пластовых давлений с глубиной снижается (или стабилизируется). Такие наблюдения есть по Прикаспийскому, Западно-Сибирскому, Волго-Уральскому, Тимано-Печорскому и многим другим геологическим регионам [Гуревич, 1987; Калинин, 2011; Фенин, 2010].

Нередко снижение гидродинамических градиентов с глубиной сопровождается явлением, которое часто называется гидрохимической инверсией и выражено снижением минерализации (плотности) вод вниз по разрезу осадочного бассейна. Плотность подземных вод – параметр, который формируется в результате взаимодействия всех вещественных составляющих геологической среды. Поэтому в конкретных геолого-тектонических условиях плотность флюида (газа, нефти, воды и их смесей) может принимать различные значения. Как следствие, при равных величинах пластового давления соответствующие гидродинамические потенциалы (как физические аналоги работы, которую надо произвести для того, чтобы поднять флюид на заданную высоту), будут значительно отличаться.

ВСС изменчивы по своим пространственным размерам и должны проявляться на разных уровнях: региональном (подсолевые комплексы осадочных бассейнов), зональном (осевые части глубокопогруженных межгорных впадин), локальном (очаговые зоны повышенной трещиноватости в низкопроницаемых, литологически выдержанных и обогащенных органическим веществом отложениях). Масштабы (от отдельных тектонических блоков до крупных внутрибассейновых резервуаров), а также периоды зарождения, развития и сохранения ВСС определяются конкретными геолого-тектоническими условиями региона. В случае, если гидродинамическая открытость среды будет восстановлена, ВСС превратятся в обычные дренажные системы, соответственно иным будет характер распределения пластового давления.

Важная особенность стагнационных водонапорных систем состоит в том, что они могут располагаться не только в плитном и доплитном, но и в складчатом комплексе, обеспечивая таким образом существенно большие (в масштабе всего осадочного чехла) нефтегазосборные объемы геологической среды с нереализованным органическим материалом, чем это представлялось ранее. Складчатый комплекс, в наиболее общем случае представляя собой погребенный бассейн, сложенный сильно дислоцированными, но слабо метаморфизованными осадочными породами. В подстилающий его кристаллический фундамент по системе трещин флюиды (подземные воды, газ нефть) могут попадать из осадочного чехла [Басков и др., 1998].

Таблица 1

Общая картина геофлюидодинамических режимов осадочных бассейнов и условия формирования в их пределах углеводородных систем сведены в табл. 1.

На больших глубинах при незавершенном процессе флюидогенерации осадочных толщ с высокими температурами и давлениями, но убывающими (до стабилизации) по глубине их градиентами, преобладающий стагнационный геофлюидодинамический режим в поле своего воздействия порождает особый – автоклавный – тип подчиненных углеводородных систем, формирующийся без участия вторичной миграции углеводородов на больших пространственных масштабах, в том числе и в пределах складчатого комплекса. Сама идея сопряжения процессов генерации и аккумуляции углеводородов не нова. Ранее А.А. Трофимуком [1998] такие объекты описывались как «котлы-реакторы». На автономность генерационно-аккумуляционных систем осадочных бассейнов, как важную особенность саморазвития осадочных бассейнов по пути их превращения в нефтегазоносные, указывалось А.Э. Конторовичем [2019]. Совмещение (сближение) очагов нефтегазообразования и зон нефтегазонакопления обосновывается и геодинамической концепцией нафтидогенеза в осадочных бассейнах Б.А. Соколовым и В.Е. Хайным [Соколов, 1998].

В автоклавных углеводородных системах механизм локализации углеводородов обеспечен приграничными перетоками из нефтегазоматеринских толщ продуктов катагенной флюидогенерации в зоны повышенных емкостных свойств (карбонатные постройки, палеодельтовые тела, карстовые полости и т.д.), размещенные либо в теле самих материнских мощных свит, либо в непосредственном с ними контакте. Внутррезервуарный массообмен также поддерживается совокупностью геохимических взаимодействий между водородом, углекислым газом с флюидовмещающими породами, гидрированием органических соединений, водородным охрупчиванием пород и рядом других физико-химических эффектов. Ранее проведенные экспериментальные исследования показали, что под совокупным воздействием разнопеременных температур, давлений и вибрационных нагрузок существенно усиливаются механо-химические эффекты, стимулирующие флюидогенерацию в глинистых и сланцевых породах с рассеянным и концентрированным органическим веществом [Абукова, Карцев и др., 2003; Абукова, Юсупова и др., 2014].

В условиях превышения объемов генерированных флюидов над объемом пустотного пространства рост пластового давления неизбежен; в конечном счете, достигается равенство между пластовыми давлениями в резервуарах и поровыми давлениями в окружающей тонкодисперсной нефтегазоматеринской среде. Если пластовые давления в резервуаре превысят литостатические, то произойдет гидроразрыв, стравливание части флюидов вовне, снижение гидродинамического потенциала до условия равенства пластового, порового и

литостатического давлений между и собой для питающей геофлюидодинамической средой и обособленной углеводородной системой.

Многоактность флюидоразгрузки обеспечивает пульсационный выход вовне продуктов флюидогенерации, однако, объемы эвакуированных газовых и жидких углеводородов существенно меньше оставшихся в автоклавной системе, а продолжительность подобных выбросов пренебрежимо мала по сравнению со временем их существования. Таким образом, поддерживается состояние неустойчивого равновесия между геофлюидодинамической и автоклавной углеводородной системами.

Отметим важное: в условиях свободного и замедленного водообмена для геофлюидодинамических систем с пластовыми давлениями, равными гидростатическим (как например, в центральных частях Западной Сибири), в соответствии с законом Паскаля гипсометрические превышения структурных поверхностей являются местом фазообособления флюидов (нефти, конденсата, газа) с более низкой плотностью, чем у воды. Это простое правило – одно из базовых положений антиклинальной теории нефти и газа. Однако при преобладании режимов весьма замедленного водообмена и гидродинамической стагнации превышение пластового давления над гидростатическим, во-первых, проявляется повсеместно, во-вторых, не зависит от гипсометрических и литологических характеристик пласта, а локализация зон нефтегазонакопления контролируется пьезометрической (а не гипсометрической) поверхностью. Поэтому так важна детализация механизмов формирования пластовых давлений на больших глубинах, уточнение границ распространения гидродинамических режимов, обоснование плотностных характеристик пластовых флюидов.

Особое значение следует придавать прогнозу распространения на больших глубинах ВСС, обладающих следующими отличительными признаками: (а) преимущественно однофазный характер флюидной системы; (б) флюидодинамическая неоднородность, формирующаяся за счет литологической изменчивости, тектонической блочности и геодинамических напряжений; (в) разномасштабность проявления; (г) ограниченность (до полного отсутствия) флюидообменных процессов с внешней средой; (д) повышенная активность литогеохимических и геохимических процессов трансформации пород-коллекторов.

Прогноз поля пластовых давлений, выполненный на основании вышеизложенных теоретических представлений приведен ниже на примере Прикаспийской впадины.

ГЕОФЛЮИДОДИНАМИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ ПРИКАСПИЙСКОЙ ВПАДИНЫ НА БОЛЬШИХ ГЛУБИНАХ

Геологическое строение Прикаспийской впадины достаточно сложное; основными элементами осадочного чехла являются следующие сейсмокомплексы трансрегионального характера: (1) плитный, развитый повсеместно в пределах контура осадочного бассейна; (2) доплитный, имеющий спорадическое распространение; (3) складчатый, представляющий собой залегающие непосредственно на фундаменте осадочные деформированные, слабо эпигенетически преобразованные породы (в отдельных случаях они рассматриваются в составе консолидированной коры без достаточных обоснований). Общий объем осадочного выполнения бассейна определяется площадью в 500000 км² и глубиной осадочного чехла до 15–22 км [Волож и др., 2010, 2019].

Среди прочих других особенностей энергетического потенциала рассматриваемой территории выделим те, которые свидетельствуют о проявлении на большей части подсолевого комплекса стагнационного водонапорного режима, а по его окружению – крайне затрудненного водообмена.

Проявление сверхгидростатических давлений в центральных частях бассейна, причем вне зависимости от литологического состава флюидовмещающих пород, фазового состояния углеводородов, плотностных характеристик воды и других геологических характеристик [Попков, Ларичев, 2017 и др.], а также снижения коэффициентов негидростатичности с глубиной [Рабкин, 1983 и др.]. Границы между площадями распространения сверхвысоких пластовых давлений в центральной части Прикаспийской впадины (стагнационный водонапорный режим) и нормальными (близкими к ним) пластовыми давлениями (режим крайне затрудненного водообмена) приближены к бортовым уступам бассейна. По-видимому, они проходят в 10–15 км от бортового уступа, что объясняется предполагаемым наличием гидравлического барьера. Также показано, что для внутренней и внешней бортовой зоны Прикаспийской впадины заметно разнится химический состав и генетический профиль подземных вод. Во внешней бортовой зоне опознается их инфильтрационный характер, во внутренней части Прикаспийской впадины, напротив, вскрыты воды морского происхождения [Анисимов, Московский, 1990]. Схема расположения областей проявления в Прикаспийской впадине крайне затрудненного и стагнационного режимов отражена на рис. 2А.

рисунок 2

Предельно низкие скорости движения вод в подсолевой части Прикаспийской впадины, что побудило некоторых авторов называть гидродинамический режим (квази)застойным. Застойный характер водообмена выражен в высокой метаморфизации вод: натрий-хлорный коэффициент вод повсеместно низкий, в отдельных случаях меньше 0,5 [Зингер А.С., Котровский В.В., 1979; Дегтярева, 2015]. Косвенными признаками гидродинамической застойности можно считать и повышенные концентрации гелия, отмечаемые в ряде скважин Прикаспийской впадины, практически горизонтальные газо(нефте)водяные контакты на ряде месторождений [Ильченко, 1998].

Эффекты гравитационного сползания рапы в нижележащие отложения, процессы смешения вод различного генезиса и вторичное растворение в них легкорастворимых породообразующих компонентов, в совокупности, формируют тенденцию снижения с глубиной плотности вод [Богашова, 2007]. В частности, показано, что кунгурские рассолы, не имея разгрузки, обладают высокими пластовыми давлениями, коэффициент негидростатичности составляет 1,5–2,3, минерализация рассолов до 400 г/дм³. Дебиты рапы при вскрытии колеблются в самых широких пределах от 0 до 300 м³/сут [Ушивцева, 2019]. Эти данные говорят о неравномерном вкладе рапы в снижение плотности вод с глубиной.

Тенденции снижения плотности подземных вод наблюдаются не только в пермокарбоневом комплексе, но и в девонских отложениях, что обсуждается во многих публикациях [Тальнова, Долгова, 1989; Мязина, 2013; Сухарев, 2004].

В методическом плане реконструкция пластовых давлений на предшествующие этапы геологической истории, а также прогноз их современных значений для неразбуренных интервалов глубин осадочного чехла большой технической сложности не представляет. Однако здесь важно, чтобы помимо пространственно-временных изменений параметров, определяющих барическую обстановку, были учтены: (1) целостность и иерархическая

структура осадочного бассейна [Конторович, 2004] и его геофлюидодинамической системы, (2) энергетическое неустойчивое равновесие ВСС с окружающей средой, что выражается равенством поровых и пластовых давлений между собой и в пределе литостатическому давлению; (3) иерархическая соподчиненность потенциометрических полей различных рангов [Рабкин, 1983].

Для оценки пластовых давлений в пределах развития стагнационной системы пластовые давления оценивались, исходя из предполагаемого их равенства литостатическим давлениям (рис. 2Б). В областях крайне затрудненного водообмена для восстановления пластовых давлений использованы зависимости пластовых давлений от литостатических, построенные на совокупности фактических данных, часть которых приведена ниже (табл. 2).

Таблица 2

В рамках настоящей статьи не ставилась задача рассмотрения полного комплекса построений, что является темой отдельного обсуждения. Здесь лишь отметим, что последующие вычислительные процедуры таковы:

а) построение карт изопотенциалов для нефти (газа) и на этой основе выявление областей низкой потенциальной энергии, в которую любая элементарная масса нефти (газа) будет стремиться при заданных структурных и гидродинамических условиях (методические приемы этих процедур достаточно полно изложены М. Хаббертом [Hubbert, 1953], Э. Дальбергом [1985]);

б) выделение в пределах установленных региональных и зональных минимумов гидродинамических потенциалов следующего локального уровня, связанного с неравномерностью литостатической нагрузки вышележащей толщи. В условиях Прикаспийской впадины таковая обуславливается проявлением солянокупольной тектоники. В этом плане зоны наименьшего литостатического давления могут оказаться наиболее благоприятными для концентрации под ними углеводородов. В условиях Прикаспийской впадины зоны нефтегазонакопления могут формироваться под крупными и высокоамплитудными соляными куполами-гигантами (Челкар, Енотаевский, Солено-Займищенский и др.). В настоящее время на ряде куполов (Чингиз, Ждаля, Матенкожа) выявлены нефтепроявления и небольшие залежи [Каламкаров и др., 1963].

в) выявление в пределах минимумов литостатических давлений возможных резервуаров для локализации фазообособленных УВ; таковыми могут карбонатные массивы, палеодельтовые образования, гранитные протрузии, зоны разуплотнений различной природы.

ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ

В низах земной коры прогнозируется особый тип водонапорных систем со следующими отличительными признаками: (а) преимущественно газовый характер углеводородной флюидной системы; (б) флюидодинамическая неоднородность за счет литологической изменчивости, тектонической блочности и геодинамических (сжимающих/растягивающих) напряжений; (в) разномасштабность проявления гидродинамической стагнации – от локального до регионального; (г) ограниченность водообменных процессов с внешним окружением, (д) значимость литогеогидрохимических и геохимических эффектов вещественной переработки внутреннего геологического пространства системы.

Поскольку дренажность геологической среды становится ничтожно малой, выравнивание гидродинамического потенциала по всему объему системы превращается в главное свойство стагнационных постэлизионных систем. Поэтому к прогнозу пластовых давлений центральной части Прикаспийского нефтегазоносного бассейна на больших глубинах применимо определение пластовых давлений на основании двух условий: (1)

постоянства значения гидродинамического потенциала; (2) равенства на границе стагнационной системы порового и пластового давлений.

Выполненные на основании изложенных выше принципов расчеты пластовых давлений позволяют при последующем более детальном анализе, в том числе за счет учета литофациальной неоднородности стагнационных водонапорной систем, оконтурить новые (ранее неизвестные) зоны нефтегазонакопления, имеющие промышленно-важное значение.

Благодарности. Статья написана в рамках выполнения госбюджетных работ ИПНГ РАН по темам 0118-2019-0019 и 0139-2019-0002) и Госзадания ГИН РАН.

ЛИТЕРАТУРА

Абукова Л.А., Карцев А.А. Флюидные системы осадочных нефтегазоносных бассейнов (типы, основные процессы, пространственное распространение) // Отечественная геология, 1999, № 2, с. 11–16.

Абукова Л.А., Карцев А.А., Лашкевич В.С., Иванов В.Д. [Механохимия поровых вод глинистых отложений в аспекте генезиса нефти и газа](#) // Генезис нефти и газа. Москва, 2003, с. 5–7.

Абукова Л.А., Юсупова И.Ф., Абрамова О.П. [Роль органического вещества сланцевой залежи в формировании ее проницаемости на раннекатагенном этапе](#) // [Химия твердого топлива](#), 2014, № 2, с. 19–28.

Анисимов Л.А., Московский Г.А. Интерпретация гидрогеологических данных по Прикаспийской впадине // Советская геология, 1990, № 3, с. 106–114.

Басков Е. А., Беленицкая Г. А., Романовский С. И. и др. Литогеодинамика и минерализация осадочных бассейнов. СПб, Изд-во ВСЕГЕИ, 1998, 480 с.

Богашова Л.Г. Роль нисходящей фильтрации галогенных вод в нефтеобразовании // Нефтегазовая гидрогеология на современном этапе. М, ГЕОС, 2007, с. 209–220.

Валуконис Г.Ю., Ходьков А.Е. Геологические закономерности движения подземных вод, нефтей и газов. Л., Изд-во Ленинградского ун-та, 1973, 304 с.

Вассоевич Н.Б. Теория осадочно-миграционного происхождения нефти (исторический обзор и современное состояние) // Изв. АН СССР, сер. Геол., 1967, № 11, с. 135–156.

Волож Ю.А., Дмитриевский А.Н., Леонов Ю.Г. и др. О стратегии очередного этапа нефтепоисковых работ в Прикаспийской нефтегазоносной провинции // Геология и геофизика, 2009, № 4, с. 341–362.

Волож Ю.А., Дмитриевский А.Н., Леонов М.Г., Леонов Ю.Г., Милетенко Н.В. Международный проект регионального геолого-геофизического изучения глубинного строения Каспийского региона // Георесурсы, геоэнергетика, геополитика, 2010, № 1(1), <http://oilgasjournal.ru/2009-1/3-rubric/volozh-2.pdf>.

Волож Ю.А., Гогоненков Г.Н., Делия С.В., Корчагин О.А., Комаров А.Ю., Рыбальченко В.В., Сибилев М.А., Стенин В.П., Пыхалов В.В., Титаренко И.А., Токман А.К. Углеводородный потенциал глубоких горизонтов Астраханской зоны нефтегазонакопления: проблемы и решения // Геотектоника, 2019, № 3, с. 3–21.

Губкин И.М. Речь при закрытии геологического совещания по работам на землях треста «Востокнефть». Избранные сочинения. В 2-х т. М., Изд-во АН СССР, 1953, т. II, С. 435–439.

Гуревич А.Е. Геофлюидодинамика: структура и контуры теории // Труды ВНИГРИ, 1976, № 387, с. 10 – 46.

Гуревич А.Е., Крайчик М.С., Батыгина Н.Б. Давление пластовых флюидов. Л, Недра, 1987, 223 с.

Дальберг Э.Ч. Использование данных гидродинамики при поисках нефти и газа. М., Недра, 1985. 149 с.

Дегтярева Н.В. Гидрохимические особенности подземных вод глубокопогруженных нефтегазоносных комплексов Северо-Западного Прикаспия // Вестник АГЕУ, 2015, № 1(59), с. 7 – 10.

Зверев В.П. Особенности и последствия геологического круговорота подземных вод // Доклады Академии наук, 2009, т. 425, № 4, с. 509–512.

Зингер А.С., Котровский В.В. Гидрогеологические условия водонапорных систем западной части Прикаспийской впадины. Саратов, Изд-во СГУ, 1979, 155 с.

Ильченко В.П. Нефтегазовая гидрогеология подсолевых отложений Прикаспийской впадины. М, Недра, 1998, 228 с.

Каламкарров Л.В, Васильев Ю.М., Чарыгин М.М. Особенности распространения нефти и газа в солянокупольных областях // Геология нефти и газа, 1963, № 3, с 23 – 32.

Калинин А.Е. Закономерности формирования аномально высоких пластовых давлений // Вестник ОГУ, 2011, № 16(135), с. 46–51.

Капченко Л.Н. Гидрогеохимические (флюидодинамические) аспекты геофлюидодинамики // Труды ВНИГРИ, 1976, № 387, с. 69–79.

Карцев А.А., Вагин С.Б, Шугрин В.П., Брагин Ю.И. Нефтегазовая гидрогеология. М., Нефть и газ, 2001, 208 с.

Колодий В.В., Кудельский А.В. Гидрогеология горных стран и смежных прогибов и впадин (в связи с нефтегазоносностью). Киев, Наукова Думка, 1972, 203 с.

Конторович А.Э., Бабина Н.М., Богородская Л.И., Винокур Б.Г. и др. Нефтепроизводящие толщи и условия образования нефти в мезозойских отложениях Западно-Сибирской низменности. Л., Недра, 1967, 223 с.

Конторович А.Э., Рогозина Е.А., Трофимук А.А. Первичная миграция углеводородов и диагностика нефтегазопроизводящих толщ // Закономерности размещения и условия формирования залежей нефти и газа в мезозойских отложениях Западно-Сибирской низменности: Тр. СНИИГГиМС, вып. 131. М., Недра, 1972. с. 227–260.

Конторович А.Э., Нестеров И.И., Салманов Ф.К., Сурков В.С., Трофимук А.А., Эрвье Ю.Г. Геология нефти и газа Западной Сибири. М.: Недра, 1975, 680 с.

Конторович А.Э., Трофимук А.А. Литогенез и нефтегазообразование // Горючие ископаемые. Проблемы геологии и геохимии нафтидов и битуминозных пород. М.: Наука, 1976, с. 19–36.

Конторович А.Э. Очерки теории нафтидогенеза: Избранные статьи. Новосибирск, Изд-во СО РАН, филиал "Гео", 2004, 545 с.

Конторович А. Э., Бурштейн Л. М., Лившиц В.Р. Главные направления развития нефтяного комплекса России в первой половине XXI века // Вестник Российской Академии Наук, 2019, № 11, т. 89, с. 1095 –1104.

Кошляк В.А., Куи Х.В. Распределение коллекторов месторождения Белый Тигр и оценка их фильтрационно-емкостных свойств // Нефтяное хозяйство, 1996, № 8, с. 41– 47.

Матусевич В.М., Курчиков А.Р., Рыльков А.В. Геофлюидальные системы Западно-Сибирского мегабассейна как фактор массопереноса вещества и энергий в 4-х мерном пространстве // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ, 2001, № 2, с. 4–13.

Мязина Н.Г. Вертикальная гидрогеохимическая зональность поземных вод Прикаспийской впадины // Геология, география и глобальная энергия, 2013, № 4, с. 59–64.

Попков В.И., Ларичев В.В. Флюидодинамические особенности глубокопогруженных нефтегазоносных комплексов // Геология, география и глобальная энергия, 2017, № 2(65), с. 8–21.

Рабкин Ф.С. Гидродинамическое моделирование полей пластовых давлений природных водонапорных систем // Известия АН КазССР. Сер. Геология, 1983, № 1, с. 8–12.

Сахибгареев Р.С. О связи литологии с геофлюидодинамическими процессами (на примере доманика Русской платформы в аспекте формирования углеводородных скоплений) // Труды ВНИГРИ, 1976, № 387, с. 47–68.

Соколов Б.А., Хаин В.Е. Геофлюидодинамическая модель нефтеобразования в осадочных бассейнах // Геодинамическая эволюция и нефтегазоносность осадочных бассейнов. М., Наука, 1997, с.5–9.

Соколов Б.А. Феноменальные особенности нефтегазовой геологии // Соросовский образовательный журнал, 1998, № 9, с. 66–69.

Сухарев Г.П. Перспективы нефтегазоносности девонских отложений в Астраханском своде // Геология нефти и газа, 2004, № 3, с. 17–23.

Тальнова Л.Д., Долгова Г.С. Гидрохимическая зональность в распределении газовых и органических компонентов подземных вод Северо-Кавказского артезианского бассейна как отражение процессов генерации и аккумуляции углеводородов // Гидрохимическая зональность и нефтегазоносность. М.: ВНИГНИ, 1989, с. 28–41.

Трофимук А.А. Проблемы развития газодобывающей промышленности СССР // Теоретические и региональные проблемы геологии нефти и газа. Новосибирск, Наука. Сиб. отд-ние, 1991, с.6–14.

Трофимук А.А., Молчанов В.И., Параев В.В. Особенности геодинамических обстановок формирования гигантских месторождений нефти и газа // Геология и геофизика, 1998, т.39, № 5, с. 673–682.

Ушивцева Л.Ф. Оценка состояния водонапорной системы погребенного Астраханского свода // Геология, география и глобальная энергия, 2019, № 1(72), с. 42–48.

Фенин Г.И. Аномальные пластовые давления в зонах углеводородонакопления нефтегазоносных бассейнов // Нефтегазовая геология. Теория и практика, 2010, т.5, № 4. URL: <http://www.ngtp.ru>

Шварцев С.Л. Взаимодействие воды с алюмосиликатными горными породами. Обзор // Геология и геофизика, 1991, № 12, с. 16–50.

Al-Shaieb, Z., J. O. Puckette, A. A. Abdalla, and P. B. Ely. Megacompartement Complex in the Anadarko basin: a completely sealed overpressured phenomenon, in P. J. Ortoleva, ed., Basin compartments and seals: AAPG Memoir. 1994, № 61, p. 55–68.

Bachu, S. Flow systems in the Alberta Basin: Patterns, types, and driving mechanisms: Canadian Petroleum Geology Bulletin, 1999, v. 47, №. 4, p. 455–474.

Hubbert, M.K. Entrapment of petroleum under hydrodynamic conditions//Amer. Assoc. Petrol. Geol. Bull.1953, № 37, p. 1954–2026.

Jiang, X. W., X. S. Wang, L. Wan, and S. Ge. An analytical study on stagnant points in nested flow systems in basins with depth-decaying hydraulic conductivity, *Water Resources. Res.*, 47, W01512, 2011. doi:10.1029/2010WR009346.

Paape, D. W. Geology of Wind River Basin of Wyoming and its relationship to natural gas accumulation, in *AAPG Memoir 9: Natural Gases of North America*, 1968, v. 1, p. 760 –779.

Toth, J., *Gravitational Systems of Groundwater Flow: Theory, Evaluation and Utilization*, Cambridge Univ., Cambridge, U. K, 2009, 311 p.

Xiong-Qi Pang, Cheng-Zao Jia, Wen-Yang Wang. Petroleum geology features and research developments of hydrocarbon accumulation in deep petroliferous basins // *Petroleum Science*. 2015. P. 1–53. DOI 10.1007/s12182-015-0014-0/

Zhag Shouchun, Zhang Linye, Zha Ming, Zhu Rifang, Liu Qing. Control of pressure system development on reservoir formation in the Dongying Sag, Shengli Oil Field, East China // *Petroleum Exploration and development*. 2010. V.37, Issue 37(3), p.289 –296.

Подписные надписи

Рисунок 1 – **Примеры появления с глубиной стагнационного водонапорного режима, выраженного снижением градиента негидростатичности пластовых давлений с глубиной:** а) прогиб Дунъян Восточного Китая [Zhag et al., 2010]; б) Северный свод месторождения Белый Тигр: в числителе – номер скважины, в знаменателе – год замера [Кошляк, Куи, 1996]; в) статистика показателей давления в нефтегазоносных пластах по данным, построенным по 16552 нефтегазовым резервуарам мира [Xiong-Qi et al., 2015].

Красным прямоугольником выделена предполагаемая зона гидродинамической стагнации.

Рисунок 2 – **Принципиальная схема размещения геофлюидодинамических систем с различными режимами в пределах Прикаспийской впадины** (геологическая основа по Ю.А. Воложу, М.П. Антипову, И.С. Патиной). **А – вертикальная гидродинамическая зональность; Б – латеральная картина распространения пластовых систем с различными гидродинамическими режимами (по кровле предмосковской поверхности).** Условные обозначения:

Гидродинамические режимы:

- 1 – свободного и затрудненного водообменов
- 2 – крайне затрудненного водообмена
- 3 – стагнационного
- 4 – соленосные и надсолевые отложения плитного комплекса осадочного чехла (ОЧ);
- 5–6 – потенциальные коллекторы (нефтегазолокализирующие объекты) внутри стагнационной водонапорной системы: 5 – карбонатного состава (внутрибассейновые карбонатные платформы), 6 – терригенного состава (подводные конуса выноса);
- 7 – глубоководные подсолевые отложения плитного комплекса ОЧ;
- 8 – мелководные карбонатные и карбонатно-терригенные подсолевые отложения плитного комплекса ОЧ;
- 9 – доплитный комплекс ОЧ;
- 10 – гранитные протрузии;
- 11 – складчатый комплекс осадочного чехла;
- 12 – консолидированная кора;
- 13–14 – флюидоупоры в подсолевом комплексе: 13 – региональные, 14 – зональные;
- 15 – боковые полупроницаемые границы автоклавной углеводородной системы (зона смены глубоководных отложений мелководными);
- 16–17 – сейсмостратиграфические горизонты и границы геодинамических сейсмокомплексов глобального и трансрегионального ранга: 16 – глобального, поверхность консолидированной коры, 17 – трансрегионального, кровля доплитного комплекса;
- 18 – глубинные разломы

Таблица 1 – Основные характеристики геофлюидодинамических систем осадочных бассейнов

Сейсмостратиграфическая позиция		ГЕОФЛЮИДОДИНАМИЧЕСКАЯ СТРУКТУРА ТЕКТОНОСФЕРЫ	
Сейсмостратоны крупных рангов			
Слой земной коры глобального ранга	Сейсмокомплексы трансрегионального ранга	Вид и характеристики геофлюидодинамической системы	Механизмы и глубины формирования подчиненной углеводородной системы
(осадочный чехол)оболочкаВулканогенно-осадочная	Дейтеро-орогенный	<i>Инфильтрационная региональная</i> <ul style="list-style-type: none">• распространена регионально;• преимущественно режим затрудненного водообмена;• в основном латеральная миграция от областей создания напора к областям разгрузки под контролем гидростатического давления	<i>Р</i> Глубины от 1 до 3 км
	Плитный	<i>Постинфильтрационная зональная</i> <ul style="list-style-type: none">• распространена зонально;• преимущественно режим весьма затрудненного водообмена;• ограниченная латеральная миграция от границ к центру бассейна	$G \Rightarrow ПМ(Э) \Rightarrow ВМ(Л) \Rightarrow A(A-НС)$ Глубины различные, в основном 1–3 км
	Плитный	<i>Элизионная региональная</i> <ul style="list-style-type: none">• распространена регионально;• преимущественно режим крайне затрудненного водообмена;• активно проявленная вертикальная и латеральная миграция	$G \Rightarrow ПМ(Э) \Rightarrow ВМ(В), ВМ(Л) \Rightarrow A(A-НС)$ Глубины от 2 до 15 км
	плитный + доплитный + складчатый	<i>Постэлизионная блочного (с тектоническим ограничением) и очагового типов (с лито-фаціальным ограничением)</i> <ul style="list-style-type: none">• распространена зонально (или очагово);• стагнационный водонапорный режим• миграция в период прогрессивного литогенеза	$G \Rightarrow ПМ(Э) \Rightarrow A(ГД)$ Глубины от 5–15 км и ниже

		практически исключена; в период восходящих тектонических движений строго вертикальная миграция. Внутренний массоперенос осуществляется под контролем литостатического давления	
--	--	--	--

Примечание и условные обозначения:

<i>*</i>	–	<i>названия даны по преобладающему типу гидродинамического режима</i>
<i>Г</i>	–	<i>генерация УВ</i>
<i>ПМ(Э)</i>	–	<i>первичная миграция (эмиграция) УВ</i>
<i>ВМ (Л)</i>	–	<i>вторичная латеральная миграция УВ</i>
<i>ВМ (В)</i>	–	<i>вторичная вертикальная миграция УВ</i>
<i>А(А-НС)</i>	–	<i>аккумуляция УВ в антиклинальных и неструктурных ловушках</i>
<i>А(ГДЭ)</i>	–	<i>аккумуляция УВ преимущественно в условиях гидродинамического экранирования</i>
<i>Р</i>	–	<i>разрушение ранее сформированных залежей, в том числе и под действием подземных вод</i>

Таблица 2 – Данные пластовых ($P_{пл}$) и расчетных литостатических ($P_{лит.расч.}$) давлений по отдельным площадям Прикаспийской нефтегазоносной провинции*

*расч выполнены	Площадь	Интервал исследования, м	$P_{пл}$, МПа	$P_{лит. расч.}$, МПа	еты М.Е.
	Астрахань	6387	129,07	148,94	
	Астрахань	4023	59,50	93,09	
	Карачаганак	4225	56,58	97,87	
	Красный Яр	2323	23,00	52,94	
	Нагумновская	5012	50,00	116,46	
	Октябрьская	861	9,00	18,40	
	Оренбург	1750	19,00	39,40	
	Песчаная	2800	30,00	64,21	

Селиверстовой, А.А. Суловым по данным Ю.А. Воложа, М.П. Антипова, И.С. Патиной.

