

Особенности проявления геофлюидодинамических режимов нефтегазоносных бассейнов на больших глубинах

Л.А. Абукова*, О.П. Абрамова, М.Е. Селиверстова, А.В. Горева, Б.Н. Чигарев

Институт проблем нефти и газа РАН, г. Москва

E-mail: *abukova@ipng.ru

Аннотация. В статье рассматриваются причины возникновения, особенности проявления геофлюидодинамической неоднородности в глубокопогруженных пластовых системах осадочных нефтегазоносных бассейнов, а также некоторые ее следствия, приводящие к формированию скоплений УВ в различных геолого-тектонических условиях. Показано, что геофлюидодинамическая неоднородность осадочного чехла на глубинах свыше 3–4 км характеризуется разномасштабными флуктуациями гидродинамических параметров относительно основного тренда их изменения, возможным проявлением геофлюидодинамической инверсии и преобладанием режима стабилизации давления (постоянства гидродинамического потенциала системы); тяготением крупных зон нефтегазообразования к областям дефицита пластовых давлений; формированием бездренажных пластовых систем.

Ключевые слова: гидродинамические режимы, водообмен, геофлюидодинамическая неоднородность, осадочные нефтегазоносные бассейны, большие глубины.

Для цитирования: Абукова Л.А., Абрамова О.П., Селиверстова М.Е., Горева А.В., Чигарев Б.Н. Особенности проявления геофлюидодинамических режимов нефтегазоносных бассейнов на больших глубинах // Актуальные проблемы нефти и газа. 2019. Вып. 3(26). <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2019-26.art2>

Введение

Влияние особенностей геофлюидодинамической среды на процессы нефтегазонакопления изучается многие годы применительно к различным нефтегазоносным бассейнам (НГБ). Для глубин порядка 2–4 км на больших пространственных масштабах была выявлена общая устойчивая закономерность развития латеральной и вертикальной гидродинамической зональности. Как следствие, разработка региональных и локальных геофлюидодинамических моделей нефтегазоносных объектов велась в парадигме сплошных сред и базировалась на интер- и экстраполяционных построениях; в большинстве случаев такой подход давал приемлемые результаты. Однако перенос испытанных методических приемов на анализ геофлюидодинамических условий глубокопогруженных частей осадочных бассейнов себя не оправдал – это напрямую касается механизмов формирования и сохранения месторождений нефти и газа на больших глубинах. Одна из причин такого расхождения лежит в различии

превалирующих гидродинамических режимов для малых и больших глубин осадочного чехла.

Краткая историческая справка

На ранних этапах изучения этого вопроса исследовались только гидродинамические режимы осадочных НГБ (вне связи с другими флюидами и вмещающей средой). Применительно к доступным для бурения и гидрогеологического опробования глубинам в осадочных бассейнах стали выделяться активный, затрудненный и весьма затрудненный режимы водообмена [1–6]. Подобному упрощенному представлению о гидродинамике НГБ изначально были присущи следующие неопределенности:

- установление типа водообмена производилось на основе качественного анализа;
- оценка скоростей (латерального и вертикального) перемещения вод была (и во многих случаях остается) малодостоверной;
- утверждение о том, что с глубиной гидродинамические режимы сменяют друг друга в определенной последовательности (*активный* → *затрудненный* → *весьма затрудненный водообмен*), принято априорно;
- термин «*весьма затрудненный водообмен*» не отражает всей полноты гидродинамических ситуаций, возникающих на глубинах свыше 3–4 км, где, в основном, концентрируются залежи углеводородов (УВ).

Более того, учитывая, что на больших глубинах взаимная растворимость воды и УВ возрастает, понятие «*гидродинамический режим*» корректно заменить на «*геофлюидодинамический режим*».

Современная характеристика геофлюидодинамического режима нижних отделов осадочного чехла

Благодаря большому объему исследований [7–9] надежно установлено, что условием для образования и сохранения залежей УВ является режим весьма затрудненного водообмена, при котором подземные воды какого-либо водоносного горизонта или комплекса не имеют непосредственной связи с дневной поверхностью, и, как правило, полностью охватывают глубокопогруженные пластовые системы.

Принципиальный характер изменения основных гидродинамических обстановок системы схематично отображен на рис. 1 [10]. По мнению авторов, указанные флуктуации

араметров пластовых систем в режиме весьма затрудненного водообмена отражают геофлюидодинамическую неоднородность среды, которая с глубиной погружения обретает следующие особенности:

- 1) разнонаправленные флуктуации пластового давления относительно основного тренда его изменения;
- 2) возможные проявления геофлюидодинамической инверсии;
- 3) формирование бездренажных пластовых систем.

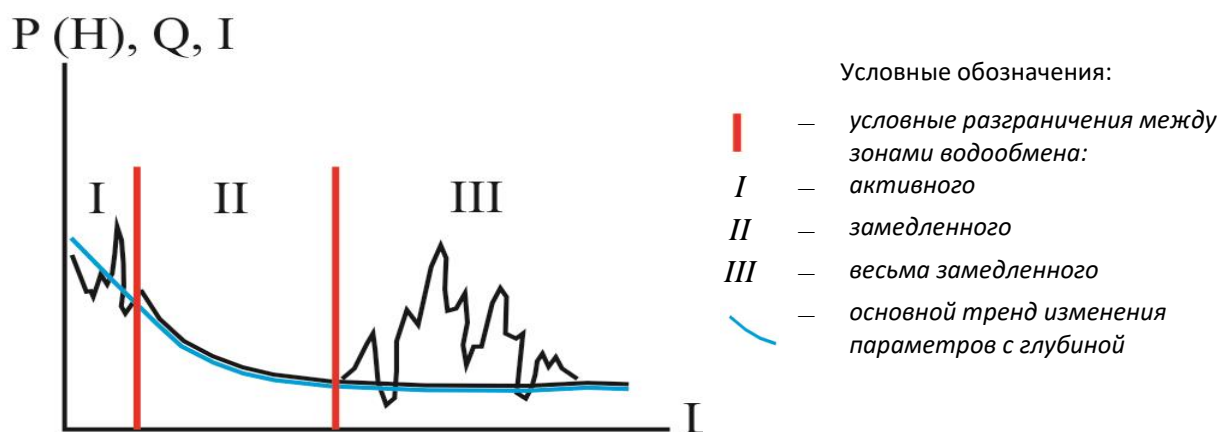


Рис. 1. Принципиальная схема изменения пластовых давлений (P), напоров (H), латеральных расходов (Q) и градиентов давлений (I) при удалении от периферии бассейна ([10] с дополнениями)

Рассмотрим далее указанные особенности более детально.

Разнонаправленность флуктуаций пластовых давлений относительно основного тренда их изменения с глубиной проявляется на региональном и локальном масштабах. Геофлюидодинамическая неоднородность в региональном плане (в пределах нефтегазоносных бассейнов, отдельных их частей и зон нефтегазонакопления) фиксируется мозаичностью пластовых давлений (рис. 2), изменчивостью (нередко хаотичной) как емкостно-фильтрационных свойств флюидовмещающих пород, так и плотностных характеристик флюидов (нефти, газа, подземных вод).

Картина распределения пластовых давлений, приведенная на рис. 2, демонстрирует один из многочисленных примеров того, как формируется неупорядоченность гидродинамических полей: утрачиваются признаки вертикальной и площадной

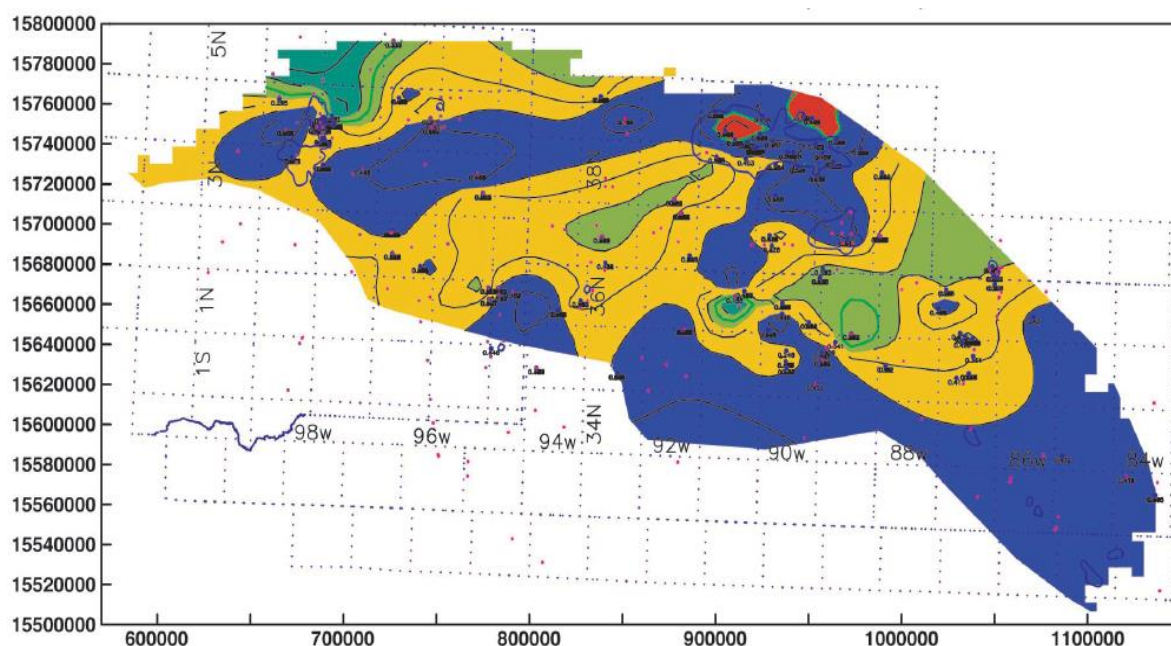
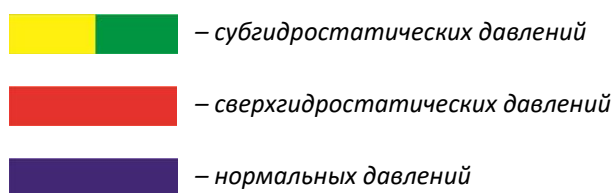


Рис. 2. Карта градиентов давлений формации Ланце бассейна Wind River [11]

Условные обозначения зон распространения:



зональности, ее замещает «смесь» нормальных, сверхгидростатических и субгидростатических давлений¹.

Флуктуации пластовых давлений на локальном уровне встречаются повсеместно. Так, данные табл. 1 говорят о восходящих и нисходящих формационных перетоках между соседними горизонтами на отдельных площадях Непско-Ботуобинской антеклизы, причем формирование этих гидродинамических явлений происходит на фоне общего нисходящего движения вод в подсолевой части разреза.

¹ Попутно отметим, что фиксация подобной геофлюидодинамической неоднородности стала возможной благодаря использованию современных высокоточных способов автоматического мониторинга барической обстановки на крупных месторождениях УВ.

Таблица 1

Градиенты замеренных пластовых давлений в различных интервалах подсолевого разреза на площадях Непско-Ботубинской антеклизы [12]

Площадь, месторождение, № скв.	Горизонты, пласты, свиты		grad.P _{зам} , МПа/м
	верхний	нижний	
Иктехская, 650, 651	ботубинский	талахский	+0,0014
Бюк-Танарская, 718	осинский	ботубинский	-0,0005
Пеледуйская, 751	хамакинский	талахский	-0,0134
Тас-Юряхское, 574, 575	осинский	ботубинский	+0,0010
Тас-Юряхское, 575	ботубинский	талахский	-0,00025
Среднеботубинское, I	0-II	ботубинский	+0,00053
Среднеботубинское, 10	0-I	ботубинский	-0,0036
Верхневилючанское, 603	харыстанский	вилючанский	-0,0076
Верхневилючанское, 626	Ю-II	вилючанский	+0,0013
Вилюско-Джербинская, 640	Ю-II	телгеспитская	+0,0014
Талаканская, 809	хамакинский	талахский	-0,0054
Марковская	осинский	парфеновский	-0,0047
Ярактинская, 55, 21	осинский	ярактинский	-0,00376
Южно-Суриндинская, 47, 65	осинский	ярактинский	-0,00275
Бугинская, 661, 662	юряхский	вилючанский	+0,00184

Таким образом, система перетоков флюидов проявляется на различных масштабах, и геофлюидодинамическая неоднородность в этом случае выступает в качестве благоприятного фактора сохранения залежей УВ. К месторождениям, где существует подобная геофлюидодинамическая ситуация, относятся: американские Кот-Боливар (разведанные запасы – 4200 млн т нефти); Прадхо-Бей (начальные разведанные запасы нефти – 1235 млн т, газа – 736 млрд м³); Пендхендл-Хьюготон (соответственно 2191 млн т нефти и 2038 млрд м³ газа); венесуэльское Ла-Пас (с запасами нефти 123 млн т нефти), австралийское – Норт-Ренкин (523 млрд м³ газа), ливийское Хатейба (570 млрд м³ газа), российские – Марковское (1 млн т нефти и 17 млрд м³ газа), Среднеботубинское (166 млрд м³ газа и 22 млн т нефти), Бованенковское, Новопортовское и др. [12–14].

Снижение с глубиной градиента пластового давления отмечается в последние два–три десятилетия с нарастающей активностью по многим НГБ даже несмотря на то, что целевых исследований в этом направлении не велось. Сравнительный анализ характера распределения пластовых давлений с глубиной для молодых и древних бассейнов показал, что энергетический потенциал системы наиболее заметно снижается в бассейнах с

длительной историей развития элизионных и постэлизионных систем независимо от характера насыщающего флюида (рис. 3).

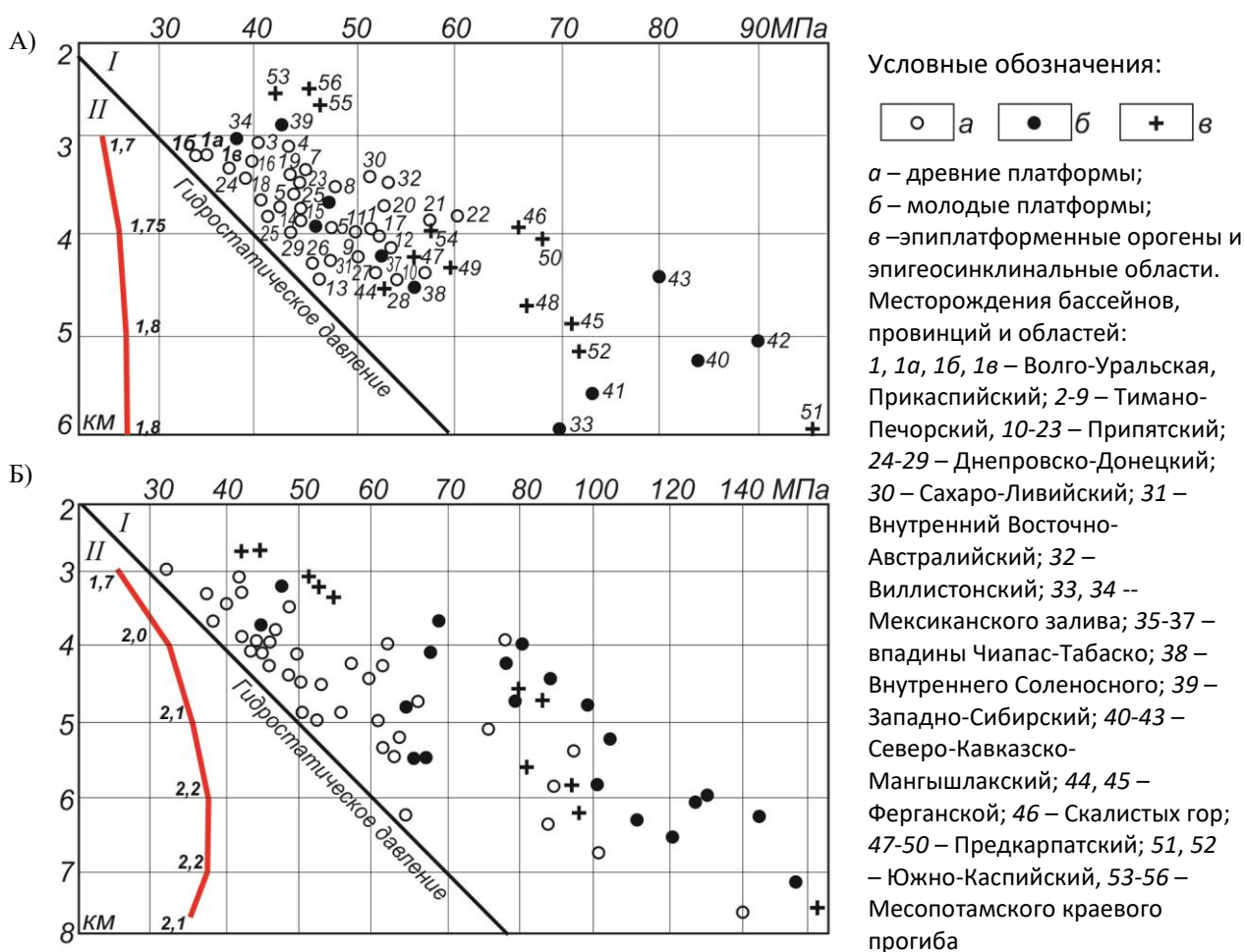


Рис. 3. Изменение пластового давления (I) и среднего коэффициента аномальности (II) с глубиной: А) на нефтяных месторождениях; Б) на газовых, газоконденсатных и газоконденсатнонефтяных месторождениях [15]

Молодые и зрелые элизионные системы, с которыми связаны основные этапы нефтегазообразования, характеризуются максимальным энергетическим потенциалом, обусловленным активными флюидогенерационными процессами. По мере убывания их интенсивности энергетический потенциал системы снижается (табл. 2). А.Е. Гуревич подобную геологическую ситуацию образно называет зоной «барогенерационного молчания» [16].

Это научно обоснованное и фактографически доказанное положение [3, 7, 17–19 и др.] в 70–80-х годах оставалось в тени на фоне многочисленных публикаций о всеобъемлющем распространении субгидростатических давлений на глубинах от 2–3 км и

ниже, их нарастании с глубиной до литостатических [10, 20, 21 и мн. др.]. Тем не менее, выяснилось, что масштабы ареалов развития пластовых давлений выше гидростатических во многом преувеличены. Как показано на рис. 3, даже при нарастании абсолютных значений давлений, их градиенты с глубиной устойчиво снижаются. Это наблюдение, многократно подтвержденное по многим нефтегазоносным бассейнам мира, различным месторождениям УВ (табл. 2) принципиально меняет представления о направленности, источниках и следствиях вертикальной миграции УВ в аспекте генезиса нефти и газа.

Таблица 2

Изменение приведенных напоров с глубиной по ряду месторождений Предкавказья [22]

Площадь	Возраст водовмещающих пород	Глубина до середины фильтра, абс. отм., м	Приведенный напор, абс. отм., м
<i>Сунженская зона</i>			
Заманкульская	Верхний мел	- 1450	2035
	Апт	- 2010	1532
	Баррем	- 2267	1505
	Валанжин	- 3118	1463
	Юра	- 3343	1404
Карабулак-Ачакулакская (западная часть)	Нижний майкоп	- 931	2156
	Верхний мел	- 1976	1566
Карабулак-Ачакулакская (восточная часть)	Нижний майкоп	- 1350	2285
	Верхний мел	- 2446	1499
	Юра	- 2779	1433
<i>Кумская зона</i>			
Отказненская	Нижний майкоп	- 2264	1245
	Верхний мел	- 2924	786
Прасковейская	Верхний мел	- 2590	519
	Альб	- 2990	213
<i>Журавский участок</i>			
Журавская	Нижний майкоп	- 1885	1289
	Апт	- 3119	310

Идея о том, что убывающий снизу вверх градиент пластового давления обеспечит перенос продуктов углеводородного синтеза из подкоровых частей разреза на нефтегазоаккумулирующие глубины оказалась слишком упрощенной.

Проявление геофлюидодинамической инверсии выражается в устойчивом снижении с глубиной абсолютных значений пластовых давлений, вода при этом занимает более высокое гипсометрическое положение, чем УВ, исполняя роль гидродинамической покрышки и располагаясь выше по напластованию продуктивных толщ. Эта тенденция

проявляется реже, чем снижение градиента давления с глубиной. Такая особенность геофлюидодинамического режима была впервые выявлена на месторождении Бланко в бассейне Сан-Хуан. Наиболее детально это явление изучено в китайском бассейне Турфан-Хами. Другие примеры геофлюидодинамической инверсии зафиксированы в Восточно-Сибирском бассейне, бассейнах Ордос, Альберта (рис. 4), Анадарко и т.д. [23].

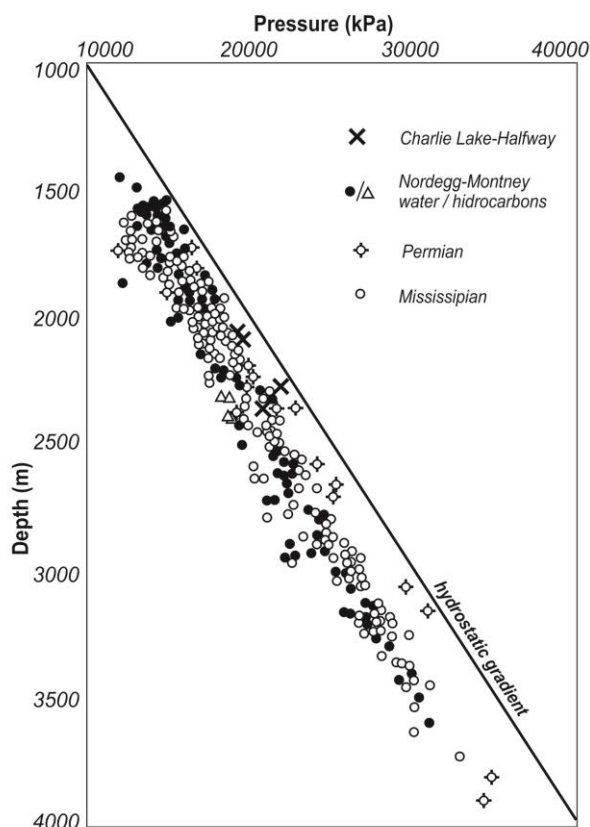


Рис. 4. График пластовых давлений бассейна Альберта (Канада) [24]

В Восточной Сибири на Верхневилучанском, Среднеботубинском, Таас-Юряхском месторождениях, являющихся крупными по размерам, не только выявлены прямые признаки нисходящей миграции УВ, но и обнаружено инверсное расположение УВ и воды: при обводнении в сводовых частях залежей, расположенных в приразломных зонах, некоторыми скважинами фиксировалось «неправильное» распределение газа, нефти и воды по разрезу.

Месторождениям с этим типом геофлюидодинамической неоднородности присущи и другие особенности. Например, они концентрируют значительные геологические запасы УВ. В табл. 3 приведены данные по месторождениям Северной Америки, где установлена подобная геофлюидодинамическая инверсия. Запасы газа, которые находятся в

месторождениях этого типа, колоссальны – Сан-Хуан, Ваттенберг Милк-Ривер в совокупности охватывают более половины известных запасов газа Северной Америки. Например, месторождение Сан-Хуан (Бланко-Месаверде) содержит основную часть газовых ресурсов региона Скалистых Гор США и представляет собой гигантскую сложнопостроенную ловушку площадью 8160 км².

Таблица 3

Параметры крупнейших месторождений в меловых песчаниках запада Северной Америки (Masters, 1979), контролируемые гидродинамической инверсией [12]

Параметры	Месторождения				
	Сан-Хуан	Сан-Хуан	Ваттенберг	Милк-Ривер	Дип-Бэзин
Горизонт	Месаверде	Дакота	Дакота	Милк-верк	Нижний мел
Ср. мощность, м	25	18	8	18	60-90
Начальное пластовое давление, мПа	9,5	21,0	19,0	31,0	Низкое
Средняя пористость, %	10	7	9,5	15	10
Водонасыщенность, %	34	35	44	45	40-65
Средняя глубина, м	1620	2100	2400	3300	2000
Площадь месторождения, км ²	8160	2860	2520	18200	67600
Прогнозные запасы (млрд м ³)	308	200	36,5	250	12300

Другой особенностью месторождений, сформированных в условиях нисходящей миграции, является их частая приуроченность к синклиналим частям бассейнов [25], либо к древним поднятиям, расположенным во внутренних частях крупных прогибов и моноклиналей [21].

Формирование бездренажных пластовых систем. Вопрос о том, существует ли реальное продвижение вод на больших глубинах в условиях весьма замедленного водообмена, достаточно активно обсуждается в научной литературе. Известны противоположные мнения: 1) в условиях весьма затрудненного водообмена в водонапорных системах передвижение вод не прекращается [5], 2) на больших глубинах движения подземных вод практически не происходит [6 и др.]. Усредненные оценки скоростей движения вод говорят о том, что таковые для активного, замедленного и весьма замедленного водообменов различаются на 2–3 математических порядка, в частности, для последнего режима указывается скорость примерно нескольких сантиметров в год. Однако, как справедливо отмечено в работе [26, с. 48], «при таких малых скоростях теряет

реальный смысл само понятие «поток подземных вод», так как характер движения вод в этом случае определяется совокупностью более мощных факторов – конвекционных токов, диффузии и самодиффузии молекул воды и ионов, осмоса и т.п.». В условиях преобладания выдержанных глинистых слоев в разрезе, низких пьезометрических уклонов движение вод практически отсутствует. Этот режим нами назван стагнационным [27]. Под его контролем формируются очаговые и блочные геофлюидодинамические структуры, для которых характерно практически полное отсутствие выдержанных дренажных слоев (прослоев) и водообмена с внешней средой. Внутрирезервуарный массоперенос при стагнационном водонапорном режиме контролируется пространственно-временным положением системы, изменениями напряженного состояния геологической среды, геохимическими трансформациями водовмещающей среды [28], характером распределения литологических и тектонических неоднородностей. Разгрузка системы происходит во внутренние локализованные зоны улучшенных фильтрационно-емкостных свойств, они же – зоны наименьших гидродинамических потенциалов [29].

Для более полной характеристики гидродинамических режимов глубокопогруженных частей НГБ важно отметить, что ниже глубин формирования стагнационных водонапорных систем вполне могут проявляться более активные геофлюидодинамические процессы; такие условия должны существовать на стыке платформенного и складчатого комплексов [30], в пределах распространения погребенных адартезианских бассейнов [31]. Здесь при отсутствии в разрезе выдержанных слоистых горизонтальных дренажных слоев минимизируется роль регионального латерального перемещения флюидов и усиливается значение вертикальной миграции. Возникают резкие различия в обводненности блоковых структур и межблоковых пространств, за счет чего еще более усиливается геофлюидодинамическая неоднородность. Значимо здесь проявляются сейсмические факторы [32], процессы растяжения и сжатия флюидовмещающей среды, стимулирующие процессы массопереноса в складчатом комплексе [23]. Некоторые примеры блочной флюидодинамической неоднородности приведены в публикациях [9, 28]. В частности, отмечены колоссальные (достигающие 4800 м³ в отдельных скважинах) поглощения бурового раствора при вскрытии межблоковых глубокопогруженных коллекторов на шельфе США [33].

Таблица 3

Основные параметры флюидных систем осадочных нефтегазоносных бассейнов

Флюидные системы и их иерархические уровни			Гидродинамические режимы	Факторы перемещения флюидов	Примерные глубины (км)	Эпюра пластового давления
I	II	III				
Инфильтрационные	–	–	Свободного и затрудненного водообмена	Градиент потенциальной энергии	0 – 1÷2	
Элизионные	Зрелая (активная) элизионная	Пластовые	Весьма затрудненного водообмена	Компрессионный	1÷2 – 3÷8	
	Постэлизионная	Блочные Очаговые	Стагнационный режим		2÷3 – 4÷12	
Геодинамические	–	–	Весьма затрудненного водообмена	Растягивающие (сжимающие) напряжения	свыше 4÷6	

Соотношение водонапорных режимов и флюидных систем осадочных НГБ (вместо заключения)

Геологическая роль флюидных систем осадочных нефтегазоносных бассейнов в процессах образования и сохранения залежей УВ существенным образом зависит от рассмотренных выше гидродинамических режимов. Как видно из данных, приведенных в табл. 3, элизионные системы, с которыми связаны основные флюидогенерационные процессы преобразования органического материала в фазообособленные УВ, характеризуются различиями не только в глубинах проявления, но и механизмах формирования геофлюидодинамической зональности и/или неоднородности. Стагнационный тип водообмена, закрытость внешних флюидодинамических границ, бездренажность внутреннего пространства существенно отличают постэлизионные (очаговые и блоковые) и геодинамические флюидные системы от других флюидных систем земной коры, что, несомненно, определяет особенности зарождения и развития процессов нефтегазонакопления. Это должно быть учтено при обосновании методики прогнозирования промышленно значимых месторождений нефти и газа на больших глубинах, прежде всего в эвапоритовых бассейнах.

Статья написана в рамках выполнения работ по программе Президиума РАН № 8 «Углеводороды с глубоких горизонтов в «старых» нефтегазодобывающих регионах как новый источник энергоресурсов: теоретические и прикладные аспекты».

Литература

1. *Гатальский М.А.* Значение динамики в формировании подземных вод Русской платформы // Геол. сб. №2: Тр. ВНИГРИ. Серия нов. Л.: Госгеолтехиздат, 1956. Вып. 95. С. 232–242.
2. *Игнатович Н.К.* О региональных гидрогеологических закономерностях в связи с оценкой условий нефтеносности // Советская геология. 1945. № 6. С. 9–2.
3. *Зайдельсон М.И.* О природных водонапорных системах нефтегазоносных бассейнов платформенного типа // Труды Куйбышевского НИИ НП. 1969. Вып. 43. С. 7–74.
4. *Зайцев И.К.* Принципы гидрогеологического районирования и типизации гидрогеологических структур // Основные типы гидрогеологических структур СССР: Тр. ВСЕГЕИ / Под ред. И.К. Зайцева. Л.: ВСЕГЕИ. 1974. Т. 229. С. 5–9.

5. *Овчинников Л.М.* Крупные очаги разгрузки подземных вод на Русской платформе // Бюл. МОИП. Отд. геол. 1956. Т. 31, № 3. С. 110–112.
6. *Станкевич Е.Ф.* О динамике подземных вод глубоких водоносных горизонтов осадочной толщи платформ // Изв. АН СССР. Сер. геол. 1971. № 4. С. 130–137.
7. *Карцев А.А.* Нефтегазовая гидрогеология. М.: Недра, 1992. 206 с.
8. *Матусевич А.О., Абдрашитова Р.Н., Яковлева Т.Ю.* Крупнейшие геодинамические водонапорные системы Западно-Сибирского мегабассейна // Фундаментальные исследования. 2014. № 8–6. С. 1400–1407.
9. *Ходжакулиев Я.А., Абукова Л.А.* Палеогидрогеологические исследования при поисках нефти и газа. М.: Недра, 1985. 252 с.
10. *Дюнин В.И., Корзун А.В.* Гидрогеодинамика нефтегазоносных бассейнов. М.: Научный мир, 2005. 254 с.
11. *Surdam R.C.* Development of diagnostic techniques to identify bypassed gas reserves and badly damaged productive zones in gas stripper wells in the Rocky Mountain Laramide Basins: Final Report. Pittsburgh, Pennsylvania: Innovative Discovery Technologies, LLC. 2003. 15 p.
12. *Яковлев Ю.И.* Теория и примеры нисходящей миграции углеводородов. // Формирование, поиск и разведка газовых залежей: Тр. ВНИИГАЗа. М.: ВНИИГАЗ, 1988. С. 29–37.
13. *Абукова Л.А.* Геофлюидодинамика глубокопогруженных зон нефтегазонакопления // Фундаментальный базис новых технологий нефтяной и газовой промышленности: Сб. ст. М.: ГЕОС, 2002. Вып. 2. С. 78–85.
14. *Garven G.* A hydrogeologic model for the formation of the giant oil sands deposits of the Western Canada sedimentary basin // American Journal of Science, 1989. Vol. 289, No 2. P. 105–166. <https://doi.org/10.2475/ajs.289.2.105>
15. *Максимов С.П., Дикенштейн Г.Х., Лоджевская М.И.* Формирование и размещение залежей нефти и газа на больших глубинах. М.: Недра, 1984. 287 с.
16. *Гуревич А.Е., Крайчик М.С., Батыгина Н.Б.* Давление пластовых флюидов. Л.: Недра, 1987. 223 с.
17. *Абукова Л.А.* Основные типы флюидных систем осадочных нефтегазоносных бассейнов // Геология нефти и газа. 1997. № 1. С. 25–29.

18. *Bachu S.* Flow systems in the Alberta Basin; patterns, types and driving mechanisms // *Bulletin of Canada Petroleum Geology*. 1999. Vol. 47, No. 4. P. 455–474.

19. *Pang X.-Q., Jia C.-Z., Wang W.-Y.* Petroleum geology features and research developments of hydrocarbon accumulation in deep petroliferous basins // *Petroleum Science*. 2015. Vol. 12, No. 1. P. 1–53. <https://doi.org/10.1007/s12182-015-0014-0>

20. *Аникиев К.А.* Геодинамическая теория сверхвысокой пластовой энергии разбуриваемых нефтегазоносных недр земли // *Дегазация Земли и геотектоника: Сб. ст.* М.: Наука, 1980. С. 205–217.

21. *Xu H., Tang D., Zhang J., Yin W., Zhang W., Lin W.* Factors affecting the development of the pressure differential in Upper Paleozoic gas reservoirs in the Sulige and Yulin areas of the Ordos Basin, China // *International Journal of Coal Geology*. 2011. Vol. 85, No. 1. P. 103–111. <https://doi.org/10.1016/j.coal.2010.10.005>

22. *Меркулов А.В.* Некоторые вопросы условий формирования залежи нефти в верхнемеловых известняках месторождения Карабулак-Ачалуки // *Вопросы геологии и нефтегазоносности Восточного Предкавказья и Терско-Кумской равнины: Тр. ГрозНИИ*, М.: Гостоптехиздат, 1961. Вып. 9. С. 32–40.

23. *Xie X., Bethke C.M., Li S., Liu X., Zheng H.* Overpressure and petroleum generation and accumulation in the Dongying Depression of the Bohaiwan Basin, China // *Geofluids*. 2001. Vol. 1, No. 4. P. 257–271. <https://doi.org/10.1046/j.1468-8123.2001.00017.x>

24. *Karsten M., Bachu S.* Fluids and pressure distributions in the foreland-basin succession in the west-central part of the Alberta Basin, Canada: Evidence for permeability barriers and hydrocarbon generation and migration // *AAPG Bulletin*, 2001. No. 85. P. 1231–1252.

25. *Rose P.R., Everett J.R., Merin I.S.* Possible basin centered gas accumulation, Roton basin, Southern Colorado // *Oil and Gas Journal*. 1984. Vol. 82, No. 10. P. 190–197.

26. *Валуконис Г.Ю., Ходьков А.Е.* Формирование и геологическая роль подземных вод. Л.: Изд-во Ленинградского ун-та, 1968. 216 с.

27. *Абукова Л.А., Волож Ю.А., Дмитриевский А.Н., Антипов М.П.* Геофлюидодинамическая концепция поисков скоплений углеводородов в земной коре // *Геотектоника*. 2019. № 3. С. 79–91. <https://doi.org/10.31857/S0016-853X2019379-91>

28. *Абрамова О.П.* Возможный механизм образования очаговых зон нефтегазоаккумуляции в глинистых отложениях // *Нефтегазовая гидрогеология на*

современном этапе. Теоретические проблемы, региональные модели, практические вопросы. М.: ГЕОС, 2007. С. 70–191.

29. *Дальберг Э.Ч.* Использование данных гидродинамики при поисках нефти и газа. М.: Недра, 1985. 150 с.

30. Осадочные бассейны: методика изучения, строение и эволюция / Под ред. Ю.Г. Леонова, Ю.А. Воложа. М.: Научный мир, 2004. 516 с.

31. *Басков Е.Л.* Гидрогеология и флюидогеодинамика осадочных бассейнов // Литогеодинамика и минералогения осадочных бассейнов. СПб.: ВСЕГЕИ, 1998. С. 119–149.

32. *Киссин И.Г.* Современный флюидный режим земной коры и геодинамические процессы // Флюиды и геодинамика / Под ред. Ю.Г. Леонова. М.: Наука, 2006. С. 85–104.

33. *Абля Э.А., Соколов Б.А.* Флюидодинамическая модель нефтегазообразования. М.: ГЕОС, 1999. 76 с.

The features of occurrence of geofluid dynamic regimes of oil and gas bearing basins at deep depths

L.A. Abukova*, O.P. Abramova, M.E. Seliverstova, A.V. Goreva, B.N. Chigarev

Oil and Gas Research Institute, Russian Academy of Sciences, Moscow

E-mail: *abukova@ipng.ru

Abstract. The paper discusses the causes and features of the occurrence of geofluid dynamic unhomogeneity in deep-sunk strata systems of sedimentary oil and gas bearing basins and examines some of its consequences leading to the formation of hydrocarbon accumulations in various geological and tectonic conditions. The authors show that geo-fluid dynamic unhomogeneity of sedimentary cover at the depths more than 3–4 km is characterized by the different-scale fluctuations of hydrodynamic parameters relative to the main trend of their change, a possible occurrence of geofluid dynamic inversion and prevalence of the pressure stabilization mode (a constancy of the system's hydrodynamic potential), the fixation of the large oil and gas formation zones on the areas of pressure deficit, the formation of the drainage-free reservoir systems.

Keywords: hydrodynamic regime, water exchange, geofluid dynamic unhomogeneity, sedimentary oil and gas bearing basins, deep depths.

Citation: Abukova L.A., Abramova O.P., Seliverstova M.E., Goreva A.V., Chigarev B.N. The features of occurrence of geofluid dynamic regimes of oil and gas bearing basins at deep depths // Actual Problems of Oil and Gas. 2019. Iss. 3(26). <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2019-26.art2> (In Russ.).

References

1. *Gatal'sky M.A.* The importance of dynamics in the formation of groundwater of the Russian platform // Tr. VNIGRI. New Series. Geol. Sb. No. 2. Leningrad: Gosgeoltekhizdat, 1956. Iss. 95. P. 232–242. (In Russ.).
2. *Ignatovich N.K.* About the regional hydrogeological patterns in connection with the assessment of oil conditions // Sovetskaya Geologiya. 1945. No. 6. P. 9–72. (In Russ.).
3. *Saidelson M.I.* About natural water-pressure systems of platform-type oil and gas bearing basins // Proceedings of Kuibyshev NIINP. 1969. Iss. 43. P. 7–74. (In Russ.).
4. *Zaitsev I.K.* Principles of hydrogeological zoning and typification of hydrogeological structures // The main types of hydrogeological structures of the USSR: Tr. VSEGEI / Ed. I.K. Zaitsev. Leningrad: VSEGEI, 1974. Vol. 229. P. 5–9. (In Russ.).
5. *Ovchinnikov L.M.* Large foci of unloading groundwater on the Russian platform // Bull. MOIP. Dep. Geol. 1956. Vol. 31, No. 3. P. 110–112. (In Russ.).
6. *Stankevich E.F.* About the groundwater dynamic in deep aquifers of sedimentary strata of the platforms // Izv. Akad. Nauk SSSR. Ser. Geol. 1971. No. 4. P. 130–137. (In Russ.).

7. *Kartsev A.A.* Oil and gas hydrogeology // Moscow: Nedra. 1992. 206 p. (In Russ.).
8. *Matusevich A.O., Abdrashitova R.N., Yakovleva T.Yu.* The largest geodynamic water systems of the West Siberian megabasin // Fundamental Research. 2014. No. 8. P. 1400–1407. (In Russ.).
9. *Khojakuliev Y.A., Abukova L.A.* Paleo-hydrogeological studies in the oil-and-gas searching. Moscow: Nedra, 1985. 252 p. (In Russ.).
10. *Dyunin V.I., Korzun A.V.* Hydrogeodynamics of oil and gas bearing basins // Moscow: Nauchnyi Mir, 2005. 254 p. (In Russ.).
11. *Surdam R.C.* Development of diagnostic techniques to identify bypassed gas reserves and badly damaged productive zones in gas stripper wells in the Rocky Mountain Laramide Basins: Final report. Pittsburgh, Pennsylvania: Innovative Discovery Technologies LLC, 2003. 15 p.
12. *Yakovlev Yu.I.* Theory and examples of downward migration of hydrocarbons. / Formation, search and exploration of gas deposits // Tr. VNIIGAZ. Moscow: VNIIGAZ, 1988. P. 29–37. (In Russ.).
13. *Abukova L.A.* Geofluid dynamics of the deep-sunk zones of oil and gas accumulation // Fundamental basis of new technologies in the oil and gas industry: Collected papers. Moscow: GEOS. 2002. Iss. 2. P. 78–85. (In Russ.).
14. *Garven G.* A hydrogeologic model for the formation of the giant oil sands deposits of the Western Canada sedimentary basin // American Journal of Science, 1989. Vol. 289, No. 2. P. 105–166. <https://doi.org/10.2475/ajs.289.2.105>
15. *Gurevich A.E., Kraichik M.S., Batygina N.B.* The pressure of the formation fluids // Leningrad: Nedra. 1987. 223 p. (In Russ.).
16. *Maksimov S.P., Dickenstein G.Kh., Lodzhevskaya M.I.* Formation and placement of oil and gas deposits at deep depths. Moscow: Nedra, 1984. 287 p. (In Russ.).
17. *Abukova L.A.* The main types of the fluid systems of sedimentary oil and gas bearing basins // Geologiya Nefti i Gaza. 1997. No. 1. P. 25–29. (In Russ.).
18. *Bachu S.* Flow systems in the Alberta Basin; patterns, types and driving mechanisms // Bulletin of Canada Petroleum Geology. 1999. Vol. 12, No. 4. P. 455–474.
19. *Pang X.-Q., Jia C.-Z., Wang W.-Y.* Petroleum geology features and research developments of hydrocarbon accumulation in deep petroliferous basins // Petroleum Science. 2015. Vol. 12, No. 1. P. 1–53. <https://doi.org/10.1007/s12182-015-0014-0>

20. *Anikiev K.A.* The geodynamic theory of ultrahigh reservoir energy of the drilled oil and gas bowels of the Earth // *Earth degassing and geotectonics: Collected papers.* 1980. P. 205–217. (In Russ.).

21. *Xu H., Tang D., Zhang J., Yin W., Zhang W., Lin W.* Factors affecting the development of the pressure differential in Upper Paleozoic gas reservoirs in the Sulige and Yulin areas of the Ordos Basin, China // *International Journal of Coal Geology.* 2011. Vol. 85, No. 1. P. 103–111. <https://doi.org/10.1016/j.coal.2010.10.005>

22. *Merkulov A.V.* Some issues of the oil deposit formation conditions in the Upper Cretaceous limestones of the Karabulak-Achaluki deposit // *Issues of geology and oil-and-gas potential of the Eastern Ciscaucasia and the Terek-Kum plain: Tr. GrozNII.* Iss. 9. Moscow: Gostoptekhizdat, 1961. P. 32–40. (In Russ.).

23. *Xie X., Bethke C.M., Li S., Liu X., Zheng H.* Overpressure and petroleum generation and accumulation in the Dongying Depression of the Bohaiwan Basin, China // *Geofluids.* 2001. Vol. 1, No. 4. P. 257–271. <https://doi.org/10.1046/j.1468-8123.2001.00017.x>

24. *Karsten M., Bachu S.* Fluids and Pressure Distributions in the Foreland-Basin Succession in the West-Central Part of the Alberta Basin, Canada: Evidence for Permeability Barriers and Hydrocarbon Generation and Migration // *AAPG Bulletin.* 2001. Vol. 85, No. 7. P. 1231–1252.

25. *Rose P.R., Everett J.R., Meri I.S.* Possible basin centered gas accumulation, Roton basin, Southern Colorado // *Oil and Gas Journal.* 1984. Vol. 82, No. 10. P. 190–197.

26. *Valukonis G.Yu., Khodkov A.E.* Formation and the geological role of groundwater. Leningrad: Leningrad State University, 1968. 221 p. (In Russ.).

27. *Abukova L.A., Volozh Yu.A., Dmitrievsky A.N., Antipov M.P.* Geofluid dynamic concept of prospecting for hydrocarbon accumulation in the Earth crust // *Geotectonics.* 2019. Vol. 53, No. 3. P. 372–382. <https://doi.org/10.1134/S0016852119030026>

28. *Abramova O.P.* A possible mechanism of the focal zones formation of oil and gas accumulation in clay deposits. // *Oil and gas hydrogeology at the present stage. Theoretical problems, regional models, practical issues.* Moscow: GEOS. 2007. P. 70–191. (In Russ.).

29. *Dalberg E.Ch.* The use of hydrodynamic data in the oil-and-gas searching // Moscow: Nedra. 1985. 150 p. (In Russ.).

30. *Sedimentary basins: a study of technique, structure, and evolution / Ed. Yu.G. Leonov, Yu.A. Volozh.* Moscow: Nauchnyi Mir, 2004. P. 516. (In Russ.).

31. *Baskov E.L.* Hydrogeology and fluid geodynamics of sedimentary basins // Litho-geodynamics and mineralogeny of sedimentary basins. St. Petersburg: VSEGEI, 1998. P. 119–149. (In Russ.).

32. *Kissin I.G.* The modern fluid regime of the Earth's crust and geodynamic processes // Fluids and geodynamics / Ed. Yu.G. Leonov. Moscow: Nauka, 2006. P. 85–104. (In Russ.).

33. *Ablya E.A., Sokolov B.A.* Fluid dynamic model of oil and gas formation. Moscow: GEOS, 1999. 76 p. (In Russ.).