

## РАЗНОМАСШТАБНЫЕ ГЕОФЛЮИДОДИНАМИЧЕСКИЕ МЕХАНИЗМЫ ТЕКТОНИЧЕСКОЙ ДЕСТАБИЛИЗАЦИИ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ ТЕРРИТОРИЙ

Л.А. Абукова<sup>1</sup>, О.П. Абрамова<sup>1</sup>, А.А. Орлов<sup>2</sup>, П.В. Манулик<sup>1</sup>

<sup>1</sup>Институт проблем нефти и газа РАН, e-mail: Abukova\_L@mail.ru

<sup>2</sup>Ивано-Франковский национальный технический университет нефти и газа

В геологических системах свойства подземных вод различаются в зависимости от особенностей их взаимосвязи с базисной поверхностью минеральных и органических компонентов литосферы. Известно, что вода, находясь в поле действия электростатических сил, проявляет аномально высокую растворяющую способность, благодаря чему возможен перенос зрелых УВ в промышленно значимых масштабах из нефтегазоматеринских тонкодисперсных отложений в грубозернистые приконтактные коллектора (Симоненко В.Ф., 1989 г.). Аналогичный процесс ведет к концентрации рудных элементов (Блох А.М., 1973 г.). Помимо этого отмечается, что при тектонической напряженности на границе раздела твердой и жидкой фаз возникают механохимические эффекты, резко активирующие пленки связанной воды и повышающие за счет этого ее геохимическую реакционную способность (Пецюха Ю.А., 1985 г.). Однако в работах 70–80-х гг. при изучении системы *вода – порода* рассматривались в основном адсорбционные, ионно-обменные, диффузионно-осмотические и другие процессы. Изучение продуктов дисперсной субстанции, образующейся в результате перетирания пород, а также активации связанных вод с образованием зеркал скольжения, обычно игнорировалось.

В последнее время геологическая функция продуктов перетирания пород все чаще оказывается в сфере внимания специалистов, поскольку ее изучение стимулируется общенаучным интересом к поведению наноразмерных физических объектов.

Реальный ход рудных процессов мог значительно отклоняться от представляемого теоретически из-за вмешательства явлений, происходивших на границах жидких и твердых фаз, если последние были пылевидными, размерами  $n \cdot 100$  мкм [1]. «Пылевидные» структуры в минералогии при размере порядка  $100 \text{ нм}^1$  в настоящее время трактуются как наноминералы [2], их исследование ведется преимущественно в рудной геологии [3,

---

<sup>1</sup> Размер в  $100 \text{ нм}$  в настоящее время принят как пороговое значение объектов нанотехнологий, т.к. при этих размерах физических тел наблюдается наибольшее проявление изменений свойств материалов. Таких примеров множество. В частности, в металловедении установлено изменение физико-механических свойств (прочности, твердости и др.) многих металлов в интервале размеров зерен от нескольких нанометров до  $100 \text{ нм}$  (Андреевский Р.А., 2000 г., и др.).

2, 1]. В обстоятельном обзоре, посвященном роли микро-, ультра- и наноразмерных частиц при поисках полезных ископаемых, подчеркивается, что приближение размера кристалла к нулю создает удельную поверхность, стремящуюся к бесконечности, что в физическом смысле означает, что минеральное вещество становится пленкой [3]. Возрастание удельной поверхностной энергии является причиной аномальности физических, химических, структурных, термодинамических и других свойств наноминералов по отношению к тем же минералам в объеме [3]. Совершенно аналогично ведет себя и вода: ее свойства в объеме и в тонких  $n$ -молекулярных слоях существенно различаются [4]. В условиях тонкодисперсной литологической среды связанные воды, находясь в поле влияния поверхностных сил, обладают повышенной агрессивностью, поэтому их растворяющая способность на порядок выше, чем у свободных вод. При выходе из поля влияния поверхностных сил (за счет увеличения радиуса капилляра, раскрытия трещин и т.п.) растворенные соединения выделяются из раствора, формируя скопления в виде пленок жидких УВ или минеральных корок [4, 5].

Ранее нами был выполнен большой объем работ по экспериментальному изучению влияния механических и акустических воздействий (приближенных к техногенно обусловленным) на глиносодержащие отложения [4, 5]. В последнее время этот материал дополнен результатами новых экспериментов, в которых испытываемая двухкомпонентная среда (глинистые породы + связанные воды) заменена трехкомпонентной (глинистые породы + связанные воды + нанопорошок  $\text{SiO}_2$  с размерностью частиц до 90 нм).

Добавление в моделирующую среду нанопорошка диоксида кремния было осуществлено по следующим причинам. Прежде всего, учитывалось, что после кислорода кремний является вторым по распространению химическим элементом на Земле, а диоксид кремния распространен в литосфере повсеместно, вплоть до мантийных глубин. В воде  $\text{SiO}_2$  присутствует в виде ортокремниевой кислоты, которая в нейтральной среде не диссоциирует. Но с понижением величины рН образуются подвижные формы поликремниевых кислот переменного состава ( $n\text{SiO}_2 \cdot m\text{H}_2\text{O}$ ), которые легко переносятся водными потоками. На всех этапах геологического развития осадочных бассейнов диоксида кремния скапливались в глинистых морских отложениях, участвовали в построении диатомовых водорослей, радиолярий, силикофлагеллятов, кремниевых губок и т.п. (Офицеров Е.Н., 2006 г.).

Методика моделирования состояла из ряда последовательных операций. Выделение связанных вод производилось с использованием специальной установки в камере высокого давления, изготовленной из титана. В основании «башмака» камеры было смонтировано устройство, позволяющее создавать, регулировать и регистрировать виброакустическое воздействие на образец до 60 кГц. Кроме того, была предусмотрена техническая возможность обогрева модели, регулирования и замера температуры.

Очевидно, что точное воссоздание в эксперименте внешних техногенных нагрузок, типичных для нефтегазопромысловых регионов, – практически неразрешимая задача. Поэтому реально можно создать лишь их приближенные аналоги. В нашем случае было учтено, что в районах с интенсивным отбором УВ отмечаются достаточно резкие перепады давлений и повышенная виброакустическая активность среды. Так, на этапе предразрушения пород, характерного для коллекторов после многолетней эксплуатации, генерируются разночастотные акустические колебания, как в звуковом, так и в ультразвуковом диапазонах. Естественные микросейсмические колебания фиксируются в диапазоне 20–5000 Гц (Николаев А.В., 2000 г., и др.). Воздействие акустического поля на систему вода – порода имеет различные проявления, связанные с активацией поровых вод, что показано для природных и технических систем [4, 6].

Исследовались образцы глинистых пород, отобранные из плиоцен-миоценовых отложений (Кубанская сверхглубокая скважина СГ-12000, Западно-Кубанский бассейн).

На подготовительном этапе моделирования выявлена необходимость выполнения исследований по минимальным временным разрывам для одной экспериментальной серии. Поэтому опыты проводились в течение первых суток после изготовления нанопорошков, и каждый опыт длился 2,5 часа (табл. 1).

Из табл. 1 видно, что при внесении в породу наноразмерных частиц оксида кремния происходит повышение флюидоотдачи глинистых образцов. Более чем в два раза возрастает содержание органического углерода в отжатых флюидах, значительно повышается концентрация водорастворенного оксида кремния (табл. 2).

Анализ полученных результатов показывает, что под воздействием барических нагрузок, совмещенных с низкочастотным акустическим полем, происходят активные процессы разрушения минеральной матрицы глинистых отложений. Данный факт в совокупности с резким повышением выхода органического углерода указывает на ослабление межмолекулярных связей, которое на фоне повышения водоотдачи глиносодержащих

Таблица 1

**Объемы отжатых вод из образцов глин при равномерной барической нагрузке, изотермическом режиме и акустическом воздействии в ультразвуковом частотном диапазоне**

Значение задаваемого давления, МПа	Объемы отжатых флюидов (мл) при проведении опыта в течение 2,5 часов (средние значения по результатам трех повторов)		
	<u>1-я серия опытов</u> с образцом 1а 150 г глин + 55 мл 2% р-ра CaCl <sub>2</sub>	<u>2-я серия опытов</u> с образцом 8а 150 г глин + 55 мл 2% р-ра CaCl <sub>2</sub> + 4 г н/п SiO <sub>2</sub>	<u>3-я серия опытов</u> с образцом 9а 150 г глин + 55 мл 2% р-ра CaCl <sub>2</sub> + 6 г н/п SiO <sub>2</sub>
10	24	25	25,5
15	18	18,0	18,5
20	0,7	0,8	1,7
Всего	42,7	43,8	45,7
Значение задаваемого давления, МПа	Объемы отжатых флюидов (мл) при проведении опыта в течение 2,5 часов (средние значения по результатам трех повторов)		
	<u>4-я серия опытов</u> с образцом 10а 150 г глин + 55 мл 2% р-ра CaCl <sub>2</sub> + 8 г н/п SiO <sub>2</sub>	<u>5-я серия опытов</u> с образцом 11а 150 г глин + 55 мл 2% р-ра CaCl <sub>2</sub> + 10 г н/п SiO <sub>2</sub>	<u>6-я серия опытов</u> с образцом 12а 150 г глин + 55 мл 2% р-ра CaCl <sub>2</sub> + 12 г н/п SiO <sub>2</sub>
10	26	26,7	26,9
15	18,6	18,8	18,9
20	2,0	2,2	2,3
Всего	46,6	47,7	48,1

Таблица 2

**Характеристика основных параметров опытов и результатов анализа органического углерода и оксида кремния (мг/дм<sup>3</sup>) в отжатых поровых флюидах**

Параметры опытов	Номера опытов					
	1а	8а	9а	10а	11а	12а
<i>P</i> =10 МПа	24	25,0	25,5	26,0	26,7	26,9
<i>P</i> =15 МПа	18	18,0	18,5	18,6	18,8	18,9
<i>P</i> =20 МПа	0,7	0,8	1,7	2	2,2	2,3
<i>V</i> , мл	42,7	43,8	45,7	46,6	47,7	48,1
<i>W</i> <sub>ост</sub> , %	8,2	7,5	6,8	5,6	4,9	4,6
<i>C</i> <sub>орг</sub> , мг/дм <sup>3</sup>	238	238	249	283	585	585
SiO <sub>2</sub> , мг/дм <sup>3</sup>	17,7	141,2	143,3	147,6	148,7	149,3

пород (усиление эффекта «водяной смазки») в реальной геологической среде может провоцировать возникновение зеркал скольжения. Независимыми исследованиями было установлено, что при нанометровом размере большое значение имеет диффузионное скольжение нанокристаллитов и скорость деформации значительно возрастает [7].

Свой вклад в тектоническую дестабилизацию могут внести не только связанные воды тонкодисперсных пород, но и органогенные воды, выделяющиеся из органического вещества при его метаморфизме. По оценке В.П. Ильченко, объемы органогенных вод в пределах основных тектонических элементов Прикаспийской впадины сопоставимы с объемами связанных вод, и при условии содержания органического вещества в породах пермо-карбона и девона только 1–2% объемы органогенных вод, выделившихся при метаморфизме органического вещества, превысили 130 км<sup>3</sup> [8]. В разрезах нефтегазоносных осадочных бассейнов достаточно большую роль играют породы не с рассеянным ОВ (как в приведенных выше расчетах), а с концентрированным органическим веществом (КОВ). Поэтому роль органогенных вод представляется еще более существенной. Ранее многократно было показано, что катагенные потери массы и объема пород с КОВ настолько велики, что они становятся причиной тектонической дестабилизации [9].

Масштабы флюидогенерации из пород с КОВ под воздействием знакопеременных барических и акустических нагрузок нами изучались на экспериментальных моделях. В экспериментах задание внешней нагрузки выглядело так, как показано на рис. 1. Опыты выполнялись в одинаковом временном режиме (110–120 часов).

Органогенные воды, так же как и связанные, являются агрессивными по отношению ко многим породообразующим минералам. Результаты опытов показали, что интенсивнее всего из пород выносятся окислы породообразующих элементов – кремния, натрия, калия, железа, т.е. наблюдаются аналоги «усталостных» эффектов, приводящие в процессе разработки месторождений к механическому разрушению пород-коллекторов, пескованию и другим геолого-техническим осложнениям в околоскважинном пространстве. В природной геологической среде тот же механизм перетирания пород в зонах геодинамической напряженности приводит к появлению повышенных объемов выделившихся связанных вод, играющих роль «смазки», благодаря которой происходят отрывы пластин, формирование зеркал скольжения.

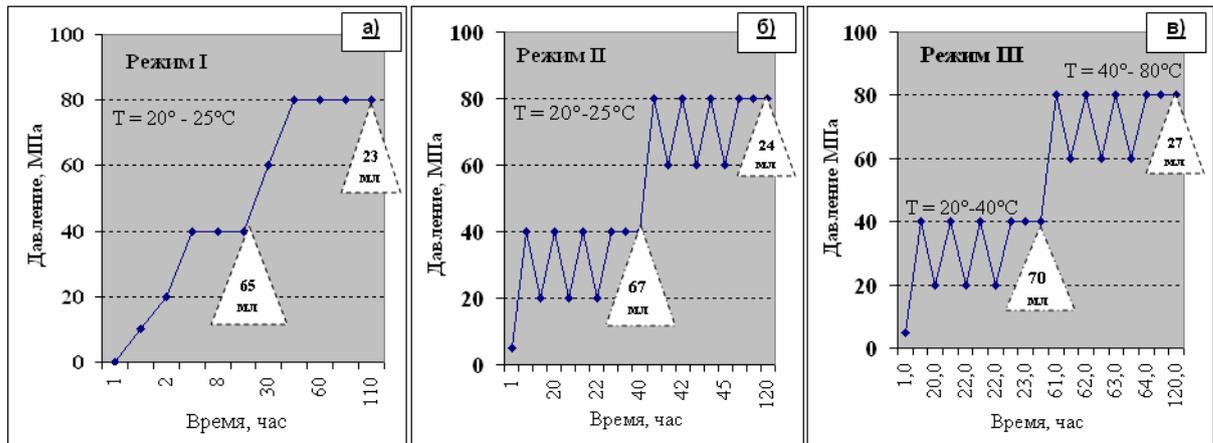


Рис. 1. Схема режимов отжата органической воды из пород с концентрированным органическим веществом

Первый режим (1а) имитировал плавно-ступенчатое погружение осадков, второй (1б) – скачкообразные знакопеременные колебания барических нагрузок, в третьем режиме (1в) – знакопеременные нагрузки усиливались температурным фактором и низкочастотным воздействием. Выводы строились на сравнении геохимических анализов вод, отжатых при названных режимах. Исследовались образцы горючих сланцев-кукерситов с высоким содержанием ОВ (~40%), которые относятся к ранней стадии катагенеза ( $O_2kk$ )

На рис. 2 (а, б, в) отражены результаты преобразования геохимического состава минеральной матрицы горючих сланцев в процессе барического и акустического воздействия. Участие в нем органических (с примесью связанных) вод, отжатых из кукерситов, подтверждается достаточно активным выносом органических компонентов (рис. 2 е) и тех микроэлементов, которые тесно связаны с УВ (рис. 2 в, г, д, е): заметно уменьшается в породе после отжата органических вод содержание ванадия, вольфрама, никеля, редкоземельных и других элементов.

Воды, отжатые из горючих сланцев, судя по высокому содержанию  $C_{орг}$ , можно назвать (по терминологии В.А. Кудрякова) «нефтегазоматеринскими водами». Известно, что горючие сланцы с глубиной теряют свою литологическую индивидуальность, а под действием геостатических и геодинамических нагрузок происходит колоссальная убыль ОВ, объемная масса которого в горючих сланцах составляет 40 % и более.

Так, по мнению В.Д. Ильина с соавторами (1986 г.), в Прикаспийской впадине на глубине 1–2 км объем сланцев уменьшается до 60 %. Отжатые вместе с ОВ связанные во-

ды переносят в иную (как правило, нижележащую) литологическую среду значительные массы органического материала, способного увеличить ресурсный потенциал осадочных бассейнов. В условиях же дополнительной техногенно обусловленной геодинамической нагрузки описанные процессы еще более активизируются (в количественном и скоростном отношении).

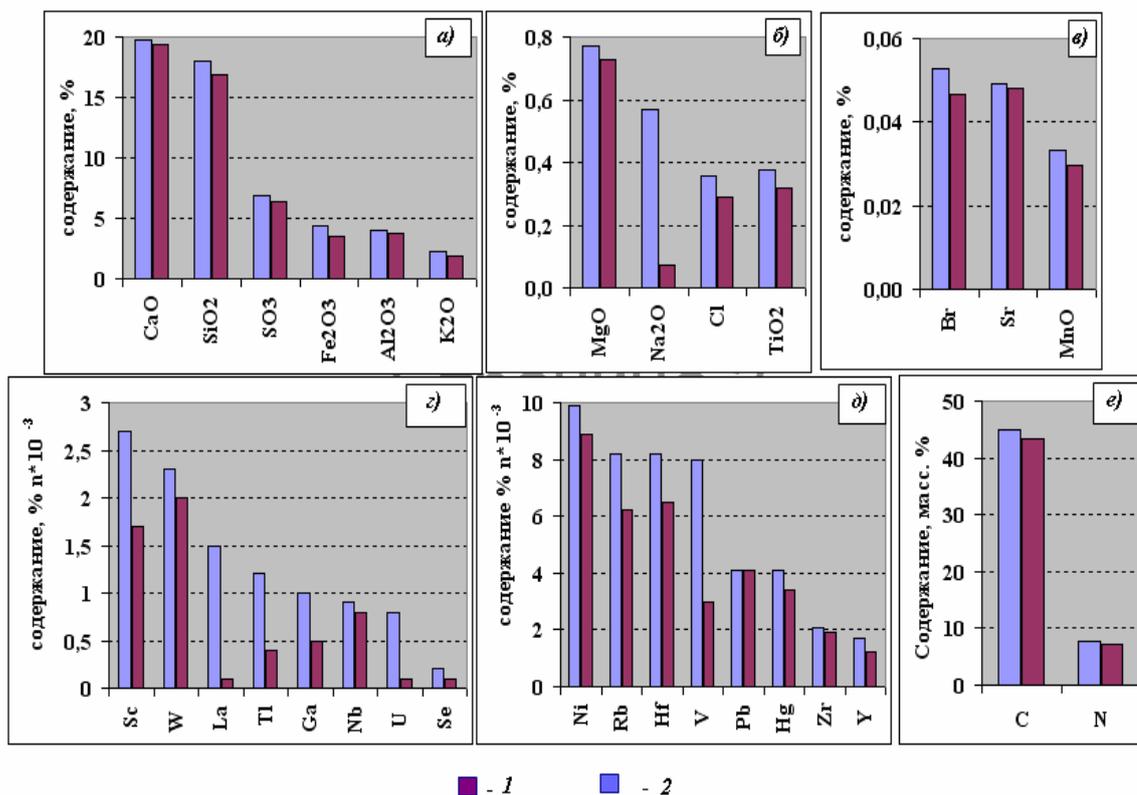


Рис. 2. Изменение содержаний минеральных и органических компонентов в горючих сланцах – кукурситах после отжата органогенных, связанных вод  
 1 – начальное содержание элементов в породе; 2 – содержание элементов в породе после проведения опыта

Опыты с глинистыми породами, отобранными по разрезу Кубанской сверхглубокой скважины, показали, что наиболее активный вынос углерода и некоторых рудных элементов из матрицы породы в окружающее поровое пространство и их растворение в связанных водах происходит в интервале глубин 2000–2400 м. Именно в этом интервале, как свидетельствуют геофизические данные, происходит наиболее резкое падение порового давления. Полученные фактические материалы говорят о том, что “расшатывание” структуры породы, ослабление межслоевых связей в минеральной матрице приводят к просадочным явлениям, разрывным нарушениям. Такие эффекты, как известно, создают

напряженность в отдельных участках (Юсупова И.Ф., 1993, 2006 г.), способствуют возникновению дислоцированности, развитию песчаного диапиризма, грязевого вулканизма, складок пучения, образованию надвигов и т.п. (Юсупова И.Ф., Абукова Л.А., Абрамова О.П., 2006 г.). Имеются доказательства влияния органогенной воды<sup>2</sup> на процесс трещинообразования в газонасыщенных угольных пластах [10].

Выше был рассмотрен вклад связанных и органогенных вод в формирование тектонической дестабилизации нефтегазоносных осадочных бассейнов. Далее остановимся на роли свободных вод, которые также вносят свои изменения в формирование дислоцированности вмещающих отложений. Большое влияние на направленность геофлюидодинамических процессов оказывают физико-химические превращения в системе *вода – порода*, вызванные нарушением геохимического равновесия за счет воздействия внешних факторов (температура, давление, геофизические возмущения). Декарбонатизация и десульфатизация пород при растворении сульфатно-карбонатных минералов приводят к необратимым изменениям в пластовых системах. Вынос вещества, дезинтеграция, разуплотнение пород, формирование ослабленных зон и другие деформации, с ними связанные, имеют место на путях миграции агрессивных продуктов [5, 9]. Так, говоря о благоприятных факторах для накопления и сохранности сероводородсодержащих газов в зонах высоких температур, некоторые исследователи отмечают широкое распространение в этих условиях вторичных трещинных резервуаров, образующихся за счет дробления и брекчирования карбонатных пород (Кулибакина И.Б., Чайковская Э.В., 1981 г.). Одной из особенностей глубинного карста, вызванного сульфатредукцией, является неравномерность его распространения по площади и разрезу. Это свидетельствует не только о многостадийном характере карстования, по А.В. Петухову, но и о многократных пульсационных, разнонаправленных изменениях геодинамического режима, а вместе с ними и о перепадах пластовых давлений, контролирующих растворение и осаждение отдельных компонентов. Потеря массы (обычно неравномерная) и уменьшение мощности пород в пределах участков, пораженных сульфатредукцией, обуславливают неравномерное проседание перекрывающих пластов (в том числе флюидоупоров), формирование ослабленных зон и субвертикальных трещинных систем, нарушение стационарности миграции флюидов [5]. Основные элементы дезинтегрированности, в том числе очаги аномально повышенной трещи-

---

<sup>2</sup> Авторы работы [10] называют воду *поровой*. Однако, на наш взгляд, воду, выделяющуюся в процессе углефикации ОВ, надо относить к органогенной.



могут быть спровоцированы закачкой в недра крупных объемов экологически вредных жидких веществ. Многократное привнесение в литосферу агрессивных технических вод будет резко смещать геохимическое равновесие в системе вода – порода – залежь УВ. Разрушение и коррозия кварца, полевых шпатов и других минеральных компонентов в результате воздействия CO<sub>2</sub>, органических кислот, кислородсодержащих веществ приводят к значительному дефекту массы и, как следствие, к деформационным изменениям и формированию ослабленных зон и трещинно-разрывных дислокаций, которые впоследствии могут выполнять функции дренажных систем.

В ряде работ [12 и др.] нами обосновывалась целесообразность закачки промстоков в истощенные нефтегазоносные пласты и выработанные месторождения. Для условий вновь осваиваемых регионов (на Ямале, в Восточной Сибири) возможна предварительная выработка мелких газовых залежей с последующим использованием коллекторов под захоронение экологически вредных жидких веществ. Кроме того, могут использоваться зоны очагового проявления дефицита пластового давления, что нередко встречается как в пределах разрабатываемого месторождения, так и в непосредственной близости от него. Такой подход позволит минимизировать риск возникновения нежелательных тектонических подвижек при разработке месторождений УВ.

## ВЫВОДЫ

Участие свободных и связанных вод в трансформации природного напряженно-деформированного состояния флюидовмещающих пород, инициировании тектонических процессов наиболее интенсивно проявляется в тех частях разреза нефтегазоносных осадочных бассейнов, где наблюдается частое (тонкое) переслаивание песчано-алевролитовых и карбонатных пород с глинами, а также в местах залегания мощных толщ легкорастворимых солей и пород с концентрированным органическим веществом.

В нефтегазоносных осадочных бассейнах по мере проявления вибрационных (природных и техногенных) нагрузок на литосферу активируются механохимические эффекты, в частности геофлюидодинамические и геохимические реакции пленок связанной и органогенной воды, что приводит к формированию (трансформации) зон тектонической дестабилизации.

Различия в тектонических нагрузках, возникновение геохимических эффектов в системе *свободная вода – порода*, неравные концентрации исходной органической массы также способствуют развитию дезинтеграционных явлений, в том числе очагов аномаль-

но повышенной трещиноватости, еще больше усиливающих флюидодинамическую неоднородность (блоковость) глубокопогруженных частей осадочного чехла. Взаимовлияние тектонического и геофлюидодинамического факторов, с одной стороны, определяет продуктивность локальных структур, с другой стороны – требует внедрения системы развитого мониторинга за состоянием геологической среды на территориях интенсивного освоения нефтегазового потенциала.

Объем выполненных исследований пока крайне мал. Однако полученные результаты свидетельствуют о необходимости продолжения этих работ как для расширения теоретических основ изучения механизмов трансформации связей воды с глинистыми минералами в присутствии нанокompозитов, так и для решения важных научно-практических задач в области промысловых технологий, касающихся снижения объемов остаточной воды в матрице глиносодержащих коллекторов, подбора нанокompозитов для улучшения свойств буровых растворов, обоснования проектов захоронения вредных жидких отходов в истощенные нефтегазовые пласты и в зоны пониженных пластовых давлений.

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Петровская Н.В. Роль реликтового пылевидного вещества в гидротермальном рудообразовании // Рудообразующие процессы и системы. М., 1989. С. 124-134.
2. Микро- и нанодисперсные структуры минерального вещества / Гл. ред. Н.П. Юшкин. Сыктывкар: Геопринт, 1999. 216 с.
3. Конеев Р.И., Кушмурадов О.К., Туресебеков Х.А., Игнатилов Е.Н. Микро- и наноминералогия: роль и значение в процессах образования месторождений полезных ископаемых // Изв. УзбАН. 2005. №1. С. 28-32.
4. Абукова Л.А., Абрамова О.П. Влияние подземных вод на техногенные геодинамические процессы в «старых» нефтегазодобывающих районах // Разведка и охрана недр. 2008. № 7. С. 15-19.
5. Юсупова И.Ф., Абукова Л.А., Абрамова О.П. Потери концентрированного органического вещества пород при их погружении как фактор геодинамической дестабилизации // ДАН. 2007. Т. 414, № 1. С. 1-4.
6. Милушкин В.М., Ильин А.П. Интенсификация процессов извлечения примесей тяжелых металлов из воды при действии ультразвука в кипящем слое доломита // Изв. вузов. Химия и хим. технология. 2009. Т. 8, вып. 9. С. 103-105.

7. Суздаев П.И. Нанокластеры и нанокластерные системы. Организация, взаимодействия, свойства // Успехи химии. 2001. Т. 70. С. 203–240.
8. Ильченко В.П. Нефтегазовая гидрогеология подсольевых отложений Прикаспийской впадины. М.: Недра, 1998. 288 с.
9. Юсупова И.Ф. Флюидогенерация в осадочных толщах и их дислоцированность // ДАН. 1994. Т. 335, №3. С. 352-355.
10. Одинцев В.Н., Гурьянов В.В. Влияние поровой воды на процесс трещинообразования в газонасыщенных угольных пластах // Горн. информ.-аналит. бюл. 2004. № 8. С. 101-105.
11. Орлов А.А. Аномальные пластовые давления в нефтегазоносных областях Украины. 1980. Л.: Наука, 188 с.
12. Абукова Л.А., Яковлев Ю.И. Геоэкологическая концепция разработки месторождений нефти с низким гидродинамическим потенциалом // Нефтепромысловое дело. 2005. № 5. С. 15-18.