

ЛИТОГИДРОГЕОХИМИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ ПРИРОДНО-ТЕХНОГЕННЫХ НЕФТЕГАЗОВЫХ СИСТЕМ

А.Н. Дмитриевский¹, В.В. Муляк²

¹Институт проблем нефти и газа РАН, Москва

²Нефтяная компания ОАО «ЛУКОЙЛ», Москва

Взаимодействие флюидной и осадочно-породной составляющих геосферы в природно-техногенных условиях рассматривалось в трудах многих выдающихся геологов. Так, А.А. Карцев развивал идею взаимодействия флюидной и осадочно-породной составляющих при формировании месторождений нефти и газа [6–8 и др.]. Учет геохимических трансформаций в системе порода–вода позволил объяснить многие причины изменения гидродинамических условий на эксплуатирующихся месторождениях нефти и газа [8, 11 и др.]. В последнее время для прогноза добывных возможностей продуктивных пластов все более востребованными оказываются знания о начальных гидрогеологических и литологических особенностях месторождений [9, 10 и др.].

Динамика трансформаций современных природно-техногенных флюидодинамических систем в районах интенсивной нефтегазодобычи влияет на размещение еще не открытых месторождений. Ведение поисковых работ по дальнейшему наращиванию ресурсной базы углеводородов (УВ) становится неэффективным без учета воздействия нефтегазового техногенеза прежде всего на флюидодинамические и литогеохимические особенности разреза осадочного чехла [1, 2, 11 и др.], поскольку в тройственной системе пластовые воды – порода – нефть происходят сложные процессы массопереноса минеральных и органических соединений.

Методологические подходы, основанные на учете трансляции свойств углеводородосодержащей среды в системе *осадочные бассейны* ⇒ *зоны нефтегазонакопления* ⇒ *месторождения УВ* ⇒ *продуктивные пласты* [1], а также динамических изменений емкостно-фильтрационных характеристик флюидовмещающих отложений, обретают важное значение для решения научно-практических геолого-промысловых задач.

Теоретические основы подобного подхода заложены ранее. Первоначально они базировались на представлениях о водосодержащих горных породах как системах со сложной внутренней структурой и многократными взаимопроникновениями подсистем – твердой, жидкой, газовой фаз, живых организмов и продуктов их взаимодействия [3, 4]. Позже в рамках литогидрогеохимии, как пограничной области знаний между литологией

и гидрогеологией, были сформулированы основные принципы исследования взаимоотношенности литологической и гидрогеологической составляющих пластовых нефтегазовых систем [5, 8 и др.]. В частности, обосновано положение о том, что в недрах осадочных бассейнов в различных пространственно-временных масштабах непрерывно развиваются и преобразуются три важнейшие составляющие системы: порода – подземные воды – углеводороды. Каждая из этих подсистем в контакте друг с другом и с внешней средой меняет структуру, состав, элементы, связи между элементами (А.Н. Дмитриевский, В.В. Муляк, 2010 г.).

В гносеологическом отношении литогидрогеохимию правильно рассматривать как развитие теории седиментационной трансляции. В рамках последней ранее установлено, что как в литогенезе, так и при техногенезе изменение коллекторских и экранирующих параметров разреза наиболее активно происходит при уплотнении, перекристаллизации, выщелачивании, доломитизации, сульфатизации, окремнении, аутигенном минералообразовании, коррозии, замещении, растворении, преобразовании исходного материала, трещинообразовании, регенерации и растворении обломочных зерен под давлением. При этом если ионный обмен приводит к эквивалентному массообмену, то большая часть литогидрогеохимических процессов влечет за собой неэквивалентный массообмен, а значит – резкое изменение начальной проницаемости коллекторов [1].

Характер проявления этих трансформаций определяется исходным седиментационным материалом и общим ходом литогенеза. Типы литогенеза, по Н.М. Страхову (гумидный, аридный, ледовый, вулканогенно-осадочный), влияют на направленность преобразований системы вода – порода. Например, по-разному будут реагировать на увеличение литостатического давления при литогенезе (или уменьшение давления при техногенезе) обломочные отложения и соли, хемогенные и рифовые известняки, сформировавшие более прочный каркас в результате регенерации в раннем катагенезе по сравнению с обломочными отложениями, не имеющими такого каркаса [1].

При постседиментационных преобразованиях система стремится сохранить свою структуру. Причем это проявляется в сохранении как отдельных её элементов, так и структурной целостности самой системы. Все эти условия определяют интенсивность преобразований минеральной матрицы коллекторов, изменение емкостно-фильтрационных свойств последних под контролем термобарических, геохимических и гидродинамических условий недр.

При техногенезе и свойственном ему активном массообмене между водой и породой, увеличении скорости обменных процессов утрачиваются явные литологические различия между коллектором и неколлектором. Граница между неколлектором (3 %) – полуколлектором (8 %) содержит в себе значительные по величине запасы УВ в недрах; разделение запасов на активные и пассивные оказывается зависимым от технологических условий выработки [1, 4].

Масштабы воздействия техногенеза на геологическую среду огромны. При добыче нефти, с одной стороны, происходит изъятие УВ и попутных вод, с другой – одновременно идет внедрение в пластовую систему технических вод, ингибиторов солеотложения, водяного пара и др. Это способствует дополнительному привносу (изъятию) массы и тепла и, как следствие, нарушению равновесного состояния жидких и твердых фаз в продуктивных пластах. Так, при эксплуатации подсолевой залежи Вишанского нефтяного месторождения фиксировался вынос попутными водами больших объемов галита (попутные воды месторождения практически на протяжении всего этапа разработки характеризуются высокой агрессивностью по отношению к NaCl и способностью растворять в среднем ~150 граммов галита в одном литре воды). Разрушение минеральной матрицы коллекторов, формирование техногенных фильтрационных каналов имеют геохимическую природу, но провоцируют их гидродинамические эффекты. Отметим, что скорости фильтрационных потоков (несмотря на меньший перепад давления между зонами нагнетания и отбора) через 25–30 лет эксплуатации оказались существенно выше, чем на начальной стадии разработки (1972–1975 гг.) [9].

Проведенные расчеты свидетельствуют, что за весь период эксплуатации месторождения из подсолевой залежи нефти с попутными водами было вынесено около 612 тыс. м³ растворенного в продуктивных отложениях галита. По состоянию на 01.01.2003 г. средневзвешенная величина избыточного содержания хлористого натрия в попутных водах за весь период их добычи равнялась 65 г/л. Так как пластовые воды предельно насыщены NaCl, галит растворялся только в закачиваемых водах. В этом случае в одном литре закачаных вод растворялось почти 71 г хлористого натрия. Из общего объема (более 20 млн м³) попутно добытых вод около 18,5 млн м³ пришлось на закачиваемые воды. Суммарная закачка вод в эксплуатируемую залежь оценивается в 36 млн м³, из которых 17 млн м³ осталось в продуктивных пластах. В таком объеме вод (по аналогии с попутными водами) могло раствориться от 550 тыс. м³ до 1 млн м³ NaCl; как следствие, объем пород умень-

шился на 140–250 тыс. м³. Этот пример показывает, насколько сильно влияет на емкостно-фильтрационные свойства коллекторов перераспределение (или убыль) хемогенной составляющей подсолевых карбонатных коллекторов.

На Березинском месторождении попутными водами, извлеченными совместно с нефтью из скв. 105 Березинского месторождения, вынесено около 5 тыс. м³ растворенного в продуктивных пластах галита, около 14 м³ ангидрита и выпало из закачиваемых вод более 6 м³ карбоната кальция.

За весь срок эксплуатации скв. 75 Осташковичского месторождения попутно добываемыми водами вынесено более 100 тыс. м³ растворенного галита и 105 м³ ангидрита, а также из этих вод выпало 134 м³ кальцита. В целом же из межсолевой залежи Осташковичского месторождения извлечено более 1,2 млн м³ галита, около 650 м³ ангидрита и при этом из вод выпало 2,2 тыс. м³ кальцита.

Следует отметить, что растворение галита зачастую приводит к резкому увеличению неоднородности продуктивных пластов, прорыву по сформировавшимся фильтрационным каналам закачиваемых вод и к росту обводненности продукции. Данное заключение можно подтвердить результатами проведенных ранее промысловых исследований. Так, изучение особенностей заводнения нефтяных залежей Беларуси путем закачки меченых жидкостей позволило установить, что скорости движения нагнетаемой воды увеличиваются во времени. Кроме того, следует отметить, что практически для всех белорусских залежей нефти на первых этапах разработки характерна значительная разница пластовых давлений в зонах нагнетания и отбора. После промывки фильтрационных каналов перепад давлений между ними становится относительно небольшим. При этом период сближения давлений, как показывают расчеты, отличается наиболее интенсивным выносом растворенного в продуктивных пластах галита. Все это, с одной стороны, приводит к снижению охвата залежи разработкой и формированию целиков оставшейся в пласте нефти, а с другой – способствует восстановлению энергетики залежей и более активному участию пластовых вод в вытеснении углеводородов [9, 10 и др.].

Те же по сути явления неоднократно отмечались в подсолевых отложениях Прикаспийской впадины, в которых на стадиях диагенеза и катагенеза установлено интенсивное перераспределение хемогенного цемента, приводящее порой к значительному улучшению коллекторских свойств отложений [1].

Как было сказано выше, техногенез может породить не только изъятие, но и привнос вещества. Структура порового пространства в этом случае существенно зависит от аутигенного минералообразования. При обобщении литологического материала природных образцов осадочных пород доказано, что чем более сложный минеральный состав обломочных отложений, тем более разнообразен состав аутигенных минералов. Так, в порых мономинеральных кварцевых песчаников, как правило, отмечаются вторичные выделения кремнезема и реже – железистых минералов. Чрезвычайно разнообразен состав аутигенных минералов, образующихся в поровом объеме полимиктовых обломочных пород, особенно содержащих вулканогенный материал. Здесь могут образовываться аутигенные полевые шпаты, цеолиты, карбонаты, сульфаты, глинистые минералы, что может существенно изменить проницаемость коллекторов [1].

Аналогии этого процесса обнаруживаются и в природно-техногенных системах. В Тимано-Печорской провинции в продуктивных пластах на нефтяных промыслах отмечалось присутствие неорганических солей карбонатов и сульфатов кальция – кальцита, ангидрита, гипса, реже бассанита. Помимо названных минералов в некоторых случаях фиксировалось выпадение сульфата бария (барит $BaSO_4$), сульфата стронция (целестин $SrSO_4$) и карбоната магния (магнезит $MgCO_3$). Осадки редко представлены чистыми минералами, чаще – их смесью. Кроме того, наряду с основными компонентами практически всегда присутствуют продукты коррозии (окислы и гидроокислы, сульфаты, сульфиды, карбонаты железа и алюминия), кремнезем, терригенные частицы (глина, алеврит, песок), а также органические вещества – ароматические, непредельные углеводороды, сернистые асфальтены, парафины и смолы. Выпадение любого вещества в осадок происходит из перенасыщенных растворов, когда концентрация вещества в растворе по тем или иным причинам превышает предельную растворимость. Конкретными причинами выпадения солей в осадок служат испарение, смешение несовместимых вод, растворение минералов, газов и органических веществ, изменение термобарических условий, дегазация воды, изменение общей минерализации воды и т.п. [9, 10].

В заключение подчеркнем важное: разработка месторождений нефти может рассматриваться как крупный полевой эксперимент по воссозданию механизмов трансформации литологических, геохимических, гидрогеологических условий на регрессивном цикле развития территории и сопутствующего разрушения ранее сформированных месторождений УВ.

Развитие литогеохимии крайне необходимо для дальнейшего решения методических задач, связанных с прогнозированием нефтегазоносности, и оптимизации разработки месторождений УВ в нефтегазоносных флюидодинамических системах. Однако отдельные вопросы остаются пока недостаточно изученными. К ним, прежде всего, относятся:

- термодинамическая открытость гидрогеохимических систем;
- геохимические последствия активации связанных вод под техногенным виброакустическим воздействием;
- влияние на химизм природных вод электрокинетических явлений;
- совместимость с попутными водами технических растворов, применяемых в качестве ингибиторов солеотложения и водопритоков;
- учет реальных скоростей и направлений массопереноса в коллекторах (в том числе и на основе трассерных исследований);
- экспериментальное определение термодинамических параметров попутных вод с учетом влияния на них всей совокупности водорастворенных макро- и микроэлементов органического и минерального происхождения, создание на этой основе феноменальных гидрогеохимических моделей взаимодействия вод различного состава и генезиса между собой, а также с породами коллекторов и УВ;
- обоснование допустимых погрешностей аналитических определений при термодинамическом моделировании гидрогеохимических процессов;
- исследование влияния радиоактивности вод на геохимические и геофлюидодинамические эффекты техногенной природы.

С изучением этих вопросов авторы напрямую связывают дальнейшие успехи в исследовании природно-техногенных нефтегазовых систем.

ЛИТЕРАТУРА

1. *Дмитриевский А.Н.* Системный литолого-генетический анализ нефтегазоносных осадочных бассейнов. М.: Наука, 1982. 230 с.
2. *Дмитриевский А.Н., Абукова Л.А.* Геодинамическая эволюция и нефтегазоносность осадочных бассейнов (системный подход) // Геодинамическая эволюция и нефтегазоносность осадочных бассейнов. М., 1997. С. 22–31.

3. *Дмитриевский А.Н., Карцев А.А.* Водосодержащие горные породы как системы // Подземные воды и эволюция литосферы: материалы Всесоюз. конф. М., 1985. Т. 2. С. 462–464.
4. *Дмитриевский А.Н., Карцев А.А.* Системный подход к изучению водосодержащих пород // Системный подход в геологии (теоретические и прикладные аспекты): тез. докл. II Всесоюз. конф. М., 1986. Ч. 3. С. 678–679.
5. *Дмитриевский А.Н., Карцев А.А., Попова Н.В.* и др. Использование литогидрогеохимических исследований для прогноза коллекторов нефти и газа // Нефтегазовая геология и геофизика. 1987. Вып. 6(113). 52 с.
6. *Карцев А.А., Вагин С.Б., Матусевич В.М.* Гидрогеология нефтегазоносных бассейнов. М.: Недра, 1986. 224 с.
7. *Карцев А.А., Вагин С.Б., Шугрин В.П.* Нефтегазовая гидрогеология. М.: Недра, 1992. 208 с.
8. *Карцев А.А., Дмитриевский А.Н., Порошин В.Д.* и др. Использование результатов литогидрогеологических исследований при поисках нефти и газа (на примере Припятского прогиба и некоторых регионов Сибирской платформы) // Геология, метод поисков и разведки месторождений нефти и газа. М., 1989. Вып. 7. 36 с.
9. *Муляк В.В., Порошин В.Д., Гаттенбергер Ю.П., Абукова Л.А., Леухина О.И.* Гидрохимические методы анализа и контроля разработки нефтяных и газовых месторождений. М.: ГЕОС, 2007. 245 с.
10. *Муляк В.В.* Геотехнологические основы анализа и контроля разработки нефтяных месторождений по промысловым гидрогеохимическим данным. автореф. дисс. докт. техн. наук. М., 2008. 46 с.
11. *Плотников Н.И., Карцев А.А.* К проблемам техногенных изменений окружающей среды // Сов. геология. 1984. № 4. С. 102–108.