

АКТУАЛЬНЫЕ ПРОБЛЕМЫ НЕФТЕГАЗОВОЙ ГИДРОГЕОЛОГИИ ЗАПАДНО-СИБИРСКОГО МЕГАБАСЕЙНА

В.М. Матусевич¹, А.Р. Курчиков², Л.А. Ковяткина¹

¹Тюменский государственный нефтегазовый университет, ²Западно-Сибирский филиал Института нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, Тюмень, e-mail: vyru@mail.ru

В настоящее время детальные исследования Западно-Сибирского мегабассейна (ЗСМБ) посвящены проблемам нефтегазопромысловой гидрогеологии, эколого-гидрогеологическим аспектам.

В ходе региональных гидрогеологических исследований был накоплен достаточно большой опыт в использовании гидрогеологической информации для решения нефтегазопромысловых задач, разработан комплекс палеогидрогеологических, гидрогеохимических, гидрогеодинамических, гидрогеотермических показателей благоприятных условий для нефтегазообразования и нефтегазонакопления [1–4 и др.].

Вместе с тем остается нерешенным еще ряд проблем. Гидрогеологические исследования в Западной Сибири, прежде всего, должны быть направлены на решение задач практического использования подземных вод. Для дальнейшего развития региональных теоретических обобщений необходим новый фактический материал, который в сложившихся условиях рыночной экономики носит конфиденциальный характер и зачастую просто недоступен для ученых. Тем не менее уже накопленный материал столь огромен, неповторим и уникален, что его изучение продлится еще на десятилетия и создаст почву для новых теоретических достижений и открытий.

Как показало XIX Совещание (Тюмень, 2009 г.) по подземным водам Сибири и Дальнего Востока [8], многие исследователи вернулись к использованию палеогидрогеологической методологии для решения вопросов нефтегазовой гидрогеологии, применяя и развивая научные представления А.А. Карцева и других ученых. Работы А.А. Карцева в области палеогидрогеологии оставили заметный след в изучении строения ЗСМБ.

Новый взгляд на гидрогеодинамические данные позволил (вслед за А.А. Карцевым, С.Б. Вагиным, Е.В. Пиннекером и др.) перейти от статических моделей строения нефтегазоносных бассейнов к геодинамическим. На основе этих представлений В.М. Матусевичем, О.В. Бакуевым, Ю.К. Смоленцевым создана современная стратификация Западно-Сибирского мегабассейна с выделением самостоятельных сложных наложенных

бассейнов подземных вод (кайнозойского, мезозойского и палеозойского); выявлены инфильтрационные, элизионные литостатические и элизионные геодинамические (наиболее перспективные на нефть и газ) водонапорные системы.

Новый фактический материал последних лет, в том числе по глубоким горизонтам осадочного чехла и фундамента платформ, значительно обогатил наши представления о формировании гидрогеологических условий различных территорий и повысил эффективность регионального прогноза нефтегазоносности по гидрогеологическим данным.

На наш взгляд, можно выделить наиболее важные приоритетные научные теоретические и прикладные проблемы, а также не менее актуальные задачи высшего нефтегазового образования и кадрового обеспечения нефтегеологической отрасли.

К теоретическим проблемам относятся:

1. Переосмысление ранее полученной информации по нефтегазопроисковому бурению и опробованию скважин с применением расширенного комплекса газогидрогеохимических данных методами палеогидрогеологии, ореолов рассеяния и гидрогеохимических прогнозов нефтегазоносности, с использованием классических (по которым оценивались перспективы нефтегазоносности при региональном и локальном прогнозах) и вновь выявленных критериев; уделение особого внимания органическому веществу и микроэлементам – сидерофильным (Ti, Mn, Ni, V, Cr, Co) и халькофильным (Cu, Zn, Pb, Sn).

2. Изучение механизмов формирования флюидов (воды, нефти, газа) на больших глубинах по данным глубокого и сверхглубокого бурения – до 4–7 км.

3. Прогноз нефтегазоносности пород нижней части осадочного чехла и фундамента, а также на территориях, отнесенных к неперспективным на начальных этапах изучения, т.е. «пропущенных залежей», на основе геофлюидодинамических концепций в комплексе с гидрогеохимическими исследованиями (водные ореолы рассеяния нефтегазовых залежей).

4. Создание теоретических основ и программного обеспечения для моделирования процессов техногенной трансформации подземных вод и пластовых систем в целом при разработке нефтегазовых месторождений. В этом плане заслуживают внимания результаты, полученные А.А. Карцевым, Б.Н. Рыженко, Л.А. Абуковой, О.П. Абрамовой, В.В. Муляком, М.Б. Букаты и др.

5. Построение новых региональных гидрогеотермических моделей по данным глубоких скважин и геокриологических исследований. Здесь заслуживает внимания комплекс монографий и научных статей А.Р. Курчикова, Б.П. Ставицкого, С.И. Сергиенко и др., опубликованных в разные годы.

Начиная с 50–60-х годов в прошлом веке проводились очень интенсивные геофизические, гидродинамические и гидрогеохимические исследования. На фоне всеобщей эйфории по поводу открытия все новых и новых крупных залежей нефти и газа гидрогеологические данные игнорировались и остались во многом неинтерпретированными. Накопленный материал хранится в фондах геологической информации и архивах лабораторий. Разработанные методы прогнозов нефтегазоносности по гидрогеологическим данным для «неперспективных районов» стали применяться много позднее, в частности для южных районов. Были выполнены прогнозные исследования, подтвердившиеся в настоящее время на ряде площадей открытием новых месторождений углеводородного сырья. В работах В.М. Матусевича, А.В. Рылькова, И.Н. Ушатинского и др. по гидрогеологическим данным только в северных районах рекомендовано 353 объекта в качестве перспективных для выявления новых залежей.

Палеогидрогеологический анализ в комплексе с гидрогеохимическими данными позволяют выявить благоприятные для нефтегазообразования и нефтегазонакопления территории, что подтверждено на ряде нефтяных месторождений юга Тюменской области (Кальчинское, Северо-Демьянское, Усть-Тегусское, Ендырское, Урненское, Северо-Кальчинское, Пихтовое). В настоящее время ведутся исследования в других, более южных районах (Тобольский, Ярко-Восточный, Абатский) Тюменской области с использованием материалов первого периода поисково-разведочных работ.

Выявление залежей возможно, прежде всего, на площадях развития элизионных водонапорных систем геодинамического типа, в южной части Омско-Гыданской рифтовой зоны, где вероятно образование депрессионных систем с перетоком флюидов в палеозойский бассейн. Основой решения вопроса поисков «пропущенных залежей» являются закономерности динамического взаимодействия в системе горная порода – органическое вещество – вода – нефть – газ, реализованные в рамках теории формирования водных ореолов рассеяния углеводородных скоплений. Пластовые воды в этом случае являются наиболее представительной составляющей природной системы, даже при получении в скважине только притока воды.

К сожалению, далеко не всегда в пробах воды определяются наиболее информативные компоненты (ВРОВ, газовый состав, микроэлементы); чаще всего анализируются ионно-солевой состав, йод, бор, бром, фтор. Результаты исследований В.М. Матусевича, А.В. Рылькова, Р.Г. Прокопьевой и др. показали значимость для Западной Сибири ароматических и алифатических углеводородов (бензол, толуол, пара-мета-ортоксилол, гексан, октан, нонан, декан и др.), органических кислот и комплекса микроэлементов (титан, марганец, цинк, ванадий, никель, кобальт, хром, медь, скандий, иттрий, иттербий, кадмий, алюминий, ниобий).

Установлено увеличение концентраций моноароматических соединений в нефтях и конденсатах с глубиной и в северном направлении в соответствии со снижением плотности и сернистости нефти, ростом легких фракций. Газоконденсаты обогащены пара-мета-ксилолом, октаном, нонаном. Чем выше концентрация этих веществ в углеводородных залежах, тем больше их в водах приконтурной зоны. Наличие широкого спектра ВРОВ в значительных концентрациях позволяет интерпретировать зону ВНК или ГВК. Высокие концентрации одного компонента указывают на наличие залежи на расстоянии 100–200 м, а присутствие нескольких их углеводородных компонентов свидетельствует о залежи на расстоянии 1–2 км.

В ряде работ приведены их количественные критерии [2, 3 и др.]

Исследование формирования флюидов на больших глубинах началось с бурением глубоких и сверхглубоких скважин, в частности Тюменской сверхглубокой (ТСГ-6).

В изученных частях разреза ЗСМБ (до 2–3 км) в разные геологические эпохи происходила структуризация геологического пространства и геофлюидальных систем (ГФС), отчетливо проявляющаяся в тепловом поле и выражающаяся в формировании матричных блоков и фильтрационных каналов, существенной латеральной неоднородности теплового потока в зонах развития нефтяных и газовых месторождений и в формировании геотермических, гидродинамических и гидрогеохимических аномалий, инверсий и ореолов рассеяния.

Сложившиеся представления о подобии процессов формирования флюидов на разведанных месторождениях и в глубоких горизонтах (5–7 км и более) необходимо корректировать или отвергать, выстраивая новые теории.

В северных районах ЗСМБ на глубинах около 7000 м триас-юрские отложения сохраняют коллекторский потенциал по всему разрезу. Открытая пористость в них

достигает 20%, проницаемость – 10–20 мД, содержание органического вещества – до 20%, концентрации микроэлементов сопоставимы с их значениями в продуктивных пластах [2, 6].

По данным Н.И. Шестова и др., в ТСГ-6 на глубине около 4 км отмечены гидрокарбонатные натриевые воды с минерализацией 7,3 г/л, содержание йода в красноселькупской свите нижнего триаса составляет 7 мг/л, брома – 13 мг/л при минерализации 7 г/л. Поровые растворы песчаников имеют минерализацию 6–10 г/л, а в пурской свите (Т₁₋₂) в интервале 6174–6300 м минерализация составляет около 1 г/л.

Таким образом, просматривается инверсионная модель изменения ионно-солевого состава и снижения минерализации с глубиной, вполне объяснимая с геодинамических позиций на современном этапе изучения. Уточнение ее предстоит по мере накопления новых данных.

Прикладные исследования можно сгруппировать в два направления.

1. Проблемы и задачи, остающиеся по-прежнему актуальными:

— гидрогеологический контроль разработки нефтегазовых месторождений, в том числе гидрогеохимический контроль обводнения скважин, изучение фильтрационных потоков и геомиграции в неоднородных коллекторах, использование капиллярных явлений для выделения гидрофильных и гидрофобных коллекторов и регулирования процессов заводнения;

— гидрогеологическое обоснование систем поддержания пластового давления (ППД), в том числе оценка запасов подземных вод для закачки в пласты, питьевого, пожарного и технического водоснабжения объектов инфраструктуры нефтегазового комплекса. В этом направлении активно работают сотрудники НИИГИГ при ТюмГНГУ под руководством А.Р. Курчикова.

2. Новые направления, формирующиеся в настоящее время:

— утилизация нефтепромысловых, хозяйственно-бытовых стоков и промышленных стоков в недра и гидрогеоэкологический контроль полигонов закачки;

— мониторинг водных объектов, экзогенных и эндогенных процессов на нефтегазовых промыслах. Актуальность мониторинга геологической среды на нефтегазовых месторождениях возрастает по мере старения промыслов.

Одной из главных проблем при разработке углеводородов является борьба с обводнением скважин. В этой связи стоит извлечь на свет метод эталонной контактной порометрии, разработанный в Институте электрохимии АН СССР (Ю.М. Вольфович и

др., 1977 г.). Его применимость и перспективы оценены В.М. Матусевичем с соавторами [5, 7].

На основе экспериментальных данных по изучению порового пространства различных месторождений УВ установлены диапазоны изменения радиусов пор для различных пород, их процентное соотношение. При этом для подсчета запасов УВ не рекомендуется учитывать открытую пористость с радиусом пор менее 1 мкм (субкапилляров).

В осадочных породах субкапиллярные поры заполнены прочно связанной водой, для удаления которой в пластовых условиях требуются давления, соизмеримые с пределами прочности пород. Такие давления создаются при интенсификации притоков нефти к добывающим скважинам, в частности при проведении гидроразрыва пласта (ГРП). При этом в зоне воздействия возрастает внутривпоровое давление, связанная вода переходит в свободное состояние, ее объем зависит от количества глинистых минералов, обладающих наибольшей адсорбционной способностью, что приводит к росту обводненности продукции, с одной стороны, и к снижению добычи нефти, с другой. Таким образом, при проведении ГРП по данным порометрии представляется возможным количественно прогнозировать увеличение обводненности за счет связанной воды субкапилляров.

Недра обладают уникальными свойствами вмещать и удерживать скопления различных веществ в твёрдом, жидком и газообразном состояниях на протяжении длительного времени. Захоронение промышленных стоков в недра может рассматриваться как возврат остатков использованных минеральных ресурсов и как экологичное решение утилизации промышленных стоков. Оно возможно при благоприятных для этих целей гидрогеологических условиях при наличии совместимости закачиваемых флюидов с водами поглощающего коллектора.

При оценке запасов подземных вод для целей ППД и захоронении стоков в недра всякий раз достаточно остро встает проблема оценки совместимости пластовых и закачиваемых вод, для решения которой широко применяются методы термодинамики, реализуемые в различных программных средствах компьютерного моделирования. Сопоставление результатов, полученных разными методами, показывает существенные различия в оценках солеотложения, например по месторождениям Ноябрьского района (В.М. Матусевич, А.Р. Курчиков, Л.А. Ковяткина, 2010 г.).

При идентичности пластовых и закачиваемых вод возможны разные варианты (от полной совместимости до невозможности использования), т.к. в любых пропорциях смешения возможно солеотложение, что подтверждается на практике образованием корок кальцита на промысловом оборудовании и снижением ФЕС в призабойных зонах пластов.

Как отмечают многие ученые и практики, в настоящее время нет универсальных методик оценки смешения и солеотложения, программные средства также далеки от совершенства.

Но несмотря на известные трудности, проблемы нефтегазовой гидрогеологии на территории крупнейшего в стране нефтегазоносного бассейна решаются по многим направлениям.

ЛИТЕРАТУРА

1. Курчиков А.Р. Гидрогеотермические критерии нефтегазоносности. М.: Недра, 1992. 228 с.
2. Матусевич В.М. Геофлюидалные системы и проблемы нефтегазоносности Западно-Сибирского мегабассейна. В.М. Матусевич, А.В. Рыльков, И.Н. Ушатинский. –Тюмень: ТюмГНГУ, 2005. 225 с.
3. Матусевич В.М. Геохимия подземных вод Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна. М.: Недра, 1976. 149 с.
4. Матусевич В.М. Нефтегазовая гидрогеология. Ч. 2. Нефтегазовая гидрогеология Западно-Сибирского мегабассейна: учеб. пособие / В.М. Матусевич, Л.А. Ковяткина. Тюмень: ТюмГНГУ, 2010. 108 с.
5. Матусевич В.М. Новый метод определения коллекторских свойств осадочных пород / В.М. Матусевич, В.К. Попов, В.Ф. Римских, Г.В. Рассохин, В.Р. Родыгин, Ю.М. Вольфович, Е.И. Школьников // Изв. вузов. Нефть и газ. 1979. № 2. С. 3–5.
6. Матусевич В.М. Условия нефтегазообразования и нефтегазонакопления на умеренных и больших глубинах севера Западной Сибири / В.М. Матусевич, И.Н. Ушатинский, В.А. Рыльков, А.В. Рыльков // Изв. вузов. Нефть и газ. 2008. № 1. С. 4–11.
7. Матусевич В.М.. Характеристика порового пространства пород Ярегского нефтяного и Вуктыльского газоконденсатного месторождений (Тимано-Печорский

нефтегазоносный бассейн) / В.М. Матусевич, В.К. Попов, В.Ф. Римских, В.Р. Родыгин, Ю.М. Вольфович, Е.И. Школьников // Изв. вузов. Нефть и газ. 1981. № 7. С. 5–9.

8. Подземные воды востока России: материалы Всерос. совещ. по подземным водам востока России: XIX совещ. по подземным водам Сибири и Дальнего Востока / В.М. Матусевич и др. Тюмень: Тюмен. дом печати, 2009. 480 с.