

ФОРМИРОВАНИЕ ТЕХНОГЕННЫХ ГИДРОГЕОДИНАМИЧЕСКИХ СИСТЕМ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

М.Г. Тарасов, В.Н. Волков, Э.С. Сианисян, Н.М. Трунов
Южный федеральный университет, Гидрохимический институт, г. Ростов-на-Дону,
e-mail: mg_tarasov@mail.ru

В нашей стране с конца 40-х годов прошлого века наметился качественно новый этап в развитии технологии нефтедобычи, связанный с интенсивным внедрением заводнения как на энергетически истощенных, так и на вводимых в разработку месторождениях. В настоящее время поддержание пластового давления с закачкой воды в продуктивные горизонты является основным методом воздействия на геологическую среду при разработке нефтяных месторождений в России. Заводнением охвачено более 85% разрабатываемых месторождений, более 90% нефти добывается с помощью системы поддержания пластового давления (ППД), за счет этого метода коэффициент нефтеотдачи повышается в среднем на 15%. Эти процессы приводят к существенному изменению сложившегося природного равновесия между породами, водами и залежами углеводородов, входящими в состав водонапорных систем, вызывают развитие новых явлений. Техногенное воздействие отражается как на химическом составе подземных вод, так и на гидродинамической обстановке.

Самым существенным изменениям подвергается гидродинамическая обстановка, определяющая тип водонапорных систем. В естественных системах как инфильтрационного, так и элизионного типов распределение напоров устанавливается в течение геологического времени, характеризуется невысокими и выдержанными по площади напорными градиентами. Смена режимов осуществляется также за длительный геологический срок. При техногенном воздействии природные водонапорные системы и инфильтрационного, и элизионного типов переходят в новые техногенные системы.

В настоящее время техногенные водонапорные системы занимают преобладающее место во всех районах добычи нефти и газа. В качестве областей питания в таких системах выступают участки закачки воды для ППД, а областей разгрузки – добывающие скважины. Для техногенных систем характерны высокие напорные градиенты (на 1–3 порядка превышающие природные градиенты), кардинальное изменение направлений движения флюидов, преобразование областей питания и разгрузки, резкое возрастание действительных скоростей движения подземных вод. При техногенном воздействии

наблюдаются и значительные изменения геофильтрационных параметров горных пород. Как правило, техногенное воздействие на пласты приводит к резкой дифференциации параметров по площади и разрезу, образованию «техногенных гидрогеологических окон» между смежными горизонтами и т.д.

Поддержание пластового давления с закачкой воды в продуктивные горизонты дает не только положительные результаты, но и приводит зачастую к ускорению обводнения продукции добывающих скважин. Поэтому в последние годы выявление причин и источников обводнения добывающих скважин стало одним из наиболее актуальных направлений нефтегазопромысловых исследований. Наилучшие результаты в решении данной проблемы дают трассерные исследования [1]. В настоящее время резко расширился круг нефтегазопромысловых задач, корректное решение которых возможно только при использовании современных трассерных методов. Объясняется это не только актуальностью экологических проблем, возникающих перед человечеством на современном этапе, но и повышением требований к информативности, точности и достоверности гидродинамических исследований для создания постоянно действующих гидродинамических моделей разрабатываемых нефтяных месторождений. Несмотря на чрезвычайную потребность практики в широком применении трассерных экспериментов, широкого использования данные исследования не получили из-за отсутствия до последнего времени надежных, безопасных, многоцветных, дешевых трассеров, позволяющих применять их в условиях высоких разбавлений.

Трассеры нового поколения, разработанные в Гидрохимическом институте (г. Ростов-на-Дону) Н.М. Труновым [2] объединяют преимущества нескольких видов индикаторов (флуоресцентных красителей, радиоизотопов и механических взвесей) и лишены недостатков, присущих другим видам трассеров.

Эти индикаторы представляют собой микрочастицы (0,5–1,5 мкм) сферической формы, изготовленные из нерастворимых в маркируемых средах, нетоксичных, устойчивых к действию различных факторов, химически нейтральных полимеров, разноокрашенных флуоресцентными красителями. Новые индикаторы могут определяться в любых жидких средах, в том числе в пластовых водах любой минерализации, состава и рН, в сточных водах, в нефтях и нефтепродуктах и др. с помощью высокочувствительного метода на серийной отечественной аппаратуре.

Трассерные частицы обнаруживают, идентифицируют и подсчитывают при помощи флуоресцентного микроскопа. Признаками идентификации трассерных частиц в поле зрения микроскопа являются [3] интенсивность и цвет флуоресцентного свечения, а также размеры и форма частиц.

Готовый к употреблению препарат трассера представляет собой высококонцентрированную суспензию или порошок с заданными флуоресцентными характеристиками, показателями осредненной плотности частиц, средним диаметром частиц, а также с заданным числом частиц в единице массы препарата.

Метод количественного определения трассера–маркера основан на фильтрации определенного объема воды через мембранный фильтр, размеры пор которого меньше, чем размеры частиц трассера (при размере частиц трассера 0,5–1,5 мкм используется фильтр с диаметром пор 0,45 мкм), с последующим просмотром и просчитыванием частиц на поверхности фильтра в люминесцентном микроскопе.

Люминесцентно-микроскопический метод определения новых трассеров позволяет определять их в любых жидких средах в большом диапазоне разбавлений исходной («стартовой») концентрации. Метод позволяет обнаруживать трассер при очень больших разбавлениях – до 10^{13} раз и более. Чувствительность метода определения трассера нового поколения лучше, чем у метода радиоизотопов. В одном эксперименте можно использовать несколько (до 6–7 и более) визуально хорошо отличных по цвету трассеров, что значительно расширяет возможности индикаторного метода, позволяет экономить время и средства. В одной пробе можно определить все запущенные в эксперименте трассеры, что значительно сокращает время пробоподготовки. Вследствие высокой чувствительности метода определения трассеров нового поколения расходы трассирующих веществ при экспериментах чрезвычайно малы. Обычно при проведении экспериментов с объектами подземной гидросферы используется 50–150 г сухого препарата трассера. Ограничение применимости трассера нового поколения за счет размера частиц невелико. Основная масса водоносных и нефтесодержащих пород представлена поровым типом коллектора и трещиноватыми породами. По сути, в тех коллекторах, где может осуществляться заметное движение воды, частицы трассера не отстают от гидродинамического носителя.

Наиболее сложные условия применения индикаторов складываются в глубоких горизонтах нефтяных месторождений. Полимерные материалы, из которых

приготавливаются трассеры нового поколения, обладают устойчивостью к действию нефтепродуктов в жестких термобарических условиях пласта. При решении специфических задач в качестве исследуемой среды можно использовать нефть. В этом случае стартовые суспензии приготавливаются на основе нефтепродуктов (керосин, соляр). Введенный в многофазовую систему нефтегазоносного пласта через одну из фаз (нефть или воду) этот индикатор за счет прочной межфазовой пленки поверхностного натяжения остается в своей фазе, несмотря на многократные процессы эмульгирования–деэмульгирования.

В ходе проведения эксперимента в полевых условиях фильтр просчитывается по упрощенной методике на полевой модели флуоресцентного микроскопа для получения оперативной полуколичественной информации о содержании трассера в отобранных пробах. Эта информация важна для оптимизации хода эксперимента и определения времени его окончания. Количественную информацию получают в лабораторных условиях с использованием стационарных люминесцентных микроскопов.

Разработка трассера нового поколения с уникальными свойствами позволила провести трассерные исследования и получить ценнейшую информацию на целом ряде эксплуатируемых нефтяных месторождений [4–5; М.Г. Тарасов, Н.М. Трунов, А.М. Никаноров, 2001 г.]: Лесном (Предкавказье), Западно-Варьеганском и Северо-Хохряковском (Западная Сибирь), Белокаменном (Поволжье), Каракудук (Казахстан), а также на подземных хранилищах газа («Совхозное», Оренбургская область) и на полигонах захоронения сточных вод в глубокие горизонты («Люминофор», г. Ставрополь).

Использование трассера нового поколения позволило выявить техногенные изменения природных водонапорных систем нефтяных месторождений, разрабатываемых с помощью поддержания пластового давления, проведения гидроразрыва пласта и других видов активного воздействия на пласт.

Основные техногенные изменения природных водонапорных систем нефтяных месторождений при переходе их в техногенные, выявленные трассерными исследованиями, следующие.

1. Переформирование первоначально порового типа коллектора в трещинно-поровый. При разведке Западно-Варьеганского месторождения нефтенасыщенный коллектор был определен как поровый. Анализ результатов трассерных исследований

позволил нам определить тип коллектора как трещинно-поровый. При прохождении трассера через добывающие скважины отмечается наличие сначала опережающей волны (так называемого «предвестника»), затем – основной волны и в дальнейшем – «хвостов» трассера. Такая картина наблюдалась практически во всех добывающих скважинах.

Наличие «предвестника» мы связываем с быстрым прохождением маркированной трассером нагнетаемой воды по трещинному пространству (до 15%). Основная волна связана с движением воды в поровом пространстве. Наличие «хвостов» обычно связывается гидрогеологами с прохождением раствора трассера по зонам с ухудшенной проницаемостью.

Такому переформированию коллектора, по нашему мнению, способствовали активные воздействия на продуктивные пласты: массовое применение гидроразрыва пласта и создание высоких градиентов давления на малых расстояниях, что приводило к микрогидроразрывам коллектора.

2. Возникновение техногенных гидрогеологических окон (перетоков) между эксплуатационными объектами. На Западно-Варьеганском месторождении ачимовская толща и пласты V_{10} были выделены как эксплуатационные объекты, гидродинамически не связанные между собой. Водоупорная толща, разделяющая данные эксплуатационные объекты в пределах месторождения, имеет выдержанный характер, ее мощность изменяется от 50 до 70 м. В перечисленные объекты были запущены трассеры красного и зеленого цвета. В добывающих скважинах, эксплуатирующих отдельно ачимовскую толщу и пласты V_{10} , была получена попутная вода, содержащая оба цвета трассера, что свидетельствует о гидродинамической связи этих эксплуатационных объектов. Учитывая большую мощность, выдержанный характер водоупора и спокойную тектонику района, мы считаем, что гидродинамическая связь вызвана формированием «техногенных окон», т.е. затрубных и межколонных перетоков. Подобие форм кривых прохождения зеленого и красного трассеров означает, что перетоки между эксплуатационными объектами происходят вблизи нагнетательных скважин (мест запуска трассера), а затем миграция маркированной воды идет одними и теми же путями. Следует отметить, что более поздние трассерные исследования, проведенные нами на других участках месторождения, также показали наличие активной гидродинамической связи между этими эксплуатационными объектами.

3. Формирование туннелей повышенной проводимости в продуктивной толще.

Использование нового вида трассеров позволило доказать формирование «туннелей» повышенной проводимости, где скорость движения нагнетаемой воды (до 2074 м/сут) более чем на порядок превышает скорость движения вод по основному трещинно-поровому пространству. Формирование таких зон на Северо-Хохряковском месторождении связано с наличием тектонических нарушений и сопутствующих им зон повышенной трещиноватости. На Западно-Варьеганском месторождении в спокойной тектонической обстановке также зафиксировано проявление «туннельного эффекта», который связан, по нашему мнению, с техногенным активным воздействием на пласт (широкомасштабным проведением гидроразрывов пласта).

4. Преобразование на отдельных участках тектонических нарушений из «экранирующих» в проницаемые вкрест простирания и «транслирующие» по простиранию. При разведке Северо-Хохряковского и Каракудукского месторождений был установлен ряд тектонических нарушений, играющих роль экрана и разбивающих структуру на ряд гидравлически изолированных блоков или отдельных залежей. Проведенные трассерные исследования показали, что при сохранении экранирующей роли этих тектонических нарушений в целом, на отдельных участках они становятся проницаемыми при движении нагнетаемых вод. Причем, по простиранию данные нарушения на Северо-Хохряковском являются «транслирующими», создающими «туннельный эффект». На Каракудукском месторождении трассеры, запущенные в нагнетательные скважины одной залежи (тектонически изолированного блока), были зафиксированы в добывающих скважинах другой залежи.

5. Формирование зон предварительного смешения нагнетаемых вод («микс-зоны») в массивных залежах рифовых месторождений. На Белокаменном месторождении установлена зона предварительного активного смешивания нагнетаемых вод («микс-зона»). Основная масса маркированной воды, поступающая из зоны предварительного смешения в добывающие скважины, представляет собой смесь трех–шести цветов трассеров, поступающих из разных нагнетательных скважин. Лишь незначительная часть воды напрямую поступает из нагнетательных скважин в добывающие.

6. Невысокая обводненность продукции (до 1–3%) может быть связана с поступлением законтурных, а не остаточных вод, заземленных внутри

нефтенасыщенной части пласта. Применение нового вида трассера позволило впервые определить, что даже невысокая обводненность продукции скважин может быть связана с поступлением законтурной воды, о чем свидетельствует присутствие трассера в попутной воде таких добывающих скважин на исследованных нефтяных месторождениях.

7. Увеличение дисперсности (анизотропии) фильтрационно-емкостных свойств коллектора в результате активного воздействия на пласт. Индикаторные исследования показали, что в результате активного воздействия на пласт (поддержание пластового давления, гидроразрывы, соляно-кислотная обработка призабойной зоны и др.) происходит возрастание анизотропии геофильтрационных свойств коллектора: на одних участках поровый тип коллектора преобразуется в порово-трещинный, формируются туннели повышенной проводимости, техногенные гидрогеологические окна; на других – коллектор остается квазиизотропным либо происходит ухудшение фильтрационных свойств. В связи с этим в техногенных системах разрабатываемых нефтяных месторождений формируются как ламинарный, так и турбулентный типы движения флюидов.

Одним из главных направлений повышения качества управления и контроля за разработкой нефтяных и газонефтяных месторождений является применение компьютерных постоянно действующих геолого-технологических моделей [6]. Недостаточно хорошая адекватность гидродинамических моделей реальным объектам связана с разработкой нефтяных месторождений и, как следствие, переходом природных водонапорных систем в качественно новые техногенные системы. Необходимо проведение опытно-миграционных трассерных исследований, результаты которых нужны для верификации (адаптации) модели и приведения ее к виду, максимально адекватному моделируемому объекту.

ЛИТЕРАТУРА

1. *Соколовский Э.В., Соловьев Г.Б., Тренчиков В.И.* Индикаторные методы изучения нефтегазоносных пластов. М.: Недра, 1986. 156 с.
2. *Трунов Н.М.* Пат. № 1310419 СССР, SU 1310419 A1 4 С 09 К 11/06. Способ исследования динамических процессов в жидкой среде. № 3768940/23-26; Заявл. 18.07.84; Оpubл. 15.05.87 // Бюл. № 18. 5 с.

3. *Никаноров А.М., Трунов Н.М.* Внутриводоемные процессы и контроль качества природных вод. СПб.: Гидрометеоздат, 1999. 155 с.

4. *Терновая С.В., Тарасов М.Г., Трунов Н.М.* и др. Результаты индикаторных исследований на Западно-Варьеганском нефтяном месторождении // Ученые записки геолого-географического факультета. Ростов-на-Дону: Институт наук о Земле, 2004. С. 156–168.

5. *Тарасов М.Г., Никаноров А.М., Трунов Н.М.* Использование нового вида трассера для исследования техногенных изменений водонапорных систем нефтяных месторождений // Фундаментальные проблемы нефтегазовой гидрогеологии: Материалы Всерос. конф. М.: ГЕОС, 2005. С. 184–188.

6. *Гладков Е.А.* Геологическое и гидродинамическое моделирование месторождений нефти и газа. Томск: Изд-во Томского политехн. ун-та, 2012. 99 с.