

ГЕОФЛЮИДОДИНАМИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ МАКСИМАЛЬНОГО ОТБОРА НЕФТИ ИЗ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ

Н.П. Запивалов

Институт нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН, г. Новосибирск

Нет недостатка в ресурсах нефти и газа,
есть недостаток в знаниях о них...

Некоторые теоретические аспекты.

Нефтенасыщенные системы в концентрированном виде представлены залежами нефти, которые характеризуются анизотропностью всех свойств. Эта сложная открытая динамическая система охватывает нижнее и верхнее полупространства с быстроменяющимися параметрами, что обусловлено природной ритмичностью и флуктуацией глубинно-земных, поверхностных, космических процессов и техногенным воздействием.

Намечаются новые подходы к изучению нефтенасыщенных объектов как динамических систем с быстроменяющимся состоянием: то резко «возбужденным», то близким к стабильному, что особенно характерно в период наложенных техногенных процессов (разведка и разработка). Флюидонасыщенный пласт хотя и представлен косной материей, но является живой системой. Исходя из фрактально-энтропийных представлений, можно считать, что залежь нефти – это открытая флюидодинамическая система с переменной эксергией, ограниченная градиентом (порогом) протекания и массо-энергопереноса, за пределами которого распространяется другая система (среда).

Для оценки меняющегося состояния залежей нефти и газа необходимы исследования и наблюдения в режиме мониторинга. Только мониторинг способствует объективному познанию динамической природно-техногенной системы, каковой является скважина-пласт-залежь, и управлению этой системой. То есть, фактически важен градиентнометрический мониторинг, а в более широкой научно-практическом понимании необходимо разрабатывать концепцию градиентной геофлюидодинамики.

Практика, методика, технологии.

Огромное количество месторождений в разных регионах мира разрабатывается длительный период (до 30-100 лет). Разумеется, активная часть извлекаемых (коммерческих) запасов в них, как правило, выработана, поэтому они относятся к категории «истощенных». Таковыми же являются многие месторождения с интенсивным, закритическим режимом разработки в первый период их освоения. Например, в относительно «молодой» Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции уже 70 % балансовых запасов является «трудноизвлекаемыми». Поэтому проблема поддержания или увеличения активных запасов на длительный период имеет актуальное теоретическое и практическое значение.

В период разведки и освоения месторождения, особенно в процессе бурения значительного количества скважин, за счет репрессий, депрессий и других факторов природная пластовая система претерпевает большие изменения и по существу становится природно-техногенной, а в период интенсивной разработки уже техногенно-природной (Запивалов, 2000).

Флюидодинамическая активность носит, как правило, очаговый (зональный) характер и сопровождается физико-химическими процессами растворения, выщелачивания, переноса и образования новых минеральных ассоциаций. Вторичное минералообразование имеет широкое развитие на границе палеозойских и мезозойских комплексов в Западной Сибири. Это создает не только минералогическую и гидрохимическую мозаику, но предопределяет неуверенность в структурном картировании поверхности палеозоя (акустический хаос).

Считается, что трещины и капиллярные каналы (поры) блоков матрицы в равновесном состоянии создают непрерывную углеводородную фазу и единую флюидодинамическую систему. Доказано, что трещины при депрессии более 5 МПа соизмеримы с капиллярными канала-

ми. Поэтому чрезвычайно важную роль играет величина оптимальной депрессии на пласт. Нами было показано, что это значение равно 5 МПа, является градиентным и почти универсальным для всех типов коллекторов (Запивалов, Попов, 2008). К аналогичным выводам пришли белорусские исследователи (Лобов и др., 2003), которые также установили граничное (оптимальное) значение депрессии в 5 МПа.

Поскольку фактически все месторождения в России и других регионах мира разрабатываются с учетом интенсивного отбора запасов и с применением «насиленных» технологий, то остаточные массы УВ в поровой матрице считаются «трудноизвлекаемыми запасами» и составляют огромные объемы. Часто дальнейшая разработка таких месторождений в современных рыночных условиях становится нерентабельной, так как продуктивность и дебитность скважин чрезвычайно мала.

Сверхинтенсивный (закритический) отбор флюидов из продуктивного пласта приводит к резкому нарушению фильтрационно-емкостных параметров резервуара. Как правило, большая депрессия на пласт (>5 МПа) и высокие темпы отбора нефти ($>2\%$ от суммарного объема извлекаемых активных запасов) приводят к нарушению сбалансированного режима подпитки фильтрационных каналов (трещин) за счет флюидонасыщенной поровой матрицы (плотных блоков). При высоких депрессиях связанная вода «отрывается» от стенок порового пространства коллектора (матрицы) и заполняет фильтрационные каналы. Вследствие этого уменьшается продуктивность скважин и увеличивается обводненность. Это явление характерно для сложных низкопроницаемых коллекторов Западной Сибири и особенно четко проявляется в околоскважинном пространстве. Фактически мы имеем локальные природно-техногенные системы. «Стандартное» управление такими системами приводит к уничтожению природных флюидонасыщенных систем и, следовательно, к потере добываемой нефти, низкому коэффициенту нефтеизвлечения и очень малой продуктивности скважин. Поскольку гидродинамические и фильтрационно-емкостные эмерджентные параметры залежей наиболее достоверно отражаются в геолого-промысловых материалах, то именно эти данные служат основой для создания флюидодинамических моделей природных резервуаров и выявления факторов, влияющих на поисково-разведочный процесс, подсчет запасов и эффективность разработки. (Запивалов, Попов, 2008).

Анализ динамики геолого-промысловых параметров и показателей разработки многих нефтяных и газовых месторождений выявил, что все резервуары независимо от литологии идентичны по фильтрационно-емкостным свойствам (ФЕС). Необходимо подчеркнуть, что флюидодинамические процессы в газовых месторождениях еще более мобильны, и чрезмерно форсированный отбор газа ведет не только к быстрой потере пластовой энергии, но и снижению ресурсного потенциала, что можно наблюдать на газовых гигантах Западной Сибири.

Геофлюидодинамика резервуаров, представленных пористыми или трещиноватыми средами, в существенной мере определяется стохастическими факторами, включая хаотическое распределение зерен породы и трещин по форме и размерам. Собственно характеристикой подобных объектов является не пористость, которая обычно связывается с размерами пор, а свободная поверхность с фрактальной размерностью, отвечающая стохастическому распределению поровых пустот и трещинных каналов (Запивалов, Смирнов, 1995; Бартон, Ла Пойнт, 1995).

Проблема определения размерности фракталов, отражающих неупорядоченные системы, решается путем измерения фрактонной величины спектра колебаний. Вариации во времени фрактонной части спектра отражают динамику нефтегазонасыщенных систем, обусловленную техногенными процессами. Вместе с тем появляются возможности по пространственным изменениям фрактонных характеристик судить о нефтегазонасыщенности, причем по переходу фрактонов в фононный спектр в ряде реальных ситуаций можно регистрировать границу нефтегазового месторождения. Наличие этой особенности можно использовать для регистрации динамики контура флюидонасыщения, выработанности запасов и применения реабилитационных мероприятий. Фрактальное моделирование помогает определить текущий уровень са-

моорганизации и управлять сбалансированной разработкой месторождений и даже увеличить итоговый коэффициент нефтеизвлечения.

Выводы и рекомендации:

«Пауза» в открытии новых крупных и высокодебитных месторождений затянулась, и почти во всех регионах России нефтяники и газовики вынуждены работать с остаточными трудноизвлекаемыми запасами на разрабатываемых истощенных месторождениях третьей и четвертой стадий. Именно в этой ситуации единственной возможностью остается реабилитация и ревитализация таких месторождений в целом или отдельных продуктивных зон. Это позволит восстановить природные энергетические параметры флюидонасыщенных систем, а также обеспечить равновесное соотношение углеводородов в трещинах и поровой матрице. Такие индивидуальные флюидодинамические циклы на основе самоорганизации природных систем могут значительно увеличить объем извлекаемых запасов.

Предлагается:

1. Предусматривать реабилитационные циклы для истощенных месторождений и залежей с выработанными «трещинными» запасами. Значительная часть «поврежденных» нефтегазонасыщенных объектов в Западной Сибири и других регионах должна периодически возвращаться в состояние относительного покоя (релаксации) для стабилизации флюидодинамического равновесия системы.

2. Для каждого объекта оптимальные режимы разработки (доработки) и методы активной реабилитации (ревитализации) определяются индивидуально. Под активной реабилитацией понимается щадящее воздействие на продуктивный пласт, способствующее ускорению процессов стабилизации и сбалансированности флюидонасыщенной системы (волновые, тепловые и другие методы).

3. Месторождение для разработки должно передаваться одному недропользователю. Нельзя дробить месторождение на участки и отдельные лицензионные блоки, ибо это нарушает принципы самоорганизации природно-техногенных систем.

Для постоянного контроля необходимо использовать градиентнометрические технологии.

Литература

1. Запивалов Н.П. Нефтегазовая геология: парадигмы XXI века (в порядке обсуждения) // Нефтяное хозяйство, 2008, Январь. С. 30-31
2. Запивалов Н.П.. Флюидодинамические принципы управления нефтегазовыми ресурсами // Геология нефти и газа. № 6, 2000. С.39-43.
3. Запивалов Н.П., Лобов А. И. Геофлюидодинамические методы управления напряженно-деформированным состоянием нефтенасыщенных резервуаров и продуктивностью скважин // Геодинамика и напряженное состояние недр земли: Тр. международная конференция, Новосибирск, 6-9 окт. 2003 г. – Новосибирск: Институт горного дела, 2004. С. 447-454.
4. Запивалов Н.П., Попов И.П.. Флюидодинамические модели залежей нефти и газа. Монография (15 авторских листов). В печати.
5. Запивалов Н.П., Смирнов Г.И.. О фрактальной структуре нефтегазовых месторождений // ДАН. Т. 341, 1995. С. 110-112.
6. Лобов А.И., Заикин Н.П., Липский Л.А.. Управление геодинамическими параметрами нефтяного пласта для оптимизации процессов испытания скважин и разработки месторождений // Проблемы освоения ресурсов нефти и газа Беларуси и пути их решения. Материалы научно-практической конференции (22-24 мая 2002 г.). Гомель: РУП «ПО «Белоруснефть», 2003. с. 431-436.
7. Fractals in petroleum geology and Earth processes. Ed. Barton C.C. and La Pointe P.R., N.Y. and London: Plenum Press, 1995.