

Н. П. Запывалов

Институт геологии нефти и газа СО РАН, Новосибирск

e-mail: zapivalov@uiggm.nsc.ru

ФЛЮИДОДИНАМИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ РЕАБИЛИТАЦИИ НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ, ОЦЕНКА И ВОЗМОЖНОСТЬ УВЕЛИЧЕНИЯ АКТИВНЫХ ОСТАТОЧНЫХ ЗАПАСОВ

*“Когда все остальное потеряно,
все же остается еще будущее”
(Кристиан Боуви)*

В статье обосновывается возможность реабилитации «выработанных» нефтегазовых месторождений и соответствующее увеличение активных остаточных запасов. В основе этого направления лежат теоретические обобщения и экспериментальные данные. Предлагается использовать фрактальный математический аппарат для изучения нефтегазонасыщенных объектов как динамических систем с то быстро меняющимся, то резко «возбужденным», то близким к стабильному (равновесному) состоянию, что особенно характерно в период наложенных техногенных процессов (разведка и разработка). Фрактальные представления упрощают анализ турбулентности и процессов протекания флюидов в целом, что важно для управления разработкой месторождений и выбора циклов реабилитации. Динамика геолого-промысловых параметров и показателей разработки на месторождениях Западной Сибири и других регионов подтверждает, что природно-техногенные системы (резервуары) представляют собой единые флюидодинамические системы, содержащие УВ в трещинной и поровой средах. В статье приводится принципиально новое определение залежи нефти, и автор считает, что в этом суть новой нефтегеологической парадигмы.

Флюидодинамические системы весьма мобильны и реакционноспособны. В зависимости от провоцирующих внешних воздействий они или стабильны (равновесное состояние), или возмущены (неравновесное состояние). Возмущенная система обладает всеми признаками неупорядоченности (хаоса). Например, соотношение T и V , особенно изменчивое в зонах деструкции (разуплотнения пород), точно характеризует состояние системы.

Нефтегазонасыщенные системы в концентрированном виде представлены залежами нефти и газа, которые характеризуются анизотропностью всех свойств. Эти сложные открытые динамические системы охватывают нижнее и верхнее полупространства с быстроменяющимися параметрами, что обусловлено природной ритмичностью и флуктуацией глубинно-земных, поверхностных, космических процессов и техногенным воздействием.

В описанных системах преобладает конвективный массоперенос. Высокая транспортирующая способность потоков выражается в том, что один и тот же объем воды, циркулируя в конвективном цикле, способен многократно растворять, переносить и «отлагать» углеводороды и другие растворенные вещества. Так, при проницаемости от 0,03 до 1 дарси, за 100 млн лет в структуре с амплитудой около 500 м вода совершает от нескольких сотен до 30 тысяч циклов, что достаточно для компенсации низкой растворимости УВ в воде. Кроме того, локализованные конвективные потоки способствуют формированию специфических геолого-геохимических аномалий.

Флюидные перетоки достигают больших масштабов. В Западной Сибири на Талинском месторождении в юрских шеркалинских резервуарах (пласт Ю₁₀₋₁₁) была проведена индикация коллекторов. В скв. № 5488 было закачено 7,0 м³ меченой воды (2700 кг натрия фосфатно-

кислотного, трех замещенного – НФТ). Меченая жидкость от скв. 5488 до скв. 5519-бис прошла со скоростью 5840 м/сут. Столь же значительны и вертикальные перетоки.

Флюидодинамическая активность носит, как правило, очаговый (зональный) характер и сопровождается физико-химическими процессами растворения, выщелачивания, переноса и образования новых ассоциаций. Например, 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).

Намечаются новые подходы к изучению нефтенасыщенных объектов как динамических систем с быстро меняющимся состоянием, то резко «возбужденным», то близким к квазистабильному, что особенно характерно в период наложенных техногенных процессов (разведка и разработка). Уже в период разведки, особенно в процессе бурения большого количества скважин, за счет репрессий, депрессий и других факторов пластовая система претерпевает большие изменения и по существу становится природно-техногенной, а в период интенсивной разработки уже техногенно-природной. Гидравлические и механические удары на забое скважины глубиной 3000 м достигают 20 и более МПа. В процессе различных технологических операций величины репрессий – депрессий часто превышают 10 МПа. Безусловно, это влияет на состояние, свойства и структуру продуктивного пласта. Мы практически создаем новую систему.

Фактически, пока не получен промышленный приток нефти или газа из скважин, не будет зафиксировано и месторождение, хотя о его наличии можно предполагать и

утверждать. Скважина, как техническое сооружение, и нефтегазонасыщенный пласт, как природный объект, вместе образуют природно-техногенную систему, которую геолог обязан постоянно изучать и уметь управлять ею. В изучении таких систем можно использовать фрактальный аппарат, как инструмент для познания скрытого порядка в беспорядочных анизотропных системах, каковыми являются залежи нефти и газа. Фракталами называются масштабно-инвариантные множества, обладающие дробной размерностью (Федер, 1991). Фрактальные представления упрощают анализ турбулентного движения жидкости или газа, а также процесса протекания, что важно для технологии разработки месторождений.

Исходя из фрактально-энтропийных представлений, можно считать, что залежь нефти – это открытая флюидодинамическая система с переменной эксергией, ограниченная порогом протекания и массоэнергопереноса, за пределами которого распространяется другая система (среда).

Основная емкость резервуаров, содержащих залежи УВ, в большинстве вторична и образуется в результате перераспределения минерального вещества и изменения структуры под воздействием агрессивных флюидов.

Доказано, что как карбонатные, так и терригенные коллекторы обладают естественной и наведенной трещиноватостью. Так, модуль упругости песчаников и алевролитов составляет $2,67 \times 3,80 \times 10^{-4}$ МПа против $6,36 \times 10^{-4}$ в известняках (Ржевский, Новик, 1973). Коэффициент Пуассона песчаников и алевролитов колеблется от 0,20 до 0,25, а в известняках он равен 0,28. Коэффициент бокового распора терригенных коллекторов Пермской области характеризуются значениями от 0,40 до 0,52, а карбонатных 0,28–0,40, и скорости движения индикатора с водой в терригенных и карбонатных коллекторах имеют одинаковый порядок. Однако трещиноватость более ощутимо проявляется в карбонатных пластах, имеющих более низкую поровую проницаемость.

Большинство месторождений Западно-Сибирской нефтегазонасыщенной провинции приурочены к напряженным или ослабленным градиентным зонам, которые способствуют формированию пород-коллекторов трещинного типа, и к очагам повышенной проницаемости. Часто зоны трещиноватости совпадают с контурами залежи. Можно полагать, что многопластовые месторождения представляют единые гидродинамические системы. Характер трещиноватости и вектор градиента давления определяют миграцию флюидов. Так, наличие пьезоминимумов, приуроченных к погруженным участкам, и пьезомаксимумов на сводовых участках локальных поднятий юрского комплекса Красноленинского свода свидетельствует о двух противоположно направленных вертикальных потоках флюидов. Зоны с развитием восходящих потоков (разгрузка) характеризуются резкими положительными термоаномалиями, а зоны “всасывания” (питания) отмечаются термоминимумами.

В результате “всасывания” флюидов из верхних комплексов в участки развития зон трещиноватости могут формироваться вторичные нефтяные и газоконденсатные залежи. Исходя из этого, пьезоминимумы в юрских пластах Западной Сибири могут служить поисковым критерием для обнаружения залежей в палеозойских толщах и

наоборот. По данным сейсморазведки и комплексного картирования, флюидопроницаемые каналы нередко проходят сквозь всю толщу осадочного чехла, и по ним устанавливается гидродинамическая связь (Запивалов, Богатырева, 1997).

Флюидодинамический подход при изучении месторождений использовали нефтяники Башкирии и Татарии еще в конце сороковых годов. Так, на Туймазинском месторождении при сопоставлении карт изобар и добычи жидкости после внедрения в 1948 г. законтурного заводнения установлена гидродинамическая связь (перетоки) между горизонтами D_1 и D_2 и широко развитая трещиноватость в терригенных отложениях (Пермяков и др., 1962).

Гидродинамические и фильтрационно-емкостные характеристики залежей наиболее достоверно отражаются в геолого-промысловых материалах. Эти данные служат основой для создания флюидодинамических моделей природных резервуаров и выявления факторов, влияющих на поисково-разведочный процесс, подсчет запасов и эффективность разработки.

Анализ динамики геолого-промысловых параметров и показателей разработки ряда месторождений выявил, что все коллекторы, независимо от литологии, идентичны по фильтрационно-емкостным свойствам (ФЕС) и содержат углеводороды (УВ) в трещинной и поровой средах. В карбонатных породах трещинная емкость обусловлена трещинами, а в терригенных – трещинами и межгранулярной пустотностью сверхпроницаемых песчаников, именуемых “суперколлекторами”. Последние работают как крупные трещины – каналы. При депрессии до 3 – 5 МПа трещины и суперколлектор испытывают подток из пор низкопроницаемой матрицы, а с увеличением перепада давлений подпитка прекращается, и коллектор работает как однородно-трещинный, каналный. В этом случае происходит раздельная выработка запасов.

Так как трещины и капиллярные каналы (поры) блоков матрицы в равновесном состоянии создают непрерывную углеводородную фазу и единую гидродинамическую систему и, учитывая, что трещины при депрессии более 5 МПа соизмеримы с капиллярными каналами, то нефте- и газонасыщенность пор, вероятно, равна объему УВ в трещинах. По данным Е.М. Смехова и Т.В. Дорофеевой (1987), несмотря на малые значения трещинной пористости, запасы в трещинах и порах могут быть соизмеримы. Это обусловлено большими величинами (близкими к 1) коэффициентов нефтенасыщенности и нефтеотдачи нефти, содержащейся в трещинах. Примерно аналогичные выводы о равенстве балансовых запасов двух сред сделаны Х. Фрименом и С. Натсоном (1964) в отношении карбонатных коллекторов ближневосточных нефтяных месторождений и С.О. Денком (1998) для рифовых массивов Пермского Приуралья.

Характер динамики индикаторных диаграмм, геолого-промысловых параметров и показателей разработки свидетельствует о преобладающей раскрытости вертикальных трещин и о подчиненном значении горизонтальной трещиноватости. При депрессии до 5 МПа залежь дренируется в основном по латерали, и трещины (суперколлектор) испытывают подток из пор низкопроницаемой матрицы, что обеспечивает устойчивые дебиты и рациональную выработку запасов. Увеличение темпов

отбора путем создания значительных депрессий или усиленной закачки воды в пласт исключает подток из пор, и это приводит к раздельному, нерациональному извлечению углеводородов. Необходимо иметь в виду, что активные основные извлекаемые запасы первоначально содержатся в трещинной емкости. Раздельная выработка запасов нарушает единство гидродинамической системы залежей и снижает эффективность их разработки.

Методы флюидодинамического моделирования основываются на материалах исследования скважин, с обязательным наличием достоверных данных по глубинным записям, изменениям пластовых давлений и индикаторным диаграммам, разумеется, с учетом всей имеющейся информации. Флюидодинамическая модель позволяет обосновывать основные подсчетные и проектные показатели. При оценке запасов залежи рассматриваются как массивно-пластовые. Темп добычи должен обеспечивать одновременную выработку трещинной и поровой сред.

Природные резервуары представляют единые флюидодинамические системы, содержащие УВ в трещинной и поровой средах, что определяется наличием в продуктивных толщах трещинных, порово-трещинных, трещино-поровых и поровых коллекторов. Гидродинамическая связь в залежах и непрерывность обменных процессов в резервуарах между средами могут свидетельствовать о равном содержании углеводородов в трещинах и порах.

Поскольку фактически все месторождения в России традиционно разрабатываются с учетом интенсивной выработки запасов и с применением "насиленных" технологий, то остаточные массы УВ в поровой матрице считаются "трудно извлекаемыми запасами" и составляют огромные объемы. Часто дальнейшая разработка их в современных рыночных условиях становится нерентабельной, так как продуктивность и дебитность скважин чрезвычайно мала. По состоянию на 1.01.2000 г. эксплуатационный фонд в России составлял 131500 скважин, из них: неработающий фонд – 58000 (44%), в том числе бездействующие – 32900, в консервации – 25100 единиц.

"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 месторождениях третьей и четвертой стадий. В этой ситуации единственной возможностью остается естественная реабилитация таких месторождений в целом, или отдельных продуктивных зон. Это позволит восстановить природные энергетические параметры флюидонасыщенных систем, обеспечить равновесное соотношение углеводородов в трещинах и поровой матрице. Такие индивидуальные временные циклы могут увеличить объем извлекаемых запасов на месторождениях в 2–3 раза.

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

Выводы

1. Предусмотреть реабилитационные циклы для месторождений и залежей с выработанными "трещинными" запасами. Значительная часть "поврежденных" нефтегазонасыщенных объектов в Западной Сибири и

других регионах должна быть возвращена в состояние относительного покоя (релаксации) для стабилизации флюидодинамического равновесия системы.

2. Осуществить инвентаризацию – пересчет (уточнение) остаточных запасов на разрабатываемых или законсервированных объектах. На разведанных и вновь открытых месторождениях должна быть оценена активная (рентабельная) часть запасов. Желательно периодически производить оценку-экспертизу активных запасов с ранжировкой по продуктивности. Это чрезвычайно важно для текущего и перспективного планирования добычи в стране и для отдельных нефтегазовых компаний.

3. Определить индивидуально для каждого объекта оптимальные режимы разработки (доработки) и методы возможно-допустимой интенсификации.

4. Узаконить оптимальный стандарт мониторинговых наблюдений, что должно быть отражено в лицензионных соглашениях, а также в требованиях-инструкциях ГКЗ и ЦКР.

5. Месторождение для разработки должно передаваться одному недропользователю. Нельзя дробить месторождение на участки и отдельные лицензионные блоки.

Литература

Денк С.О. *Нефть и газ в трещинных коллекторах Пермского Прикамья*. Пермь, Т. 1. 1998. 247.

Запивалов Н.П., Смирнов Г.И. О фрактальной структуре нефтегазовых месторождений. *ДАН*, Т. 341. № 1. 1995. 110–112.

Запивалов Н.П. Фрактальная геофлюидодинамика нефтенасыщенных систем. *Труды Всероссийской научной конференции "Фундаментальные проблемы нефти и газа"*. М.: Изд. РАН, Т. 4. 1996. 21–30.

Запивалов Н.П., Богатырева О.А. Открытые флюидодинамические системы юга Западной Сибири и их связь с нефтегазонасыщенностью. *Доклады РАН*. Т. 355. № 5. 1997. 656–658.

Запивалов Н.П., Попов И.П. *Флюидодинамические модели залежей нефти и газа* (15 авторских листов). Монография. В печати.

Запивалов Н.П. Нефтегазовый комплекс России: состояние и перспективы на XXI век. *Труды Востоказпрома*. Томск. 2000. 30–34.

Пермяков И.Г., Саттаров М.М., Генкин И.Б. Методика анализа разработки нефтяных месторождений. М. Гостехиздат. 1962. 11–18

Попов И.П. Оценка фильтрационно-емкостных свойств коллекторов нефти и газа. *ВНИИОЭНГ. ЭИ сер. Разработка нефтяных месторождений и методы повышения нефтеотдачи*. № 11. 1990. 1–8.

Ржевский В.В., Новик Г.Я. *Основы физики горных пород*. М. Недра. 1973.

Смехов Е.М., Дорофеева Т.В. Вторичная пористость горных пород коллекторов нефти и газа. Л., Недра. 1987. 8–57.

Федер Е. *Фракталы*. М.: Мир. 1991.

Фримен Х., Натсон С. Изучение месторождений на ранней стадии его эксплуатации. Всемирный конгресс нефтяников. М. ЦНИИЭ-нефтегаз. 1964. 35–45.



*Николай Петрович
Запивалов
доктор геолого-минералогических наук, действительный член Российской Академии естественных наук, Заслуженный геолог Российской Федерации.*