СПОСОБЫ ОЦЕНКИ ПРОСТРАНСТВЕННОГО РАСПРЕДЕЛЕНИЯ И ВЫДЕЛЕНИЯ ЗОН ОСТАТОЧНОЙ НЕФТЕНАСЫЩЕННОСТИ

Б.Ю. Номозов, доцент кафедры «Нефтегазового дело и технология переработки нефти и газа» Каршинский государственный технический университет
Ж.Б. Юлдашев, старший преподаватель кафедры «Нефтегазового дело и технология переработки нефти и газа» Каршинский государственный технический университет

Аннотация

Учитывая текущие тенденции развития нефтегазового сектора и вызовы, связанные с обнаружением остаточных углеводородных ресурсоносных зон на истощенных залежях, подтверждена целесообразность применения рассматриваемого расчетного подхода. В основе предложенного алгоритма «Дренирование» лежит вычисление наименьшего объема породы, обусловливающего фактическую суммарную добычу нефти по конкретной скважине. В качестве вертикального параметра данной геометрической модели выступает эффективная (либо фактически эксплуатируемая) нефтенасыщенная мощность пласта, установленная по данным промыслово-геофизических изысканий.

Ключевые слова: *аналитические методы, геолого-промысловая информация, подсчет запасов, остаточные запасы, зона консолидации.*

METHODS FOR ASSESSING SPATIAL DISTRIBUTION AND IDENTIFYING AREAS OF RESIDUAL OIL SATURATION

B.Yu. Nomozov, Associate Professor, Department of Oil and Gas Business and oil and gas refining technology" Karshi State Technical University
J.B. Yuldashev, Senior Lecturer, Department of Oil and Gas Business and oil and gas refining technology" Karshi State Technical University

Abstract

Given the current trends in the development of the oil and gas sector and the challenges associated with discovering remaining hydrocarbon-bearing zones in depleted reservoirs, the feasibility of using the considered calculation approach has been confirmed. The proposed "Drainage" algorithm is based on calculating the minimum rock volume that determines the actual total oil production for a specific well. The vertical parameter of this geometric model is the effective (or actually exploited) oil-saturated thickness of the reservoir, established based on field geophysical survey data.

Keywords: *analytical methods, geological and field information, reserve calculation, remaining reserves, consolidation zone.*

Реализация подобного рода проектов предполагает привлечение серьезных объемов финансирования и внедрение передовых технологий. В современных условиях ограниченного доступа к зарубежным решениям из-за санкционных ограничений первостепенное значение приобретает развитие собственного технологического суверенитета. Для стимулирования инвесторов требуется сформировать благоприятную среду, при которой освоение сложных и новых объектов будет гарантировать окупаемость вложений и нормативный уровень рентабельности. Достижение этих целей невозможно без совершенствования инструментария локализации застойных и невыработанных зон.

Разведанные геологические ресурсы углеводородов традиционно подразделяются на извлекаемую и остаточную (неизвлекаемую) части. Применяемое заводнение, с одной стороны, обеспечивая вытеснение углеводородов, с другой стороны, способствует блокировке значительных объемов сырья в менее проницаемых блоках. Главный недостаток стандартных схем разработки заключается в преобладании неизвлекаемой части над извлекаемой [1]: последняя обычно составляет лишь 20–50 %, тогда как на долю остаточной нефти приходится от 50 до 80 %.

В дальнейшем полнота выработки неоднородных пластов будет определяться геометрией и пространственным размещением зоны застойного насыщения, не охваченных фильтрацией. Современные цифровые комплексы для построения карт остаточных запасов опираются на полномасштабные геолого-гидродинамические модели, адаптированные к истории разработки. Однако из-за высокой изменчивости фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) точно отразить реальные траектории потоков флюида бывает крайне затруднительно. В таких условиях эффективным решением становится интерпретация обратных задач подземной гидродинамики. Опираясь на фактические показатели дебитов и давлений, этот подход позволяет определять ключевые параметры пласта (проницаемость, пьезопроводность, упругоемкость). Расчет комплекса неизвестных величин методом минимизации невязки между фактическими и теоретическими данными базируется на алгоритмах нелинейного программирования, что дает возможность существенно повысить качество локализации запасов и выдержать проектные показатели нефтеотдачи.

Зачастую аналитика выработки ресурсов проводится в отрыве от методик оценки их локализации, что приводит к методологическому расхождению. Эффективность заводнения во многом зависит от полноты энергетического воздействия на залежь и характера вытеснения: если на начальных этапах преобладает поршневой режим, то на поздних — струйный, способствующий образованию изолированных целиков нефти. Определение режима вытеснения имеет определяющее значение для динамики добычи и полноты извлечения. Последняя напрямую

коррелирует с коэффициентом охвата по площади и разрезу, а также зависит от свойств вытесняющего агента и интерференции между добывающим и нагнетательным фондом.

В рамках геолого-промыслового анализа ключевое внимание следует уделять вопросам охвата залежи, оценивая долю дренируемых запасов и специфику фильтрации флюидов. К определяющим геолого-физическим факторам относятся фильтрационные характеристики коллектора, степень его анизотропии, реологические и физико-химические свойства пластовых и закачиваемых агентов. В числе основных технологических параметров выступают: 1) геометрия и плотность сетки скважин; 2) конфигурация системы поддержания пластового давления (ППД); 3) темпы нагнетания и отбора; 4) применяемые технологии заводнения; 5) динамика гидродинамических связей между пластами; 6) характер и качество вскрытия продуктивного разреза [1].

В 2015 году Д.А. Баталовым был математически описан и обоснован подход к определению полей нефтенасыщенности на основе топологических схем взаимодействия скважин с учетом их режимов в системе «нефть – вода». Согласно его выводам, данная методика обеспечивает точность свыше 75 % при условии, что история разработки объекта составляет не менее 46 % от предельного срока или достигнут КИН более 82 % от проектного [2].

Наиболее распространенным способом поддержания разработки остается заводнение. При этом базовым критерием для оценки потенциального извлечения выступает коэффициент вытеснения нефти водой, отражающий долю остаточного насыщения порового пространства при предельной промывке [3]. Данная величина позволяет прогнозировать потенциально подвижные объемы сырья.

Для определения остаточной нефтенасыщенности традиционно применяется лабораторное экспериментирование на керновом материале. На основе полученных результатов выстраиваются корреляции остаточной нефтенасыщенности с ФЕС коллектора, используемые при выборе проектных решений. Тем не менее, по мнению ряда исследователей, стандартная методика оценки коэффициента вытеснения требует введения корректировочных коэффициентов для повышения её информативности [4].

С целью рационального планирования выработки разнородных эксплуатационных объектов, находящихся на разных стадиях эксплуатации, требуется простой и экспрессный метод локализации невыработанных зон, не предъявляющий высоких требований к квалификации исполнителя [5].

Для решения этой задачи автором предложена концепция методики, базирующаяся на количественной интерпретации имеющейся информации. Поскольку проведение масштабных промысловых и гидродинамических

исследований требует существенных временных и финансовых затрат, неэффективные изыскания целесообразно исключать, заменяя их аналитическими расчетами [6, 7].

В условиях нестабильного режима работы фонда регулярное гидродинамическое моделирование не всегда возможно из-за высокой трудоемкости, дефицита исходных данных и аппаратных ограничений. При этом любые простои скважин перед проведением геолого-технических мероприятий (ГТМ) снижают их конечную эффективность [5, 8, 9]. Оперативная оценка концентрации запасов в объемах, достаточных для окупаемости затрат, позволяет своевременно принимать решения о переводе скважин, выполнивших свою задачу на одном объекте, на другие горизонты в качестве добывающих или нагнетательных [10].

Предлагаемый подход основан на модификации классической формулы объемного метода подсчета запасов за счет перерасчета отдельных её составляющих или вычисления неизвестных параметров [5].

Апробация метода была проведена на четырех различных объектах разработки. В ходе анализа выявлены зоны локализации остаточных запасов, а полученные результаты сопоставлены с данными геолого-гидродинамических моделей и альтернативных аналитических методов, что позволило сформировать программу адресных ГТМ [6, 9].

Учитывая, что комплексный анализ выработки не может опираться исключительно на один метод [1, 11], возникла необходимость в универсальном инструменте, применимом для различных геологических условий.

Авторский метод «Дренирование» основан на определении минимального объема породы для каждой скважины, обеспечивающего фактически полученный накопленный отбор углеводородов. В качестве высоты данного объема используется эффективная (или фактически работающая) нефтенасыщенная толщина пласта. В основании фигуры лежит эллипс, оси которого сопоставимы с векторным изменением проницаемости (рекомендуется учитывать направления наибольшей изменчивости). Этот подход также применим для низкопроницаемых пластов, осваиваемых с применением гидравлического разрыва пласта (ГРП). При отсутствии специализированных программных средств для построения эллипса допускается упрощенный расчет через круговую площадь, где радиус определяется по формуле (1).

$$R = v(Q/(h*К_п*К_{нн}*\rho*К_{пер}* *К_{охв}*К_{выт}*\pi)), \quad (1)$$

где R – радиус круга;

Q – накопленная добыча нефти / накопленная закачка воды (для добывающих / нагнетательных скважин);

h – эффективная нефтенасыщенная (работающая) толщина;

$К_п$ – коэффициент пористости;

$К_{нн}$ – коэффициент нефтенасыщенности;

ρ – плотность нефти в поверхностных условиях;

$К_{пер}$ – пересчетный коэффициент для перевода нефти из поверхностных условий в пластовые;

$К_{охв}$ – коэффициент охвата;

$К_{выт}$ – коэффициент вытеснения.

Эффективная нефтенасыщенная толщина, коэффициенты пористости и нефтенасыщенности могут быть приняты по скважинным данным или по данным утвержденной геологической модели. Плотность нефти в поверхностных условиях, пересчетный коэффициент – значения, принятые при проектировании, соответствуют актуальной геологической модели. Коэффициент охвата также может быть выбран в качестве утвержденного или рассчитан по отдельным блокам соответствующими методиками и алгоритмами.

Коэффициент вытеснения рассчитывается по стандартной формуле

$$К_{выт} = (К_{нн_нач} - К_{нн_ост}) / (К_{нн_нач}), \quad (2)$$

где $К_{ннач}$ – коэффициент начальной нефтенасыщенности, $К_{ност}$ – коэффициент остаточной нефтенасыщенности.

В качестве показателя остаточной нефтенасыщенности применяется нормативное значение, зафиксированное в утвержденной проектной документации на разработку месторождения, либо величина, рассчитанная по принятым петрофизическим зависимостям.

Следующим этапом является визуализация сформированных контуров для каждой скважины. Построенные области отражают объемы породы, дальнейшая выработка которых экономически нецелесообразна, в связи с чем они не рассматриваются как первоочередные объекты для проведения геолого-технических мероприятий (ГТМ). Уточнение данных зон возможно путем итерационного перерасчета вышеуказанных параметров в пределах полученных площадей. Использование усредненных показателей позволяет адаптировать геометрические границы: проведение нескольких итераций обеспечивает сходимость расчетной площади с фактическими параметрами пласта в ее контуре. Данный процедурный шаг является опциональным, но его алгоритмизация позволяет повысить точность построений и сократить время вычислений.

Поскольку рассматриваемый подход определяет минимальный объем выработанного пласта, планирование ГТМ в зонах с граничными значениями трудноизвлекаемых запасов (ТРИЗ) (на уровне окупаемости) не рекомендуется из-за более высокой погрешности метода по сравнению с полномасштабным геолого-гидродинамическим моделированием.

Для валидации методики на конкретном эксплуатационном объекте рекомендуется на этапе построения исключить из исходной базы

результаты последних геофизических исследований текущей нефтенасыщенности, а также данные по новым скважинам и боковым стволам. Последующее сопоставление полученных расчетных площадей с фактическими входными параметрами исключенных скважин и результатами ГИС позволяет оценить достоверность построений. При необходимости масштаб отображения корректируется введением поправочного коэффициента к радиусам зон дренирования. К примеру, если по контрольной скважине зафиксирована высокая начальная обводненность, но она не перекрывается расчетными ареалами соседних скважин, производителю работ следует скорректировать радиусы влияния таким образом, чтобы охватить данную точку как неперспективную, тем самым повысив рентабельность планируемых ГТМ.

Карта с нанесенными ареалами дренирования интегрируется для выделения перспективных участков проведения геолого-технических мероприятий. С использованием утвержденной геолого-гидродинамической модели проводится перерасчет остаточных запасов по выделенным сегментам: это позволяет ранжировать объекты по степени привлекательности и исключить из программы те участки, объем ресурсоносности которых не сопоставим с текущими затратами на их извлечение. Данная процедура существенно снижает результирующую погрешность метода.

Выводы: Как отмечалось ранее, ни один из существующий экспресс-методов аналитической оценки не способен с абсолютной точностью локализовать остаточные запасы нефти, в связи с чем необходим комплексный подход с использованием не менее двух независимых методик. Вероятность успешности ГТМ существенно возрастает в зонах перекрытия (коинциденции), выделенных несколькими методами одновременно. Комплексирование аналитических подходов позволяет нивелировать погрешности отдельных алгоритмов и с высокой надежностью установить наиболее перспективные участки для вовлечения в разработку слабодренируемых и недренируемых зон залежи.

Летературы

1. Шпуров И.В. Трудноизвлекаемые запасы нефти Российской Федерации. Структура, состояние, перспективы освоения / И.В. Шпуров, А.Д. Писарницкий, И.П. Пуртова, А.И. Вариченко. – Тюмень: ФГУП «ЗапСибНИИГГ», 2012. – 256 с.

2. Баталов Д.А. Разработка метода локализации остаточных запасов нефти на поздних стадиях разработки: дис. ... канд. техн. наук: 25.00.17. – Тюмень, 2015. – 165 с.

3. Манырин В.Н. Физико-химические методы увеличения нефтеотдачи при заводнении / В.Н. Манырин, И.А. Швецов. – Самара, 2002. – 392 с.

4. Липчинский К.Н. Изменение структуры залегания остаточных запасов нефти под действием естественных и техногенных факторов / К.Н. Липчинский, К.В. Киселев, О.В. Андреев // Вестник Тюменского государственного университета. Социально-экономические и правовые исследования. – 2007. – № 3. – С. 3–10.

5. Кудинов В.И. Основы нефтегазопромыслового дела / В.И. Кудинов. – Ижевск: Издательство Удмуртского университета, 2004. – 720 с.

6. Гималтдинова А.Ф. Комплексные геофизические исследования разноуровневых водонефтяных контактов малоамплитудных залежей Западной Сибири: автореф. дис. … канд. геол.-мин. наук (25.00.10). – Москва: МГУ, 2012. – 25 с.

7. Михайлов А.Н. Основные представления о переходных зонах и водяных контактах в неоднородных пластах / А.Н. Михайлов // Георесурсы. Геоэнергетика. Геополитика. – 2012. – № 1(5). – С. 150–160.

8. Юфин П.А. Построение геолого-математической модели участка месторождения с трудноизвлекаемыми запасами // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2014. – № 12. – С. 39–42.

9. Регламент по созданию постоянно действующих геолого-технологических моделей нефтяных и газонефтяных месторождений. РД 153-39.0-047-00. – М., 2000. – 164 с.

10. Шмелев В.А. Оптимизация затрат при использовании буровых установок для строительства нефтяных скважин / В.А. Шмелев, А.И. Сухарьков // Нефтяное хозяйство. – 2015. – № 1. – С. 38–40.

11. Лысенко В.Д. Новые эффективные методы увеличения добычи нефти // Нефтепромысловое дело. – 2012. – № 4. – С. 18–21.