

УДК 553.98

МЕТОД ВЫЯВЛЕНИЯ ЗОН С ОСТАТОЧНЫМИ ЗАПАСАМИ НЕФТИ**Уваров Ф.В.***ОАО «Сургутнефтегаз», Тюменское отделение «СургутНИПИнефть», Тюмень,
e-mail: ufv519@gmail.com*

Статья посвящена специфике нефтегазового производства – выявлению зон с остаточными запасами нефти. Актуальность рассматриваемой темы определяется необходимостью разработки наиболее эффективной и рациональной методики по выявлению зон остаточных запасов в ходе выработки эксплуатируемых запасов углеводородного сырья на различных этапах разработки месторождений в районах с разнообразными геологическими и гидродинамическими параметрами в геолого-промысловой аналитике следует уделить внимание вопросам «охвата пластов», заключающимся в определении относительного объема движущихся запасов в сферу дренирования от области нагнетания, а также воздействием и особенностям движения флюидов по продуктивным пластам. Для подготовки упрощенной алгоритмизации автором предложена концепция разработки метода, основанного на количественной оценке используемой информации. Проведение различных исследований с получением качественных результатов не только требует специальной подготовки, но и является процессом трудоемким и ресурсозатратным, а значит, необходимо сократить неэффективные исследования, результат которых можно определить аналитическим путем. В работе автором предложен аналитический метод оценки зон консолидации остаточных запасов нефти. Определен алгоритм выполнения расчетов по данному методу, его характеристика и возможность применения при отсутствии постоянно действующей геолого-гидродинамической модели. Исходя из специфики современного развития нефтегазовой отрасли и сложности поиска зон невыработанных запасов нефти на разрабатываемых месторождениях обоснована необходимость проведения расчетов по данному методу. Предложенный в статье метод «Дренирование» базируется на определении минимального объема породы для каждой скважины, из которого мог быть получен накопленный отбор углеводородов. Высотой данной объемной фигуры является эффективная нефтенасыщенная толщина пласта (или работающая нефтенасыщенная толщина, если представлены соответствующие результаты исследований). Площадью является эллипс, радиусы которого пропорциональны изменениям проницаемости в разных направлениях. Рекомендуется использовать направления, которые отражают максимальное изменение. Данный подход может быть использован также при анализе низкопроницаемых объектов, на которых проводится гидравлический разрыв пласта (далее – ГРП) при вводе скважин в эксплуатацию или повторные ГРП в период эксплуатации.

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

**THE METHOD OF IDENTIFICATION OF THE AREAS
WITH THE RESIDUAL OF PETROLEUM****Uvarov F.V.***OJSC «Surgutneftegas», Tyumen department «SurgutNIPIneft», Tyumen, e-mail: ufv519@gmail.com*

The article is devoted to the specifics of oil and gas production – identification of zones with residual oil reserves. The urgency of the topic under consideration is determined by the need to develop the most effective and rational methodology for identifying areas of residual reserves during the development of exploitable hydrocarbon reserves at various stages of field development in areas with diverse geological and hydrodynamic parameters. In geological and commercial analytics, attention should be given to the issues of «formation coverage», which consists in determining the relative volume of moving reserves in the drainage area from the injection area, as well as the effects and features of the fluids movement through reservoirs. To prepare a simplified algorithmization, the author proposes the concept of developing a method based on a quantitative evaluation of the information used. Carrying out various studies with obtaining qualitative results does not only require special preparation, but is also a labor-consuming and resource-consuming process, and therefore it is necessary to reduce inefficient studies, the result of which can be determined analytically. In this paper, the author offers an analytical method for estimating zones of consolidation of residual oil reserves. An algorithm for performing calculations based on this method, its characteristics and the possibility of application in the absence of a constantly operating geological and hydrodynamic model is determined. Based on the specifics of the modern development of the oil and gas industry and the complexity of searching for zones of unprocessed oil reserves in the developed fields, the need for calculations based on this method is justified. The «Draining» method proposed in the article is based on determining the minimum rock volume for each well, from which the accumulated selection of hydrocarbons could be obtained. The height of this volumetric figure is the effective oil-saturated thickness of the formation (or the working oil-saturated thickness, if the relevant research results are presented). The area is an ellipse whose radii are proportional to changes in permeability in different directions. It is recommended to use directions that reflect the maximum change. This approach can also be used in the analysis of low permeability objects where hydraulic fracturing of the formation (hereinafter referred to as «fracturing») is performed when wells are put into operation or repeated fracturing during operation.

Keywords: analytical methods, geological information, reserve estimation, residual reserves, consolidation zone, geological and hydrodynamic model

Отсутствие системного подхода в вопросах стимулирования добычи трудноизвлекаемых запасов (далее по тексту – ТИЗ) нефти

заставляет постоянно возвращаться к проблеме, так как принятые ранее меры неизменно оказывались недостаточно эффективными.

Цель исследования

Максимальная реализация основных резервов: повышения отдачи от месторождений; рациональное (с позиций концепции устойчивого развития) использование сырьевой базы; активное использование и включение в оборот трудно извлекаемых запасов нефти.

Материалы и методы исследования: аналитические материалы, статьи и публикации по теме, разработки автора.

Результаты исследования и их обсуждение

Такие проекты требуют значительных капиталовложений и инновационных технологий, доступ к которым в связи с санкциями, сегодня существенно ограничен. В этой связи актуализируется задача отечественных разработок. Для этого необходимо создать для инвесторов привлекательные условия, чтобы выход на новые площадки, разработка технологически сложных месторождений были выгодными и интересными для компаний, гарантировали бы и возврат инвестиций, и экономически обоснованный уровень рентабельности. Сделать это без совершенствования методов выявления зон с остаточными запасами нефти нельзя.

Разведанные геологические запасы нефти делятся на две части: извлекаемые и остаточные неизвлекаемые. При традиционном способе вода, закачиваемая в пласт, вытесняет часть разведанных геологических запасов нефти, в то же время другую часть остаточных запасов, наоборот, делает ещё менее доступной. Основным недостатком традиционного применяемого способа разработки нефтяных месторождений методом заводнения заключается также в том, что неизвлекаемая часть геологических запасов нефти существенно превышает извлекаемую часть геологических запасов нефти [1]. Так, доля извлекаемых запасов колеблется в пределах 20–50%, тогда как доля неизвлекаемых запасов в пределах 50–80%.

В перспективе степень выработанности неоднородных по проницаемости пластов нефтяных месторождений, как правило, будет определяться размерами застойных, т.е. не охваченных фильтрацией зон, а также их взаимным расположением. Численные методы, реализованные в применяемых сегодня программных продуктах, пригодные для создания карт остаточных запасов требуют расчета адаптированной к совокупной истории разработки геолого-гидродинамической модели. В данном случае из-за пространственной неоднородности пласта сложно учесть

действительное направление движения фильтрационных потоков. Сегодня решение обратной задачи подземной гидродинамики позволяет определять величины, показывающие процессы фильтрации. Речь идет о проницаемости, упругоёмкости, пьезопроницаемости и т.п., на базе известных фактических динамик дебитов и давлений. Нахождение множества неизвестных параметров при минимизации суммарных расхождений между расчетными, т.е. теоретическими и фактическими изменениями параметров фильтрации (по дебитам или давлению) базируется на решении задач нелинейного программирования. Использование данного подхода при разработке метода локализации остаточных запасов нефти на базе изучения обратных задач подземной гидродинамики дает возможность обеспечить проектную выработку запасов нефтяных месторождений.

Анализ выработки запасов нефти чаще всего ведется отдельно от разработки методов оценки и локализации остаточных запасов. В связи с этим их методологические подходы бывают совершенно разными. Эффективность действующих систем разработки нефтяных месторождений с заводнением по большей части определяется полнотой энергетического действия на промышленные запасы нефти, а также характером процесса вытеснения. Как правило, на ранних этапах это поршневое вытеснение, тогда как на поздних – уже струйное. Именно этот фактор способен формировать неподвижные зоны повышенной нефтенасыщенности. Определение типа вытеснения критически важно для темпов добычи нефти, а тем более – для полноты ее извлечения. Последняя в продуктивных пластах в условиях заводнения в максимальной степени производна от коэффициента охвата продуктивного объекта разработки, причем как стратиграфически, так и по вертикали. Это в том числе зависит и от свойств продвигателя вытесняющего агента, а также от интерференционной неоднородности между нагнетательными и добывающими скважинами.

Здесь, в геолого-промысловой аналитике следует уделить внимание вопросам «охвата пластов», заключающимся в определении относительного объема движущихся запасов в сферу дренирования от области нагнетания, а также воздействием и особенностям движения флюидов по продуктивным пластам. Из числа геолого-физических факторов, детерминирующих процесс выработки нефтяных запасов, целесообразно выделить фильтрационные свойства продуктивных коллекторов, а также характер

анизотропности, реологические свойства, физические и химические свойства насыщающих пласты и закачиваемых в них флюидов. Базовыми технологическими факторами, оказывающими влияние на параметры заводнения и, соответственно, нефтеотдачи пластов, следует считать 1) свойства и геометрию сеток добывающих скважин, 2) общую топологию системы поддержания пластового давления, 3) темп дренирования и нагнетания, 4) технологию отбора и нагнетания воды, 5) гидродинамическую ситуацию и её изменчивость при разработке гидродинамических связанных пластов, 6) характер вскрытия продуктивных пластов скважинами [1].

В 2015 г. Д.А. Баталовым был разработан и теоретически обоснован математический метод поиска полей нефтенасыщенности на базе топологической схемы интерференции скважин с применением анализа их режимов в системе вода – нефть. В частности, проведенное автором исследование показало, что данный метод дает возможность достичь требуемой точности, превышающей 75%, при условии накопления промыслового опыта разработки превышающего 46% от предельного времени или 82% – от конечного коэффициента извлечения нефти (далее – КИН) [2].

Самым распространенным методом искусственного воздействия на нефтеносные пласты остается заводнение. Базовым параметром, используемым для оценки потенциально возможной добычи нефти, остается коэффициент вытеснения нефти водой, характеризующий содержание остаточной нефти в поровом пространстве горной породы при предельном ее вытеснении [3]. Значение указанного параметра для конкретного объекта разработки дает возможность оценить потенциально подвижные запасы нефти.

Базовым методом выявления остаточной нефтенасыщенности также остается метод лабораторного моделирования процесса заводнения на моделях пласта. На базе специального обследования строятся корреляционные зависимости остаточной нефтенасыщенности от фильтрационно-емкостных характеристик пород-коллекторов. Далее они используются при выборе оптимальных проектных вариантов разработки месторождений. Применяемый метод определения коэффициента вытеснения нефти водой в то же время, по оценкам российских специалистов, недостаточно информативен и требует дополнительной поправки [4].

Для планирования рациональной разработки эксплуатационных объектов, при-

уроченных к различным районам, различающихся по своим геологическим, гидродинамическим параметрам, находящихся на различных этапах разработки, возникает необходимость создания такой методики выявления зон с остаточными запасами углеводородов, при которой поиск данных участков будет происходить максимально быстро с применением упрощенных алгоритмов и без требований специальных навыков от пользователя [5].

Ввиду решения поставленной задачи, а именно подготовки упрощенной алгоритмизации автором предложена концепция разработки метода, основанного на количественной оценке используемой информации. Проведение различных исследований с получением качественных результатов не только требует специальной подготовки, но и является процессом трудоемким и ресурсозатратным, а значит, необходимо сократить неэффективные исследования, результат которых можно определить аналитическим путем [6, 7].

В связи с постоянной изменчивостью эксплуатации скважин использование наиболее эффективного метода (такого, как гидродинамическое моделирование) ежедневно невозможно, создание постоянно действующей геолого-гидродинамической модели трудоемко ввиду ограниченности информации и технической базы, а любой срок ожидания от остановки скважины до начала проведения определенного вида ремонта или геолого-технического мероприятия с целью увеличения нефтедобычи негативно сказывается на результатах последнего [5, 8, 9]. Определение консолидирования запасов нефти в объемах, сопоставляемых с окупаемостью мероприятий, направленных на их извлечение, позволит оперативно принимать решения об использовании скважин, выполнивших свое проектное назначение на одних объектах, в качестве добывающих или в качестве вспомогательных на других эксплуатационных объектах [10].

Предложенный метод основан на применении базовой формулы подсчета запасов объемным методом при изменении отдельно взятых параметров, или же вычислении одной из составляющих данной формулы [5].

В ходе работы метод апробирован для каждого из четырех уникальных эксплуатационных объектов, на текущую дату проведен анализ полученных результатов, определены зоны с остаточными запасами нефти, результаты сопоставлены с иными аналитическими методами оценки и с построенной геолого-гидродинамической моделью, предложены

мероприятия по дальнейшему проведению геолого-технических мероприятий [6, 9].

Как было сказано ранее, при выявлении зон с остаточными запасами не может использоваться только один аналитический метод [1, 11]. Но необходим метод, применяемый на любых эксплуатационных объектах в любых геологических условиях.

Разработанный автором метод «Дренирование» основан на определении для каждой скважины минимального объема породы, из которого мог быть получен накопленный отбор углеводородов. Высотой данной объемной фигуры является эффективная нефтенасыщенная толщина пласта (или работающая нефтенасыщенная толщина, если представлены соответствующие результаты исследований). Площадью является эллипс, радиусы которого пропорциональны изменениям проницаемости в разных направлениях. Рекомендуется использовать направления, которые отражают максимальное изменение. Данный подход может быть использован также при анализе низкопроницаемых объектов, на которых проводится гидравлический разрыв пласта (далее – ГРП) при вводе скважин в эксплуатацию или повторные ГРП в период эксплуатации. В случае отсутствия программного продукта, способного автоматически производить данный расчет в виде эллипса, возможно использование круга в качестве начальной площади. Тогда формула (1) поиска радиуса будет иметь следующий вид:

$$R = \sqrt{\frac{Q}{(h \cdot K_p \cdot K_{nn} \cdot \rho \cdot K_{пер} \cdot K_{охв} \cdot K_{выт} \cdot \pi)}}, \quad (1)$$

где R – радиус круга;

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

h – эффективная нефтенасыщенная (работающая) толщина;

K_p – коэффициент пористости;

K_{nn} – коэффициент нефтенасыщенности;

ρ – плотность нефти в поверхностных условиях;

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

$K_{охв}$ – коэффициент охвата;

$K_{выт}$ – 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 геоло-

гической 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

$$K_{выт} = \frac{(K_{nn_нач} - K_{nn_ост})}{(K_{nn_нач})}, \quad (2)$$

где $K_{nnнач}$ – коэффициент начальной нефтенасыщенности, $K_{nnост}$ – коэффициент остаточной нефтенасыщенности.

В качестве коэффициента остаточной нефтенасыщенности выбрано соответствующее значение, утвержденное в проектом документе на разработку месторождения, или рассчитанное значение по утвержденным петрофизическим зависимостям.

Далее построенные площади для каждой скважины необходимо визуализировать. Построенные области отражают конкретный объем пород, дальнейшая выработка запасов которых будет экономически нецелесообразной. Они не являются первоочередными для планирования геолого-технических мероприятий. Данные зоны возможно уточнить, пересчитав перечисленные выше показатели для построенных площадей. Затем полученные средние значения возможно использовать для расчета зон. Использование данного алгоритма через некоторое количество расчетов приведет к состоянию сопоставления полученной площади с конкретными значениями параметров в пределах ее контура. Данный повторяемый шаг не является обязательным, но может быть программируемым для увеличения точности и времени расчета.

Ранее было сказано, что таким методом определяется минимальный объем выработанной породы, в зоны с граничным значением трудноизвлекаемых запасов (далее – ТИЗ) (значение окупаемости мероприятия) планировать геолого-технические мероприятия нежелательно ввиду меньшей точности метода по сравнению с построенной геолого-гидродинамической моделью.

При построении данных зон рекомендуется не учитывать некоторые последние исследования текущей нефтенасыщенности и ввода новых скважин или стволов на рассматриваемый объект с целью апробации метода на данном эксплуатационном объекте этими данными после получения результатов. Сопоставление построенных площадей с входными показателями работы неучтенных скважин и неучтенными результатами геофизических исследований, например, по определению текущей нефтенасыщенности по-

зволит определить корректность построений и в отдельных случаях подобрать масштаб отображения путем ввода поправочного коэффициента в радиусы площадок. Например, по некоторой скважине, не участвовавшей в построении площадок, получена значительная входная обводненность, в то время как данная точка не перекрыта площадками соседних скважин. Необходимо скорректировать радиусы всех скважин так, чтобы данная точка была задействована как неперспективная область для проведения геолого-технических мероприятий с целью повышения рентабельности предлагаемых ремонтов и работ. Карту с нанесенными площадками необходимо интегрировать с целью построения перспективных для проведения геолого-технических мероприятий зон. Используя утвержденную геолого-гидродинамическую модель залежи, возможно рассчитать остаточные запасы по полученным сегментам, выбрать наиболее перспективные участки и соответственно убрать из перспективных те участки, объем запасов которых несопоставим с затратами на их разработку на текущий период с применение известных технологий. Данный шаг позволяет уменьшить погрешность метода.

Выводы

Как было оговорено ранее, ни один из существующих сегодня оперативных аналитических методов не позволяет достоверно определить зоны консолидации остаточных запасов нефти, поэтому необходимо применять не менее двух методов оценки. Вероятность проведения эффективных мероприятий в перекрываемых зонах, выделенных по двум или более методам, при этом увеличивается. Комплексование нескольких методов позволяет уменьшить погрешности построения отдельных методов и выявить зоны, максимально привлекательные для эффективного проведения мероприятий по вводу в разработку слабодренлируемых или недренлируемых ранее участков залежи.

Список литературы

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 «ЗапСибНИИГТ», 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 залегающих 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 разноразмерных 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 водных 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 освоении 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.

References

1. Shpurov I.V. Pisarnitskii A.D. Purtova I.P. Varichenko A.I. Trudnoizvlekaemye zapasy nefiti Rossiiskoi Federatsii. Struktura, sostoianie, perspektivy osvoeniia [Hard-to-recover oil reserves of the Russian Federation. Structure, condition and prospects of development]. Tyumen, FGUP «ZapSibNIIGG», 2012, 256.
2. Batalov D.A. Razrabotka metoda lokalizatsii ostatochnykh zapasov nefiti na pozdnykh stadiakh razrabotki [Development of a method for localizing residual oil reserves in the late stages of development]. Tyumen, dissertatsiia Batalov D. A. , 2015, 165.
3. Manyrin V.N. Shvetsov I.A. Fiziko-khimicheskie metody uvelicheniia nefteotdachi pri zavodnenii [Physico-chemical methods of enhanced oil recovery by water flooding]. Samara, Dom pechati, 2002, 392.
4. Lipchinskii K.N. Kiselev K.V. Andreev O.V. Change in the structure of occurrence of residual oil reserves under the influence of natural and technogenic factors [Izmenenie struktury zalezaniia ostatochnykh zapasov nefiti pod deistviem estestvennykh i tekhnogennykh faktorov]. Vestnik Tiimenskogo gosudarstvennogo universiteta. Sotsial'no-ekonomicheskie i pravovye issledovaniia – Bulletin of Tyumen state University. Socio-economic and legal research, 2007, no. 3, pp. 3-10.
5. Kudinov V.I. Osnovy neftegazopromyslovogo dela [Basics of oil and gas industry]. Izhevsk, Izdatel'stvo Udmurtskogo universiteta, 2004, 720.
6. Gimaldinova A.F. Kompleksnye geofizicheskie issledovaniia raznourovnevnykh vodoneftnykh kontaktov maloamplitudnykh zalezhei Zapadnoi Sibiri [Complex geophysical studies of multi-level oil-water contacts of low-amplitude deposits in Western Siberia]. Moscow, avtoreferat dissertatsii, 2012, 25.
7. Mikhailov A.N. The main ideas of transitional zones and water contacts in non-uniform stratum [Osnovnye predstavleniia o perekhodnykh zonakh i vodnykh kontaktakh v neodnorodnykh plastakh]. Georesursy. Geoenergetika. Geopolitika – Georesources. Geoenergetics. Geopolitics, 2012, vol. 5, no. 1. available at: http://oilgasjournal.ru/vol_5/mikhailov-senior.pdf. (accessed 02.04.2017).
8. Iufin P.A. Building of a geological-mathematical model of a field's sector with hardly-recoverable resources [Postroenie geologo-matematicheskoi modeli uchastka mestorozhdeniia s trudnoizvlekaemymi zapasami]. Geologiya, geofizika i razrabotka nefitnykh i gazovykh mestorozhdenii - Geology, Geophysics and development of oil and gas fields, 2014, no. 12, pp. 39-42.
9. Mintopenergo Rossii Reglament po sozdaniiu postoianno-deistvuiushchikh geologo-tekhnologicheskikh modelei nefitnykh i gazoneftnykh mestorozhdenii. RD 153-39.0-047-00 [Regulations on the creation of permanent geological and technological models of oil and gas oil fields. RD 153-39.0-047-00]. Moscow, Opublikovan v Mintopenergo Rossii, 2000, 164.
10. Shmelev V.A. Sukhar'kov A.I. Cost reduction for oil well construction by means of use of drilling rigs [Optimizatsiia zatrat pri ispol'zovanii burovnykh ustanovok dlia stroitel'stva nefitnykh skvazhin]. Neftianoe khoziaistvo - Oil industry, 2015, no. 1, pp. 38-40.
11. Lysenko V.D. New efficient methods for increasing oil production [Novye effektivnye metody uvelicheniia dobychi nefiti]. Neftepromyslovoe delo - Oilfield business, 2012, no. 4, pp. 18-21.