

ПОДСЧЕТ ИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ НЕФТИ В ЗАЛЕЖАХ БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ

Смирнов П.В.

научный руководитель д-р геол.-минерал. наук Нестеров И.И.
Тюменский государственный нефтегазовый университет

В последние десятилетия обозначилась тенденция истощения традиционных запасов нефти и газа во всем мире. Несмотря на это, США смогли нарастить добычу углеводородов и выйти на первое место по добыче нефти за счет освоения месторождений так называемой «сланцевой нефти». Региональным примером черных сланцев в России является отложения баженовской свиты. Именно баженовская свита рассматривается как гигантский резерв высокосортной, дешевой нефти и с ней связывают перспективы стабилизации добычи нефти в Западной Сибири [7].

Породы баженовской свиты представляет собой карбонатно-силикатно-глинистую породу, часто с буроватым оттенком, тонкоотмученную с небольшой примесью (до 5-6 %) алевритового материала, тонкоплитчатую (с толщиной плиток до 1-2 мм), с ровным изломом по напластованию. Эти породы в Западной Сибири развиты сплошным чехлом на площади 1290 тыс. км², характеризуются киммеридж-титон-бериасским возрастом и залегают на глубинах от 1000-1200 до 3000-3500 м. По данным И.И.Нестерова [6], бажениит образуется одновременно с формированием залежей углеводородного сырья и до появления в них углеводородных флюидов и после извлечения их является экранами, который может стать крышкой для залежей в традиционных коллекторах.

Важнейшая задача для геологов, и соответственно, и для разработчиков - точное определение извлекаемых запасов нефти в залежах баженовской свиты. В Западной Сибири по состоянию на 01.01.2011 выявлено 92 залежи нефти в битуминозных глинистых отложениях, в том числе в ЯНАО – 6, в ХМАО – 75, на юге Тюменской области – 8, в Томской области – 3. Из них 42 месторождения находятся в разработке, и с них было получено более 2 млн. тонн нефти. При том, что запасы категорий АВС₁ и С₂ в официальном государственном балансе равны нулю.

Поэтому нам представляется крайне актуальным провести анализ правомерности практического использования тех или иных методик подсчета запасов для коллекторов баженовской свиты.

Традиционные гидродинамические модели не могут быть использованы для описания процесса извлечения нефти из бажениитов, так как не гарантируют достоверность оценок емкостных свойств бажениита, проницаемости, толщины продуктивных отложений; не отражают зависимость давления от объема извлеченной нефти.

Во-первых, скелет бажениита состоит из кремнисто-глинистых пород и ОВ, имеющих свое поровое пространство. Поровое пространство скелета коллектора заполнено связанной водой и в процессе формирования эффективной и динамической емкости не участвуют.

Во-вторых, в обычных поровых и трещинных коллекторах производят экстракцию для извлечения остаточной нефти. В бажениитах этого делать нельзя, так как вместе с остаточной нефтью извлекаются битумоид органического вещества, количество которого достигает 3-5 % от веса породы. В объемных процентах это составит 5-9 %, что при определении коэффициента пористости может дать ошибку на 100 %. Кроме того, при экстракции разрушается порода, что вносит дополнительную ошибку.

В-третьих, при подъеме керна на поверхность давление снижается от пластового до поверхностного, и нефть, содержащаяся в горизонтальных «пустотах» удаляется. Так как, бажениит не имеет жесткого скелета, то он рассыпается в труху и любые определения теряют

смысл. Истинный объем коллектора по керну можно определить, если поднять его на поверхность в герметизированном керноподъемнике и произвести замеры при сохранении давления и температуры, близких к пластовым.

В-четвертых, отдельные «пустоты» баженита, содержащего нефть, как вдоль слоистости, так и перпендикулярно к ней могут быть изолированы друг от друга глинистыми перемычками. При снижении пластового давления во время отбора нефти изолированная от скважины емкость соединяется с ней только при возникновении соответствующего перепада давления, способного разрушить глинистую перемычку. Величина этого перепада зависит от размера, прочности и свойств перемычки. В этих условиях фильтрация флюида к забою скважины не будет подчиняться закону Дарси [5]. Требуется дополнительная энергия для движения флюида в коллекторе, и закон фильтрации становится нелинейным. Это является главным отличием баженита от традиционных коллекторов.

Опираясь на вышеприведенные положения об особенностях строения залежей нефти в баженовском горизонте и их гидродинамики, проанализирована правомерность практического использования различных методик подсчета запасов.

при положительном результате выяснить, насколько имеющийся объем фактических данных достаточен для получения достоверных оценок.

В работе рассмотрены три основные группы методов подсчета геологических и извлекаемых запасов нефти: объемно-весовой, материального баланса и статистический [1]. Существует значительное число их модификаций применительно к конкретным условиям различных групп месторождений. Остановимся на характеристике каждого из них.

Объемно-весовой метод подсчета запасов и его модификации является наиболее часто используемыми. Однако в случае применения его к глинистым коллекторам возникают некоторые вопросы.

Подсчет запасов по схеме, утвержденной для песчаных коллекторов с расчетом коэффициентов пористости, площади залежей и эффективной толщины продуктивных зон для глинистых коллекторов необъективен. Эти параметры неприемлемы ввиду отсутствия жесткого скелета в глинистых коллекторах и аномально высокого давления. При подъеме керна на поверхность порода растрескивается по плоскостям напластования или даже рассыпается в труху, пропитанную нефтью. Соответственно, коэффициент пористости может отличаться от истинной величины в разы [3]. По этой причине эффективная нефтенасыщенная толщина даже по керну не поддается определению. Пористость может быть определена по материалам нейтронного и гамма-каротажа, однако ее значения могут существенно отличаться от реальных из-за высокого содержания органического вещества и радиоактивности вмещающих нефть пород. Особое значение при подсчете объемно-весовым методом приобретает величина нефтенасыщенности непосредственно связанного с ним коэффициента водонасыщенности. Так, при лабораторных анализах керна во ВНИГРИ [4] получена величина коэффициента водонасыщенности, равная в среднем 20 %. Несмотря на это ставится под сомнение возможность завышения остаточной водонасыщенности за счет проникновения фильтрата бурового раствора в глинистые породы. Данные, приведенные в той же работе, свидетельствуют, что вода удаляется из образца в первые один-два часа экстракции, при дальнейшем продолжении опыта поступлений новых порций воды исследователями не отмечалось. Поэтому принято считать, что вода в породах находится в открытых порах, а в закрытых порах, которые открываются во время экстракции, вода отсутствует.

При определенных условиях отказаться от необходимости достоверного определения емкости коллектора, эффективной мощности и коэффициента нефтеотдачи позволяет метод **материального баланса**.

В качестве исходной информации при подсчете этим методом используются данные по изменению текущего пластового давления, накопленному отбору нефти и сжимаемости пустотного пространства. Метод материального баланса разработан и используется только в тех случаях, когда гидродинамические особенности месторождения могут быть описаны моделью безграничного пласта, которая неприменима к коллекторам баженовской свиты.

Так как в уравнении материального баланса величина среднего по пласту давления связана с величиной начальных запасов нефти обратной пропорциональной зависимостью. Поэтому ошибки (в сторону) в расчетах в определенное число раз приводит к соответствующему занижению оценки запасов углеводородов. Очевидно, что если гидродинамическая схема месторождения отлична от схемы безграничного пласта, достоверность получаемых оценок запасов нефти еще более уменьшается.

Модификация метода материального баланса Добрынина В.М. [2], для исключения возможных ошибок при построении поля давлений в пределах месторождения, предполагала определение темпов изменения давления с увеличением отбора на начальный период разработки месторождения для каждой отдельной скважины. При этом дискуссионным параметром остается площадь области дренирования.

Статистические методы подсчета запасов нашли наиболее широкое применение при расчете остаточных извлекаемых запасов на месторождениях, находящихся на завершающей стадии разработки.

Статистические методы могут быть эффективны только при наличии большого фонда скважин, длительное время находящихся и эксплуатации. Из месторождений баженовской свиты такому критерию соответствует только месторождения Салымской группы.

Статистическая обработка малого по объему фактического материала может привести к получению более или менее достоверного результата только при выполнении двух условий: 1) выборка данных представительна для всего месторождения в целом и 2) качество используемой информации. Учитывая резкую изменчивость по площади месторождения всех параметров и малое количество скважин, следует признать первое условие невыполненным. Относительно качества исходного материала также есть определенные сомнения. Как и в методе материального баланса, в статистических методах одним из главных параметров является пластовое давление: начальное и текущее.

При современном уровне изученности и разработки месторождений баженовского горизонта использование статистических методов нецелесообразно.

Основная трудность в применении объемно-веса и балансового методов состоит в том, что гидродинамический режим сложно описать существующими гидродинамическими моделями. В первом случае из-за отсутствия опыта разработки месторождения подобного типа и математически строгой модели фильтрации невозможно рассчитать коэффициент нефтеотдачи. Во втором случае затруднительным является построение достоверных распределений пластового давления на любом этапе разработки месторождения. Статистические методы эффективны только при наличии большого фонда скважин, длительное время находящихся и эксплуатации, что осложняет их использование применительно к месторождениям баженовского горизонта.

Коллективом геологов ЗапСибНИГНИ [7] предлагался метод, основанный на представлениях о квазизамкнутом, упругопластическом режиме фильтрации. При этом для оценки запасов не требуется знание детальной гидродинамической модели, важны лишь факты, что область фильтрации в каждый момент строго ограничена, но со временем увеличивается и емкость коллектора в процессе разработки существенно уменьшается. По методическим основам разработанный подход находится на стыке объемного и балансового методов, что позволяет, с одной стороны, рассчитывать запасы достаточно

дифференцированно по площади, а с другой - отказаться от использования весьма сложно определяемого параметра-коэффициента нефтеотдачи.

При этом уравнение, описывающее характер падения пластового давления с ростом отбора нефти выглядит следующим образом:

$$Q_i = q_p \left[1 - e^{-(\gamma + \beta)(p_o - p_i)} \right]^{1 + \frac{\gamma}{(\gamma + \beta)\lambda}}$$

Q_i – накопленная добыча при достижении текущего пластового давления P_i ;

q_p – количество нефти, извлеченное из скважины при падении начального пластового давления на 1 атм (0,1 МПа);

γ и β – коэффициенты сжимаемости пластовой системы и нефти.

λ - коэффициент, отражающий темпы поступления нефти в скважину за счет уменьшения пустотного пространства коллектора и расширения объема дренирования.

Для убедительности своих теоретических изысканий исследователями были приведены фактические и расчетные значения отборов нефти за последующие годы после вывода формулы в пределах месторождения Большой Салым (Таблица 1).

Таблица 1

Сравнение расчетных объемов нефти по скважинам месторождения Большой Салым (Нестеров и др.)

| Номер скважины | Дата замера | Пластовое давление; МПа | Фактическая сумма отбора, м ³ | Расчетная сумма отбора, м ³ |
|----------------|-------------|-------------------------|--|--|
| 24 | 28.07.1977 | 32,0 | 60433 | 61498 |
| | 21.01.1980 | 27,8 | 100091 | 97872 |
| | 11.04.1980 | 27,04 | 102861 | 105853 |
| | 16.05.1980 | 27,73 | 103961 | 98629 |
| | 23.03.1981 | 25,61 | 111327 | 121425 |
| | 19.05.1981 | 26,64 | 111434 | 110138 |
| | 03.10.1983 | 16,19 | 118603 | 237220 |
| 27 | 24.11.1978 | 27,6 | 152396 | 145044 |
| | 27.03.1980 | 25,0 | 199670 | 196207 |
| | 17.06.1980 | 26,14 | 207518 | 166932 |
| | 11.01.1981 | 25,53 | 224341 | 179190 |
| | 16.10.1981 | 23,52 | 248608 | 221361 |
| | 18.08.1982 | 18,2 | 269668 | 355115 |
| | 15.08.1984 | 14,92 | 287986 | 448540 |
| 28 | 26.01.1979 | 18,89 | 130329 | 109870 |
| | 16.11.1979 | 16,54 | 158617 | 130269 |
| | 27.11.1979 | 17,28 | 159178 | 123701 |
| | 02.03.1980 | 17,09 | 164490 | 125374 |
| | 24.06.1980 | 16,72 | 172134 | 128658 |
| | 13.07.1980 | 16,59 | 173766 | 129848 |
| | 15.01.1981 | 16,65 | 189356 | 129302 |
| | 03.02.1981 | 15,85 | 190266 | 136483 |
| | 10.10.1981 | 12,28 | 210915 | 170766 |
| | 19.11.1981 | 13,26 | 212682 | 161038 |
| | 10.04.1982 | 11,6 | 222711 | 177594 |
| 16.08.1984 | 8,01 | 248880 | 215490 | |
| 64 | 05.02.1979 | 22,1 | 146000 | 160214 |
| | 11.09.1979 | 21,0 | 163523 | 174889 |
| | 12.06.1980 | 19,02 | 190795 | 200255 |
| | 26.02.1981 | 18,47 | 207532 | 208511 |
| | 18.11.1981 | 18,56 | 226412 | 207105 |

Преимуществом данной методики позволяет отказаться от определения коэффициентов нефтенасыщенности и нефтеотдачи. Как отмечалось, последний параметр существующими гидродинамическими схемами и при имеющемся объеме фактической информации в настоящее время определен быть не может.

При этом нужно учитывать одно обстоятельство. Согласно изложенной модели залежей нефти в баженовской горизонте при разработке могут оставаться линзы, не

включенные в область дренирования. Необходимо вводить коэффициент прерывистости залежей. По мнению В. М. Добрынина, его значение, полученное на основе анализа опыта эксплуатации других типов месторождений, необходимо брать равным 0,7. Авторы методики предлагали определять коэффициент прерывистости рассчитывать по формуле:

$$K_{\text{пр}} = S_i/S$$

(S—общая площадь месторождения; S_i —площадь, оцениваемая по промышленным категориям запасов нефти А, В, С,).

Список литературы

1. Гришин Ф.А., Оценка разведанных запасов нефти и газа. М. Недра, 1969, 248 с.
2. Добрынин В.М. Метод определения запасов нефти в порово-трещинных коллекторах с АВПД – Геология нефти и газа, 1983, № 12, с. 1-6.
3. Добрынин В.М., Мартынов В.Г. Коллектор нефти в нефтематеринских глинистых породах толщах – Геология нефти и газа, 1979, № 7, с. 36-43
4. Коллекторы нефти баженовской свиты Западной Сибири. Под ред.: Т.В. Дорофеевой Л., Недра, 1983, 131 с.
5. Мингареев Р.Ш., Валиханов А.В., Вахитов Г.Г. Гидродинамические особенности разработки слоистых пластов с проявлением начального градиента давления. Казань, 1972, 128 с.
6. Нестеров И.И. Новый тип коллектора нефти и газа – Геология нефти и газа, 1979, № 10, с. 26-29.
7. Нестеров И.И., Ставицкий Б.И. и др. Особенности подсчета запасов извлекаемых запасов нефти в залежах баженовского типа. Тюмень, ЗапСибНИГНИ, 1987 г., 22 с.
8. <http://pda.gazprom-neft.ru/sibneft-online/archive/195/832778/>