

ОБЩАЯ И РЕГИОНАЛЬНАЯ ГЕОЛОГИЯ

УДК 622.276 (476)

О. К. АБРАМОВИЧ, А. А. АБРАМОВИЧ

ОБОСНОВАНИЕ ПЕРЕЧНЯ КРИТЕРИЕВ, ОЦЕНИВАЕМЫХ ПРИ АНАЛИЗЕ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

*УО «Гомельский государственный университет имени Ф. Скорины»,
г. Гомель, Республика Беларусь,
olga_pbe@mail.ru*

Не представляется возможным классифицировать чётко и однозначно нефтяные залежи в силу их индивидуальности по ряду признаков: тектонических, структурных, стратиграфических, литологических, ёмкостно-фильтрационных, гидрогеологических и термодинамических условий залегания. Также они различаются по величине запасов, фазовому состоянию и соотношению фаз, физико-химическим свойствам самих углеводородов, поэтому возникают сложности с определением алгоритма проектирования разработки залежей углеводородов. Многие специалисты считают научной основой теории разработки месторождений нефти и газа универсальный закон сохранения энергии, который в этой теории выступает в виде метода материального баланса. Однако взаимосвязь и зависимость многих параметров залежи приводят к значительным погрешностям. Возможность выстроить чёткую зависимость отдельных параметров от внешних условий, позволяет модернизировать классическую теорию и повлиять на качество окончательных результатов и выводов. Существует ряд стандартных задач, которые решаются с высокой степенью вероятности:

- оценка добывных возможностей залежей и отдельных ее объектов;
- оценка величины содержащихся в залежи запасов;
- оценка достоверности числящихся на балансе запасов;
- оценка энергетического состояния самих залежей, форм и масштабов возможного проявления её энергетики;
- оценка энергетических возможностей водонасыщенной части резервуара, роли и масштабов ее воздействия на углеводородную часть залежи;
- оценка последствий как положительных, так и отрицательных искусственного воздействия на залежь и ее отдельные участки.

Практическое использование стандартных уравнений всё-таки вызывает затруднение. В качестве примера можно привести ряд фактов, касающихся Российских месторождений:

– на Варьеганском месторождении Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции России за некоторый период в три объекта было закачано 526 млн. м³ воды, а отобрано из них 238,7 млн. т жидкости, в том числе 116,3 млн. т нефти. Если предположить, что переводной коэффициент из поверхностных условий в пластовые для нефти составит 2,5 м³/т, а добытой воды 1 м³/т, то окажется, что в этот объект закачано более чем на 100 млн. м³ воды больше, чем отобрано жидкости. В целом по месторождению этот дисбаланс достиг величины 200 млн. м³. Возникает вопрос о причине дисбаланса т.к. объект представляет собой совокупность пластовых залежей, а закачка воды производилась во внутриконтурные нагнетательные скважины;

– на Возейском месторождении возникли аналогичные несоответствия. При закачке в залежь 199 млн. м³ воды, отбор из нее составил 44,4 млн.т. нефти и 98 млн. т воды,

в пластовых условиях это около 170 млн. м³. Таким образом, на этой залежи – пластовой и разрабатываемой при внутриконтурном заводнении – избыток закачанной воды над отобранной жидкостью составил около 30 млн. м³, что существенно превышает величину оставшихся извлекаемых запасов нефти.

Подобные несоответствия, как в положительную, так и в отрицательную сторону могут привести к необоснованным выводам по итогам анализа разработки, так как основной смысл геолого-промыслового анализа разработки состоит в воспроизводстве корректного научно-обоснованного представления об изменениях состояния залежей углеводородов во времени в результате извлечения из залежи ее продукции. В соответствии с законом сохранения энергии эти изменения, главным образом, характеризуются взаимозависимыми изменениями углеводородонасыщенного объема, пластового давления и физико-химических свойств углеводородов.

В процессе разработки залежей нефти происходит:

- изменение объема и количества углеводородов;
- изменение пластового давления;
- изменение свойств пластовых флюидов.

В процессе выработки запасов нефти могут проявить себя самые различные режимы: истощения, включающий в себя упругий режим, растворенного газа, газонапорный, газовый режимы и их возможное сочетание. Теоретически обосновано и на практике доказано, что возможности выработки запасов существенно расширяются в условиях поступления в залежь дополнительной энергии. Это может быть связано с внедрением в залежь воды или в результате проявления естественного водонапорного режима. Есть возможность оценить роль и степень проявления естественных режимов на основе материального баланса. Решение этой задачи является важнейшей составной частью геолого-промыслового анализа разработки залежей, и оно заключается в составлении баланса между объемами добытой продукции и закачанной воды в пластовых условиях на основе документальной промысловой информации о количествах отбираемой из залежи нефти и попутной воды и объемах закачиваемой воды, приведенных к пластовым условиям. Однако строгое аналитическое решение такой задачи невозможно. Существуют программы, позволяющие получить результаты с высокой степенью приближения, разработанные, в том числе и в институте «БелНИПИнефть». Программы позволяют скорректировать начальный баланс по залежи на определенную дату разработки.

Нарушение баланса непременно приводит к изменению пластового давления. При отрицательном балансе в залежах пластовое давление снижается, а при положительном – увеличивается. В ходе разработки залежи, в соответствии с изменяющимися объемами отбираемой жидкости и закачиваемой воды, величина дисбаланса будет меняться, что так же отразится в поведении пластового давления. В связи с этим изучение поведения пластового давления в течение всего времени разработки залежи является одним из основных элементов геолого-промыслового анализа разработки.

Одним из основных условий корректного использования закона сохранения энергии является учет всех изменений физико-химических свойств флюидов и соотношений фаз, которые происходили в залежи в связи с изменениями знака и величины дисбаланса «закачка-отбор» и связанных с ними изменениями состояния пластового давления. Диапазон изменения свойств углеводородов в стандартных и пластовых условиях на конкретный период значителен и требует тщательного анализа глубинных проб. Несмотря на разнообразие свойств пластовых флюидов, установлена четкая зависимость их от термодинамических условий, газосодержания, объемного коэффициента нефти, плотности пластовой нефти, коэффициента сжимаемости, молекулярного веса растворенного в нефти газа и содержания в нем различных компонентов, например, азота или метана, от давления при пластовой температуре.

Во многих случаях в ходе геолого-промыслового анализа разработки возникает целесообразность решения уравнения материального баланса на упругом режиме разработки относительно величины изменения пластового давления в залежи

$$\Delta P = \frac{q_n}{Q_n \cdot \beta^*},$$

что делает возможным сопоставить величины изменения пластового давления, рассчитанные на основе числящихся балансовых запасов с фактическими, на каждом этапе и в течение всего периода разработки залежи. При снижении в залежи пластового давления на 1 МПа, из залежи может быть вытеснено такое количество нефти, которое обеспечивается соответствующим количеством энергии самой расширяющейся нефти ($\beta_n \cdot S_n$), соответствующим количеством энергии расширяющейся воды, находящейся в нефтенасыщенном объеме резервуара ($\beta_w S_w$), и соответствующим количеством энергии сжатия порового пространства.

Очередной задачей, которая возникает при выполнении геолого-промыслового анализа разработки, является задача оценки необходимой величины дисбаланса «закачка-отбор» для обеспечения заданного уровня пластового давления в залежи на различных этапах ее разработки. Эта задача может быть решена путем оценки текущего коэффициента упругоёмкости пластовой системы на каждом этапе разработки залежи.

Коэффициент упругоёмкости пластовой системы изменяется в процессе разработки залежи в связи с изменениями коэффициента сжимаемости нефти, обусловленного изменениями пластового давления, а также и в связи с изменениями соотношения насыщающих резервуар нефти и воды, вызванными внедрением в залежь воды. В каждом конкретном случае текущий коэффициент нефтенасыщенности рассчитывается по формуле:

$$S_{нт} = \frac{(Q_n - q_n) \cdot S_{нн}}{Q_n}$$

где $S_{нт}$ и $S_{нн}$ – коэффициенты текущей и начальной нефтенасыщенности, соответственно, ед;
 Q_n – числящиеся начальные балансовые запасы нефти, т (m^3)
 q_n – количество добытой нефти, т (m^3).

При решении задач оценки энергетической характеристики залежей важной и обязательной процедурой является построение зависимостей изменения пластового давления в залежи от сложившегося состояния баланса между объемами закачиваемой воды и отбираемой продукции. Вид зависимости пластового давления от состояния дисбаланса «закачка-отбор» для каждой залежи и даже для отдельных объектов одной залежи характеризуются индивидуальными особенностями, и зависит от ряда причин: величины запасов нефти, соотношения воды и нефти, емкостных свойств коллектора, физико-химических свойств нефти, энергетических особенности резервуара.

Большой интерес для геолого-промыслового анализа разработки представляет сравнение расчетной зависимости поведения пластового давления от отборов нефти с фактической. Если, например, обратиться к анализу Верхневозейского месторождения и сравнить расчетную зависимость поведения пластового давления от отборов нефти с фактической за некоторый период, то на графике разработки можно выделить два участка: один из которых характеризует период разработки залежи на упругом режиме (линии практически совместились), а на втором участке расчётная зависимость расположилась значительно выше фактической. Возможно предположить факт подтверждения методом материального баланса величины подсчитанных объемным методом запасов нефти промышленной категории C_1 . Второй участок, касающийся запасов категории C_1+C_2 для этой залежи может интерпретироваться как отсутствие в залежи запасов нефти категории C_2 .

Опыт разработки нефтяных месторождений показывает, что эксплуатация залежей при давлениях несколько ниже давления насыщения при условии поддержания высокого пластового давления не ухудшает разработку, а наоборот, несколько увеличивает коэффициент нефтеотдачи [1].

Изучение имеющихся материалов по подсчету запасов, проектных документов на разработку и документов по анализу разработки каменноугольной и ассельской частей залежи нефти Возейского месторождения, составленных в разное время почти 25-ти летней истории разработки месторождения, показало значительное несоответствие достигнутых показателей разработки величине начальных балансовых запасов нефти. Это несоответствие проявилось в том, что ни один из прогнозов технологических показателей разработки, представленных этими проектными документами, не оказался сколько-нибудь близким к последующей действительности. Процент несоответствия от 12 до 90. Был сделан вывод о неэффективности принятой системы разработки и сложившейся системы поддержания пластового давления.

При изучении статистики результатов анализа нефтяных месторождений России, а также месторождений Припятского прогиба сделан вывод о приоритете оценки достоверности величины запасов. При использовании объемного метода подсчета запасов нефти и газа возникает много неопределенностей, поэтому оценка достоверности запасов, подсчитанных объемным методом, должна быть обязательным элементом геолого-промыслового анализа разработки, который должен основываться на использовании метода материального баланса.

Список литературы

1. Гришин, Ф.А. Промышленная оценка месторождений нефти и газа / Ф.А. Гришин // – М. : Недра. – 1975. – 304 с.

УДК 553.98

Р. В. АСВИНОВ

ГЕОЛОГИЯ И ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ КРИСТАЛЛИЧЕСКОГО ФУНДАМЕНТА

*РУП «Производственное объединение «Белоруснефть»,
г. Гомель, Республика Беларусь,
R.Asvinov@beloil.by*

Открытие в последние годы значительных по запасам, месторождений нефти и газа в породах кристаллического фундамента (КФ) во многих регионах вызывает серьезный интерес к этому объекту у геологов всего мира [1]. К настоящему времени у выявлено свыше 450 месторождений в разновозрастных образованиях фундамента с промышленными скоплениями углеводородов (УВ) в 54 нефтегазоносных бассейнах (НГБ) мира [2, 3, 4], в т.ч. в Днепровско-Донецком НГБ (Украина). В частности, открыты месторождения УВ: нефтяное Хухринское, газоконденсатное Юльевское, нефтегазовое Гашиновское. На отдельных площадях установлена продуктивность разуплотненных пород КФ: Скворцовская (нефть, газ), Нарыжнянская (газ, конденсат), Каравановская (газ), Коробочкинская (газ), Островерховская (газ, конденсат). Нефтепроявления из пород фундамента или при совместном испытании их с осадочным чехлом также отмечены на ряде площадей Северного борта (Тростянецкая, Прокопенковская, Коломийчихинская, Кудрявская) или в северной прибортовой зоне вблизи краевого разлома (Козиевская площадь). Кроме того, на ряде площадей Северного борта (Турутинская, Воскресеновская, Дружелюбовская, Радянская) и грабена (Ловиньская,