

ПРОГНОЗИРОВАНИЕ КОЭФФИЦИЕНТА УГЛЕВОДОРОДООТДАЧИ МОРСКИХ ГАЗОВЫХ И ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Самедов Т. А., Новрузова С. Г., Самедзаде А. Т.

1. Введение

Интенсивное развитие газодобывающей промышленности требует повышения эффективности процесса добычи природного газа и конденсата, повышения коэффициента углеводородоотдачи пластов, совершенствование системы разработки и эксплуатации газовых и газоконденсатных месторождений. Это, в свою очередь, указывает на необходимость уделять особое внимание выбору и применению новых математических методов в условиях недостаточности геологоразведочных данных с целью прогнозирования основных показателей разработки месторождений газа и газоконденсата [1].

Морские газовые и газоконденсатные месторождения Азербайджана находятся на завершающем этапе разработки. Поэтому в настоящее время на промыслах существует определенный объем геологоразведочных данных для прогнозирования как коэффициентов текущей, так и конечной газо- и конденсатоотдачи.

Коэффициент конечной углеводородоотдачи является очень важным параметром, характеризующим экономическую эффективность системы разработки газового и газоконденсатного месторождения. В связи с этим, можно отметить, что оценка коэффициента углеводородоотдачи на этапе разработки технологической схемы опытно-промышленной эксплуатации месторождения и проекта разработки имеет важное значение [1, 2].

Актуальность усовершенствования методов оценки коэффициентов конечной и текущей углеводородоотдачи напрямую зависит от принципа более точного определения запасов углеводородных месторождений и уровня обеспечения страны в целом этими запасами. Применение этих методов имеет огромное значение при проектировании разработки как отдельных, так и групповых месторождений, а также в долгосрочном планировании добычи газа и конденсата. Ошибки в определении углеводородных запасов, как в направлении снижения, так и в направлении увеличения, могут привести к ненужным слишком большим дополнительным затратам для народного хозяйства [3, 4].

Так, в [5] исследуются задачи создания методов повышения газоотдачи залежей природных газов с учетом применения геолого-промысловых данных. А в [6] дается одна эффективная схема расчета коэффициента газоотдачи для морских месторождений с помощью регрессионного подхода. В [7, 8] были анализированы задачи прогнозирования влияния пластовой воды на конденсатоотдачу и обоснования проектной добычи на морском месторождении. В [9, 10] на основе системного подхода к оценке важнейшей характеристики освоения газового месторождения – полноте извлечения газа из залежи – приводятся основные факторы, влияющие на коэффициент конечной

газоотдачи и основные положения методики обоснования конечной газоотдачи месторождений (залежей).

Учитывая важность и огромный интерес исследователей, *объектом исследования* является прогнозирование углеводородоотдачи морских газовых и газоконденсатных месторождений на разных этапах их разработки. *Целью исследования* является выбор моделей прогнозирования коэффициента текущей и конечной газо- и конденсатоотдачи морских газовых и газоконденсатных месторождений по созданию специальных моделей их определения для разных периодов перед обводнением месторождения.

2. Методика проведения исследований

Следует отметить, что в комплексе проблем оценки коэффициента углеводородоотдачи остаются вопросы, которые еще не изучены или недостаточно глубоко изучены. Естественно, что методы прогнозирования коэффициента углеводородоотдачи, а также методы их повышения не являются единоразово решаемыми проблемами [1, 3].

В исследовательской работе [11] были даны достаточно подробные заключения по данному вопросу. Рассмотрим некоторые основные результаты, полученные в результате проведения этих исследовательских работ.

1. В зависимости от конкретных геолого-технических и экономических условий разработки газовых и газоконденсатных месторождений коэффициент конечной углеводородоотдачи может варьироваться в широких пределах – от 45 до 98 %.

2. Самый высокий коэффициент газоотдачи (85–95 % и более) характерен для месторождений, эксплуатируемых в газовом режиме на истощение и в упруго-водонапорном режиме с меньшим количеством внедрившейся воды.

3. Коэффициент конечной газоотдачи для газовых месторождений, разрабатываемых в упруго-водонапорном режиме при неравномерном движении контурных и подошвенных вод по неоднородным коллекторам равен 60÷70 %, и 85÷90 % для газовых месторождений с более благоприятными геологическими условиями. В некоторых случаях высокие коэффициенты газоотдачи (90 % и более) наблюдаются в высокопроницаемых однородных коллекторах и в месторождениях, разрабатываемых в жестко-водонапорном режиме.

4. Было установлено, что коэффициент конечной газоотдачи газовых месторождений, разрабатываемых в газовом режиме, в основном зависит от производительности скважин, давления и проницаемости пород на заключительном этапе разработки.

Коэффициент конечной газоотдачи пластов, разрабатываемых в упруго-водонапорном режиме, в основном, определяется [12]:

- темпом отбора газа;
- интенсивностью и характером поступления воды в пласт;
- насыщением газом обводненной части пласта;
- параметрами пластовых коллекторов;
- геологическим строением продуктивных горизонтов.

5. Коэффициент конечной газоотдачи можно оценить с помощью простых зависимостей, приведенных ниже [13]:

а) для газового режима:

$$\beta_k = 1 - \frac{P_k z_0}{z_k P_0}; \quad (1)$$

б) для упруго-водонапорного режима, охваченного процессом заводнения всего объема продуктивных пластов:

$$\beta_k = 1 - \eta \frac{P_k z_0}{z_k P_0}; \quad (2)$$

в) для упруго-водонапорного режима, частично охваченного процессом заводнения начального порового объема продуктивных пластов в конце разработки:

$$\beta_k = 1 - \frac{P_k z_0}{z_k P_0} + \frac{\Omega_{ov} z_0}{\Omega_0 P_0} \left(\frac{P_k}{z_k} - \eta \frac{P_v}{z_v} \right). \quad (3)$$

Поясним символы, принятые в формулах (1)–(3):

P_o , P_k , P_v – соответственно, начальное и конечное значения средневзвешенного давления в газовой части пласта и значение средневзвешенного давления в водяной части пласта;

z_o , z_k , z_v – соответственно, коэффициенты сверхсжимаемости газа для этих значений давления;

η – остаточная газонасыщенность пласта: $\eta = (\Omega_{ov} - \Omega_v) / \Omega_{ov}$;

Ω_o , Ω_{ov} – соответственно, начальные и водоносные поровые объемы пласта;

Ω_v – объем воды, внедрившейся в пласт.

6. Коэффициент конечной конденсатоотдачи при разработке газоконденсатных месторождений определяется как отношение общей добычи конденсата к первоначальному запасу конденсата [12]:

$$\beta_k = \frac{\sum Q_k}{Q_{k.n}}. \quad (4)$$

Если при закачке воды в пласт пластовое давление сохранится в начальном значении или выше начального давления конденсации, а также если пласт будет разрабатываться в жестко-водонапорном режиме, то коэффициент конечной конденсатоотдачи будет равен коэффициенту конечной газоотдачи.

Часть газовых и газоконденсатных месторождений, расположенных в азербайджанском секторе Каспийского моря, эксплуатируется на завершающем этапе разработки. Это означает, что для анализа процессов разработки месторождений, а также различных мероприятий, осуществляемых в процессе разработки, в настоящее время по этим месторождениям накоплено в достаточном количестве геологоразведочных данных. Кроме того, на основе выбранной лучшей

математической модели можно прогнозировать коэффициенты текущей и конечной углеводородоотдачи различных месторождений.

С этой целью можно использовать геолого-промысловые данные по VII и VIII горизонтам газоконденсатного месторождения Булла-море (Азербайджан), а также по VII горизонту месторождения Сангачал-море-Дуванны-море-Хара-Зиря (Азербайджан).

Из анализа технологических процессов газоотдачи известно, что при выборе моделей для прогнозирования коэффициентов конечной газо- и конденсатоотдачи используются различные методы [3].

Для повышения эффективности разработки газовых и газоконденсатных месторождений необходимо в первом подходе выбрать наиболее точные модели для прогнозирования технологических показателей [13].

3. Результаты исследований и обсуждение

Математическое моделирование является одним из наиболее широко используемых и эффективных способов анализа и обработки газовых и газоконденсатных месторождений для прогнозирования технологических параметров. В частности, широко используются математические модели для диагностики характерных процессов разработки на основе интегрированных характеристик, качественного и количественного прогнозирования основных показателей, установления последующего целесообразного решения проблемы и определения динамики изменения показателей газоотдачи.

Практика разработки длительно разрабатываемых газовых и газоконденсатных месторождений показывает, что применение эволюционных моделей более целесообразно и эффективно для точного прогнозирования ихвлекаемых запасов газа на определенных этапах разработки [13]. В этом подходе газовые и газоконденсатные залежи рассматриваются как сложная система, процесс роста, который имеет эволюционный характер, и состоит из некоторых полусистем вследствие комплексного влияния внешних факторов. В процессе газоотдачи в качестве таких факторов можно указать характер изменения пластового давления, фонда скважин, обводнения пласта, а также различные методы воздействия на пласт.

Кривые роста показателей разработки от воздействия вышеуказанных факторов могут иметь различный характер в результате вынужденного воздействия всех факторов на процесс газоотдачи. Эти кривые могут быть выражены следующими типами эволюционных моделей:

$$V = A + Be^{-\alpha t}, \quad (5)$$

где A , B , α – коэффициенты модели, которые характеризуют характеристики роста в рассмотренном этапе; причем при $t \rightarrow \infty$ имеем: $V \rightarrow A$.

Для определения коэффициентов текущей газо- и конденсатоотдачи продуктивных пластов запасы газа исследуемого пласта уточняются методом эволюционного моделирования, состоящего из двух этапов [13].

На первом этапе исследования выполняется предварительный анализ (интервал обучения) и прогнозирование конечной части кривого изменения добычи (интервал экзамена).

В результате дисперсионного анализа фактических и расчетных данных добычи газа определяется более точный вид модели.

На следующем этапе с помощью вышеупомянутых коэффициентов модели прогнозируется добыча запасов газа для условий, в которых показатели системы разработки остаются постоянными.

Часто невозможно определить границу переходных процессов в результате первоначального анализа информации.

Следует отметить, что применение теории катастроф позволяет определить характер и время качественных изменений в анализируемой системе. Согласно этой теории, любая система должна находиться в равновесии. В результате изменения ее параметров стабильность системы подрывается, и в результате качественных изменений, которые могут произойти при определенных обстоятельствах, это истощение может быть полностью устранено. Вследствие чего состояние параметризованной системы может привести к ее переходу из одного состояния в другое.

При анализе процесса добычи газа для диагностики состояния системы используются геолого-промысловые данные, собранные в течение периода исследования [14].

В теории катастроф предполагается, что состоянием рассмотренного процесса управляет любая потенциальная функция, локальные минимумы которых совпадают с уравновешенными точками системы.

В этом случае полученные результаты могут быть выражены нижеприведенным дифференциальным уравнением [13]:

$$y' = ax^2 + bx + c, \quad (6)$$

где a , b и c – постоянные коэффициенты уравнения.

Потенциальная функция выбирается таким образом, чтобы ее критические точки совпадали с кризисными точками исходной системы.

Используя условие $D = b^2 - 4ac$ из решения уравнения (6) для потенциальной функции множества аварий определяется область значений параметров, для которых происходят качественные изменения в системе. Знак параметра D позволяет определять характер этих изменений.

С целью анализа динамики изменения коэффициентов текущей и конечной газо- и конденсатоотдачи по балансовым и извлекаемым запасам были построены зависимости $\beta_g - t$ и $\beta_k - t$ (β_g – коэффициент газоотдачи).

С течением времени добыча газа и конденсата начала снижаться из-за обводнения действующих скважин. В результате была разработана специальная модель для предшествующего и последующих периодов перед обводнением месторождения, чтобы предсказать коэффициенты текущей и конечной

углеводородоотдачи VII горизонта месторождения Сангачал-море-Дуванны-море-Хара-Зиря (Азербайджан).

Для расчета коэффициентов углеводородоотдачи на основе полученных результатов можно предложить следующие модели:

Для I этапа разработки:

1. По извлекаемым запасам:

$$\beta_e = 1,202 - 1,673e^{-0,078t}.$$

2. По балансовым запасам:

$$\beta_e = 0,886 - 1,233e^{-0,0783t}.$$

Для II этапа разработки:

1. По извлекаемым запасам:

$$\beta_e = 0,995 - 1,88e^{-0,1216t}.$$

2. По балансовым запасам:

$$\beta_e = 0,732 - 1,429e^{-0,124t},$$

где e – основание натурального логарифма; t – время разработки.

Предлагаемый метод позволяет определить изменения в этапах разработки и выбрать математические модели для прогнозирования коэффициентов текущей и конечной углеводородоотдачи для различных этапов разработки.

4. Выводы

Применены оптимальные математические методы для прогнозирования показателей разработки и коэффициентов углеводородоотдачи. Предложенные в работе математические модели позволяют прогнозировать коэффициенты текущей и конечной углеводородоотдачи для разных этапов разработки морских газовых и газоконденсатных месторождений. Также полученные модели позволяют определить коэффициенты текущей и конечной углеводородоотдачи морских газовых и газоконденсатных месторождений при существующих плотностях сетки скважин и темпах разработки.

Полученные результаты создадут возможности для управления стратегией разработки месторождения и выбора оптимального метода геолого-технических мер, применяемых с целью повышения коэффициента конечной углеводородоотдачи. А также могут быть применены в прогнозировании коэффициента текущей и конечной углеводородоотдачи месторождений на морских газовых и газоконденсатных месторождениях, а также газоконденсатных месторождений с нефтяной оторочкой.

Литература

1. Закиров, С. Н. (1998). *Разработка газовых, газоконденсатных и нефтегазо-конденсатных месторождений*. Москва: Струна, 628.
2. Закиров, С. Н. (1998). О нефте-, газо- и конденсатоотдаче пласта (в порядке обсуждения). *Нефтяное хозяйство*, 6, 38–40.
3. Мирзаджанзаде, А. Х., Шахвердиев, А. Х. (1997). *Динамические процессы в нефти газодобыче*. Москва: Наука, 253.
4. Калинин, А. В., Люгай, Д. В., Билалов, Ф. Р. (2012). Реализация основных положений концепции разработки месторождений углеводородов на завершающей стадии. *Газовая промышленность*, 4 (675), 20–23.
5. Савченко, В. В. (1994). *Создание методов повышения газоотдачи залежей природных газов с учетом применения геолого-промысловых данных*. ГАНГ им. И. М. Губкина, 44.
6. Самедов, Т. А., Микаилова, Н. Э. (2014). Упрощенная схема расчета коэффициента газоотдачи для морских месторождений с помощью регрессионного анализа. *Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса*, 6, 47–50.
7. Краснова, Е. И., Лапутина, Е. С., Краснов, И. И. (2015). Прогнозирование влияния пластовой воды на конденсатоотдачу. *Нефть и газ Западной Сибири: материалы Международной научно-технической конференции, посвященной 90-летию со дня рождения Косухина Анатолия Николаевича*. Тюмень: ТюмГНГУ, 49–53.
8. Лысенко, В. Д. (2006). Обоснование проектной добычи нефти на морском месторождении. *Нефтепромысловое дело*, 1, 4–15.
9. Васильев, Ю. Н., Ильницкая, В. Г. (2014). Основные факторы, влияющие на коэффициент конечной газоотдачи. *Вести газовой науки*, 3 (19), 116–120.
10. Зыкин, М. Я., Перемышцев, Ю. А., Фриман, Ю. М. (2008). Основные положения методики обоснования конечной газоотдачи месторождений (залежей). *Недропользование XXI век*, 5, 34–42.
11. Брусиловский, А. И. (2002). *Фазовые превращения при разработке месторождений нефти и газа*. Москва: Грааль, 575.
12. Кондрат, Р. М. (1992). *Газоконденсатоотдача пластов*. Москва: Недра, 255.
13. Мирзаджанзаде, А. Х., Степанова, Г. С. (1977). *Математическая теория эксперимента в добыче нефти и газа*. Москва: Недра, 198.
14. Aziz, K., Settari, A. (1979). *Petroleum Reservoir Simulation*. London: Elsevier Applied Science, 475.