

УДК 622.279

**МЕТОД АДАПТАЦИИ ПОДЪЕМА ГАЗОВОДЯНОГО
КОНТАКТА ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ**
METHOD OF ADAPTATION OF RISE OF GAS-WATER CONTACT
OF GAS FIELDS

**З. Н. Шандрыголов, Ю. А. Архипов, Н. В. Гумерова, К. К. Курин,
М. В. Морев**

Z. N. Shandrygolov, Yu. A. Arkhipov, N. V. Gumerova, K. K. Kurin, M. V. Morev

ООО «ТюменНИИгипрогаз», г. Тюмень

ООО «Газпром добыча Ныдым», г. Ныдым

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

*Ключевые слова: газоводяной контакт; адаптация гидродинамической модели;
компьютерные технологии; моделирование*

Key words: gas-water contact; adaptation of hydrodynamic model; computer technology; modeling

В настоящее время нефтегазодобывающая отрасль является одной из базовых отраслей народного хозяйства страны. Ее успешное функционирование и рациональное использование определяют состояние экономики государства как сейчас, так и в ближайшем будущем. Использование компьютерных технологий в этой отрасли обусловлено необходимостью анализа больших массивов данных исходной информации, а также сложностью определения взаимодействия параметров месторождения в динамике. Неоднократно доказана эффективность применения компьютерных технологий при проектировании и сопровождении разработки газовых месторождений, позволяющая не только оптимизировать выработку запасов углеводородов, но и прогнозировать наилучшее с экономической точки зрения время реализации для геолого-технологических мероприятий (ГТМ) по реконструкции скважин, наземной сети и т. д. По этой причине широко распространено применение постоянно действующих геолого-технологических моделей (ПДГТМ). В своей основе такие модели содержат уравнения фильтрации согласно подходам механики сплошной среды [1]. Гидродинамические модели в данном случае ведут расчет, преобразовывая известные аналитические модели в численные. Однако применение гидродинамических моделей не означает, что аналитические модели перестают использоваться. Напротив, при построении гидродинамической модели применяются аналитические модели для анализа входных данных и результатов моделирования.

Построение качественной ПДГТМ проводится в несколько этапов. По результатам исследований сейсмики, керна, геофизических исследований скважин (ГИС) создается геологическая модель, точно отражающая состояние залежи до введения в разработку. Затем, с использованием действующей геологической модели, создается гидродинамическая модель, в которой учитывается изменение во времени характеристик залежи и углеводородов. Точность воспроизведения моделью исторических данных отражает качество настройки (адаптации) гидродинамической модели. Адаптация является одним из самых трудозатратных этапов построения гидродинамических моделей. Без корректного воспроизведения данных истории разработки невозможно адекватно спрогнозировать технологические показатели залежи, составить план предстоящих мероприятий, предоставить рекомендации по работе скважин. Одним из важных критериев качества адаптации модели газовых месторождений является настройка подъема газоводяного контакта (ГВК). Точно воспроизводя историю подъема ГВК, возможно рассчитать скорость дальнейшего продвижения фронта воды, что

позволит определить адресные рекомендации по режиму работы скважин с целью предотвращения преждевременного обводнения интервалов перфорации, а также прогнозирования необходимых геолого-технологических мероприятий на скважинах. Ошибочное представление о динамике подъема газовой воды контакта может повлечь за собой неверное формирование плана ГТМ, что приведет к нерациональным вложениям и, как следствие, к падению экономической эффективности в целом.

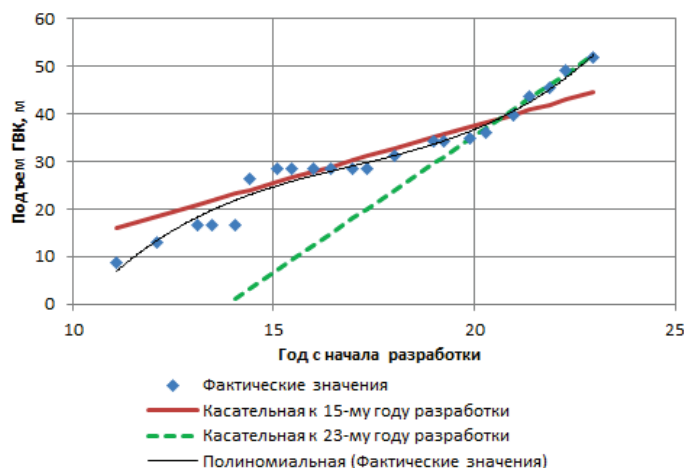
Рациональная добыча полезных ископаемых на месторождении подразумевает не только достижение максимально возможных показателей коэффициента газоотдачи (КИГ), коэффициента нефтеотдачи (КИН), коэффициента конденсатоотдачи (КИК), но и грамотное распределение денежных средств, всестороннюю оценку капитальных и эксплуатационных затрат. Капитальный ремонт газовых скважин, направленный главным образом на водоизоляцию скважин от поступающей пластовой воды, является одной из статей расходов по части эксплуатационных затрат. В периоды постоянной и падающей добычи принято закладывать 1,0–1,5 % от балансовой стоимости основных фондов на капитальный ремонт скважин (КРС). На поздней стадии разработки КРС составляет приблизительно 1,5 % от общей суммы эксплуатационных затрат. Таким образом, очевидна необходимость комплексного анализа этой статьи затрат для наиболее рационального применения выделяемых средств. Использование ПДГТМ позволяет предоставлять адресные рекомендации по проведению КРС, руководствуясь прогнозными показателями динамики продвижения воды к скважинам. Адаптация исторического расчета модели на результаты фактических замеров необходима для наиболее точных оценок численности фонда под КРС.

Для наилучшего воспроизведения обводнения залежи в модели необходимо наиболее адекватно воспроизвести основные параметры залежи, а также историю разработки месторождения. При соответствии процессов, проходящих в пласте, процессам, проходящим в ПДГТМ, возможно с высокой степенью вероятности предсказывать внедрение воды в пласт. Однако при оценке объема внедрившейся воды возникает ряд затруднений. Это связано, во-первых, с недостатком информации о распределении внедрения пластовой воды в объеме залежи, во-вторых, с недостаточной представительностью данных ГИС, в-третьих, с технологическим характером (подтягиванием конусов пластовой воды, продвижением воды по цементному кольцу и др.). Чтобы корректно воспроизвести исторический подъем ГВК, необходимо верно воссоздать условия истощения залежи. Таким образом, при адаптации ГВК необходимо учитывать скорость внедрения воды в залежь, предполагаемый объем водоносного пласта, геологическое строение залежи, исторические объемы добычи газа.

Стандартный подход к моделированию подъема ГВК подразумевает подключение к нижним слоям ГТМ численной модели водоносного пласта, с индивидуальным назначением интенсивности подключаемых ячеек. В некоторых случаях пиковые количественные значения могут превышать значения интенсивности по залежи в среднем в несколько десятков раз. Такой подход сложно обосновать с физической точки зрения, поскольку использование модели водоносного пласта подразумевает внедрение воды с одинаковой интенсивностью по всей площади залежи. Таким образом, использование множителей аквифера применяется для того, чтобы исправить зоны с наличием геологических аномалий, в частности с аномально высокими или низкими значениями анизотропии пласта [2]. Представленный подход позволяет настроиться на последний проведенный замер ГВК. Зачастую при адаптации подъема ГВК необходимо корректировать вертикальную проницаемость ячеек, так как недостаточно точное определение свойств анизотропии пород вносит долю неопределенности относительно этого параметра. В связи с этим разработан метод, позволяющий корректировать

непосредственно причину, из-за которой приходится вводить множители интенсивности водоносного пласта по регионам при использовании традиционного подхода — не соответствующую историческим подъемам ГВК вертикальную проницаемость.

Предлагаемым методом для определения корректировочных коэффициентов является аппроксимация исходной информации о подъемах ГВК. Аппроксимация замеров позволяет уменьшить влияние неточных или ошибочных измерений на адаптацию подъема ГВК, что приводит к меньшему изменению геологической основы модели. Аппроксимирующее уравнение между тем является непрерывной функцией, что позволяет найти касательную к любой ее точке (рис. 1).



*Рис. 1.
Аппроксимация
исходных данных,
настройка подъема
с использованием
касательной
к аппроксимиро-
ванным данным*

Очевидно, что в уравнении касательной $y = kx + b$ при уменьшении коэффициента k угол наклона прямой уменьшается, а при увеличении — увеличивается. Относительно адаптации вертикальной проницаемости газовых месторождений, такое уменьшение или увеличение коэффициента угла наклона тесно связано с фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС) исследуемых пропластков. В связи с этим, на основании анализа касательных, возможна корректировка неадаптированных пропластков с учетом уже адаптированных по формуле

$$permz_2 = \frac{permz_1 \cdot k_2}{k_1}, \quad (1)$$

где $permz_n$ — вертикальная проницаемость пропластка n ; k_n — коэффициент угла наклона касательной $y = kx + b$ пропластка n .

Предложенная корректировка позволяет выявить зоны с параметрами, которые необходимо адаптировать. Так как для подъема уровня ГВК водному фронту необходимо преодолеть ячейки, залегающие ниже текущего положения ГВК, подвергаться корректировке будут именно они. Стоит отметить, что при адаптации модели, где подключаемые ячейки аквифера залегают глубже уровня начального ГВК, рекомендуется также рассматривать корректировку проницаемости в области от начального уровня ГВК до подключаемых ячеек.

В ходе создания алгоритма на основе предлагаемого метода был реализован подход, основанный на корректировке исходной петрофизической модели. В стандартном комплексе ГИС отсутствуют методы для прямого вычисления величины абсолютной проницаемости, поэтому на практике прогнозирование данного параметра осуществляется при помощи корреляционных зависимостей от пористости с привязкой к керновым исследованиям. Определение параметра пористости в ходе

интерпретации комплекса ГИС осуществляется с применением метода опорных пластов, в качестве которых служат глинистые и плотные породы с предельными значениями пористости либо пласты известного состава и пористости [3].

Первый этап интерпретации кривых ГИС — нормализация показаний по индивидуальным скважинам, принцип которой заключается в сопоставлении законов распределения показаний методов и приведении частного закона к опорному [4]. Пересчет нормированных значений по анализируемой скважине производится по формуле

$$N_n = N_{cp.on} + \frac{N - N_{cp}}{St} * St_{on}, \quad (2)$$

где N_n — нормированное значение кривой ГИС исследуемой скважины; N — текущее значение кривой в исследуемой скважине; $N_{cp.on}$ — среднее значение кривой в опорном интервале; N_{cp} — среднее значение кривой исследуемой скважины в опорном интервале; St — стандартное отклонение кривой исследуемой скважины в опорном интервале; St_{on} — стандартное отклонение кривой в опорном интервале.

На втором этапе производится расчет параметра пористости с использованием полуэмпирических зависимостей и привязки к керновым исследованиям

$$K_n = \frac{N_n - N_{ск}}{N_{жс} - N_{ск}}, \quad (3)$$

где $N_{ск}$ — значение параметра в скелете породы; $N_{жс}$ — значение параметра во флюиде.

В общем случае такой подход представляет собой масштабирование ГИС по опорным концевым точкам. Под масштабированием кривой понимается операция, осуществляемая по зависимости (4), в ходе которой изменяется диапазон входных данных с сохранением относительных пропорций между отдельными его элементами.

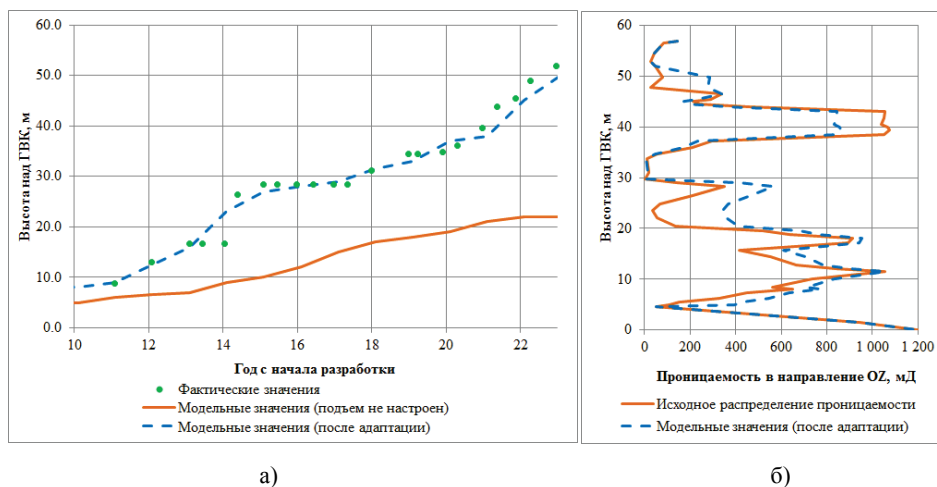
$$p'_i = p'_{min} + \frac{p'_{max} - p'_{min}}{p_{max} - p_{min}} (p_i - p_{min}), \quad (4)$$

где p_i — текущее значение параметра; p_{min} — минимальное значение параметра в текущем распределении; p_{max} — максимальное значение параметра в текущем распределении; p'_i — текущее масштабированное значение параметра; p'_{min} — минимальное значение параметра в масштабированном распределении; p'_{max} — максимальное значение параметра в масштабированном распределении.

Метод опробован при адаптации сеноманской залежи Юбилейного месторождения. Рассматриваемая залежь отличается довольно хорошими характеристиками проницаемости (до 3 000 мД), достаточно долгим периодом разработки (более 20 лет) с накопленной информацией о подъемах ГВК. Залежь массивная, отмечен смешанный упруговодонапорный режим работы залежи. В целом параметры залежи подходят для апробирования предлагаемых методов. На рисунке 2 представлен пример настройки подъема воды к скважине Юбилейного месторождения методом анализа аппроксимированных исходных данных с использованием методики масштабирования исходного распределения параметра проницаемости в направлении координаты Z .

В ходе апробации на Юбилейном месторождении при настройке ГВК подтверждена эффективность метода. Совершенные корректировки позволили настроить подъем ГВК более точно, чем при применении стандартного подхода. После кор-

ректирования ФЕС на исследуемой скважине предлагаемым методом, уровень ГВК соответствует фактическому.



а) б)
Рис. 2. Сопоставление модельных подъемов ГВК (а),
исходной и масштабированной проницаемости (б)

Представленный метод, в отличие от традиционного, позволяет уточнять анизотропию пласта, руководствуясь скоростью подъема воды в интервалах. Таким образом, в ходе адаптации подъема ГВК сеноманской залежи Юбилейного нефтегазоконденсатного месторождения доказана применимость предложенного метода. Подъем воды настроен по всему фонду скважин, где проводились достоверные замеры уровня ГВК. Отклонение от фактических замеров составило не более трех метров. Полученная модель может быть использована для прогнозных расчетов, позволяя рассчитывать технологические показатели разработки с учетом внедрения воды в залежь.

Список литературы

1. Азиз Х., Сеттари Э.. Математическое моделирование пластовых систем. – М.: Недра, 1982. – 16 с.
2. Математические методы моделирования сеноманской залежи Медвежьего месторождения / С. Ю. Свентский [и др.] // Вестник ЦКР Роснедра. – 2013. – № 6. – С. 7–11.
3. Итенберг С. С. Интерпретация результатов геофизических исследований скважин. – М.: Недра, 1987. – 375 с.
4. Меркулов В. П., Посысов А. А. Оперативный анализ коротажных диаграмм. – Томск, 2014. – 121 с.

Сведения об авторах

Шандрыголов Захар Николаевич, к. т. н., заведующий отделом разработки газовых месторождений, ООО «ТюменьНИИгипрогаз», г. Тюмень, тел. 8(3452)286756, e-mail: ShandrygolovZN@tngg.ru

Архипов Юрий Александрович, к. т. н. заместитель начальника отдела по разработке месторождений, ООО «Газпром добыча Надым», г. Надым, тел. 8(3499)567543, e-mail: ArgipovYA@nadym-dobycha.gazprom.ru

Гумерова Наталья Владимировна, к. т. н., доцент кафедры бизнес-информатики и математики, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, тел. 8(3452)283433, e-mail: Gumerova_n_v@mail.ru

Курин Константин Кириллович, младший научный сотрудник, ООО «ТюменьНИИгипрогаз», г. Тюмень, тел. 8(3452)286696, e-mail: kurinkk@tngg.ru

Морев Максим Викторович, младший научный сотрудник, ООО «ТюменьНИИгипрогаз», г. Тюмень, тел. 8(3452)286696, e-mail: morevmv@tngg.ru

Information about the authors

Shandrygolov Z. N., Candidate of Engineering, Head of Department of Development of Gas Fields, LLC «Tyumen-NIIgiprogaz», Tyumen, phone: 8(3452)286756, e-mail: ShandrygolovZN@tngg.ru

Arkhipov Yu. A., Candidate of Engineering, Deputy Head of Department of Development of Fields, LLC «Gazprom Dobycha Nadym», Nadym, phone: 8(3499)567543, e-mail: ArgipovYA@nadym-dobycha.gazprom.ru

Gumerova N. V., Candidate of Engineering, Associate Professor at the Department of Business Informatics and Mathematics, Industrial University of Tyumen, phone: 8(3452)283433, e-mail: Gumerova_n_v@mail.ru

Kurin K. K., Junior Researcher, LLC «TyumenNIIgiprogaz», Tyumen, phone: 8(3452)286696, e-mail: kurinkk@tngg.ru

Morev M. V., Junior Researcher, LLC «TyumenNIIgiprogaz», phone: 8(3452)286696, e-mail: morevmv@tngg.ru