

УДК 532.546, 553.98, 622.276

МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ОПТИМИЗАЦИИ ДОБЫЧИ ГАЗА НА ЭТАПЕ ДОРАЗРАБОТКИ ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

В. В. Яковлев[†], Ю. И. Калугин, Н. Г. Степовая

*Институт гидромеханики НАН Украины
ул. Желябова, 8/4, 03057, Киев, Украина*

[†]*E-mail: vyyak@yandex.ru*

Получено 02.02.2017

На базе математической модели плановой фильтрации многокомпонентной смеси углеводородов сформулирована и решена задача оптимизации распределения расходов скважин с целью максимально быстрого извлечения газа из газовых месторождений. Разработан алгоритм, позволяющий оптимально управлять процессом разработки газового месторождения с учетом ограничений на дебиты определенных скважин, а также включения и выключения скважин на период ремонтных работ. Для его реализации создана программа компьютерного расчета для произвольного количества слоев, скважин и компонентов смеси. Эффективность изложенного подхода продемонстрирована на примере модельного газового месторождения. Показано, что за счет управления процессом выравнивания давления в “областях питания” для каждой из скважин уменьшается перепад давления внутри области. Как следствие, в оптимальном варианте возможно увеличение добычи газа более, чем на 6% за более короткий период времени.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: газовое месторождение, добыча газа, оптимизация разработки, доразработка месторождения, математическая модель

1. ВВЕДЕНИЕ

Идея оптимизации добычи нефти и газа с помощью математического моделирования возникла еще в 1960-е годы. Однако тогда барьером на пути ее реализации был недостаточный объем оперативной памяти и быстрдействие вычислительной техники. В 1990-е годы, когда этот барьер был преодолен, и стало возможным рассчитывать месторождения, модели которых состояли из большого количества расчетных точек, за приемлемое для пользователя время, на рынке ПО в области моделирования разработки месторождений нефти и газа появилось множество конкурирующих между собой компаний.

Лидером в этой области уже многие годы считаются программные продукты фирмы Schlumberger, которые используются как сами по себе, так и в сочетании с другими приложениями, как это можно видеть, например, в работе [1].

Кроме того, разработками в области моделирования нефтегазоносных месторождений занимаются такие компании, как Smedvig Technologies, Roxar Software Solutions, Western Atlas, Landmark Graphics, Paradigm Geophysical, CogniSeis, CGG Petrosystems, PGS Tigress, Seismic Microtechnology, GeoMatic, Quick look, Tigress, Western Atlas и другие [2, 3].

Чтобы вытеснить иностранных конкурентов с российского рынка, группой местных компаний был создан мощный пакет “TimeZYX” на который в настоящее время перешло большинство крупнейших российских нефтегазодобывающих холдингов. Кроме того, данный пакет был внедрен на месторождениях Казахстана и Азербайджана. Приобрела его и китайская компания SINOPEC, EP Tech [4].

Применение в “TimeZYX” стохастического моделирования позволило учитывать трещиноватость при построении геологических и гидродинамических моделей пласта [5].

Однако большинство из этих пакетов программ рассчитывают только существующие режимы разработки месторождений либо их изменение по заранее определенному варианту. Поиск наилучшего варианта разработки месторождения обычно осуществляется на основе перебора некоторого количества вариантов, при этом абсолютно не очевидно, что среди них будет оптимальный. Это приводит к тому, что добывается меньше нефти и газа, чем при оптимальном варианте, который определяется за счет перераспределения дебитов отдельных скважин, что предлагается в настоящей работе, либо за счет оптимизации первоначального размещения скважин, как это предлагается в работах [6, 7].

При разработке газовых месторождений выделяют три стадии, или три периода. Первый — период нарастающей добычи (период разбуривания месторождения, обустройства промысла, вывода месторождения на постоянную добычу газа). Первая стадия может продолжаться до (7...10) лет, отбор газа достигает (20...25)% от начальных извлекаемых запасов. Второй период характеризуется постоянной добычей (продолжается разбуривание залежи для поддержания постоянного уровня добычи, сооружается дожимная компрессорная станция или увеличивается ее мощность). В течение второго периода отбирается до половины начальных запасов газа и коэффициент газоотдачи достигает (60...70)%. Период постоянной добычи зависит от достигнутого темпа отбора газа: чем он выше, тем продолжительность периода меньше. Третий период характеризуется падающей добычей, уменьшением фонда добывающих скважин, их дебитов, появлением воды в продукции скважин, значительным снижением пластового давления. При вступлении месторождения в период падающей добычи возникает проблема выбора и наиболее эффективного использования технологий доразработки месторождения, позволяющих вести рентабельную добычу низконапорного газа [8, 9].

В настоящее время существует множество различных способов повышения производительности месторождения, находящегося на стадии доразработки. Среди основных можно назвать следующие методы:

- 1) бурение горизонтальных скважин, как это сделано, например, на Кливлендском газовом месторождении в Техасе (США) [10] и ряде китайских месторождений [11];
- 2) применение гидравлического разрыва пласта [12–14] (метод широко используется на большинстве месторождений с падающей добычей, в том числе совместно с другими мероприятиями по увеличению производительности месторождения);

- 3) добыча газа с параллельной откачкой воды из месторождения, как это делается, например, на газовом месторождении Жонгба в Китае [15];
- 4) добыча с параллельным нагнетанием [10];
- 5) раздельная транспортировка в соответствии с давлением для исключения влияния скважин с высоким давлением на регулярную производительность низконапорных скважин [16];
- 6) оптимизация разработки месторождения, например, за счет кислотного растворения отложений в скважинах в одних местах месторождения и временной закупорки скважин в других; за счет загущения скважин; за счет применения технологии бурения при пониженном гидростатическом давлении в стволе скважины и т.д. [9].

Все перечисленные выше способы требуют дополнительных, а часто и весьма значительных, финансовых затрат. Перераспределение отборов по скважинам, в частности, с целью равномерного снижения пластового давления и сокращения времени доразработки месторождения можно внедрить без дополнительных капитальных затрат. В наибольшей степени такой подход представляет практический интерес применительно к разработке газовых месторождений с низкопроницаемыми коллекторами.

Для оптимизации режима доразработки месторождения необходимо в период постоянной добычи осуществить перераспределение отборов газа по скважинам (при сохранении планового уровня годового отбора без ущерба для условий промысловой подготовки) таким образом, чтобы в дальнейшем обеспечить всем добывающим скважинам одинаковую “область питания” с учетом проницаемости, пористости и мощности пласта. В этом случае доразработка обеспечит оптимальные расходы по всем скважинам и позволит значительно сократить сам период доразработки, доведя коэффициент газоотдачи месторождения до (95...97)%.

В некоторых случаях, когда природные условия не налагают ограничения на величины дебитов скважин, отборы из скважин устанавливаются исходя из технико-экономических расчетов или нужд потребителя. Так или иначе технологические режимы содержат ограничения, которые необходимо учитывать при эксплуатации газовых скважин.

2. МАТЕМАТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ

Пусть на газовой залежи имеется N эксплуатационных скважин. Запланированный уровень добычи обозначим Q , а уровни отборов по каждой скважине — q_i , ($i = \overline{1, N}$). Требуется оптимизировать уровни отбора по каждой скважине таким образом, чтобы падение давления в “области питания” каждой скважины проходило одинаково. Учитывая, что “область питания” зависит от мощности пласта, его пористости и проницаемости, это условие можно сформулировать как максимизацию средневзвешенного по отборам пластового давления для группы добывающих скважин [17]. Добывные возможности скважины определяются максимально возможным дебитом $q_{i \max}$, который соответствует разнице между пластовым давлением в районе i -ой добывающей скважины и минимальным давлением на входе в установку комплексной подготовки газа (УКПГ). В дальнейшем $q_{i \max}$ используется как ограничение сверху на допустимый дебит скважины при выполнении алгоритма оптимизации.

Таким образом, задача о распределении отбора газа с целью достижения максимальной его добычи за выбранный период времени $T_{\text{опт}}$ формулируется как оптимизационная: требуется найти распределение отборов газа по эксплуатационному фонду, которое в каждый момент времени обеспечивает максимум целевой функции (средневзвешенного по отборам пластового давления по группе добывающих скважин) при соответствующих ограничениях

$$\Phi(\vec{x}) \rightarrow \max_{\vec{x} \in X} \sum_{i=1}^N q_i = Q, \quad q_{i \min} \leq q_i \leq q_{i \max}, \quad i = \overline{1, N}, \quad (1)$$

где $\Phi(\vec{x}) = \sum_{i=1}^N P_i q_i$ — целевая функция; $\vec{x} = (q_1, q_2, \dots, q_N)$; q_i — расход i -й скважины; $X = \{\vec{x} | q_i \geq 0, i = 1, 2, \dots, N\} \in R^N$ — допустимое множество; N — количество скважин работающих на текущий момент разработки; P_i — пластовое давление в районе i -ой добывающей скважины; $q_{i \min}$ — минимально допустимый дебит, определяемый давлением на входе в УКПП, который при отсутствии соответствующих ограничений равен нулю.

Отметим, что оптимизация по максимуму $\sum_{i=1}^N P_i q_i$ приводит к тому, что в основном нагружается скважина с наибольшим пластовым давлением.

Решение задачи оптимизации выполняется на каждый текущий момент времени на основе данных, полученных при решении задачи фильтрации [10] на предыдущем временном слое. Таким образом, рассматривается квазистатическая оптимизационная задача на текущий момент времени о распределении отборов по скважинам в соответствии с заданными условиями и ограничениями.

Методика проведения численных экспериментов по оптимизации добычи газа аналогична методике по оптимизации добычи газового конденсата, подробно описанной в работе [18].

Для расчета использовался метод наискорейшего спуска [19] с дробным шагом, что позволило получить результаты с большей точностью, чем для постоянного шага, а также достигнуть лучшей сходимости.

Согласно предложенной методике, решение задачи оптимизации добычи газа для всего периода разработки месторождения была представлена как последовательность задач оптимизации на период времени $\Delta T_{\text{опт}}$ (шаг оптимизации) каждая. Шаг оптимизации характеризуется постоянством дебита общей добычи в течение всего периода $\Delta T_{\text{опт}}$. Результаты численных экспериментов свидетельствуют о том, что практически без значительной потери точности результатов шаг оптимизации можно принять $\Delta T_{\text{опт}} = 1$ месяц.

Численные эксперименты проводились на плановой модели Котелевского месторождения (Рис. 1), адаптированного к условиям добычи газа с использованием двухмерной многокомпонентной математической модели. Площадь области месторождения составляет 27.9 км². За расчетный период разработка месторождения проводилась 18-ю скважинами. Средняя эффективная толщина пласта — 66.3 м, среднее значение пористости 12.9 %, средняя проницаемость — $141 \cdot 10^{-15}$ м².

Начальное пластовое давление — 50.68 МПа, пластовая температура 383 К, принятый в расчетах состав газа: 83.01% метана, 8.10% этана, 4.46% пропана, 1.11% бутана, 0.96% азота и 1.74% диоксида углерода.

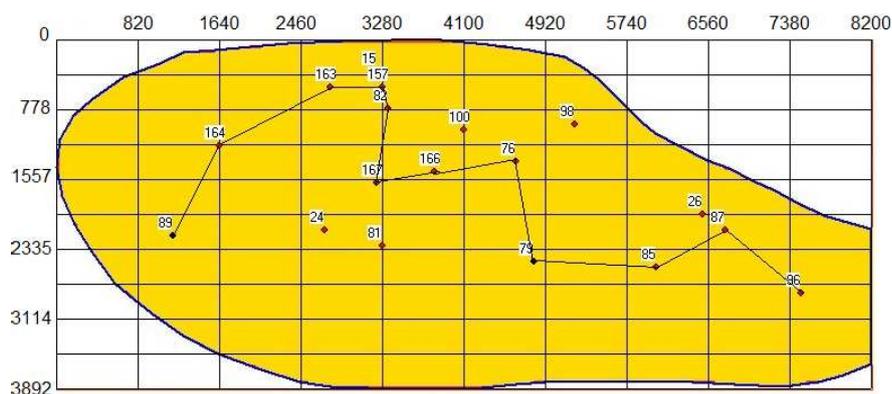


Рис. 1. Схема Котелевского газоконденсатного месторождения

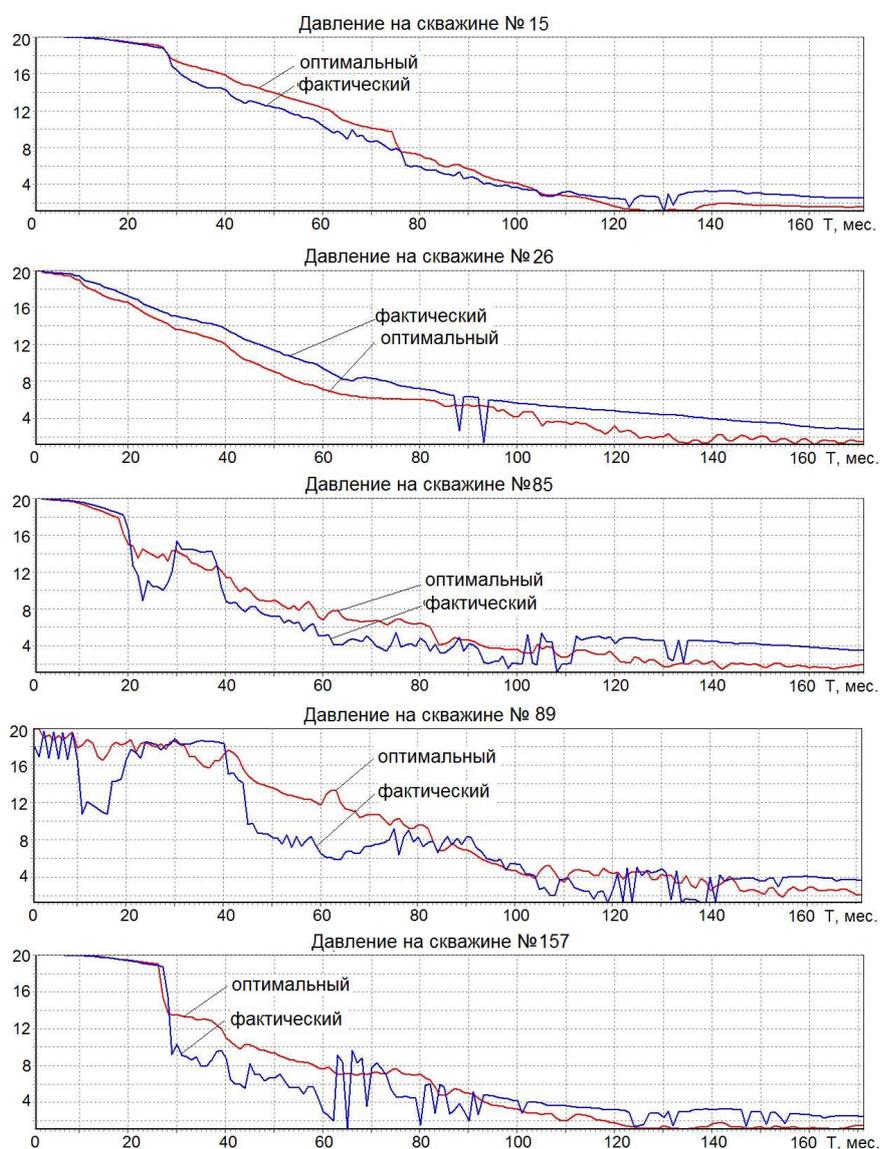


Рис. 2. Зависимость давления от времени для некоторых скважин на Котелевском месторождении при оптимальном и фактическом режимах разработки

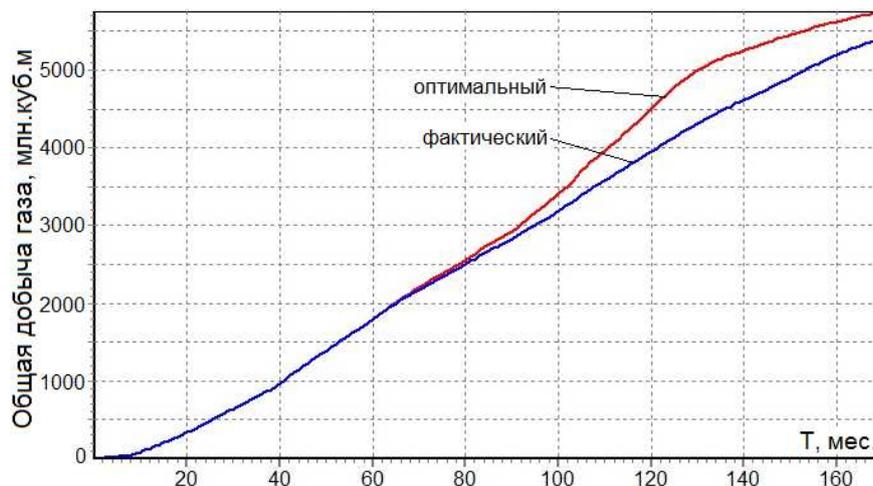


Рис. 3. Общая добыча газа на Котелевском месторождении при оптимальном и фактическом режимах разработки

При расчетах количество узлов по координате Ox было принято $N_x = 141$, по координате Oy — $N_y = 67$. При этом шаги по осям Ox и Oy были равны $dx = 58.6$ м и $dy = 59.0$ м, соответственно. Расчеты проводились без каких-либо ограничений на режим работы эксплуатационного фонда скважин. В некоторые моменты времени одновременно работало до 15-ти скважин. Точность расчетов была принята $\varepsilon = 10^{-4}$.

Для того, чтобы оценить степень влияния равномерности падения пластового давления на добычу газа было рассчитано два различных варианта разработки месторождения: оптимальный и фактический.

При расчете оптимального режима разработки месторождения варьирование расходами касалось всех восемнадцати эксплуатационных скважин (№№ 15, 24, 26, 76, 79, 81, 82, 85, 87, 89, 96, 98, 100, 157, 163, 164, 166 и 167), задействованных в разработке месторождения. Суммарный расчетный период составил 170 месяцев. Прогнозный расчет был проведен с целью выбора оптимального режима, при котором общая добыча газа была бы максимальной, при этом шаг оптимизации был принят $\Delta T_{\text{опт}} = 1$ месяц. Таким образом, в процессе разработки месторождения расчет перераспределения расходов для действующего фонда всех скважин производился на каждый месяц.

При расчете фактического режима разработки месторождения расходы добывающих скважин были приняты согласно фактическим натурным данным для Котелевского месторождения. При вступлении разработки месторождения в третий период (период значительного снижения пластового давления) запланированные дебиты добычи газа практически для всех эксплуатационных скважин выдерживать невозможно, вследствие превышения давления на входе в УКПП над забойным давлением при $P_{i\text{пласт}} < P_{\text{min}} = 2$ МПа. Поэтому они выключались до восстановления давления в них до уровня, позволяющего продолжить работу в запланированном режиме. Как видно из графиков на Рис. 2, так было, например, со скважиной №15 в моменты времени 123 мес., 130 мес. и 132 мес., скважиной №26 на 87 и 94 месяцах разработки и т.д. В результате незапланированных отключений скважин реальная добыча газа по сравнению с запланированной стала значительно уменьшаться (Рис. 3 и 4).

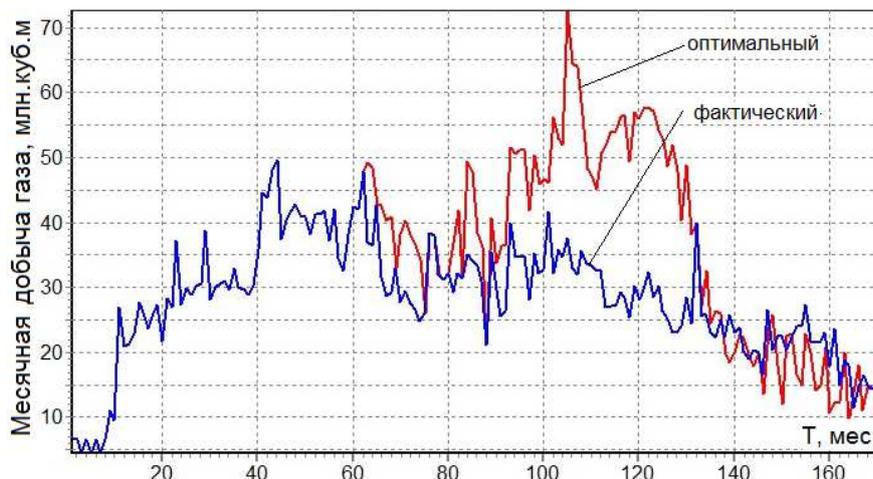


Рис. 4. Ежемесячная добыча газа на Котелевском месторождении при оптимальном и фактическом режимах разработки

3. АНАЛИЗ КОЛИЧЕСТВЕННЫХ ДАННЫХ

Результаты расчетов представлены на Рис. 3–6 и свидетельствуют о том, что за счет регулирования отбора газа возможен выбор оптимального варианта при разработке месторождения на этапе доразработки. Полученный оптимальный вариант разработки позволил за 170 месяцев эксплуатации месторождения значительно повысить коэффициент газоотдачи, увеличив добычу газа при этом на 6.18%, или на 333 млн м³ (5418 млн м³ и 5751 млн м³ при фактическом варианте разработки и оптимальном, соответственно). При оптимальном варианте разработки второй период (постоянной добычи газа) был продлен на 61 месяц, а начало периода доразработки было отсрочено с 64-го месяца на 123-ой (когда давление на скважине № 157 стало меньше, чем давление на входе в УКПГ).

На Рис. 3 и 4 представлены графики общей и месячной добычи газа для различных вариантов разработки месторождения. Фактически в каждый момент времени месячная добыча газа для оптимального варианта больше, чем для фактического. Это объясняет постоянный прирост дополнительной общей добычи газа для оптимального варианта.

Влияние регулирования отбора газа на поле давлений путем задания дебитов эксплуатационных скважин в результате решения задачи оптимизации проиллюстрировано на Рис. 5. В качестве примера на этом рисунке представлены эпюры давлений через 30, 60, 90, 130 и 160 месяцев после начала разработки для нескольких участков области месторождения, находящихся между скважинами №№ 89, 164, 163, 15, 82, 100, 98, 83, 87 и 96. Очевидно, что в результате регулирования отбора газа эпюра давлений для оптимального варианта имеет более ровный характер, чем для фактического. Воронки депрессии возле эксплуатационных скважин в этом случае меньше и, как следствие, длительность их работы на этапе доразработки увеличивается. Диапазон перепада давления для оптимального варианта по всему месторождению значительно меньше, чем для фактического варианта, и для большей части области давление при оптимальной разработке выше давлений при фактической (Рис. 6). Таким образом, при оптимизации

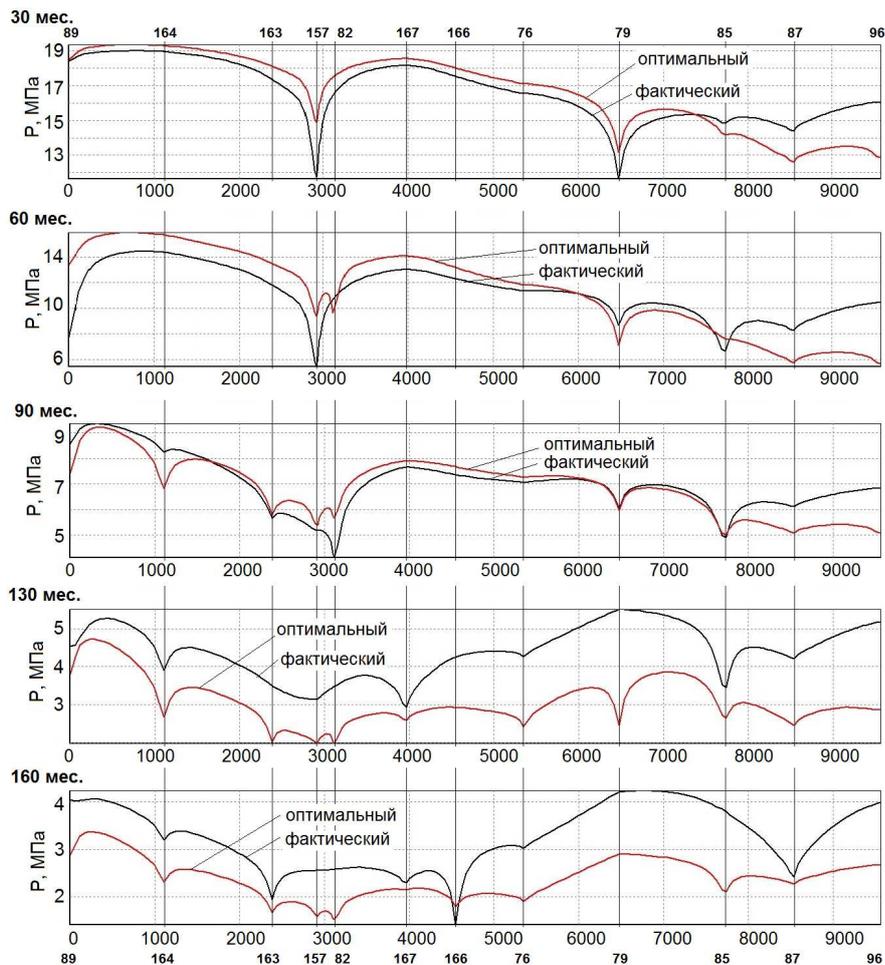


Рис. 5. Эшюры давлений в различные моменты времени в створе скважин №№ 89, 164, 163, 15, 82, 100, 98, 83, 87 и 96 на Котелевском месторождении при оптимальном и фактическом режимах разработки



Рис. 6. Минимальное давления в пласте на Котелевском месторождении при оптимальном и фактическом режимах разработки

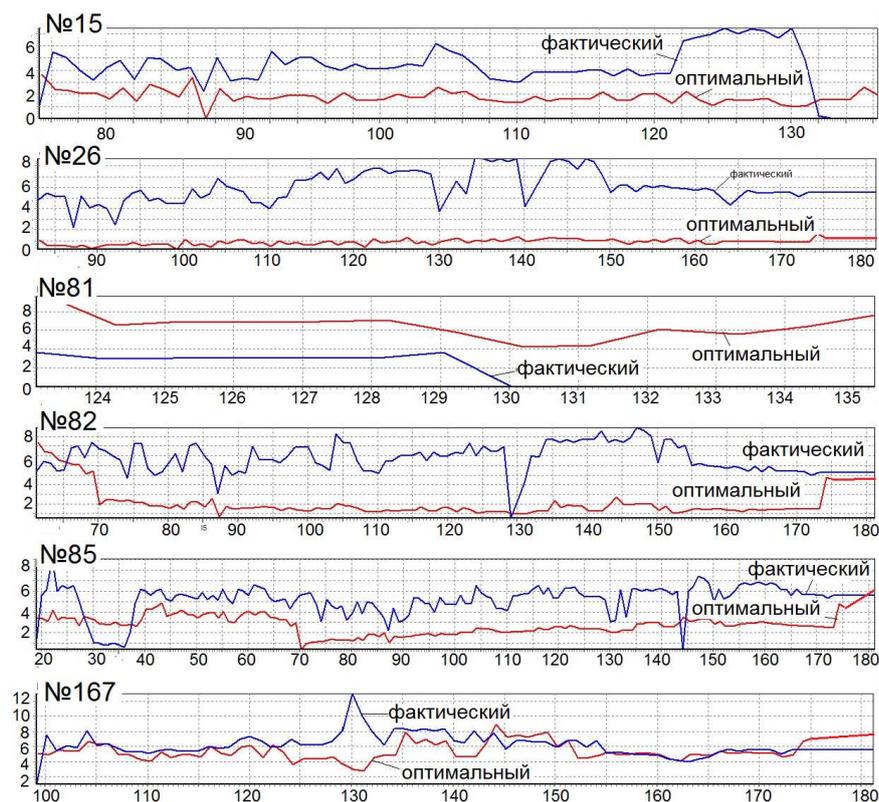


Рис. 7. Графики месячной добычи газа для эксплуатационных скважин №№ 15, 26, 81, 82, 85 и 167 при фактическом и оптимальном режимах разработки месторождения на истощение

разработки месторождения происходит выравнивание давлений внутри области и, как следствие, стабилизация “области питания” для каждой скважины.

На Рис. 7 в качестве примера представлены графики помесечной добычи газа для шести эксплуатационных скважин из 18, задействованных в разработке (№№15, 26, 81, 82, 85 и 167) при фактическом и оптимальном режимах разработки месторождения. Результаты расчетов свидетельствуют о том, что при фактической разработке большинство эксплуатационных скважин, как правило, работали в режиме, далеком от оптимального. В большинстве скважин фактический отбор существенно превышает оптимальный. Как следствие, увеличивался перепад давлений между нетронутой областью и добывающими скважинами, соответственно, увеличивались внутрипластовые перетоки, что приводило к временному отключению скважин и выводу их из процесса разработки. Этот факт и обуславливает широкие возможности для увеличения добычи газа при оптимизации путем регулирования дебитов скважин.

Таким образом, результаты численного моделирования показывают возможность использования разработанной модели и программ оптимизации для решения задач управления разработкой действующих газовых месторождений с целью увеличения добычи газа.

4. ВЫВОДЫ

На базе математической модели плановой фильтрации многокомпонентной смеси углеводородов сформулирована и решена задача оптимизации распределения расходов скважин с целью максимального извлечения газа из газовых месторождений. Разработан алгоритм, позволяющий оптимально управлять процессом разработки газового месторождения с учетом ограничений на дебиты определенных скважин, а также включения и выключения скважин на период ремонтных работ. Для реализации разработанного алгоритма разработана программа расчета для ПК в программной среде Delphi для произвольного количества слоев, скважин и компонентов смеси.

Эффективность изложенного подхода продемонстрирована на примере модельного газового месторождения. Показано, что за счет управления процессом выравнивания давления в “областях питания” для каждой скважины уменьшается перепад давления внутри области и, как следствие, в оптимальном варианте возможно увеличение добычи газа более чем на 6% за более короткий период времени.

ЛИТЕРАТУРА

- [1] Dynamic oil and gas production optimization via explicit reservoir simulation / D. I. Gerogiorgis, M. Georgiadis, G. Bowen et al. // Computer Aided Chemical Engineering. — 2006. — Vol. 21. — P. 179–184.
- [2] Анализ программного обеспечения для трехмерного моделирования и оптимизации разработки месторождений нефти и газа / В. З. Ямпольский, А. А. Захарова, М. А. Иванов, О. С. Чернова // Известия Томского политехнического университета. — 2006. — Т. 309, № 7. — С. 50–55.
- [3] Ямпольский В. З., Захарова А. А. Критерии и средства развития программного обеспечения для моделирования нефтегазовых месторождений // Известия Томского политехнического университета. — 2010. — Т. 316, № 5. — С. 117–121.
- [4] Гладков Е. А. Геологическое и гидродинамическое моделирование месторождений нефти и газа. — Томск : Издательство Томского политехнического университета, 2012. — 84 с.
- [5] Ахметсафина А. Р., Миннихметов И. Р., Пергамент А. Х. Стохастические методы в программе геологического моделирования // Вестник ЦКР РОСНЕДРА. — 2010. — № 1. — С. 33–44.
- [6] Forouzanfar F., Reynolds A. C. Well-placement optimization using a derivative-free method // Journal of Petroleum Science and Engineering. — 2013. — Vol. 109. — P. 96–116.
- [7] Forouzanfar F., Reynolds A. C., Li G. Optimization of the well locations and completions for vertical and horizontal wells using a derivative-free optimization algorithm // Journal of Petroleum Science and Engineering. — 2012. — Vol. 86-87. — P. 272–288.
- [8] Ping G., Jing Shasha and P. C. Technologies and countermeasures for gas recovery enhancement // Natural Gas Industry. — 2014. — Vol. 1. — P. 96–102.

- [9] Oldenburg C. M. Carbon sequestration in natural gas reservoirs: Enhanced gas recovery and natural gas storage // Proceedings of TOUGH Symposium 2003 / Lawrence Berkeley National Laboratory. — Berkeley, California, 2003. — P. 346–353.
- [10] Optimizing horizontal completions in the Cleveland tight gas sand / M. Samuelson, T. Akimwande, R. Connell et al. // Proceedings of the CIPC/SPE Gas Technology Symposium. — Alberta, Calgary, Canada, 2008. — P. 16–24.
- [11] Multi-factor coupling analysis of optimized gas-well production allocation / Xi Feng, Bing Zhong, Yicheng Liu et al. // Natural Gas Industry. — 2012. — Vol. 32. — P. 53–58.
- [12] Difficulties and countermeasures of hydraulic fracturing of the inefficient sandstone gas reservoir in western Sichuan / Xiaogang Li, Xiao He, Zhaozhong Yang, Lan Chun // Drilling and Production Technology. — 2010. — Vol. 33, no. 6. — P. 49–51.
- [13] Optimization design of gas pool fracturing in Suining Group of Luodai Gas Field / Shan Ren, Shize Wang, Yongmao Lin, Xiaojun Huang // Drilling and Production Technology. — 2007. — Vol. 30, no. 2. — P. 65–71.
- [14] Application of CO₂ foam fracturing technology in low permeability and tight gas reservoir of western Sichuan / Hongtao Zhu, Donglin Chen, Huajie Liu, Tianchun Zhou // Drilling and Production Technology. — 2009. — Vol. 32. — P. 53–56.
- [15] Huang Z., Wang R., Du J. Effect analysis of withdraw gas recovery in Xujiahe 2 Gas Reservoir of Zhongba Gas Field // Drilling and Production Technology. — 2012. — Vol. 35, no. 6. — P. 51–54.
- [16] Назаров А. Ю. Использование результатов гидродинамического моделирования для регулирования разработки залежи // Нефтяное хозяйство. — 1999. — № 11. — С. 24–25.
- [17] Кремез В. С., Калугин Ю. И., Яковлев В. В. Математическое моделирование фильтрационных процессов при разработке газоконденсатных месторождений // Прикладная гидромеханика. — 2007. — Т. 9(81), № 2-3. — С. 69–85.
- [18] Kalugin Y. I., Yakovlev V. V., Kalugin A. Y. Mathematical modeling and optimization of gas-condensate field development // Journal of Natural Gas Science and Engineering. — 2015. — Vol. 27. — P. 1195–1204.
- [19] Гилл Ф., Мюррей У., Райт М. Практическая оптимизация. — М. : Мир, 1985. — 196 с.

REFERENCES

- [1] D. I. Gerogiorgis, M. Georgiadis, G. Bowen, C. C. Pantelides, and E. N. Pistikopoulos, “Dynamic oil and gas production optimization via explicit reservoir simulation,” *Computer Aided Chemical Engineering*, vol. 21, pp. 179–184, 2006.

- [2] V. Z. Yampolskii, A. A. Zaharova, M. A. Ivanov, and O. S. Chernova, “Analysis of software for three-dimensional modeling and optimization of development of oil and gas fields,” *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University*, vol. 309, no. 7, pp. 50–55, 2006.
- [3] V. Z. Yampolskii and A. A. Zaharova, “Criteria and tools for the development of software for modeling oil and gas fields,” *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University*, vol. 316, no. 5, pp. 117–121, 2010.
- [4] E. A. Gladlov, *Geological and hydrodynamic modeling of oil and gas fields*. Tomsk: Tomsk Polytechnic University Publications, 2012.
- [5] A. R. Ahmetsafina, I. R. Minniahmetov, and A. H. Pergament, “Stochastic methods in the program of geological modeling,” *Bulletin TsKR ROSNEDRA*, no. 1, pp. 33–44, 2010.
- [6] F. Forouzanfar and A. C. Reynolds, “Well-placement optimization using a derivative-free method,” *Journal of Petroleum Science and Engineering*, vol. 109, pp. 96–116, 2013.
- [7] F. Forouzanfar, A. C. Reynolds, and G. Li, “Optimization of the well locations and completions for vertical and horizontal wells using a derivative-free optimization algorithm,” *Journal of Petroleum Science and Engineering*, vol. 86-87, pp. 272–288, 2012.
- [8] G. Ping and P. C. Jing Shasha and, “Technologies and countermeasures for gas recovery enhancement,” *Natural Gas Industry*, vol. 1, pp. 96–102, 2014.
- [9] C. M. Oldenburg, “Carbon sequestration in natural gas reservoirs: Enhanced gas recovery and natural gas storage,” in *Proceedings of TOUGH Symposium 2003*, (Berkeley, California), pp. 346–353, Lawrence Berkeley National Laboratory, 2003.
- [10] M. Samuelson, T. Akimwande, R. Connell, R. Grossman, and B. Strickland, “Optimizing horizontal completions in the Cleveland tight gas sand,” in *Proceedings of the CIPC/SPE Gas Technology Symposium*, (Alberta, Calgary, Canada), pp. 16–24, 2008.
- [11] X. Feng, B. Zhong, Y. Liu, Y. Chu, and L. Chen, “Multi-factor coupling analysis of optimized gas-well production allocation,” *Natural Gas Industry*, vol. 32, pp. 53–58, 2012.
- [12] X. Li, X. He, Z. Yang, and L. Chun, “Difficulties and countermeasures of hydraulic fracturing of the inefficient sandstone gas reservoir in western Sichuan,” *Drilling and Production Technology*, vol. 33, no. 6, pp. 49–51, 2010.
- [13] S. Ren, S. Wang, Y. Lin, and X. Huang, “Optimization design of gas pool fracturing in Suining Group of Luodai Gas Field,” *Drilling and Production Technology*, vol. 30, no. 2, pp. 65–71, 2007.
- [14] H. Zhu, D. Chen, H. Liu, and T. Zhou, “Application of CO₂ foam fracturing technology in low permeability and tight gas reservoir of western Sichuan,” *Drilling and Production Technology*, vol. 32, pp. 53–56, 2009.

- [15] Z. Huang, R. Wang, and J. Du, “Effect analysis of withdraw gas recovery in Xujiache 2 Gas Reservoir of Zhongba Gas Field,” *Drilling and Production Technology*, vol. 35, no. 6, pp. 51–54, 2012.
- [16] A. Y. Nazarov, “Using the results of the hydrodynamic modeling to reservoir development regulation,” *Neftyanoe Hozyaistvo*, no. 11, pp. 24–25, 1999.
- [17] V. S. Kremez, Y. I. Kalugin, and V. V. Yakovlev, “Mathematical modelling of filtration processes at the development of gas-condensate deposits,” *Applied Hydromechanics*, vol. 9(81), no. 2-3, pp. 69–85, 2007.
- [18] Y. I. Kalugin, V. V. Yakovlev, and A. Y. Kalugin, “Mathematical modeling and optimization of gas-condensate field development,” *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, vol. 27, pp. 1195–1204, 2015.
- [19] P. E. Gill, W. Murray, and M. H. Wright, *Practical optimization*. London: Academic Press, 1985.

В. В. Яковлев, Ю. І. Калугін, Н. Г. Степова
Математичне моделювання оптимізації видобутку газу на етапі
дорозробки газових родовищ

На базі математичної моделі планової фільтрації багатокомпонентної суміші вуглеводів сформульовано й розв'язано задачу оптимізації розподілу витрат свердловин з метою максимально швидкого видобутку газу з газових родовищ. Розроблено алгоритм, який дозволяє оптимально керувати процесом розробки газового родовища з урахуванням обмежень на дебіти певних свердловин, а також увімкнення й вимкнення свердловин на період проведення ремонтних робіт. Для його реалізації створено програму комп'ютерного розрахунку для довільної кількості шарів, свердловин і компонентів суміші. Ефективність викладеного підходу продемонстровано на прикладі модельного газового родовища. Показано, що завдяки керуванню процесом вирівнювання тиску в “зонах живлення” для кожної свердловини зменшується перепад тиску всередині зони. Як наслідок, в оптимальному варіанті можливе збільшення видобутку газу більш, ніж на 6% за короткий проміжок часу.

КЛЮЧОВІ СЛОВА: газове родовище, видобуток газу, оптимізація розробки, дорозробка родовища, математична модель

V. V. Yakovlev, Yu. I. Kalugin, N. G. Stepova
Mathematical modeling of optimizing gas recovery in the stage of
additional gas reservoir development

On the base of mathematical model for 2D filtration of a multicomponent hydrocarbon mixture, the boundary problem for optimization of the flow rate distribution between wells is formulated and solved for the purpose of maximizing of gas recovery from natural gas reservoirs. An algorithm allowing the optimal operating of gas reservoir development is worked out with the allowance for restriction on the flow rates in certain wells, their inclusions and shutoffs for remedial maintenance. The corresponding computer code is written for operating with any number of layers, wells and mixture

components. The efficiency of the proposed approach is illustrated by the example of a simulated gas reservoir. It is shown that pressure gradient decreases inside the area owing to control over pressure equalization in each wellbore “feeding zone”. As a result, for the optimum variant it is possible to reach the 6% increase in gas recovery over the shorter time interval.

KEY WORDS: gas reservoir, gas recovery, optimization of gas development, additional gas reservoir development, mathematical model