

УДК 532.546, 553.98, 622.276

ОПТИМИЗАЦИЯ РАЗРАБОТКИ ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Ю. И. КАЛУГИН, В. В. ЯКОВЛЕВ, А. Ю. КАЛУГИН

Институт гидромеханики НАН Украины, Киев
03680 Киев – 180, МСП, ул. Желябова, 8/4
E-mail: vvyak@yandex.ua

Получено 23.12.2014

На базе математической модели плановой фильтрации двухфазной многокомпонентной смеси углеводородов с учетом фазовых переходов сформулирована и решена задача оптимизации распределения расходов скважин с целью максимального извлечения конденсата C_{5+} из газоконденсатных месторождений. Создан алгоритм, позволяющий оптимально управлять процессом разработки газоконденсатного месторождения с учетом ограничений на дебиты определенных скважин, а также включения и выключения скважин на период ремонтных работ. Эффективность изложенного подхода продемонстрирована на примере реального газоконденсатного месторождения (Котелевское ГКМ), расположенного на территории Украины. Показано, что за счет уменьшения внутрипластовых перетоков и предотвращения связанного с ними дополнительного выпадения конденсата (в режиме разработки на истощение) или преждевременного прорыва «сухого» газа в добывающие скважины (в режиме сайклинг-процесса) в оптимальном варианте возможно увеличение добычи конденсата более чем на 12%.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: месторождение, конденсат, конденсатогазовый фактор, оптимизация, сухой газ, истощение, сайклинг-процесс

На основі математичної моделі планової фільтрації двухфазної багатоконпонентної суміші вуглеводнів з урахуванням фазових переходів сформульована та розв'язана задача оптимізації розподілу дебітів свердловин з метою максимального вилучення конденсату C_{5+} з газоконденсатних родовищ. Розроблений алгоритм дозволяє оптимально керувати процесом розробки газоконденсатного родовища з урахуванням обмежень на дебіти визначених свердловин, а також увімкнення та вимкнення свердловин на період ремонтних робіт. Ефективність викладеного підходу продемонстрована на прикладі реального газоконденсатного родовища (Котелевське ГКР), що розташоване на території України. Показано, що за рахунок зменшення внутрішньопластових перетоків та попередження зв'язаного з ними додаткового випадіння конденсату (в режимі розробки на виснаження) або передчасного прориву «сухого» газу в видобувні свердловини (в режимі сайклинг-процесу) в оптимальному варіанті можливе збільшення видобутку конденсату більш ніж на 12%.

КЛЮЧОВІ СЛОВА: родовище, конденсат, конденсатогазовий фактор, оптимізація, сухий газ, виснаження, сайклинг-процес

An optimised distribution pattern has been developed for gas well production to maximize the extraction of condensed C_{5+} hydrocarbons from natural-gas condensate fields. The pattern uses a mathematical regular filtration model for two-phase multi-component hydrocarbon liquids with reference to phase transitions. The pattern enables efficient management of condensate gas fields and considers debit limits of individual wells, including temporary inactive modes for condensate wells during maintenance periods. The efficiency of the new approach is evidenced by data from Kotelevskoye condensate gas field (Ukraine). It has been demonstrated that, in the best case scenario, over 12% increase in gas production can be achieved by reducing in-situ flows and thus preventing (a) additional con-densate formation (in the depletion mode), or (b) premature dry gas breakthroughs in gas producing wells (in the cycling process mode).

KEY WORDS: field, condensate, condensate factor, optimization, dry gas, depletion, cycling-process

ВВЕДЕНИЕ

Одной из существенных проблем разработки газоконденсатных месторождений является повышение конденсатоотдачи пластов. Разработка газоконденсатных месторождений на истощение сопровождается понижением пластового давления и ретроградной конденсацией высококипящих углеводородов (конденсата) с выпадением части из них в жидкую фазу и потерей их в пластах вследствие того, что выпавший в пластах конденсат оказывается неподвижным и не вовлекается в процесс фильтрации. Как результат в пластах разрабатываемых месторождений остается до 30-60% начальных запасов конденсата. Таким обра-

зом, газовая индустрия остро нуждается в совершенствовании существующих методов воздействия на пласты газоконденсатных месторождений и поиске новых технологий увеличения конденсатоотдачи пластов как за счет поддержания в них пластового давления и, тем самым, предотвращения выпадения конденсата в пластах, так и путем извлечения уже выпавшего в пластах ретроградного конденсата.

Прогнозирование эффективности разработки газоконденсатных месторождений с большим количеством скважин в сложных природных условиях с учетом неоднородного геологического строения пластов при фильтрации многокомпонентных углеводородных смесей с фазовыми переходами,

приводящих к изменению фазовых проницаемостей газоносных горизонтов, возможно только методами математического моделирования.

Поиск наилучшего варианта разработки месторождения нефти или газа обычно осуществляется на основе перебора некоторого количества вариантов. Очевидна проблематичность того, что в результате подобного перебора будет найден действительно оптимальный вариант разработки.

Сказанное определяется тем, что отсутствуют эффективные алгоритмы оптимизации процесса разработки газоконденсатных месторождений на базе математических моделей, максимально учитывающие особенности процессов, происходящих в газоносных пластах. Вместе с тем, именно такие решения важны для практики разработки залежей природных углеводородов.

Таким образом, создание методики оптимизации показателей разработки с учетом двухфазности фильтрационных течений в трехмерном пространстве представляет собой актуальную проблему.

Очевидно, что нельзя создать универсальный алгоритм, пригодный для всех типов месторождений природных углеводородов. В настоящей работе предметом исследований являются газоконденсатные залежи. Для них характерны значительные потери конденсата в пласте. Поэтому в работе делается попытка их минимизировать за счет перераспределения расходов газа по отдельным скважинам, как добывающих, так и нагнетательных, при различных режимах разработки месторождения на истощение и в режиме сайклинг-процесса.

1. ПОСТАНОВКА ЗАДАЧИ ФИЛЬТРАЦИИ

Перечень условных обозначений

$p = p(x, y, t)$ – давление;
 x, y – плановые координаты области фильтрации;
 t – время;
 $h(x, y)$ – эффективная толщина пласта;
 $k_0 = k_0(x, y), m = m(x, y)$ – абсолютная проницаемость и пористость;
 z_i – мольная доля i -го компонента в смеси;
 y_i, x_i – мольные доли i -го компонента в газовой и жидкой фазах соответственно;
 k_i – константа равновесия i -го компонента;
 M_i – молярная масса i -го компонента;
 W – мольная доля газовой фазы;
 ρ_g, ρ_w – плотности газовой и жидкой фаз соответственно;

μ_g, μ_w – вязкости газовой и жидкой фаз соответственно;

M_g, M_w – молярные массы газовой и жидкой фаз;

$f_g = k_g(S)/k_0, f_w = -k_w(S)/k_0$ – относительные фазовые проницаемости газовой и жидкой фаз;

$k_g(S), k_w(S)$ – проницаемости грунта для газовой и жидкой фаз соответственно;

S – насыщенность порового пространства жидкой фазы;

N_C – количество компонентов в смеси;

$Q_{m,i}(t)$ – расход i -го компонента в m -ой скважине;

Q_j – общий расход газа на j -ой скважине;

$\rho_{g,i}^{surf}$ – плотность i -го компонента в нормальных условиях;

ρ_g^{surf} – плотность смеси газа в нормальных условиях (на поверхности);

$\delta(x - \eta, y - \xi) = \begin{cases} \infty, & \text{при } x = \eta \text{ и } y = \xi \\ 0, & \text{при } x \neq \eta \text{ или } y \neq \xi \end{cases}$ – дельта-функция Дирака;

η_j и ξ_j – координаты расположения j -ой скважины;

N_W – количество скважин.

Наибольшее распространение в современной практике моделирования разработки месторождений углеводородов получили два основных подхода: «black oil» и композиционное моделирование. Но и сегодня значительное количество статей и трудов ученых всего мира посвящено разработке альтернативных методов моделирования, позволяющих корректно учитывать определенные особенности тех или иных месторождений и применяемых на них методов воздействия на пласт, не перегружая при этом модель излишними вычислениями.

Модель «black oil» в основном используется для моделирования разработки нефтяных месторождений, а также применяется для решения различных прикладных задач. Однако применение этой модели приводит к значительным погрешностям при решении задач, в которых состав фаз меняется при изменении состава смеси.

Введение в эксплуатацию все более сложных по геологическому строению и компонентному составу месторождений (например, месторождений летучих нефтей и глубокозалегающих нефтегазоконденсатных месторождений), необходимость их рациональной разработки с наиболее полной компонентоотдачей, решение проблем развития эффективных методов воздействия на пласт, совершенствование методов заводнения, изыска-

ние эффективных вытесняющих агентов и многие другие факторы ставили перед инженерами-разработчиками ряд более сложных, специальных задач. При таких режимах разработки часто возникает многофазное течение сложной многокомпонентной смеси, при котором между движущимися с различными скоростями фазами осуществляется интенсивный массообмен. Переход отдельных компонентов из одной фазы в другую приводит к изменению составов фильтрующихся фаз, а следовательно, и к изменению их физических свойств. Решение таких задач, основываясь на теории несжимаемых несмешивающихся жидкостей и фильтрации газированной жидкости, не представляется возможным.

Данные обстоятельства привели к развитию многокомпонентного (композиционного) моделирования, позволяющего рассматривать достаточно сложные процессы фильтрации в нефтегазоконденсатных пластах с учетом межфазного массообмена отдельными компонентами.

Основы композиционного моделирования развивались в 50-х годах прошлого столетия в работах таких зарубежных авторов как Аллен и Роу (1950), Бринкман и Вэйнаут (1957), Ройдельхубер и Хиндс (1957), Якоби и Берри (1957) и Якоби с другими соавторами (1959). Задачи равновесной фильтрации многокомпонентных углеводородных смесей рассматривались Р. Коллинзом (1964) применительно к фильтрации газированной жидкости, а в работе Велджа (1961) с соавторами применительно к вытеснению нефти неравновесным с ней газом.

Основные положения гидродинамики многокомпонентных систем в общей постановке изложены в работе Ю.П. Желтова и М.Д. Розенберга (1962). В работах В.Н. Николаевского (1968), а также В.И. Князева и С.А. Невилла (1965) рассматривается многокомпонентная фильтрация газоконденсатных систем.

Подход упомянутых авторов к описанию фильтрации многокомпонентных углеводородных смесей одинаков и отличается только количеством и составом компонентов, на которые разбивается смесь, а также выбором параметров, определяющих состав, и характером их включения в систему уравнений.

Уравнения многокомпонентной фильтрации имеют вид, аналогичный уравнению модели «black oil» с той разницей, что они записываются относительно каждого компонента, входящего в состав пластовой смеси. Очевидно, что такой подход существенно усложняет решение задачи. Во-первых, значительно возрастает количество

уравнений, во-вторых, входящие в них физико-химические свойства флюидов зависят не только от давления, но и от состава пластовой смеси, который определяется в результате решения уравнений состояния. Последнее обстоятельство позволяет корректно описать течение конденсата, нефти и их смеси, что дает возможность использовать модели такого вида для сложных по составу нефтегазоконденсатных месторождений.

Однако, несмотря на безусловное достоинство композиционных моделей и их практически неограниченные возможности для решения самых разных задач проектирования разработки, они не лишены ряда недостатков. К таким недостаткам можно отнести значительное увеличение количества уравнений в решаемой системе, необходимость предварительного определения состава пластовой смеси для каждой ячейки гидродинамической модели путем решения уравнений состояния и сложность применяемых для реализации указанных моделей типов разностных схем.

Итак, процессы, происходящие в пласте при разработке месторождений, описываются дифференциальными уравнениями в частных производных. Имеются отдельные работы по решению трехмерных задач фильтрации, однако наиболее часто трехмерная модель течения несмешивающихся флюидов сводится к двумерной (плановой) задаче путем интегрирования исходных трехмерных уравнений по вертикальной координате для слоев газа и воды в отдельности. Таким образом, в плановых задачах фильтрации давления, скорости фильтрации, насыщенности и концентрации усреднены по вертикали (толщине пласта). Другие коэффициенты уравнений фильтрации, массопереноса и массообмена также усредняются и принимаются постоянными по вертикали.

В 1939 г. Б.Б. Лапуком исследован вопрос о термодинамических процессах при движении газа в пластах, в результате чего установлена возможность во всех практически интересных случаях рассматривать фильтрацию газа как изотермический процесс (см. § 1 главы III) [1]. Было определено, что установившееся движение газа в пористом пласте (песчаном, известняковом и др.) практически может рассматриваться как дроссельный процесс, характеризующийся постоянством энтальпии. Понижение температуры газа при установившемся движении его в пористых пластах может быть найдено с помощью энтальпийных диаграмм или коэффициентов Джоуля-Томсона. Понижение температуры при установившейся фильтрации газа даже при больших перепадах давления относительно невелико. При газоди-

намических расчетах (определения распределения давления, расхода газа и т. п.) при небольших перепадах давления для практических целей можно принимать, что установившееся движение газа в пористых пластах является изотермическим процессом.

В условиях неустановившейся фильтрации газа, имеющейся в газовых залежах при их разработке, величина падения температуры газа еще меньше, чем при установившейся фильтрации, ибо в этом случае наблюдается теплопередача как от самой пористой среды, слагающей коллектор, так и от горизонтов, подстилающих и перекрывающих газоносный пласт. Температурные изменения, происходящие в пористых пластах при фильтрации в них газа, находятся в весьма узкой области, заключенной между изотермой и линией постоянной энтальпии. Поэтому при решении практических задач, связанных с неустановившейся фильтрацией газа в пористых пластах, движение газа можно считать изотермическим. Для таких изотермических процессов, как показано в [1], уравнения энергии рассматривать не нужно. Поэтому в дальнейшем будем считать, что пластовая температура в процессе разработки газового месторождения остается неизменной, в расчетах может быть принято ее осредненное постоянное значения.

Используя допущение о локальном термодинамическом равновесии фаз, справедливости обобщенного закона Дарси и пренебрегая влиянием капиллярных, диффузионных сил и гравитацией, изотермическую фильтрацию многокомпонентной смеси в газоносной толще, при работе системы эксплуатационных и нагнетательных скважин, можно описать следующей системой уравнений [2, 3]:

$$h \frac{\partial (m z_k F_k)}{\partial t} - \operatorname{div} (k_0 h z_k \beta_k \operatorname{grad} p) = \sum_{n=1}^{N_w} \rho_{g,k}^{surf} Q_{k,n}(t) \delta(x - \eta_n, y - \xi_n), \quad (1)$$

$$(k = \overline{1, N_C}),$$

где

$$F_k = \frac{(1 - S) \rho_g k_k + S \rho_w}{1 + W(k_k - 1)},$$

$$\beta_k = \left(\frac{\rho_g f_g k_k}{\mu_g} + \frac{\rho_w f_w}{\mu_w} \right) \frac{1}{1 + W(k_k - 1)}.$$

Искомые функциями плановых координат x, y и времени t , в записанных выше уравнениях являются давление p и мольные доли углеводородных компонент в смеси z_k .

Каждое уравнение из системы уравнений (1) – это уравнение неразрывности для одного из компонент многокомпонентной смеси в дифференциальной форме при наличии источников членов.

Для получения однозначных решений записанных уравнений двухфазной многокомпонентной фильтрации при решении практических задач задаются начальные и граничные условия, соответствующие природным и технологическим условиям разработки газоконденсатных месторождений.

Начальные условия определяют значение неизвестных функций до начала внешних воздействий на пласт. В случае плановой фильтрации эти условия записываются в виде

$$p(x, y, 0) = p^0(x, y), \quad z_k(x, y, 0) = z_k^0(x, y), \quad (2)$$

$$(x, y) \in G, \quad (k = \overline{1, N_C}),$$

где $p^0(x, y), z_k^0(x, y)$ – заданные значения искомых функций в начальный момент времени $t = 0$.

При моделировании разработки газоконденсатных месторождений на его контуре $\Gamma(x, y)$ чаще всего задаются условия непроницаемости:

$$\left. \frac{\partial p(x, y, t)}{\partial n} \right|_{(x, y) \in \Gamma} = 0, \quad \left. \frac{\partial z_k(x, y, t)}{\partial n} \right|_{(x, y) \in \Gamma} = 0.$$

$$t > 0. \quad (3)$$

Таким образом, при принятых граничных условиях все изменения неизвестных функций внутри области обусловлены работой скважин (источников и стоков).

Преобразуем исходную систему уравнений (1) к виду, удобному для решения численными методами. Для получения уравнения для давления $p(x, y, t)$ просуммируем все уравнения системы и заменим уравнение для компонента N_C полученным в результате суммирования уравнением баланса всей смеси. При этом воспользуемся известным соотношением [4] для мольной доли газовой фазы k -го компонента:

$$y_k = \frac{\rho_{g,k}^{норм} Q_{k,n}}{\rho_g^{норм} Q_n} \quad (k = \overline{1, N_C}), \quad (4)$$

и условиями нормирования состава смеси

$$\sum_{k=1}^{N_C} z_k = \sum_{k=1}^{N_C} x_k = \sum_{k=1}^{N_C} y_k = 1. \quad (5)$$

В результате преобразований исходную систему уравнений (1) можно записать в виде:

$$h \frac{\partial (mF)}{\partial t} - \frac{\partial}{\partial x} \left(k_0 h \beta \frac{\partial p}{\partial x} \right) - \frac{\partial}{\partial y} \left(k_0 h \beta \frac{\partial p}{\partial y} \right) =$$

$$= \sum_{n=1}^{N_w} \rho_g^{surf} Q_n(t) \delta(x - \eta_n, y - \xi_n), \quad (6)$$

$$h \frac{\partial (mz_k F_k)}{\partial t} - \frac{\partial}{\partial x} \left(k_0 h z_k \beta_k \frac{\partial p}{\partial x} \right) - \frac{\partial}{\partial y} \left(k_0 h z_k \beta_k \frac{\partial p}{\partial y} \right) =$$

$$= \sum_{n=1}^{N_w} y_k \rho_g^{surf} Q_n(t) \delta(x - \eta_n, y - \xi_n),$$

$$(k = \overline{1, N_C - 1}), \quad (7)$$

где

$$F = (1 - S) \rho_g + S \rho_w,$$

$$\beta = \sum_{k=1}^{N_C} \beta_k = \frac{\rho_g f_g}{\mu_g} + \frac{\rho_w f_w}{\mu_w}.$$

Необходимо отметить, что концентрации y_i при источниковых членах в системе уравнений (5)–(6) на нагнетательных скважинах заданы, то есть $y_k = y_k^0$.

Введенные величины связаны дополнительными соотношениями [3, 5, 6]:

$$x_k = \frac{z_k}{1 + W(k_k - 1)}, \quad y_k = \frac{z_k k_k}{1 + W(k_k - 1)},$$

$$S = \frac{(1 - W) \rho_g M_w}{(1 - W) \rho_g M_w + W \rho_w M_g}, \quad (8)$$

где W – корень уравнения

$$\sum_{k=1}^{N_C} \frac{(k_k - 1) z_k}{1 + W(k_k - 1)} = 0, \quad (9)$$

$$k_k = \frac{y_k}{x_k}, \quad M_g = \sum_{k=1}^{N_C} y_k M_k, \quad M_w = \sum_{k=1}^{N_C} x_k M_k.$$

Мольная доля W газовой фазы определяется следующим образом: если $\sum_{k=1}^{N_C} z_k/k_k < 1$, то $W = 0$ (смесь находится в однофазном жидком состоянии); если $\sum_{k=1}^{N_C} z_k/k_k > 1$, то $W = 1$ (смесь находится в однофазном газовом состоянии). В случае, когда условия не выполняются, то W находится в интервале $(0, 1)$ и является единственным корнем уравнения концентраций (8).

В результате несложных преобразований уравнения (7) можно привести к виду, удобному для применения численных методов:

$$m F_k \frac{\partial z_k}{\partial t} = k_0 \beta_k \frac{\partial p}{\partial x} \frac{\partial z_k}{\partial x} + k_0 \beta_k \frac{\partial p}{\partial y} \frac{\partial z_k}{\partial y}, \quad (10)$$

$$(k = \overline{1, N_C}).$$

Для построения замкнутой системы уравнений многокомпонентной фильтрации необходимо задать соотношения для плотностей, вязкостей, констант равновесия компонент смеси и относительных фазовых проницаемостей.

Наиболее распространенным и удобным методом расчета парожидкостного равновесия является применение единых уравнений состояния, которые в компактной аналитической форме содержат максимальную информацию о моделируемой системе. В инженерной практике наибольшее распространение нашли два вида уравнений состояния: многокоэффициентные и кубические.

Многокоэффициентные уравнения основаны на представлении связи между объемом, давлением и температурой в форме, которая была предложена в 1901 году Камерлинг-Оннесом. Однако данные уравнения довольно сложные в расчетах и требуют больших временных затрат.

Наиболее удобными для проведения теоретических расчетов являются кубические (относительно объема) уравнения состояния.

В 1975 г. Пенг и Д. Робинсон [7] разработали достаточно удачную модификацию уравнения Ван-дер-Ваальса. Уравнение состояния PR имеет следующий вид:

$$p = \frac{RT}{V - b} - \frac{a}{V(V + b) + b(V - b)}, \quad (11)$$

где a, b – коэффициенты, причем коэффициент a зависит от температуры и определяется следующим образом:

$$a = a_c \cdot a(T_r, \omega). \quad (12)$$

$$a_c = 0.42747 \frac{R^2 T_c^2}{P_c}, \quad (13)$$

$$a(T_r, \omega) = (1 + m(1 - T_r^{0.5}))^2, \quad (14)$$

$$m = 0.37464 + 1.5422\omega - 0.26992\omega^2. \quad (15)$$

Коэффициент b вычисляется по формуле

$$b = 0.77796 \frac{RT_c}{P_c}. \quad (16)$$

Для расчета свойств многокомпонентных систем по уравнению (10) Пенг и Д. Робинсон предложили вычислять его коэффициенты следующим образом:

$$a = \left(\sum_{i=1}^N y_i a_i^{0.5} \right)^2, \quad b = \sum_{i=1}^N y_i b_i, \quad (17)$$

где a_i , b_i – коэффициенты чистого i -го компонента, рассчитываемые по формулам (11)–(14).

При выборе уравнения состояния, на основе которого проводился расчет параметров газоконденсатной смеси, мы ориентировались на аналитические исследования [7, 8], в результате которых выявлено, что наиболее точным уравнением состояния для расчета плотности, теплоемкости, энтальпии и энтропии углеводородных смесей как в газообразном, так и жидком состоянии в условиях давлений, превышающих 15 МПа, является уравнение Пенга-Робинсона.

Применение уравнений состояния для расчета парожидкостного равновесия базируется на использовании строгих термодинамических соотношений и фундаментального правила равенства летучестей каждого компонента в сосуществующих газовой и жидкостной фазах [9–12]. Расчеты парожидкостного равновесия для каждого узла сетки области выполнялись на основании алгоритмов, которые изложены в работах [6, 10].

Приведенная выше замкнутая система уравнений и соотношений (6), (8)–(11), а также начальных и граничных условий (2), (3) позволяет найти значения моделируемых функций и технологических параметров добычи.

2. АЛГОРИТМ ЧИСЛЕННОГО РЕШЕНИЯ ЗАДАЧИ ФИЛЬТРАЦИИ И АПРОБАЦИЯ МОДЕЛИ

Решение системы уравнений плановой многофазной многокомпонентной фильтрации газа в условиях анизотропного трещиновато-блокового строения пласта с фазовыми переходами можно получить только с использованием численных методов и реализацией соответствующих вычислительных алгоритмов на современных ПК. Методы численного решения одномерных и многомерных задач фильтрации жидкостей (нефти и воды), а также газа без учета фазовых переходов широко распространены и изложены во многих работах. Значительно меньше развиты методы решения задач многокомпонентной фильтрации с учетом фазовых переходов.

Решение системы уравнений, записанной выше, для практических задач фильтрации в неоднородных средах получено хорошо известным, широко распространенным и надежным приближенным численным методом конечных разностей [13, 14]. Для аппроксимации исходных дифференциальных уравнений была использована абсолютно устойчивая неявная консервативная разностная схема, которая приводит к необходимости на ка-

ждом шаге по времени решать систему алгебраических уравнений, в которой количество неизвестных соответствует количеству внутренних узлов сетчатой области (например, для канонической прямоугольной области количество уравнений $N_e = N_x N_y$). Применение прямых методов решения систем алгебраических уравнений для каждого шага по времени требует: вычисления коэффициентов уравнения для заполнения матрицы порядка N_e^2 и вектора свободных членов из N_e элементов; вычисления главного определителя системы, а потом обращения матрицы при вычислении каждого неизвестного. Поэтому решение систем алгебраических уравнений было получено с помощью разработанной авторами работы новой итерационной процедуры, которая обеспечивает высокую сходимость и необходимую точность вычислительного процесса и удобную для разработки алгоритмов и программ для ПК. Достаточно подробно методика численного решения изложена в работе [6].

Следует отметить, что при разработке алгоритма расчета и программы для ПК использовались фундаментальные уравнения и базовые экспериментальные соотношения теории фильтрации, газогидродинамики, прикладной математики, численных методов, а также программирования, что обусловило необходимость предварительного определения большого объема необходимых исходных данных.

Для реализации описанного алгоритма разработанная программа расчета для ПК в программной среде Delphi для произвольного количества слоев, скважин и компонентов смеси, причем, большая часть ограничений при решении конкретных задач связана с аппаратными возможностями ПК, находящихся в распоряжении специалистов, полнотой и качеством представленной исходной информации и количеством времени, выделенного на проведение исследований.

Расчеты парожидкостного равновесия для каждого узла сетки области выполнены на основе алгоритмов, изложенных в работах [10, 11], и доработаны в части увеличения точности вычислений и увеличения скорости сходимости итерационных процессов при решении нелинейных уравнений состояния и фазовых концентраций. Тем не менее, скорость решения задачи заметно падает при увеличении количества узлов конечно-разностной сетки, в которых давление падает ниже давления начала конденсации, что объясняется интенсивной работой программного модуля расчета парожидкостного равновесия. Очевидно, что при дальнейшем развитии аппаратных средств и программной

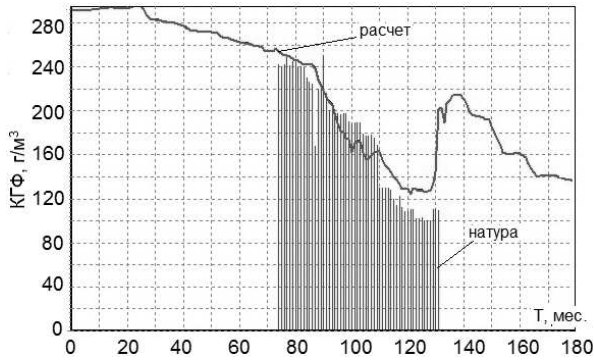


Рис. 1. Конденсатный фактор на скважине №15

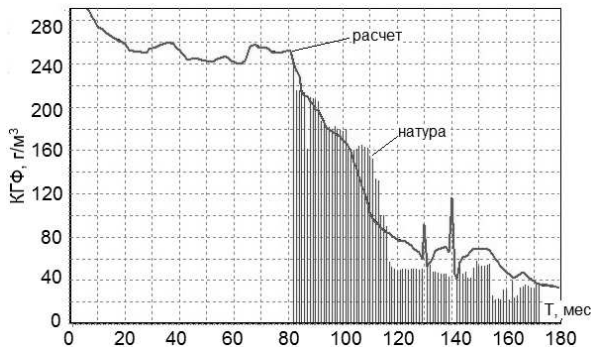


Рис. 2. Конденсатный фактор на скважине №26

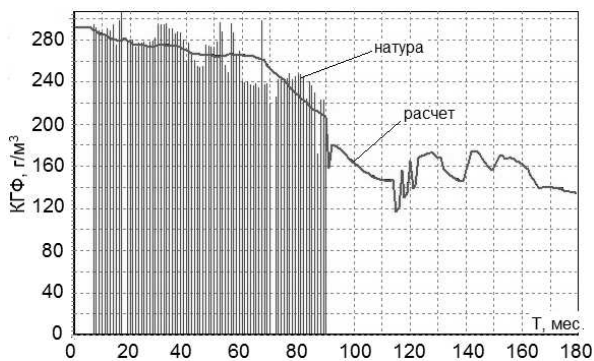


Рис. 3. Конденсатный фактор на скважине №79

поддержки такие задачи целесообразно будет решать на многопроцессорных ПК с распараллеливанием вычислительных процессов.

Апробация разработанного программного комплекса решения задачи многокомпонентной фильтрации при сайклинг-процессе проводилась на примерах действующих газоконденсатных месторождений (Котелевского, Тимофеевского, Березовского и др.) [6]. Для этого по имеющимся исходным данным строилась геологическая модель соответствующего месторождения, где данные об

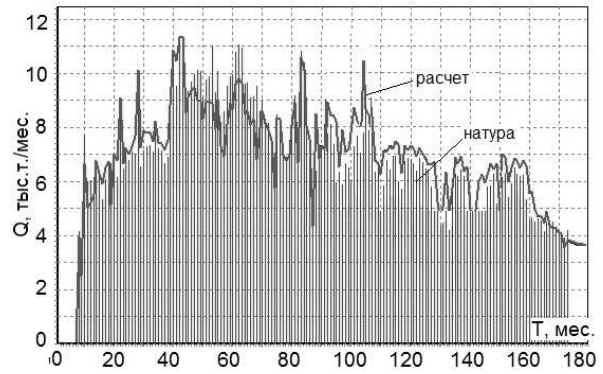


Рис. 4. Помесячная добыча газового конденсата

эффективной толщине, пористости, проницаемости и газонасыщенности осреднялись по толщине пласта и переносились на конечно-разностную сетку месторождения. Затем численно решалась задача фильтрации многокомпонентной смеси с учетом фазовых переходов (1)–(3), (11) для этого месторождения при заданных натуральных данных по отбору «жирного» газа из добывающих скважин и закачке «сухого» газа в нагнетательные скважины. После решения задачи мы получали распределения КГФ внутри всего месторождения и на каждой добывающей скважине. Рассчитанные значения КГФ на каждой добывающей скважине сравнивались с натурными данными КГФ по этой скважине. При первоначальных расчетах погрешность в определении КГФ по различным скважинам составляла от 5 до 30%, что было вызвано, по нашему мнению, погрешностью задания геологической модели, главным образом эффективной толщины и проницаемости. После анализа изменения КГФ на этих скважинах и с учетом времени прорыва «сухого» газа в добывающие скважины мы проводили калибровку модели, в процессе которой, исходя из физических соображений, увеличивали/уменьшали эффективную толщину и/или проницаемость в районе скважин, где наблюдалось наибольшее отличие, и снова проводили расчет фильтрации многокомпонентной смеси. Таким образом, после нескольких итераций мы добились того, чтобы среднее квадратичное отклонение в величине КГФ на каждой добывающей скважине не превышало 3–5%, после чего можно было считать, что модель месторождения откалибрована и можно проводить оптимизацию разработки месторождения. На рис.1–3 представлены сравнения расчетов для откалиброванной модели Котелевского месторождения с имеющимися натурными данными для скважин №15, №26 и №79.

На рис. 4 представлено аналогічне порівняння для місячної добычі газового конденсату по всім добуваючим скважинам цього родовища.

Порівняння розрахункових кривих з натурними даними, в цілому, показує їх хороше співвідношення, що свідчить про адекватність математичної моделі реальним умовам добычі.

Приведені вище математична модель, методи численного рішення, алгоритми розрахунків і програми для ПК використовувалися для наукового обґрунтування оптимальних режимів розробки (сайклінг-процес, розробка на истощение, закачка азота з метою підтримання високого пластового тиску) деяких газоконденсатних родовищ, розташованих на території України.

3. ПОСТАНОВКА ЗАДАЧИ ОПТИМІЗАЦІЇ

Питання визначення оптимального варіанта розробки родовища розглядалися Закировим С.Н. [2], Васильєвим В.И. [15], Зотовим Г.А. [16], Пестряковим А.К. [17], Андрєєвим О.Ф. [18], Тетєревым И.Г. [19] і іншими дослідниками.

Для рішення задач оптимізації показателів розробки родовищ вуглеводородів широко використовуються такі підходи як метод множителей Лагранжа, принцип максимуму Понтрягіна, градієнтні методи. В залежності від поставлених задач методи оптимізації використовуються як самостійно, так і в поєднанні з іншими підходами і методиками (метод кусочно-лінійного програмування, теорія малих впливів, упрощений метод нелінійного програмування, метод динамічного програмування, метод Мейєрова-Литвака, моделі синергетики, метод параметричного програмування, апарат теорії нечітких множин, метод обертаючихся координат, різновидність методу локальних варіацій, симплекс-метод і інші.)

Як відомо, розробка газоконденсатних родовищ на режимі истощения призводить до зниження коефіцієнта конденсатоподоби і викликає ряд ускладнень в технологічних процесах добычі вуглеводородів. Відомі методи підвищення вуглеводородоподоби газоконденсатних родовищ ґрунтуються на підтриманні в них пластового тиску з допомогою різних агентів або вилучення випавшого в пласті конденсату.

Для запобігання або значного скорочення втрат конденсату в пласті в процесі ра-

зробки слід не допускати зниження пластового тиску нижче тиску початку конденсації. Це можна досягти шляхом штучного підтримання пластового тиску на рівні первісного. З цією метою і був запропонований спосіб рециркуляції газу, отримавший назву «сайклінг-процес», внаслідок чого однією з найбільш ефективних методів боротьби з пластовими втратами конденсату.

Суть цього способу полягає в наступному. Добувається з газоконденсатних скважин газ після повної сепарації і звільнення від конденсату з допомогою спеціальних компресорів через нагнетательні скважини закачується назад в розробляється пласт. В результаті такої неперервної циркуляції газу з пласта добуваються тільки важкі вуглеводороди - конденсат, а «сухий» газ повертається назад в пласт.

Сайклінг-процес був розроблений ще в 1930-х роках В. Воугеном. Однак широкому впровадженню в газопромислову практику сайклінг-процесу сприяла кон'юнктура, склалася в промисловості США і Канади в роки другої світової війни, коли різко зросла потреба в рідких вуглеводородах при зниженні потреби в природному газі. Зворотна закачка «отбензиненого» газу застосовувалася в той період часу на багатьох десятках родовищ США і Канади, включаючи навіть газоконденсатні родовища з незначительним початковим вмістом конденсату в газі (до 150-180 г/м³ [20-22]). В наступні роки кількість проектів, здійснюваних в світовій практиці з застосуванням сайклінг-процесу, кілька зменшилося внаслідок зміни структури споживання. Ефективним використанням сайклінг-процесу виявилася на газоконденсатних родовищах з вмістом конденсату в газі не менше 250 - 300 г/м³.

При розробці газоконденсатного родовища при заданих об'ємах добычі газу і/або закачки «сухого» газу (в разі розробки родовища в режимі сайклінг-процесу), як правило, існує можливість перерозподілу витрат (вибора і закачки) газу по скважинах при збереженні планових місячних рівнів без шкоди для умов промислової підготовки. Дане перерозподілення може бути здійснено цілеспрямовано для регулювання процесу розробки газоконденсатного родовища з метою підвищення добычі газоконденсату.

Потрібно оптимізувати розподіл вибору і/або закачки газу по скважинах в період заданного часу T_{onm} з метою максимізації об'єму вилученого газового конденса-

та. Для большей наглядности рассмотрим случай разработки месторождения на истощение. Полученные результаты легко распространяются и на случай использования сайклинг-процесса.

Пусть в газоконденсатной залежи имеется N эксплуатационных скважин. Запланированные уровни добычи обозначим $Q_{sum}(t)$, а уровни отборов по каждой скважине - $Q_i(t)$ ($i = \overline{1, N}$), т.е.

$$Q_{sum} = \sum_{i=1}^N Q_i. \quad (18)$$

На каждую величину Q_i может накладываться ограничение, обусловленное добычными возможностями скважины $Q_i \leq Q_i^{max}$.

Таким образом, задача о распределении отборов газа с целью достижения максимальной добычи газового конденсата за выбранный период времени T_{opt} формулируется как оптимизационная: требуется найти распределение отборов газа по эксплуатационному фонду скважин, которое в каждый момент времени обеспечивает максимум целевой функции

$$\begin{cases} \Phi(\vec{x}) \rightarrow \max_{\vec{x} \in X}, \\ Q_{sum} = \sum_{i=1}^M Q_i, \quad Q_i \leq Q_i^{max}, \end{cases} \quad (19)$$

где $\vec{x} = (Q_1, Q_2, \dots, Q_M)$; Q_i - расход на i -й скважине; допустимое множество $X = \{\vec{x} | Q_i \geq 0, i = 1, 2, \dots, M\} \in R^M$, M - количество скважин, работающих на текущий момент разработки.

Для расчета использовался метод наискорейшего спуска [23, 24] с дробным шагом, что позволило получить результаты с большей точностью, чем для постоянного шага, а также достигнуть сходимости. Положим, что функция $\Phi(\vec{x})$ всюду дифференцируема в M -мерном евклидовом пространстве R^M .

Направление спуска в градиентных методах оптимизации совпадает с направлением антиградиента минимизируемой функции $\Phi(\vec{x})$. Итерационная формула градиентных методов оптимизации имеет вид

$$\vec{x}^{r+1} = \vec{x}^r + \lambda^r \vec{S}^r. \quad (20)$$

Здесь λ^r - длина шага на r -ой итерации в направлении \vec{S}^r , где $\vec{S}^r = -\frac{\nabla \Phi^r}{\|\nabla \Phi^r\|}$ - единичный вектор направления антиградиента функции $\Phi(\vec{x})$ в точке \vec{x}^r , $\|*\|$ - некоторая векторная норма, например, евклидова. Напомним, что градиент

функции $\Phi(\vec{x})$ в точке \vec{x}^r есть значение вектора частных производных этой функции в точке \vec{x}^r :

$$\nabla \Phi^r = \nabla \Phi(\vec{x}^r) = \left(\begin{array}{c} \frac{\partial \Phi}{\partial x_1} \\ \frac{\partial \Phi}{\partial x_2} \\ \dots \\ \frac{\partial \Phi}{\partial x_N} \end{array} \right) \Bigg|_{\vec{x}=\vec{x}^r}. \quad (21)$$

Различные градиентные методы оптимизации отличаются между собой правилами выбора длины шага λ^r .

Приведенная задача представляет собой задачу условной оптимизации, т.е. на искомое решение налагаются дополнительные условия (ограничения на скважинах). Эта задача представляет собой систему M уравнений относительно искомых расходов Q_1, Q_2, \dots, Q_M добывающих скважин, для решения которой была разработана итерационная схема для некоторой сеточной области на основании метода наискорейшего спуска с дробным шагом λ^r :

$$\vec{x}^{r+1} = \vec{x}^r + \lambda^r \nabla \Phi(\vec{x}^r), \quad (22)$$

где λ^r - длина шага на r -ой итерации; $\nabla \Phi(\vec{x}^r)$ - градиент функции суммарной добычи газоконденсата.

4. МЕТОДИКА ПРОВЕДЕНИЯ ЧИСЛЕННЫХ ЭКСПЕРИМЕНТОВ ЗАДАЧИ ОПТИМИЗАЦИИ

Задача оптимизации по распределению отборов скважин решается на основе описанной выше двумерной двухфазной гидродинамической модели в некоторой сеточной области с соответствующими краевыми условиями на каждый текущий момент времени на период времени ΔT_{opt} . Полученные значения дебитов подаются в качестве заданного режима работы добывающих скважин для гидродинамических расчетов на текущий момент времени. Искомый экстремум суммы целевых функций (максимум добычи газоконденсата) определялся с помощью метода скорейшего спуска (18)–(22). В результате решения задачи гидродинамического моделирования получаем на каждый момент времени в каждой точке пласта (разностной сетки) значения пластового давления $p(x, y, t)$ и состава многокомпонентной смеси (концентрации) $z_k(x, y, t)$, $k = \overline{1, N_C}$, соответствующие оптимальному режиму разработки.

Следует отметить, что для реальных ГКМ с большим количеством эксплуатационных и нагнетательных скважин при малом расчетном шаге

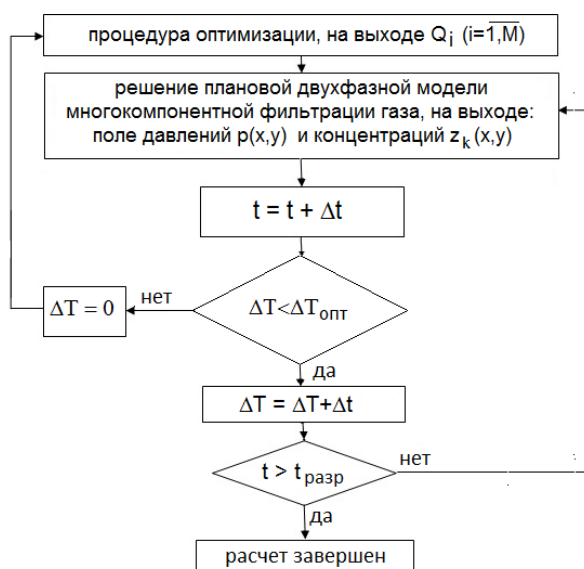


Рис. 5. Методика проведения численных экспериментов

по времени Δt , т.е. когда $\Delta t \ll 1$ мес., количество вычислительных операций при решении задачи оптимизации в такой постановке несопоставимо с возможностями современной компьютерной техники. В связи с этим для значительного сокращения времени счета была разработана методика, представленная на рис. 5.

Согласно предложенной методике решение задачи оптимизации добычи газового конденсата для всего периода разработки месторождения было представлено как последовательность задач оптимизации на период времени $\Delta T_{\text{опт}}$ (шаг оптимизации) каждая. Результаты численных экспериментов свидетельствуют о том, что практически без значительной потери точности результатов шаг оптимизации можно принять $\Delta T_{\text{опт}} = 1$ месяц.

Особое внимание следует уделять константе ε , определяющей требуемую точность решения. Это очень важный параметр, поскольку от него в значительной мере зависит эффект от оптимизации. Точность расчетов ε была принята $\varepsilon = 10^{-4}$. Данную точность расчетов можно считать наиболее приемлемой с точки зрения получения результатов в течение реального времени, поскольку, например, уменьшение точности до $\varepsilon = 10^{-3}$ приводит к уменьшению эффекта оптимизации добычи газоконденсата на 1.5-2.0%, а увеличение точности до $\varepsilon = 10^{-5}$ приводит к увеличению времени счета в 2.5-3 раза без заметного влияния на результаты расчетов.

Такой подход позволяет решать задачи регу-

лирования разработки газоконденсатных месторождений с необходимой точностью при разумных затратах времени счета.

5. РЕГУЛИРОВАНИЕ ДЕБИТОВ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ СКВАЖИН НА ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ В РЕЖИМЕ РАЗРАБОТКИ НА ИСТОЩЕНИЕ

В этом параграфе рассмотрена задача безусловной оптимизации добычи газового конденсата при разработке реального месторождения (Котелевское ГКМ). Площадь области месторождения составляет 27.9 км². За расчетный период разработка месторождения на истощения проводилась сначала 4-мя скважинами, а затем количество работающих скважин было увеличено до 8-ми. Толщина пласта – 173 м, средняя эффективная толщина пласта – 66.3 м, среднее значение пористости 12.9%, проницаемость – $141 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$.

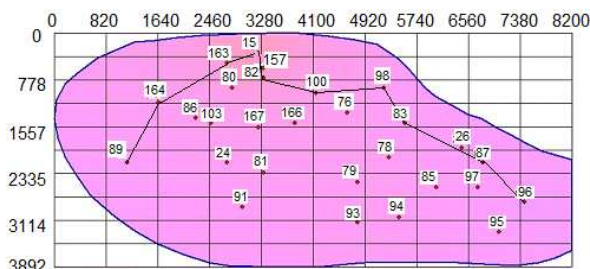


Рис. 6. Схема Котелевского газоконденсатного месторождения

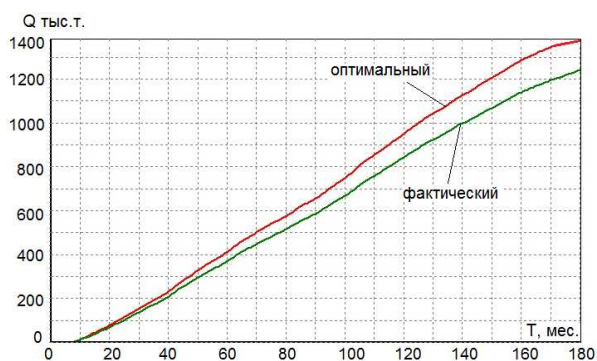


Рис. 7. График суммарной добычи газоконденсата на Котелевском ГКМ при различных режимах разработки на истощение

Пластовая газоконденсатная система характеризуется высоким начальным содержанием конденсата в пластовом газе 416.9 г/м³. Начальное пластовое давление – 50.68 МПа, давление начала конденсации углеводородов в пласте – 46.7

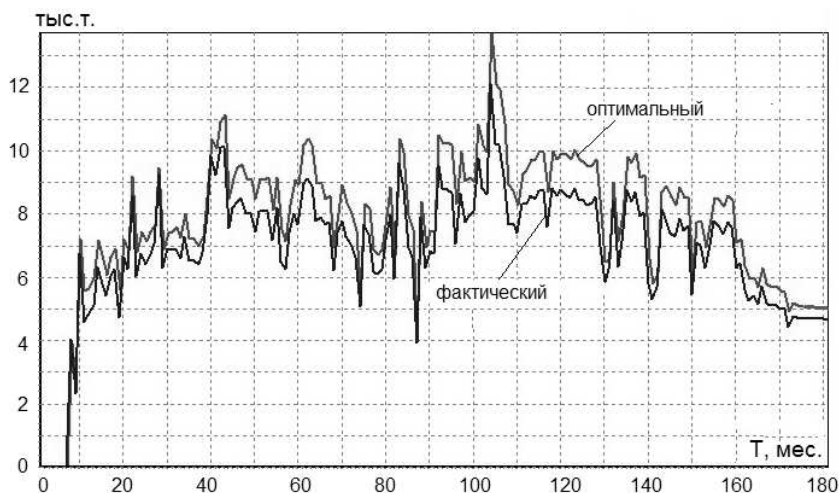


Рис. 8. График помесечной добычи газоконденсата на Котелевском ГКМ при различных режимах разработки на истощение

МПа. Пластовая температура 383К. Состав газа: 6.01% углеводородов C_{5+} , 77% метана, 8.10% этана, 4.46% пропана, 1.11% бутана, 0.96% азота и 1.74% диоксида углерода. Запасы газового конденсата, согласно (2.14), оценивались в 2 579 тыс. т. Схема Котелевского газоконденсатного месторождения приведена на рис. 6.

Следует отметить, что в реальности разработка Котелевского ГКМ велась в несколько этапов. С 1979 по 1986 г. происходила разработка месторождения на истощение, в период с 1986 по 1992 г. пласт находился в консервации с незначительным отбором газа из скважин, пробуренных новых скважин, а в 1993 г. после падения среднего давления по пласту ниже давления конденсации началась разработка в режиме сайклинг-процесса.

Для того чтобы оценить степень влияния внутрипластовых перетоков на добычу газового конденсата в режиме разработки месторождения на истощение, было рассчитано два различных варианта разработки – фактический и оптимальный.

При расчете фактического режима разработки месторождения на истощение расходы добывающих скважин были приняты согласно фактическим натурным данным для месторождения. Нагнетательные скважины предполагались отключенными в течение всего периода разработки.

При расчете оптимального режима разработки месторождения на истощение варьирование расходами касалось всех 18 эксплуатационных скважин, задействованных в разработке. При этом суммарная добыча газа была принята равной фактической для всего фонда эксплуатационных. Нагнетательные скважины также предполагались отключенными в течение всего периода разработки.

ченными в течение всего периода разработки. Суммарный расчетный период составил 15 лет (180 месяцев). Фонд добывающих скважин включал 18 скважин (№15, №24, №26, №76, №79, №81, №82, №85, №87, №89, №96, №98, №100, №157, №163, №164, №166 и №167). Прогнозный расчет проведен с целью выбора оптимального режима, при котором общая добыча газового конденсата была бы максимальной, при этом шаг оптимизации принят $\Delta T_{\text{опт}} = 1$ месяц. То есть в процессе оптимизации режима добычи на истощение расчет перераспределения расходов для действующего фонда всех скважин проводился на каждый месяц. Блок-схема алгоритма представлена на рис. 5.

При расчетах количество узлов по координате Ox было принято $N_x = 141$, по координате Oy принято $N_y = 67$, при этом шаги по осям Ox и Oy были $dx = 58.6$ 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 ϵ была принята $\epsilon = 10^{-4}$.

На рис. 7 и 8 представлены графики общей и помесечной добычи газоконденсата на Котелевском ГКМ для двух вариантов разработки месторождения на истощение. Из графиков следует, что оптимальный вариант уже через несколько месяцев существенно превышает фактический и в середине рассматриваемого периода это превышение составляет более 1.5 тыс.т/мес., к концу рассматриваемого периода эта цифра уменьшается в 2 раза. Однако оптимальный вариант за весь рассматриваемый период существенно выше фактического.

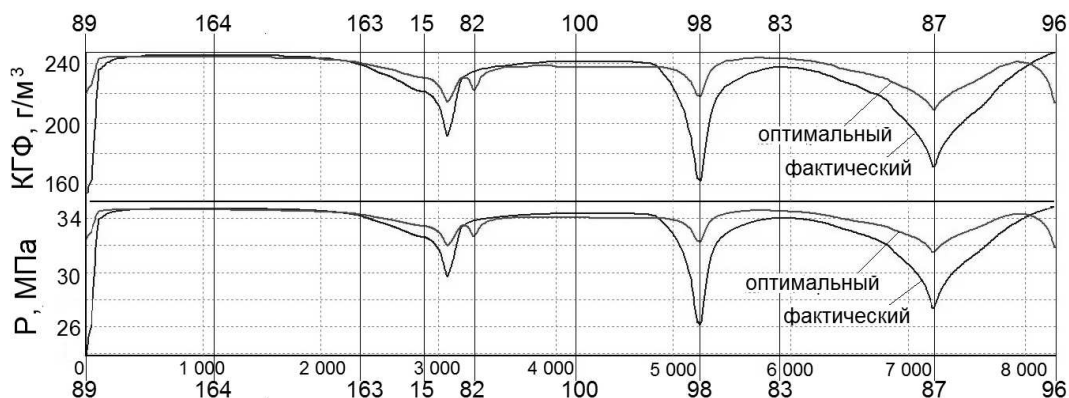


Рис. 9. Эпюры давлений и КГФ в створе скважин 89-164-163-15-82-100-98-83-87-96 на Котелевском ГКМ при различных режимах разработки на истощение

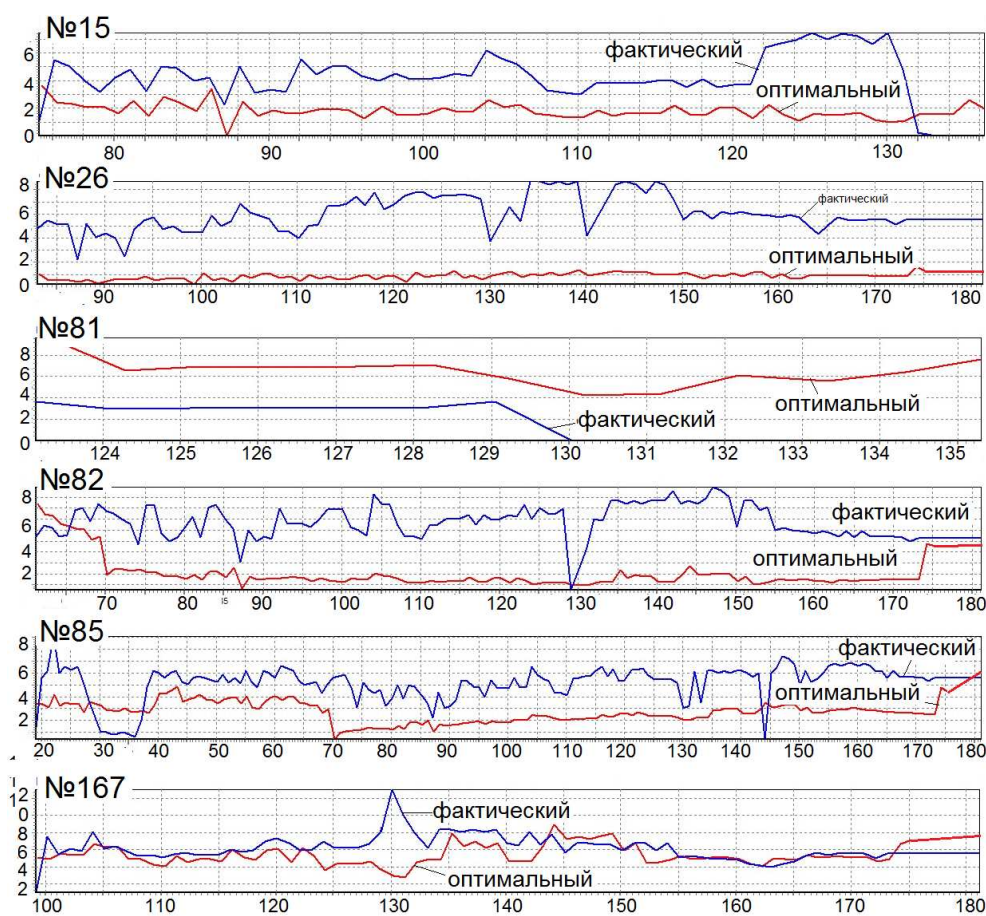


Рис. 10. Графики месячной добычи газа для эксплуатационных скважин №15, №26, №81, №82, №85 и №167 при фактическом и оптимальном режимах разработки месторождения на истощение

Влияние регулирования внутрипластовых перетоков на поля давлений и КГФ путем задания дебитов эксплуатационных скважин в результате решения задачи оптимизации проиллюстрирова-

но на рис. 9. В качестве примера на этом рисунке представлены эпюры давлений и КГФ через 5 лет (60 месяцев) после начала разработки для нескольких участков области месторождения, на-

ходящихся между скважинами №89, №164, №163, №15, №82, №100, №98, №83, №87 и №96. Очевидно, что в результате регулирования внутрипластовых перетоков эпюра давлений для оптимального варианта имеет более ровный характер, чем для фактического. Воронки депрессии возле добывающих скважин в этом случае меньше и, как следствие, конденсатный фактор выше. Диапазон изменения 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. Таким образом, при оптимизации разработки месторождения на истощение происходит выравнивание давлений внутри области и, как следствие, уменьшение внутрипластовых перетоков, а также связанного с этим дополнительного выпадения конденсата.

На рис. 10 в качестве примера представлены графики месячной добычи газа для 6-ти эксплуатационных скважин из 18, задействованных в разработке (№15, №26, №81, №82, №85 и №167) при фактическом и оптимальном режимах разработки месторождения на истощение. Результаты расчетов свидетельствуют о том, что при фактической разработке ГКМ 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, в процессе которых и происходило выпадение конденсата. Этот факт и обуславливает широкие возможности для увеличения добычи газового конденсата при оптимизации путем регулирования дебитов добывающих скважин.

Таким образом, результаты численного моделирования показывают возможность использования разработанной модели и программ оптимизации для решения задач управления разработкой действующих газоконденсатных месторождений с целью увеличения добычи газового конденсата. На примере Котелевского месторождения показано, что путем управления внутрипластовыми перетоками и предотвращения дополнительного выпадения конденсата, можно рассчитать оптимальный вариант, учитывающий включение и выключение скважин в процессе добычи на истощение, который позволит увеличить добычу более чем на 12%, т.е. извлечь за 15 лет разработки почти 160 тыс. т. конденсата дополнительно.

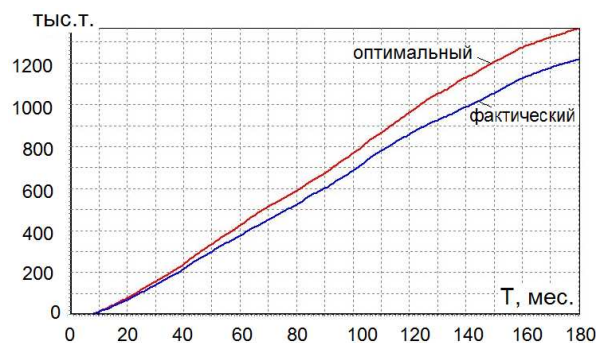


Рис. 11. Графики общей добычи газоконденсата для Котелевского ГКМ для различных вариантов разработки сайклингом

6. ОПТИМИЗАЦИЯ ЗАКАЧКИ «СУХОГО» ГАЗА НА ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ В РЕЖИМЕ САЙКЛИНГ-ПРОЦЕССА

В этом разделе приведены результаты исследований по оптимизации добычи газового конденсата при разработке Котелевского газоконденсатного месторождения в режиме сайклинг-процесса. Схема Котелевского газоконденсатного месторождения приведена на рис. 6. Регулирование добычи осуществлялось путем одновременного перераспределения как дебитов эксплуатационных скважин, так и дебитов закачки на нагнетательных скважинах.

Для того чтобы оценить степень влияния регулирования фильтрационных потоков «сухого» и «жирного» газа на добычу газового конденсата, было рассчитано два различных варианта разработки месторождения: оптимальный и фактический.

При расчете оптимального режима разработки месторождения в режиме сайклинга варьирование расходами касалось всех 28 скважин (18 добывающих и 10 нагнетательных), задействованных в разработке месторождения. При этом суммарная добыча газа и суммарное нагнетание газа были приняты равными запланированным для всего фонда соответственно эксплуатационных и нагнетательных скважин. Суммарный расчетный период составил 15 лет (180 месяцев). Фонд добывающих скважин включал 18 скважин (№15, №24, №26, №76, №79, №81, №82, №85, №87, №89, №96, №98, №100, №157, №163, №164, №166 и №167). Поддержание пластового давления осуществлялось за счет работы 10-ти нагнетательных скважин №78, №80, №83, №86, №91, №93, №94, №95, №97 и №103. Прогнозный расчет был проведен с целью выбо-

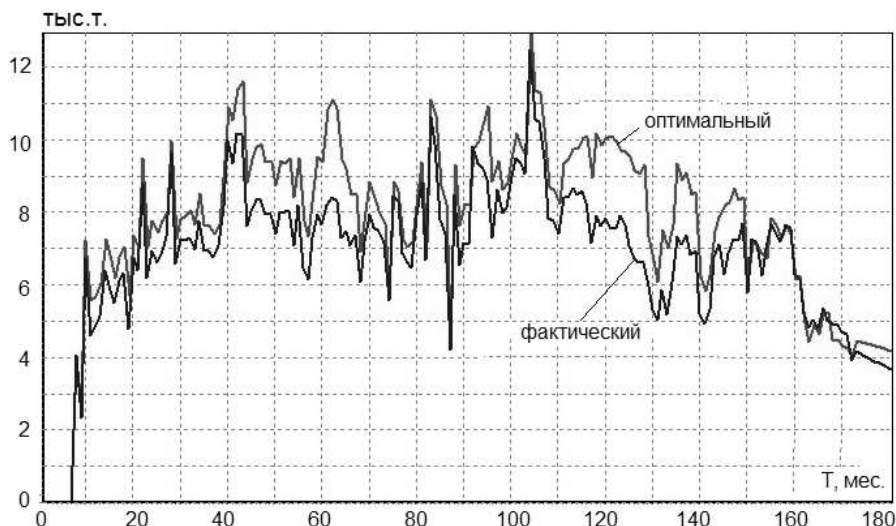


Рис. 12. Графики месячной добычи газоконденсата для Котелевского ГКМ для различных вариантов разработки сайклингом

ра оптимального режима, при котором общая добыча газового конденсата была бы максимальной, при этом шаг оптимизации был принят $\Delta T_{\text{опт}} = 1$ месяц. То есть в процессе оптимизации режима добычи с использованием сайклинг-процесса расчет перераспределения расходов для действующего фонда всех скважин проводился на каждый месяц. Блок-схема алгоритма представлена на рис. 5.

При расчетах количество узлов по координате Ox было принято $N_x = 141$, по координате Oy принято $N_y = 67$, при этом шаги по осям Ox и Oy были $dx = 58.6\text{ м}$ и $dy = 59.0\text{ м}$ соответственно. Расчеты проводились без каких-либо ограничений на режим работы как эксплуатационного, так и нагнетательного фондов скважин. В некоторые моменты времени одновременно работало до 25-ти скважин. Точность расчетов ϵ была принята $\epsilon = 10^{-4}$.

При расчете фактического режима разработки месторождения сайклингом расходы как добывающих, так и нагнетательных скважин были приняты согласно фактическим натурным данным для месторождения.

На рис. 11 и 12 представлены графики общей и помесичной добычи газоконденсата для Котелевского ГКМ для различных вариантов разработки месторождения с использованием сайклинг-процесса. Из графиков следует, что до прорыва «сухого» газа (в фактическом варианте) увеличение добычи конденсата происходит только за счет перераспределения дебитов добывающих скважин в оптимальном режиме. После прорыва «сухого»



Рис. 13. Распределение КГФ на Котелевском ГКМ после 120 мес. разработки сайклингом для фактического варианта



Рис. 14. Распределение КГФ на Котелевском ГКМ после 120 мес. разработки сайклингом для оптимального варианта

газа добыча конденсата в оптимальном варианте существенно возрастает и почти сравнивается с фактической только после прорыва «сухого» газа во все добывающие скважины.

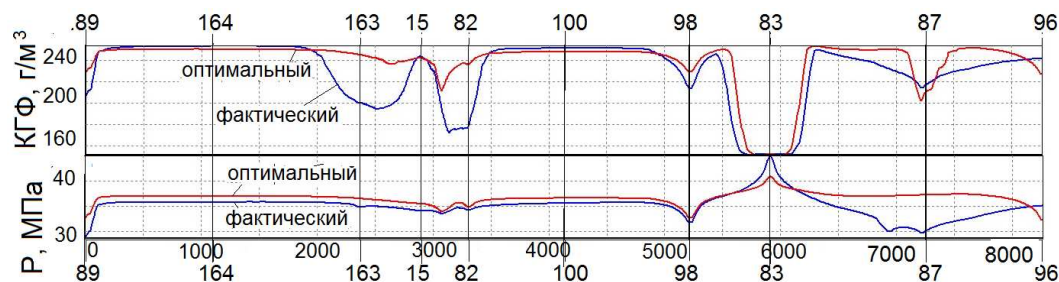


Рис. 15. Эпюры давлений и КГФ в створе скважин 89-164-163-15-82-100-98-83-87-96 на Котелевском ГКМ при различных режимах разработки сайклингом

На рис. 13 и 14 показано распределение конденсатогазового фактора на Котелевском ГКМ через 10 лет (120 месяцев) после начала разработки с использованием сайклинг-процесса для фактического и оптимального режима соответственно. Конфигурации областей «сухого» газа на этих рисунках иллюстрируют возможность при оптимальной разработке месторождения направлять фильтрационные потоки в нужном направлении с целью недопущения (максимально позднего) практически неизбежного прорыва «сухого» газа в какую-либо из скважин.

Влияние регулирования внутрипластовых потоков на поля давлений и КГФ путем задания дебитов эксплуатационных и нагнетательных скважин в результате решения задачи оптимизации проиллюстрировано на рис. 15. В качестве примера на этом рисунке представлены эпюры давлений и КГФ через 5 лет (60 месяцев) после начала разработки для нескольких участков области месторождения, находящихся в створе скважин №89, №164, №163, №15, №82, №100, №98, №83, №87 и №96. Очевидно, что в результате регулирования внутрипластовых перетоков эпюра давлений для оптимального варианта имеет более ровный характер, чем для фактического. При этом диапазон изменения давления для оптимального варианта значительно меньше, чем для фактического варианта, и для большей части области давление при оптимальной разработке выше давлений при фактической. Таким образом, при оптимизации разработки месторождения с использованием сайклинга происходит выравнивание давлений внутри области и соответственно предотвращение дополнительного, по сравнению с фактическим вариантом, выпадения конденсата. Однако наибольший эффект в увеличении добычи конденсата в оптимальном варианте дает все-таки отсрочка прорыва «сухого» газа в добывающие скважины.

Результаты расчетов свидетельствуют о том, что за счет регулирования фильтрационных потоков и предотвращения дополнительного выпадения конденсата можно рассчитать оптимальный вариант и при разработке месторождения с использованием сайклинг-процесса (т.е. при дополнительном одновременном регулировании дебитов нагнетательных скважин). Полученный оптимальный вариант разработки позволит за 15 лет эксплуатации месторождения увеличить добычу конденсата на 12.17%, т.е. извлечь 148.20 тыс.т. конденсата дополнительно.

ВЫВОДЫ

На базе математической модели плановой фильтрации двухфазной многокомпонентной смеси углеводородов с учетом фазовых переходов сформулирована и решена задача оптимизации распределения расходов скважин с целью максимального извлечения конденсата C_{5+} из газоконденсатных месторождений. Разработан алгоритм, позволяющий оптимально управлять процессом разработки газоконденсатного месторождения с учетом ограничений на дебиты определенных скважин, а также включения и выключения скважин на период ремонтных работ.

Эффективность изложенного подхода продемонстрирована на примере реального газоконденсатного месторождения (Котелевское ГКМ), расположенного на территории Украины. Показано, что за счет уменьшения внутрипластовых перетоков и предотвращения связанного с ними дополнительного выпадения конденсата (в режиме разработки на истощение) или преждевременного прорыва «сухого» газа в добывающие скважины (в режиме сайклинг-процесса) в оптимальном варианте возможно увеличение добычи конденсата более чем на 12%.

1. Лапук Б. Б. Теоретические основы разработки месторождений природных газов.– Москва-Ижевск: Ин-тут компьютерных исследований, 2002.– 296 с.
2. Закиров С.Н. Разработка газовых и нефтегазоконденсатных месторождений.– М.: Струна, 1998.– 628 с.
3. Тер-Саркисов Р.М. Разработка месторождений природных газов.– М.: ОАО "Издательство "Недра", 1999.– 660 с.
4. Шадрина Е.М. Термодинамические процессы идеальных газов: учеб. пособие/ Е.М. Шадрина, А.С. Кувшинова.– Иваново: Иван. гос. хим.-технол. ун-т, 2011.– 84 с.
5. Закиров С.Н., Закиров И.С. Новый подход к разработке нефтегазовых залежей // Обз. информ. Сер.: Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений.– М.: ИРЦ Газпром, 1996.– 52 с.
6. Калугин Ю.И., Кремез В.С., Яковлев В.В. Математическое моделирование фильтрационных процессов при разработке газоконденсатных месторождений // Прикладная гидромеханика.– 2007.– №9.– С. 69–85.
7. Брусиловский А.И. Теоретические основы фазовых превращений углеводородных смесей: Учебное пособие.– М.: РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2010.– 92 с.
8. Брусиловский А.И. Фазовые превращения при разработке месторождений нефти и газа.– М.: Грааль, 2002.– 576 с.
9. Азиз Х., Сеттари Э. Математическое моделирование пластовых систем.– М.: Недра, 1982.– 408 с.
10. Гуревич Г.Р., Брусиловский А.И. Справочное пособие по расчету фазового состояния и свойств газоконденсатных смесей.– М.: Недра, 1984.– 264 с.
11. С.Н. Закиров, Б.Е. Сомов, В.Я. Гордон и др. Многомерная и многокомпонентная фильтрация: Справочное пособие.– М.: Недра, 1988.– 336 с.
12. Розенберг М.Д., Кундин С.А. Многофазная многокомпонентная фильтрация при добыче нефти и газа.– М.: Недра, 1976.– 335 с.
13. Рихтмайер Р., Мортон К. Разностные методы решения краевых задач.– М.: Мир, 1972.– 118 с.
14. Роуч П. Вычислительная гидродинамика.– М.: Мир, 1980.– 615 с.
15. Васильев В.И., Закиров С.Н. Оптимизация показателей разработки газовых месторождений // Газовая промышленность.– N 1.– 1985.– С. 34–36.
16. Зотов Г.А., Умрихин Н.Б. Вопросы регулирования разработки месторождений природных газов / Методы физ. и мат. моделир. при проектир. разраб. месторожд. природ. газа // РЖ Горное дело.– М.– 1984.– С. 150–157.
17. Пестряков А. К. К методике определения оптимального варианта разработки газового месторождения // Науч.-техн. пробл. проектир. разраб. газ., газоконденсат. и газо-нефт. месторождения. М.– 2011.– 1983.– С. 14–19.
18. О.Ф. Андреев, М.И. Грон, Ю.А. Перемышцев, Е.Г. Фиш Оптимизация показателей разработки северных газовых месторождений на стадии проектирования // М.– ВНИИГаз.– 1982.– С. 30–39.
19. Тетерев И. Г. Определение оптимальных технологических показателей разработки // Пробл. нефти и газа Тюмени. – Тюмень.– 1981.– № 50.– С. 77–80.
20. Гуревич Г.Р., Соколов В.А, Шмыгля П.Т. Разработка газоконденсатных месторождений с поддержанием пластового давления.– М.: Недра, 1976.– 186 с.
21. А.Х. Мирзаджанзаде и др. Теория и практика разработки газоконденсатных месторождений.– М.: Недра, 1967.– 356 с.
22. Тер-Саркисов Р.М. Новая концепция воздействия на газоконденсатную залежь // Газовая промышленность.– 1997.– № 6.– С. 16–18.
23. Гилл Ф., Мюррей У., Райт М. Практическая оптимизация. Пер. с англ.– М.: Мир, 1985.– 562 с.
24. Корн Г., Корн Т. Справочник по математике для научных работников и инженеров // М.– Наука.– 1970.– С. 575–576.