

Моделирование технологических режимов работы газоконденсатных скважин

Рязанцев А.Э.

Генеральный директор ООО «СибГеоПрибор»

Торопецкий К.В.

Технический директор ООО «СибГеоПрибор»

Платонов Ю.Г.

Начальник отдела программирования ООО «СибГеоПрибор», к.т.н.

Вершинин В.Е.

Старший преподаватель кафедры моделирования физических процессов и систем ТюмГУ

Григорьев А.В.

Старший преподаватель кафедры информационных систем ТюмГУ, к.ф.-м.н.

Черемисин А.Н.

Доцент кафедры механики многофазных систем ТюмГУ, к.ф.-м.н.

Ульянов В.Н.

Доцент кафедры геофизики НГУ, к.т.н.

Курмангалиев Р.З.

Студент НГУ

Колотилов В.А.

Студент НГУ

Modeling of technological regimes of gascondensate wells

Ryazantsev A.E.

General director of «SibGeoDevice»

Toropetsky K.V.

Technical director of «SibGeoDevice»

Platonov Yu.G.

Director of programming department of «SibGeoDevice», PhD

Vershinin V.E.

Senior lecturer in modeling of physical processes and systems TumSU

Grigoryev A.V.

Senior lecturer in information systems TumSU, PhD

Cheremisin A.N.

Assistant professor of mechanics of multiphase systems TumSU. PhD

Ulyanov V.N.

Assistant professor of geophysics NSU, PhD

Kurmangaliev R.Z.

NSU student

Kolotilov V.A.

NSU student

В работе представлена физико-математическая модель, описывающая динамику газоконденсатных смесей в скважинах и газосборной сети газоконденсатного месторождения, которая была реализована в виде программного модуля, позволяющего рассчитывать технологический режим работы скважин, а также оптимизировать совместную добычу конденсата применительно к группе газоконденсатных скважин.

Ключевые слова: оптимизация технологического режима, газоконденсатное месторождение, повышение конденсатоотдачи, многофазные и многокомпонентные системы углеводородов, физического моделирование.

The paper presents the physical-mathematical model describing dynamics of condensate mixtures in wells and gas gathering network of gas condensate field which has been implemented in a software module allowing calculation of the wells' operational parameters, as well as optimization of condensate production for the group of gas condensate wells.

Key words: optimization of process conditions, gas and condensate field, increasing condensate production, multiphase and multicomponent systems of hydrocarbons, physical modeling.

Введение

Задачи расчетов и оптимизации технологических режимов совместной работы группы добывающих скважин газоконденсатного месторождения (ГКМ) являются крайне актуальными в настоящее время [1]. Учитывая позднюю стадию эксплуатации скважинного фонда, ведутся поиски способов повышения коэффициента извлечения конденсата (КИК) из продуктивного пласта. Физическая возможность достижения максимума конденсатоотдачи на скважинах ГКМ была показана в работе [1]. Попытки построения интегрированной модели месторождения предпринимались Соловьевым И.Г. в работах [2–3].

Нами был реализован программный модуль, предназначенный для расчета параметров технологического режима (ТР) добывающих скважин газовых и газоконденсатных месторождений; прогнозирования добычи отдельных скважин, группы скважин, месторождения; оптимизации добычи конденсата с группы скважин и месторождения в целом. При этом имеется возможность учета влияния на показатели технологического режима поверхностной газосборной системы (ГСС) и данных о текущем состоянии пластовой системы. Таким образом, с помощью данного программного модуля можно проводить расчет добычи продукции в системе: пласт/скважины → устье → газосборная сеть. В основе расчетов лежат точные и приближенные алгебраические зависимости между основными параметрами технологического режима (давление, температура, диаметр штуцера, дебит газа и конденсата). Для улучшения точности модели используются корректирующие множители, характеризующие степень отличия фактических величин от рассчитанных с использованием уравнений. Изменяя их значение, можно добиваться лучшего совпадения расчетных и фактических значений параметров технологического режима работы скважин.

При расчете параметров потока учитывается состав пластового газа в каждой скважине (углеводородные компоненты: C_1 – C_{14} , и неуглеводородные: N_2 , CO_2). Состав необходим при определении плотности, давления, коэффициента сжимаемости, теплоемкости, соотношения фаз в потоке [4]. В основе расчета лежат допущения о квазиравновесности процессов ретроградной конденсации в системе и постоянстве состава газоконденсатной смеси [1]. Второе допущение соответствует односкоростному приближению, применение которого обосновано малой объемной долей жидкости в газоконденсатной смеси (ГКС) — 1–3 % об. [5]. В расчетах используется модифицированное уравнение состояния Пенга–Робинсона, дающее хорошую точность для газоконденсатных смесей при высоких давлениях и температурах [4].

Программный модуль был успешно апробирован на реальных промысловых данных на значительном промежутке времени. Можно выделить типичную задачу условной параметрической оптимизации, которая может быть успешно решена с использованием разработанного

программного модуля. Суть этой задачи сводится к обстоятельствам, когда фиксируется значение суммарной добычи по газу, в то время как повышение продуктивности месторождения сводится к повышению конденсатоотдачи, т.е. увеличению среднего конденсатно-газового фактора (КГФ) в заданном промежутке времени. Разумеется, в таком случае можно говорить о повышении КИК, но предложенный метод является одним из инструментов и необходимо его комплексирование с полномасштабным интегрированным гидродинамическим моделированием.

Физико-математическая модель скважины и газосборной сети

Программный модуль включает реализацию физических моделей скважины на следующих уровнях согласно рис. 1:

1. Модель скважина/пласт (двухфазная фильтрация в призабойной зоне скважины);
2. Модель ствола скважины (одномерная двухфазная гидродинамическая модель);
3. Штуцерная формула для двухфазной среды;
4. Модель газосборной сети.

Модель притока в скважину основана на квадратичном уравнении Дарси–Форхгеймера [5]:

$$P_{\text{пл.}}^2 - P_{\text{заб.}}^2 = A Q_{\text{см}} + B Q_{\text{см}}^2,$$

где $P_{\text{пл.}}$ — пластовое давление, $P_{\text{заб.}}$ — забойное давление, $Q_{\text{см}}$ — массовый расход ГКС, A и B — коэффициенты фильтрационного сопротивления, причем A обусловлен в первую очередь эффектами вязкого трения, а B — топологией поровых каналов коллектора.

Модель движения по стволу скважины основана на уравнении Адамова [5]:

$$P_{\text{уст.}}^2 - P_{\text{заб.}}^2 e^{2S} = \theta Q^2;$$

$$S = \frac{0,034 \rho_{\text{отн.}} L}{Z_{\text{ср}} T_{\text{ср}}};$$

$$T_{\text{ср}} = (T_{\text{заб.}} - T_{\text{уст.}}) / \ln(T_{\text{заб.}} / T_{\text{уст.}});$$

$$\theta = 9,91 \cdot 10^3 \frac{\lambda(Z_{\text{ср}} T_{\text{ср}})^2}{d^5} (e^{2S} - 1);$$

$$\lambda = 0,25 / \left(\ln \left(\frac{5,62}{Re^{0,9}} + \frac{\varepsilon}{7,41} \right) \right)^2;$$

$$Re = \frac{17,77 Q \rho_{\text{отн.}}}{\eta d}; \quad \varepsilon = \frac{2\delta}{d},$$

где $P_{\text{уст.}}$ — устьевое давление, $P_{\text{заб.}}$ — забойное давление, $Y_{\text{уст.}}$ и $Y_{\text{заб.}}$ — абсолютная отметка высоты устья и забоя скважины, L — глубина забоя относительно устья ($Y_{\text{уст.}} - Y_{\text{заб.}}$), $Z(P, T)$ — фактор сжимаемости ГКС, μ — среднемолярная масса ГКС, g — ускорение свободного падения, R — универсальная газовая постоянная, $\rho_{\text{отн.}}$ — относительная плотность ГКС, $Z_{\text{ср}}$ и $T_{\text{ср}}$ — фактор сжимаемости и температура ГКС, усредненные по стволу скважины от забоя до устья, λ — коэффициент гидравлического сопротивления, Re — число Рейнольдса, δ и ε — абсолютная и относительная шероховатость внутренней поверхности насосно-компрессорных труб (НКТ), d — внутренний диаметр НКТ.

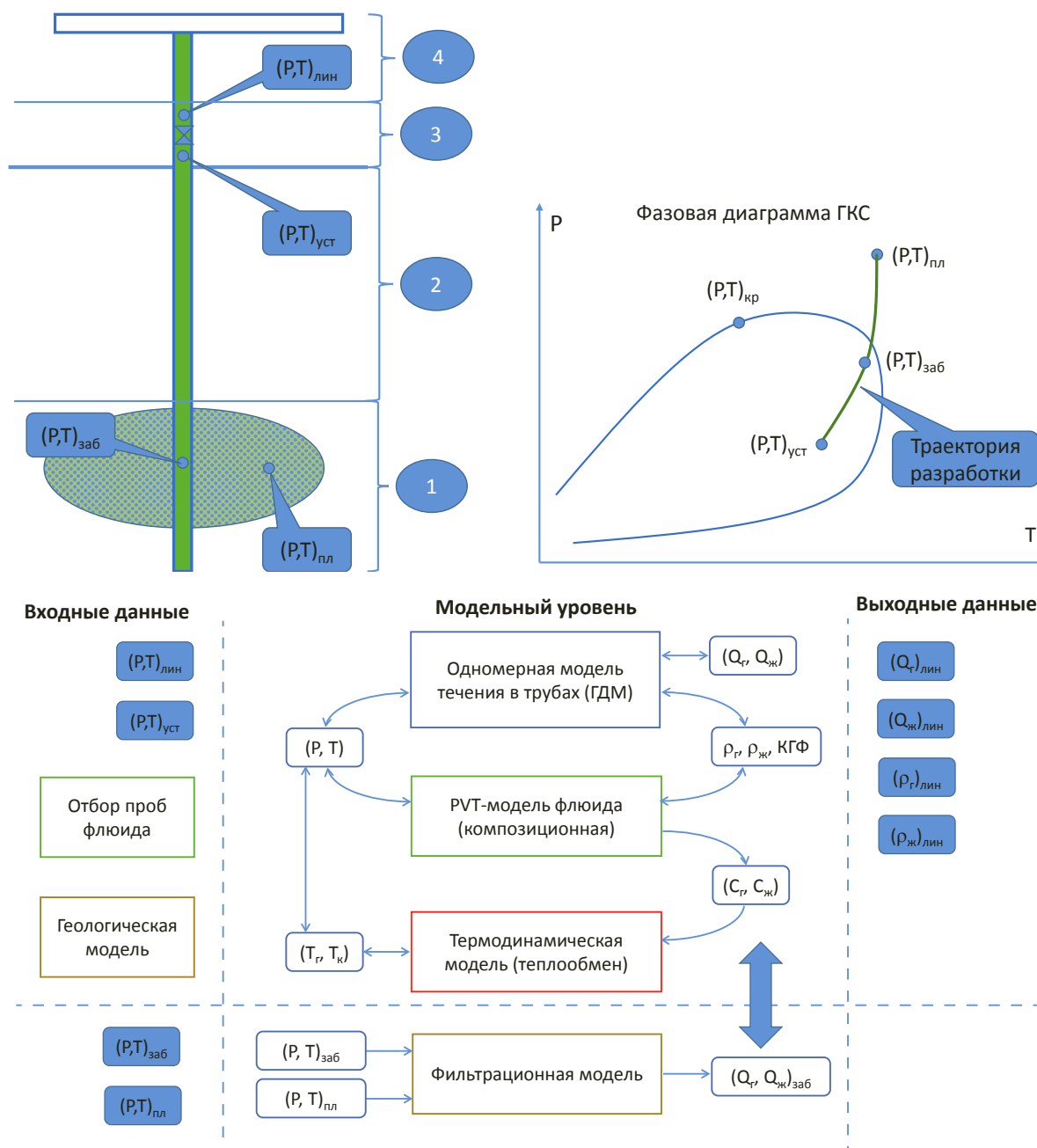


Рисунок 1
Общая схема физико-математической модели скважина/пласт

Модель движения в штуцере основана на уравнении Бернулли для адиабатического процесса [5]:

$$P_{шл.}^2 - P_{буф.}^2 = B_{шт.} Q_{см}^2,$$

где $P_{буф.}$ — буферное давление, $P_{шл.}$ — шлейфовое давление, $B_{шт.}$ — расходный параметр штуцера.

PVT модель основана на модифицированном кубическом уравнении Пенга–Робинсона [4]

$$PV = \frac{RT}{V-b} + \frac{a\alpha}{V(V+b) + V(V-b)};$$

$$a = 0,457 \frac{(RT_c)^2}{P_c}; \quad b = 0,078 \frac{RT_c}{P_c};$$

$$\alpha = (1 + m(1 - \sqrt{T/T_c}))^2;$$

$$m = 0,3796 + 1,54226\omega - 0,2699\omega^2,$$

где ω — ацентрический фактор, T_c и P_c — критические температура и давление.

Фугитивность:

$$\ln f_i = \int_v^\infty \left(\frac{1}{RT} \left(\frac{\partial P}{\partial n_i} \right)_{T, V, n_j} - \frac{1}{V} \right) dV + \ln \frac{n_i RT}{V}.$$

Плотность, состав газовой и жидкой фазы определяются из условия равенства фугитивностей по каждой компоненте газовой и жидкой фазы [4].

Термическая модель включает учет эффектов теплообмена ГКС при движении по стволу скважины с окружающими горными породами, а также эффект дросселирования при прохождении сужающих устройств (штуцеры) и при фильтрации в призабойной зоне.

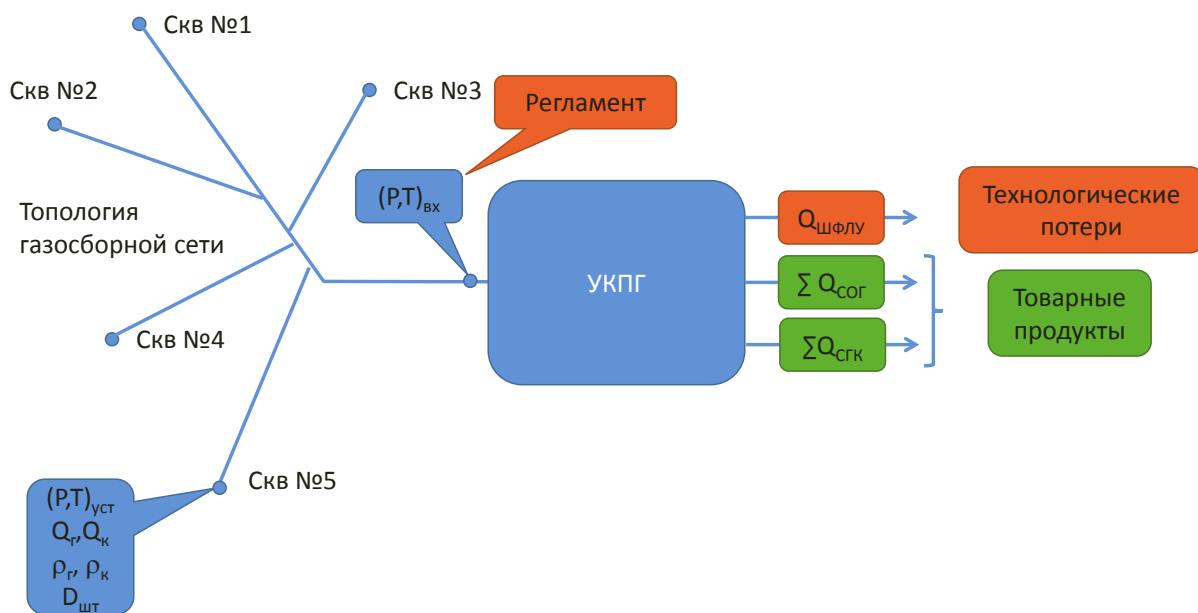


Рисунок 2

Общая схема месторождения, включающая скважины-источники флюида, газосборную сеть, и станцию подготовки флюида — УКПГ

Эффект дросселирования: изоэнтальпийное охлаждение ГКС при прохождении через сужающее устройство (штуцер):

$$\Delta T = \int_{P_{\text{вх}}}^{P_{\text{вых}}} D_h(P, T) dP; D_h(P, T) = \left(\frac{\partial T}{\partial P} \right)_h = -\frac{1}{C_p} \left[V + T \left(\frac{\partial P}{\partial T} \right)_V / \left(\frac{\partial V}{\partial T} \right)_P \right],$$

где ΔT — изменение температуры, $D_h(P, T)$ — коэффициент Джоуля–Томпсона, $P_{\text{вх}}$ и $P_{\text{вых}}$ — давления на входе и выходе из сужающего устройства, C_p — изобарная теплоемкость ГКС.

Изобарная теплоемкость для каждого компонента ГКС вычисляется через корреляции Пассата–Даннера [6], а результирующая теплоемкость ГКС вычисляется как среднемолярная от входящих компонент [4, 6].

Модель газосборной сети со звездообразной топологией основана на представлении сети в виде графа. Узлы графа соответствуют скважинам, точкам врезки или входа в установку комплексной подготовки газа (УКПГ), соответствующую вершине графа. Ребра соответствуют участкам трубопровода между узлами. Таким образом, топология газосборной сети однозначно задается матрицей инциденций, которая сопоставляет вершины и ребра графа. Балансировка газосборной сети основана на применении гидродинамического аналога уравнений Кирхгофа. Аналогичный подход был рассмотрен в работе [3].

Вершины первого порядка — скважины, являются источниками флюида, для вершин второго порядка — точек врезки — принимаем, что суммарный массовый поток равен нулю, для вершины третьего порядка — вершины графа — принимаем, что температура и давление равны заданным граничным условиям (технологические режимы УКПГ).

1. Для вершин первого порядка (i) массовый поток флюида к ближайшей вершине второго порядка (i'):

$$Q_{ii'} = Q_i (D_{шт}^i) \text{ — на основании модели скважины;}$$

2. Для вершин второго порядка (i'): $\sum_k Q_{i'k} = 0$;

3. Для вершины графа (i^*): $P_{i^*} = P_0, T_{i^*} = T_0$;

4. Для ребра (i, j), инцидентного к вершинам (i) и (j) можем записать уравнение гидросопротивления $P_i^2 - P_j^2 = \lambda_{ij} Q_{ij}^2$.

Таким образом, при балансировке графа возникает самосогласованное решение всех уравнений, описывающих приток в скважину и течение в газосборной сети.

Таким образом, добыча углеводородов на ГКМ описывается интегрированной моделью, представленной на рис. 2 и включающей следующие блоки:

1. Интегрированная модель скважины:

$$(P, T)_{\text{уст}}, D_{шт} \rightarrow (Q, \rho)_{\text{ГК}};$$

2. Модель газосборной сети:

$${}^i(P, T)_{\text{уст}}, {}^i D_{шт} \leftrightarrow {}^{j \neq i}(P, T)_{\text{уст}}, (P, T)_{\text{вх}};$$

3. Модель УКПГ:

$$(Q, \rho)_{\text{ГК}}, (P, T)_{\text{вх}} \rightarrow \sum Q_{\text{СГК}}, \sum Q_{\text{СОГ}}, Q_{\text{ШФЛУ}};$$

УКПГ на газоконденсатных месторождениях предназначены для глубокого процессинга флюида, поступающего из наземной газосборной сети, с целью получения конечных товарных продуктов — сухого отделенного от бензина газа (СОГ) и стабильного газоконденсата (СГК). Процессинг флюида заключается в выделении стабильных продуктов из общей ГКС, поступающих на вход, а именно СОГ, в котором не выпадает жидкость, и СГК, который не подвержен высокой летучести.

Требования к СГК сформулированы в ГОСТ Р 51858-2002 (предельное давление насыщенных паров не более 66 кПа), для СОГ ГОСТ Р 53762-2009 (предельное значение температуры точки росы не выше -20°C при давлении 100 кПа). По составу СГК представлен высококипящими фракциями C_{5+} , в то время как СОГ представляют легкие

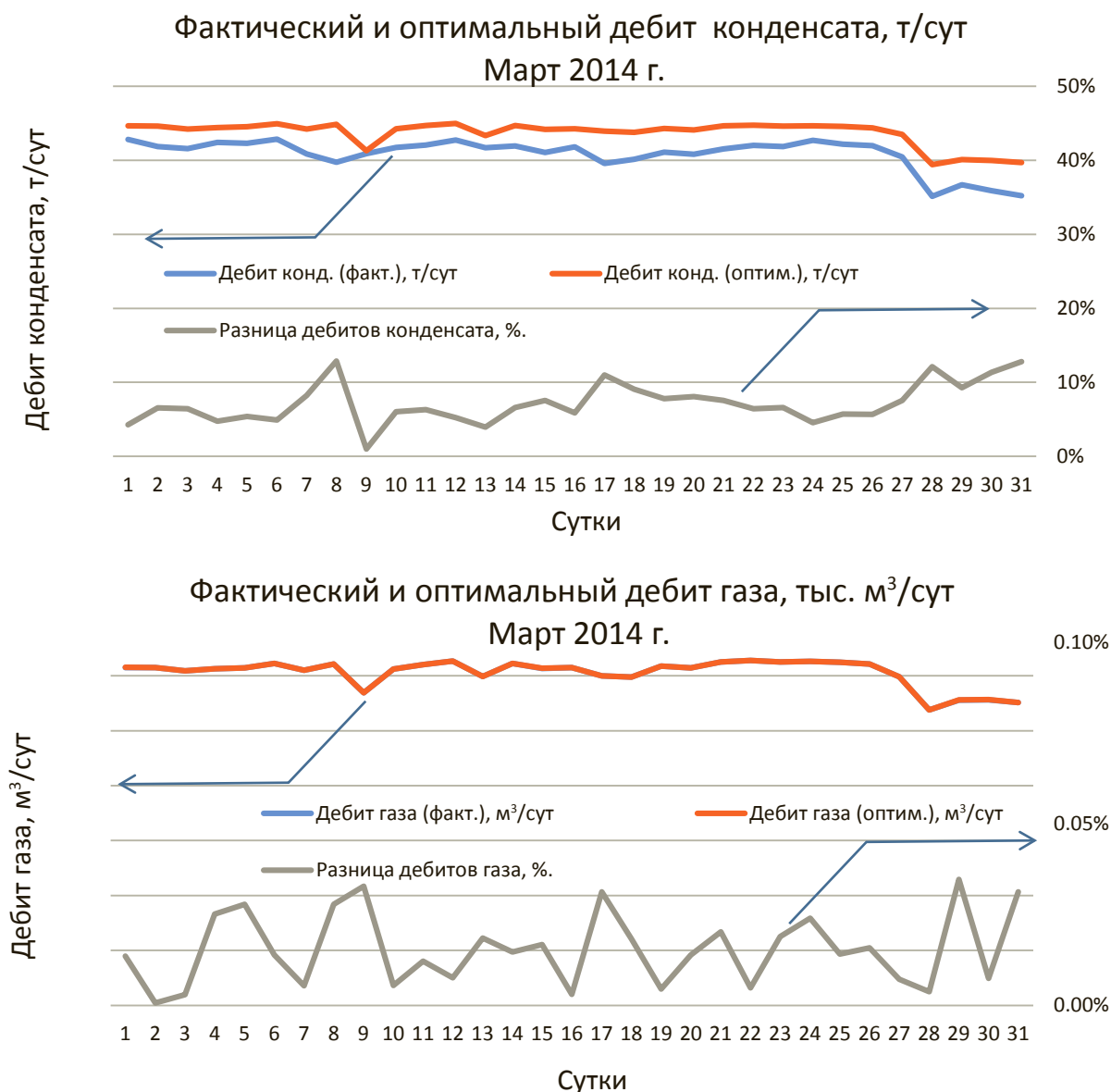


Рисунок 3
Фактический и модельный посуточный дебиты газа и конденсата при оптимальном тех. режиме за март 2014 г.

газовые фракции, преимущественно C_1 с небольшими примесями C_2-C_4 .

Химико-технологические и физико-математические модели УКПГ подробно изложены в работах [7–10] и выходят за рамки данной работы.

Оптимизация продуктивных параметров:

1. Максимизировать выход товарных продуктов (СГК);
2. Минимизировать выход нежелательного продукта — широкой фракции легких углеводородов (ШФЛУ).

Рычаги регулирования: ${}^i D_{шт}$ на устьях скважин в заданных коридорах: ${}^i D_{мин.} < {}^i D_{шт} < {}^i D_{макс.}$. Коридор регулирования $D_{мин.}$ и $D_{макс.}$ достаточно индивидуален для каждой скважины и выбирается на основании соблюдения технологического режима, не допускающего переохлаждения на устье при дросселировании (опасность отложения газовых гидратов), а также превышения предельной скорости течения в ГСС, связанного с опасностью повышенной эрозии технологического оборудования.

Предварительное моделирование показывает, что максимизация СГК на УКПГ соответствует минимуму выхода нежелательного продукта (ШФЛУ) [10].

Для задачи параметрической условной оптимизации определим целевую функцию, составленную методом «штрафных» санкций:

$$F(d_{шт}) = \alpha_1 Q_{конд} - \alpha_2 (Q_{газ} - Q_0)^2 - \alpha_3 (P_{вх} - P_0)^2 \rightarrow \max,$$

где α_i — весовые коэффициенты, которые можно интерпретировать как показатели экономической эффективности: α_1 — стоимость конденсата, $\alpha_{2,3}$ — «штрафные» коэффициенты за отклонения от заданных условий работы.

Адаптация параметров

Основным отличием от работы [2–3] является реализация адаптации физических параметров модели на эмпирические данные, включая как промышленные замеры, так и результаты гидродинамических исследований — (ГДИ+ГКИ и КВД).

Частота смены штуцеров за месяц. Март 2014 г.

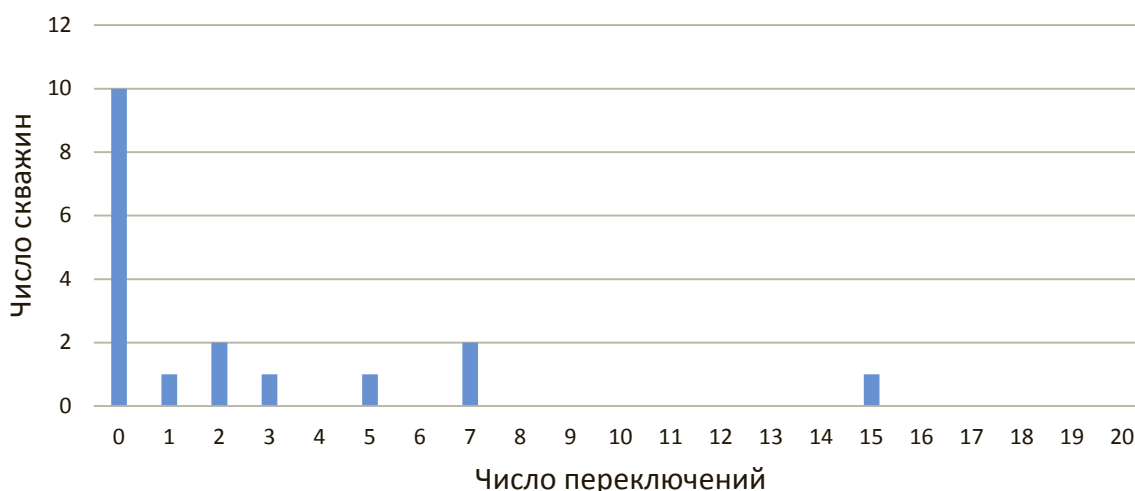


Рисунок 4

Частота смены штуцеров за месяц при оптимальном тех. режиме за март 2014 г.

Месяц	Дополнительно полученный конденсат	Строгость соблюдения лимита по газу	Число переключений штуцеров
ноябрь 2013	3,07%	-0,20%	63
декабрь 2013	2,90%	0,36%	72
январь 2014	1,40%	0,02%	49
февраль 2014	3,14%	0,02%	15
март 2014	7,03%	0,02%	42
апрель 2014	5,39%	0,02%	24
май 2014	5,92%	0,02%	52
июнь 2014	5,57%	0,02%	41
июль 2014	5,01%	0,02%	47
август 2014	0,78%	-0,44%	73
сентябрь 2014	5,54%	0,02%	38
среднее	4,16%	-0,01%	47

Таблица 1

Прирост накопленной добычи конденсата при соблюдении установленного лимита до накопленной добыче газа, и число переключений штуцеров на скважинах при оптимальном тех. режиме

ГДИ+ГКИ или промысловые данные: $P_{заб}(d_{шт})$, $P_{буф}(d_{шт})$, $T_{буф}(d_{шт})$, $Q_{газа}(d_{шт})$, $Q_{конд}(d_{шт})$, однако предпочтения отдаются ГДИ+ГКИ. Пластовое давление оценивается из КВД.

Адаптируемые параметры модели — до 13 параметров (индивидуальные для каждой скважины):

1. Геологические параметры разреза (6 параметров);
2. Технические параметры скважины (2 параметра);
3. PVT параметры флюида (5 параметров).

$F = \sum \alpha_i ((X - X^*)/X^*)^2 \rightarrow \min$ — целевая функция, подлежащая минимизации при варьировании параметров адаптации.

$X = \{P_{заб}, P_{буф}, T_{буф}, Q_{газа}, Q_{конд}\}$ — набор фактических значений промысловых параметров.

$X^* = \{P_{заб}^*, P_{буф}^*, T_{буф}^*, Q_{газа}^*, Q_{конд}^*\}$ — набор значений промысловых параметров, рассчитанных в модели при заданных параметрах адаптации.

α_i — весовые параметры.

При адаптации задается верхняя и нижняя границы адаптируемых параметров.

Общий алгоритм адаптации:

1. Адаптация в широких границах — первичное приближение;
2. Вычисление средних параметров по месторождению;
3. Сужение границ адаптации — уточнение параметров.

Предварительно выполненный анализ чувствительности модели к параметрам адаптации показал:

1. Параметры в потоков в шлейфах и ГСС менее всего чувствительны к изменению параметров скважины, т.е. штуцеры выполняют гидравлическое разобщение.
2. Балансировка ГСС обязательна при изменении диаметров штуцеров скважин или изменении числа активных скважин.

Результаты максимизация добычи конденсата при фиксированном дебите газа

После адаптации модели на промысловые данные или результаты гидродинамических исследований решалась задача подбора оптимального посуточного технологического режима добычи, который реализует достижение накопленной добычи по газу одновременно с максимиза-

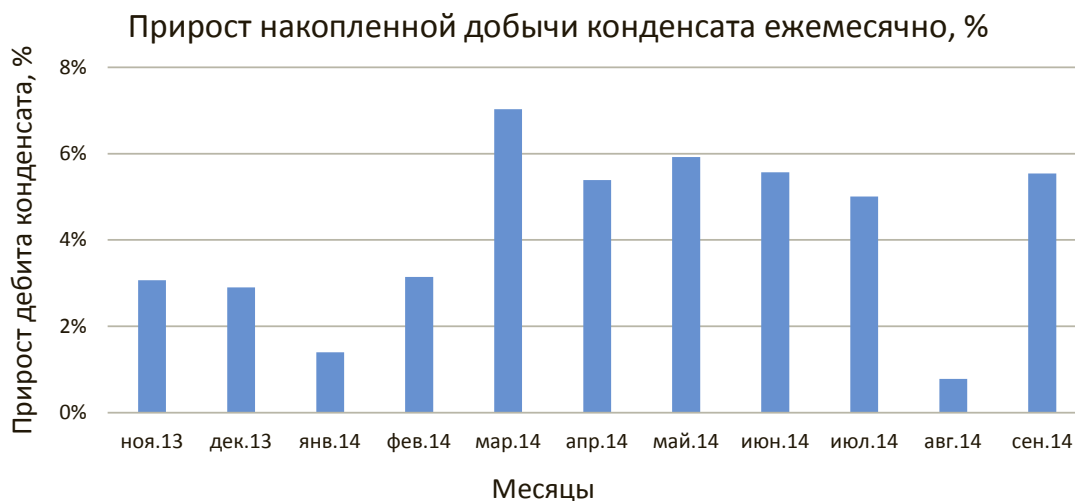


Рисунок 5
Прирост накопленной добычи конденсата за месяц при оптимальном тех. режиме



Рисунок 6
Выполнение месячного лимита по накопленной добыче газа при оптимальном тех. режиме

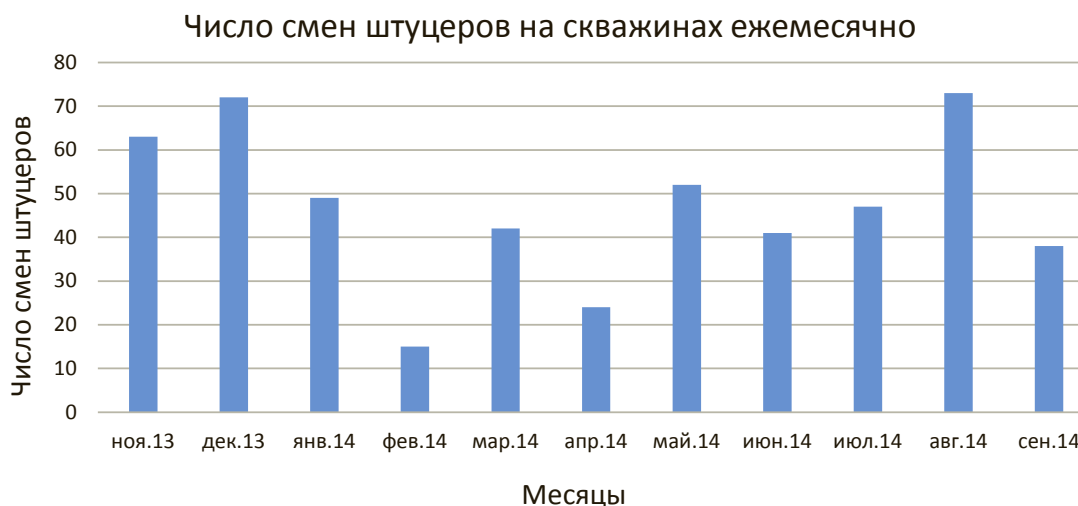


Рисунок 7
Число месячных переключений по скважинам при оптимальном тех. режиме

цией накопленной добычи по конденсату. Для этой цели решался ряд прямых задач посредством заложенной интегрированной модели, а затем с помощью генетического алгоритма подбирался оптимальный режим, максимизирующий дебит конденсата. В результате были получены посуточные фактические и модельные дебиты газа и кон-

денсата, представленные на рис. 3 для марта 2014 г. Далее был проведен анализ переключений штуцеров на скважинах для поддержания оптимального технологического режима. Частота смены штуцеров представлена на рис. 4. Наконец, прирост накопленной добычи по конденсату за месяц, строгость выполнения лимита по добыче газа, а

также кумулятивное число переключений штуцеров на скважинах представлены на рис. 5–7, а также в табл. 1.

Отклонения от заданного дебита газа в месяц не превысило +0.015%, дополнительно полученный конденсат составил +7.03%. Число переключений штуцеров за месяц — 42.

Средний прирост добычи конденсата составляет ~ 4,16%, при ежесуточной подстройке скважин, требующей ~ 1.56 переключений в сутки. Следует отметить, что можно выделить пул относительно стабильных скважин (~ 10 скв.), требующих только однократную настройку в начале месяца, и пул нестабильных скважин (1–2 скв.), требующих подстройку более 10 раз месяц.

Заключение

1. Показана физическая состоятельность разработанной модели при решении прямой задачи — достоверность прогнозов составляет: $\pm 1\%$ по газу и $\pm 2\%$ по конденсату (воспроизведение промысловых данных), а также при решении задач параметрической оптимизации тех. режимов газоконденсатных скважин (максимизация конденсатоотдачи при фиксированном дебите по газу и режимов на входе в УКПГ).
2. Средний прирост дебита по конденсату составил +4,16%, при среднем числе переключений ~ 1,56 раз/сут. (ноябрь 2013 г. – сентябрь 2014 г.)
3. При анализе статистики переключений штуцеров на скважинах широкий пул высокостабильных скважин (~ 10 скв.), требующих только однократное установление оптимального значения диаметра, и небольшой пул (~ 1–2 скв.) сильно нестабильных скважин, требующих свыше 10 подстроек диаметров за месяц.
4. Следует отметить, что для настройки модели предпочтительнее детальные данные по гидродинамическим исследованиям (ГДИ + ГКИ и КВД — для оценки пластового давления), а также корректная *PVT*-модель — зависимость $K_{гф}(P)$, по каждой скважине.
5. Дальнейшее развитие направлено в сторону поиска квазиоптимумов, реализующих компромисс между дополнительно полученным конденсатом и числом ежесуточных подстроек диаметров штуцеров.
6. Были сделаны выводы о необходимости проведения кластеризации скважин и выборочной оптимизации.

Стоит отметить, что реализованный программный модуль, позволяющий рассчитывать параметры течения ГКС как в скважинах, так и в ГСС, может найти применение в качестве информационной основы многофазного расходомера виртуального типа (MPVT). Концепция MPVT была сформулирована сравнительно недавно [11], и уже имеются попытки внедрения подобных решений на месторождениях [11–13]. В основе MPVT лежит модель течения многофазного флюида по трубопроводной сети в совокупности с замерами физических параметров среды в контрольных точках. Причем в качестве параметров среды достаточно измерять температуру и давление, что

существенно проще и дешевле, нежели полноценные многофазные измерители расхода ■

Список литературы

1. Алиев З.С., Исмагилов Р.Н. *Газогидродинамические основы исследования скважин на газоконденсатность*, М.: Недра, 2012. — 214 с.
2. Соловьев И.Г., Говорков Д.А., Ведерникова Ю.А. *Термобарическая модель технологии газодобычи для контроля и управления режимами эксплуатации скважин // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности*. 2015. № 1. С. 37–44.
3. Соловьев И.Г., Ведерникова Ю.А., Говорков Д.А., Рязанцев А.Э. *Барометрическая модель управляемой технологии газодобычи участка газоконденсатного месторождения // Вестник кибернетики*. 2014. № 3 (15). С. 3–11.
4. Ahmed T. *Equations of State and PVT Analysis: Applications for Improved Reservoir Modeling*, Gulf Publishing Company. 2007. 570 p.
5. Брилл Дж.П., Мукерджи Х. *Многофазный поток в скважинах*, Москва–Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2006. 384 с.
6. Брусиловский А.И. *Фазовые превращения при разработке месторождений нефти и газа*, М.: Грааль, 2002, 575 с.
7. Гартман Т.Н., Клушин Д.В. *Основы компьютерного моделирования химико-технологических процессов*, М.: Академкнига, 2006. — 416 с.
8. Кравцов А.В., Ушева Н.В., Мойзес О.Е., Кузьменко Е.А., Рейзлин В.И., Гавриков А.А. *Информационно-моделирующая система процессов промышленной подготовки газа и газового конденсата // Известия ТПУ*. №318(5). 2011. С. 132–137.
9. Ушева Н.В., Мойзес О.Е., Кузьменко Е.А., Хлебникова Е.С. *Разработка модуля оптимизации и исследование процессов промышленной подготовки газового конденсата с применением моделирующей системы // Известия ТПУ*, №321(5). 2012. С. 35–38.
10. Иванов С.С., Тарасов М.Ю., Зобнин А.А., Жиряков В.Ю., Мартынов Е.Л. *Подбор оптимальных режимов работы установок комплексной подготовки газа // Газовая промышленность*. №02 (702). 2014. С. 100–103.
11. Dellarole E., Bonuccelli M., Antico L., Faluomi V., *Virtual Metering And Flow Allocation: Models, Tools And Field Results // Offshore Mediterranean Conference*, 2005, OMC-2005-091.
12. Bello O., Ade-Jacob S., Yuan K. *Development of Hybrid Intelligent System for Virtual Flow Metering in Production Wells // SPE Conference Paper*, 2014, 167880-MS.
13. P. Patel, H. Odden, B. Djoric, R.D. Garner, H. Kristian Veaa, *Model Based Multiphase Metering and Production Allocation // Offshore Technology Conference*, 2014, OTC-25457-MS.