

Оптимизация отборов газа добывающих скважин для повышения эффективности добычи конденсата

Владимир Евгеньевич Вершинин^{1,2✉}, Александр Павлович Коваленко¹,
Даулет Семеевич Женыспаев¹, Анастасия Сергеевна Ковалькова¹,
Антон Дмитриевич Выдренков¹

¹ Тюменский нефтяной научный центр, Тюмень, Россия

² Тюменский государственный университет, Тюмень, Россия

Контакт для переписки: ve_vershinin2@tnnc.rosneft.ru ✉

Аннотация. В статье рассмотрены способы повышения эффективности добычи конденсата за счет оптимального распределения отборов газа между добывающими скважинами. Для большого количества скважин решение этой задачи становится нетривиальным и требует специальных методов нелинейной оптимизации. Основной упор сделан на получении точных решений задачи оптимизации добычи конденсата за счет использования эмпирических зависимостей между добычей газа и конденсата. Определен минимальный набор достоверной промысловой информации, позволяющий решить задачу оптимального распределения добычи газа между скважинами, при максимизации дебита конденсата. Для этой модели сформулирована оптимизационная задача. Рассмотрены условия, при которых исходная задача распадается на систему подзадач оптимизации для подгрупп скважин. Методом попарной оптимизации найдены аналитические выражения для оптимальных пропорций дебитов газа в группе скважин. На основе полученных выражений разработан алгоритм точного решения задачи краткосрочной оптимизации режима работы скважин.

Ключевые слова: алгоритм, газ, дебит, конденсатоотдача, нелинейная оптимизация, уравнение оптимизации технологического режима, газоконденсатное месторождение, повышение конденсатоотдачи

Цитирование: Вершинин В. Е., Коваленко А. П., Женыспаев Д. С., Ковалькова А. С., Выдренков А. Д. 2023. Оптимизация отборов газа добывающих скважин для повышения эффективности добычи конденсата // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. Том 9. № 4 (36). С. 128–142. <https://doi.org/10.21684/2411-7978-2023-9-4-128-142>

Поступила 03.11.2023; одобрена 14.12.2023; принята 15.12.2023

Optimization of gas extraction of producing wells to increase the efficiency of condensate production

Vladimir E. Vershinin^{1,2}✉, Aleksandr P. Kovalenko¹, Daulet S. Zhenyspaev¹, Anastasiya S. Kovalkova¹, Anton D. Vydrenkov¹

¹ Tyumen Petroleum Research Center, Tyumen, Russia

² University of Tyumen, Tyumen, Russia

Corresponding author: ve_vershinin2@tnc.rosneft.ru✉

Abstract. The article discusses ways to increase the efficiency of condensate production due to the optimal distribution of gas flows between producing wells. For a large number of wells, the solution of this problem becomes nontrivial and requires special methods of nonlinear optimization. The main aim of research is obtaining accurate solutions to the problem of optimizing condensate production using direct dependencies between gas and condensate production. The minimum set of reliable field information has been determined, which allows solving the problem of optimal distribution of gas production between wells at the maximum condensate flow rate. An optimization problem is formulated for this model. The conditions under which the initial problem is divided into a system of optimization subtasks for subgroups of wells are considered. By the method of pairwise optimization, analytical expressions were found for optimal ratios of gas flow rates in a group of wells. Based on the expressions obtained, an algorithm has been developed for the exact solution of the problem of short-term optimization of the well operation mode.

Keywords: algorithm, gas, flow rate, condensate recovery, nonlinear optimization, equation optimization of the technological regime, gas condensate field, increase of condensate recovery

Citation: Vershinin, V. E., Kovalenko, A. P., Zhenyspaev, D. S., Kovalkova, A. S., & Vydrenkov, A. D. (2023). Optimization of gas extraction of producing wells to increase the efficiency of condensate production. *Tyumen State University Herald. Physical and Mathematical Modeling. Oil, Gas, Energy*, 9(4), 128–142. <https://doi.org/10.21684/2411-7978-2023-9-4-128-142>

Received November 3, 2023; Reviewed December 14, 2023; Accepted December 15, 2023

Введение

При разработке газоконденсатной залежи на поздних стадиях происходит процесс снижения пластового давления, приводящий к неизбежному выпадению конденсата в пласте. Эффективных технологий извлечения выпавшего конденсата из пласта на сегодняшний

день не существует. В связи с этим может быть поставлен ряд оптимизационных задач по снижению пластовых потерь и повышению эффективности добычи конденсата. Наиболее естественным видится путь оптимизации параметров технологического режима за счет перераспределения добычи газа между скважинами. В упрощенном случае однородного пласта и скважин с одинаковой продуктивностью решение задачи о добыче газа и максимального количества конденсата сводится к равномерному распределению дебитов газа между всеми скважинами. В случае реального месторождения каждая скважина имеет индивидуальные характеристики продуктивности и пластовое давление в призабойной зоне. В этих условиях нахождение технологического режима, обеспечивающего наименьшие потери конденсата при заданном общем дебите газа, становится нетривиальной задачей. Для ее решения необходимо опираться на зависимости между параметрами, влияющими на содержание конденсата в потоке газа.

Можно выделить два основных направления при постановке подобных задач и выборе способов их решения. В рамках первого подхода исследуются процессы добычи газа и конденсата на длительных интервалах времени. При этом максимизируют накопленную добычу конденсата, тем самым добиваясь увеличения итоговой конденсатоотдачи пласта. При таком подходе основным инструментом выступает гидродинамическое моделирование. В работах [Трубачева и др., 2018; Трубачева, 2019] предложены алгоритмы приближенного поиска оптимальных профилей добычи газа с использованием как гидродинамических, так и упрощенных аналитических моделей притока газа к скважине. Второе направление связано с решением задач оперативного и краткосрочного управления добычей на месторождении с максимизацией текущего уровня добычи конденсата. Данный подход нацелен на повышение экономических показателей разработки за счет увеличения денежного потока на более ранних этапах добычи. В таком случае предъявляются повышенные требования к точности используемых моделей.

В последние годы наметилась тенденция перехода ко всё более усложняющимся моделям, использованию интегрированных моделей при прогнозировании режимов работы скважин месторождения. Эти модели позволяют прогнозировать режимы работы скважин с учетом существующей инфраструктуры [Колмаков и др., 2012; Мулькаманов и др., 2015]. Применение подобных моделей при мониторинге, прогнозировании и оптимизации технологических режимов может дать большой эффект на месторождениях, на которых эксплуатируются несколько пластов [Терентьев и др., 2013]. Важнейшая проблема для таких месторождений — корректный учет продукции, идущей из разных пластов и разных скважин. Многофазные расходомеры дорог, сложны в обслуживании, поэтому использование их на устье каждой скважины часто является экономически нецелесообразным [Стрижов и др., 2012]. Использование относительно недорогих датчиков давления и температуры в разных частях скважины и шлейфа позволяет дать оценку скорости потоков из решения обратной задачи гидродинамики системы «пласт — скважина — штуцеры — система сбора продукции» (и другие элементы конструкции скважины и трубопроводов). Для решения прямой задачи в [Ајауи и др., 2012] предлагается узловый алгоритм расчета элементов указанной системы, а для обратной задачи — простые подгоночные методы. Авторы работы [Bello и др., 2014] в качестве модели для прямой задачи предлагают использовать искусственные нейронные сети, нечеткую логику и обучаемые модели, в частности

обучаемую библиотеку MLPACK. В [Moreno и др., 2014] для решения прямой задачи используется метод Монте-Карло, а для обратной — алгоритм обобщенных алгебраических моделирующих систем (general algebraic modeling systems, GAMS). Широким полем применения упомянутых выше методов являются газоконденсатные месторождения. Для таких месторождений объем добываемого газа, как правило, ограничен пропускной способностью газотранспортной системы либо планом добычи. При этом важным показателем является добыча конденсата, которая не нормируется. Это порождает оптимизационную задачу максимизации добычи конденсата (минимизации его потерь) при заданных объемах добычи газа. Решение оптимизационных задач управления технологическим режимом работы залежи заключается в расчете необходимых диаметров штуцеров на скважинах [Фёдоров, Вершинин, 2014; Grigoryev, Vershinin, 2014; Рязанцев и др., 2015; Соловьев 2015; Vershinin и др., 2016]. Поскольку диаметр штуцера напрямую влияет на распределение давлений в пласте и стволе скважины, то для решения данной задачи необходимо связать в единой системе параметры управления (диаметры штуцеров), внешние параметры (текущие пластовые давления и давление на выходе из газосборной системы), целевые (добыча конденсата) и лимитирующие показатели (например, добычу газа).

Дополнительными ограничениями дебита газа отдельных скважин при этом могут выступать ограничения технологического характера, связанные с непревышением предельной депрессии на пласт и превышением порога минимальной скорости выноса капельной жидкости с забоя скважины. Вместе с тем довольно часто встречаются ситуации, когда часть необходимой для расчетов информации отсутствует. Тогда приходится использовать допущения, имеющие высокую погрешность. Это ведет к неточностям решения задачи оптимизации, поскольку, как показала практика, поверхность целевой функции всегда представляет собой многоэкстремальную поверхность с близкими по значениям экстремумами. В этих условиях целесообразно использовать альтернативные подходы, базирующиеся на частичных наборах входных данных. В качестве такого набора можно выбрать прямую зависимость дебита конденсата от дебита газа для каждой скважины. Подобная зависимость может быть найдена в результате прямых газоконденсатных исследований (ГКИ), проведенных на скважинах, или расчетным методом, основанном на результатах гидродинамических исследований скважин (ГДИ) и PVT-исследований проб добываемой продукции.

Методы

Для формулировки задачи добычи конденсата и ее оптимизации запишем основные уравнения, определяющие процессы притока газоконденсатной смеси к скважине и зависимость содержания конденсата. Как известно, дебит газового конденсата (Q_k) для каждой скважины зависит от забойного давления ($P_{заб}$), температуры (T) и дебита газа (Q_r). В общем виде Q_k может быть выражен следующим образом:

$$Q_k = R(P_{заб}, T) \cdot Q_r = f(P_{заб}, T, Q_r), \quad (1)$$

где $R(P_{заб}, T)$ — конденсатно-газовый фактор (КГФ). Поведение функции $R(P_{заб})$ определяется компонентным составом смеси. Схематическая зависимость $R(P_{заб})$ от давления при $T = \text{const}$ имеет вид, показанный на рис. 1.



Рис. 1. Схематическая зависимость КГФ от давления смеси [Дурмишьян, 1979]

Fig. 1. Schematic dependence of the condensate-gas ratio vs pressure [Durmishyan, 1979]

При снижении давления смеси ниже порогового значения — давления начала конденсации (P_n), или точки росы, происходит ретроградное выпадение тяжелых фракций углеводородов в жидкую фазу (конденсат). Поэтому содержание конденсата в газе снижается. Конденсат, выпадающий в стволе скважины и трубах газосборной сети, выносится вместе с газом и к потерям не относится. К потерям относится конденсат, выпавший в пласте. Он насыщает скелет породы и практически не может быть добыт в дальнейшем. Наименьшее давление в пласте, определяющее низший уровень содержания конденсата в газовой фазе, соответствует забою скважины. Поэтому в качестве давления в (1) используется $P_{заб}$.

Зависимость Q_g от $P_{заб}$ описывается классическим двучленным уравнением вида [Чарный, 1963]:

$$P_{пл}^2 - P_{заб}^2 = A Q_g + B Q_g^2, \quad (2)$$

где $P_{пл}$ — пластовое давление. Коэффициенты фильтрационного сопротивления A и B рассчитываются по результатам газодинамических исследований скважин, могут быть аналитически выражены через его фильтрационно-емкостные характеристики [Гриценко и др., 1995], а наличие трещин гидроразрыва может быть учтено введением соответствующих поправок.

Используя (2), можно исключить $P_{заб}$ и свести зависимость (1) к виду:

$$Q_k = f(Q_g). \quad (3)$$

Если текущее $P_{заб}$ скважины (а значит, и $P_{пл}$) выше P_n смеси, то потерь конденсата нет. Содержание конденсата в газовой фазе не зависит от давления (рис. 1) и остается постоянным. В этом случае Q_k на скважине линейно зависит от ее Q_g (рис. 2, кривая 1).

Поскольку $P_{пл}$ в ходе добычи газа со временем опускается ниже P_n , то начиная с этого момента график зависимости Q_k от Q_g перестает быть линейным. Поскольку рост Q_g согласно (2) сопровождается снижением $P_{заб}$, то это приводит к снижению КГФ. График Q_k в этом случае «отстает» (находится ниже) от линейной зависимости, соответствующей фиксированному значению КГФ (рис. 2, кривая 2). Чем больше Q_g , тем больше депрессия и ниже величина КГФ. Поэтому при увеличении Q_g «отставание» кривой 2 от кривой 1 увеличивается. В этом случае график зависимости $Q_k = f(Q_g)$ представляет собой гладкую, выпуклую вверх, функцию.

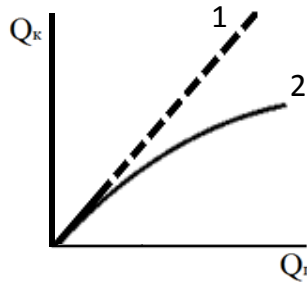


Рис. 2. Схематический график зависимости дебита конденсата (Q_k) от дебита газа (Q_g): кривая 1 — при давлении выше давления начала конденсации; кривая 2 — при давлении ниже давления начала конденсации

Fig. 2. Schematic diagram of the dependence of the condensate flow rate (Q_k) vs the gas flow rate (Q_g): curve 1 — at a pressure above the pressure of the beginning of condensation; curve 2 — at a pressure below the pressure of the beginning of condensation

В качестве предварительного упрощающего допущения можно принять, что КГФ изменяется линейно при изменении Q_g . Это допущение будет справедливым только при малости депрессии и изменения $P_{заб}$. В этом случае дебит конденсата при малых Q_g будет иметь вид квадратичной зависимости:

$$Q_k = R(P_{заб}) \cdot Q_g = (a - bQ_g) \cdot Q_g = aQ_g - bQ_g^2, \quad (4)$$

где a, b — коэффициенты, определяемые из соотношений (1), (2) и зависящие от фильтрационных характеристик притока к скважине, вида функции $R = R(P)$ и величины $P_{пл}$.

Коэффициент a соответствует значению КГФ при $Q_g = 0$, т. е. при $P_{заб} = P_{пл}$:

$$a = R(P = P_{пл}), \quad (5)$$

таким образом, он определяется значением текущего $P_{пл}$ в окрестности скважины.

Заметим, что при $b = 0$ зависимость Q_k от Q_g становится линейной и соответствует случаю отсутствия потерь конденсата.

Анализ промысловых данных, приведенных в таблице 1, показывает, что в большинстве случаев скважины имеют достаточно высокие дебиты, при которых снижение КГФ относительно точки нулевого дебита будет значительным и условие малости не будет выполняться. Вместе с тем можно заметить, что регрессионные кривые квадратичного типа будут в большинстве случаев по-прежнему хорошо описывать зависимости Q_k от Q_g . Коэффициент корреляции при этом обычно составляет порядка 0,99. В этом случае его высокое значение не в последнюю очередь объясняется малым, обычно не превышающим шести, числом режимов исследования скважин при ГДИ и ГКИ. В таблице 1 приведены результаты исследований скважин месторождения X и коэффициенты корреляции, полученные для квадратичных регрессий. На рис. 3 приведен пример построения регрессионной зависимости Q_k от Q_g для скважины № 1 из таблицы 1.

Таблица 1. Зависимость дебита стабильного конденсата (Q_k) от дебита газа (Q_r) на скважинах № 1–9 месторождения X

Table 1. Dependence of the stable condensate flow rate (Q_k) vs the gas flow rate (Q_r) at wells No. 1–9 of field X

№	Q_r , тыс. м ³ /сут		Q_k , м ³ /сут						R^2
1	213,4	299,9	384,7	561,9	44,2	58,2	67,8	81,4	0,9995
2	294,0	376,6	449,8	531,0	50,1	60,5	68,7	80,5	0,9926
3	245,0	339,0	529,8	603,3	42,8	58,7	88,6	104,9	0,9966
4	201,9	281,8	358,7	418,5	38,2	42,8	48,0	51,1	0,9981
5	250,5	320,6	379,9	442,0	38,0	43,0	45,4	50,4	0,9879
6	237,8	319,6	393,4	470,2	45,1	57,9	72,9	78,7	0,9815
7	286,5	360,0	437,1	490,7	48,5	55,0	57,9	58,6	0,9972
8	197,0	269,7	330,8	382,4	39,4	50,3	52,8	54,2	0,9904
9	220,1	305,6	388,1	474,0	50,5	68,6	86,1	102,7	0,9999

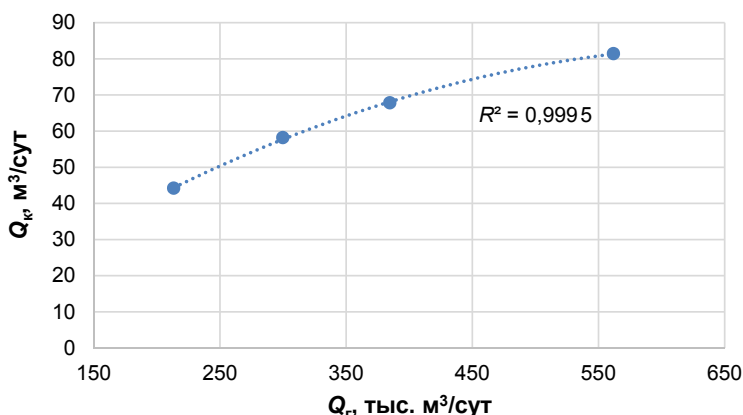


Рис. 3. Регрессионная зависимость дебита стабильного конденсата (Q_k) от дебита газа (Q_r) для скважины № 1 из таблицы 1

Fig. 3. Regression dependence of the stable condensate flow rate (Q_k) vs the gas flow rate (Q_r) for well No. 1 from Table 1

Квадратичное уравнение зависимости $Q_k = f(Q_r)$ в таком случае становится регрессионным уравнением, аппроксимирующим искомую зависимость в рабочей области Q_r . Оно будет иметь вид:

$$Q_k = c + aQ_r - bQ_r^2. \quad (6)$$

Выражение (6) является естественным обобщением аппроксимации вида (4). Знак «минус» перед коэффициентом b в (6) связан с сохраняющейся выпуклостью вверх в зависимости $Q_k = f(Q_r)$. В таком случае коэффициенты $a \geq 0$, $b \geq 0$. Положительность коэффициента a обеспечивает монотонное возрастание дебита конденсата в рабочей области Q_r .

Результаты и обсуждение

Задача оптимизации технологического режима подгруппы скважин

Поскольку при добыче газа на режиме истощения появляются потери конденсата, то возникает ряд задач оптимизации, связанных с уменьшением этих потерь и увеличением добычи конденсата. Одной из таких задач является задача оптимизации текущего режима, которая состоит в том, чтобы при заданном объеме добычи газа с месторождения или группы скважин достичь максимального Q_k .

Задачу оптимизации (максимизации) добычи конденсата для группы n -скважин с дебитами газа ($Q_{гi}$) и дебитами конденсата ($Q_{ки}$), где $i = (1, \dots, n)$, можно записать в виде:

$$\sum_i Q_{гi} \rightarrow Q_{г. \text{план}}, \quad \sum_i Q_{ки} \rightarrow \max, \quad i = (1, \dots, n), \quad (7)$$

где $Q_{г. \text{план}}$ — фиксированное значение суммарной добычи газа всей группы скважин.

Оптимальный режим работы группы скважин представляет собой набор значений дебитов скважин ($Q_{г1}, \dots, Q_{гn}$), обеспечивающий выполнение условий (7). Задача (7) в общем случае является задачей нелинейного программирования и решается с применением численных методов [Зангвилл, 1973].

Алгоритм нахождения оптимального решения можно существенно упростить, опираясь на допущение об отсутствии мгновенного взаимного влияния режимов работы одних скважин на кривые добычи других скважин. Это допущение будет справедливо в случае скважин, удаленных друг от друга на значительные расстояния, либо при низкой проницаемости пласта. В таком случае становится справедливым утверждение:

«Если группа скважин работает в оптимальном режиме, то любая ее подгруппа также работает в оптимальном режиме».

Оптимальность режима работы понимается в выполнимости условий (7) для всей группы скважин и для ее подгрупп.

Действительно, если предположить обратное, т. е. неоптимальность режима подгруппы при оптимальности работы всей группы, то проведя оптимизацию работы подгруппы, можно увеличить добычу конденсата как подгруппы, так и всей группы скважин при неизменной добыче газа. Это, в свою очередь, указывает на неоптимальность работы всей группы, что противоречит исходному допущению и доказывает справедливость утверждения.

В условиях справедливости доказанного утверждения задача оптимизации группы скважин может быть сведена к задаче одновременной оптимизации всех ее подгрупп. При этом целевые плановые дебиты подгрупп изначально неизвестны и требуют нахождения до того, как будут найдены оптимальные дебиты отдельных скважин. Это, соответственно, сводится к отдельной задаче. Однако в ряде случаев можно обойти данное ограничение. Рассмотрим решение этой задачи. Минимальные подгруппы, которые можно выделить из группы, — это всевозможные пары скважин.

Рассмотрим задачу попарной оптимизации скважин между собой. В этом случае весь дебит газа пары делится между двумя скважинами в определенной пропорции. Введем для упрощения следующие обозначения:

$$\begin{aligned} Q_{к1} &= y_1, \quad Q_{г1} = x_1, \quad y_1 = c_1 + a_1x_1 - b_1x_1^2, \\ Q_{к2} &= y_2, \quad Q_{г2} = x_2, \quad y_2 = c_2 + a_2x_2 - b_2x_2^2. \end{aligned} \quad (8)$$

В итоге получим следующую постановку задачи оптимизации:

$$y_1 + y_2 = z \rightarrow \max, \quad x_1 + x_2 = x_0 = \text{const}. \quad (9)$$

Тогда общий дебит конденсата пары можно выразить в виде:

$$z = c_1 + a_1x_1 - b_1x_1^2 + c_2 + a_2x_2 - b_2x_2^2. \quad (10)$$

Выполним замену $x_2 = x_0 - x_1$ и сведем задачу двумерной оптимизации к задаче отыскания экстремума функции одной переменной:

$$\begin{aligned} z(x_1) &= c_1 + c_2 + a_2x_0 - b_2x_0^2 + x_1(a_1 - a_2) + \\ &+ 2b_2x_0x_1 - x_1^2(b_1 + b_2) \rightarrow \max. \end{aligned} \quad (11)$$

Выражение (11) является уравнением параболы. Ветви этой параболы направлены вниз. Это значит, что максимум будет наблюдаться в ее вершине. Решение задачи (9) тогда примет вид:

$$x_{1 \text{ опт}} = \frac{a_1 - a_2 + 2b_2x_0}{2(b_1 + b_2)}, \quad (12)$$

$$x_{2 \text{ опт}} = x_0 - \frac{a_1 - a_2 + 2b_2x_0}{2(b_1 + b_2)} = \frac{a_2 - a_1 + 2b_1x_0}{2(b_1 + b_2)}. \quad (13)$$

Можно заметить, что оптимальные решения $x_{1 \text{ опт}}$ и $x_{2 \text{ опт}}$ в общем случае зависят от x_0 , что на первый взгляд не позволяет напрямую пользоваться ими без решения вспомогательной задачи определения дебитов для пар скважин.

Если коэффициенты b_1 и b_2 равны нулю ($b_1 = b_2 = 0$), то (10) будет представлять собой линейную зависимость без экстремумов. В этом случае максимум добычи конденсата будет наблюдаться на границе области допустимых значений. При $a_1 > a_2$ оптимальное решение примет вид: $x_{1 \text{ опт}} = x_0, x_{2 \text{ опт}} = 0$. При $a_1 < a_2$ оптимальное решение примет обратный вид: $x_{1 \text{ опт}} = 0, x_{2 \text{ опт}} = x_0$. Полученное решение указывает, что в данном случае одну из двух скважин выгоднее остановить и максимально увеличить дебит второй скважины с большим содержанием конденсата. При $a_1 = a_2$ суммарная добыча конденсата будет оставаться неизменной, и любая пропорция в добыче будет оптимальной.

Рассмотрим несколько частных случаев с отличными от нуля коэффициентами.

Случай 1: $a_1 = a_2, b_1 = b_2$.

Равенство коэффициентов означает, что обе скважины полностью одинаковы между собой. В этом случае оптимальное решение имеет вид:

$$x_{1 \text{ опт}} = x_{2 \text{ опт}} = \frac{x_0}{2}. \quad (14)$$

Общий дебит в паре нужно поделить пополам, что соответствует минимальности депрессий и наименьшим потерям конденсата в пласте.

Случай 2: $a_1 = a_2, b_1 \neq b_2$.

$$\text{Тогда } x_{1 \text{ опт}} = \frac{b_2 x_0}{(b_1 + b_2)}, \quad x_{2 \text{ опт}} = \frac{b_1 x_0}{(b_1 + b_2)}, \quad \frac{x_{1 \text{ опт}}}{x_{2 \text{ опт}}} = \frac{b_2}{b_1} = \text{const}. \quad (15)$$

Неравенство коэффициентов b_i означает, что одна из скважин имеет больше потерь конденсата, чем другая. Это может быть связано, например, с более низким $P_{\text{на}}$ или повышенными фильтрационными сопротивлениями. Оптимальное отношение дебитов газа зависит только от коэффициентов b_i , остается постоянным и не зависит от общего целевого дебита группы. Большую долю в общей добыче получит скважина с меньшим b_i . Получающиеся решения всегда лежат внутри области $0 \leq x_i \leq x_0$.

Случай 3: $a_1 \neq a_2, b_1 \neq b_2$.

$$\text{Тогда } x_{1 \text{ опт}} = x^* + \frac{b_2}{b_1 + b_2} x_0, \quad x_{2 \text{ опт}} = -x^* + \frac{b_1}{b_1 + b_2} x_0, \quad (16)$$

где введено обозначение: $x^* = (a_1 - a_2)/2(b_1 + b_2)$ — величина постоянного сдвига, не зависящего от общего дебита x_0 пары скважин. Решение (16) отличается от (15) на величину постоянного сдвига x^* , знак которого зависит от баланса между коэффициентами a_i . Дополнительное увеличение величины оптимального дебита по сравнению с (15) получит скважина с большим значением a_i . Дебит скважины с меньшим значением a_i , наоборот, будет меньше на x^* по сравнению с (15). При значительном сдвиге оптимальное решение выйдет за пределы допустимой области $0 \leq x_i \leq x_0$. Это соответствует расположению вершины параболы (11) за пределами области $0 \leq x_i \leq x_0$. В таком случае целевая функция будет монотонной при $0 \leq x_i \leq x_0$, и оптимальное решение, максимизирующее добычу конденсата, вновь будет находиться на границе:

$$\text{а) } x_{1 \text{ опт}} = x_0, \quad x_{2 \text{ опт}} = 0, \quad \text{при } a_1 > a_2,$$

$$\text{б) } x_{1 \text{ опт}} = 0, \quad x_{2 \text{ опт}} = x_0, \quad \text{при } a_1 < a_2.$$

В случае (а) оптимально остановить вторую скважину, в случае (б) — первую. Выход точки экстремума целевой функции (11) за границу области $0 \leq x_i \leq x_0$ происходит при выполнении условий (а) или (б):

$$\text{а) } \begin{cases} x_{1 \text{ опт}} = \frac{a_1 - a_2 + 2b_2 x_0}{2(b_1 + b_2)} \geq x_0, \\ x_{2 \text{ опт}} = \frac{a_2 - a_1 + 2b_1 x_0}{2(b_1 + b_2)} \leq 0, \end{cases} \quad (17)$$

$$\text{б) } \begin{cases} x_{1 \text{ опт}} = \frac{a_1 - a_2 + 2b_2 x_0}{2(b_1 + b_2)} \leq 0, \\ x_{2 \text{ опт}} = \frac{a_2 - a_1 + 2b_1 x_0}{2(b_1 + b_2)} \geq x_0. \end{cases} \quad (18)$$

Условия (17), (18) сводятся к ограничениям на коэффициенты, тогда целевой дебит пары скважин:

$$а) \frac{a_1 - a_2}{2b_1} \geq x_0, \text{ при } a_1 > a_2, \quad (17^*)$$

$$б) \frac{a_2 - a_1}{2b_2} \geq x_0, \text{ при } a_1 < a_2. \quad (18^*)$$

Как следует из (17*), (18*), остановка одной из скважин потребует только при малых целевых дебитах для пары скважин. В остальных случаях справедливы соотношения (16) для оптимальных дебитов. В этом случае удобно ввести новые смещенные переменные:

$$x'_1 = x_1 - \frac{a_1 - a_2}{2(b_1 + b_2)} = x_1 - x^*, \quad x'_2 = x_2 - \frac{a_2 - a_1}{2(b_1 + b_2)} = x_2 + x^*. \quad (19)$$

Их сумма совпадает с суммой несмещенных переменных и соответствует целевому дебиту пары скважин x_0 . Оптимальные решения в новых переменных примут вид, сходный с (15):

$$x'_{1 \text{ опт}} = \frac{b_2 x_0}{(b_1 + b_2)}, \quad x'_{2 \text{ опт}} = \frac{b_1 x_0}{(b_1 + b_2)}, \quad \frac{x'_{1 \text{ опт}}}{x'_{2 \text{ опт}}} = \frac{b_2}{b_1} = \text{const}. \quad (20)$$

Как следует из (20), отношения оптимальных смещенных дебитов для любой пары перестают зависеть от величины целевого суммарного дебита пары.

Это свойство позволяет найти оптимальные решения всей группы из n -скважин, опираясь только на решения задач оптимизации различных пар из группы.

Оптимизация технологического режима n -скважин

Рассматривая случай n -скважин, можно заметить, что, какой бы ни был план добычи газа для пары скважин, пропорции добычи дебитов или смещенных дебитов согласно (15) или (20) останутся неизменными (при условии превышения пороговых значений (17*), (18*)). Это значит, что в окончательном оптимальном плане всей группы эти пропорции будут сохранены такими же, какими они были получены для отдельных пар. Свойство постоянства пропорций позволяет построить алгоритм нахождения оптимального решения всей группы и найти дебиты скважин в виде точных выражений.

На первом шаге достаточно выделить произвольную скважину из множества n -скважин. Пусть для определенности она имеет номер 1. Создадим множество пар между первой скважиной и каждой из $(n - 1)$ -оставшихся.

На втором шаге в соответствии с (15) или (20) определяются пропорции оптимальных дебитов в каждой паре:

$$\frac{x'_2}{x'_1} = k_2, \quad \frac{x'_3}{x'_1} = k_3, \quad \frac{x'_4}{x'_1} = k_4, \quad \dots, \quad \frac{x'_{n-2}}{x'_1} = k_{n-2}, \quad \frac{x'_{n-1}}{x'_1} = k_{n-1}. \quad (21)$$

Исходя из этих обозначений, можно выразить x'_i :

$$\begin{cases} x'_2 = k_2 x'_1, \\ \dots \\ x'_{n-1} = k_{n-1} x'_1. \end{cases} \quad (22)$$

Тогда сумма добычи газа может быть представлена в следующем виде:

$$\sum_{i=1}^n x'_i = x'_1(1 + k_2 + k_{n3} + \dots + k_{n-1}) = x_{\text{общ.}} = Q_{\text{г. план.}} \quad (23)$$

При этом она равна плановому показателю. Из (23) можно найти x'_1 .

На третьем шаге по известному x'_1 вычисляются несмещенные дебиты x_i согласно (19). Прямым вычислением несложно проверить, что получающиеся решения не зависят от выбора начальной скважины.

Заключение

В статье рассмотрены вопросы повышения эффективности добычи газа и конденсата за счет выбора оптимального технологического режима скважин. Оптимальное управление технологическим режимом большого количества скважин является нетривиальной задачей нелинейной оптимизации и требует использования специальных методов. Сложность решения зависит от формулировок оптимизационных задач и используемых моделей для прогнозирования параметров технологического режима. Вместе с тем существует класс задач, связанных с оперативным и краткосрочным управлением скважинами. В этом случае задача оптимизации может быть существенно упрощена путем разбиения на отдельные подзадачи оптимизации работы малых подгрупп скважин.

В работе проанализированы полученные решения для случая квадратичной аппроксимации зависимостей дебита конденсата от дебита газа и показано, что они обладают свойством универсальности. Это позволяет построить универсальный алгоритм краткосрочной оптимизации добычи конденсата в рамках решения задачи квадратичного программирования.

Предложенный метод позволяет решать в явном виде задачи оптимизации и в других постановках (например, задачу минимизации пластовых потерь). При переходе к задачам долгосрочной оптимизации потребуется учитывать как взаимное влияние скважин друг на друга, так и эффекты постепенного выпадения конденсата в пласте за счет снижения пластового давления в ходе добычи.

Список источников

- Гриценко А. И., Алиев З. С., Ермилов О. М., Ремизов В. В., Зотов Г. А. 1995. Руководство по исследованию скважин. М.: Наука. 523 с.
- Дурмишьян А. Г. 1979. Газоконденсатные месторождения. М.: Недра. 335 с.
- Зангвила У.И. 1973. Нелинейное программирование. Единый подход. М.: Советское радио. 312 с.
- Колмаков А. В., Маришкин В. А., Бордзиловский А. С., Терентьев В. Л., Фёдоров К. М. 2012. Мониторинг разработки месторождений с использованием интегрированного гидродинамического моделирования // Нефтяное хозяйство. № 7. С. 100–102.
- Мулькаманов А., Дорофеев А., Воробьев В., Большакова А., Чупеев А., Савье Р., Тонкин Т., Вернус Ж.-К. 2015. Интегрированное моделирование для задач стратегического планирования и краткосрочной оптимизации крупного газового месторождения // Российская нефтегазовая техническая конференция SPE (26–28 октября 2015 г., Москва, Россия). Доклад SPE-176578-RU.

- Рязанцев А. Э., Торопецкий К. В., Платонов Ю. Г., Вершинин В. Е., Григорьев А. В., Черемисин А. Н., Ульянов В. Н., Курмангалиев Р. З., Колотилов В. А. 2015. Моделирование технологических режимов работы газоконденсатных скважин // Вестник ЦКР Роснедра. № 2. С. 20–27.
- Соловьев И. Г., Говорков Д. А., Ведерникова Ю. А. 2015. Термобарическая модель технологии газодобычи для контроля и управления режимами эксплуатации скважин // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. № 1. С. 37–44.
- Стрижов Н. В., Обух Ю. В., Фёдоров К. М. 2012. Метод сепарации скважинной продукции с выпуском в шлейф для мониторинга дебита газоконденсатных месторождений // Нефтяное хозяйство. № 5. С. 90–92.
- Терентьев В. А., Колягин А. Г., Крашакова О. Л., Гусев С. С., Фёдоров К. М. 2013. Диагностика и оптимизация работы скважин на примере совместной эксплуатации пластов на месторождении G Республики Судан // Нефтяное хозяйство. № 6. С. 106–108.
- Трубачева И. А., Ермолаев А. И., Некрасов А. А. 2018. Метод распределения заданного отбора газа по скважинам газоконденсатного месторождения с целью увеличения конденсатоотдачи // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. № 3. С. 35–40. <https://doi.org/10.30713/0132-2222-2018-3-35-40>
- Трубачева И. А. 2019. Оптимизация дебитов скважин при разработке газоконденсатной залежи // Нефть и газ — 2019: сб. тезисов 73-й Междунар. молодеж. науч. конф. / отв. ред. В. Г. Мартынов. М.: РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина. Том 1. С. 417–418.
- Фёдоров К. М., Вершинин В. Е. 2014. Математическая модель оперативного управления газоконденсатным месторождением // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. № 3 (105). С. 77–84.
- Чарный И. А. 1963. Подземная гидродинамика. М.: Гостоптехиздат. 396 с.
- Ajayi A., Fasasi T., Okuns G. 2012. Real time flow estimation using virtual flow measurement techniques: A field application in intelligent well completion // Nigeria Annual International Conference and Exhibition (6–8 August 2012, Lagos, Nigeria). Paper SPE-162948-MS. <https://doi.org/10.2118/162948-MS>
- Bello O., Ade-Jacob S., Yuan K. 2014. Development of hybrid intelligent system for virtual flow metering in production wells // SPE Intelligent Energy Conference & Exhibition (1–3 April 2014, Utrecht, The Netherlands). Paper SPE-167880-MS. <https://doi.org/10.2118/167880-MS>
- Grigoryev A. V., Vershinin V. E. 2014. Universal optimization algorithm for gas-condensate gathering // Asian Journal of Applied Sciences. Vol. 2. No. 6. Pp. 912–915.
- Moreno G. A., Garriz A. E., Badessich M. F., Bottesi G. L. 2014. Production data integration for virtual flow metering // SPE Annual Technical Conference and Exhibition (27–29 October 2014, Amsterdam, The Netherlands). Paper SPE-170838-MS. <https://doi.org/10.2118/170838-MS>
- Vershinin V. E., Grigoryev A. V., Fedorov K. M. 2016. Problems of gas condensate field production solved by novel enlarged block simulator // SPE Russian Petroleum Technology Conference and Exhibition (24–26 October 2016, Moscow, Russia). Paper SPE-182053-MS. <https://doi.org/10.2118/182053-MS>

References

- Gritsenko, A. I., Aliev, Z. S., Ermilov, O. M., Remizov, V. V., & Zotov, G. A. (1995). *Well testing guide*. Nauka. [In Russian]
- Durmishyan, A. G. (1979). *Gas condensate fields*. Nedra. [In Russian]

- Zangwill, W. I. (1973). *Nonlinear programming. Unified approach*. Sovetskoe radio. [In Russian]
- Kolmakov, A. V., Marishkin, V. A., Bordzilovsky, A. S., Terentyev, V. L., & Fedorov, K. M. (2012). Monitoring of field development on the basis of integrated reservoir simulation. *Oil Industry*, (7), 100–102. [In Russian]
- Mulkamanov, A., Dorofeev, A., Vorobyev, V., Bolshakova, A., Chupeev, A., Sauve, R., Tonkin, T., & Vernus, J.-C. (2015, October 26–28). *Integrating asset modelling for strategic gas field development planning and short-term optimization* [Conference paper SPE-176578-MS]. SPE Russian Petroleum Technology Conference, Moscow, Russia. <https://doi.org/10.2118/176578-MS>
- Ryazantsev, A. E., Toropetsky, K. V., Platonov, Yu. G., Vershinin, V. E., Grigoryev, A. V., Cheremisin, A. N., Ulyanov, V. N., Kurmangaliev, R. Z., & Kolotilov, V. A. (2015). Modeling of technological regimes of gascondensate wells. *Vestnik TSKR Rosnedra*, (2), 20–27. [In Russian]
- Solovyev, I. G., Govorkov, D. A., & Vedernikova, Ju. A. (2015). Thermobaric model of gas production technology applied for well operation monitoring and control. *Automation and Informatization of the Fuel and Energy Complex*, (1), 37–44. [In Russian]
- Strizhov, N. V., Obuh, Yu. V., & Fedorov, K. M. (2012). Gas condensate production monitoring by separator with fluid utilization in collecting system. *Oil Industry*, (5), 90–92. [In Russian]
- Terentyev, V. L., Kolyagin, A. G., Krashakova, O. L., Gusev, S. S., & Fedorov, K. M. (2013). Diagnostics and optimization of multilayer wells exploitation on the example of Sudanese G field development. *Oil Industry*, (6), 106–108. [In Russian]
- Trubacheva, I. A., Ermolaev, A. I., & Nekrasov, A. A. (2018). A distribution method of the specified gas production among the wells of a gas-condensate field for enhancing gas-condensate recovery. *Automation and Informatization of the Fuel and Energy Complex*, (3), 35–40. <https://doi.org/10.30713/0132-2222-2018-3-35-40> [In Russian]
- Trubacheva, I. A. (2019). *Optimization of well flow rates when developing gas condensate deposits*. In V. G. Martynov (Ed.), *Neft i gaz — 2019: Vol. 1* (pp. 417–418). Gubkin University. [In Russian]
- Fedorov, K. M., & Vershinin, V. E. (2014). Mathematical model of operational management of a gas-condensate field. *Oil and Gas Studies*, (3), 77–84. [In Russian]
- Charny, I. A. (1963). *Underground fluid dynamics*. Gostoptekhizdat. [In Russian]
- Ajayi, A., Fasasi, T., & Okuns, G. (2012, August 6–8). *Real time flow estimation using virtual flow measurement techniques: A field application in intelligent well completion* [Conference paper SPE-162948-MS]. Nigeria Annual International Conference and Exhibition, Lagos, Nigeria. <https://doi.org/10.2118/162948-MS>
- Bello, O., Ade-Jacob, S., & Yuan, K. (2014, April 1–3). *Development of hybrid intelligent system for virtual flow metering in production wells* [Conference paper SPE-167880-MS]. SPE Intelligent Energy Conference & Exhibition, Utrecht, The Netherlands. <https://doi.org/10.2118/167880-MS>
- Grigoryev, A. V., & Vershinin, V. E. (2014). Universal optimization algorithm for gas-condensate gathering. *Asian Journal of Applied Sciences*, 2(6), 912–915.
- Moreno, G. A., Garriz, A. E., Badessich, M. F., & Bottesi, G. L. (2014, October 27–29). *Production data integration for virtual flow metering* [Conference paper SPE-170838-MS]. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Amsterdam, The Netherlands. <https://doi.org/10.2118/170838-MS>
- Vershinin, V. E., Grigoryev, A. V., & Fedorov, K. M. (2016, October 24–26). *Problems of gas condensate field production solved by novel enlarged block simulator* [Conference paper SPE-182053-MS]. SPE Russian Petroleum Technology Conference and Exhibition, Moscow, Russia. <https://doi.org/10.2118/182053-MS>

Информация об авторах

Владимир Евгеньевич Вершинин, главный специалист, Тюменский нефтяной научный центр, Тюмень, Россия; доцент кафедры моделирования физических процессов и систем, Физико-технический институт, Тюменский государственный университет, Тюмень, Россия
ve_vershinin2@tnnc.rosneft.ru

Александр Павлович Коваленко, кандидат технических наук, руководитель проекта, Тюменский нефтяной научный центр, Тюмень, Россия
apkovalenko2@tnnc.rosneft.ru

Даулет Семеевич Женыспаев, специалист, Тюменский нефтяной научный центр, Тюмень, Россия
dszhenyspaev@tnnc.rosneft.ru

Анастасия Сергеевна Ковалькова, ведущий специалист, Тюменский нефтяной научный центр, Тюмень, Россия
as_kovalkova@tnnc.rosneft.ru

Антон Дмитриевич Выдренков, специалист, Тюменский нефтяной научный центр, Тюмень, Россия
ad_vydrrenkov@tnnc.rosneft.ru

Information about the authors

Vladimir E. Vershinin, Chief Specialist, Tyumen Petroleum Research Center, Tyumen, Russia; Associate Professor, Department of Physical Processes and Systems Modeling, Institute of Physics and Technology, University of Tyumen, Tyumen, Russia
ve_vershinin2@tnnc.rosneft.ru

Aleksandr P. Kovalenko, Cand. Sci. (Tech.), Project Manager, Tyumen Petroleum Research Center, Tyumen, Russia
apkovalenko2@tnnc.rosneft.ru

Daulet S. Zhenyspaev, Specialist, Tyumen Petroleum Research Center, Tyumen, Russia
dszhenyspaev@tnnc.rosneft.ru

Anastasiya S. Kovalkova, Leading Specialist, Tyumen Petroleum Research Center, Tyumen, Russia
as_kovalkova@tnnc.rosneft.ru

Anton D. Vydrrenkov, Specialist, Tyumen Petroleum Research Center, Tyumen, Russia
ad_vydrrenkov@tnnc.rosneft.ru